



华泰期货
HUATAI FUTURES

期货研究报告 | LNG 专题报告 2025-05-08

LNG 品种手册—欧洲天然气市场

研究院 能源化工组

研究员

潘翔

☎ 0755-82767160

✉ panxiang@htfc.com

从业资格号: F3023104

投资咨询号: Z0013188

康远宁

☎ 0755-23991175

✉ kangyuanning@htfc.com

从业资格号: F3049404

投资咨询号: Z0015842

投资咨询业务资格:

证监许可【2011】1289号

内容摘要

■ 欧洲天然气供需格局重塑

俄管道气骤减后, 美国及卡塔尔等地 LNG 成为欧洲主要增量来源, 至 2024 年已弥补逾四成俄气缺口, 欧洲进口体系从“管道主导”彻底转向“LNG 主导”。

■ 贸易路径与基础设施双向改造

乌克兰过境停运迫使中东欧自西向东、由南向北逆向引气, 德国-捷克/奥地利管道、波兰-斯洛伐克互联以及克罗地亚 Krk、希腊 IGB 等 LNG-管网联动成为新枢纽; 同时, 德、波、克等国 FSRU 和在岸终端快速扩容, 区域再气化产能 2020-2028 年复合增速超 5%。

■ 高价与脱碳政策挤压需求, 天然气消费进入长期下行通道

受气价飙升、热泵渗透与工业电气化等因素影响, LDZ、工业与燃气发电三大板块 2013-2023 年共减少近 100 Bcm; 展望 2030-2050 年, 欧盟天然气需求预计再减半, 其中居民部门降幅最大, 工业与电力需求将呈“低均值、高波动”特征。

■ 库存政策灵活化与价格波动共振

强制 90% 库存目标触发夏-冬价差倒挂, 欧盟已改为“动态爬坡 + 豁免”机制; 但风光波动与储气退缩叠加 LNG 供给不确定, 预计 2025-2030 年 TTF 将维持高弹性区间运行, 对储气、调峰与基础设施投资提出更高要求。

目录

内容摘要	1
欧洲天然气市场概况.....	4
欧洲天然气供给：美国 LNG 填补俄气缺口	5
俄罗斯管道气停运后欧洲天然气贸易路径的变化.....	5
原有的欧洲与俄罗斯的天然气贸易：自东向西的供气走廊	5
当下的中东欧：在失去乌克兰过境后寻求多方向反向引气	7
欧洲 LNG 接收站：快速扩容，东北欧和东南欧利用率偏紧.....	8
欧洲储气库：储气政策从硬性要求转向灵活性和经济性，夏冬价差转正	11
欧洲天然气需求：脱碳与高价挤出价格敏感性需求	14
需求高度集中于西北欧、南欧国家	14
欧洲天然气消费在过去十年呈现出明确的下行趋势.....	14
居民与工商业需求占主要部分，与供暖度日指数（HDD）强相关	15
欧洲工业天然气需求仍将面临结构性下行压力.....	16
天然气发电是可再生能源发电的互补能源，中长期面临结构性回落压力	18
LNG 在制氢和重型运输领域将维持一定份额.....	19
乌克兰国内产能受损且储备见底，拉动欧洲再出口需求.....	20
欧洲天然气需求长期预测	21
欧洲天然气供需平衡表预测.....	23

图表

图 1: 2000-2024 欧洲天然气消费量和产量 单位：BCM.....	4
图 2: 欧洲天然气市场划分	4
图 3: 2021-2024 欧洲天然气供给来源 单位：MMCM	5
图 4: 2021-2024 欧洲从俄罗斯进口的天然气 单位：MMCM	5
图 5: 欧洲天然气贸易路径 单位：BCM.....	6
图 6: 2021 年中东欧地区管道天然气贸易路径	7
图 7: 2025 年中东欧地区管道天然气贸易路径	7
图 8: 2025 年欧洲地区在岸 LNG 接收站分布	9
图 9: 2025 年欧洲地区 FRSU/FSU 分布	9
图 10: 2020-2028 欧洲 LNG 再气化产能 单位：BCM.....	9
图 11: 2021-2028 欧洲 LNG 再气化产能同比 单位：BCM	10
图 12: 2019-2025 年第 14 周欧洲主要国家 LNG 再气化产能利用率 单位：%	10
图 13: 欧洲主要国家天然气储气库分布 单位：BCM.....	11
图 14: 2021-2025 年欧盟 27 国天然气库存比例	12
图 15: 2021-2025 年乌克兰天然气库存比例.....	12
图 16: TTF 2025Q4 合约和 2025Q3 合约价差 单位：€/MWh	13
图 17: 2013 和 2023 年欧洲各个国家天然气消耗量 单位：BCM.....	14

图 18:2019-2025 欧洲居民与工商业部门天然气消耗量|单位: MMCM/D..... 15

图 19: LDZ 天然气需求与 HDD 的统计关系 16

图 20: 2024-2025 年欧洲主要国家冬季 HDD 16

图 21:2019-2025 欧洲工业部门天然气消耗量|单位: MMCM/D..... 17

图 22:2019-2025 欧洲天然气发电用电量|单位: MMCM/D 18

图 23: 2022-2025 欧洲对乌克兰输气量|单位: MMCM 20

图 24: 2022-2025 中东欧四国对乌克兰输气量|单位: MMCM 20

图 25:欧洲天然气需求的长期走势|单位: BCM 21

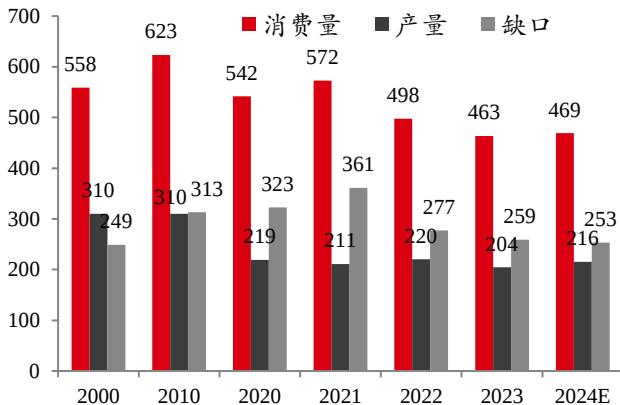
表 1: 2025 年中东欧天然气供应的主要来源|单位: BCM 8

表 2: 欧洲天然气供需平衡表基线情景|单位: BCM 23

欧洲天然气市场概况

欧洲（不包括俄罗斯）是全球天然气主要进口市场之一，欧洲每年消耗的天然气有一半以上是进口天然气。根据 Energy Institute 和 IGU 数据，2024 年欧洲地区的天然气消费量为 469bcm，产量为 216bcm，存在 253bcm 的供需缺口需要通过进口天然气和库存天然气满足。

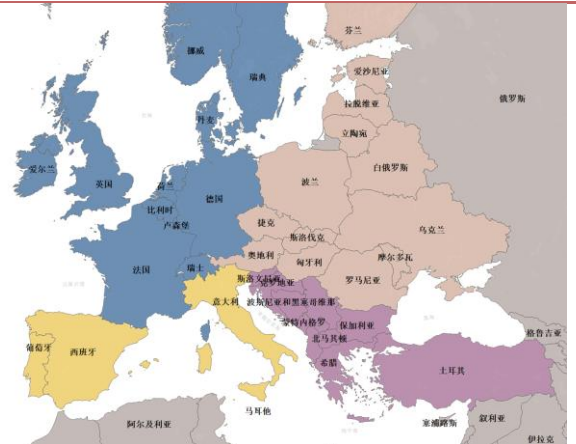
图 1：2000–2024 欧洲天然气消费量和产量|单位：bcm



*不包含白俄罗斯

资料来源：Energy Institute IGU 华泰期货研究院

图 2：欧洲天然气市场划分



资料来源：华泰期货研究院

通过政治经济、地理环境、资源禀赋等因素可以将欧洲天然气市场分割为数个不同的区域：**西北欧**，**南欧**，**东南欧**和**中东欧**。

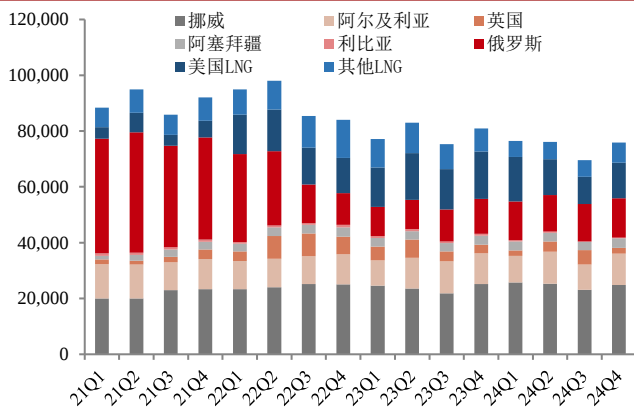
- **西北欧**包括英国、法国、比利时、荷兰、德国、丹麦、瑞典、卢森堡、瑞士、爱尔兰以及挪威。其中挪威和英国是欧洲内部的主要产气国，挪威富裕的天然气资源通过管道跨越北海，输送到英、法、德、比利时、荷兰等国。西北欧地区的天然气基础设施相当完善，各国之间的管道密集、LNG 接收能力强、天然气存储容量大，加上该地区的天然气消费市场庞大，诸多因素使**西北欧成为欧洲天然气市场的核心**，荷兰 TTF 天然气期货价格是欧洲天然气定价的基准价格。
- **南欧**包括西班牙、葡萄牙和意大利。意大利和西班牙分别是欧洲天然气消费量排名第 3 和第 6 的国家，但南欧没有天然气产地，供给来源于北非（阿尔及利亚、利比亚）、法国、中东欧以及进口 LNG。
- **东南欧**包括前南斯拉夫地区的 6 个国家、阿尔巴尼亚、保加利亚、希腊以及土耳其。土耳其是欧洲重要的天然气过境国和消费大国，接收俄罗斯、中亚、北非、阿塞拜疆等地的天然气。土耳其和希腊在东南欧区域内发挥着枢纽作用，其管道网络不仅满足本国需求，还连接了南欧的意大利。前南斯拉夫地区国家的天然气基础设施和消费量均较小，但随着基础设施的改善和区域经济的复苏，消费量有提升的空间。

- 中东欧地区包括德国以东，俄罗斯以西的波兰、捷克、奥地利、乌克兰等国以及和俄罗斯接壤的波罗的海四国（芬兰、爱沙尼亚、拉脱维亚和立陶宛）。过去俄罗斯到欧洲的三大输气管道，除北溪外，Yamal 管道和 UPU 管道都从东欧经过，最终将天然气输送至德国等西欧国家。波罗的海四国的天然气供给也高度依赖俄罗斯。俄气供应中断后，天然气流向从自东向西转变为自西向东，东北欧国家需要接收西欧方向和土耳其方向的天然气流入。

欧洲天然气供给：美国 LNG 填补俄气缺口

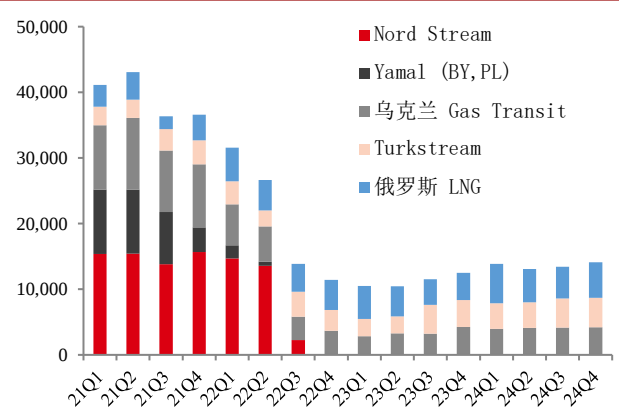
图 3 是 2021 年至 2024 年各季度欧洲 27 国天然气供给的来源统计。欧洲管道气的供给来源包括欧洲内部挪威和英国的天然气、北非阿尔及利亚和利比亚的天然气以及俄罗斯的管道气。欧洲 LNG 的进口来源包括美国、俄罗斯等其他国家。

图 3：2021-2024 欧洲天然气供给来源 | 单位：MMcm



*统计口径为欧盟 27 国
资料来源：bruegel 华泰期货研究院

图 4：2021-2024 欧洲从俄罗斯进口的天然气 | 单位：MMcm



资料来源：bruegel 华泰期货研究院

2022 年起，欧洲天然气供给结构发生显著变化。随着 Yamal 管道、Nord Stream 管道和过境乌克兰的 UPU 管道的陆续停运，欧洲从俄罗斯进口的天然气大幅减少，目前仅剩 Turkstream 输送的管道气和少量的 LNG。减少的俄气进口量一部分表现为天然气消耗量的减少，另一部分被美国的 LNG 替代。2023 年欧洲天然气消耗量为 463bcm，较 2021 年下降 109bcm；2023 年欧洲进口美国天然气 62.4bcm，较 2021 年增加 41.4bcm。

俄罗斯管道气停运后欧洲天然气贸易路径的变化

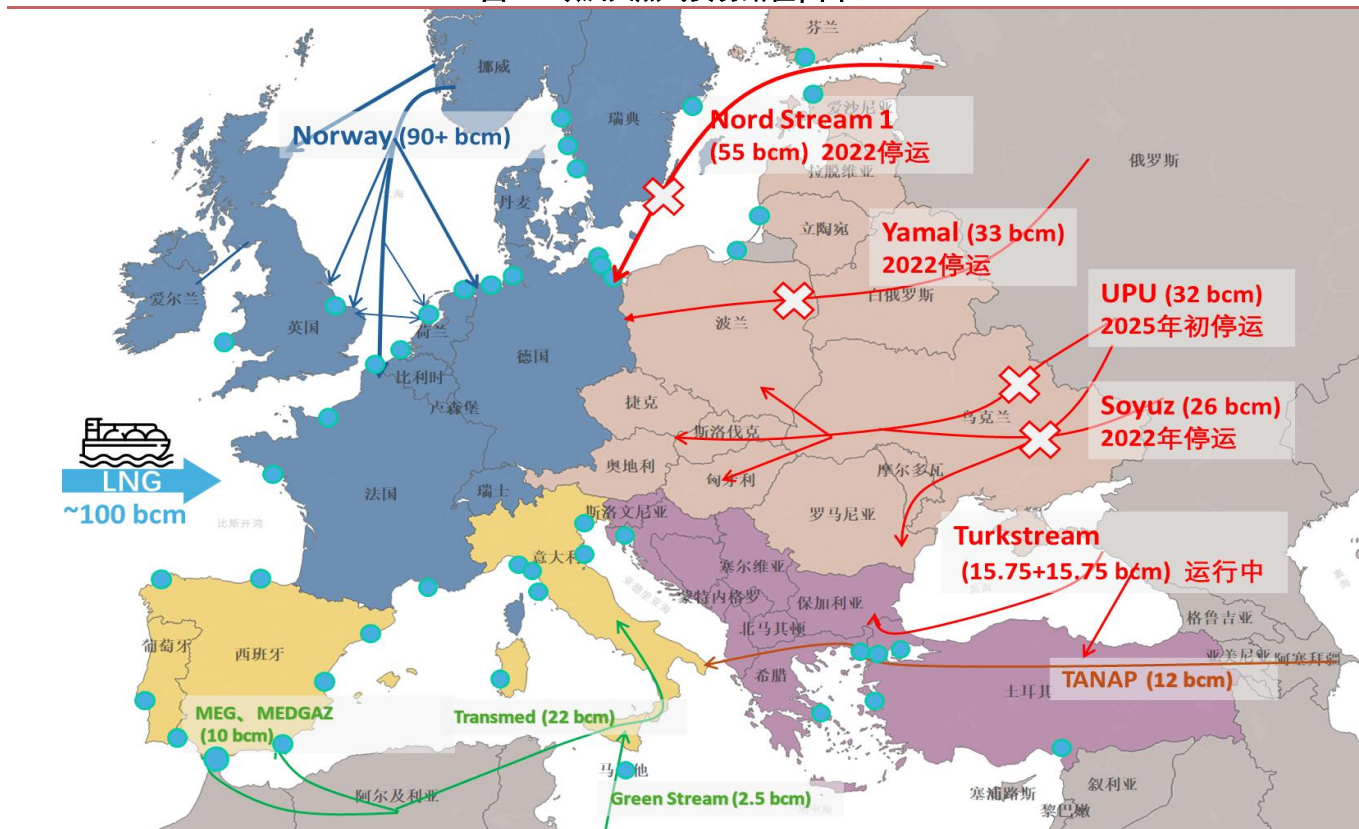
原有的欧洲与俄罗斯的天然气贸易：自东向西的供气走廊

早在 20 世纪下半叶，苏联与西欧之间便建立了最初的天然气贸易联系。自 2000 年以后，欧洲与俄罗斯在能源层面的互动愈加频繁，俄罗斯 Gazprom 公司通过多条跨国管道（例如 Yamal 管道、UPU 管道以及后来的 Nord Stream 管道），向欧洲各主要消费市场输送天然气。这些管道路径经乌克兰、白俄罗斯等过境国，形成了自东向西的典型供

气走廊。主要管道的介绍如下：

- **Soyuz 管道**：1979 年前后建成投用，设计年输送能力约为 26 bcm/y，自奥伦堡（Orenburg）气田一路向西，经乌克兰后输往中东欧地区。自 2022 年起停运。
- **UPU 管道**：指 Urengoy–Pomary–Uzhhorod 管线，也被称作“兄弟（Brotherhood）”管道，在 1980 年代初至中期建成并陆续投用。设计年输送能力为 32 bcm/y。从俄罗斯 Urengoy 气田经乌克兰乌日霍罗德（Uzhhorod），然后进入波兰、斯洛伐克管网并输往中东欧多国。在 2025 年 1 月初停运。
- **Yamal 管道**：主干线在上世纪 90 年代末逐步完工，设计年输送能力约为 33 bcm/y。从俄罗斯经白俄罗斯、波兰，最终进入德国。自 2022 年起停运。
- **Nord Stream 管道**：于 2011 年正式投入运营，设计年输送能力约为 55bcm/y。自俄罗斯维堡（Vyborg）出发，经波罗的海海底直接通往德国东北部 Greifswald 附近，再通过德国境内管网输往欧洲其他地区。2022 年下半年受到管道爆炸及外部破坏后停运。Nord Stream 2 建成后也未能正常运行。
- **TurkStream 管道**：于 2020 年 1 月正式投产。总设计能力约为 31.5 bcm/y。从俄罗斯起，经黑海海底到达土耳其，然后部分气量通过土耳其与巴尔干国家的陆路管网，继续输往保加利亚、塞尔维亚、匈牙利等东南欧市场。目前满载运营。

图 5：欧洲天然气贸易路径|单位：bcm

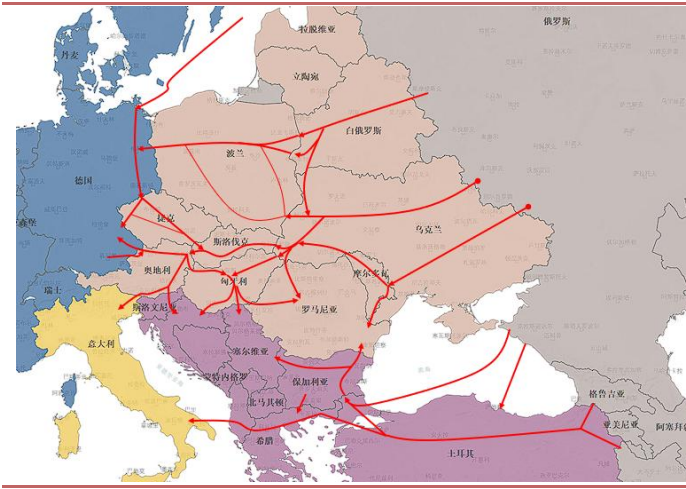


*线条代表天然气管道，挪威、北非、土耳其管线标注量为 2023 年实际运输量，俄罗斯管线标注为设计运输量。**蓝点为在运营中的再气化站
资料来源：GIE 标普大宗 华泰期货研究院

当下的中东欧：在失去乌克兰过境后寻求多方向反向引气

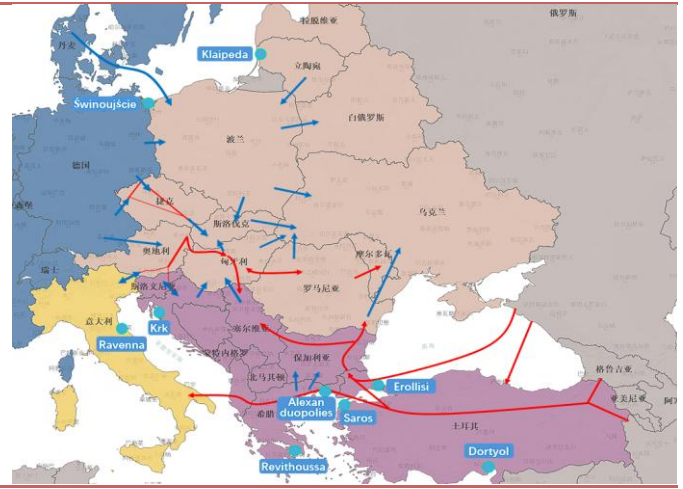
在乌克兰过境断供的背景下，东欧和中东欧为维持供气安全，纷纷寻求由西向东、由南向北的“逆向”气流。图 6 和图 7 展示了 2021 年与 2025 年中东欧地区管道天然气贸易路径的对比。由于斯洛伐克自身可供转输的气量骤减，经由斯洛伐克—捷克（通常途经 VIP Lanžhot/Brandov）以及斯洛伐克—奥地利的管线供气也迅速下滑，部分时段甚至降为零。德国、波兰与中欧之间的互联管线便成为东欧国家“逆向”引气的重要通道。

图 6：2021 年中东欧地区管道天然气贸易路径



资料来源：华泰期货研究院

图 7：2025 年中东欧地区管道天然气贸易路径



*蓝色为与 2021 年流向不同或 2021 年后新出现的路径

资料来源：华泰期货研究院

表 1 总结了 2025 年中东欧天然气供应的主要来源，包括西欧地区的德国，东南欧的克罗地亚、希腊和意大利，北部的波兰和立陶宛。

西欧地区的德国是重要的由西向东输气来源。2025 年初，德国暂停或降低部分跨境存储征费，进一步提高了从德国向捷克及奥地利方向输气的商业可行性。捷克和奥地利对德国的进口依赖度迅速升高，以填补过去由斯洛伐克过境管道供应的空白。捷克方向使用 VIP（虚拟节点）Brandov 连接，输送能力为 10bcm；奥地利方向则主要经过 VIP Oberkappel，输送能力为 5bcm。

克罗地亚、希腊和意大利是由南向北的输气来源。克罗地亚的 Krk 岛 LNG 终端在扩建后向匈牙利及更远地区输送天然气，预计 2025 年三季度末再气化产能达到 6.9 bcm。希腊借助其自身的 LNG 设施以及从土耳其进口的部分天然气，能够通过跨境互联管向北输送至保加利亚。意大利经 TAG 管线向奥地利的供应本在欧洲内部供气网络中占有一定地位，但 2025 年年初以来，从 Baumgarten 段的流量明显下降至接近零，仅在奥地利-斯洛文尼亚的支线（Murfel IP）仍有少量输送。

北部波兰利用 Świnoujście LNG 接收站的可拓展性和与邻国互通的管道体系，将部分 LNG 资源转运至捷克和斯洛伐克。但波兰自身的高需求限制了其出口能力，斯洛伐克

Vyrava IP 可用的 4.6 bcm/y 运输能力未能得到充分利用。斯洛伐克另一选择是通过 Klaipeda 液化天然气进口设施从立陶宛进口天然气，然后经过波兰的 Satanka IP (1.9 bcm/y) 转运，然后进入 Vyrava。

表 1：2025 年中东欧天然气供应的主要来源 | 单位：bcm

国家	天然气需求 2024	2025 年起供应潜力	出口潜力	正在进行的项目
德国-捷克 Brandov 管道	-	-	10	-
德国-奥地利 Oberkappel 管道	-	-	5	-
波兰	21	- 国内生产：4-5 bcm - Baltic 管道：8-10 bcm - LNG 再气化产能：8.3 bcm @25Q1	0 – 2	
克罗地亚	2.4	- 国内生产 0.7 bcm - LNG 再气化产能：6.9 bcm @25Q3	1.9@2025 4.3@2026	通往斯洛文尼亚的管道 (3.5)、通往匈牙利的管道 (6.1@2027 年)
希腊	5.8	- LNG 再气化产能：12.7 bcm - TAP 和 Turkstream 管道气 - LNG 再气化产能：28 bcm - TAP 管道气>9bcm	6.9	IGB 节点扩建 (+2bcm@2026)
意大利	59	- Turkstream 管道气 20 bcm - Greenstream 管道气 1.5 bcm - 挪威管道气	6	

资料来源：Kpler 华泰期货研究院

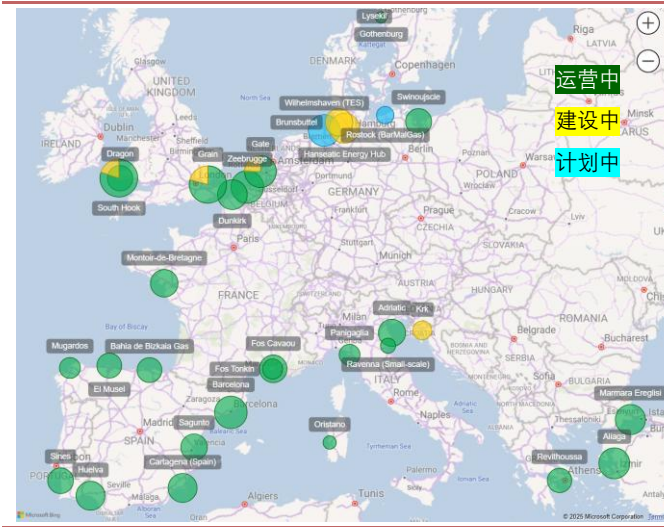
基础设施瓶颈和协调机制的不健全是当前中东欧地区气流重新分配的主要难点。许多跨境管线的设计初衷是“自东向西”输送，逆向流动需要技术改造，短期内难以实现最大容量的逆向供气。例如从克罗地亚到斯洛文尼亚的管道在 Rogatec 节点的输送能力为 0.26 bcm/y，而到匈牙利的管道在 Dravaszerdahely 节点的输送能力约为 1.7bcm/y。目前正在开发额外的基础设施，目标是将斯洛文尼亚和匈牙利的输送能力分别提高到 1.5 bcm/y 和 3.5 bcm/y。

各国之间的关税、存储征费及管制政策也会影响管道流向与经济性。虽有欧盟框架协助，但各国在实际操作中往往优先保证本国储气率或价格稳定，未来在长周期的夏-冬季调峰上仍需更多集体规划。

欧洲 LNG 接收站：快速扩容，东北欧和东南欧利用率偏紧

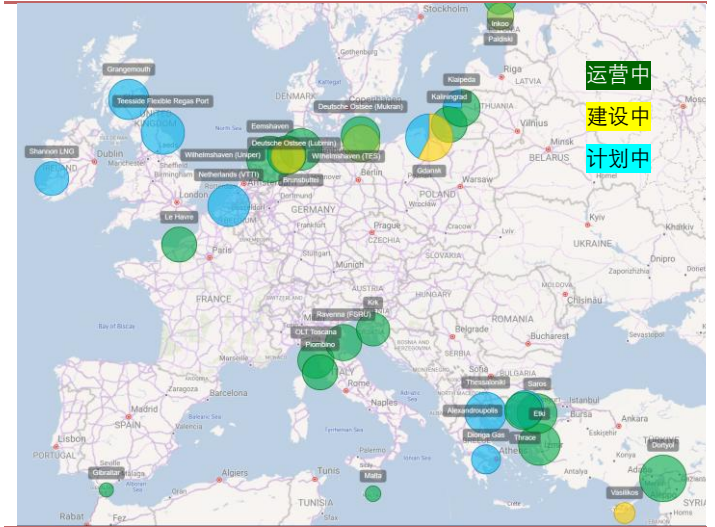
欧洲的 LNG 接收站在地理分布上具有明显的沿海集中特征，如图 8 的在岸 LNG 接收站分布所示，西北欧的荷兰、比利时、英国等国沿海地区是传统的 LNG 接收核心区，具体代表性项目包括荷兰的 Gate 终端和比利时的 Zeebrugge 终端；南欧则以意大利、西班牙以及希腊沿岸为主要落脚点，如意大利在亚得里亚海、利古里亚海与西西里岛附近均有分布较为密集的接收站集群，西班牙则在地中海和大西洋两侧均有可观的接收能力。

图 8：2025 年欧洲地区在岸 LNG 接收站分布



资料来源：华泰期货研究院

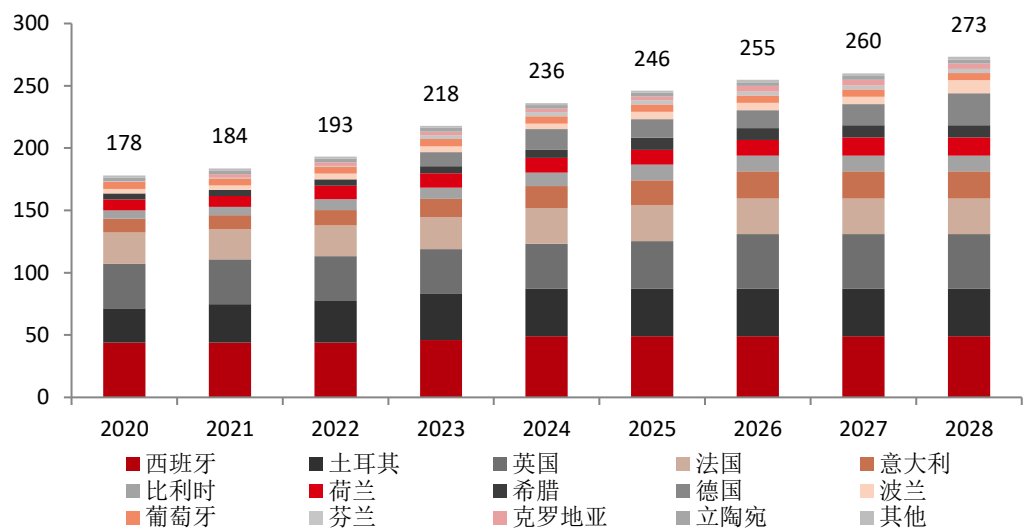
图 9：2025 年欧洲地区 FRSU/FSU 分布



资料来源：华泰期货研究院

俄乌冲突后，欧洲各国越来越多地部署浮式 LNG 接收再气化装置（FSRU）。如图 9 所示，北海沿岸、波罗的海沿岸、意大利沿亚得里亚海（Adriatic Sea）和蒂雷尼亚海（Tyrrhenian Sea）的主要港口、以及土耳其、保加利亚、罗马尼亚、希腊等国接近黑海或爱琴海的沿岸，都有一些规划或在建的接收设施。FSRU 既能充分利用港口既有条件，又在某种程度上绕过了陆上基础设施建设投入周期较长的难题，从而为欧洲多元化天然气供应带来了更高的可操作性和安全冗余。

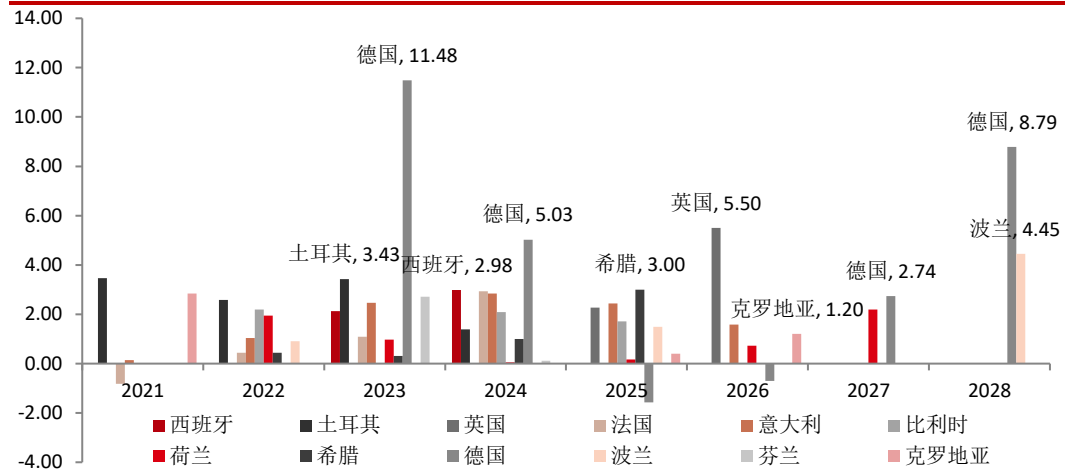
图 10：2020-2028 欧洲 LNG 再气化产能 | 单位：bcm



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

欧洲整体 LNG 再气化产能正处于逐年稳步上升的态势：2020 年产能约为 178bcm，2025 年为 241bcm 到 2028 年预计将升至超过 270bcm，2021-2028 年复合增长率为 5.51%。分国家来看，西班牙、荷兰、英国和法国所占比重较大；而德国、波兰、克罗地亚等国近年也在加快新建或扩容进程，逐步提升在欧洲 LNG 进口体系中的重要性。

图 11：2021–2028 欧洲 LNG 再气化产能同比|单位：bcm

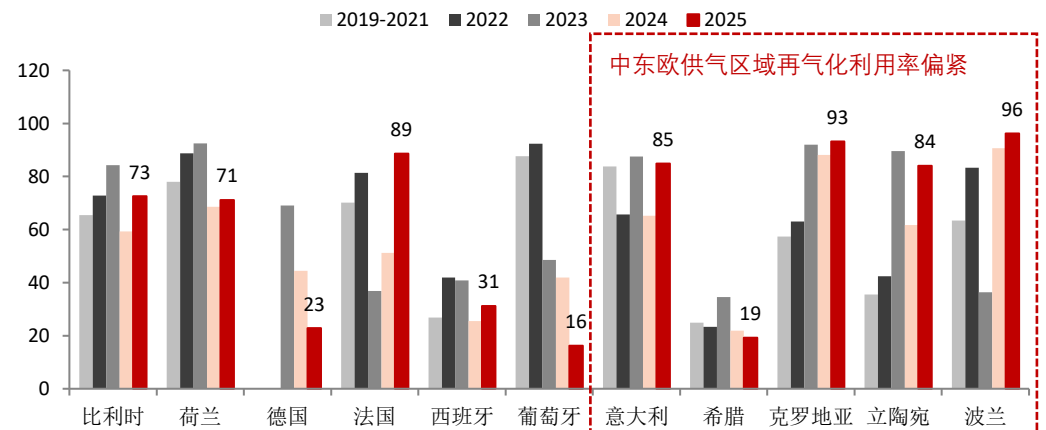


资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

典型项目如德国在 2023 年部署的三个 FRSU 项目：Brunsbuttel、Deutsche Ostsee (Lubmin)和 Wilhelmshaven (Uniper)，迅速将 LNG 再气化产能提升至 11.5bcm。FRSU 租期到期后，陆上再气化设施也完工投运，充分体现了 FRSU 的调峰作用；波兰 Świnoujście 终端在 2025 年前后将提升到 8.3bcm/年的规模，成为波罗的海沿岸地区弥补俄气供应中断，供应中东欧的关键枢纽；荷兰 Gate 终端计划在 2026 年以前增至 20bcm/年，将进一步扩大西北欧对全球 LNG 现货和长协货物的吞吐能力；克罗地亚 Krk 岛的浮式 LNG 扩容方案也有望在 2025-2026 年投用，届时其接收能力将近乎翻倍，为中东欧邻国提供更多天然气进口渠道。

图 12 对比了近几年欧洲主要国家在第 14 周的再气化产能利用率，西北欧和南欧地区再气化利用率相比 2022 年和 2023 年有所下降，2025 年同比有小幅上升。但前文提到的向中东欧供气的国家的 LNG 再气化利用率明显偏紧，比如意大利、克罗地亚和波兰，利用率接近甚至超过 2023 年水平。

图 12：2019–2025 年第 14 周欧洲主要国家 LNG 再气化产能利用率|单位：%



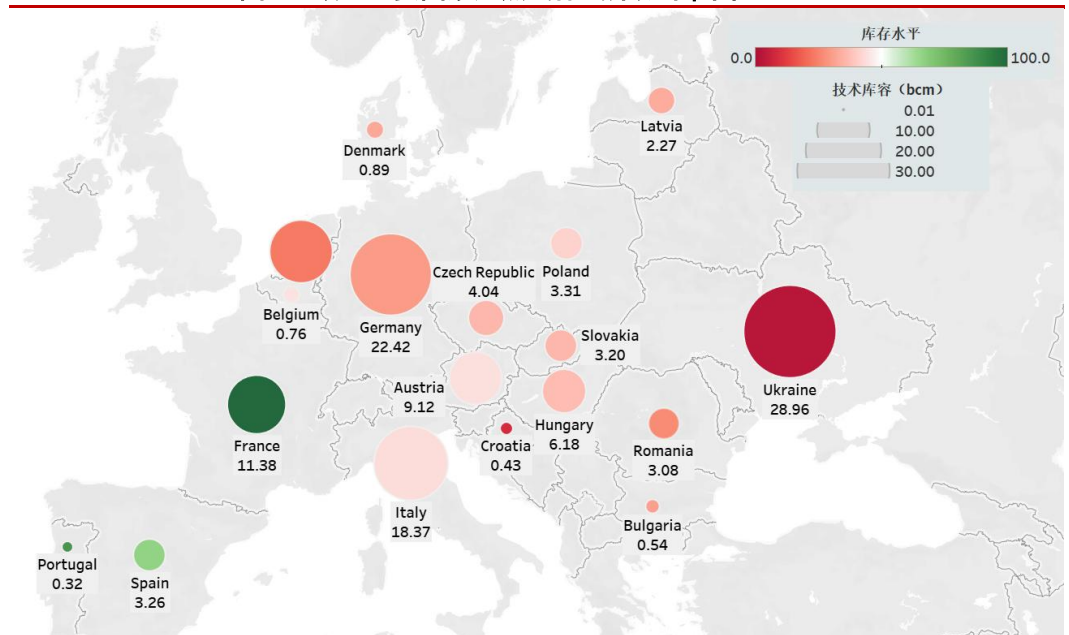
资料来源：brugel 华泰期货研究院

欧洲储气库：储气政策从硬性要求转向灵活性和经济性，夏冬价差转正

欧洲的天然气地下储气体系在保障供应安全和应对市场波动方面具有不可替代的作用，欧盟 27 国加上乌克兰的总库容约为 130bcm，图 13 展示了各国储气库的分布和库容。

根据各国储气设施的规模来看，乌克兰、德国、意大利、荷兰和法国居于欧洲储气容量的前列。乌克兰共运营 12 座地下储气库，技术库容约 30bcm，是欧洲最大、全球第三的地下储气体系，其中约 80%库容位于西部边境省份，靠近波兰、斯洛伐克、匈牙利等欧盟国家，可通过既有跨境管道与欧洲市场灵活联通。德国在下萨克森州、北威州等地分布着数量可观且容量较大的储气库，注气和提取效率高；意大利依托其丰富的枯竭气藏资源形成了多个地下储气枢纽；法国在阿基坦盆地、洛林盆地等地区拥有一系列盐穴储气库和水文地质储气设施；荷兰则利用格罗宁根气田衰减后留下的空间建设了颇具规模的储气库。

图 13: 欧洲主要国家天然气储气库分布 | 单位: bcm



*圆形面积代表容量，颜色代表库存水平 **数据基于 2025 年 4 月 17 日

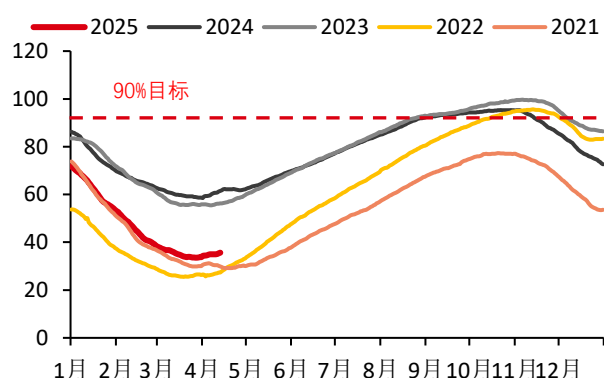
资料来源: brugel 华泰期货研究院

在储气策略与政策方面，自俄乌冲突爆发以来，欧盟层面通过立法或指导意见对成员国的储气目标提出了更高要求。2022 年 6 月 29 日，欧洲议会和欧洲联盟理事会发布 Reg. (EU) 2022/1032，要求成员国 11 月 1 日前库存 $\geq 90\%$ ，并设逐月“爬坡线”。为落实这一目标，各国政府与市场主体在注气时间安排上更加前置化，一进入夏季便加大采购并在现货市场上更积极布局，以确保在冬季取暖高峰前有充分库存。德国、法国等国家还对储气采购实行了部分财政补贴或担保机制，使得商业储气公司能够以较低风险加大注气力度。监管层也进一步明确了注气、保库成本的分摊方式，有些国家通

过在居民和工业用户的天然气账单中收取固定附加费来支持储气库的运行与维护。

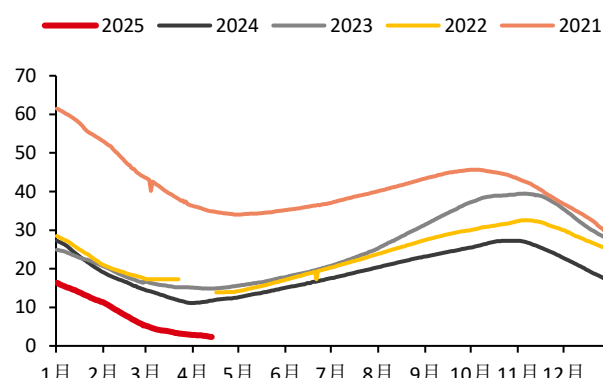
从 2024-2025 冬季季末的库存水平来看，欧洲地下储气库在 2025 年春季降至偏低水位。如下图所示，整个 EU-27 在 3 月底时库存最低仅剩可用库容的 33.8%，显著低于去年 58.5% 的同期水平，乌克兰的天然气库存也低至不足 3%。导致储气快速消耗的主要原因 是 2024-2025 冬季气候偏冷以及可再生能源（风电、太阳能）供给在冬季波动显著，进而刺激了供暖和燃气发电端的天然气需求。这使得各国不得不在冬季中后期加大对地下储气库的提取量。

图 14：2021-2025 年欧盟 27 国天然气库存比例



资料来源：彭博新能源财经 华泰期货研究院

图 15：2021-2025 年乌克兰天然气库存比例



资料来源：彭博新能源财经 华泰期货研究院

欧盟强硬的储气政策引发了天然气市场“夏季-冬季价差倒挂”的问题。以往冬季天然气合同通常比夏季价格有溢价，反映冬季居民部门的取暖需求增加，这种正向价差为储气商在夏季预订和填充地下存储容量提供了利润激励。但是强制高库存政策导致夏季天然气的现货与远期需求抬升，夏季合约走强；储气商为了套期保值，卖出冬季合约，最终导致传统正价差（冬季 > 夏季）被压缩，甚至倒挂。

倒挂的价差不会激励企业填满库存，导致政府不得不介入，最终成本还是将由居民和工业用户承担。因此欧盟决定对先前的 90% 储气目标进行一定程度的灵活化处理。

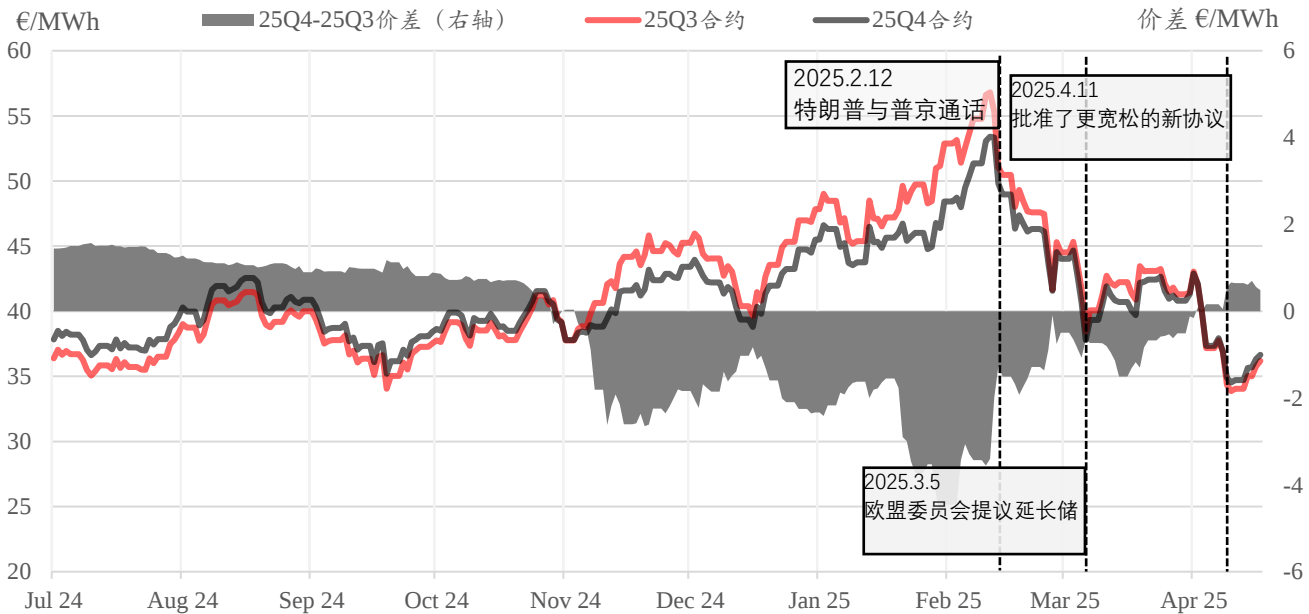
2025 年 2 月 18 日，有消息称根据 2 月底发布的“清洁产业协议”草案，欧盟委员会将“促进更加协调、灵活的储气库补充，包括制定动态目标”。2025 年 4 月 11 日，欧盟委员会宣布达成新协议，内容包括

- ① 将 90% 的填充目标延长两年至 2027 年，但允许“在不利的市场条件的情况下”成员国偏离目标 10%；
- ② 最低库存水平的目标可以在 10 月 1 日-12 月 1 日之间的任何时间达到，并确认 2 月、5 月、7 月和 9 月的“爬坡线”只是指示性的，而不是强制性的；
- ③ 任何在过去两年中生产天然气超过消耗量的成员国可以将库存目标降低最多 5%。

目前 TTF 天然气市场“夏季-冬季价差”已经回归正差。我们预计在 2025 年正差不明显且

2026 年预计供应宽松的情境下，储气商储气的意愿不高，到 2025 年 11 月，欧洲库存水平可能在接近 80% 的低位区间内。

图 16: TTF 2025Q4 合约和 2025Q3 合约价差|单位: €/MWh



*由于自 4 月起市场上已无 2025 Summer 合约（Apr-Sep）整季报价，为保持价格连续性，以 25Q3 合约（7-9 月交割）代表夏季合约，25Q4 合约（10-12 月交割）代表冬季合约；
资料来源：华泰期货研究院

图 16 展示的季度合约价差图揭示了库存政策与地缘事件如何快速重塑曲线结构。阴影部分（25Q4 合约价格-25Q3 合约价格）先深度负值（冬季贴水）后快速翻正，主要受三事件触发的预期再定价：①2025/2/12 特朗普与普京首次通话，市场押注俄欧停火与俄气输欧概率上升，冬季供给担忧缓解，负差明显缩窄。②2025/3/5 欧委会提出《储气条例》延长草案，但要求更灵活。被动注气需求下修，Q3 和 Q4 合约同时大幅下跌。③2025/4/11 欧委会宣布草案通过，储气套利重新兑现冬溢价。

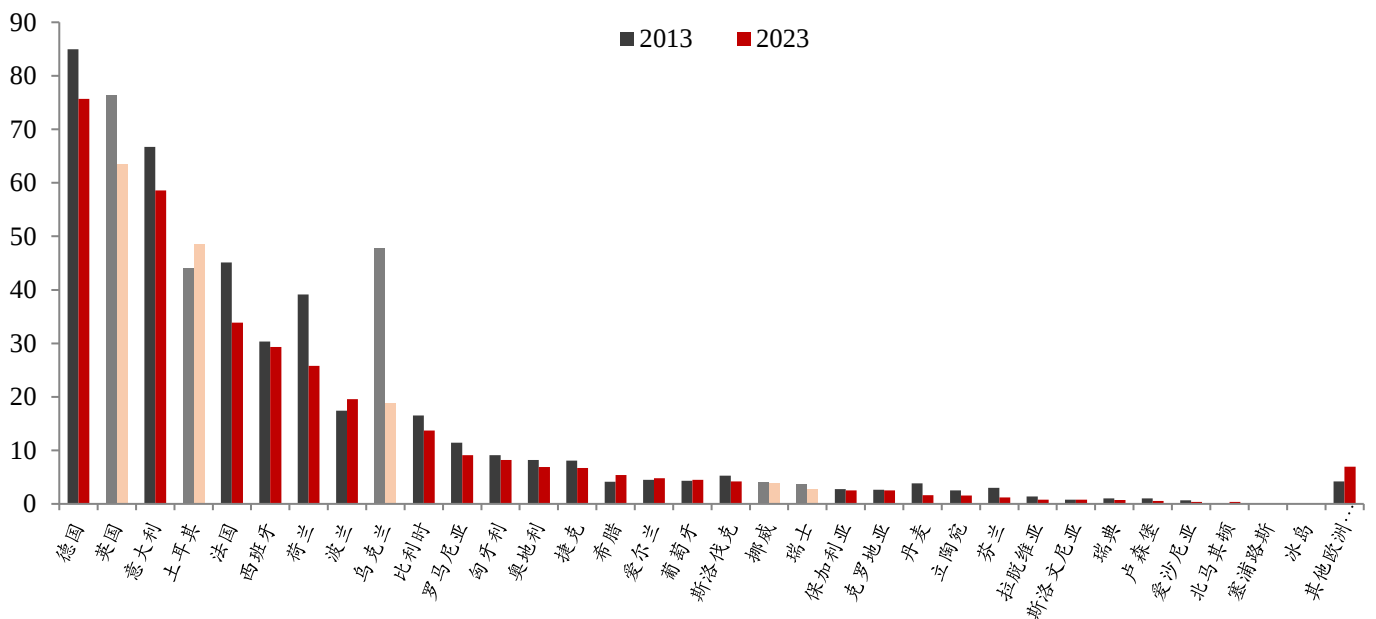
另外 25Q3 合约自 2 月末高点 55€/MWh 回落至 4 月底的 35€/MWh，体现市场对“现货宽松”的快速再定价：①美国 LNG 放量加快（例如 Plaquemines LNG）+ 亚洲需求疲弱使供给端宽松；②美方加征关税等负面预期压制欧洲工业与发电端气耗，需求端下移；③储气灵活化削弱买盘。

欧洲天然气需求：脱碳与高价挤出价格敏感性需求

需求高度集中于西北欧、南欧国家

欧洲天然气需求高度集中于部分西北欧和南欧国家。如图 17 所示，天然气年消耗量在 20bcm 以上的国家包含德国、英国、意大利、土耳其、法国、西班牙和荷兰，这 7 个国家的天然气消耗量合计 335bcm，占欧洲全部消耗量的 72%。

图 17：2013 和 2023 年欧洲各个国家天然气消耗量 | 单位：bcm



资料来源：Energy Institute 华泰期货研究院

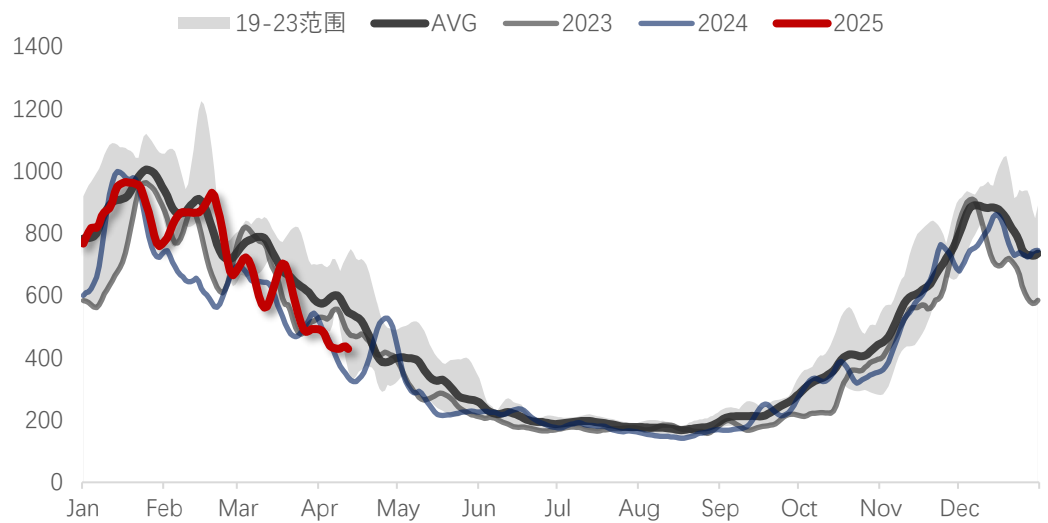
欧洲天然气消费在过去十年呈现出明确的下行趋势

另外对比各国 2013 年和 2023 年天然气消耗量可以看出，欧洲天然气消费在过去十年呈现出明确的下行趋势。过去十年间，欧洲天然气消费量从 2013 年的 555bcm 下降至 2023 年的 463bcm，累计减少超过 90bcm。核心原因在于欧洲能源结构的战略性调整与消费侧的长期去气化进程。一方面，欧盟“绿色协议”推动风电、光伏和电热泵等低碳替代能源快速发展，使天然气在电力、工业和居民供暖中的边际地位持续弱化；另一方面，“碳成本”抬升与能效标准趋严导致部分高耗气产业加速电气化或外迁，同时建筑节能与人口增速放缓也削弱了居民端需求。此外，自 2022 年俄乌冲突爆发以来，欧洲天然气市场经历了剧烈的政策与价格冲击，俄气断供将 TTF 推至历史高位，引发企业停产、居民压缩用气等结构性“需求破坏”。同时，欧盟出台强制性控耗政策将这类行为制度化，叠加价格敏感型需求未完全修复，2023 年天然气消费量仍显著低于战前水平。

居民与工商业需求占主要部分，与供暖度日指数（HDD）强相关

欧洲天然气市场自 20 世纪中后期快速扩张以来，居民与工商业部门（Local Distribution Zone/Company，简称 LDZ/LDC）的用气需求一直占据着主导地位，主要源于天然气在供暖、热水供应、烹饪和轻工业商业用途上的广泛应用。天然气供暖系统因其稳定性和经济性在北欧、中欧和东欧国家尤为流行，而西欧国家如英国、德国和荷兰早期也通过政府推动的燃气化计划广泛采用天然气。进入 21 世纪初，在环境保护意识增强、能源结构逐渐转型的大背景下，欧盟推行的节能措施、能源效率提高项目以及对电热泵技术的推广，导致了居民和商业部门的天然气需求的缓慢下降。

图 18:2019–2025 欧洲居民与工商业部门天然气消耗量|单位：MMcm/d



*统计口径包含英国、德国、比利时、法国、荷兰、意大利、奥地利、瑞士、卢森堡、爱尔兰

**数据经过 7 日平滑处理

资料来源：彭博新能源财经 华泰期货研究院

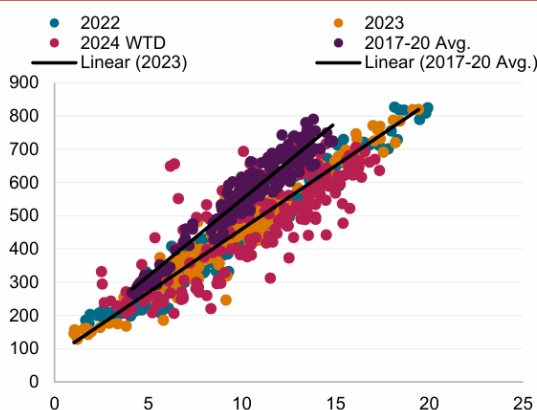
从图 18 中可以看出 LDZ 需求具有明显季节性，主要因为供暖需求占主导地位。研究中普遍采用供暖度日指数（Heating Degree Days, HDD）更准确地衡量天然气需求的季节性趋势。HDD 通过测量一定时间内室外温度与室内舒适温度之间的差距，量化一定时间的取暖需求。具体计算方式为： $HDD = \max(0, T_{base} - T_{avg,i}) \times \text{Period}$ 。 T_{base} 是设定的室内基准温度， $T_{avg,i}$ 是第 i 日的日平均室外温度， Period 是计算周期内的天数。HDD 指数高则意味着室外温度低于舒适区间，取暖需求增加，进而推动天然气需求上涨。

通过线性回归分析欧洲 2017-2021 年冬季供暖度日（HDD）与天然气居民商业需求之间关系发现，每增加一个 HDD，天然气需求平均增加 46 MMcm/d。但 2023 年冬季该关系明显减弱，每增加一个 HDD，天然气需求仅增加 38 MMcm/d（为危机前水平的 83%）。这种减弱的原因主要是俄乌危机后天然气价格上涨抑制了消费者的用气意愿。虽然 2024-2025 年冬季的批发气价有所回落，但零售气价仍高企，天然气消费抑

制现象仍持续，尽管程度略有缓解。

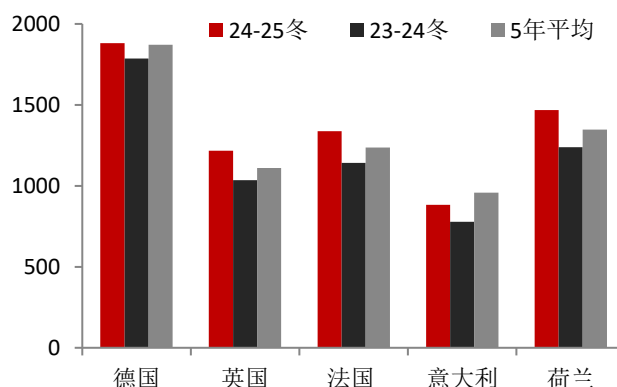
2024-2025 年冬季欧洲 LDZ 天然气需求出现了显著的同比增长，主要归因于较去年更低的平均气温和更高的 HDD 指数。如图 20 所示,2024-2025 年取暖季的 HDD 指数高于平均，是个“寒冬”，而 2023-2024 年取暖季的 HDD 指数低于平均，是个“暖冬”。2025 年一季度数据显示，欧洲多数国家如德国、法国、波兰和匈牙利的居民和商业天然气需求均明显增长，增幅超过了 15%。这种短期内的波动验证了欧洲居民天然气需求对气候条件高度敏感的特点。

图 19: LDZ 天然气需求与 HDD 的统计关系



资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

图 20: 2024-2025 年欧洲主要国家冬季 HDD



*室内舒适温度取 15 摄氏度 **冬季计算周期为 10 月-次年 3 月
资料来源：degreedays.net 华泰期货研究院

热泵渗透率的上升是欧洲居民部门天然气需求的中长期下行因素。热泵是一种高效电热技术，热泵的安装会显著减少天然气取暖设备在住宅和商业建筑中的使用，从而直接导致 LDZ 天然气需求减少。欧洲在能源危机后加快推进供暖脱碳进程，包括加强热泵补贴和禁售新燃气锅炉等措施。如德国、法国、荷兰等国家已设定 2030 年前大幅提升热泵安装数量的目标。随着政策推动、电力系统稳定性提升和建筑保温能效提升，热泵的优势将持续增强，导致冬季采暖对天然气的依赖性下降，从而对 TTF 价格形成长期压制。

欧洲工业天然气需求仍将面临结构性下行压力

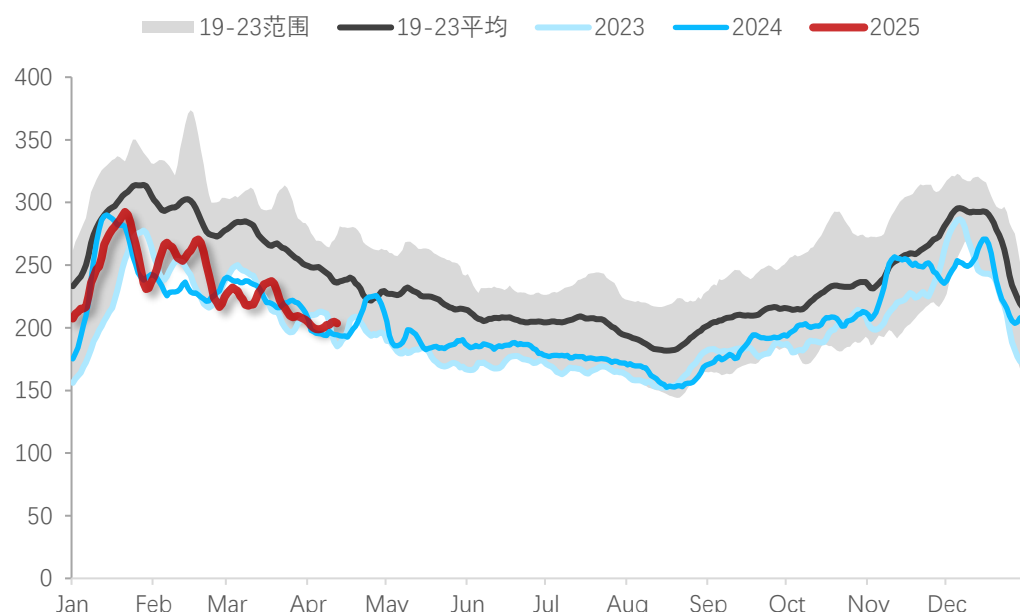
天然气作为工业能源在欧洲的使用历史悠久，尤其在能源密集型产业如钢铁、化工、玻璃制造中发挥着关键作用。这些行业的生产流程通常需要高温燃烧或稳定的工艺热源，使得天然气成为首选的燃料类型。具体来看，欧洲工业气耗与经济周期高度相关：经济增长期天然气需求显著提升，而经济衰退期则明显下降。

工业部门对天然气价格的敏感性很高，价格上涨往往会引发企业减产甚至停产。过去数年欧洲天然气价格飙升，工业企业不得不大幅压缩天然气使用量，甚至一些能源密集型企业被迫关闭生产线或迁出欧洲。最典型的例子是欧洲最大的化工企业巴斯夫，巴斯夫在 2022 年天然气价格飙升期间，被迫大规模削减位于德国路德维希港工厂的产

能。该工厂是世界上规模最大的综合化工园区之一，由于高昂的能源成本，部分生产线不得不暂时关停甚至永久关闭。此外，巴斯夫还决定扩大在中国和美国等能源成本更低地区的产能投资，充分体现了能源成本上涨对欧洲工业的负面影响。其他关闭欧洲部分工厂的企业还包括欧洲最大的钢铁企业亚赛洛米塔尔（ArcelorMittal）和挪威化肥巨头 Yara International。

2025 年第一季度，欧洲工业部门的天然气需求出现短暂回暖，主要受季节性因素和异常低温天气影响，推动了一些行业提高产能以满足短期订单需求。但这种需求的短期回升难以掩盖欧洲工业用气长期低迷的基本趋势，高频数据显示 2025 年 3 月工业用气量已回落到历史低位。

图 21:2019-2025 欧洲工业部门天然气消耗量|单位: MMcm/d



*统计口径包含英国、德国、比利时、法国、荷兰、意大利、奥地利、瑞士、卢森堡、爱尔兰

**数据经过 7 日平滑处理

资料来源: 彭博新能源财经 华泰期货研究院

长期来看，欧洲工业天然气需求持续低迷的主要原因有三点：

- 持续高企的天然气价格压制了工业生产积极性；
- 欧盟更加严格的气候和环保政策，迫使工业企业逐步转向更为清洁的能源技术；
- 国际贸易紧张局势加剧，例如美国对欧洲商品加征的关税，加剧了欧洲工业生产和出口的不确定性，进一步削弱了天然气的工业需求。

展望未来几年，预计欧洲工业天然气需求仍将面临结构性下行压力。一方面，欧洲各国的能源转型步伐不断加快，企业逐步减少对天然气的依赖；另一方面，高气价环境短期难以彻底改善，经济与贸易环境的不确定性仍将抑制工业部门的扩张和投资意愿。因此，中长期内欧洲工业天然气需求预计难以出现实质性反弹，可能长期处于相

对低迷状态。

天然气发电是可再生资源发电的互补能源，中长期面临结构性回落压力

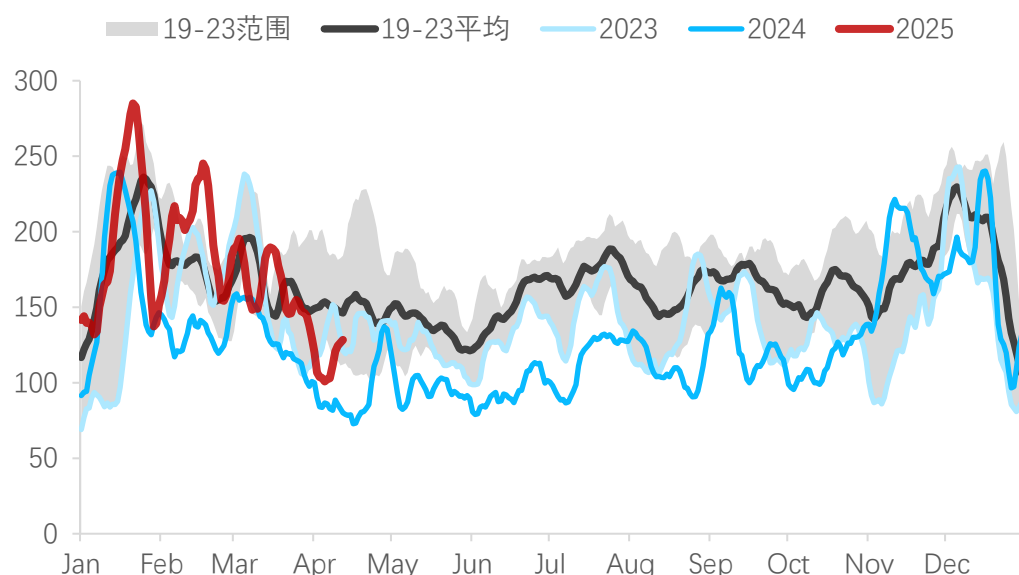
天然气在欧洲电力结构中长期充当“边际调节能源”的角色，在联合循环燃气轮机（CCGT）技术普及后，成为与可再生资源互补的关键调峰能源。自 2000 年后，随着欧盟强化能源安全和减排政策，大量燃煤机组逐步退出市场，气电需求结构性抬升。2020 年欧盟“绿色协议”及“Fit for 55”计划加速了天然气替代煤炭的过程，加之部分国家计划淘汰核电，使得天然气在短中期内成为过渡性发电能源。

天然气在电力市场中的需求受到多重因素影响，包括燃料价格经济性、可再生资源发电量的波动。

一个常用的燃料价格经济性分析指标是**煤气切换价格**（Coal-to-Gas Switching Price, CSP），即天然气发电与燃煤发电在边际发电成本上的交点价格。当 TTF 天然气现货价格高于 CSP 上限时，煤电更具经济性，反之则气电优势增强。因此，CSP 可以视为气电的“价格锚”，是市场评估短期燃料替代行为的重要基准。但是**欧洲燃煤发电机组的持续退出将降低天然气和煤炭之间的燃料转换潜力**，这意味着未来天然气发电需求对天然气价格的弹性会有所降低，天然气价格的波动可能会更大。

分析天然气发电的另一核心是电力系统的边际负荷分析。由于风电和光伏发电具备高度波动性，气电在多数场景下充当剩余负载（residual load）的主力。这使得**风速/光照小时数、核电可用率、水电蓄能**成为判断气电需求的前置变量。

图 22: 2019–2025 欧洲天然气发电用电量 | 单位: MMcm/d



*统计口径包含英国、德国、比利时、法国、荷兰、意大利、奥地利、瑞士、卢森堡、爱尔兰

**数据经过 7 日平滑处理

资料来源：彭博新能源财经 华泰期货研究院

2025 年第一季度，欧洲天然气发电需求达到历史高点，原因主要包括两方面：一是风力发电异常低迷。根据数据，2025 年 2 月的风电出力创下十年新低，尤其在德国、西班牙和英国，风速低于多年均值。由于 2 月常为风电高发月，风力的骤降迫使大量 CCGT 机组顶替上网，直接推升天然气发电负荷。二是寒潮天气提升整体电力需求。2025 年一季度的多次寒潮使得供暖用电需求与光伏发电量形成反向趋势，进一步扩大“剩余负载”，天然气发电需求上升。

中长期来看，在欧盟规划的脱碳路径中，天然气发电仍会逐步被可再生能源替代。随着风光装机快速提升、分布式储能扩张、电网调度优化与氢能等新兴技术介入，天然气发电的调峰功能也会被逐渐替代。

LNG 在制氢和重型运输领域将维持一定份额

天然气在短中期内维持制氢原料主导地位

天然气重整制氢（SMR）工艺是欧洲最主要的制氢方式，占比高达 70%以上。天然气制氢具备成熟工业链和低单位成本，但过程伴随大量 CO₂ 排放，因此被称为“灰氢”。灰氢广泛应用于炼油、氨肥等化工行业、金属冶炼与电子工业。灰氢成本中，天然气原料成本约占 60%–80%。在天然气价格低迷期（如 2018–2020 年），灰氢具备极强的成本优势，甚至压制了绿色制氢的发展。2022 年后 TTF 价格飙升，推动市场关注绿氢与蓝氢替代路径。

蓝氢同样是通过天然气蒸汽重整（SMR）或自热重整（ATR）制氢，但加入了碳捕集与封存（CCS）或碳捕集与利用（CCU）技术，将过程中的 CO₂ 捕捉并封存。2022 年后，部分北欧、荷兰、英国等地已规划 CCS 制氢集群（如荷兰 Port of Rotterdam 蓝氢园区）。但 CCS 资本密集、技术成熟度有限，配套管网与封存场地存在地理约束，限制了大规模推广。短期内，欧洲氢能战略推进过程（如氢管网建设、氢港口互联等）可能支撑一定的天然气制氢需求，以弥补绿色氢尚未商业化的缺口。如德国、荷兰在 2030 年前建设“国家氢干线”过程中，需要一定量蓝氢进行“桥接”供氢——此类需求存在对天然气的局部正向拉动效应。

LNG 在重型运输与航运领域仍具吸引力

在 20 世纪 90 年代至 21 世纪初，随着欧盟各国关注城市空气质量、温室气体减排与柴油污染物（NO_x、PM）问题，天然气（CNG/LNG）作为“清洁交通能源”开始进入城市交通体系。

CNG 在公交车、出租车、垃圾车等城市车辆中被推广使用，尤其在意大利、德国、荷兰等国，形成了较为成熟的 CNG 车队体系。

LNG 主要用于重型卡车，作为柴油的替代方案在西欧及北欧逐步发展。

2010 年后，天然气在航运领域的需求显著增长，尤其是在 IMO（国际海事组织）加强对船舶硫排放的限制后，LNG 成为替代高硫燃油的低碳选择。欧洲大型港口（如鹿特丹、安特卫普、汉堡）陆续建设 LNG 加注设施。

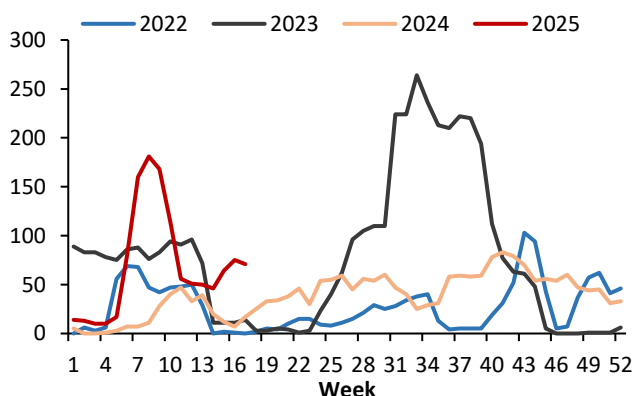
目前欧洲脱碳政策收紧、电动车加速推广以及生物燃料的发展挤压了天然气在交通领域的应用。多国政府逐步终止对 CNG 公交车的补贴，转而推动电动公交车（BEV）或氢燃料电池车（FCEV）。不过 LNG 在长途货运中的经济性仍具吸引力，LNG 作为“低碳船燃”的地位也尚未被替代，尤其在跨境运输与港口集群地区，预计其需求将维持增长。

乌克兰国内产能受损且储备见底，拉动欧洲再出口需求

根据乌克兰政府会议内容，截至 2025 年 4 月底，乌克兰已签订合同采购约 1.5 bcm 管道天然气，以补充因战事受损的国内产能和准备冬季储备。此外，乌克兰国家石油天然气公司 Naftogaz 与波兰 Orlen 达成协议，通过波兰进口 100MMcm 的美国 LNG。该公司还在与政府和国际金融机构进行谈判，以筹集 10 亿欧元的资金，用于购买超过 2bcm 的天然气。

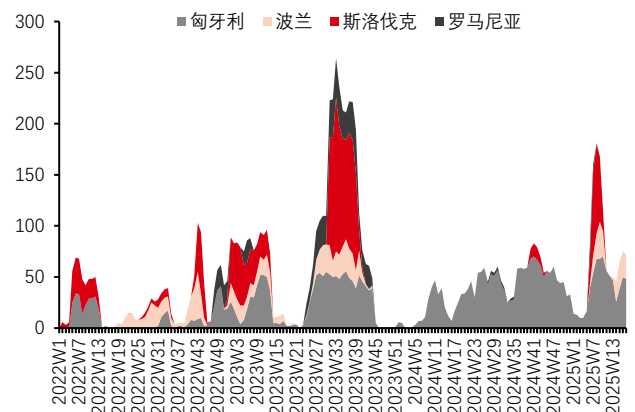
乌克兰天然气输送系统运营商前负责人 Sergei Makogon 估计乌克兰需要在 2025 年 11 月 1 日供暖季开始之前进口 5.5-6.3bcm 天然气。他认为到下一个供暖季节开始时，地下储气设施至少应有 9bcm 的储量。截止 4 月 30 日的实际储量为 0.8bcm，存在 8.2bcm 缺口。Naftogaz 董事会成员兼商务总监 Dmitry Abramovich 在 3 月下旬预计乌克兰需要在 2025 年 11 月 1 日之前进口 4.5-4.6bcm 的天然气。

图 23：2022-2025 欧洲对乌克兰输气量 | 单位：MMcm



资料来源：bruegel 华泰期货研究院

图 24：2022-2025 中东欧四国对乌克兰输气量 | 单位：MMcm



资料来源：bruegel 华泰期货研究院

根据 bruegel 数据，近四周（2025 年第 14-17 周）欧洲对乌克兰输气量超过每周 50MMcm，远高于近三年同期水平。目前匈牙利和波兰对乌克兰的输气量属于历史高位。若保持目前每周 70MMcm 的输气速度，到 2025 年 11 月 1 日之前只能进口

1.75bcm。若要在取暖季之前进口 4.6bcm，则需要平均每周 170MMcm 的输气速度，匈牙利、波兰、斯洛伐克的反向输气管道需要高负荷运行。

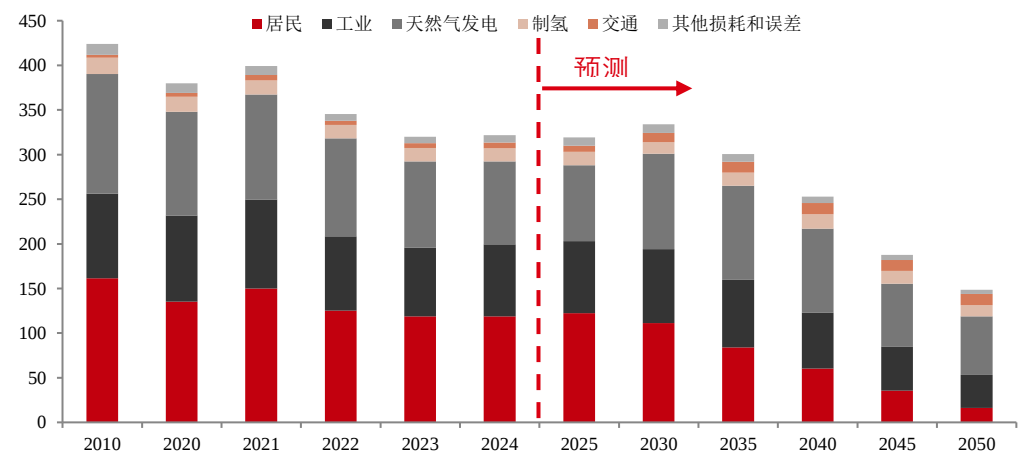
乌克兰近期的天然气采购主要依靠国际援助和多边银行贷款来融资：国家能源公司 Naftogaz 已签署欧洲复兴开发银行（EBRD）提供的 2.70 亿欧元贷款，加上来自挪威政府的 1.40 亿欧元赠款，以及通过 EBRD 危机应对特别基金（CRSF）的 1.39 亿欧元额外资助，合计约 3.69 亿欧元。此外，挪威外交部还通过“南森支持计划”提供 10 亿挪威克朗（≈8500 万欧元），专款用于天然气进口。欧盟委员会也承诺通过“乌克兰基金”协助资助天然气采购，确保 2025/26 年储备安全。乌克兰国家银行（NBU）估算，2025 年需 29 亿美元用于进口天然气。到 2026 年，天然气购买需求将逐渐下降到 11 亿美元左右，到 2027 年将下降到 4 亿美元。

欧洲天然气需求长期预测

欧洲天然气需求将长期处于下降轨道。2025-2030 年，预计天然气需求会有小幅反弹，主要驱动因素为部分煤电关停使 CCGT“兜底”发电量增加，但这种兜底性需求不足以扭转需求总量的下降趋势，天然气消费量的反弹峰值预计低于 2021 年。

此后随着可再生电力装机提升与电气化提速、工业结构调整以及建筑采暖向热泵过渡，天然气需求预计在 2030 年前后重回下降通道。2030 年-2050 年，欧洲市场的总需求将减少约 185 Bcm。居民部门、工业部门、天然气发电需求预计分别下降 95Bcm、46Bcm、41Bcm。

图 25: 欧洲天然气需求的长期走势 | 单位: Bcm



*统计口径为整个欧洲地区，不包括乌克兰

资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

LDZ 需求受热泵和建筑能效改造影响最大；尽管近期热泵补贴退坡、民众对锅炉禁售存在反弹，欧盟 Ecodesign Regulation 仍被视为明确的政策方向，即使天然气锅炉禁售从原定的 2035 推迟到 2040 年生效，LDZ 用气长期仍呈单向下行。

工业用气则在天然气高价与碳价双重压力下被电气化、蓝氢与 CCS 配套要求逐步挤出；即使欧洲工业产出继续增长，其用气量仍将持续缩水。

发电需求方面，预计到 2050 年可再生能源发电量倍增、电力需求翻番，但天然气机组主要承担日内与季节调峰而非基荷。调峰需求具有高波动性，这种波动叠加 LNG 供应的不确定性，意味着欧洲需要保留足够的储气与干线管网灵活性，以缓冲在极端天气、风光发电低谷时的供需缺口。

上述预测下需关注三大不确定性：

- **环保政策回调**：若欧盟对环保成本、供应安全让步，热泵禁售/氢能战略放缓，天然气需求有回弹风险。
- **俄气重返管道**：大规模（25-55 Bcm/y）的俄气回流会压低天然气价格、刺激部分价格敏感需求切换回天然气。
- **电力系统弹性**：大规模储能设施、绿氢机组的投运会进一步挤压燃气发电需求，反之则电网调峰能力仍依赖 CCGT，天然气需求将保持高波动。

欧洲天然气供需平衡表预测

表 2 是在基线场景下对欧洲的天然气供需情况的预测。欧洲天然气的进口格局将从“管道为主，LNG 为补充”彻底反转为“LNG 主导、管道气递减”的局面。平衡表显示，到 2030 年欧盟 27 国加上英国、挪威、瑞士所需要的 LNG 量将升至 175 Bcm 左右，约占当年总天然气供应的四成以上；至 2040 年，即便天然气需求整体下滑，LNG 仍将提供接近六成的供应份额。

与此同时，传统管道供应呈不可逆的衰减轨迹。挪威年输欧气量将在 2030 年后跌破 100 Bcm，2040 年仅余约 68 Bcm，2050 年更收窄至 35 Bcm；主要进口国阿尔及利亚在 2026 年后亦进入陡峭下降通道，2040 年降到 11 Bcm，2050 年不到 6 Bcm。其他管道气进口来源如阿塞拜疆，也只能在 2025-33 年维持 14 bcm，随后缓步下滑。除非俄罗斯管道气大规模回归，否则这些缺口只能由 LNG 与库存弥补。

天然气消费量预计在 2028 年短暂触顶后进入长期收缩，到 2050 年比 2023 年减少近一半；但随着电力系统中可再生能源发电的占比提升，寒潮期间或低风时期对天然气的需求波动更大。这种需求结构储气库保持高库存的同时提升抽注速率，否则季节价差与现货波动将愈发极端。

表 2：欧洲天然气供需平衡表基线情景 | 单位：bcm

	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E	2030E	2040E	2050E
总需求量	463	486	425	393	393	389	400	407	395	311	199
居民部门 (LDZ)	172	189	157	150	150	155	154	152	142	78	20
工业用气	106	110	93	86	90	88	92	94	90	67	39
发电用气	141	144	135	117	112	103	110	120	120	105	77
氢气生产	18	17	16	16	16	16	16	15	15	36	42
交通	6	8	7	7	8	8	9	10	12	13	13
其他损耗和误差	20	18	17	17	18	18	18	17	15	11	8
总供给量	471	469	464	412	392	400	411	428	424	343	219
生产量	202	194	206	196	196	192	187	192	199	128	71
荷兰	21	19	15	12	9	11	10	10	7	3	2
挪威	113	115	123	118	126	122	119	120	113	68	35
英国	40	33	39	36	32	29	28	28	25	13	8
其他国家	29	28	29	30	28	30	30	35	54	45	27
生物甲烷	3	3	4	4	5	5	6	6	8	15	18
进口	269	274	258	216	197	208	224	236	225	215	147
阿尔及利亚	21	34	32	31	30	31	30	28	20	11	6
俄罗斯	147	142	62	23	28	12	11	10	11	10	7
其他管道	5	12	15	16	15	16	17	17	20	19	12
LNG	96	87	149	147	123	149	167	180	175	176	123
出口	21	2	13	8	9	11	11	15	29	32	20
乌克兰	6	2	9	8	2	4	5	8	7	5	5
管道	10	-1	0	-6	1	1	0	1	17	22	10
LNG	5	0	4	6	7	6	6	6	5	5	5
库存变动	-12	-20	26	11	-9	0	0	5	0	0	0

资料来源：标普大宗 华泰期货研究院

请仔细阅读本报告最后一页的免责声明

上述供需平衡表面临三方面主要风险。首先是**欧洲自身脱碳政策可能放缓**。欧盟成员国因担心能源成本和工业竞争力，正重新评估强制热泵推广、锅炉禁售和氢燃气 CCGT 招标等措施。如果将欧盟统一锅炉禁售从 2035 年推迟到 2040 年，并把热泵年销量限制在 200 万台，2030 年天然气需求将比基线高出约 30 Bcm，2035 年高出逾 70 Bcm。这意味着 LNG 买方需要提前签订更多中长期合同，以避免在需求意外抬升时只能依赖高价现货。

第二是**俄罗斯天然气可能重新大规模进入欧洲**。若俄气对欧输送量增长回 55 Bcm/y。则 2026 年 TTF 价格可能触及 €22/MWh，接近美国 LNG 上船成本。如此低价将压缩欧美价差，迫使部分美国液化项目推迟 FID，并重塑全球 LNG 贸易流向。

第三是**亚洲需求的不确定性**。长期看，中国和印度仍是全球 LNG 需求增长主力，2024-2029 年合计增量超过 70 MMtpa。但短期波动很大，比如 2025Q1，中国 LNG 现货采购同比骤降超过 20%，直接把更多船货推向欧洲。未来中国宏观经济增速、印度电力燃料结构和日本核电重启节奏都可能随时改变亚洲买家的竞价力度，进而影响欧洲夏季注气和冬季现货价。

综上所述，欧洲天然气市场将演变为以 LNG 为核心、总量收缩而价差放大的新格局：传统管道气供给在 10 年内减少近四成，LNG 进口份额逼近六成，季节性与日内峰谷差因火电调峰和极端气候而愈发尖锐。虽然沿海各国的再气化与干线管网扩容足以覆盖 2028 年前后约 180 Bcm 的峰值需求，但高负荷运行意味着现货与月间价差仍将受限于接收站发出能力与储气库抽注速率。在这种背景下，TTF 合约的冬夏价差与波动率大概率保持高位，LNG 期货不仅是对冲欧洲日益频繁的现货价格跳升的必要工具，也为策略性捕捉区域溢价（亚欧套利、欧美价差）提供了更大弹性；投资者须重点关注欧盟热泵与氢战略节奏、俄气潜在回流以及亚洲需求这三大外生变量。

免责声明

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、结论及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，投资者并不能依靠本报告以取代行使独立判断。对投资者依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华泰期货研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权力。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。

华泰期货有限公司版权所有并保留一切权利。

公司总部

广州市天河区临江大道1号之一2101-2106单元 | 邮编：510000

电话：400-6280-888

网址：www.htfc.com