



燃气

优于大市（首次）

证券分析师

李骥

资格编号：S0120521020005

邮箱：lij3@tebon.com.cn

联系人

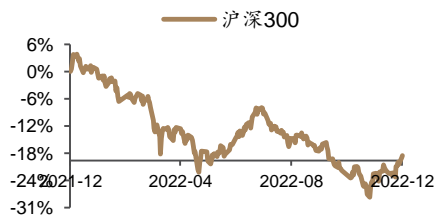
郭雪

邮箱：guoxue@tebon.com.cn

卢璇

邮箱：luxuan@tebon.com.cn

市场表现



相关研究

- 《中泰股份 (300435.SZ)：业绩稳定增长，气体运营业务蓄势待发》，2022.10.25
- 《中泰股份 (300435.SZ)：深冷专家，气体运营打造第二增长曲线》，2022.10.21

天然气行业系列报告（一）：欧洲市场——供需失调或将持续，再平衡任重道远

投资要点：

- 当前时点：欧洲天然气暂时平衡。**2022年9月至今，随着欧洲补库超预期完成目标，TTF 指数回落至 120EUR/MWh 上下，截至 11 月，欧盟天然气总体库存为 95%，完成设置的 80%的库存目标。根据 GIE 的数据，目前欧盟+英国库存量约为 102bcm，按照冬季平均每日约 14 亿 m³ 消耗量计算，耗尽库存可维持两个多月需求。暖冬预期+库存将满+接收能力有限，欧洲对于天然气的高需求暂时告一段落。
- 向前看：能否平稳过冬依旧重重桎梏。**我们通过梳理欧洲管道气和 LNG 进口情况，认为在目前俄气近乎“断供”的情况下，欧洲获得充足天然气增量依旧面临较多阻碍。(1) PNG 方面：俄罗斯通往欧洲的多条管线自 2022 年 5 月以后处于“断供”状态，除北溪管线受损需较长时间恢复外，亚马尔、乌克兰兄弟管线等能否恢复供气主要取决于政治博弈因素；(2) LNG 出口端看，卡塔尔当前产能多被亚太地区长约合同绑定，新增产能或需 2025 年后释放。2022 年以来美国对欧 LNG 出口增加明显，一定程度上覆盖了俄气减少量，但考虑到 2023 年俄气供给欧洲的减少量较 2022 年或更高，美国新增产能可能难以补足缺口。(3) 运输端看，欧洲对于 LNG 现货需求量的提升引起 LNG 国际运输进一步紧张，根据 GIIGNL，2021 年 LNG 船平均现货租金为 8.92 万美元/天（16 万 m³ LNG 船为例），较 2020 年的 5.93 万美元/天涨幅为 50.42%，而近期亚太及大西洋区域大型 LNG 船日租金一度突破 42.5 万美元/天。全球主流造船厂订单暴增，至少已排至 2026 年；(4) 接收端看，当前欧盟+英国拥有约 210bcm/年再气化能力，虽能够与进口需求匹配，但分布不均。欧洲多国正持续加大再气化能力，预计到 2024 年，欧盟+英国能够新增 80bcm/年再气化能力，而 FSRU 成为产能快速增加的重要途径。
- 降低消费量是维持安全库存过冬的关键。**我们基于欧盟目前库存水平和过去三年的平均采暖季消耗量，在俄气今冬仅维持 9 月至今供应量的中性假设下，对欧盟在本采暖季结束时点保持 30%、20%和 10%库存水平所需的 LNG 补充量进行了测算。我们认为若欧盟各国需求侧能够实现 15%的削减目标，加之增加部分库存消耗，或能缓解俄罗斯管道气大幅度削减带来的天然气压力，并于取暖季结束后库存依然具有 20%的安全边际。从路径来看，在居民端及发电端不适宜大规模削减用量的前提下，减少工业天然气消耗量可能是主要途径，化工行业作为消耗天然气的重要部门或首当其冲，但原料端的削减可能会进一步降低欧盟在全球化学品销售的地位。
- 投资建议。**根据我们的测算，基于目前欧洲库存水平以及地缘政治局势短期或难以缓和的情况，若欧盟能够在过去三年取暖季平均水平基础上实现 15%的天然气消费量削减，那么其或能够以相对安全的库存水平度过取暖季。看到今冬，天气、天然气削减具体实现路径及随之而来的行业冲击，LNG 现货补充能力等均有可能成为扰动因素，因此我们认为欧洲天然气供需平衡依然有可能再次被打破。继续看好具有 LNG 国际贸易优势的天然气企业，推荐拥有海陆双气源资源池+布局氦氦打造第二增长曲线的【九丰能源】；具备稀缺跨省管输资源，天然气分销空间广阔的【天壕环境】；深冷设备专家，布局工业气体的【中泰股份】。
- 风险提示：**地缘政治冲突加剧，下游需求不及预期，国际汇率波动，关联大宗商品价格波动，新建天然气储运项目推进不及预期。

内容目录

1. 当前时点：补库结束+暖冬预期，天然气价格回落	5
1.1. 荷兰 TTF 走势复盘	5
1.2. 欧洲补库超预期完成	5
1.3. 往前看：欧洲目前储气量能支撑多久能源消耗？	6
2. 冬季过后，欧洲天然气将从何来？	7
2.1. 管道气增量或将持续受限	7
2.2. LNG 是主要补充力量	10
3. 复盘 LNG 运输全过程：几乎各个环节都存在制约因素	10
3.1. 出口端：产能增量受限，液化能力有待释放	10
3.1.1. 美国是欧洲主要 LNG 现货进口地	10
3.1.2. 卡塔尔产量多与亚太长约绑定	14
3.2. 运输端：LNG 现货船存量不足，新建船产能有待释放	15
3.3. 接收端：受限于基础设施，LNG 短期难以完全弥补俄气缺口	16
4. 测算：2023 年欧盟天然气供需平衡情况	19
4.1. 2022-2023 取暖季 LNG 需求量测算	19
4.1.1. 消费量减少 15%：增加库存消耗或可维持平衡	21
4.1.2. 消费量不变：补充 LNG 是必然途经	21
5. 削减需求：工业领域或是主要途经	22
5.1. 发电：极端天气频发背景下，天然气发电或将难以减少	23
5.2. 居民用气：降低供暖标准、安装节能设备等是主要途经	24
5.3. 工业：化工行业或成为减少天然气用量主要部门	24
6. 投资建议	26
7. 风险提示	26

图表目录

图 1: 2021 年至今荷兰 TTF 价格走势 (EUR/MWh)	5
图 2: 2021&2022 至今欧盟天然气整体库存变化 (百万 m ³)	6
图 3: 欧盟各国天然气储气率情况	6
图 4: 2021 年欧洲天然气供给结构	7
图 5: 欧盟自俄罗斯每周进口气量变化 (百万 m ³)	7
图 6: 北溪管道 2020-2022.11 周管输量变化 (百万 m ³)	8
图 7: 亚马尔管道供气情况 (百万 m ³)	9
图 8: 乌克兰管道供气情况 (百万 m ³)	9
图 9: 欧洲天然气进口途经示意图	9
图 10: 欧盟+英国 2021&2022 天然气进口结构对比	10
图 11: 欧盟+英国 2021&2022 进口 LNG 数量对比 (百万 m ³)	10
图 12: 美国天然气出口总量及结构变化 (百万立方英尺)	11
图 13: 2021 年全球 LNG 出口比例	11
图 14: 美国 LNG 出口比例变化	12
图 15: 美国天然气市场化产量变化	12
图 16: 2021 年美国天然气来源结构	13
图 17: 美国天然气库存量变化	13
图 18: EIA 预测美国天然气产量	13
图 19: 2021 年卡塔尔出口 LNG 去向	14
图 20: 卡塔尔历史出口量数据	14
图 21: 2010-2020 全球 LNG 新承接船舶订单量 (艘)	15
图 22: 现存的 LNG 船队已使用年限 (截至 2021)	15
图 23: 现存 LNG 船队载货量及已使用年限 (截至 2021)	16
图 24: 欧盟+英国天然气接收站变化 (2021.9-2022.10)	17
图 25: 2022Q4-2024 年欧盟+英国计划 LNG 再气化能力	17
图 26: FSRU 工作流程图	18
图 27: 2015-2022 年供暖季结束时点欧洲储气率情况	20
图 28: 2022.9 月后俄罗斯往欧洲周供给量及均值 (百万 m ³)	20
图 29: 2019-2021 非俄管道气进口量及占比	21
图 30: 欧洲自产气占比变化	21
图 31: 欧洲天然气按部门消费比例变化	22
图 32: 2019 年欧洲天然气按部门消费占比	23

图 33: 2021 年欧洲不同能源发电占比	23
图 34: 2011-2021 年欧洲发电量	23
图 35: 2022 年欧盟地区居民用气价格明显上涨 (欧元/千瓦时)	24
图 36: 欧盟提出的部分居民节能措施.....	24
图 37: 2019 年欧盟化工行业能源消耗占比	24
图 38: 2020 年欧盟各国化工品销售额占欧盟总额比重	24
图 39: 欧盟化工销售占世界比重不断下降.....	25
图 40: 2020&2030E 世界化学品销售额占比变化预测	25
表 1: 俄罗斯出口到欧洲的天然气管线	8
表 2: 美国在建 LNG 液化产能.....	13
表 3: 卡塔尔在营 LNG 液化设施	14
表 4: 欧盟+英国 LNG 在营接收设施	16
表 5: 陆上 LNG 接收项目和 FSRU 项目投资成本及周期对比 (3mpta, 1.8 万 m ³ 容量为例)	18
表 6: 欧盟+英国天然气计划新增天然气接收能力以 FSRU 为主	19
表 7: 消费量减少 15%情境下 LNG 进口量测算	21
表 8: 消费量不变情境下 LNG 进口量测算.....	22

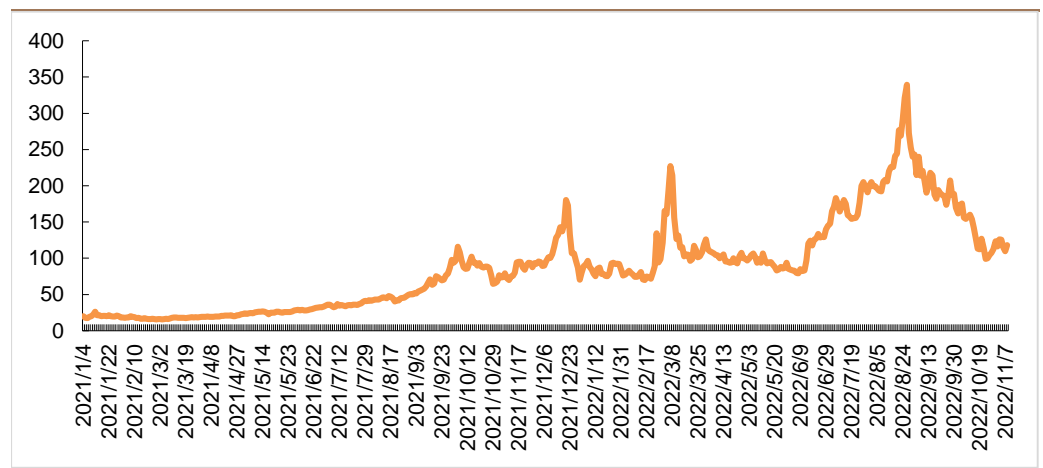
1. 当前时点：补库结束+暖冬预期，天然气价格回落

1.1. 荷兰 TTF 走势复盘

我们通过复盘 2022 年至今荷兰 TTF 走势，大致可分为几个阶段：

- ✓ 2022.2-2022.3：俄乌冲突致使 TTF 指数 2 月 23 日至 24 日暴涨 51%，由 88.89 EUR/MWh 上涨至 134.32 EUR/MWh，3 月 7 日达到此阶段峰值 227.2EUR/MWh；
- ✓ 2022.6-2022.8：欧洲天然气价格进入新一轮上行通道，8 月末一度突破 300EUR/MWh 至 339.2。本轮价格冲高核心因素系以北溪-1 为主的俄罗斯-欧洲管道流量下降；
- ✓ 2022.9-至今：欧洲补库超预期完成目标，TTF 指数回落至 120EUR/MWh 上下。

图 1：2021 年至今荷兰 TTF 价格走势（EUR/MWh）



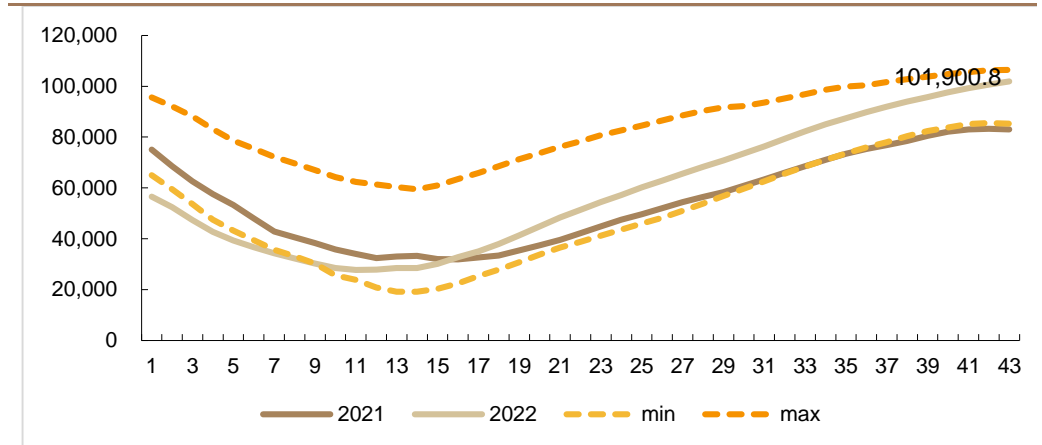
资料来源：英为财经，德邦研究所

1.2. 欧洲补库超预期完成

欧洲超预期完成冬季补库目标。欧盟各国为应对可能会到来的冬季天然气供给短缺，在今年上半年通过了关于天然气最低储气量的决议，要求成员国在今年 11 月 1 日前，将天然气储存设施至少填满 80%，以确保欧盟的天然气储存量能在冬季到来之前填满。根据 AGSI 的数据，截至 11 月 1 日，欧洲天然气总体库存已达 94.9%，完成设置的 80% 的库存目标。

纵观 2021-2022 年，欧洲天然气库存补充速度明显加快。根据 bruegel 数据，2021 年，欧盟天然气库存一直在近五年最低值附近徘徊，甚至在 2021-2022 年取暖季期间（2021.11-2022.4）低于五年最低值。且 2021 年的天然气库存回升时点和速度均落后于过去五年最低值。2022 年 4 月以后，欧盟明显加快了补库存速度。

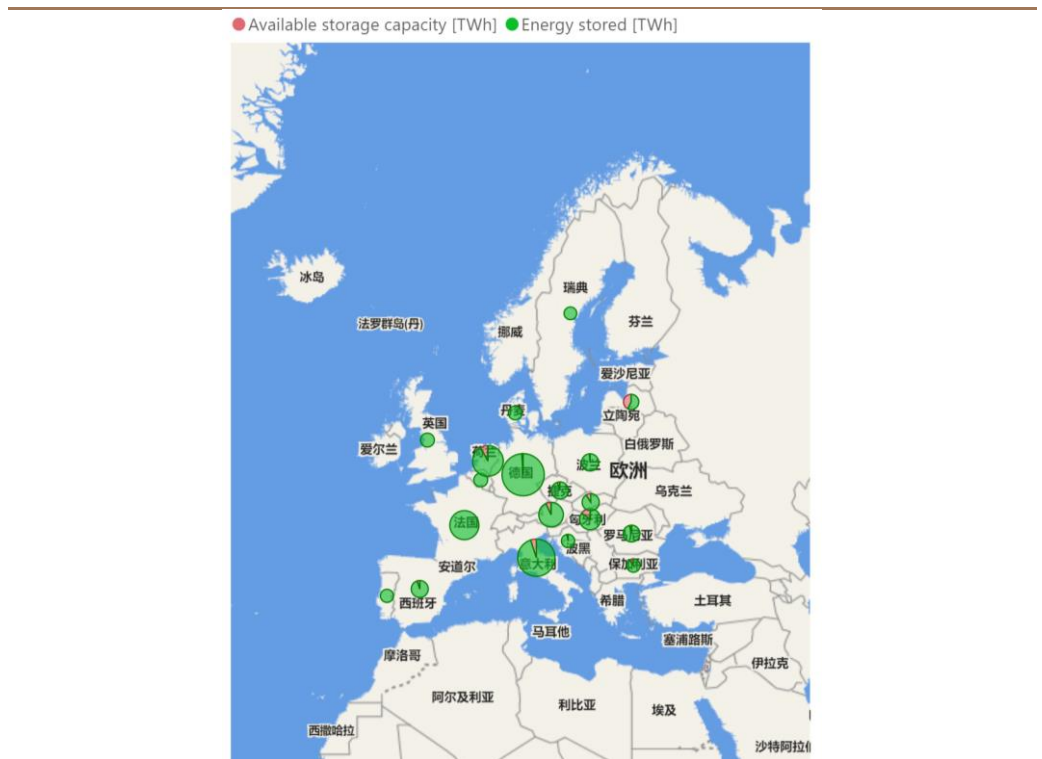
图 2：2021&2022 至今欧盟天然气整体库存变化（百万 m³）



资料来源：bruegel, 德邦研究所

注：横坐标单位为周，最大值和最小值基于 2015-2020 年数据计算，2022 年数据截至 11 月 8 日

图 3：欧盟各国天然气储气率情况

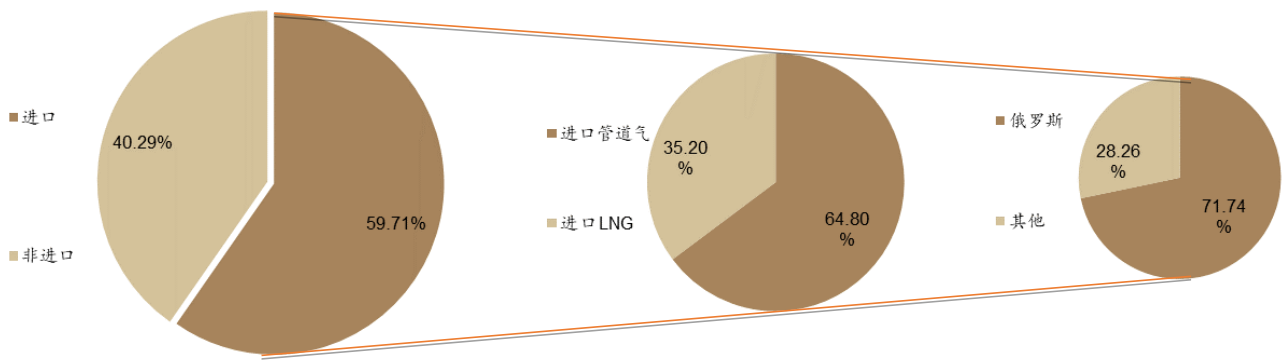


资料来源：bruegel, GIE AGSI, 德邦研究所

1.3. 往前看：欧洲目前储气量能支撑多久能源消耗？

俄罗斯气源占欧洲整体消费量近三成。根据 BP《世界能源统计年鉴 2022》，2021 年，欧洲天然气消费量 5711 亿立方米，其中进口气 3410 亿立方米，管道气进口 2328 亿立方米，LNG 进口 1082 亿立方米。俄罗斯是欧洲管道气主要供应国，2021 年向欧洲输送管道气 1670 亿立方米，占欧洲管道气进口总量的 71.74%，总消费量的 29.24%。2022 年 1-9 月，欧盟天然气消费总量 2617 亿方，同比 2021 年同期的 2914 亿方下滑 10.2%。

图 4：2021 年欧洲天然气供给结构



资料来源：BP《世界能源统计年鉴 2022》，德邦研究所

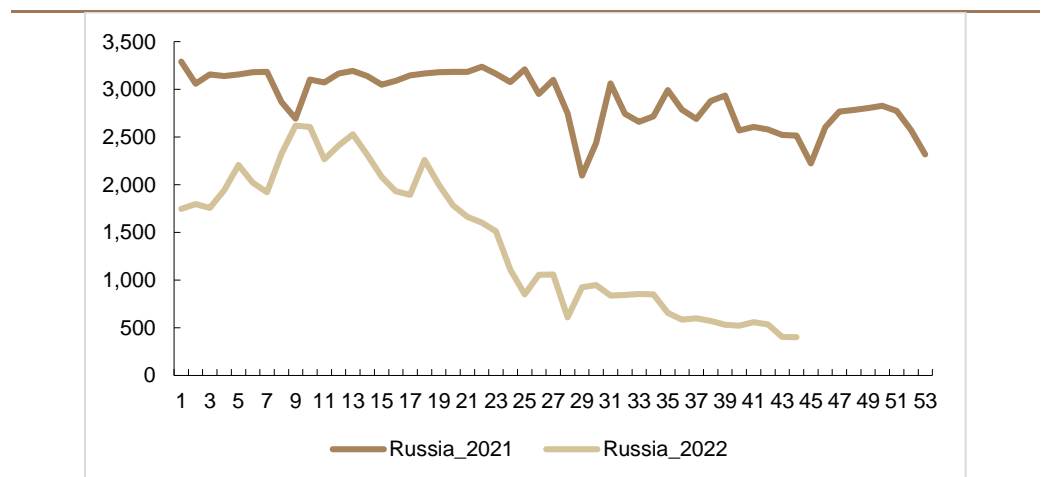
极端情况下，欧洲目前储量能够支撑约 2 个月的冬季需求。根据 bruegel 的数据，目前欧盟库存量约为 102bcm，若假定本取暖季保持 2021-2022 取暖季日平均消费水平——13.9 亿 m^3 ，储气库目前储气量大约可维持高峰用量下约 73 天的天然气消费量，若要安全过冬，欧洲仍需额外天然气补充。

2. 冬季过后，欧洲天然气将从何来？

2.1. 管道气增量或将持续受限

2022 年欧洲由俄罗斯进口气量大幅减少。根据 bruegel 的统计数据，2021 年，欧盟一共自俄罗斯进口了 1533.83 亿 m^3 天然气，2022 年自俄乌冲突爆发以来，俄罗斯以检修、制裁等多种原因大幅减少管道气输送，直至 9 月末北溪管道遭到严重损坏，至今供气量为零。截至 11 月，欧盟自俄罗斯进口天然气为 625 亿 m^3 ，同比下降 51.8%。

图 5：欧盟自俄罗斯每周进口气量变化（百万 m^3 ）



资料来源：bruegel，德邦研究所

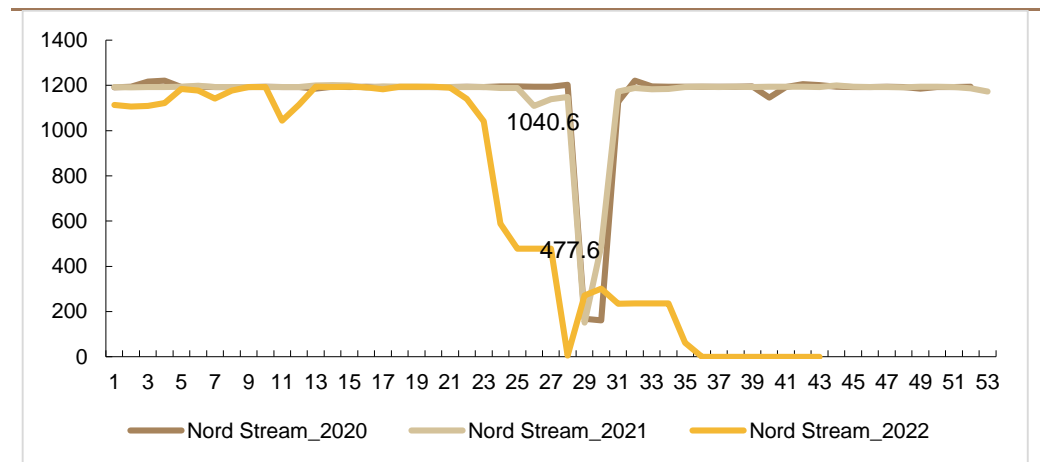
多条主要输送管道管输量降至 0。欧盟 27 国+英国从俄罗斯进口天然气的主要运输管线有北溪、亚马尔-欧洲管线、乌克兰管线和土耳其流管线等。其中设计输送量最大的是北溪-1 管线，设计供气量为 550 亿 m³/年。2022 年 6 月开始，北溪管道输往欧洲的天然气数量由 1.65 亿 m³ /天大幅下滑至约 0.72 亿 m³/天，并于 7-8 月下滑至约 0.36 亿方/天，直至 8 月末检修后至今由于地缘政治冲突加剧，北溪管线处于“断供”状态，并由于损坏程度较重，恢复供气时间尚不确定。

表 1：俄罗斯出口到欧洲的天然气管线

管线	起点	消费区/国	长度/km	输送压力/MPa	年输送能力/10 ¹⁰ m ³
“兄弟”管线	纳德姆气田	欧洲部分国家	单线 4451	8.4	2.4
“北极之光”管线	乌连戈伊气田	欧洲	7377	8.4	4.7
“联盟”管线	奥伦堡气田	欧洲	1780	-	2.8
“亚马尔-欧洲”管线	亚马尔半岛	欧洲	7000	8.4	3
“蓝流”管线	伊扎比热内	土耳其	1213	25.1	1.6
“北溪-1”管线	南鲁斯气田等	欧洲部分国家	1224	22	5.5
“土耳其流”管线	阿纳帕市	土耳其、东/南欧	-	-	3.15

资料来源：倪燕等《俄罗斯天然气出口管线现状与发展分析》，德邦研究所

图 6：北溪管道 2020-2022.11 周管输量变化（百万 m³）

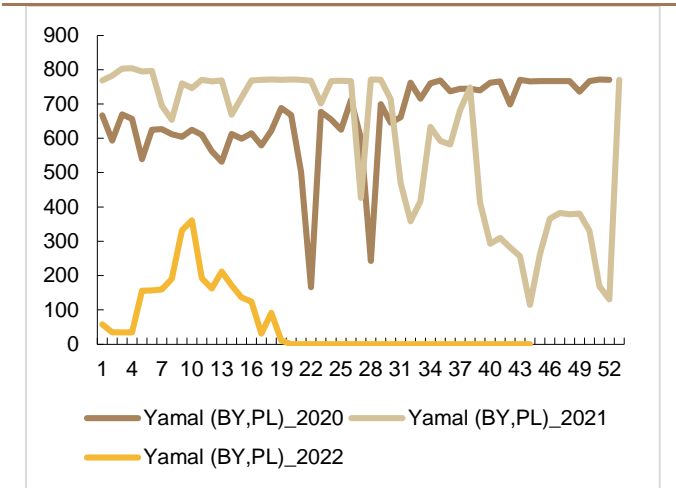


资料来源：bruegel, Entsog, 德邦研究所

注：最大值和最小值基于 2015-2020 年数据计算

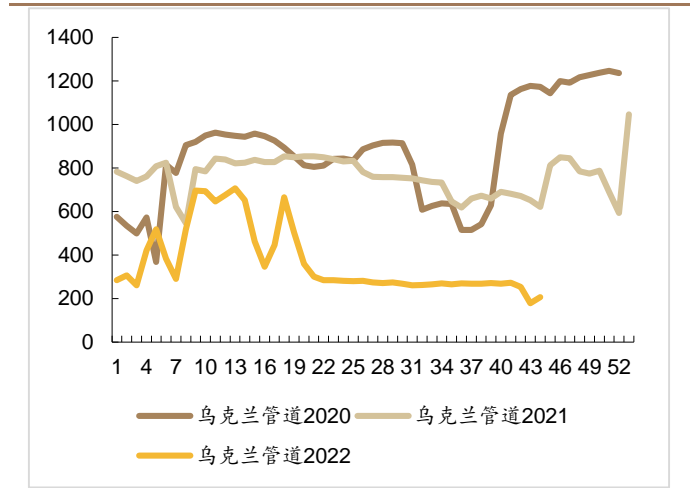
其他管道方面，亚马尔-欧洲管线于 1999 年投建，主干线从俄罗斯途经白俄罗斯、波兰最终到德国，设计输送量 300 亿 m³ /年，受俄乌局势影响，俄罗斯于 2021 年 12 月 21 日对波兰“断供”，停止向西输气，2022 年 5 月至今，亚马尔管道依然处于“断供”状态。乌克兰兄弟管道投建于 1967 年，以萨马拉州为起点，途经布良斯克，随后形成北部和南部支线，过境白俄罗斯、乌克兰、波兰、德国、捷克、斯洛伐克、匈牙利、拉脱维亚和立陶宛，此前由于俄乌冲突管输量大幅度减少，目前尚未完全恢复。

图 7：亚马尔管道供气情况（百万 m³）



资料来源：bruegel, Entsog, 德邦研究所

图 8：乌克兰管道供气情况（百万 m³）



资料来源：bruegel, Entsog, 德邦研究所

图 9：欧洲天然气进口途经示意图



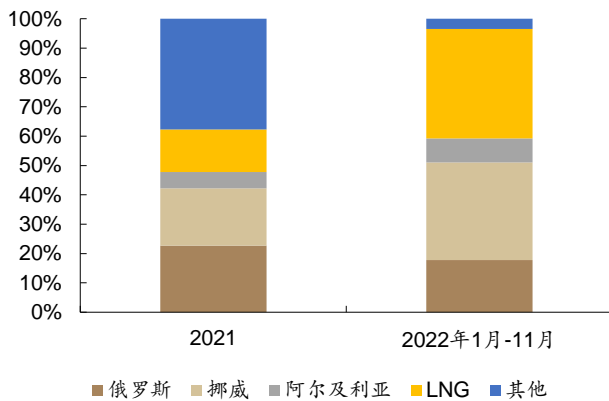
资料来源：bruegel, 德邦研究所

欧洲去俄罗斯能源决心强烈，北溪管道恢复供气或困难重重。俄罗斯是否继续向欧洲供给天然气是地缘政治问题，我们认为即使假以时日北溪管道受损部分修复完成，鉴于欧洲去俄罗斯能源决心较为强烈，俄罗斯向欧洲供气依然困难重重：1) 根据“德国之声”10月12日报道，德国已不再将俄罗斯视为可靠的能源合作伙伴，未来双方重启北溪-2的可能较小；2) 欧盟发布 REPowerEU，计划在2030年之前摆脱俄罗斯化石能源依赖。

2.2. LNG 是主要补充力量

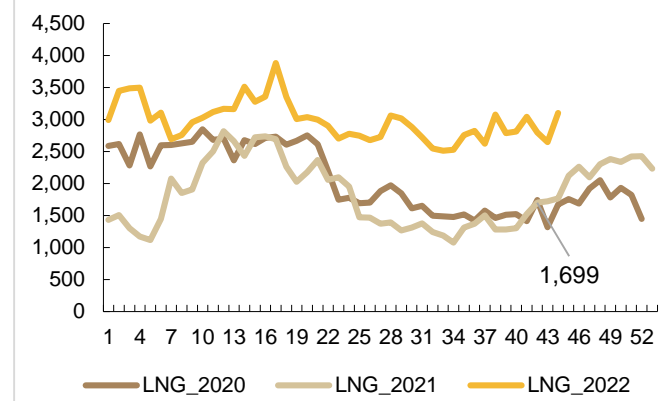
2022 至今欧盟+英国 LNG 进口量同比增加 69%。为弥补 PNG 下降带来的缺口，欧盟与英国自 2021 年 10 月开始加大了 LNG 进口量，根据 bruegel 数据，2022 年 1-11 月，欧盟及英国共进口了约 1310 亿 m³LNG，较 2021 年同期增加 69%；从欧盟+英国整体天然气进口结构看，2021 年俄罗斯天然气占欧洲总进口量 35.38%，LNG 仅为 22.63%，2022 年 1 月-11 月初，比例改变为 17.78%/37.28%；且 2022 年上半年俄罗斯依然保持向欧洲输送天然气，若 2023 年俄气供应未恢复，我们预计 LNG 进口量会进一步提升。

图 10：欧盟+英国 2021&2022 天然气进口结构对比



资料来源：bruegel，德邦研究所
注：2022 年数据截至 11 月 5 日

图 11：欧盟+英国 2021&2022 进口 LNG 数量对比（百万 m³）



资料来源：bruegel，德邦研究所
注：横轴单位为周

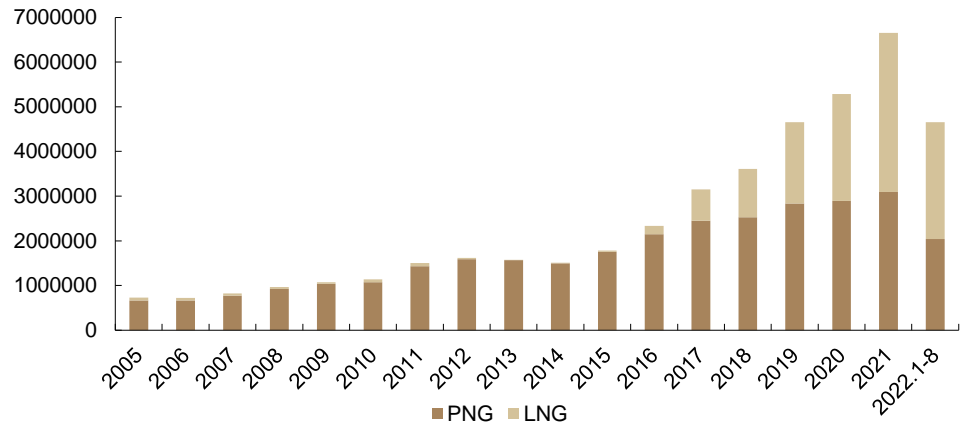
3. 复盘 LNG 运输全过程：几乎各个环节都存在制约因素

3.1. 出口端：产能增量受限，液化能力有待释放

3.1.1. 美国是欧洲主要 LNG 现货进口地

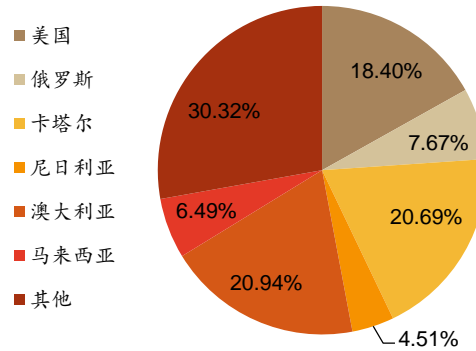
美国天然气主要以 LNG 形式出口。根据 EIA 数据，2021 年美国共出口 PNG 和 LNG 6.65 万亿立方英尺，合计 1883.8 亿立方米，其中 LNG 为 1008.3 亿立方米，2022 年 1-8 月出口总额为 1318.32 亿立方米，其中 741.3 亿立方米为 LNG，占比为 56.23%。

图 12: 美国天然气出口总量及结构变化 (百万立方英尺)



资料来源: EIA, 德邦研究所

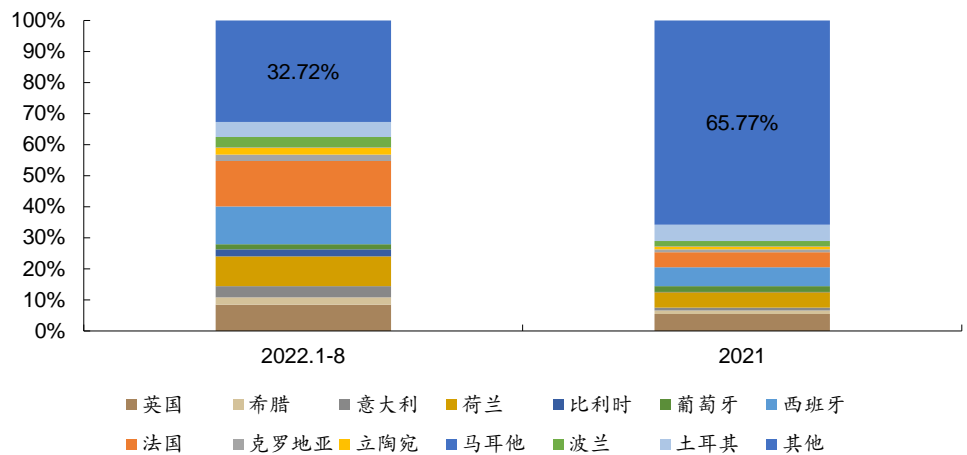
图 13: 2021 年全球 LNG 出口比例



资料来源: BP《世界能源统计年鉴 2022》, 德邦研究所

2022 至今美国出口欧洲 LNG 明显增加。从出口比例看, 美国出口的 LNG 比例在 2021 年和 2022.1-8 发生显著结构变化, 2021 年出口欧洲主要国家 (英国、希腊、意大利、荷兰、比利时、葡萄牙、西班牙、法国、克罗地亚、立陶宛、马耳他、波兰和土耳其) 占总 LNG 出口比重为 34.23%, 这一比例在 2022 年 1-8 月为 67.28%, 较 2021 年 1-8 月大幅提升 33.05pct。

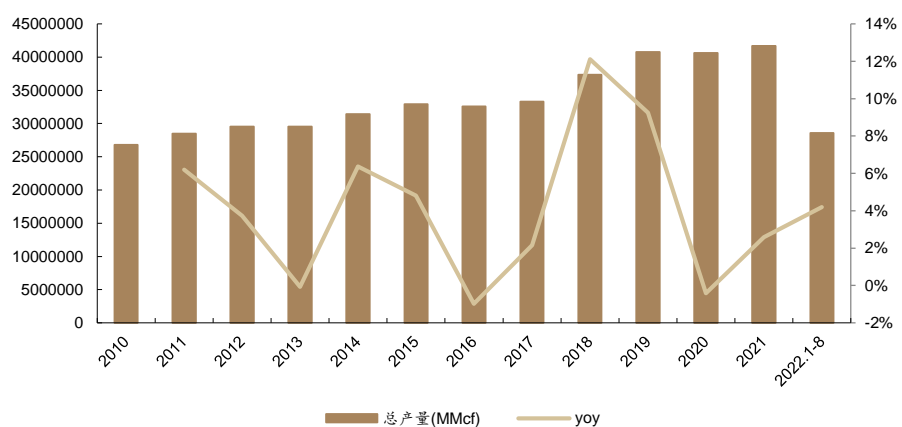
图 14: 美国 LNG 出口比例变化



资料来源: EIA, 德邦研究所

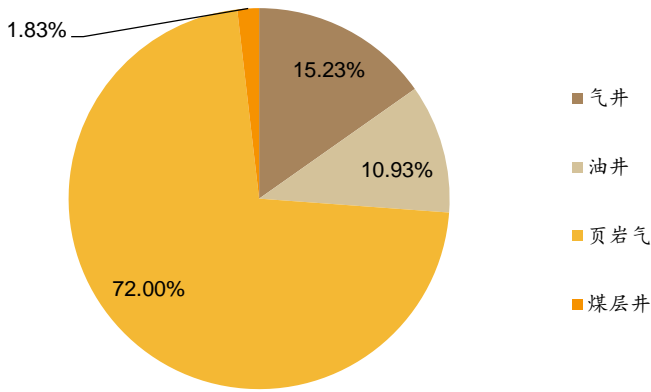
美国库存量为历史低位, 但短期增产能力有限。根据 EIA 发布的每周天然气库存报告, 截至 11 月 4 日, 美国天然气库存量为 3580bcf, 较去年同期-1%, 较过去五年平均水平 -2.1%。美国 2022.1-8 月天然气产量为 8090 亿 m³, 同比增加 4.2%; 但根据 EIA 《2022 年天然气展望》给出的参考值, 在油气价格高位的情况下, 2022-2023 年美国天然气增产速度并没有显著加快。我们认为主要由于油气价格高位带来的增产意愿, 短期内或难以反映在产量上, 美国短期天然气增量有限。

图 15: 美国天然气市场化产量变化



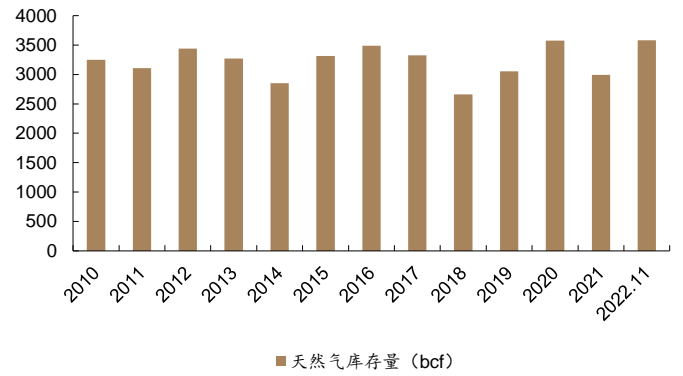
资料来源: EIA, 德邦研究所

图 16: 2021 美国天然气来源结构



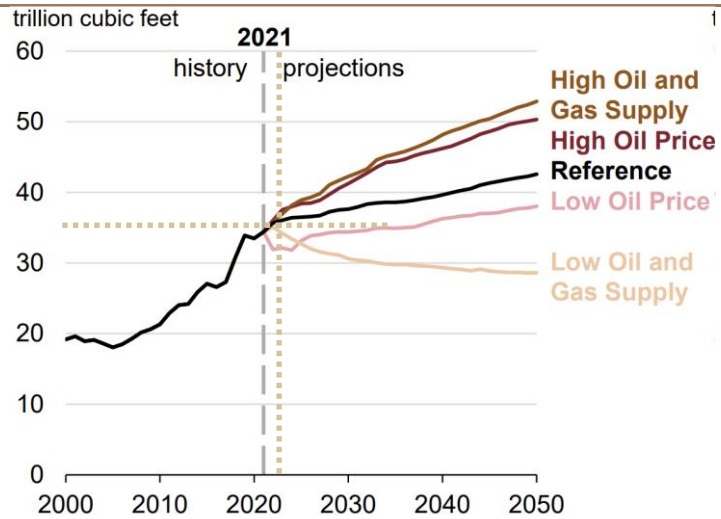
资料来源: EIA, 德邦研究所

图 17: 美国天然气库存量变化



资料来源: EIA, 德邦研究所

图 18: EIA 预测美国天然气产量



资料来源: EIA, 德邦研究所

现有液化产能满负荷, 新建液化产能主要于 2024 年后释放。美国目前在营天然气液化装置设计日处理能力约为 3.05 亿 m^3 /天 (10.78bcf/d), 与美国 2021 年整体 LNG 出口量匹配; 考虑到俄罗斯每年供应欧洲约 1600 亿 m^3 天然气, 若欧洲转向购买美国 LNG, 短期内难以补足缺口; 在建项目 (2025 年及之前可投产) 基础处理量为 1.4 亿/天 (4.93bcf/d), 预计到 2025 年, 美国整体天然气液化能力可达 4.5 亿 m^3 /天; (每年增加约 500 亿 m^3)。

表 2: 美国在建 LNG 液化产能

项目名称	基础处理量 (bcf/d)	最大处理量 (bcf/d)	投入使用日期
Golden Pass	0.68	0.80	2023
Golden Pass	0.68	0.80	2024
Golden Pass	0.68	0.80	2024

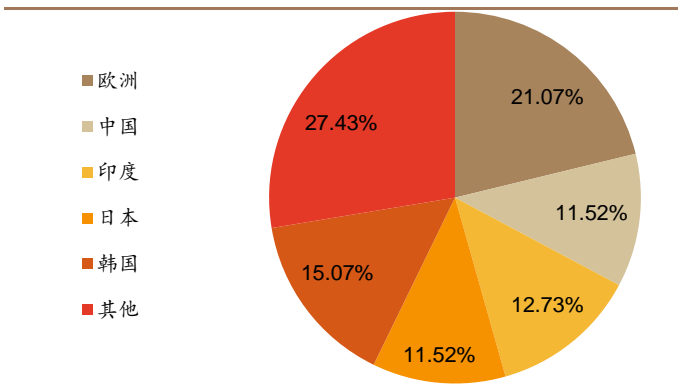
Plaquemines LNG Phase 1	1.58	1.76	2024
Corpus Christi Liquefaction Stage III	1.32	1.51	2025

资料来源：EIA，德邦研究所

3.1.2. 卡塔尔产量多与亚太长约绑定

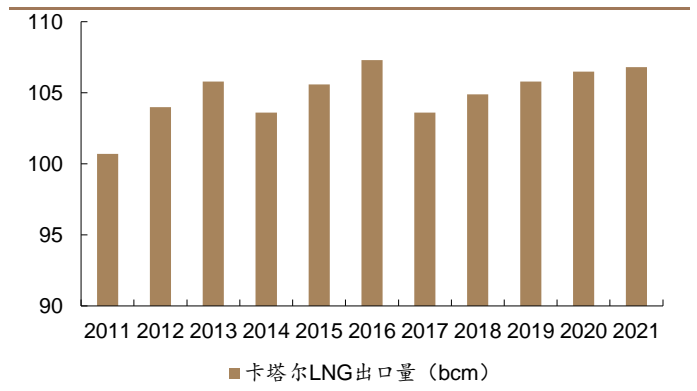
卡塔尔出口的 LNG 中超过 70%供给亚太地区，且多为长约合同，欧洲增量有限。根据 BP，2021 年卡塔尔 PNG 和 LNG 共出口 1279 亿 m³，其中 PNG 的 211 亿 m³全部供给中东地区，LNG1068 亿 m³中 72%供给亚太地区。

图 19：2021 年卡塔尔出口 LNG 去向



资料来源：BP《世界能源统计年鉴 2022》，德邦研究所

图 20：卡塔尔历史出口量数据



资料来源：BP《世界能源统计年鉴 2022》，德邦研究所

卡塔尔新增产能预计 2025 年后放量。卡塔尔石油公司的 North Field East 项目于 2021 年 2 月完成 FID，这一项目新增 3300 万吨/年液化产能，预计于 2025 年投产，卡塔尔石油公司还计划完成其 1600 万吨/年的 North Field East 扩建项目，在 2027 年将接收能力由 1.1 亿吨/年扩大至 1.26 亿吨。2022 年 11 月 21 日，NFE 项目实现第一份 LNG 长期购销协议——与中石化为期 27 年的长约合同，每年为中石化供应 400 万吨 LNG。

表 3：卡塔尔在营 LNG 液化设施

设施名称	液化能力 (MTPA)	储存能力 (liq m ³)
Qatargas I T1-T3	9.5	340000
Qatargas II T1	7.8	
Qatargas II T2	7.8	
Qatargas III	7.8	1160000
Qatargas IV	7.8	
Qatargas I T1-T2	6.6	
Qatargas II T1	4.7	
Qatargas II T2	4.7	
Qatargas II T3	4.7	840000
Qatargas III T1	7.8	
Qatargas III T2	7.8	
合计	77	2340000

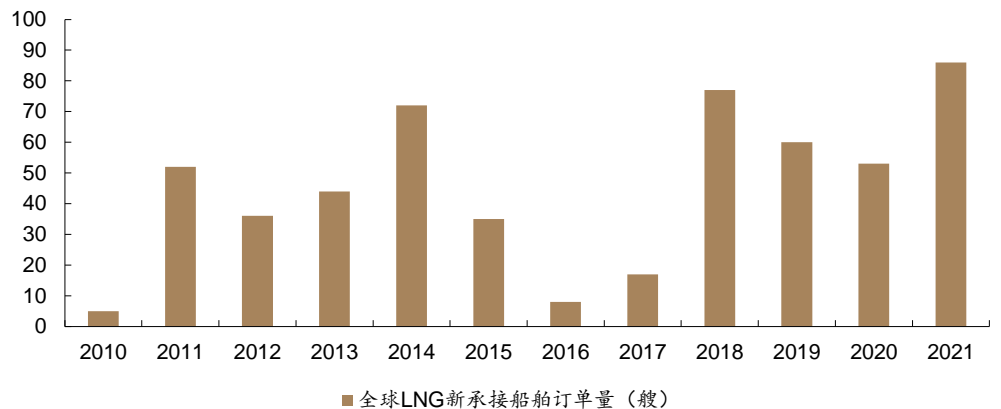
资料来源：GIIGNL，德邦研究所

3.2. 运输端：LNG 现货船存量不足，新建船产能有待释放

LNG 运输行业的特点：1) LNG 船舶是高技术、高难度、高附加值的产品，造价昂贵，LNG 运输对船舶管理要求更高，因而 LNG 海运行业集中度较高；2) 受 LNG 产业链特点的影响，目前全球 LNG 船队中，大部分船舶与特定 LNG 项目绑定（项目船），与项目方签署长期期租合同。

LNG 造船订单饱和，造价飙升。克拉克森的数据显示，2022 年截至 10 月初，全球 LNG 船新船订单量已经达 128 艘，远超 2021 年的 86 艘；同时，17 万方大型 LNG 船的建造成本也一路上扬，目前已经达到了 2.45 亿美元；全球主流造船厂订单已排到至少 2026 年。

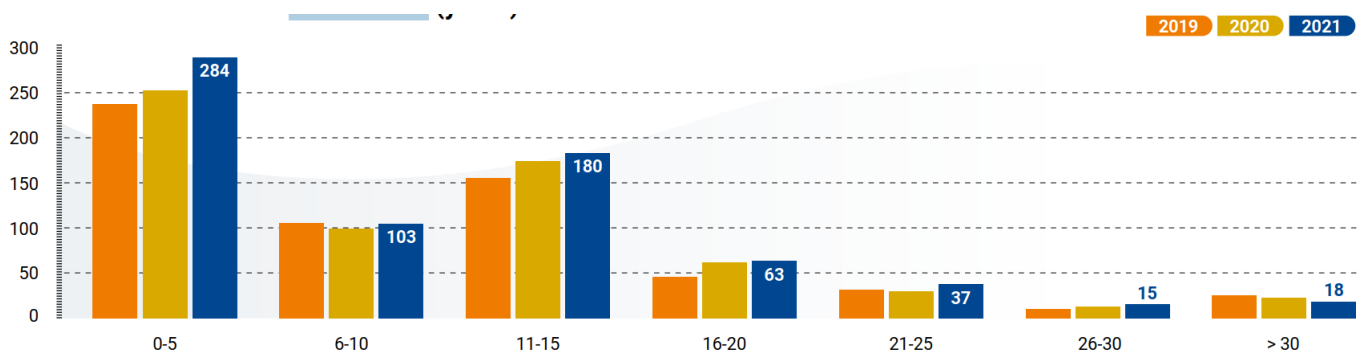
图 21：2010-2020 全球 LNG 新承接船舶订单量（艘）



资料来源：wind，德邦研究所

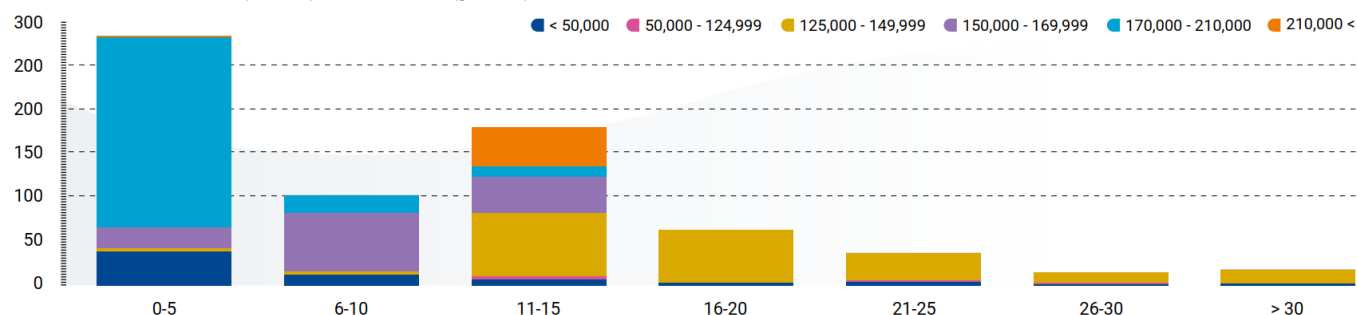
LNG 存量船难以满足欧洲进口需求。根据 GIIGNL 数据，2021 年全球 LNG 船数为 700 艘，重载体积为 1.04 亿立方米，但多数为有长约合同的长约船，而新造船周期一般为 2-3 年，因此短期内欧洲或面临 LNG 运力不足以及运输成本高的问题。

图 22：现存的 LNG 船队已使用年限（截至 2021）



资料来源：GIIGNL，德邦研究所
注：纵轴单位为艘，横轴单位为年

图 23: 现存 LNG 船队载货量及已使用年限 (截至 2021)



资料来源: GIIGNL, 德邦研究所
注: 纵轴单位为 m³, 横轴单位为年。

现货交易活跃致使 LNG 船运价格突破新高。根据 GIIGNL, 2021 年 LNG 船平均现货租金为 8.92 万美元/天 (16 万 m³ LNG 船为例), 较 2020 年的 5.93 万美元/天涨幅为 50.42%。而根据 SparkCommodities 最新数据, 近期亚太区域、大西洋区域的大型 LNG 船日租金已由 7 万美元/天涨至 42.5 万美元/天。

3.3. 接收端: 受限于基础设施, LNG 短期难以完全弥补俄气缺口

欧盟国家正持续扩大 LNG 再气化能力。根据 bruegel, 2022Q4-2024 年, 以德国、南欧 (克罗地亚、塞浦路斯、希腊及意大利)、西欧 (比利时、法国和荷兰) 为主的国家陆续有再气化新上线; 2023 年预计新增 58.7bcm/年, 2024 年新增约 22.08bcm; 到 2024 年, 欧盟+英国预计总再气化能力可达约 290bcm/年。

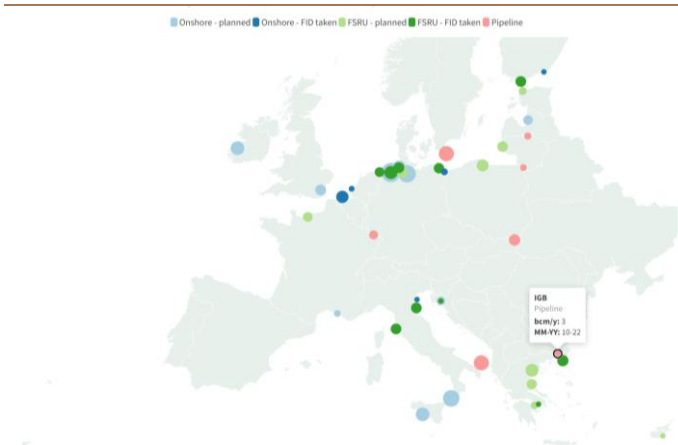
表 4: 欧盟+英国 LNG 在营接收设施

国家	接收站名称	投建时间	年接收能力 (BCM)
比利时	Zeebrugge LNG Terminal	1987	11.40
克罗地亚	Krk LNG Terminal (LNG Croatia)	2021	2.60
	Dunkerque LNG Terminal	2016	13.00
法国	Fos Cavaou LNG Terminal	2010	8.50
	Fos-Tonkin LNG Terminal	1972	1.50
	Montoir-de-Bretagne LNG Terminal	1980	10.00
希腊	Revithoussa LNG Terminal	1999	7
以色列	Hadera FSRU (Excelsior)	2013	2.50
	OLT Offshore LNG Toscana FSRU	2013	3.55
意大利	Panigaglia LNG terminal	1971	3.40
	Porto Levante LNG terminal	2009	8.58
立陶宛	FSRU Independence	2014	4.00
马耳他	Malta Delimara LNG terminal (Armada LNG Mediterrana)	2017	0.70

荷兰	Gate terminal, Rotterdam	2011	12.00
波兰	Swinoujscie LNG Terminal	2016	6.20
葡萄牙	Sines LNG Terminal	2004	7.60
西班牙	Barcelona LNG Terminal	1969	17.10
	Bilbao LNG terminal	2003	7.00
	Cartagena LNG Terminal	1989	11.80
	Huelva LNG Terminal	1988	11.80
	Mugardos LNG Terminal	2007	3.60
	Sagunto LNG terminal	2006	8.80
英国	Isle of Grain LNG terminal	2005	19.50
	Milford Haven - Dragon LNG terminal	2009	7.60
	Milford Haven - South Hook LNG terminal	2009	21.00
合计	-	-	210.73

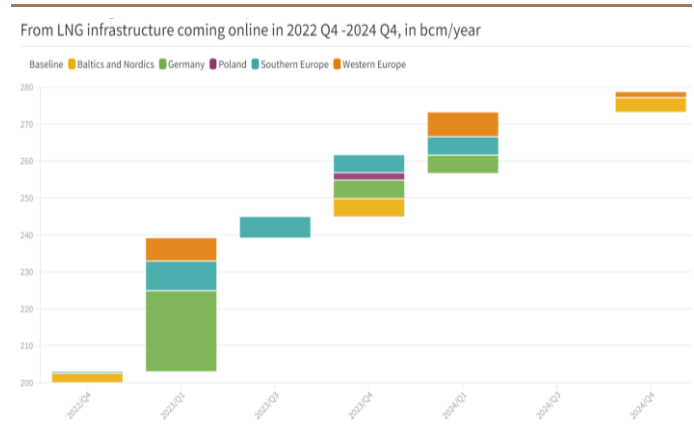
资料来源：GIE，德邦研究所

图 24：欧盟+英国天然气接收站变化（2021.9-2022.10）



资料来源：bruegel，德邦研究所

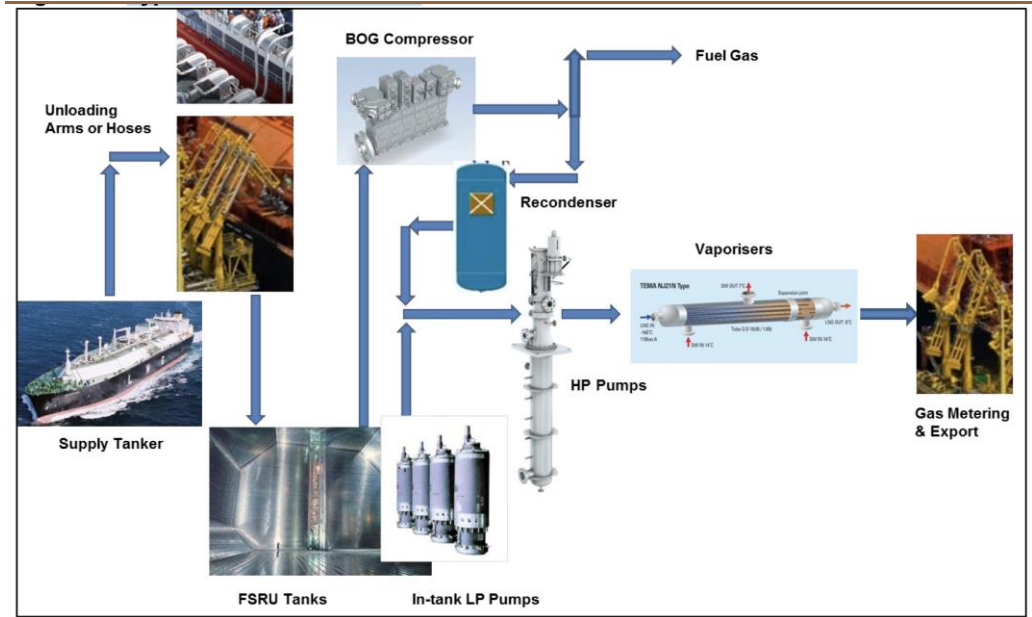
图 25：2022Q4-2024 年欧盟+英国计划 LNG 再气化能力



资料来源：bruegel，德邦研究所

FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) 是浮式储存及再气化装置，通常也称 LNG-FSRU。集液化天然气的接收、存储、转运、再气化外输等多种功能于一体的特种装备，配备推进系统，兼具 LNG 运输船功能。

图 26: FSRU 工作流程图



资料来源: The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)-OxfordInstitute for Energy Studies: 德邦研究所

FSRU 为快速提升 LNG 接收能力提供可能。FSRU 比陆上 LNG 进口终端建设更快，常规的陆上大型 LNG 接收站项目完整建设周期需要 8-10 年，纯建设周期一般为 36 个月；相比之下，FSRU 建设周期主要由 FSRU 船舶建设周期决定，新建船舶周期一般为 24-30 个月，改建 LNG 船舶仅需 8-12 个月，租赁 FSRU 船舶所需考虑的码头配套建设周期一般为 12 个月。成本方面，以新建 3mpta/1.8 万 m³ 容量储存设施为例，陆上 LNG 接收项目大约需要 7.5 亿美元，而新建 FSRU 项目约为 4.5 亿美元。

表 5: 陆上 LNG 接收项目和 FSRU 项目投资成本及周期对比 (3mpta, 1.8 万 m³ 容量为例)

项目	陆上 LNG 接收项目	FSRU 项目 (新建)
码头及管道	0.8 亿美元	0.8 亿美元
卸载线	1 亿美元	0
储罐	1.8 亿美元	0 (包含在 FSRU 船内)
FSRU 船	0	2.5 亿美元
加工车间	1 亿美元	0 (包含在 FSRU 船内)
公用设施	0.6 亿美元	0 (包含在 FSRU 船内)
陆上接口/基础设施	0	0.3 亿美元
应急设施	1.56 亿美元	0.36 亿美元
船东费用	0.74 亿美元	0.54 亿美元
合计投资成本	7.5 亿美元	4.5 亿美元
建设周期	36 个月	造新 FSRU 船舶 24-20 个月 改造旧 LNG 船或租赁 FSRU 船 8-12 个月

资料来源: 点船网,《The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)-OxfordInstitute for Energy Studies》;《利用 SWOT 分析法对我国浮式储存再气化装置 (FSRU) 项目的发展解析》; 德邦研究所

欧洲众多计划中或正在建设的 LNG 进口设施是 FSRU。其中，希腊新建 3 个、意大利和波兰计划新建 2 个 FSRU 项目，荷兰、爱尔兰、德国等国计划新建 1 个 FSRU 项目。截至 2022 年 4 月计划，预计到 2030 年，欧盟+英国将新上线 FSRU 式 LNG 进口终端数 10 个。

表 6: 欧盟+英国天然气计划新增天然气接收能力以 FSRU 为主

国家	项目名称	预计投产年份	接收站类型	设计气量 (bcm/y)
荷兰	Eemsenergyterminal	2022	FSRU	8.00
法国	Fos Cavaou LNG Terminal	2022	large onshore	0.3
拉脱维亚	Skulte LNG terminal	2023	FRU + direct link to UGS	1.50
塞浦路斯	Vasiliko LNG terminal	2023	FSRU	2.44
希腊	Dioriga Gas FSRU	2023	FSRU	2.5
希腊	Alexandroupolis LNG terminal	2023	FSRU	5.50
意大利	FSRU 1 - SNAM	2023	FSRU	5.00
意大利	FSRU 2 - SNAM	2023	FSRU	5.00
希腊	Swinoujscie LNG Terminal	2023	large onshore	2.10
波兰	Argo FSRU	2024	FSRU	5.2
比利时	Zeebrugge LNG Terminal	2024	large onshore	3.90
爱尔兰	Mag Mell FSRU	2024	FSRU	2.60
荷兰	Gate terminal, Rotterdam	2024	large onshore	1.50
意大利	Porto Levante LNG terminal	2024	offshore GBS (Gravity Based Structure)	0.50
德国	Wilhelmshaven	2025	FSRU	2.20
波兰	GDANSK LNG	2025	FSRU	6.10
英国	Isle of Grain LNG terminal	2025	large onshore	5.00
爱沙尼亚	Paldiski LNG Terminal	2025	large onshore	2.50
比利时	Zeebrugge LNG Terminal	2026	large onshore	1.80
德国	Brunsbüttel LNG terminal	2026	large onshore	8.00
德国	Stade LNG terminal	2026	large onshore	12.00
荷兰	Gate terminal, Rotterdam	2026	large onshore	2.50
克罗地亚	Krk LNG Terminal	2029	-	-
法国	Fos Cavaou LNG Terminal	2030	large onshore	6.90

资料来源: bruegel, 德邦研究所

4. 测算: 2023 年欧盟天然气供需平衡情况

4.1. 2022-2023 取暖季 LNG 需求量测算

我们根据欧盟内部各国过去三年 (2019-2021) 的天然气需求和自有产量, 以及当前的存储水平来测算 2022-2023 年取暖季欧盟 LNG 进口需求, 基本假设为:

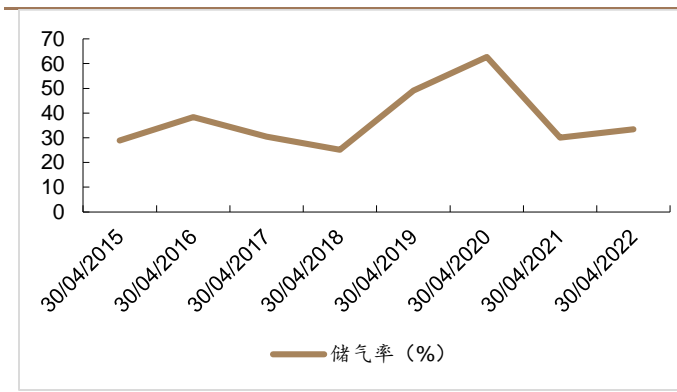
- 1) 消费端: 根据 Eurostat 数据, 欧盟各国 2019-2022 年取暖季 (每年 11-次年 4 月) 平均天然气消费量为 254 bcm, 我们假定 2022-2023 取暖季正常情况下消费量为 254bcm;

2) 供给端：分为四部分，

- ✓ 欧洲自产气：根据 BP，2019-2021 年，欧洲天然气总产量均值为 221bcm，三年总消费量中自产气比例均值为 39.85%，2021 年产量占总消费比重为 36.8%，考虑到欧洲近年来自产气量减少，因此假定本取暖季自产气比例保持在 35% 水平；
- ✓ 管道气进口：主要分为俄罗斯进口和其他地区进口，其中 2019-2021 年俄罗斯进口管道气占总消费量比例均值为 31.51%。2022 年 9 月北溪管道断气后至今，俄罗斯进口气断崖式下跌，每周约为 0.52 bcm，结合北溪管道损毁修复周期以及当前地缘政治局势，我们中性假设本取暖季俄罗斯进口气依然保持当前水平；非俄罗斯管道气在 2019-2021 年占总消费量均值为 9.25%，假设 2022-2023 供暖季这一比例不变。
- ✓ 欧盟库存消耗：根据 bruegel，截至 2022.11 月 8 日，欧盟+英国整体储气量约为 102 bcm，接近库存能力峰值，2015-2022 年取暖季结束时点欧盟储气率约为 30% 左右；
- ✓ LNG 现货补充：此项为配平项。

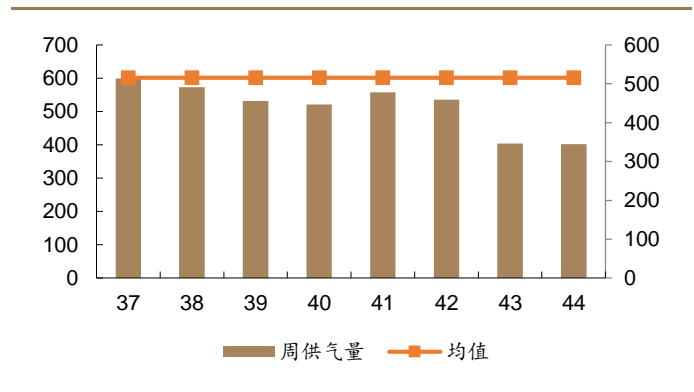
消费端我们考虑三种情况，即欧盟今冬能够：实现消费端减少 15% 目标（乐观）、维持 254bcm 平均消费量（中性），并在此基础上分别测算采暖季结束库存维持往年正常水平——30%、库存量达过去 5 年最低水平——20%、库存量仅为 10% 三种库存消耗模式下对于 LNG 现货的需求。

图 27：2015-2022 年供暖季结束时点欧洲储气率情况



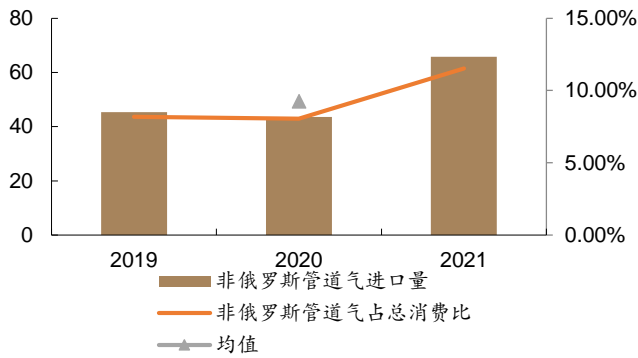
资料来源：bruegel，德邦研究所

图 28：2022.9 月后俄罗斯往欧洲周供给量及均值（百万 m³）



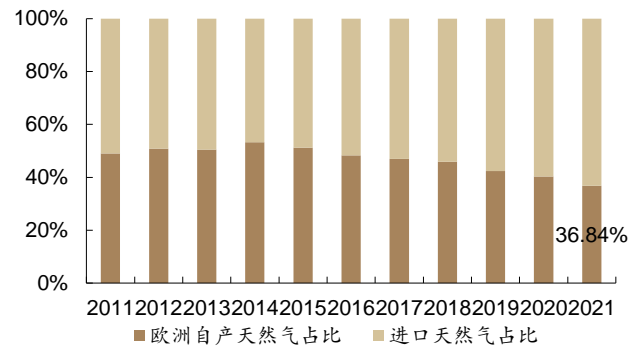
资料来源：bruegel，德邦研究所
注：均值基于第 37-第 44 周供给量计算

图 29: 2019-2021 非俄管道气进口量及占比



资料来源: BP, 德邦研究所

图 30: 欧洲自产气占比变化



资料来源: BP, 德邦研究所

4.1.1. 消费量减少 15%: 增加库存消耗或可维持平衡

此处讨论欧盟各国实现 2019-2021 年供暖季平均消费水平基础上减少 15% 的情形，并假定 2022-2023 供暖季俄气仅维持 2022.9 月以后的平均周供给水平——0.52 bcm/周，因此假定供暖季的 26 周，俄罗斯管道气的总供给量为 13.5 bcm（即北溪管道“断供”）。此种情形下，欧盟各国适当增加库存消耗，或可减少 LNG 现货需求，维持冬季正常消耗。

表 7: 消费量减少 15% 情境下 LNG 进口量测算

单位: bcm	采暖季结束库存率		
	30%	20%	10%
消费量 (减少 15%)	215.9	215.9	215.9
供给量			
自产	88.9	88.9	88.9
进口			
其中: 俄罗斯管道气	13.5	13.5	13.5
非俄罗斯管道气	23.5	23.5	23.5
储气库消耗	71.4	81.6	91.8
LNG (配平项)	18.6	8.4	-1.8

资料来源: BP, bruegel, eurostat, 德邦研究所测算

4.1.2. 消费量不变: 补充 LNG 是必然途经

若消费量维持过去三年平均水平 254 bcm，在没有额外 LNG 补充的情况下，即使库存量降为 0，欧洲依然将面临至少 26.1 bcm 的天然气缺口，且这一情景属于极端情况，储气库库存量降为 0 于欧洲而言会面临巨大的能源风险。若库存量将至 20%（五年最低值），则需补充 46.5 bcm LNG。

表 8：消费量不变情境下 LNG 进口量测算

单位：bcm	采暖季结束库存率		
	30%	20%	10%
消费量（不变）	254	254	254
供给量			
自产	88.9	88.9	88.9
进口			
其中：俄罗斯管道气	13.5	13.5	13.5
非俄罗斯管道气	23.5	23.5	23.5
储气库消耗	71.4	81.6	91.8
LNG（配平项）	56.7	46.5	36.3

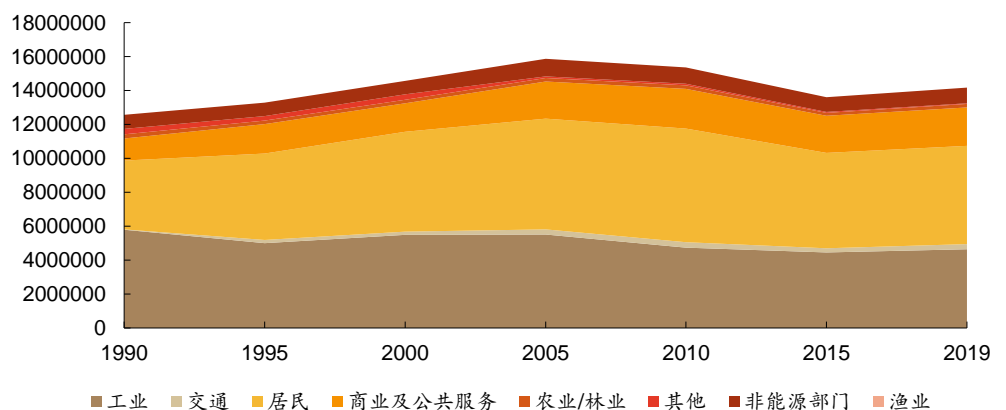
资料来源：BP, bruegel, eurostat, 德邦研究所测算

综合以上分析，我们认为鉴于当前欧洲库存水平，若需求侧能够实现 15% 的削减目标，加之增加部分库存消耗，欧洲或能缓解俄罗斯管道气大幅度削减带来的天然气压力，并于取暖季结束后库存依然具有一定安全边际。但欧洲内部由于地理位置和历史设施差异带来的储气量差异并未列入以上讨论，欧洲内部能否实现天然气需求的合理再分配亦关系到部分国家是否需要进口现货 LNG。

5. 削减需求：工业领域或是主要途经

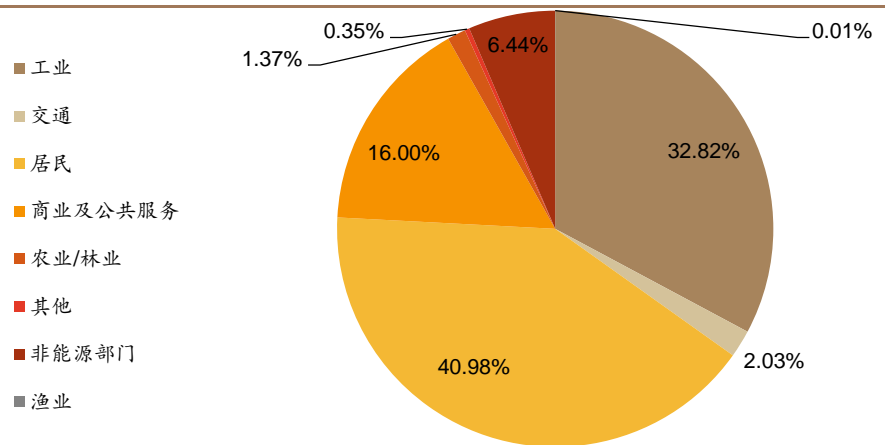
居民端是天然气主要应用领域。根据 IEA, 2019 年，欧洲天然气终端消费中，居民端占比为 41%，工业端为 33%。根据欧盟发布的 REpowerEU 计划，欧盟建议成员国通过向工业及居民宣传节能措施，并鼓励成员国采取财政措施鼓励节能，例如降低节能供暖系统的增值税税率。我们认为居民端的天然气用量减少或更多依靠于政府倡议以及市场价格驱动下的自愿减少用量，对于整体消费量削减的影响可能不显著。

图 31：欧洲天然气按部门消费比例变化



资料来源：IEA, 德邦研究所

图 32：2019 年欧洲天然气按部门消费占比

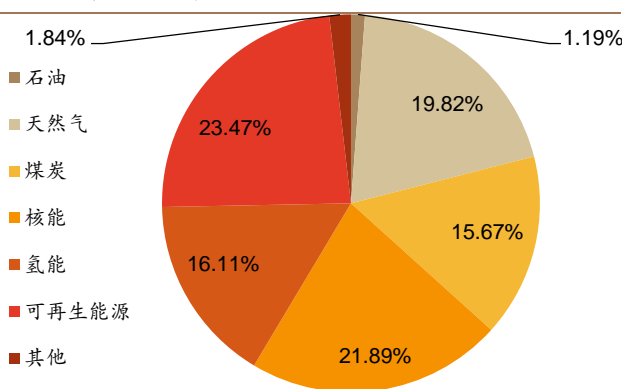


资料来源：IEA，德邦研究所

5.1. 发电：极端天气频发背景下，天然气发电或将难以减少

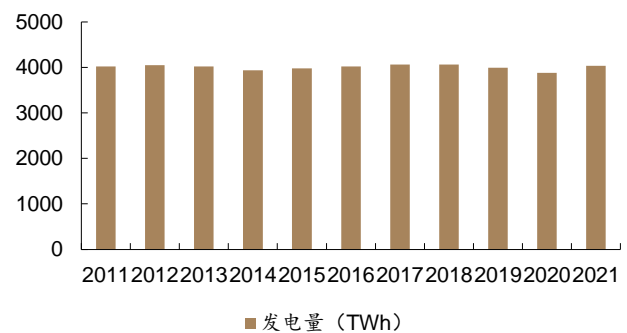
根据 BP《世界能源统计年鉴》，2011-2021 年，欧洲发电量保持在 4000TWh 左右，其中可再生能源、核能和氢能等清洁能源发电占据主要位置，约为 60%，天然气发电在欧洲整体占比保持相对稳定，约为 20%。

图 33：2021 年欧洲不同能源发电占比



资料来源：BP，德邦研究所

图 34：2011-2021 年欧洲发电量



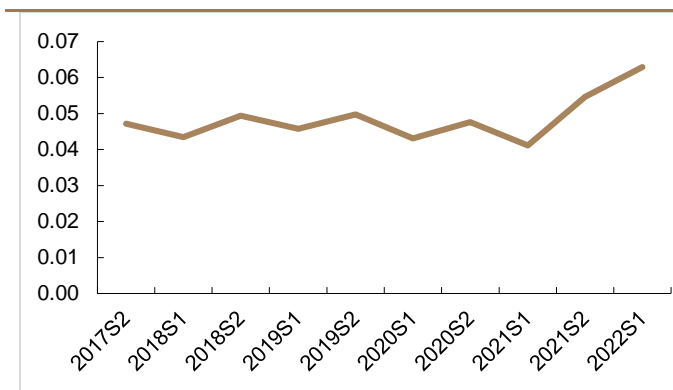
资料来源：BP，德邦研究所

极端天气扰动，天然气发电具有相对稳定性。根据 IEA 发布的《2022Q4 天然气市场报告》，在天然气价格上升的情况下，2022.1-8 月欧洲地区天然气发电值依然坚挺，维持在 2021 年水平。价格高企背景下天然气发电不降反增的主要原因是今夏欧洲极端天气频发，高温一方面导致来水不足，使得欧洲南部水力发电量大幅下滑，法国地区核电站也由于缺乏反应堆冷却用水发电量降低；另一方面，高温导致光伏发电板效率下滑，太阳能发电量也有所降低。我们认为发电侧对于天然气的需求下限较固定（20%占比），但上限可能受天气因素扰动空间较大，这部分短期或难以减少。

5.2. 居民用气：降低供暖标准、安装节能设备等是主要途径

根据欧盟统计局数据，欧盟地区居民用气价格自 2021 年开始涨幅明显，2022 上半年居民用气价格同比上涨 53%，达到 0.063 欧元/kwh，高于 2018-2021 年 0.047 欧元/kwh 的平均水平。对于居民端用气量削减，欧盟委员会建议居民通过减少不必要的取暖需求、安装节能设施等方式自愿减少取暖需求，并表示可能考虑修改能源价格和采取措施促使居民由天然气消耗转为电力消耗。根据欧委会估算，居民端通过关闭无人区域取暖设施一年能够节约大约 60 亿 m³ 天然气，保持冷凝管低于 60 摄氏度约能节约 30 亿 m³ 等。但民用端节省始终应基于自愿和引导原则，在能源账单涨幅尚可接受的情况下，居民用气难以大幅降低。

图 35：2022 年欧盟地区居民用气价格明显上涨（欧元/千瓦时）



资料来源：eurostat，德邦研究所
注：价格不包含税费

图 36：欧盟提出的部分居民节能措施

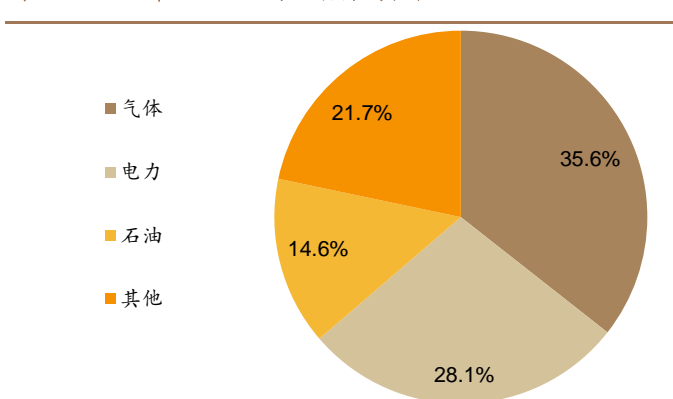
措施	年天然气节约量 (bcm)
调低取暖温度、关闭无人使用区域设施等	6
保持冷凝管温度低于60°C，并及时检查	3
通过维修锅炉、简单隔热措施、防风、安装恒温散热器阀和加热控制器等方式降低天然气消耗	1
修改能源价格、引入累进式关税结构，促使能源节约以及消费向电力转移	1

资料来源：欧盟委员会，德邦研究所

5.3. 工业：化工行业或成为减少天然气用量主要部门

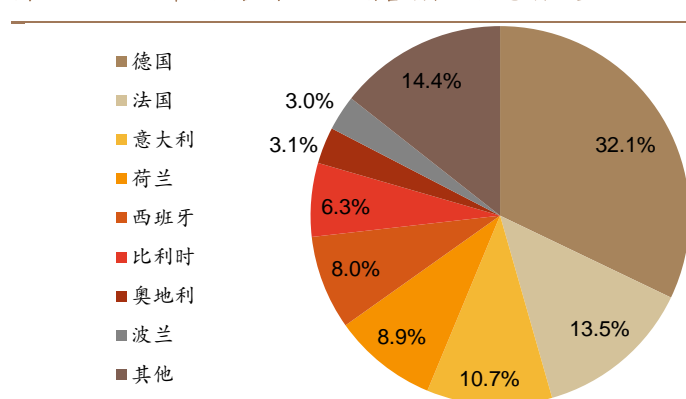
天然气是欧洲化工行业最重要能源之一。根据欧洲化学工业委员会(CEFIC)数据，2019 年欧盟 27 国化学工业共消耗 5080 万吨油当量，其中气体（包括天然气和人造气体）贡献 35.6%，是欧盟化学工业最重要的原料。但是考虑到欧洲面临的天然气紧缺情况和欧盟制定的 15%用量削减计划，化工作为消耗天然气的重要行业之一，或会成为欧盟实现既定 15%天然气使用量减少的主要途径。

图 37：2019 年欧盟化工行业能源消耗占比



资料来源：CEFIC，德邦研究所
注：气体包括天然气和人造气体

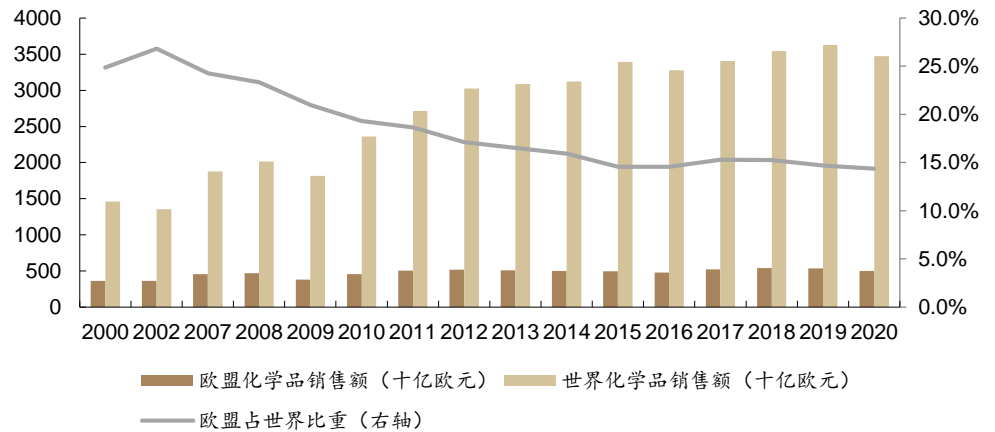
图 38：2020 年欧盟各国化工品销售额占欧盟总额比重



资料来源：CEFIC，德邦研究所

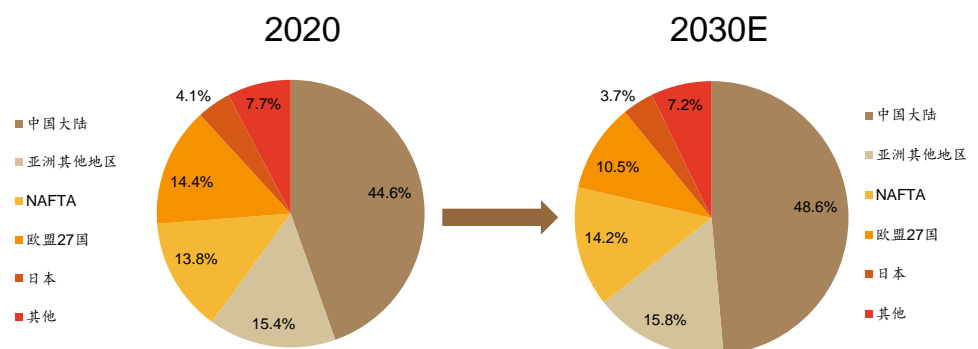
降低化工行业天然气用量或使欧盟化工行业世界占比进一步降低。根据 CEFIC 的数据，2000 年至 2020 年，欧盟化工产品销售额占世界比重不断下滑，由 24.9% 下滑至 14.4%，CEFIC 预计到 2030 年，欧盟占比会进一步降低。我们认为若欧盟通过工业缩减天然气用量，或使得欧盟化工业进一步受挫。

图 39：欧盟化工销售占世界比重不断下降



资料来源：CEFIC，德邦研究所

图 40：2020&2030E 世界化学品销售额占比变化预测



资料来源：CEFIC，德邦研究所

6. 投资建议

根据我们的测算，基于目前欧洲库存水平以及地缘政治局势短期或难以缓和的情况，若欧盟能够在过去三年取暖季平均水平基础上实现 15% 的天然气消费量削减，那么其或能够以相对安全的库存水平度过取暖季。看到今冬，天气、天然气削减具体实现路径及随之而来的行业冲击，LNG 现货补充能力等或成为扰动因素，因此我们认为欧洲天然气供需平衡依然有可能再次被打破。继续看好具有 LNG 国际贸易优势的天然气企业，推荐拥有海陆双气源资源池+布局氢氨打造第二增长曲线的【九丰能源】；具备稀缺跨省管输资源，天然气分销空间广阔的【天壕环境】；深冷设备专家，布局工业气体的【中泰股份】。

7. 风险提示

地缘政治冲突加剧，下游需求不及预期，国际汇率波动，关联大宗商品价格波动，新建天然气储运项目推进不及预期。

信息披露

分析师与研究助理简介

李骥，德邦证券化工行业首席分析师&周期组执行组长，北京大学材料学博士，曾供职于海通证券有色金属团队，所在团队2017年获新财富最佳分析师评比有色金属类第3名、水晶球第4名。2018年加入民生证券，任化工行业首席分析师，研究扎实，推票能力强，佣金增速迅猛，2021年2月加盟德邦证券。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准： 以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅； 2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	类别	评级	说明
股票投资评级		买入	相对强于市场表现20%以上；
		增持	相对强于市场表现5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现5%以下。
行业投资评级		优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。在任何情况下，本公司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。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。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。在法律许可的情况下，德邦证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。