



信达证券
CINDA SECURITIES

Research and
Development Center

俄乌冲突对天然气行业的影响

—行业深度报告

2022 年 06 月 28 日

证券研究报告

行业研究

行业深度

能源 行业

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师

执业编号: S1500518070001

联系电话: 010-83326712

邮箱: zuoqianming@cindasc.com

陈淑娴 石化行业首席分析师

执业编号: S1500519080001

联系电话: 021-61678597

邮箱: chenshuxian@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编: 100031

俄乌冲突对天然气行业的影响

2022年6月28日

本期内容提要:

- 欧洲的天然气供需不平衡,内生增长弱,对外依存度高。2020年欧洲共进口4471亿立方米管道气(包含欧洲地区内交易),1148亿立方米LNG,共5619亿立方米天然气。从俄罗斯进口管道气1677亿立方米,LNG 172亿立方米,共1849亿立方米天然气,占欧洲总进口量的32.9%,欧洲管道气进口对俄罗斯依赖度高达37.5%。2021年欧洲从俄罗斯进口约1400亿立方米管道气、150亿立方米LNG,共1550亿立方米天然气。
- 欧盟发布“REPowerEU”能源独立计划,计划通过多种“开源节流”的方式削减三分之二(约1000亿立方米)的进口俄罗斯天然气,其中管道气和LNG计划增加600亿立方米进口。管道气方面,目前阿尔及利亚和荷兰是最好选择,(1)阿尔及利亚天然气常年有丰富的供给盈余,2020年出口欧洲外还有270亿立方米的多余产量,伴随着潜在100亿立方米的管道气增加。(2)荷兰方面,格罗宁根今年额外的70亿立方米产量也可以助力实现管道气进口100亿立方米目标。LNG方面,(1)美国可兑现150亿立方米LNG,但目前在建LNG港口卡尔卡修尚未投产、LNG船运数量没有明显增长、Freeport LNG的德克萨斯工厂爆炸停工且天然气历史价格亚洲更高等因素会限制目标可行性。(2)卡塔尔可输送非长协部分的最多约159亿立方米,但目前卡塔尔LNG船运中断且产量受阻。(3)澳大利亚向欧洲输送200亿立方米非长协LNG,但澳大利亚本国LNG未来供需偏紧,会优先保障本国需求。欧盟内部对俄天然气态度不一。欧盟三种应对俄天然气缺口方案各有利弊。综合看,欧洲大概率可实现100亿立方米管道气进口目标,但难实现500亿立方米的LNG进口目标。德国宣布2024年前将继续从俄罗斯进口天然气,未来计划重启煤电、核能并大力发展可再生能源来摆脱对俄能源依赖。意大利对俄天然气依赖程度高,替代能源发展受限。欧盟目前采取逐步摆脱对俄天然气进口来摆脱对俄天然气依赖。
- 俄罗斯卢布结算令反西方制裁,天然气出口重心将转向东部和南部,同时俄乌冲突推动中国能源公司低价扩大LNG长协采购、加强合作,推动天然气中上游产业链快速发展。能源安全上升至国家层面,中国也将增加本土天然气的勘探开采力度以及相关技术发展。伴随着西方减少对俄能源依赖,未来通过中俄“远东二号”等管道线,俄罗斯天然气可通过管道和LNG船运的方式输至中国、印度、日本、南非等地区,但短期来看,现有地区的需求量、已签长协和基础设施建设等将难消化欧洲今年放弃的俄罗斯1000亿立方米天然气。中国国家管网集团LNG接收站管理公司与壳牌能源(中国)有限公司进行合作备忘录签约仪式。新奥股份自2021年10月份起和RG LNG、Energy Transfer LP等四家公司共签订570万吨/年的LNG长协,2026年起交付。中石油与Gazprom签署中俄远东天然气购销协议,预计2024-2025年投运、于2026年达峰,

输往中国的管道气将达到 480 亿立方米每年。《2022 年能源工作指导意见》、《“十四五”现代能源体系规划》、《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022 年版)》等文件的推出将加快天然气产业链发展,《规划》指出到 2025 年,国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上,储气能力达到 550~600 亿立方米。

- **行业评级与投资建议:** 俄乌冲突背景下,伴随着双碳目标和《“十四五”现代能源体系规划》中对天然气行业发展的指导,我国天然气行业发展迎来历史机遇。**国内方面,**《规划》到 2025 年将实现国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上,储气能力达到 550~600 亿立方米,同时加快天然气管道管网建设,推动管网互联互通,完善 LNG 储运体系等一些列措施将大力推动国内天然气产业链发展。**国际方面,**伴随着俄乌冲突带来的欧洲天然气供需偏紧格局,国际天然气价格将继续高位运行,欧洲由依赖管道气转向依赖 LNG 的模式将带动 LNG 生产、设备和储运的发展,推动我国和俄罗斯的管道管网发展,优势企业同时锁定 LNG 长协价格,业务向产业链上游延伸。**投资评级: 我们继续全面看多上游煤油气能源资源。**建议关注: (1) 中海油(601808.SH)作为早期逆势积极布局海外油气田的公司,在当今高油价下利用低成本优势持续扩大利润。(2) 随着天然气价格维持高位,新奥股份(600803.SH)利用长约锁定 570 万吨/年的长协气(其中 150 万吨 22-23 年开始兑现),另外自有的舟山接收站扩大产能处理,将会在今后天然气价格持续抬升中进一步发挥成本优势,增强盈利能力。公司同时布局综合能源项目,有望进一步拓展天然气下游应用,通过全产业链一体化扩大市场份额实现第二曲线成长。(3) 因为石油、天然气和煤炭之间的比价关系,俄乌冲突带来的全球能源价格上升,结合我们对能源大通胀周期的分析,拥有多品类能源产品的公司将受益于本轮能源通胀和供给紧缩周期,建议关注高分红、低估值、高成长的能源综合类平台广汇能源(600256.SH)。
- **风险因素:** 全球经济出现严重的衰退下滑;俄乌冲突结束后欧洲与俄罗斯关系明显缓和;新冠疫情恶化,毒变传染超预期,限制全球贸易,恶化全球供应链体系;地缘政治冲突升级等。

正文目录

一. 欧洲和俄罗斯的天然气供需关系如何?	6
二. 为什么欧洲如此依赖俄罗斯的天然气?	7
三. 欧洲能否抛弃俄罗斯的天然气?	12
四. 美国能否拯救欧洲?	20
五. 欧盟内部有什么不同声音?	25
六. 俄罗斯无法出口的天然气将如何流转?	28
七. 对中国天然气市场有何影响?	31
投资建议.....	34
风险因素.....	42

表目录

表 1: 俄罗斯出口欧洲管道气概览 (Bcm)	10
表 2: 欧洲联合声明 - “为更负担得起、更安全和更可持续的能源而采取的行动”	13
表 3: 欧洲主要国家 2030 年前计划新增天然气储存能力概述 (Bcm/年)	17
表 4: 欧盟和美国的联合计划 - “减少欧洲对俄罗斯的化石能源依赖”	20
表 5: 美国 LNG 出口终端产能概述 (Bcm)	23
表 6: 欧盟及其参与国家对俄能源制裁措施.....	25
表 7: 德国一揽子能源计划	26
表 8: 国内 LNG 终端产能概述.....	32
表 9: 2021 年 10 月以来新奥股份 LNG 海外采购订单.....	33
表 10: 天然气单位热值含碳量较低、低位热值较高	34

图目录

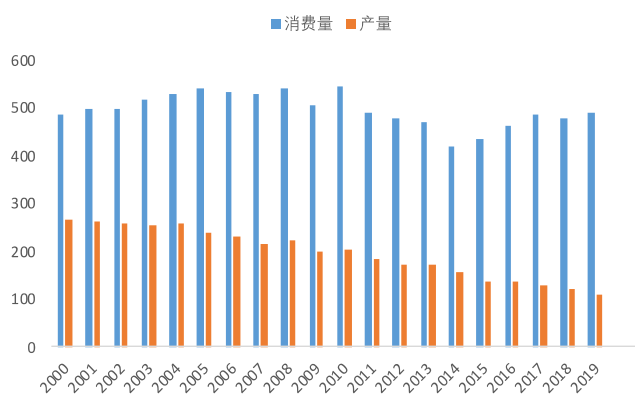
图 1: 2000-2019 年欧洲天然气供需错配 (Bcm)	6
图 2: 2000-2020 年欧洲天然气严重依赖管道气进口 (Bcm)	6
图 3: 2020 年欧洲对俄管道气进口依赖度达 37.5%.....	6
图 4: 欧洲天然气产量下降, 产量占消费量比重持续下降即对外依存度持续提升 (Bcm, %)	7
图 5: 欧洲煤炭产量和消费量逐年下降, 产量占消费量比重下降 (艾焦耳, %)	8
图 6: 欧洲核能消费量下降, 核能消费量占全球消费量比重下降 (艾焦耳, %)	8
图 7: 2013 后德国平均进口价格和 TTF 价格趋同 (美元/百万英热)	9
图 8: 2017 年后俄罗斯天然气探明储量激增 (Bcm)	10
图 9: 2000-2020 年俄罗斯天然气产量稳步提升 (Bcm)	10
图 10: 俄罗斯至欧洲主要天然气管道示意图	10
图 11: 2020 年俄罗斯对欧洲各国管道气出口占比 (%)	10
图 12: Gazprom 天然气产量远超其它能源公司 (Bcm)	11
图 13: 2020 年 Gazprom 天然气销往欧洲超 2000 亿立方米.....	11
图 14: 欧洲过去 20 年天然气消费量缺口加大 (Bcm)	12
图 15: 欧洲过去 20 年管道气主要进口国产量变化 (Bcm)	13
图 16: 2007 年后阿塞拜疆供需严重错配 (Bcm)	14
图 17: 图跨亚得里亚海管道 (TAP) 示意图	14
图 18: 阿尔及利亚供给盈余逐年减小 (Bcm)	14
图 19: 跨地中海管道 (TMP) 示意图	14
图 20: 荷兰天然气产量 2014 年后大幅度下降 (Bcm).....	15

图 21: 格罗宁根气田示意图	15
图 22: 2020 年欧洲管道气进口主要格局 (%)	15
图 23: 2020 年欧洲 LNG 进口主要格局 (%)	15
图 24: 2022 年欧洲天然气库存水平相较往年低 (Bcm)	16
图 25: 欧洲主要国家天然气库存量和库存水平 (Bcm, %)	16
图 26: 欧洲 LNG 接收站分布和数量	16
图 27: 欧洲在建和计划建设的 LNG 接收站 (国家, 接收站名称, Bcm)	17
图 28: 2030 年前欧洲主要国家计划新增 LNG 接收站容量 (Bcm)	18
图 29: 2030 年前欧洲主要国家计划新增 LNG 接收站占比 (%)	18
图 30: 2016-2020 年 LNG 船只数量和年增速 (艘, %)	18
图 31: 2016 年后美国 LNG 出口快速追赶澳大利亚和卡塔尔 (Bcm)	19
图 32: 2016 年后美国 LNG 出口快速增长 (Bcm)	20
图 33: 2020 年美国天然气 85% 出口到欧洲和亚太 (%)	20
图 34: 2022 年美国 3 月地下天然气储量是近 3 年来最低 (Bcm)	21
图 35: 2022 年冬季美国采暖天数高于过去 10 年平均值	21
图 36: 2017 年后美国天然气产量快速超越需求量 (Bcm, %)	21
图 37: 2020 年美国天然气出口量达 614 亿立方米 (Bcm, %)	21
图 38: 美国卡尔卡修端口 2022 年产量 200 亿立方米 (Bcm)	22
图 39: 2021 年底美国液化天然气 LNG 出口工程	22
图 40: 美国亨利港价格最低, 亚洲价格最高 (美元/百万英热)	24
图 41: 2022 年 1 月来欧洲价格超过亚洲价格 (美元/百万英热)	24
图 42: 2020 年欧洲主要国家对俄罗斯管道气依赖程度 (Bcm)	25
图 43: 2020 年欧洲主要国家对俄罗斯 LNG 依赖程度 (Bcm)	25
图 44: 2000-2020 德国天然气产需严重错配 (Bcm)	26
图 45: 2020 年德国从俄罗斯进口管道气占比高达 55%	26
图 46: 2000-2020 意大利天然气产需严重错配 (Bcm)	27
图 47: 2020 年意大利从俄罗斯进口管道气占比高达 39%	27
图 48: 俄乌冲突以来荷兰天然气 TTF 价格波动剧烈 (欧元/百万英热)	28
图 49: 2000-2020 年, 中国和印度天然气消费量增长迅速 (Bcm)	29
图 50: 2020 年中国进口土库曼斯坦管道气占比高达 60%	29
图 51: 2020 年中国进口澳大利亚 LNG 占比高达 43%	29
图 52: 中俄供气管道线路图	30
图 53: 中国 LNG 到岸价整体高位运行 (美元/百万英热)	30
图 54: 2021 年国内 LNG 进口 7893 万吨 (万吨)	31
图 55: 国内 LNG 进口 2021 年各月份创新高 (万吨)	31
图 56: 2021 年 11 月中国天然气累计进口 1526 亿立方米	33
图 57: 2021 年 11 月中国天然气对外依存度 44%	33
图 58: 中国液化天然气 (LNG) 产业链示意图	35
图 59: 中国液化天然气 LNG 产业链各环节主要公司	36

一. 欧洲和俄罗斯的天然气供需关系如何？

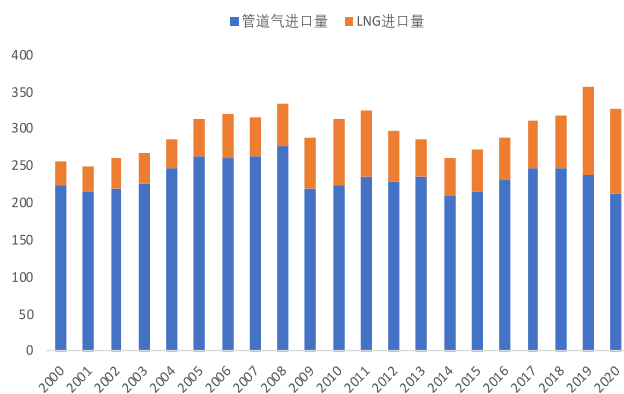
欧洲的天然气供需严重不平衡，内生增长弱，对外依存度极高。根据 BP 统计，2020 年，欧洲天然气产量 2186 亿立方米，消费量 5411 亿立方米，缺口 3225 亿立方米。欧洲管道气和 LNG 进口总量 2020 年达到 3261 亿立方米。欧洲在风电光伏等可再生能源的转型中逐步减少一次能源的消耗。而管道气作为欧洲天然气的命脉，扮演了欧洲能源安全的护城河。无法自给自足的欧洲从俄罗斯进口管道气，2020 年欧洲进口俄罗斯管道气高达 1667 亿立方米，对俄管道气依赖度达 37.5%。根据 IEA，2021 年欧洲从俄罗斯进口约 1400 亿立方米管道气和 150 亿立方米 LNG，总共 1550 亿立方米天然气。

图 1：2000-2019 年欧洲天然气产需错配 (Bcm)



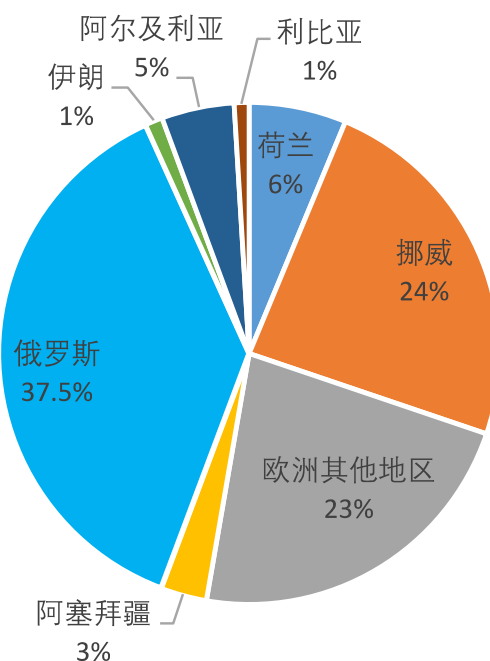
资料来源：Eurostat，信达证券研发中心

图 2：2000-2020 年欧洲天然气严重依赖管道气进口 (Bcm)



资料来源：BP，信达证券研发中心，管道气不包含欧洲地区内交易

图 3：2020 年欧洲对俄管道气进口依赖度达 37.5%

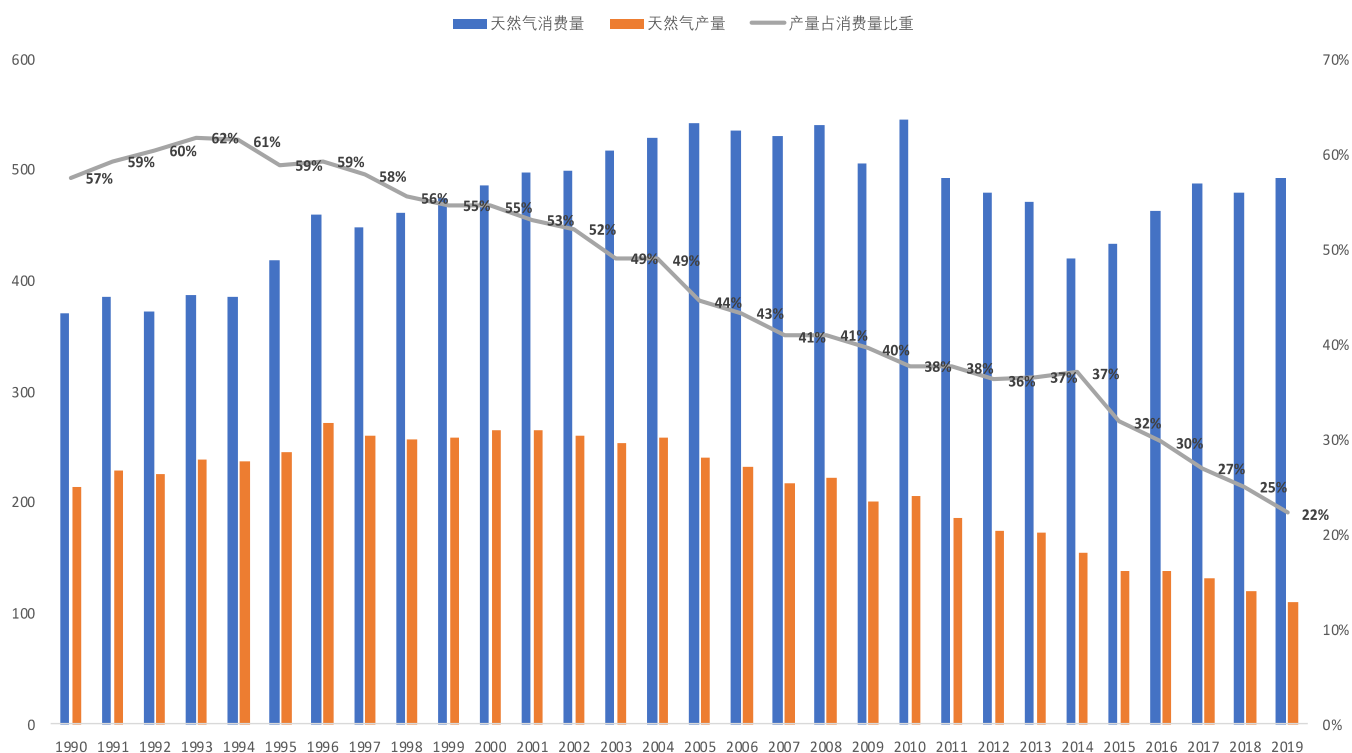


资料来源：BP，信达证券研发中心

二. 为什么欧洲如此依赖俄罗斯的天然气？

从欧洲角度看：曾经自产自足，但伴随着北海储量枯竭，煤炭发电减少，核能投资受限，天然气的重要性不断提升。1960 年代和 1970 年代，欧盟供应的天然气量与其使用量大致相同。伴随北海气田枯竭和荷兰因为地震完全关闭其格罗宁根气田，欧洲本土天然气产量逐步下降。1994 年，欧盟天然气产量 2370 亿立方米，占天然气总消费量的 62%，到了 2019 年，欧盟天然气产量下降到 1100 亿立方米，仅仅占消费量的 22%。另外，欧洲早期大部分地区严重依赖煤炭发电和取暖。但欧盟却一直在减少对煤炭的依赖，以实现 2030 年碳排放较峰值减少 55%和 2050 年碳中和的气候目标。煤炭消费量从 1981 年的 20.8 艾焦耳下降到 2020 年的 9.4 艾焦耳，下降了 11.4 艾焦耳。欧洲煤炭产量占消费量比重从 1981 年的 91%下降到 2020 年的 59%。在欧洲能源发展的 30 年间，煤炭消费和产量均大幅下滑。同时，为应对 2011 年福岛核灾难，以德国为首的欧洲国家在 2011 年通过《原子能法》，拒绝了对核能的投资，导致欧洲核能消费量从 2011 年的 9.55 艾焦耳快速下降到 2020 年的 7.44 艾焦耳，9 年间下降了 22%。核能投资的减少增加了德国对天然气的需求，其他欧洲国家也追随德国采取了从核能和煤炭发电转向低排放的天然气，从而加剧了对天然气的依赖。天然气成为帮助欧洲实现绿色过渡的最佳能源。根据前文分析，对天然气的依赖意味着对俄罗斯管道气的依赖，而这个依赖可以通过下文对于俄罗斯天然气出口优势验证。

图 4：欧洲天然气产量下降，产量占消费量比重持续下降即对外依存度持续提升（Bcm，%）



资料来源：Eurostat，信达证券研发中心

图 5：欧洲煤炭产量和消费量逐年下降，产量占消费量比重下降（艾焦耳，%）

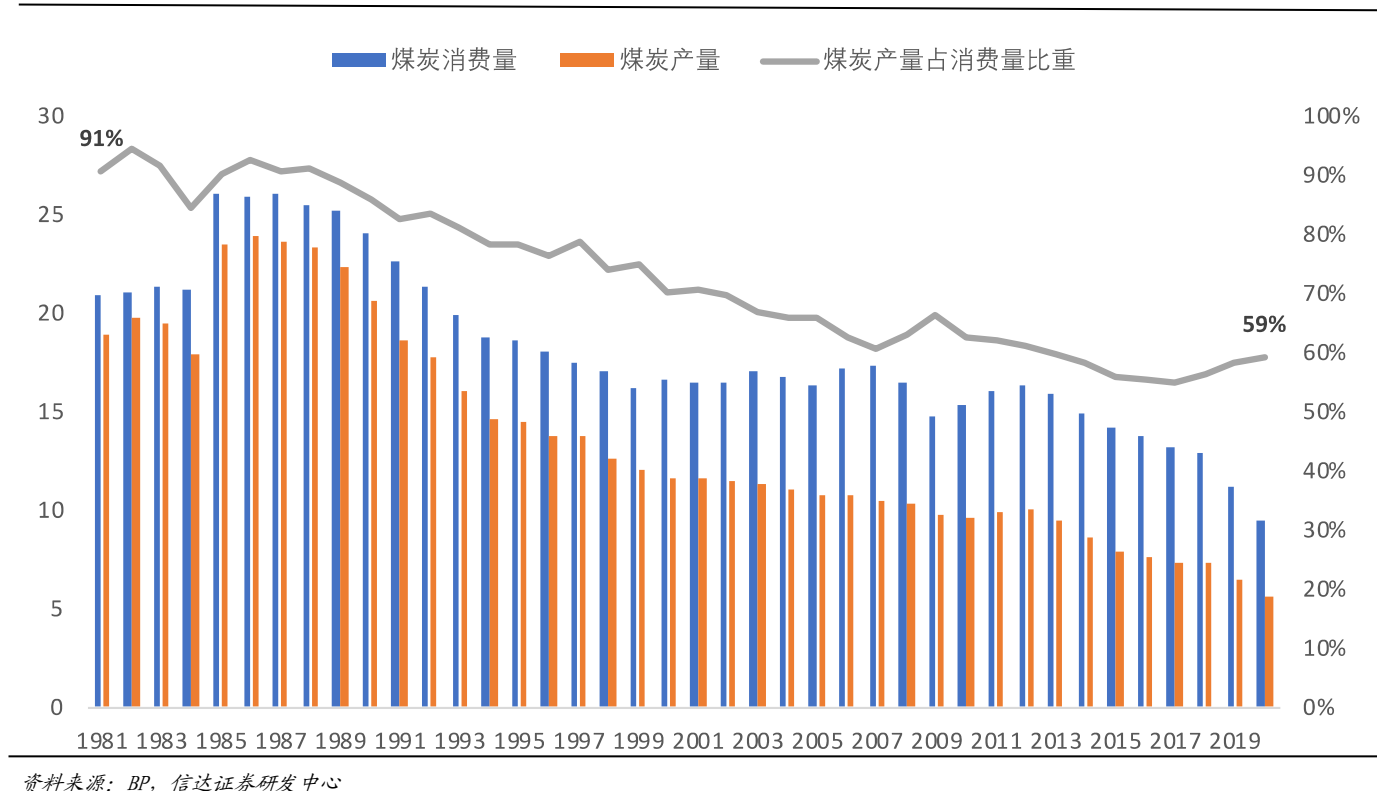
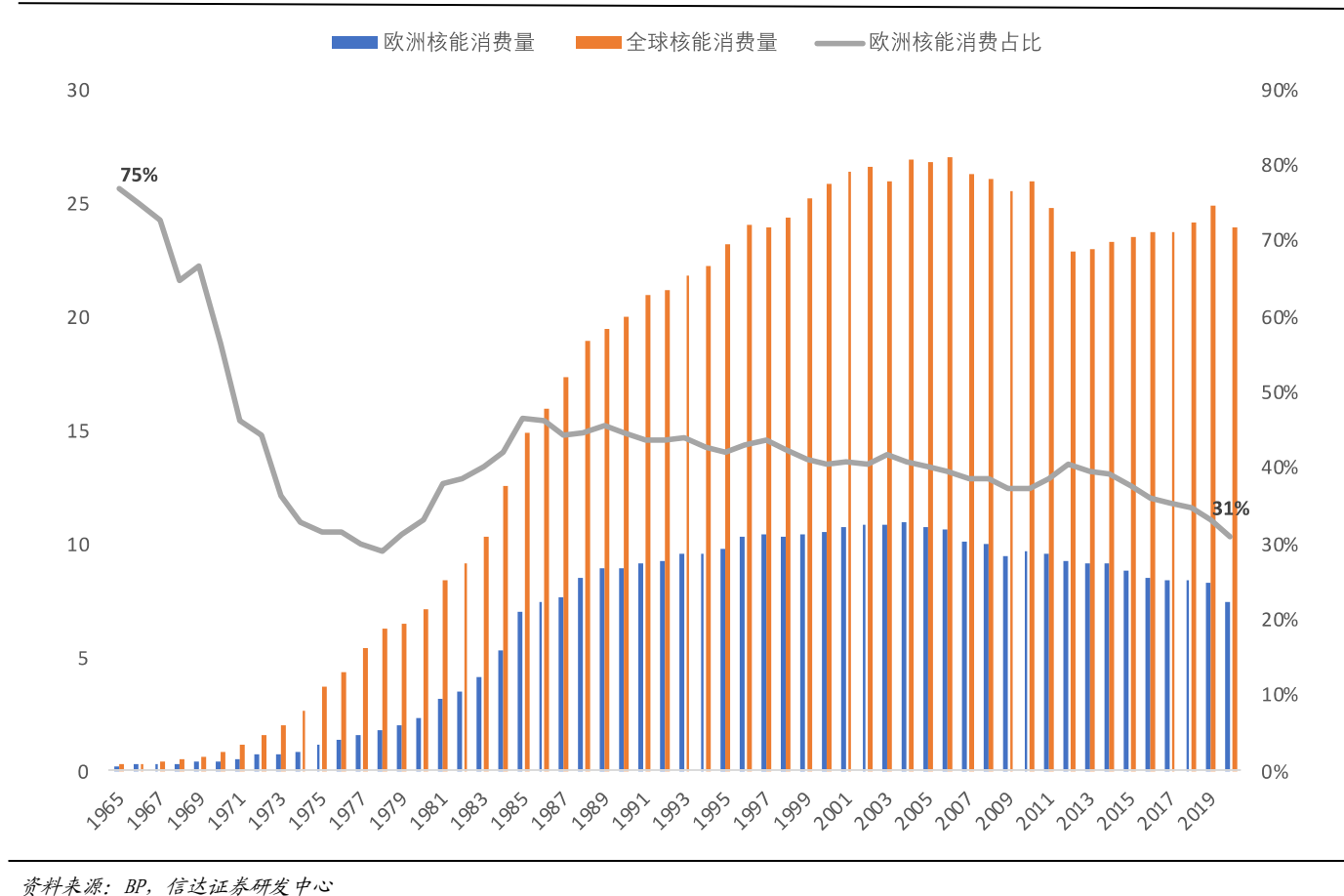
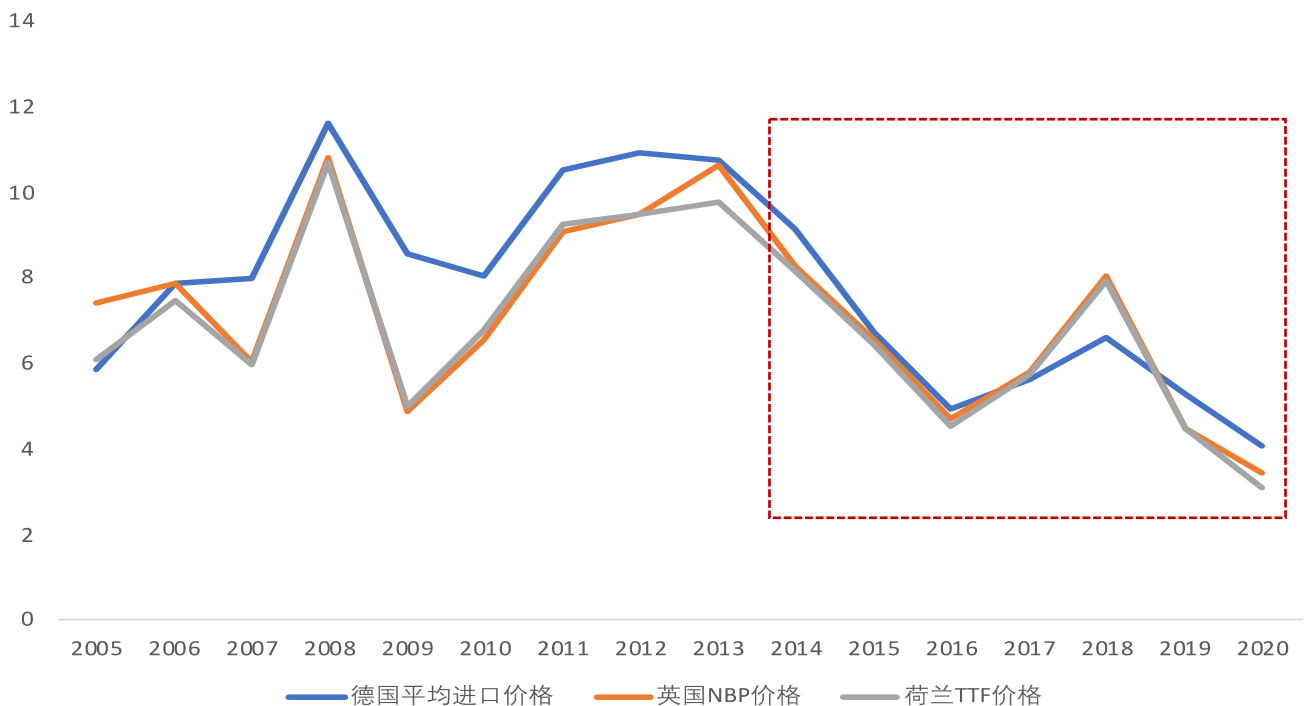


图 6：欧洲核能消费量下降，核能消费量占全球消费量比重下降（艾焦耳，%）



从俄罗斯角度看：俄罗斯天然气价格和荷兰 TTF（所有权转让设施）价格趋同，定价权逐渐由卖方市场转向买方市场。欧洲大陆天然气交易模式是建立在长期买卖合同（LTC）基础上，主要包括欧洲和挪威、俄罗斯和阿尔及利亚。其中，早期占主导地位的定价方案是石油价格指数化。虽然长协合同的签订都是机密的，很难有准确的欧洲长协数据。但俄罗斯最大的天然气公司 Gazprom 最开始在 2010 年部分引用中心挂钩定价模式，2013 年在实际操作中，Gazprom 的天然气长协价格也基本和 TTF 的价格一致，我们可以在 2013 年后看到德国平均进口价格和 TTF 价格趋同。随着时间发展，由俄罗斯掌控的长期定价模式逐渐转化为和欧洲主要现货市场价格挂钩的买方定价模式，欧洲采购量不断增加，议价能力不断提高，Gazprom 也不得不妥协接受更短的协议签订周期和完全的市场挂钩定价模式。这样的定价模式转变对俄罗斯虽然不得已，但却为欧洲之后继续扩大进口奠定了基础。

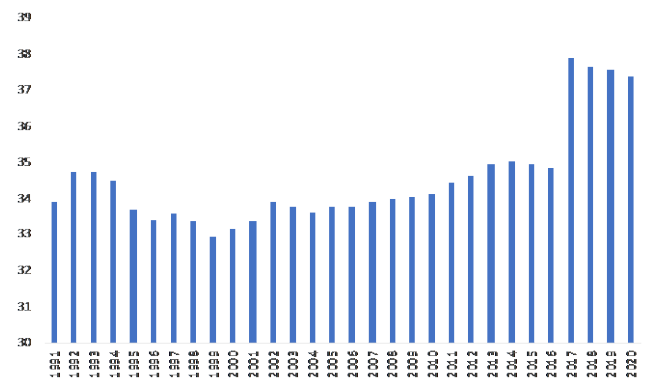
图 7：2013 后德国平均进口价格和 TTF 价格趋同（美元/百万英热）



资料来源：BP，信达证券研发中心

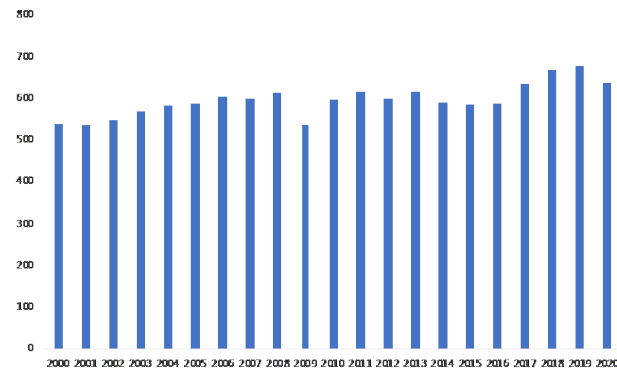
俄罗斯的天然气储量和产量丰富且稳定。俄罗斯拥有广阔的西伯利亚气田和世界上最大的天然气储量。其中西西伯利亚地区是俄罗斯油气行业的生产中心，天然气储量占俄罗斯天然气总储量逾 60%，区域内已勘探开发约两百多个天然气田，其中超过 20 个气田的储量大于 5000 亿立方米。东西伯利亚地区是继西西伯利亚之后的另一个大型油气区，属俄罗斯重要的油气产能接替区。该区域油气勘探及开采程度较低，开发潜力巨大。2020 年挪威天然气产量 1115 亿立方米、英国 395 亿立方米、荷兰 200 亿立方米，全欧洲天然气产量 2186 亿立方米，而俄罗斯天然气产量高达到 6385 亿立方米，是欧洲全部地区产量的 3 倍。由此可得，俄罗斯管道天然气的丰富储量和稳定产量是赢得欧洲信任的重要前提条件。

图 8：2017 年后俄罗斯天然气探明储量激增 (Bcm)



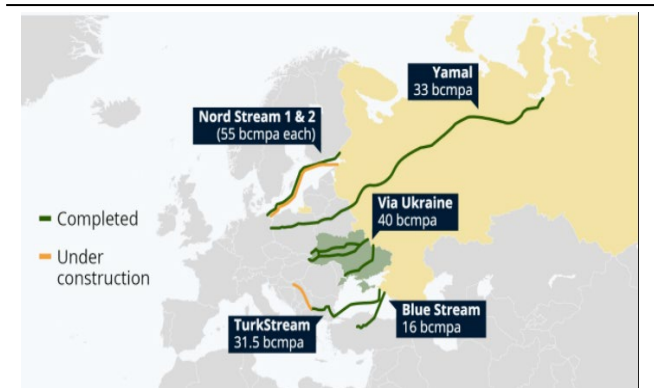
资料来源：BP，信达证券研发中心

图 9：2000-2020 年俄罗斯天然气产量稳步提升 (Bcm)



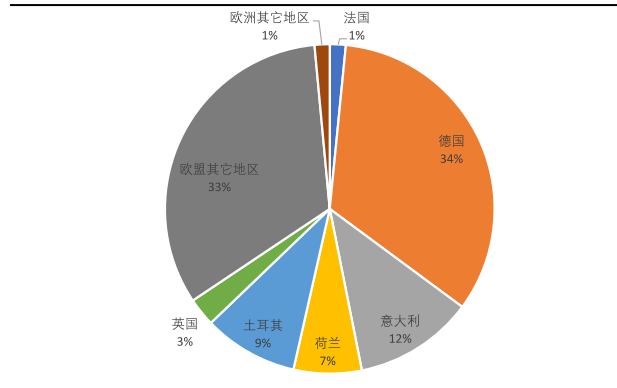
资料来源：BP，信达证券研发中心

图 10：俄罗斯至欧洲主要天然气管道示意图



资料来源：Statista，信达证券研发中心

图 11：2020 年俄罗斯对欧洲各国管道气出口占比 (%)



资料来源：BP，信达证券研发中心

Gazprom 长协合同交付稳定，赢得欧洲伙伴长期信任。俄罗斯国内主要的天然气供应厂家有 Gazprom、Lukoil 和 Novatek，其中 Gazprom 是全球最大的天然气生产商，俄罗斯国家控制的天然气垄断企业，北溪 2 号管道的投资建设商，对通往欧洲天然气的主要管道股份拥有控制权。2020 年，Gazprom 对欧天然气销量超 2000 亿立方米，大约占欧洲消费量的 37%。历史来看，俄罗斯最早在 1940 年代开始向波兰出口天然气，并在 1960 年代开始铺设管道，为当时的苏联卫星国输送燃料。即使在冷战最激烈的时候，俄罗斯天然气的交付也很稳定。体现了 Gazprom 丰富的天然气储备、输送管控和协议交付能力，为俄罗斯主要天然气出口公司赢得了口碑和信任。

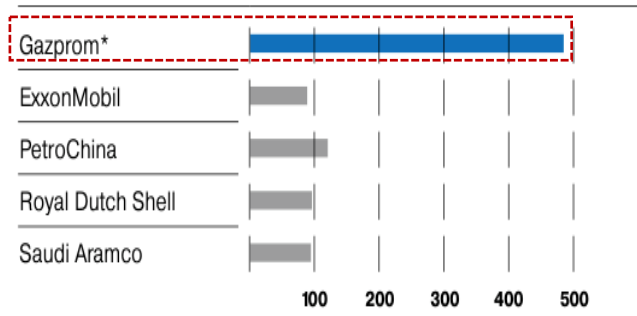
表 1：俄罗斯出口欧洲管道气概览 (Bcm)

管道名称	始发地	目的地	Gazprom 所有权 (% 股权)	年运输量(Bcm)	状态
蓝溪	俄罗斯	土耳其	50%	16	已投产
格里亚佐维茨-维堡	俄罗斯	芬兰	100%	55	已投产
北溪2号	俄罗斯	德国	50%	55	待投产
北溪1号	俄罗斯	德国	51%	55	已投产
土耳其流	俄罗斯	土耳其	100%	16	已投产
亚马尔欧洲	俄罗斯	波兰	52%	33	已投产
土耳其流2号	俄罗斯	土耳其	N/A	16	已投产
已投产小计				191	
待投产小计				55	

资料来源：Global Energy Monitor，信达证券研发中心

图 12: Gazprom 天然气产量远超其它能源公司 (Bcm)

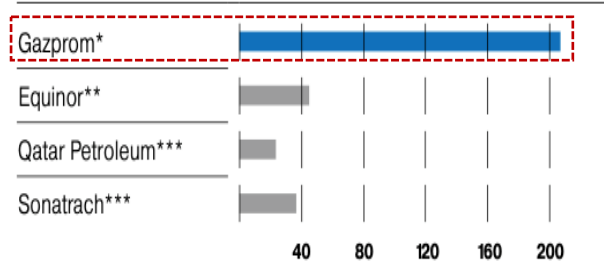
Gas production by major public oil and gas companies, bcm



资料来源: Gazprom 2020 年年报, 信达证券研发中心

图 13: 2020 年 Gazprom 天然气销往欧洲超 2000 亿立方米

Gas sales by major gas suppliers to European far abroad countries, bcm



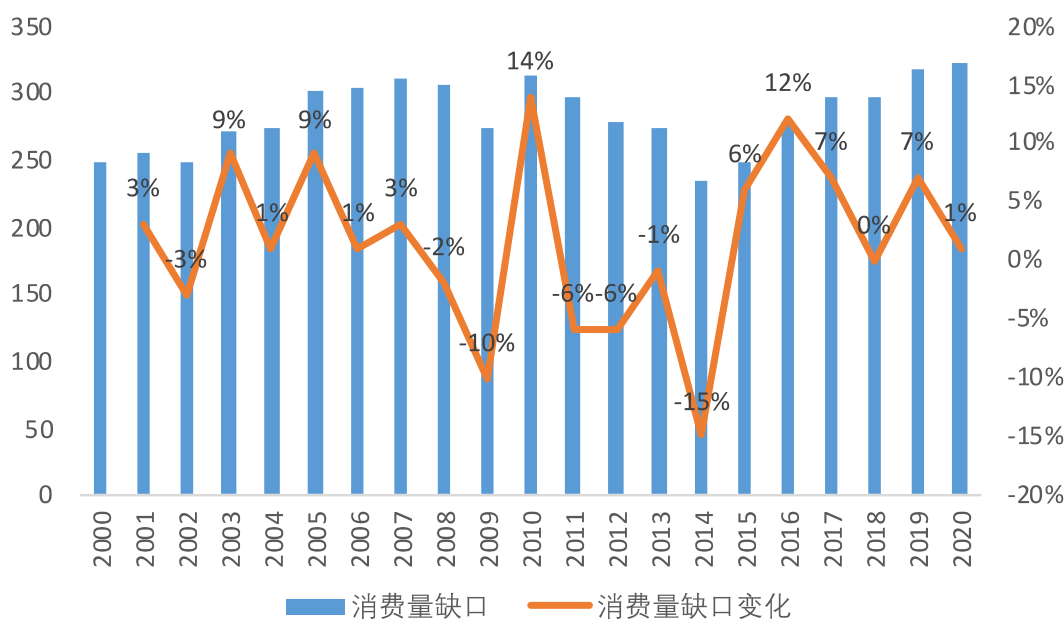
资料来源: Gazprom 2020 年年报, 信达证券研发中心

三. 欧洲能否摆脱俄罗斯的天然气依赖？

(1) 欧洲对俄罗斯的天然气依赖缺口有多大？

根据第一部分，欧洲 2020 年天然气产量 2186 亿立方米，消费量 5535 亿立方米，消费量缺口 3349 亿立方米。据图 14，欧洲天然气消费量缺口整体呈现上升趋势，且年与年之间的变化波动巨大，比 2014 年相对前一年缺口下降 15%，而 2016 年相对于 2015 年缺口增加了 12%。大幅度的需求缺口变化也体现在天然气消费端的不稳定性。所以要考虑欧洲天然气的消费量缺口问题，要关注消费缺口总量的同时持续关注缺口年度波动幅度。2020 年欧洲总共进口了 4471 亿立方米的管道气（包含欧洲地区内交易），1148 亿立方米的 LNG，总共 5619 亿立方米的天然气。其中从俄罗斯进口了管道气 1677 亿立方米，LNG172 亿立方米，总共 1849 亿立方米天然气，占欧洲总进口量的 32.9%。

图 14：欧洲过去 20 年天然气消费量缺口加大 (Bcm)



资料来源：BP，信达证券研发中心

(2) 欧洲如何弥补联合声明计划提出的削减 1000 亿立方米的俄天然气进口缺口？

据 IEA，2021 年欧洲进口了俄罗斯 1400 亿立方米的管道气和 150 亿立方米的 LNG，总计 1550 亿立方米的天然气。根据欧盟委员会的“REPowerEU”的能源独立计划，2030 将完全摆脱俄罗斯的化石能源进口依赖。2022 年 3 月 8 日，欧盟宣布联合声明计划通过多种“开源节流”的方式削减三分之二（约 1000 亿立方米）的俄罗斯天然气，其中“开源、节流”预计共增加 635 亿立方米天然气的供给、共减少 380 亿立方米天然气需求，总计 1015 亿立方米天然气。而这 1015 亿立方米的“开源节流”计划是否可以弥补今年减少 1000 亿立方米的俄罗斯天然气缺口目标将成为欧盟能否保障今年自身能源安全的中中之重。我们这里最关注在 LNG 和管道气方面欧盟是否可以实现 600 亿立方米以上的天然气进口增加。

表 2：欧洲联合声明 – “为更负担得起、更安全和更可持续的能源而采取的行动”

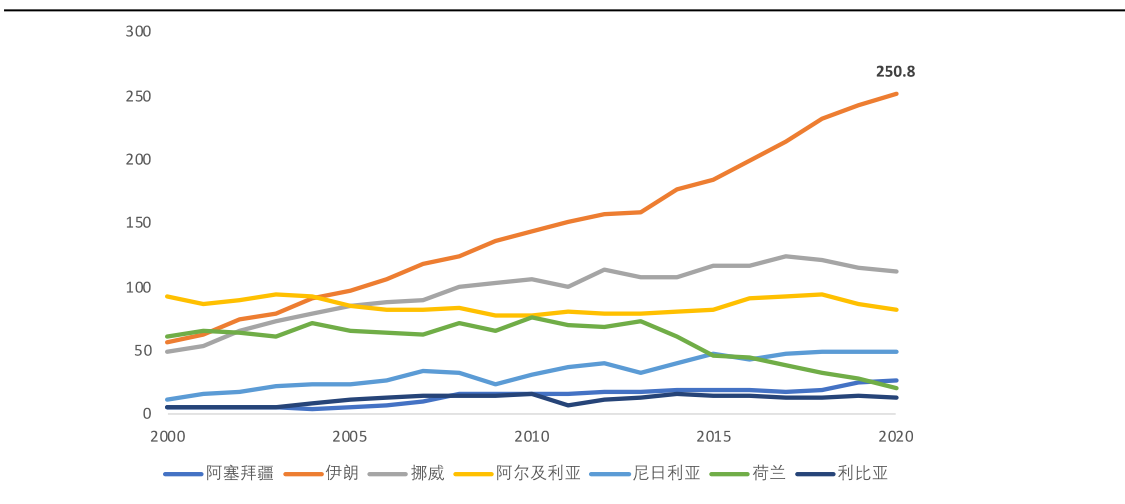
方面	开源节流目标	增加/减少
LNG	液化天然气（LNG）进口量增加 500 亿立方米	+
管道气	管道天然气进口增加 100 亿立方米	+
生物甲烷	将生物甲烷产量提高 35 亿立方米	+
节能	采取相关节能措施减少 140 亿立方米天然气需求	-
屋顶太阳能	发展屋顶太阳能将天然气需求减少 25 亿立方米	-
热泵	发展热泵减少 15 亿立方米天然气需求	-
可再生能源	通过部署风能和太阳能将电力部门的天然气需求减少 200 亿立方米	-

资料来源：牛津能源研究所，信达证券研发中心

（2）欧洲有哪些备选天然气进口渠道，进口量有多大？

管道气方面，伊朗、阿塞拜疆恐难救欧，阿尔及利亚、荷兰或成为最佳选择。2020 年欧洲进口 4471 亿立方米（包含欧洲地区内交易），进口渠道除了俄罗斯外包含挪威（1069 亿立方米）、欧洲其它地区（1007 亿立方米）、荷兰（281 亿立方米）、阿尔及利亚（210 亿立方米）、阿塞拜疆（134 亿立方米）、伊朗（51 亿立方米）、利比亚（42 亿立方米），共计 2794 亿立方米。据图 15，伊朗在近 20 年产量增长迅速，从 2000 年的 563 亿立方米增长到 2020 年的 2580 亿立方米。伊朗拥有世界第二大天然气储量，但伊朗 2020 年国内消费水平高（2331 亿立方米）、投资和先进技术不足，特别是伊朗核谈判的阻挠，使伊朗无法成为主要参与者。据 Middle East Monitor 估计，如果伊朗的油气行业要发展起来，起码需要 1600 亿美金的投入，这些瓶颈极大的限制了欧洲在近期从伊朗进口管道气。

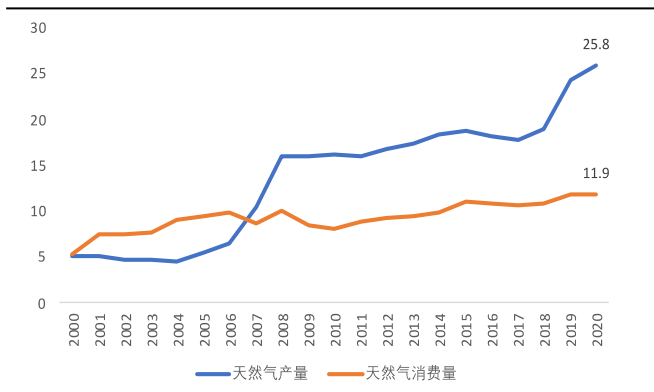
图 15：欧洲过去 20 年管道气主要进口国产量变化（Bcm）



资料来源：BP，信达证券研发中心

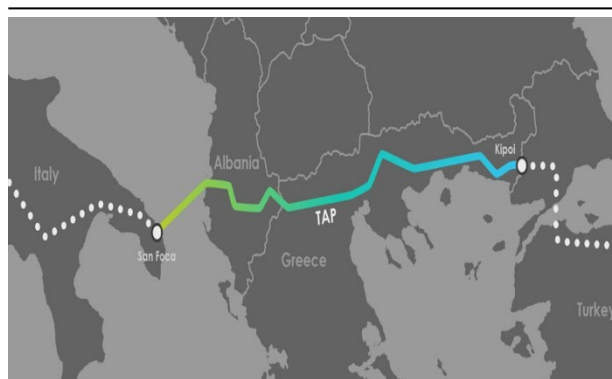
阿塞拜疆对欧出口达极限，难以寻找潜在增量。阿塞拜疆 2020 年天然气产量 258 亿立方米，消费量 119 亿立方米，产量盈余 139 亿立方米。2020 年，阿塞拜疆对欧出口管道气 134 亿立方米，其中对土耳其出口 111 亿立方米。跨亚得里亚海管道（TAP）年平均输送量在 100 亿立方米，2021 年对欧洲输送了 81 亿立方米的天然气。但根据我们分析，2020 年阿塞拜疆的产量剩余 139 亿立方米的绝大部分已经出口了欧洲，因此即使 TAP 管道允许 19 亿立方米的增量，短期阿塞拜疆产量有限、国内消费量持续增长、油气田开发的投资周期长等限制，这 19 亿立方米对欧出口增量难实现。

图 16: 2007 年后阿塞拜疆供需严重错配 (Bcm)



资料来源: BP, 信达证券研发中心

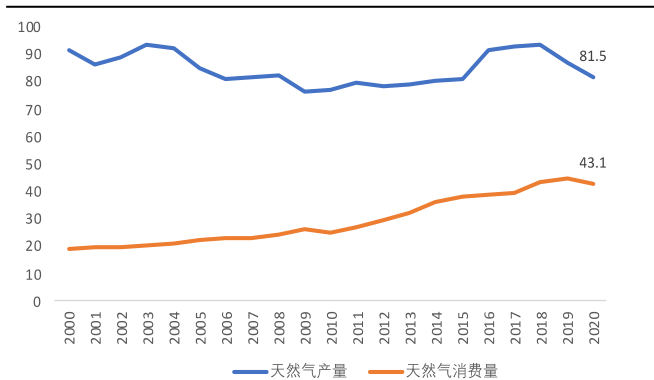
图 17: 图跨亚得里亚海管道 (TAP) 示意图



资料来源: The Trans Adriatic Pipeline 官网, 信达证券研发中心

阿尔及利亚天然气供给盈余和管道额外补给来源。2020 年, 阿尔及利亚天然气产量 815 亿立方米, 消费量 431 亿立方米, 供给盈余 384 亿立方米, 2020 年对欧洲的管道出口 210 亿立方米。目前有三条管道将阿尔及利亚的天然气连接到欧洲, 其中只有两条处于活跃状态。第一个是通往意大利的 TransMed 海底管道 (TMP)。该管道目前每年输送 220 亿立方米, 但年最高容量可达 320 亿立方米。第二个是连接阿尔及利亚和西班牙的 MedGaz 海底管道 (MGP), 容量为 80 亿立方米。总计 400 亿立方米每年的天然气可以通过阿尔及利亚输送到欧洲。阿尔及利亚长期的供给盈余可以作为补充欧洲天然气短缺的重要力量。通过扩大 100 亿立方米的 TransMed 海底管道 (TMP) 输气量, 阿尔及利亚可以有效的弥补荷兰格罗宁根气田补给不足的 30 亿立方米。因此, 欧洲想要实现增加管道气进口 100 亿立方米的天然气或应将阿尔及利亚作为重要进口伙伴。

图 18: 阿尔及利亚供给盈余逐年减小 (Bcm)



资料来源: BP, 信达证券研发中心

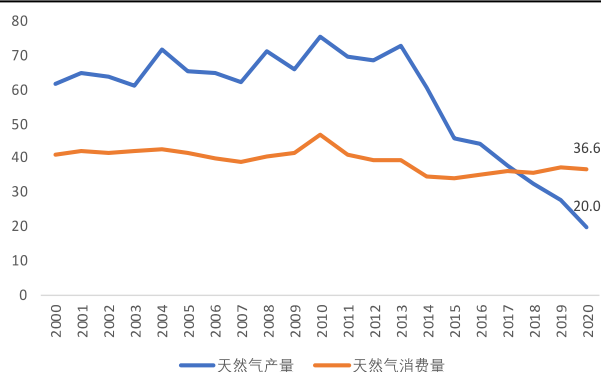
图 19: 跨地中海管道 (TMP) 示意图



资料来源: Zonk News, 信达证券研发中心

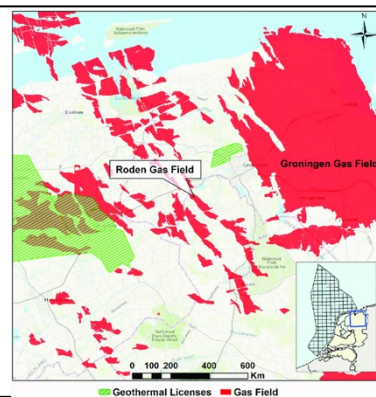
荷兰格罗宁根气田产量今年提升到 460 亿立方米, 将额外提供 70 亿立方米天然气。2020 年荷兰天然气产消缺口 166 亿立方米, 出口欧洲 281 亿立方米管道气。2022 年 1 月, 荷兰政府预测格罗宁根气田在 2022 年可以生产出 760 亿立方米天然气, 高于 2021 年的 390 亿立方米。虽然没有达到预期目标, 但在今年 3 月份, 荷兰首相宣称今年产量可以提高到 460 亿立。可以额外提供 70 亿立方米的管道气供欧洲地区消费。但从长期来看, 格罗宁根气田带来的地震风险很大, 因此荷兰政府计划在 2023、2024 年关闭该油气田, 所以今年的 70 亿立方米天然气可以作为短期应对今年欧盟天然气缺口的一种方式。

图 20：荷兰天然气产量 2014 年后大幅度下降(Bcm)



资料来源：BP，信达证券研发中心

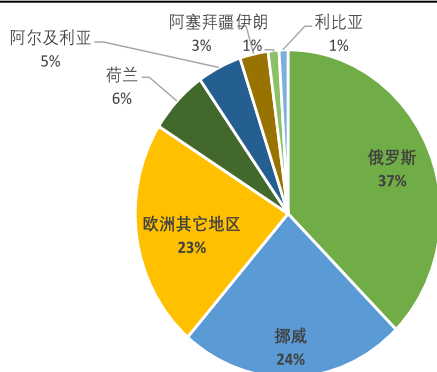
图 21：格罗宁根气田示意图



资料来源：ResearchGate，信达证券研发中心

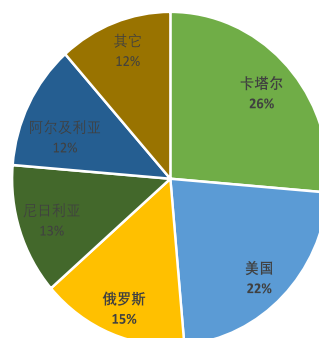
LNG 方面，欧洲在 2020 年的进口 1148 亿立方米，且渠道相对分散，包含了 13 个不同的国家和地区。其中排除俄罗斯后有卡塔尔(302 亿立方米)、美国(256 亿立方米)、尼日利亚(146 亿立方米)、阿尔及利亚(139 亿立方米)等。所以能否在短期内替代俄罗斯 1000 亿立方米的缺口很大程度上需要分析卡塔尔和美国扩大 LNG 对欧出口的可行性，包含进口国 LNG 接收能力、库存水平、船运能力、LNG 出口国增量和欧洲的付费意愿等因素。

图 22：2020 年欧洲管道气进口主要格局(%)



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 23：2020 年欧洲 LNG 进口主要格局(%)

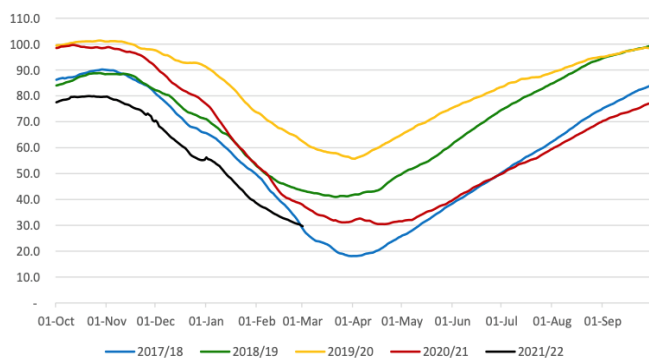


资料来源：BP，信达证券研发中心

(3) 欧洲的 LNG 进口终端接收能力和天然气库存水平如何？

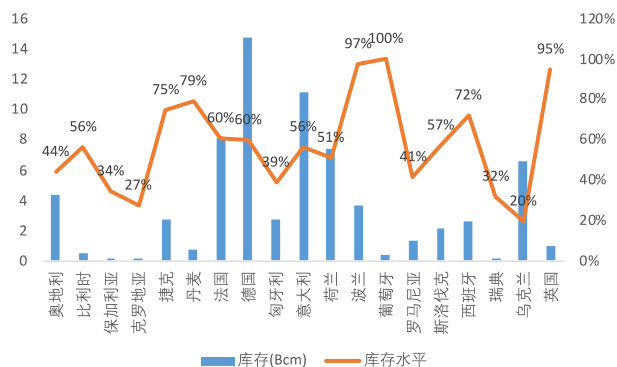
欧洲的天然气进口终端分布不均匀，主要分布在欧洲中东部、东南部和波罗的海，绝大部份地区主要依靠管道气。据图 26，挪威、西班牙和德国是欧洲拥有 LNG 接收站较多的国家，其中最依赖俄罗斯管道气的是德国，而德国 LNG 接收站的数量却少于挪威和西班牙，凸显了德国面临的天然气进口渠道不匹配的困境。根据 AGSI 和图 25，欧洲天然气库存总量约 1446.3 亿立方米，是 2020 年全年消费量的 26.7%，截止 2022 年 6 月 25 日，欧洲天然气库存总量 702.4 亿立方米，达到欧洲总库存容量的 48.6%。今年 3 月，欧盟宣布将在 11 月 1 日前将天然气库存容量提升到 80%，达到 1157 亿立方米，现在距离预期目标还有约 454.6 亿立方米的缺口（库存目标 1157-现库存容量 702.4）。据图 25，从地区分布看，奥地利、保加利亚、克罗地亚、匈牙利、罗马尼亚、瑞典和乌克兰的库存水平较低(<50%)，而捷克、丹麦、波兰、葡萄牙、西班牙和英国的库存水平较高(>70%)。

图 24: 2022 年欧洲天然气库存水平相较往年低 (Bcm)



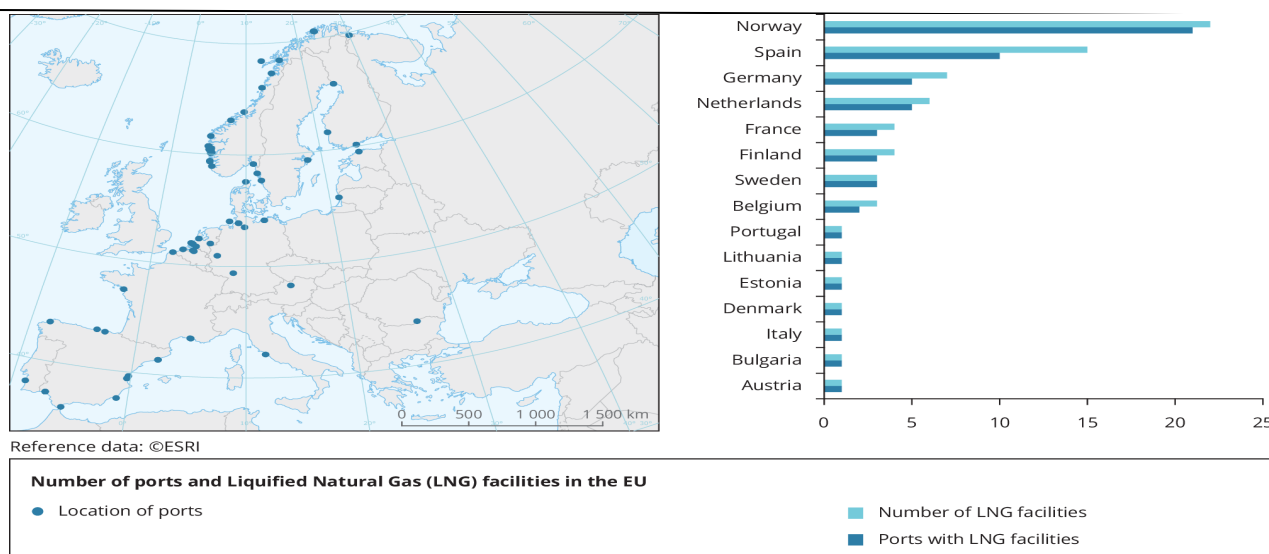
资料来源: Oxford Energy Institute, 信达证券研发中心

图 25: 欧洲主要国家天然气库存量和库存水平 (Bcm, %)



资料来源: AGSI, 信达证券研发中心, 截止 2022 年 6 月 26 日

图 26: 欧洲 LNG 接收站分布和数量



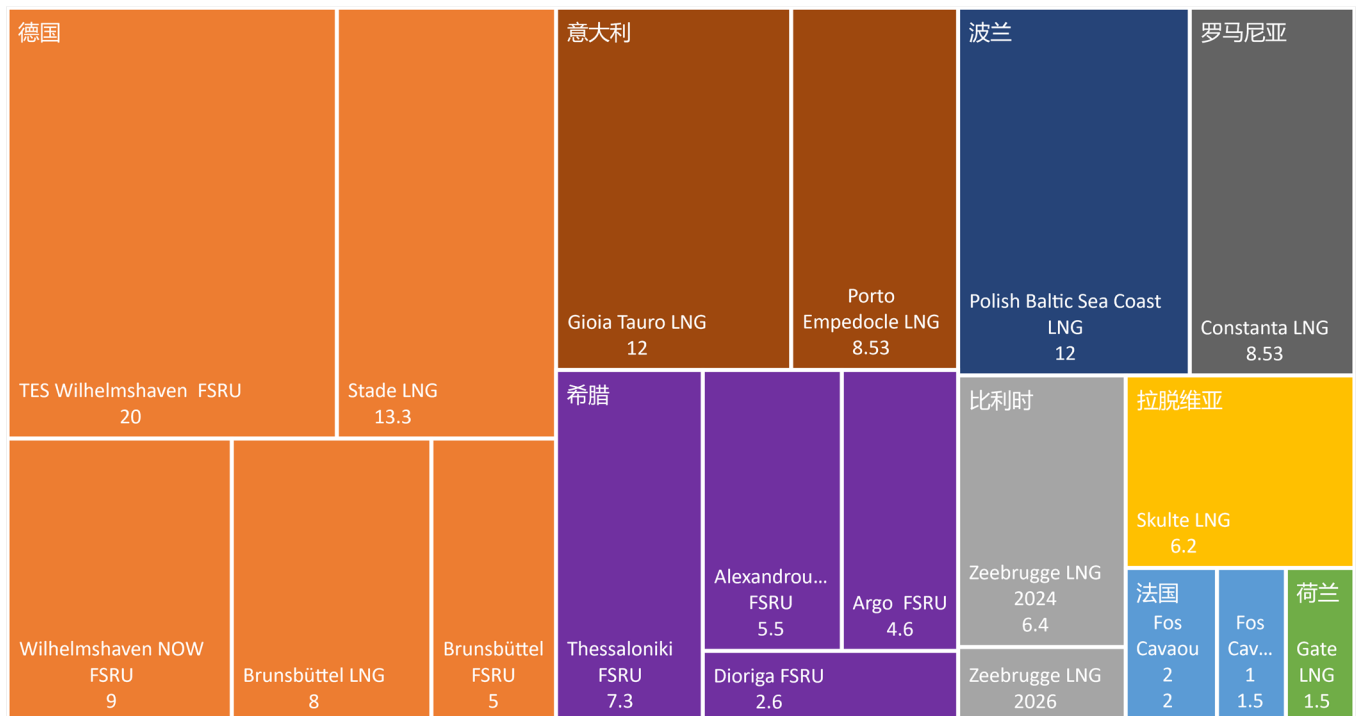
资料来源: European Environmental Agency, 信达证券研发中心

欧洲 LNG 终端分布不均匀, 现接收终端闲置容量集中在南部, 没有通往北部(德国)的管道且在建和计划建造的陆地 LNG 终端费用高、耗时长。根据 Global Energy Monitor, 欧洲主要国家新建 LNG 终端 (LNG 接收站+FSRU) 规划, 2023 年新增 267 亿立方米 LNG 接收能力 (德国 140 亿立方米+希腊 127 亿立方米), 2024 年计划新增 156 亿立方米接收能力 (比利时 64 亿立方米+拉脱维亚 62 亿立方米+法国 15 亿立方米+荷兰 15 亿立方米), 2025 年计划最多新增 473 亿立方米接收能力 (德国 280 亿立方米+希腊 73 亿立方米+波兰 120 亿立方米), 2026 年至 2030 年间计划新增 462 亿立方米 (德国 133 亿立方米+意大利 205 亿立方米+比利时 18 亿立方米+罗马尼亚 85 亿立方米+法国 20 亿立方米), 截止 2030 年预计新增最大 LNG 接受能力高达 1358 亿立方米。据图 27、28 和 29, 德国计划新建的 5 个接收站总接收能力达 553 亿立方米, 占欧洲主要国家新增接收能力的 41%。据表 3, 浮式储存和再气化装置 (FSRU) 的建造成本相对低、速度相对快, 被多个欧盟国家当作短期增加 LNG 终端接收能力的最佳途径, 但根据各国家规划投产时间, 最快的 FSRU 也要在 2023 年投产。

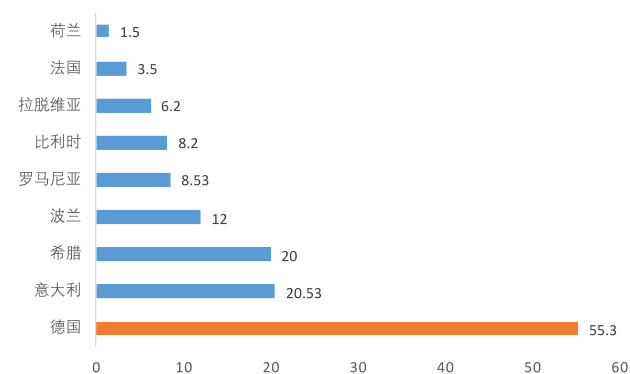
表 3：欧洲主要国家 2030 年前计划新增天然气储存能力概述（Bcm/年）

项目名称	国家	投产时间	最小储存能力 (Bcm/年)	最大储存能力 (Bcm/年)	项目状态	拥有方
Wilhelmshaven NWO 再气化船	德国	2023	9.0	9.0	已提议	Nord West Ölleitung
Brunsbüttel 再气化船	德国	2023	5.0	5.0	最终投资决定-未实现	KfW, Gasunie, RWE
Alexandroupolis 再气化船	希腊	2023	5.5	5.5	在建设	Gastrade
Argo 再气化船	希腊	2023	4.6	4.6	已提议	Mediterranean Gas
Dioriga 再气化船	希腊	2023	2.6	2.6	已提议	Dioriga Gas
2023年预计投产			26.7	26.7		
Zeebrugge LNG终端2024扩建项目	比利时	2024	6.4	6.4	在建设	Fluxys LNG SA
Skulte LNG终端	拉脱维亚	2024	6.2	6.2	最终投资决定-未实现	JSC Skulte LNG Terminal, Virši-A
Fos Cavaou 终端扩建项目1	法国	2024	1.5	1.5	最终投资决定-未实现	Fosmax LNG, Elengy
Gate LNG终端扩建项目	荷兰	2024	1.5	1.5	最终投资决定-审核中	Gate Terminal B.V.
2024年预计投产			15.6	15.6		
TES Wilhelmshaven LNG终端	德国	2025	16.0	20.0	已提议	Tree Energy Solutions (TES)
Brunsbüttel LNG终端	德国	2025	8.0	8.0	最终投资决定-未实现	Gasunie, KfW, RWE
Thessaloniki 再气化船	希腊	2025	7.3	7.3	最终投资决定-未实现	Elpedison
Polish Baltic Sea Coast终端	波兰	2025	12.0	12.0	最终投资决定-未实现	Gaz-System
2025年预计投产			43.3	47.3		
Stade LNG终端	德国	2026	13.3	13.3	最终投资决定-未实现	Hanseatic Energy Hub (HEH)
Gioia Tauro LNG终端	意大利	2026	12.0	12.0	已提议	LNG Medgas Terminal s.r.l.
Porto Empedocle LNG终端	意大利	2026	8.5	8.5	最终投资决定-未实现	Nuove Energie
Zeebrugge LNG终端2026 扩建项目	比利时	2026	1.8	1.8	在建设	Fluxys LNG SA
2026年预计投产			35.6	35.6		
Constanta LNG终端	罗马尼亚	2027	8.5	8.5	暂时搁置	RomGaz (Gov't of Romania)
2027年预计投产			8.5	8.5		
Fos Cavaou 终端扩建项目2	法国	2030	2.0	2.0	最终投资决定-未实现	Fosmax LNG, Elengy
2030年预计投产			2.0	2.0		
2030年前预计新增储气量			131.8	135.8		

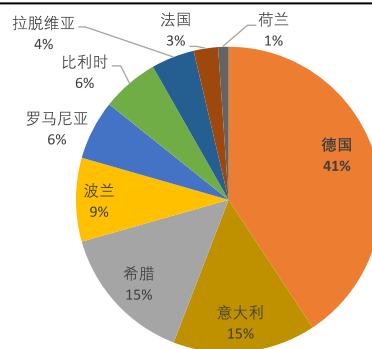
资料来源：Global Energy Monitor，信达证券研发中心

图 27：欧洲在建和计划建设的 LNG 接收站（国家，接收站名称，Bcm）


资料来源：Global Energy Monitor，信达证券研发中心

图 28: 2030 年前欧洲主要国家计划新增 LNG 接收站容量 (Bcm)


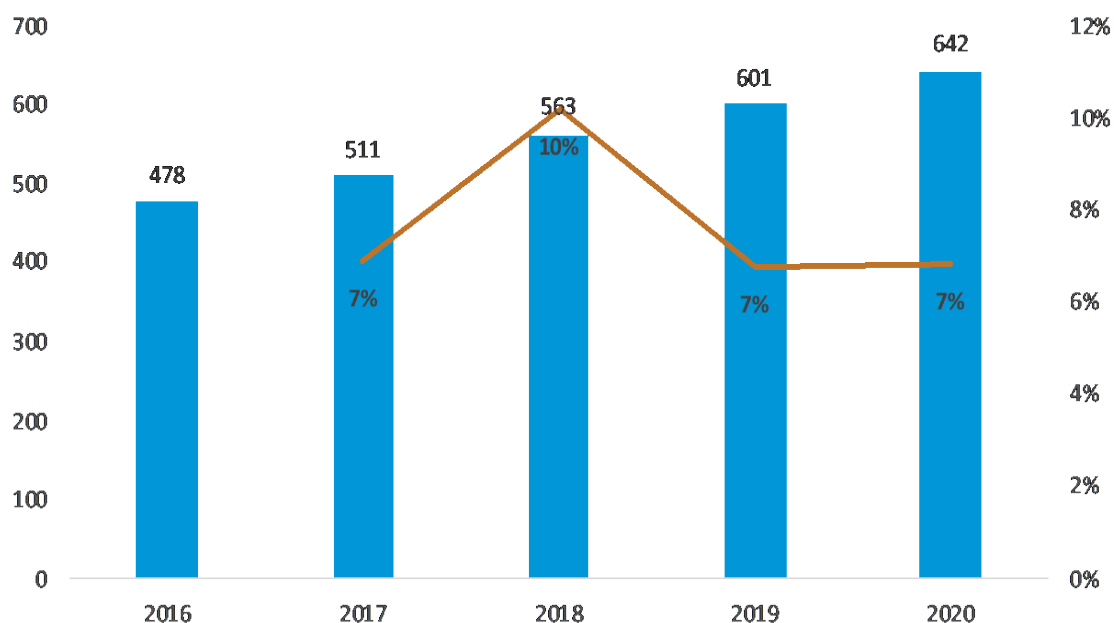
资料来源: Global Energy Monitor, 信达证券研发中心

图 29: 2030 年前欧洲主要国家计划新增 LNG 接收站占比 (%)


资料来源: Global Energy Monitor, 信达证券研发中心

(4) LNG 船运能力和新增运力是否可以满足欧洲新增 LNG 需求?

根据 GIIGNL, 截至 2021 年底, LNG 油轮船队总数为 700 艘。2021 年底总货运量为 1.041 亿立方米。总运营能力达 1.03 亿立方米。2021 年共交付 68 艘船舶。目前, 新订单总数达到 111 艘, 其中包括 3 艘 FSRU 和 15 艘小于 5 万立方米的船舶。其中 44 艘计划于 2022 年交付。其中包括 1 艘 FSRU 和 11 艘 (10 艘 LNGBV + 1 艘 LNG 运输船) 容积小于 50,000 立方米的船只。相比 2021 年的 68 只船只交货, 2022 年仅仅预计有 44 艘运输船只交货, 结合 2016-2020 年 LNG 船只数量的变化和增速以及 2022 年同比 2021 年下降船只交货数量, 我们推断 LNG 今年新增的船运能力有限, 进一步限制欧洲 LNG 进口运输能力。

图 30: 2016-2020 年 LNG 船只数量和年增速 (艘, %)


资料来源: Statista, 信达证券研发中心

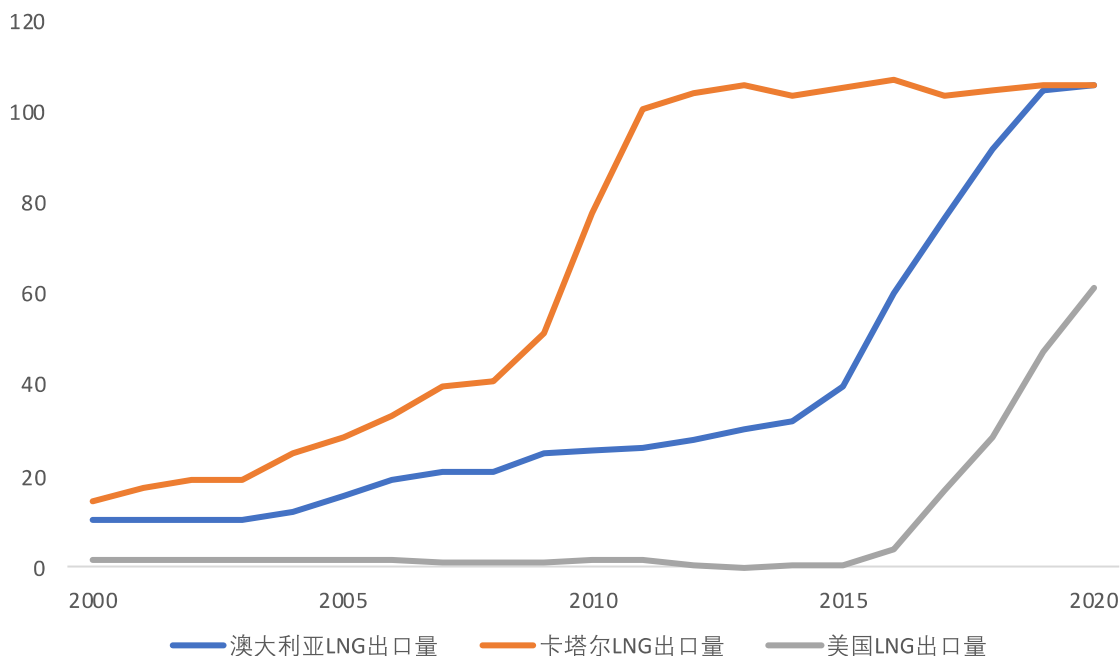
（5）澳大利亚和卡塔尔的 LNG 能否流转欧洲？

据 BP 统计，2020 年 LNG 出口最多的三个国家依次是澳大利亚、卡塔尔和美国，出口量分别达到 1062、1061 和 614 亿立方米，共占全球 LNG 出口份额的 56%。2020 年，欧洲从卡塔尔和美国分别进口 302 和 256 亿立方米，但没有从澳大利亚进口。

卡塔尔方面，欧洲 2020 年从卡塔尔进口 LNG 302 亿立方米，卡塔尔是欧洲 2020 年 LNG 的全球最大供应商。据路透社报道，卡塔尔 85%~90% 的 LNG 是长协合同，其实只有大概 10%~15% 的 LNG 可以用来出口，大约有 106~159 亿立方米/年。另根据彭博报道，现有多达 21 艘 LNG 船只在卡塔尔沿海等待装运，历史罕见的空船现象主要原因可能是卡塔尔天然气公司 LNG 处理厂或者上游设施技术故障导致产量减少。今年 2 月以来，卡塔尔 LNG 出口量远远低于过去五年同期的平均水平，全球 LNG 缺货情况严重，所以是否可以完全兑现最多的 159 亿立方米的潜在对欧出口现在很难确定。

澳大利亚方面，LNG 出口量 2020 年世界第一，达到 1062 亿立方米，但 75% 的澳大利亚天然气长协已通过绑定石油价格的方式锁定买家，西澳大利亚州的国内天然气储备政策基本上要求新的天然气出口开发项目向国内市场供应相当于其出口量 15% 的天然气，大约 119 亿立方米的天然气需要在国内销售。澳大利亚政府和商家都不会违反长协合同将 LNG 运送到欧洲，更何况澳大利亚目前的东海岸也面临着大片 2024 年出现 LNG 生产短缺的问题。虽然商家可以改变长协中 10% 的 LNG 出口量，但最多也只有大概 200 亿立方米的天然气可以输送给欧洲。但考虑到欧洲和亚洲 LNG 价格的不确定性，以及欧洲 LNG 接收终端的匮乏，欧洲实现今年从澳大利亚进口天然气的可能性微乎其微。

图 31：2016 年后美国 LNG 出口快速追赶澳大利亚和卡塔尔（Bcm）



资料来源：BP，信达证券研发中心

四. 美国能否拯救欧洲？

2020 年 3 月 25 日，美国总统拜登和欧盟委员会达成数项战略合作协议。为了减少欧盟对俄罗斯的天然气依赖，美国将在今年年底向欧盟输送 150 亿立方米的天然气，在 2030 年达到每年输送 500 亿立方米天然气的目标。

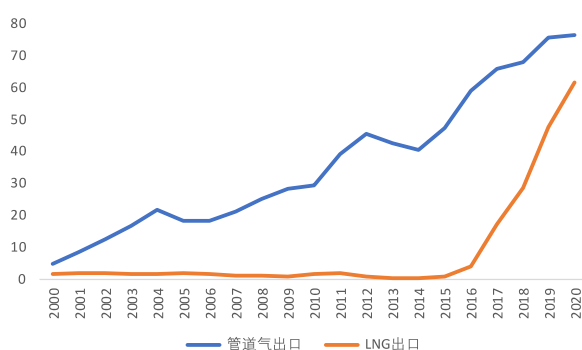
表 4：欧盟和美国的联合计划 - “减少欧洲对俄罗斯的化石能源依赖”

阶段	目标	具体措施
短期	美国将帮助欧盟获得短期液化天然气供应，逐步取代俄罗斯天然气。	美国将在 2022 年年底向欧盟输送 150 亿立方米的天然气。
中长期	欧洲将努力朝着“确保”到 2030 年进口更多的美国天然气而努力。	美国将在 2030 年向欧盟输送 500 亿立方米/年的天然气。
长期	美国将帮助欧洲加速向清洁能源转型，减少其天然气需求。	美国和欧盟将努力加快可再生能源项目和战略能源合作的规划和审批，例如海上风电。 美国和欧盟将继续合作，推动清洁和可再生氢的生产和使用，以取代有增无减的化石燃料需求并减少温室气体排放。

资料来源：欧盟委员会，信达证券研发中心

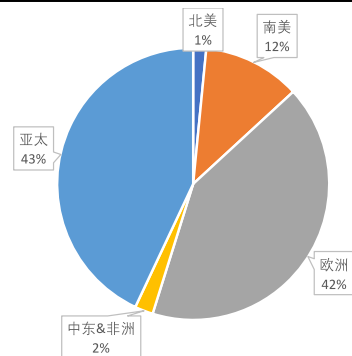
美国 LNG 出口快速提高，欧美 LNG 贸易有望主导全球 LNG 贸易。美国 LNG 出口增长迅速，从 2000 年的 17 亿立方米增长到 2020 年的 614 亿立方米，20 年内 CAGR 达到 20%，近 10 年 CAGR 高达 43%。2020 年美国管道气出口 761 亿立方米，LNG 出口 614 亿立方米，天然气总出口量达 1375 亿立方米，LNG 出口量占天然气总出口量比重达 44.6%。据图 33，其中 42%（256 亿立方米）的天然气是输送到欧洲的，欧洲仅次于亚太地区成为美国 LNG 出口的重要国家。伴随着美国对欧洲出口气的增加（今年 150 亿立方米，到 2030 年 500 亿立方米/年），欧洲将成为美国 LNG 出口的最大贸易伙伴。

图 32：2016 年后美国 LNG 出口快速增长（Bcm）



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 33：2020 年美国天然气 85% 出口到欧洲和亚太 (%)



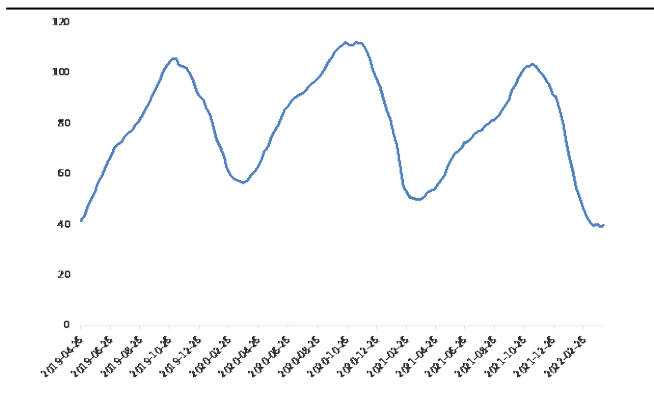
资料来源：BP，信达证券研发中心

即使美国第七大 LNG 端口卡尔卡修今年如期投产，这 150 亿立方米天然气走向也将由市场决定。美国承诺兑现给欧洲的 150 亿立方的 LNG 会是最不确定的因素，上文我们得出欧洲 2022 年 LNG 进口增加目标 500 亿立方米，而美国 150 占据 500 亿立方米的 30%。

据图 34，截止 2022 年 3 月底，美国天然气地下储蓄为 390 亿立方米，是自 2020 年以来的最低位。2021 和 2020 年 3 月底的地下天然气储蓄量分别是 500 亿立方米和 560 亿立方米。美国今年天然气储蓄量是比过去两年储蓄量的平均值低 26%。据图 35，我们得知储蓄量低的原因主要是由于美国今年冬季采暖天数要高于过去 10 年的平均水平而且 LNG 出口量增长快速。今年一月，美国全国气温低于正常水平，供暖天数较往年长，因此增加了住宅、商业和电力对天然气的需求。另据图 36、37，美国天然气产量在逐年增加，2017 年实现产量超越消费量，2019 年和 2020 年产需盈余分别到 807 亿立方米、826 亿立方米。虽然

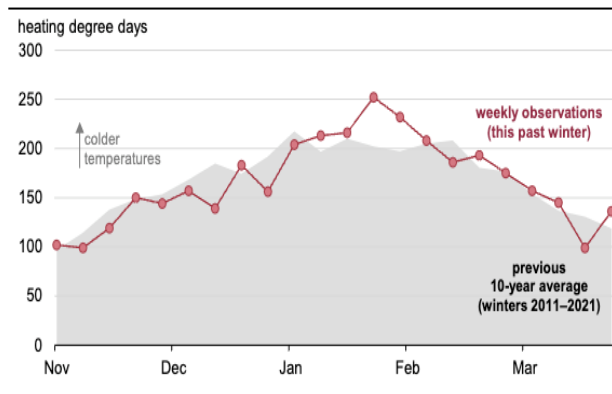
产量逐年增加，美国天然气出口量 2016 年后迅猛增加，同比增长 478.7%，近些年增速放缓，2020 年同比增速降至 29.5%，达到 614 亿立方米。据图 38、39，我们判断欧洲的 150 亿立方米天然气因此将来自于美国今年计划投产的卡尔卡修 LNG 终端，产能达到 200 亿立方米/年，预计 2022 年第四季度投产，但公司计划 2023 年 1 季度正式开始商业运营。长协方面，美国 85% 的 LNG 出口都是通过长协模式签订，但合同没有限制最终目的地，也就意味着美国 LNG 出口方向将由市场价格决定。根据图 40，我们得知从历史看亚洲 LNG 从 2005-2015 年的价格是要高于欧洲天然气的平均价格，即使近期欧洲天然气价格快速上涨，未来到年底甚至长期是否可以超越亚洲 LNG 的价格从而吸引美国 LNG 流向欧洲仍难下定论。

图 34：2022 年美国 3 月地下天然气储量是近 3 年来最低 (Bcm)



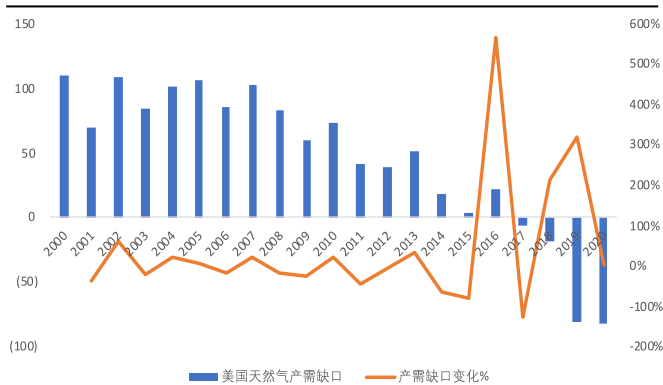
资料来源：EIA，信达证券研发中心，截止 2022 年 4 月 8 日

图 35：2022 年冬季美国采暖天数高于过去 10 年平均值



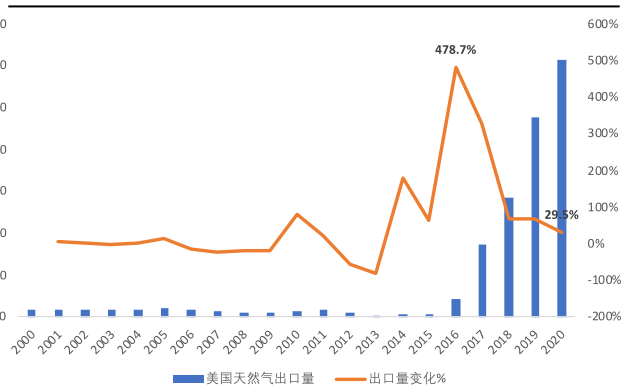
资料来源：EIA，信达证券研发中心

图 36：2017 年后美国天然气产量快速超越需求量 (Bcm, %)

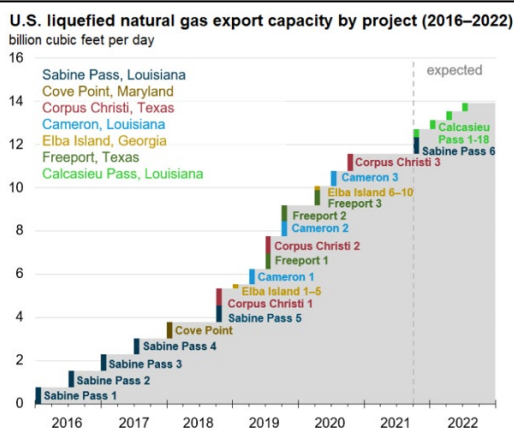


资料来源：BP，信达证券研发中心

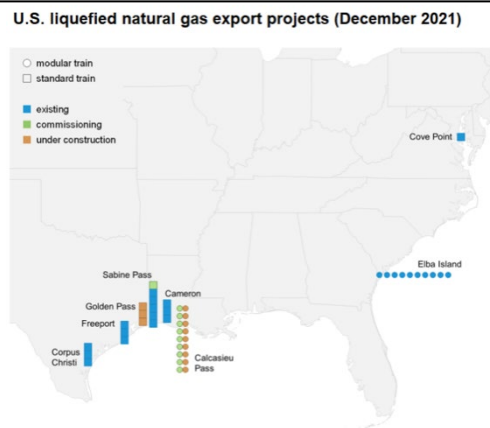
图 37：2020 年美国天然气出口量达 614 亿立方米 (Bcm, %)



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 38: 美国卡尔卡修端口 2022 年产量 200 亿立方米 (Bcm)


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

图 39: 2021 年底美国液化天然气 LNG 出口工程


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

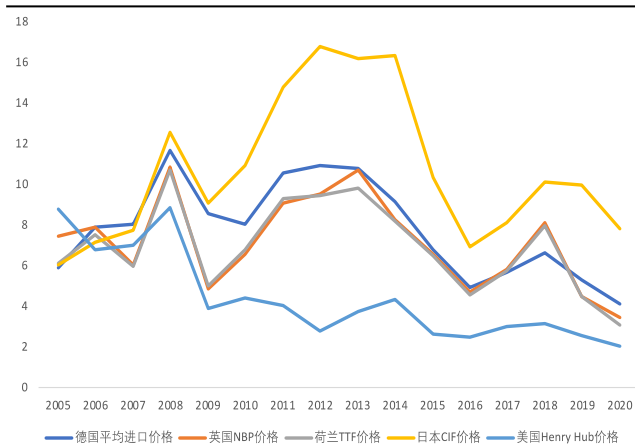
另据路透社报道, 6 月 9 日美国最大的液化天然气出口终端运营商之一 Freeport LNG 的德克萨斯工厂发生大火, 导致其在今年 9 月份之前完全停产, 到年底也只有部分产能可以兑现。此 LNG 终端出口能力占据美国 LNG 出口总能力的 20% (200~250 亿立方米), 且出口主要目的地是欧洲。此事件导致美国天然气价格暴跌, 欧洲天然气价格飙升, 进一步制约了美国今年实现对欧出口 LNG150 亿立方米的计划。根据表 5, 美国现有 LNG 产能约 1050 亿立方米, 2022 年新增产能 (萨宾帕斯 6 和卡尔卡修 1-18) 约 200 亿立方米, 2025 年新增产能 220 亿立方米 (金色山口 1-3)。2025 年 LNG 总产能最高可达 1647 亿立方米, 美国 LNG 出口增长潜力巨大。但即使今年美国第七大 LNG 端口卡尔卡修如期投产且 Freeport 的 LNG 出口工厂年底成功复产, 这 150 亿立方米天然气走向也将由市场决定。

表 5：美国 LNG 出口终端产能概述（Bcm）

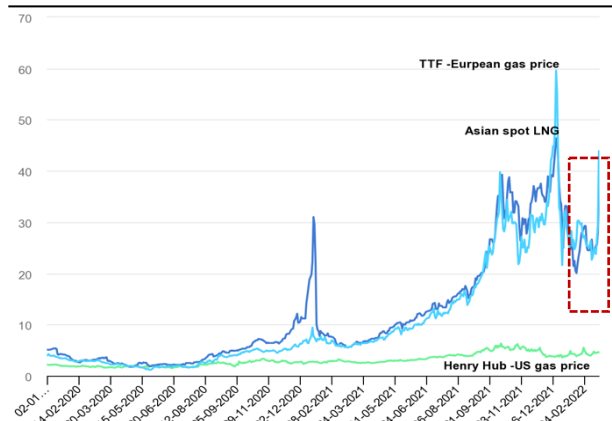
项目名称	系列号	投产时间	基础LNG产能(Bcm/年)	最大LNG产能(Bcm/年)	项目状态	运营商
萨宾帕斯	Train 1	2016-02-01	6.043	7.737	商业运作中	Cheniere Energy
萨宾帕斯	Train 2	2016-08-01	6.043	7.737	商业运作中	Cheniere Energy
萨宾帕斯	Train 3	2017-01-01	6.043	7.737	商业运作中	Cheniere Energy
萨宾帕斯	Train 4	2017-08-01	6.043	7.737	商业运作中	Cheniere Energy
萨宾帕斯	Train 5	2018-12-01	6.046	7.737	商业运作中	Cheniere Energy
萨宾帕斯	Train 6	2021-12-01	6.046	7.737	试运行	Cheniere Energy
科夫角	Train 1	2018-03-01	7.050	7.722	商业运作中	Dominion Energy
厄尔巴岛	Trains 1-5	2021-03-20	1.682	1.835	商业运作中	Kinder Morgan
厄尔巴岛	Trains 6-10	2020-05-01	1.682	1.835	商业运作中	Kinder Morgan
科珀斯克里斯蒂	Train 1	2018-12-01	6.076	8.148	商业运作中	Cheniere Energy
科珀斯克里斯蒂	Train 2	2019-07-01	6.076	8.148	商业运作中	Cheniere Energy
科珀斯克里斯蒂	Train 3	2020-12-01	6.076	8.148	商业运作中	Cheniere Energy
卡梅伦	Train 1	2019-05-01	6.043	6.729	商业运作中	Sempra LNG
卡梅伦	Train 2	2019-12-01	6.043	6.729	商业运作中	Sempra LNG
卡梅伦	Train 3	2020-08-01	6.043	6.729	商业运作中	Sempra LNG
弗里波特	Train 1	2019-09-01	6.715	7.281	商业运作中	Freeport LNG Development, L.P.
弗里波特	Train 2	2019-12-01	6.715	7.281	商业运作中	Freeport LNG Development, L.P.
弗里波特	Train 3	2020-05-01	6.715	7.281	商业运作中	Freeport LNG Development, L.P.
卡尔卡修	Trains 1-9	2021-12-01	6.715	8.058	试运行	Venture Global LNG, Inc.
卡尔卡修	Trains 10-18	2022-09-01	6.715	8.058	在建设	Venture Global LNG, Inc.
金色山口	Train 1	2024	6.890	8.105	在建设	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Conoco Phillips
金色山口	Train 2	2025	6.890	8.105	在建设	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Conoco Phillips
金色山口	Train 3	2025	6.890	8.105	在建设	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Conoco Phillips
已投产			97.1	116.6		
2022年投产			19.5	23.9		
2025年投产			20.7	24.3		
共计			137.3	164.7		

资料来源：EIA，信达证券研发中心

历史来看，欧洲天然气价格低于亚洲天然气价格，但俄乌冲突后，欧洲天然气价格上涨快速、波动剧烈，亚洲溢价的天然气模式或将转变为欧洲溢价。据图 40，2015-2020 年间，日本 CIF 价格、德国平均进口价格、英国 NBP 价格、荷兰 TTF 价格和美国 Henry Hub 的平均价格分别是\$10.66、\$7.77、\$7.11、\$6.91 和\$4.38。由于日本在亚洲国家内较早进口 LNG，因此日本 CIF 价格成为亚洲 LNG 进口的重要参考价格。我们可以看到亚洲的平均价格要比德国平均进口价格高\$2.89。2020 年，日本 CIF 价格比德国天然气平均进口价格高\$3.75。2022 年 2 月 24 日俄乌冲突爆发后，欧洲和亚洲天然气价格暴涨，其中欧洲天然气价格上涨快速。据图 41，我们看到欧洲荷兰 TTF 价格超过了亚洲的 LNG 现货价格。这充分说明了现在欧洲天然气市场的紧缺情况。根据我们之前的分析，俄罗斯的天然气将会逐渐被欧洲放弃，而放弃的这 1000 亿立方米天然气是推动欧洲天然气价格飙升的重要因素。

图 40：美国亨利港价格最低，亚洲价格最高（美元/百万英热）


资料来源：BP，信达证券研发中心

图 41：2022 年 1 月来欧洲价格超过亚洲价格（美元/百万英热）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

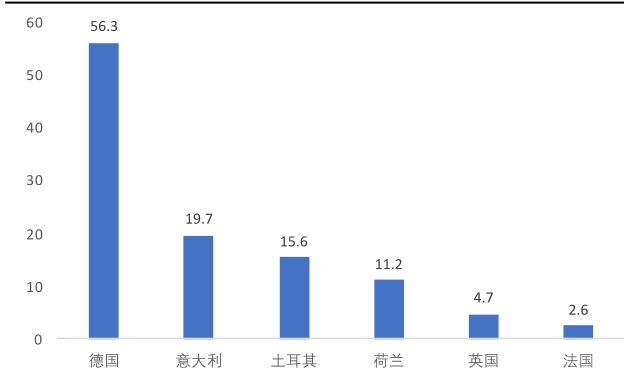
从生产成本看，俄罗斯的天然气采用常规的生产方式，其生产成本大概在 0.75~0.9 美元/百万英热，而美国的页岩气生产成本大概在 1.6~3 美元/百万英热。美国 LNG 运输成本也要高于俄罗斯管道气。在中短运程上，管道运输具有无可争议的优势，而对于超远距离运输，LNG 是一种更经济的选择。其中，管道运输成本在运输距离 1100~1900 千米内优于 LNG 方式；对于在岸管道，距离在 3500~4000 千米内，其运输成本低于 LNG 方式。美国 LNG 需要跨越大西洋抵达欧洲，而俄罗斯紧邻欧洲市场，管道气具备明显的运输成本优势。除此之外，LNG 需要将天然气降温到 -162°C ，使其呈液态，体积缩小到气态的 1/600，从而实现大规模远距离安全运输。因此需要高额设备投资以及后续运营等一系列成本，大约占到 LNG 价格的 1/3。现在供应链短缺和高额的运输成本、紧缺的船位等因素造成的全球供货成本上升也将增加欧洲的购买成本。

综合考虑天然气价格差异、生产成本、中间环节成本、运输成本、不确定性因素的增加、汇率波动等因素，欧洲需要支付美国的隐性和显性成本都要高于俄罗斯的天然气成本，为了北约的利益和碳中和的目标付出的经济代价如何平衡会是欧洲能源未来的关键点。随着欧洲逐步摆脱俄罗斯天然气，美国继续扩大对欧 LNG 出口，计划 2022 年成为 LNG 全球第一大出口国，从而获得高额经济利益。

五. 欧盟内部有什么不同声音？

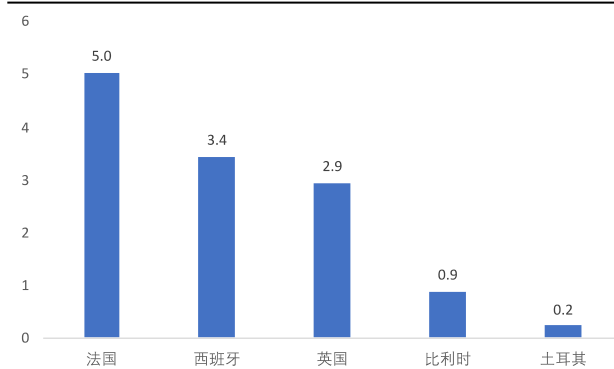
欧盟内部态度不一，能源依赖程度最高的德国短期难弃俄罗斯天然气。根据图 42，受俄罗斯出口管道气影响最大的国家主要是德国、意大利、土耳其和荷兰。其中德国尤为突出，2020 年从俄罗斯进口 563 亿立方米管道气，占欧洲全部管道气进口量的 34%。意大利、土耳其和荷兰分别占到总进口的 12%、9%和 7%。LNG 方面，欧洲进口 LNG 总量远远小于管道气进口量，其中法国进口 50 亿立方米、西班牙进口 34 亿立方米、英国进口 29 亿立方米，占欧洲进口俄罗斯 LNG 的 29%、20%和 17%。

图 42：2020 年欧洲主要国家对俄罗斯管道气依赖程度（Bcm）



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 43：2020 年欧洲主要国家对俄罗斯 LNG 依赖程度（Bcm）



资料来源：BP，信达证券研发中心

表 6：欧盟及其参与国家对俄能源制裁措施

时间	制裁方	能源相关制裁措施
2022 年 2 月 22 日	欧盟	取消俄罗斯的贸易最惠国待遇，并禁止欧盟企业投资俄罗斯能源产业。
2022 年 2 月 22 日	英国	不再进口俄罗斯煤炭
2022 年 2 月 23 日	德国	德国总理奥拉夫·朔尔茨无限期地阻止激活北溪 2 号天然气管道的审核程序。
2022 年 2 月 27 日	英国	英国石油公司（BP）宣布，将放弃其在俄罗斯石油 19.75% 的股份，并放弃所有在俄业务。之后壳牌和埃克森美孚也宣布从俄罗斯撤走。
2022 年 3 月 8 日	英国	壳牌停止购买俄罗斯原油及天然气，并关闭在俄罗斯的油站及其他业务。
2022 年 3 月 8 日	欧盟	欧盟委员会承诺在 2022 年底前将俄罗斯天然气的购买量减少三分之二。
2022 年 4 月 7 日	欧盟	欧盟委员会提议从今年八月份开始禁止从俄罗斯进口煤炭，但德国、奥地利和匈牙利等国反对。
2022 年 5 月 5 日	欧盟	欧盟委员会提议在六个月内禁止进口俄罗斯原油，并在今年年底禁止进口俄罗斯成品油，但并未通过。
2022 年 5 月 30 日	欧盟	欧盟就对俄实施石油禁运达成共识。今年年底前，欧盟从俄罗斯进口的石油将削减 90%。被豁免的 10% 的进口石油将通过俄罗斯南部的一条管道运往中欧内陆国家匈牙利、斯洛伐克和捷克共和国。

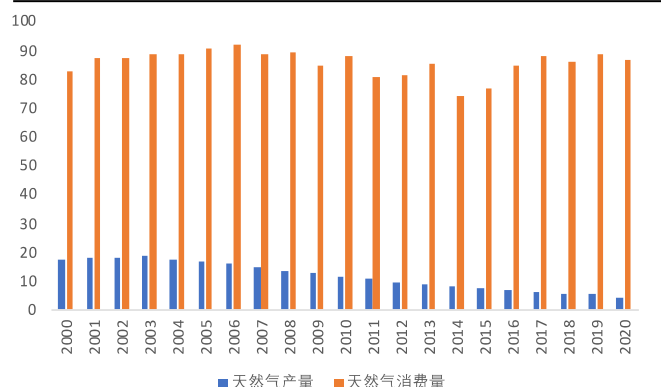
资料来源：新浪财经，CCTD，中国新闻网，日经中文网，中国储能网，华尔街日报，21 世纪经济报，第一财经，信达证券研发中心

德国近两年将持续从俄罗斯进口天然气，未来计划重启煤电、核能并大力发展可再生能源来摆脱对俄能源依赖。据图 44、45，德国 2020 年产需缺口高达 834 亿立方米，2020 年德国天然气进口管道气总量达到 1020 亿立方米，其中进口俄罗斯管道气占总进口量的 55%，达到 563 亿立方米。俄罗斯现在主要有北溪一号管道线通往德国，输送量大约 550 亿立方米/年。北溪二号预计将输送额外的 550 亿立方米的天然气到德国，但今年 2 月俄乌冲突后被暂停。

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 25

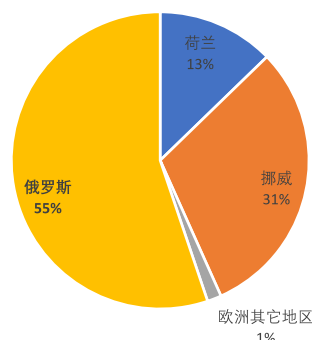
近期，欧盟宣布将在近期禁止从俄罗斯进口煤炭和原油，但是天然气却没有出现在这个禁令中。德国之所以最迫切反对禁止天然气正是因为德国天然气的一半来自于俄罗斯。德国一致认为彻底摆脱俄罗斯的天然气需要 2 年的时间，也就是计划在 2024 年彻底摆脱俄罗斯天然气进口。据路透社 3 月 24 日报道，德国部长称德国大约 15% 的天然气用于电力生产，若因为俄罗斯断供出现供电瓶颈，德国政府会优先保障工业用电和家庭供暖，因此会利用闲置的煤炭产能来填补空白。根据该规定，德国政府计划重启煤电和燃油发电，要求其运营商启用总计 8.5 吉瓦时的棕色硬煤和燃油发电来应对潜在天然气短缺风险。除此之外，因为核能的安全问题而放弃核能发展的德国计划重启核能、大力发展新能源。而德国近期推出的一揽子计划也希望通过可再生能源法案 (EEG) 的推广，计划将德国可再生能源的份额增长到 45%，摆脱对化石能源进口的依赖。

图 44：2000-2020 德国天然气产需严重错配 (Bcm)



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 45：2020 年德国从俄罗斯进口管道气占比高达 55%



资料来源：BP，信达证券研发中心

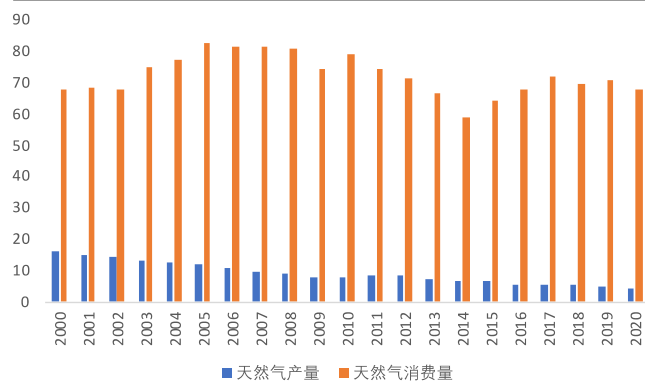
表 7：德国一揽子能源计划

方面	计划和目标
总体计划	2030 年可再生能源比例达到 80% (约 600 太瓦时)，到 2035 年实现 100% 自给自足。
风能	海上风电到 2030 年至少达到 30GW，到 2035 年达到 40 GW，到 2045 年达到 70GW。
太阳能	到 2026 年，太阳能光伏安装量将达到每年 22GW，到 2030 年装机量将达到 215GW。
审批程序	简化可再生能源的规划和审批程序
电力	加快电网和输电基础设施的建设

资料来源：能源杂志，信达证券研发中心

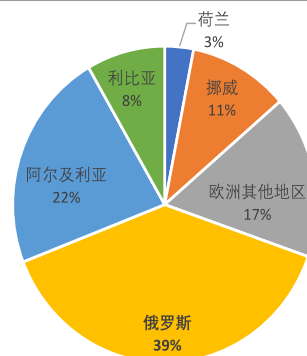
意大利对俄罗斯天然气依赖程度高，发展核电能力不足，对俄依赖短期难摆脱。意大利是仅次于德国的欧洲第二大天然气进口国，2020 年进口 197 亿立方米，其天然气供应的 39% 来自俄罗斯。据中国经济网报道，如果俄罗斯天然气供应中断，意大利将重启燃煤电厂来缓解天然气价格飙升带来的能源通胀问题，从而应对俄罗斯的潜在天然气断供。与邻国德国和法国不同，意大利没有核电能力，所以无法快速开启核能建设。供给端，意大利天然气产量从 2000 年 170 亿立方米/年下降到 2020 年的大约 30 亿立方米/年，而全国消费量一直保持在 600~800 亿立方米之间。意大利计划通过增加从美国、阿塞拜疆的跨亚得里亚海管道 (TAP)、阿尔及利亚经过突尼斯到意大利的天然气管道 (TransMed)，以及从利比亚到西西里的绿溪海底管道 (GreenStream) 天然气进口来预防俄罗斯停供的风险和可能增长的气价。短期看，天然气作为过渡燃料仍是意大利不可或缺的能源。长期看，俄罗斯停止向意大利出口天然气将对意大利的能源安全产生重大影响。

图 46：2000-2020 意大利天然气产需严重错配 (Bcm)



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 47：2020 年意大利从俄罗斯进口管道气占比高达 39%



资料来源：BP，信达证券研发中心

欧盟三种应对方案各有利弊，权衡难。虽然欧盟和欧盟各参与国之间存在分歧，但目前欧盟有三种应对策略来稳定供给、价格和基本能源安全：（1）逐渐减少俄罗斯的天然气进口量；（2）坚决立马切断所有俄罗斯天然气进口量。（3）承诺采购现有俄罗斯长协中签订的天然气量。其中方案（1）将会让俄罗斯政府有更多的机会来影响 TTF 价格，同时因为高于长协价格的天然气现货价格也会让欧洲更多买家扩大现阶段从 Gazprom 计划采购的天然气数量，因此让 Gazprom 获利。伴随着欧洲 LNG 三月份进口的增加，同时俄罗斯管道气进口也没有减少，美国供给也在持续增加，所以全球天然气市场的供给没有减少，但是欧洲天然气价格却没有下降反而上升了，这也说明俄乌冲突带来的不确定性的影响一定程度上超过了供需关系的影响。另外，如果欧盟采取第二种措施，立马切断从俄罗斯进口的所有天然气，会因为欧盟违反合同带来一系列的法律诉讼，而且这样也会加大欧洲的能源通胀问题，终端消费者恐怕无法承担高额的用电用气费用。第三种方案，如果欧盟宣布确定进口所有和 Gazprom 签订的长协合同，同时鼓励欧洲买家增加提名量（买方提出的需要进口的天然气数量），这样也会减少增加本土天然气供给、降低价格、适当减少俄罗斯天然气公司的收入。

欧盟能否多渠道增加既定的 600 亿立方米（500 亿立方米 LNG + 100 亿立方米管道气）天然气进口？

取决于欧洲各方面计划能否如愿实现，管道气方面实现 100 亿增加的概率要大于 500 亿 LNG 增加概率。管道气方面，目前看来阿尔及利亚和荷兰是最好的选择，（1）阿尔及利亚天然气常年有丰富的供给盈余，2020 年出口欧洲外还有 270 亿立方米的多余产量，伴随着潜在 100 亿立方米的管道气增加，阿尔及利亚可以给欧洲提供丰富的管道气。（2）荷兰方面，格罗宁根今年额外的 70 亿立方米产量也可以助力实现管道气进口 100 亿立方米目标。**LNG 方面**，（1）美国可兑现 150 亿立方米 LNG，但目前在建 LNG 端口卡塔尔卡修尚未投产、LNG 船运数量没有明显增长且天然气历史价格亚洲更高等因素会限制今年的目标实现。

（2）卡塔尔可成功输送非长协部分的最多的 159 亿立方米，但目前卡塔尔 LNG 船运中断且产量受阻。（3）澳大利亚向欧洲输送 200 亿立方米非长协 LNG，但澳大利亚本国 LNG 未来供需偏紧，会优先保障本国需求。总共超过 500 亿立方米的 LNG 理论上可以输送给欧洲，但是诸多不确定因素使得实现 LNG 500 亿立方米增量目标的概率要小于管道气 100 亿立方米目标的概率。

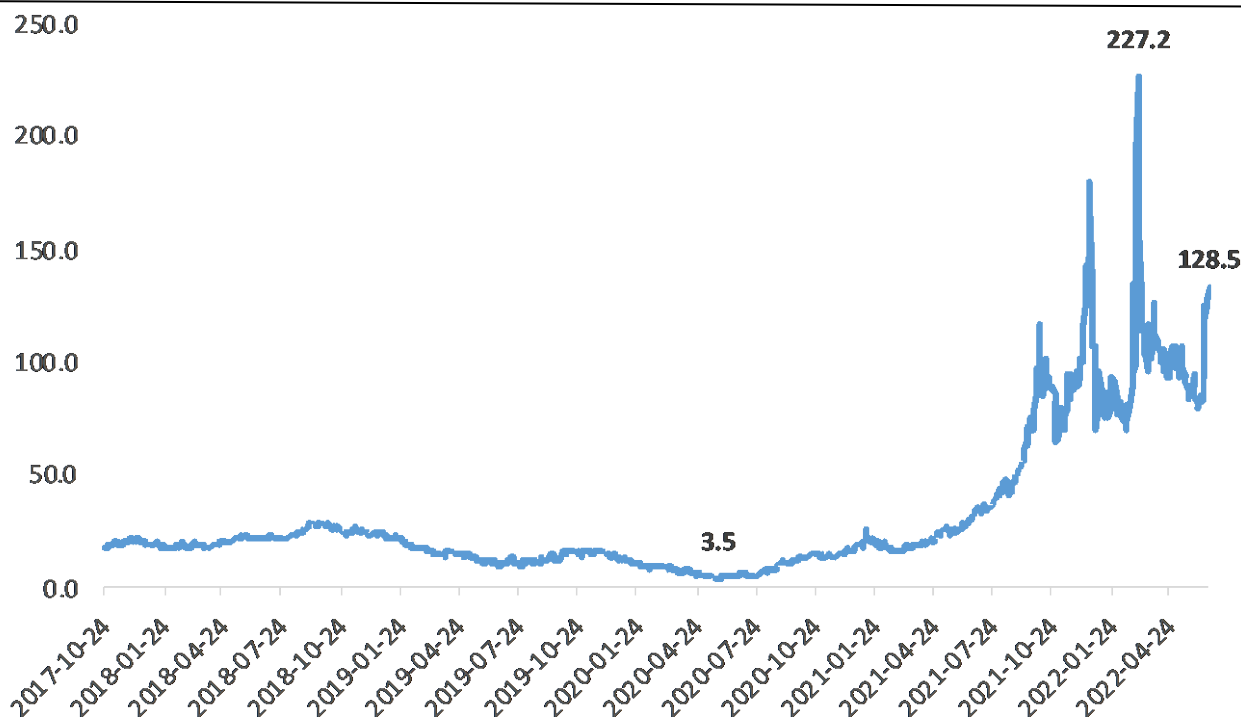
六. 俄罗斯无法出口的天然气将如何流转？

俄罗斯卢布结算令反西方制裁，天然气出口重心将向东部和南部转移。俄罗斯总统普京宣布4月1日起需要“不友好”国家以卢布方式结算天然气交易，否则视为违约，“不友好”主要包含美国、欧盟成员国、乌克兰等国，共计48个国家。其中，G7（美国、法国、德国、英国、日本、意大利和加拿大）国家表态俄罗斯的行为违反了合同中约定的用欧元或者美元结款的规定，因此拒绝俄罗斯以卢布结算的要求。其中接受以卢布结算的国家包括白俄罗斯、保加利亚、匈牙利、斯洛伐克。而意大利、韩国、日本等暂时处于中立状态。俄罗斯希望通过能源来平衡自己国家的汇率稳定性、增加对西方的反制裁。

根据当今国际能源形势，俄罗斯的发展规划或许有以下四个方向：1）要确保俄罗斯国内市场供给稳定、可以通过降价的方式刺激国内天然气的需求。2）有必要使出口多元化，未来可以预见西方的天然气需求减少，更关注南部和东部的市场（亚洲、非洲、拉丁美洲）需求，未来需要通过基础设施建设来实现这个目标。3）深度发展油气提炼，支持投资项目的建设开展。俄罗斯通过转移能源出口方向确保本国能源继续在全球能源版图中扮演重要角色这一措施将会是俄罗斯天然气发展的新方向。

然而，2022年依然会是俄罗斯和欧洲天然气关系极为重要的一年，通过图48，我们可以看到自从俄乌冲突发生后，欧洲的天然气市场价格波动剧烈，在冲突后数周最高上升至227.2欧元。之后伴随着输气未被中断的事实，价格才有大幅回落。伴随着俄乌冲突带来的天然气供给不稳定的情况加大了荷兰TTF天然气价格的波动。伴随着市场价格上涨，俄罗斯Gazprom的长协合同价格因此更有吸引力，欧洲的买家也更愿意在这样的時候增加自己的提名量（买方提出的需要进口的天然气数量），这也直接增加了Gazprom为主的俄罗斯主要能源公司的营收。因此，俄罗斯政府希望通过供给端的冲击和不确定性来影响欧洲乃至全世界的天然气价格，通过市场的不确定性增加天然气风险溢价来帮助本国能源公司获取更高营收。

图 48：俄乌冲突以来荷兰天然气 TTF 价格波动剧烈（欧元/百万英热）

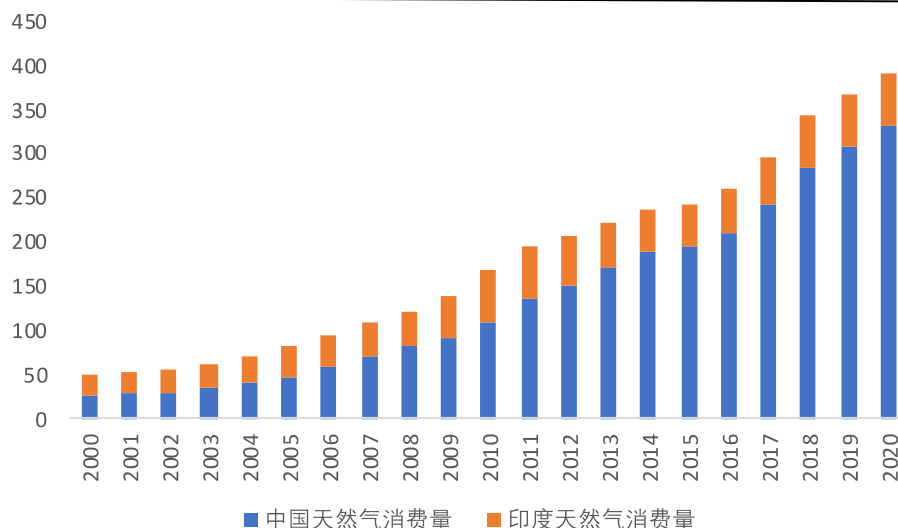


资料来源：Yahoo Finance，信达证券研发中心，截止 2022 年 6 月 24 日

俄罗斯的天然气可以流向中国和印度么？

中国天然气消费量从 2000 年的 247 亿立方米增加到 2020 年的 3306 亿立方米，是全球增速最快的天然气消费国，20 年间消费增量增长了 13.3 倍，2020 年占全球天然气消费的 8.6%。印度天然气从 2000 年的 254 亿立方米增长到 2020 年的 596 亿立方米，20 年间增长了 2.34 倍。而两个国家也是天然气的进口大国，其中中国、印度 2020 年 LNG 进口分别达到 940 亿立方米、358 亿立方米，占全球 LNG 进口的 19.3% 和 7.3%。

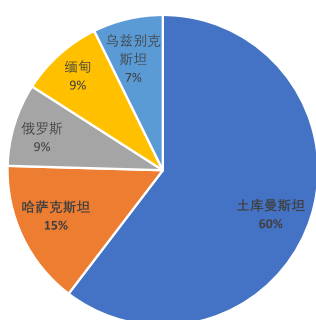
图 49：2000-2020 年，中国和印度天然气消费量增长迅速（Bcm）



资料来源：BP，信达证券研发中心

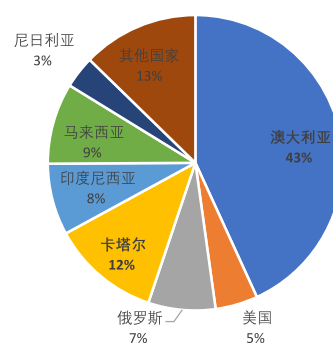
中国增长速度快且潜力大，但管道设施运输量有限，短期难通过现有管道消化俄罗斯剩余天然气。中国 2020 年从俄罗斯进口管道气 39 亿立方米，LNG 69 亿立方米，总计 108 亿立方米。2020 年中国天然气进口整体规模 1391 亿立方米，俄罗斯进口天然气占中国天然气进口比重 7.8%，比重相对较小，增长潜力大。

图 50：2020 年中国进口土库曼斯坦管道气占比高达 60%



资料来源：BP，信达证券研发中心

图 51：2020 年中国进口澳大利亚 LNG 占比高达 43%



资料来源：BP，信达证券研发中心

现在俄罗斯输送中国的管道线路主要有“西伯利亚力量”管道和“远东管道”。其中，西伯利亚管道于 2019 年 12 月开通，初期为中国提供 50 亿立方米天然气，计划 2023 年全部完工后提供 380 亿立方米的天然气。2022 年 2 月，中俄签署“远东管道”协议，计划每年向中国供应 100 亿立方米天然气，计划最终实现 480 亿立方米的年输送量。因为 LNG 进口成

本高于管道气，引入俄罗斯管道气将降低成本。但中俄远东管道修建时间较长（预计2024-2025年投产），短期内将无法大量增加俄罗斯管道进口气。长期看，俄罗斯将会有500亿方增量供应中国。据新浪财经，俄气表示，已于2022年1月完成Soyuz Vostok天然气管线建设项目的可行性研究。Soyuz Vostok管道是俄罗斯“西伯利亚力量-2”管道在蒙古国境内的延长线，该项目计划过境蒙古国向中国输气，若最终成行，俄气每年将向中国再增加500亿立方米的管道天然气供应。

LNG方面，中国2020年进口俄罗斯LNG 69亿立方米，占总进口量的7%。而俄罗斯出口欧洲LNG总计172亿立方米，如果欧盟计划摆脱俄罗斯的LNG，中国可在未来适当减少澳大利亚LNG长协签订，适当扩大俄罗斯LNG进口，2020年中国从澳大利亚进口LNG 406亿立方米，占LNG进口总量的43%，减少澳大利亚LNG进口，增加俄罗斯LNG进口将有利于中国增加LNG进口多元化，加强能源安全。

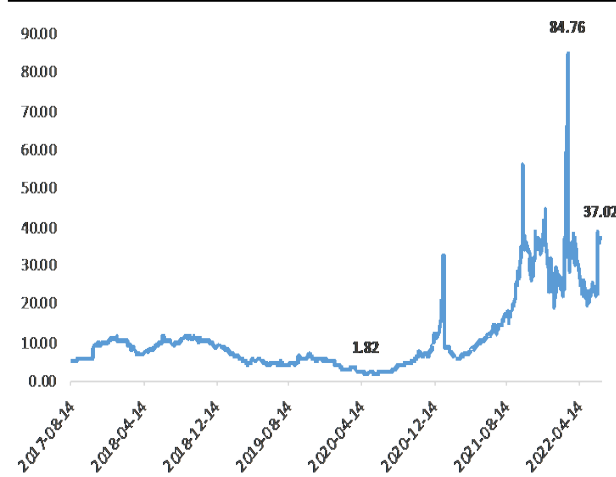
综上所述，即使中国完全消化俄罗斯对欧出口的172亿立方米的LNG，俄罗斯今年管道气缺口仍然在868亿立方米左右。无论考虑印度、日本、韩国还是其它国家的潜在需求和未来增量、已签订的长协合同、排除对俄罗斯能源制裁的国家等因素，倘若欧洲彻底减少了1000亿立方米的俄罗斯进口气，这部分剩余也很难在今年被其他国家完全消化。

图 52：中俄供气管道线路图



资料来源：观察者网，信达证券研发中心

图 53：中国 LNG 到岸价整体高位运行（美元/百万英热）



资料来源：Wind，信达证券研发中心，截止2022年6月28日

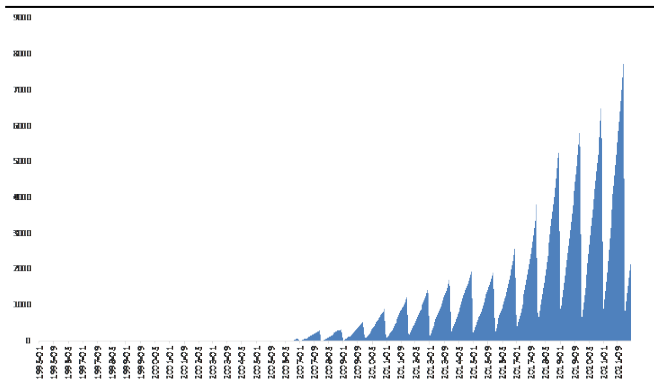
七. 对中国天然气市场有何影响？

推动国内能源公司低价扩大采购、加强合作，推动液化天然气（LNG）产业链快速发展。

（1）2月22日，国家管网集团 LNG 接收站管理公司与壳牌能源（中国）有限公司进行合作备忘录签约仪式。国家管网粤东 LNG、北海 LNG 与壳牌能源签署 2022 年度接收站窗口期使用合同。作为国家管网引入的第一家的国际大型能源公司，双方将在 LNG 接收站窗口期使用方面开展长期合作。国家管网集团 LNG 接收站管理公司成立于 2020 年 12 月 26 日，运营 7 座在役 LNG 接收站，接卸能力约占全国三分之一，是目前国内运营 LNG 接收站数量最多的企业。山东龙口、福建漳州、深圳迭福北三座 LNG 接收站将陆续投产，届时国家管网 LNG 接收站接卸规模进一步增加。

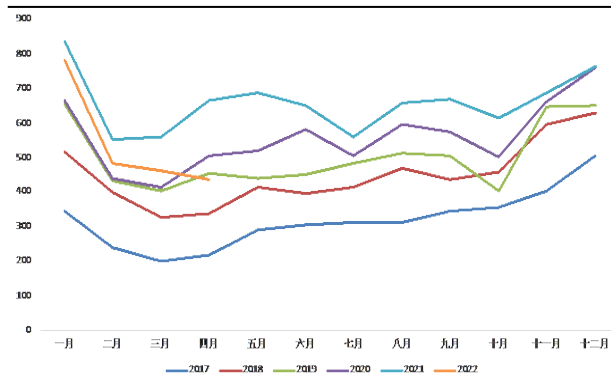
据图 54，中国 2021 年进口 LNG 7893 万吨，同比增长 17.6%。2015 年后我国 LNG 进口数量呈现大幅上升趋势，LNG 进口数量从 2015 年的 1965 万吨增加到 2021 年的 7893 万吨，6 年间增加了 5928 万吨。据图 55，2021 年全年国内 LNG 进口创历史新高，全年各月份进口量相比往年有明显增长。2022 年 5 月之前较 2021 年同期进口量有所回落，但较 2021 年之前各年份同期进口依然较多。2022 年 4 月份国内 LNG 进口数量同比下降 452 万吨，降幅 17.3%。

图 54：2021 年国内 LNG 进口 7893 万吨（万吨）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 55：国内 LNG 进口 2021 年各月份创新高（万吨）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

据表 8，我国 2021 年再气化容量达到 8250 万吨/年，预计在 2022-2024 年分别增加 2685，2100 和 1270 万吨/年的再气化能力。2024 年我国再气化总能力可达 1.43 亿吨/年，较 2021 年增长 73.4%。地区来看，我国 LNG 接收站位于沿海地区，主要集中在广东、天津和江苏。运营商方面，早期的三桶油（中石油、中石化和中海油）占据主要的 LNG 接收站的模式也随着国家管网的进入而改变，LNG 接收站的市场化程度不断提高。随着天然气下游价格市场化，新奥能源、北京燃气和华润燃气等为代表的城燃公司扩大资本开支，逐步布局 LNG 终端的建设和收购，扩大气源渠道，增加 LNG 进口能力，签订更多的 LNG 长协来遏制购销毛差风险，同时重视综合业务（风电光伏）模式的发展。

表 8：国内 LNG 终端产能概述

名称	接收站类型	运营商	投产年份	状态	再气化容量(Mtpa)	储存容量（千立方米）	
广东大鹏 LNG	陆上	中海油	2006	运营中	6.8	640	
上海五号沟 LNG	陆上	申能	2008		1	100	
福建 LNG 1	陆上	中海油	2009		5.2	640	
上海洋山 LNG 1	陆上	申能	2009		3	495	
大连 LNG 1	陆上	国家管网	2011		3	480	
江苏如东 LNG 1	陆上	中石油	2011		3.5	320	
浙江宁波 LNG 1	陆上	中海油	2012		3	480	
曹妃甸 (唐山) LNG 1	陆上	中石油	2013		3.5	640	
九丰东莞	陆上	九丰能源	2013		1.5	160	
珠海 LNG	陆上	中海油	2013		3.5	480	
海南深南 LNG	陆上	中石油	2014		0.28	40	
海南洋浦 LNG 1	陆上	国家管网	2014		2	320	
山东（青岛）LNG1	陆上	中石化	2014		3	480	
大连 LNG 2	陆上	国家管网	2016		3	160	
广西北海 LNG 1	陆上	国家管网	2016		3	640	
江苏如东 LNG 2	陆上	中石油	2016		3	360	
海南洋浦 LNG 2	陆上	国家管网	2017		1	170	
揭阳 (粤东) LNG	陆上	国家管网	2017		2	480	
启东 LNG 1	陆上	广汇能源	2017		0.6	100	
曹妃甸 (唐山)LNG 2	陆上	中石油	2018		3	640	
深圳迭福	陆上	国家管网	2018		4	640	
海南洋浦 LNG 扩建	陆上	国家管网	2018		1.32	180	
启东 LNG 1 扩建	陆上	广汇能源	2018		0.55	160	
天津FSRU - Hoegh Esperanza	再气化船	国家管网	2018		6	170	
天津 LNG 1	陆上	中石化	2018		3	640	
天津陆上	陆上	中海油	2018		3.5	180	
舟山 ENN LNG 1	陆上	新奥能源	2018		3	320	
防城港 LNG	陆上	国家管网	2019		0.6	60	
深圳燃气 LNG	陆上	深圳燃气	2019		0.8	80	
启东 LNG 1 扩建 II	陆上	广汇能源	2020		1.85	160	
潮州华丰	陆上	中能集团	2021		1	180	
舟山 ENN LNG 2	陆上	新奥能源	2021		2	320	
2006-2021年总计					82.5	10915	
福建 LNG 2	陆上	中海油	2022	在建	1.1	320	
广西北海 LNG 2	陆上	国家管网	2022		3	800	
江苏盐城滨海 LNG 1 扩建	陆上	中海油	2022		3	880	
启东 LNG 2	陆上	广汇能源	2022		1	200	
天津 LNG 2	陆上	中石化	2022		4	320	
天津陆上2扩建	陆上	中海油	2022		3.75	220	
温州 LNG	陆上	中石化	2022		3	800	
岳阳 LNG	陆上	广汇能源	2022		2	80	
漳州 LNG 1	陆上	国家管网	2022		3	480	
浙江宁波 LNG 12	陆上	中海油	2022		3	180	
潮州华瀛 阶段一	陆上	华瀛天然气	2023		6	600	
江苏盐城滨海 LNG 2 扩建	陆上	中海油	2023		3	1620	
国家管网龙口南山 LNG 1	陆上	国家管网	2023		5	1320	
山东（青岛）LNG 2	陆上	中石化	2023		4	320	
漳州 LNG 2	陆上	国家管网	2023		3	320	
惠州 LNG	陆上	广东省能源集团	2024		4	600	
阳江 LNG	陆上	广东粤电电力	2024		2.8	200	
烟台西港 LNG	陆上	山东保利协鑫环亚国际能源	2024		5.9	1000	
2022年总计					26.85	4280	
2023年总计					21	4180	
2024年总计					12.7	1800	

资料来源: Rystad Energy, 信达证券研发中心整理

(2) 4月6日, 新奥股份和 RG LNG 签署 20 年 LNG 长协锁定低价气源。预计最早 2026 年起向 RG LNG 公司采购 150 万吨 LNG, 采购价格和美国 Henry Hub 基准价格挂钩。自 2021 年 10 月以来, 公司共签订 570 万吨/年的 LNG 长协, 从 2026 年开始交付, 因为亨利中心价格相对较低, 公司进口气源具备成本优势, 伴随着全球天然气价格上涨等因素, 有利于快速提升公司市场占有率、降本增收提利。

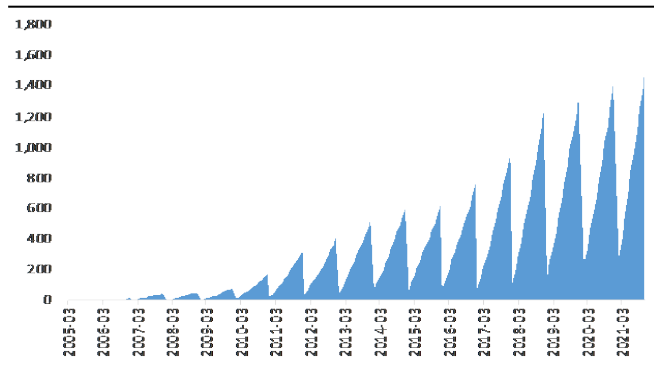
表 9：2021 年 10 月以来新奥股份 LNG 海外采购订单

时间	采购对象	采购细节
2022 年 4 月	Rio Grande LNG	最早自 2026 年起为期 20 年每年采购 150 万吨 LNG，价格与 Henry Hub 基准价挂钩。
2022 年 3 月	Energy Transfer LP	签订为期 20 年的 LNG 长协，LNG 每年供应量为 270 万吨，从 2026 年起交付。
2022 年 1 月	诺瓦泰克	签署为期 11 年的 LNG 长协每年购买约 60 万吨 LNG
2021 年 10 月	切尼尔能源	签署 13 年长期 LNG 购销协议，自 2022 年 7 月起每年采购 90 万吨 LNG。

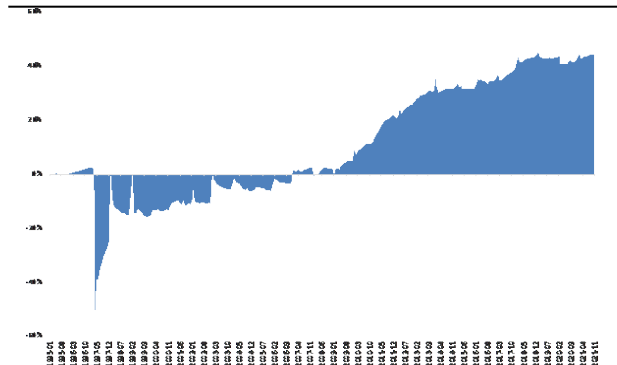
资料来源：新奥股份官网，信达证券研发中心

要更加重视能源安全，增加本土天然气的勘探开采储能及相关技术的发展。

(1) 2 月 3 日，中国石油天然气集团公司与俄罗斯天然气工业股份公司（Gazprom）签署中俄远东天然气购销协议，俄罗斯将通过远东天然气管道向中国增供管道天然气，预计远东天然气管道将在 2024-2025 年投运、于 2026 年达到输气能力峰值。该路线达产后，俄罗斯每年输往中国的管道天然气将增加 100 亿立方米，达到 480 亿立方米每年。2021 年，我国天然气表观消费量 3726 亿立方米，同比增加 420 亿立方米，超过 2018 年历史最高增幅 417 亿立方米。国内天然气产量 2085 亿立方米，同比增加 126 亿立方米，增幅 6.4%。截止 2021 年 11 月，我国进口天然气 1526 亿立方米，对外依存度 44%。预计远东管道在未来五年内达产后，管道需求大幅上涨，随着未来更多欧盟国家减少对俄能源依赖，中俄会持续加大能源合作。未来五年内，中俄管道将向我国主要市场输送天然气。

图 56：2021 年 11 月中国天然气累计进口 1526 亿立方米


资料来源：Wind，信达证券研发中心，截止 2021 年 11 月

图 57：2021 年 11 月中国天然气对外依存度 44%


资料来源：Wind，信达证券研发中心，截止 2021 年 11 月

(2) 3 月 17 日，国家能源局关于印发《2022 年能源工作指导意见》指出，增强供应保障能力，保障全年天然气产量 2140 亿立方米左右；持续提升油气勘探开发力度，加快油气先进开采技术开发应用，加快煤层气资源探明和产能建设，推动煤系地层多气综合勘探开发，稳妥推进煤制油气战略基地建设；加强能源储运能力，推进中俄东线南段、西三线中段、西四线、川气东送二线、龙口 LNG-文 23 储气库等重大管网工程建设，加快管输瓶颈互联互通补短板和省际联通通道建设，加快沿海 LNG 接收站及储气设施，华北、西北等百亿方级地下储气库扩容达容等项目建设。提升能源需求侧响应能力，优化有序用电及天然气的管理措施。

(3) 3 月 22 日，国家发改委和国家能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，到 2025 年，国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，储气能力达到 550~600 亿立方米，占天然气消费比重大约 13%。同时加快天然气长输管道及区域天然气管网建设，推动管网互联互通，完善 LNG 储运体系。加快完善天然气市场顶层设计，构建有序竞争、高效保供的天然气市场体系，完善天然气交易平台，推动天然气期货交易。鼓励澳港粤港澳大湾区及周边地区加大天然气发电规模。稳健推进天然气价格市场化改革等一些列措施。

为实现“双碳”目标，加大节能减排力度，天然气替代作用日益提升

(1) 2月11日,《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南(2022年版)》中指出有关方面科学做好重点领域节能降碳改造升级。其中特别指出推动采用低温乙烷、丙烷、液化天然气(LNG)冷能利用技术,降低装置能耗,到达能量系统优化。支持有条件的平板玻璃企业实施天然气、电气化改造提升,推动平板玻璃行业能源消费逐步转向清洁能源为主。推动建筑、卫生陶瓷行业能源消费结构逐步转向使用天然气等清洁能源,加大绿色能源使用比例,努力提升企业能源自给能力,减少对化石能源及外部电力依赖。天然气作为清洁能源可以替代传统高碳化石能源推动节能减排目标的实现。天然气燃烧效率高、使用便捷且不产生废渣以及CO₂、SO₂等温室气体。在燃烧效率方面,天然气平均燃烧热值比煤炭高40%。相比利用煤炭发电,天然气在用于发电时产生的温室气体排放量减少45%至55%。用天然气代替煤炭发电可以显著减少碳排放。

表 10: 天然气单位热值含碳量较低、低位热值较高

燃料品种	单位热值含碳量 (tC/GJ)	低位热值 (GJ/t, 或者 GJ/ 万 Nm ³)	氧化率 (%)
天然气	15.3×10 ⁻³	389.3	99
焦炉煤气	13.6×10 ⁻³	173.5	99
管道煤气	12.2×10 ⁻³	158.0	99
柴油	20.2×10 ⁻³	43.3	98
汽油	18.9×10 ⁻³	44.8	98
燃料油	21.1×10 ⁻³	40.2	98
一般煤油	19.6×10 ⁻³	44.8	98
无烟煤	27.5×10 ⁻³	23.2	89.5
烟煤	26.1×10 ⁻³	22.4	83.6
褐煤	28.0×10 ⁻³	14.1	83.6
液化石油气	17.2×10 ⁻³	47.3	98
液化天然气	17.2×10 ⁻³	41.9	98

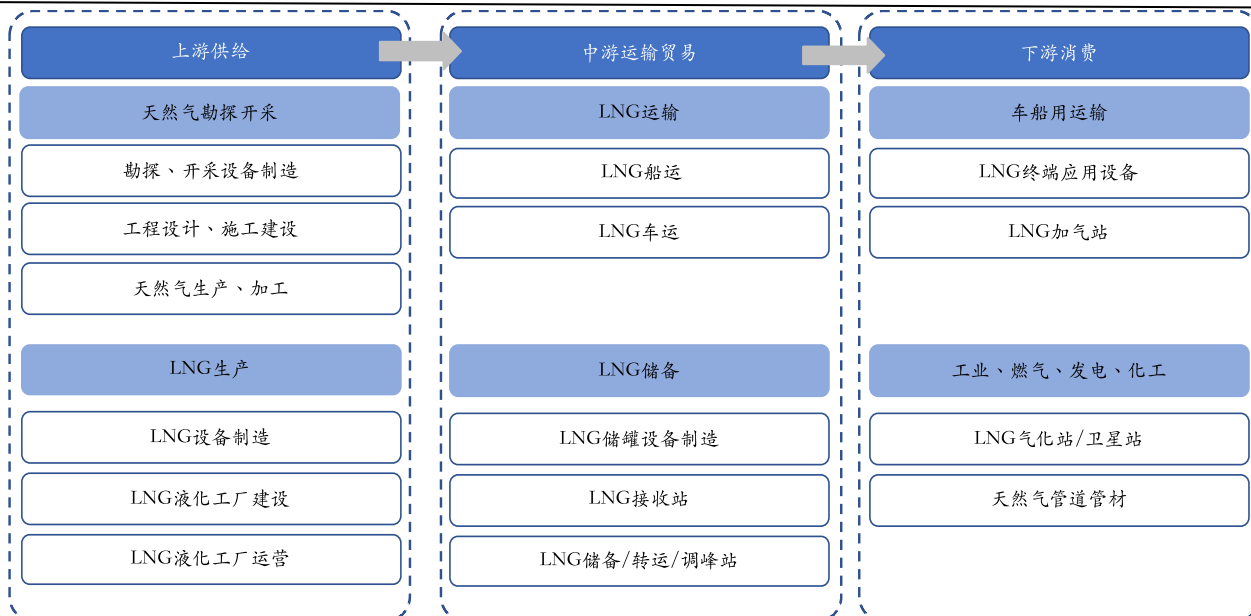
资料来源:《公共建筑运营企业温室气体排放核算方法和报告指南(试行)》,信达证券研发中心

投资建议

伴随着双碳目标和《“十四五”现代能源体系规划》中对天然气行业发展的指导，我国天然气行业发展迎来历史机遇。国内方面，《规划》到 2025 年将实现国内天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，储气能力达到 550~600 亿立方米，同时加快天然气管道管网建设，推动管网互联互通，完善 LNG 储运体系等一些列措施将大力推动国内天然气产业链发展。国际方面，伴随着俄乌冲突带来的欧洲天然气供需偏紧格局，国际天然气价格将继续高位运行，欧洲由依赖管道气转向依赖 LNG 的模式将带动 LNG 生产、设备和储运的发展，也将推动我国和俄罗斯的管道管网发展，优势企业同时锁定 LNG 长协价格，业务向产业链上游延伸。

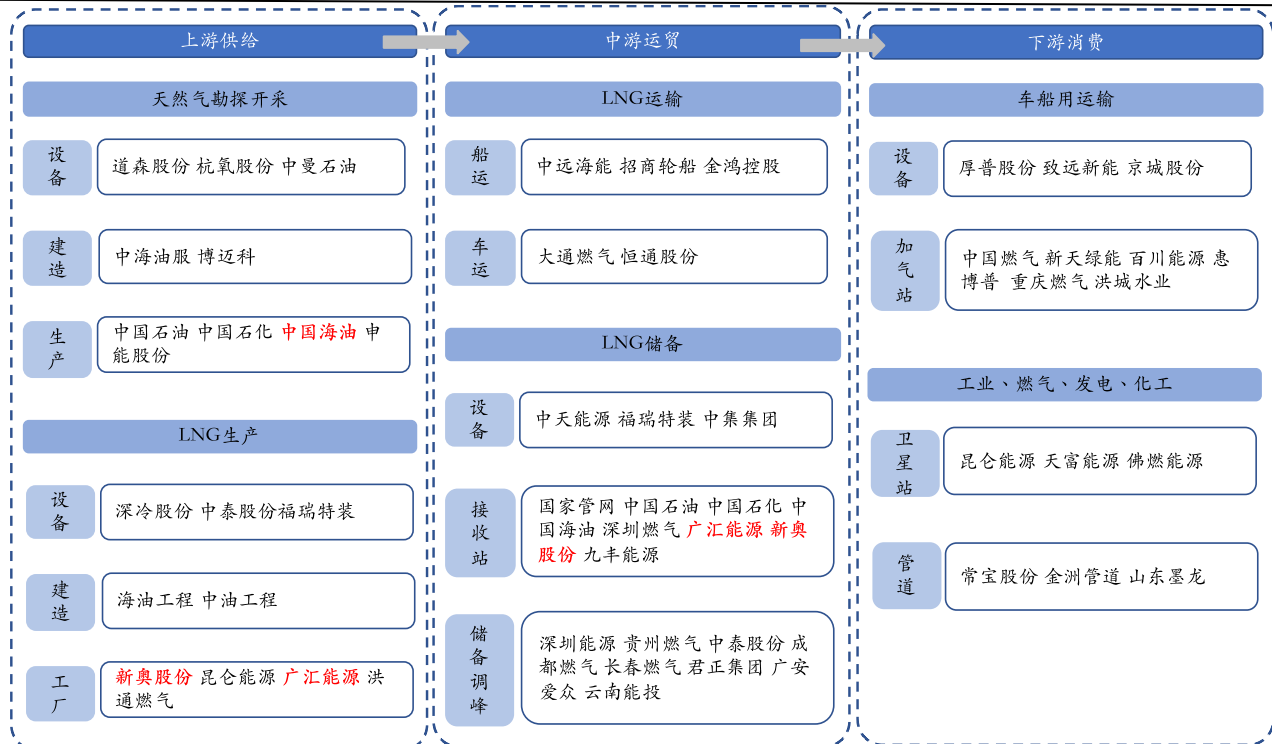
随着俄乌冲突推动天然气供需偏紧的格局持续以及天然气供需模式的转变，欧洲天然气进口模式从长期依赖俄罗斯管道气进口转向依赖 LNG 进口，推动国际天然气价格上涨。**管道气方面**，进口管道气和国内管道主要由中石油和国家管网主导，市场壁垒高、市场化程度有待提升。**LNG 方面**，俄乌冲突带来的天然气机会将会利好 LNG 产业上游勘探开采、生产和中游 LNG 储备环节。收益向上游传导的模式也会在一定程度上压缩城市燃气的毛利率，高气价下城市燃气公司的气量增速也可能会有回落。投资评级：我们继续全面看多上游煤油气能源资源。建议关注三条投资主线：（1）中国海油（601808.SH）和中国海洋石油（0883.HK）作为早期逆势积极布局海外油气田的公司，在当今高油价下利用低成本优势持续扩大利润。（2）随着天然气价格维持高位，新奥股份（600803.SH）利用长约锁定 570 万吨/年的长协气（其中 150 万吨 22-23 年开始兑现），另外自有的舟山接收站扩大产能处理，将会在今后天然气价格持续抬升中进一步发挥成本优势，增强盈利能力。公司同时布局综合能源项目，有望进一步拓展天然气下游应用，通过全产业链一体化扩大市场份额实现第二曲线的成长。（3）因为石油、天然气和煤炭之间的比价关系，结合我们对能源大通胀周期的分析，拥有多品类能源产品的公司将受益于本轮能源通胀和供给紧缩周期，建议关注高分红、低估值、高成长的能源综合类平台广汇能源（600256.SH）。

图 58：中国液化天然气（LNG）产业链示意图



资料来源：前瞻产业研究院、信达证券研发中心整理

图 59：中国液化天然气 LNG 产业链各环节主要公司



资料来源：前瞻产业研究院、信达证券研发中心整理

(1) 中海油：高油气价、低成本，国际上游油气龙头创造稀缺高价值。

中国海洋石油集团有限公司（中海油）是中国最大的海上油气生产运营商。公司主要业务板块包括油气勘探开发、专业技术服务、炼化与销售、天然气及发电、金融服务等，并积极发展海上风电等新能源业务。公司的勘探业务涉及国内渤海、南海和东海，以及国外多国稀缺油气田资源。2021 年公司实现 573 百万桶油当量（同比+8.48%），创历史新高，2021 年中海油共获得 22 个商业发现。中国海域，公司获得垦利 10-2 油田在内的 4 个大中型油气田发现；海外，再获圭亚那 Stabroek 区块的 6 个新发现，总可采资源量超过 100 亿桶油当量。证实储量持续攀升，达 57.3 亿桶油当量，储量替代率达 162%，储量寿命连续稳定在 10 年以上。全年共有 14 个新项目顺利投产，“深海一号”超深水大气田成功投产，将助力南海万亿方大气区建设，渤海油田建成中国第一大原油生产基地。

中海油多年维持高资本开支，在“七年行动计划”推动下，保持油气产量稳步增长。公司在 2016-2020 低油价阶段逆周期投资油气田，不断扩大油气储量和产量，随着国际油价持续攀升到 100 美元，公司持续扩大利润能力和规模。中海油 2021 年平均实现油价为 67.89 美元/桶，同比增长 65.7%，平均实现天然气价为 6.95 美元/千立方英尺，同比增长 12.6%。桶油主要成本 29.49 美元，桶油作业费 7.83 美元。2021 年全年公司实现营业收入 2461.12 亿元，同比+58.40%；实现归母净利润 703.20 亿元，同比+181.77%。2022 年第一季度，公司实现营业收入 908.98 亿元，同比+73.52%；实现归母净利润 343.01 亿元，同比+131.67%。2021 年公司派发股息 1.18 港元（含税），对应 4 月 28 日收盘价的 A 股股息率高达 6.38%，H 股股息率 10.89%，股息率创历史新高，总计分红 466 亿元。2021 年实现全年股利支付率超过 80%，末期+特别股利支付率 66%。（4 月 28 日港元兑人民币汇率 0.8364）。

2022 年第一季度，集团实现总净产量 151 百万桶油当量，同比+9.64%。其中，因为曹妃甸 6-4、流花 21-2 和深海一号气田等新项目投产带来的产量贡献带来中国净产量 109.3 百万桶油当量，同比+15.4%；海外净产量 41.7 百万桶油当量，同比-3.0%，主要是伊拉克米桑项目由于合同模式导致净产量同比下降。2022 年第一季度，中国海油共获得 4 个新发现，并有 13 口评价井获得成功。中国海域渤中 26-6 和渤中 19-2 获重大突破，均有望成为大中型规模油田。海外，圭亚那 Stabroek 区块获得新发现 Fangtooth 和 Lau Lau。本年计划投产新项目涠洲 12-8 油田东区开发项目和圭亚那 Liza 二期项目已成功投产，其他在建项目持续稳步推进中。长期看，公司积极布局海上风电，“十四五”期间计划获取海上风电资源 5-10GW，装机 150 万千瓦；获取陆上风光资源 5GW，投产 0.5-1GW。

面对不断扩大的中国天然气市场，公司积极扩大天然气投资生产，近几年天然气产量稳步提高，收入占总营收比重大幅提升。2012-2021 年，公司天然气产量仅占国内总产量的 10%，海上天然气资源丰富，公司还有更大的开发生产空间。2021 年，公司首个大型深水自营气田陵水 17-2 项目（“深海一号”气田）投产，将在连续 10 年内提供 30 亿立方米天然气/年，并助力实现南海天然气资源的规模、高效动用。陵水 17-2 气田位于琼东南盆地北部海域，水深约为 1560 米，是公司在我国海域自营深水勘探的第一个重大油气发现，天然气探明地质储量超千亿立方米，展现了中国南海深水区域的巨大潜力。2022 年，以“深海一号”为重要枢纽，公司将聚焦宝岛 21-1 气田、莺歌海气田周边滚动勘探等四大关键项目，推动南海万亿大气区建设从蓝图变为现实。此外，2019 年，公司收购了中联公司

100% 股权，计划拓展在中国陆上煤层气资产布局。2021 年，神安管道主体完工贯通，促进陆上非常规气开发。2022 年，公司重点推进陆上非常规天然气田项目“神府南气田”的建设，该气田高峰产量将达 160 万立方米/天（9500 桶油当量/天），公司天然气供给能力不断提升。

到 2022 年，公司的油气净产量目标将为 600-610 百万桶油当量，其中中国约占 69%、海外约占 31%。2023-2024 年，公司油气净产量将分别达 640-650 百万桶油当量和 680-690 百万桶油当量，其中中国约占 65%、海外约占 35%，海外产量占比提升。未来三年，公司的净产量增速预计在 6-7% 左右。中海油将继续利用自身优势，在增储上产基础上，推进油气并举、向气倾斜的策略，持续加大天然气产量，产量占比由目前的 21% 提升到 2025 年的 35% 左右。

重要财务指标	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入(百万元)	155,737.00	244,082.00	364,636.14	417,510.22	459,985.34
增长率YoY %	-33.20%	56.73%	49.39%	14.50%	10.17%
归属母公司净利润(百)	24,956.00	70,320.00	124,419.89	138,477.70	154,420.56
增长率YoY%	-59.12%	181.78%	76.93%	11.30%	11.51%
每股净资产(元)	9.72	10.80	11.78	13.64	15.71
净资产收益率ROE%	5.75%	14.62%	22.20%	21.35%	20.66%
EPS(摊薄)(元)	0.56	1.58	2.61	2.91	3.24
市盈率P/E(倍)(A股)	19.32	6.86	6.52	5.86	5.25
市盈率P/E(倍)(H股)	10.96	4.35	3.22	2.90	2.60
市净率P/B(倍)(A股)	1.11	1.00	1.45	1.25	1.08
市净率P/B(倍)(H股)	0.63	0.63	0.71	0.62	0.54

资料来源: Wind, 信达证券研发中心预测, 股价为 2022 年 6 月 24 日收盘价, 港元兑人民币汇率 0.8535

风险提示: 疫情反复; 新建项目推进进度不及预期; 公司增产速度不及预期; 油气价格下行风险; 经济制裁和地缘政治风险。

(2) 新奥股份：LNG 气源优势、舟山资产注入、综合能源氢能等业务前瞻布局

新奥股份是中国最大的清洁能源分销商之一，业务包含天然气销售业务、综合能源业务、工程建造及安装业务、能源生产业务和增值及数智化业务。公司深耕天然气下游城市燃气 20 余年，截至 2021 年末，公司拥有 252 个城市燃气项目，覆盖 20 个省市及自治区，天然气零售气量达 252.7 亿立方米，市占率达 10%。自 2021 年 10 月以来，公司共签订 570 万吨/年的 LNG 长协，获取 5000 万方文 23 储库租赁库容，自有、托管及租赁储气能力超 6 亿方米。综合能源领域，公司 2021 年销售冷热电共 190.65 亿千瓦时，同比增长 58.3%。公司 2021 年签约光伏装机规模 280 兆瓦，投运 20 座换电站。公司在氢能方面从工程端前瞻布局，拥有煤制氢、天然气制氢、电解水制氢等几乎所有主流氢能制取工程经验。储能方面，公司自主研发 6kW SOFC 系统计划 2022 年完成 30kW 的系统集成，2024 年商业化运作。2021 年全年公司实现营业收入 1160.31 亿元，同比+31.58%；实现归母净利润 41.02 亿元，同比+94.67%；2022 年一季度实现营业总收入 353.83 亿元，同比+36.91%；实现归母净利润 7.54 亿元，同比+25.08%。

2022 年，新奥股份收购新奥舟山 LNG 接收站方案落地。据新京报，舟山 LNG 接收站一期、二期已投运，实际处理能力可达到 800 万吨/年，三期建成后有望于 2025 年达到 1000 万吨/年。公司 2021 年直销气量达到 41 亿方，零售气量达 252.7 亿方，批发气销售量达 78.3 亿方，分别增长 340%、15.1%和 2.8%。伴随舟山资产注入，公司将打通上中下游全产业链路，拥有上游天然气多元化供应渠道，中游 LNG 接收站和储气库发挥接收和储运能力，下游城市燃气继续拓展延伸。伴随欧美天然气溢价，公司将充分利用富有弹性的资源池，实现资源在国内国际两个市场的灵活调配，从而降本增收扩利。

重要财务指标	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万)	88,098.77	116,030.99	137,329.31	154,829.23	175,393.51
增长率(%)	-0.62	31.71	18.36	12.74	13.28
归母净利润(百万)	2,106.96	4,101.65	4,906.49	5,685.85	6,523.00
增长率(%)	-27.49	94.67	19.62	15.88	14.72
EPS(摊薄)	0.81	1.44	1.71	1.99	2.28
基准股本(百万股)	2599.98	2845.85	2863.68	2863.68	2865.05
ROE(摊薄)(%)	25.91	27.65	26.46	24.40	22.43
ROA(%)	11.70	8.87	4.87	5.22	5.70
市盈率P/E(倍)	22.83	12.84	10.81	9.29	8.11
市净率P/B(倍)	5.91	3.55	2.77	2.19	1.75

资料来源：Wind，信达证券研发中心，预测采用 Wind 一致预期，股价为 2022 年 6 月 24 日收盘价

风险提示：城市燃气价格波动风险；俄乌冲突导致能源贸易受限；公司综合能源和新能源业务扩张不及预期；天然气需求不及预期；新奥舟山产能不及预期；国内管道气和 LNG 价格博弈导致气价下行风险。

（3）广汇能源：煤、油、气高景气，能源综合平台蓄势待发。

广汇能源是我国唯一同时拥有“煤、油、气”三种资源的民营能源龙头。公司依托丰富的上游资源优势，建成了以液化天然气(LNG)、煤炭、甲醇、煤焦油等为主要产品，同时布局CCUS和氢能源等新型能源的能源综合开发企业。主营业务包括天然气液化、煤炭开采、煤化工、油气勘探开发四大板块。公司围绕“一带一路”，通过“大能源、大物流、大市场”战略，利用上游三大资源（煤、油、气）、中游三个基地（新疆、中亚和北美）和下游三条通道（启东海运油接收通道、中哈管道、出疆物流通道）实现资源的勘探开发、仓储物流和终端销售。2021年全年公司实现营业收入248.65亿元，同比+64.30%；实现归母净利润50.03亿元，同比+274.40%。2022年一季度实现营业总收入93.98亿元，同比+70.10%；实现归母净利润22.13亿元，同比+175.67%。

2021年集团实现LNG产量88,351.65万方，销量456,622.16万方，销量同比增长22.28%，受益于2020年末投运的启通天然气管线项目，管道气销量大幅增长至120,259.04万方。同期，集团实现原煤产量1028.87万吨，同比增长76.81%；煤炭销售总量1994.91万吨，同比增长91.19%，公司煤炭资源储量丰富，白石湖、马朗、东部三大煤矿在十四五期间产量仍有较大的增长潜力。公司在煤化工板块持续全产业链协同发展，在甲醇、煤基油品和煤化工副产品三个板块均实现同比增长。2021年末，启东LNG接收站现整体可达到300万吨/年的LNG周转能力。目前在建5#20万立方米储罐总工程量完成85%、6#20万立方米储罐按期开工、1#泊位扩建项目已顺利完成5艘大船的接卸工作、2#泊位扩建项目也已启动设计工作。随着上述扩建、新建配套项目逐步投运，2022年LNG周转能力将从300万吨/年提升至500万吨/年，预计2025年将提升至1000万吨/年。公司持续利用完整、一体化配套的能源全产业链供应优势，通过符合供应模式不断扩大市占率，下游通过城市管网、LNG和L-CNG加注站等拓展终端市场销售网络，公司会在未来能源价格通胀下持续扩大盈利规模和效率，推动石油、煤炭、天然气和煤化工产品的全面系统发展。

根据公司《2022年员工持股计划（草案）》及《关于提高公司未来三年（2022-2024）年度现金分红比例的公告》，员工持股计划考核的业绩要求为2022-2024年归母净利润分别不低于100亿、150亿、200亿，体现出良好的成长性预期。公司承诺连续三年现金累计分红不低于年均可分配利润的90%，且年分红额不低于0.70元/股。2021年度，公司共计分配现金红利26.26亿元（含税），创下公司自上市以来最高分红纪录。

重要财务指标	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万)	15,133.63	24,864.95	43,871.04	57,706.28	72,565.15
增长率(%)	7.78	64.30	76.44	31.54	25.75
归母净利润(百万)	1,336.31	5,003.11	10,206.41	13,607.67	17,189.29
增长率(%)	-16.31	274.40	104.00	33.32	26.32
EPS(摊薄)	0.20	0.76	1.55	2.07	2.62
基准股本(百万股)	6,754.03	6,565.76	6,565.76	6,565.76	6,565.76
ROE(摊薄)(%)	7.96	23.90	35.55	33.86	31.40
ROA(%)	2.16	8.51	--	--	--
市盈率P/E(倍)	46.25	12.17	5.97	4.47	3.53
市净率P/B(倍)	3.71	2.90	2.09	1.51	1.11

资料来源：Wind，信达证券研发中心，预测采用Wind一致预期，股价为2022年6月24日收盘价

风险提示：天然气价格波动风险；天然气、石油、煤炭和煤化工需求不及预期；项目推进不及预期。

风险因素

- (1) 全球经济出现严重的衰退下滑；
- (2) 俄乌冲突结束后欧洲与俄罗斯关系明显缓和；
- (3) 新冠疫情恶化，毒变传染超预期，限制全球贸易，恶化全球供应链体系；
- (4) 地缘政治冲突升级等。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学(北京)博士，注册咨询(投资)工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长(主持工作)，从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

陈淑娟，CFA，石化行业首席分析师。北京大学数学科学学院金融数学系学士，北京大学国家发展研究院经济学双学士和西方经济学硕士。2017年加入信达证券研究开发中心，主要负责原油价格、油田开采、石油加工、炼化聚酯等产业链研究以及中国信达资产管理公司石化类项目的投资评估工作。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	章嘉婕	13693249509	zhangjiajie@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	许锦川	13699765009	xujinchuan@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5% ~ 20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在 $\pm 5\%$ 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。