

天然气市场报告，2025 年第一季度

iea



国际能源机构

IEA考察了能源问题的整个谱系，包括石油、天然气和煤炭的供应与需求、可再生能源技术、电力市场、能源效率、需求侧管理的可及性以及更多内容。

能源领域，更多成果。通过其工作，IEA 倡导政策以增强其32个国家在能源领域的可靠、可负担和可持续性。

成员国，1 and

3 协会 C 超越。

are

本出版物及其内含的任何地图均不涉及对任何领土地位或主权、国际边界和疆域划分以及任何领土、城市或区域名称的认定。

修订版，2025 年 1 月信
息通知：[www.iea.org /
corrections](http://www.iea.org/corrections)

来源：国际能源署。国际
能源署网站：www.iea.org

IEA 成员国：

澳大利亚 奥地利 比利时 加拿大 捷克共和国 丹麦 爱沙尼亚 芬兰 法国 德国 希腊 匈牙利 爱尔兰 意大利 日本 韩国 拉脱维亚 立陶宛 卢森堡 墨西哥 荷兰 新西兰 挪威 波兰 葡萄牙 斯洛伐克共和国

西班牙 瑞典 瑞士 蒂尔基耶共和国 英国 美国

欧盟委员会还参与了 IEA 的工作

IEA 协会国家：

阿根廷 巴西 中国 埃及 印度 印度尼西亚 肯尼亚 摩洛哥 塞内加尔 新加坡 南非 泰国 乌克兰

Abstract

全球天然气消费在2024年恢复结构性增长，达到历史最高水平。预计2025年天然气需求将进一步增加，主要受到快速增长的亚洲市场推动。与此同时，全球天然气供需平衡依然脆弱，供应方持续紧张，地缘政治紧张局势继续推高价格波动。尽管自2025年1月1日起经乌克兰输送的俄罗斯管道天然气中断不应立即对欧盟的供应安全构成风险，但这一变化可能会增加欧盟的液化天然气（LNG）进口需求，并在今年收紧市场基本面。

本版季刊 *天然气市场报告* 由国际能源署（IEA）提供的报告对2024年的市场发展进行了详尽的回顾，并展望了2025年的前景。作为IEA低排放气体工作计划的一部分，该报告还包括一个专门讨论生物甲烷、低排放氢气和e-甲烷相关政策和市场发展的部分。

当前的天然气市场环境凸显了负责任的生产者和消费者需要共同努力以强化安全可靠的全球天然气供应体系的重要性。为此，国际能源署（IEA）于2024年底建立了永久性的天然气和可持续气体安全工作组（GWP），该工作组基于国际能源署长期开展的天然气安全活动，包括天然气及清洁能源市场监控和供应安全工作组的工作。

目录

执行摘要。5 2024 年主要天然气政策和市场趋势。10 天然气市场更新。27 低排放气体。64 附件。77.

执行摘要

全球天然气需求在 2024 年达到历史新高，平衡仍然脆弱

Following the 2022/23供应冲击，天然气市场逐渐实现了再平衡，并在去年恢复了结构性增长。**全球天然气需求创历史新高** 2024 年，预计将在 2025 年进一步扩张，主要受到亚洲一些快速增长市场的支持。同时，**全球天然气市场平衡仍然脆弱**。液化天然气(LNG)产量保持低于平均水平的增长**供应紧张**，而**极端天气事件**增加了市场压力。**地缘政治紧张局势**继续推动价格波动。虽然**俄罗斯停止通过乌克兰的管道天然气运输**在2025年1月1日不会对欧洲联盟构成紧迫的供应安全风险，但可能会增加2025年的液化天然气进口需求并使市场基本面趋紧。

是全球趋势的主要驱动力，并几乎满足了45%的需求增长。欧洲工业气体需求有所温和复苏，但仍远低于危机前的水平。

天然气继续在各个领域取代石油和石油产品。这一趋势得到政策、法规和市场动态的支持。在**中东**，2024 年电力部门的油气转换继续进行。在公路运输方面，**快速在中国扩大液化天然气燃料卡车的规模** - 2024 年创纪录的销售 - 导致那里的柴油需求降低。使用液化天然气作为**加油燃料**也在日趋严格的航运排放规定背景下预计会有所增加。这些领域中油品和油产品被替代的趋势预计将在中期内持续。

亚太地区和天然气的工业用途是更高需求的主要驱动因素

初步数据表明**天然气消费量增长 2.8%**，或1150亿立方米 (bcm)，较上年同期 (y-o-y) 增长，在2024年超过了2010年至2020年间2%的平均增长率。初步估计显示，天然气在2024年满足了全球能源需求约40%的增长——这一比例高于任何其他燃料。这一相对强劲的增长主要归因于亚太地区，该地区在持续经济增长的推动下，占2024年新增天然气需求的近45%。天然气用于**工业和能源行业自身的需求**

极端天气事件凸显了天然气供应灵活性在确保热力和电力安全方面的重要作用。

The **天然气需求敏感性** 天气模式的变化，包括寒流和热浪，正在增加。气候变化正在推动**更多极端天气事件**，而在具有**可变可再生能源的份额不断增长**，在风能和/or太阳能输出较低时，天然气发电越来越扮演着重要的备用角色以确保电力供应安全。

在 **美国**，天然气需求飙升至每天 3.9 亿立方米的历史新高 **冬季风暴希瑟** 在2024年1月。居民和商业部门的天然气需求在11日至16日之间上升了70%，由于气温低于平均水平导致空间加热需求增加。同期，以天然气为燃料的发电厂的发电量增加了超过40%，占新增发电量的近80%。

In **印度**，**强大的热浪** 在2024年夏季，天然气发电量升至多年以来的高位。印度5月至7月期间，电力部门的天然气需求同比增长了32%，主要原因是更高的制冷需求增加了用电量。增量天然气需求主要通过增加液化天然气（LNG）进口来满足。

在南美洲，**巴西和哥伦比亚** 面临去年极端干旱的问题，这限制了他们的水电输出，并大幅增加了天然气发电厂的需求，大部分新增的天然气需求通过液化天然气（LNG）来满足。

In **Europe**，**慢速风速** 在2024年11月上半月，风力发电量同比出现显著下降。天然气发电厂在电力系统中发挥了关键作用，通过将输出增加近80%来提供备用支持。更高的天然气需求主要通过加大储气库的提取量来满足。

这些事件凸显了 **仔细评估对资产的投资，以确保天然气的安全交付**，包括天然气储存，以及开发允许更大供应灵活性的机制。

天然气供应紧张的基本面预计将持续到 2025 年，拖累全球需求增长

全球 LNG 供应 2024 年增长 2.5%(或 13 亿立方米)，远低于 2016 年至 2020 年 8% 的平均增长率。**项目延误**，与 **原料气供应问题** 在某些 legacy 生产商（包括安哥拉、埃及和特立尼达和多巴哥）的影响下，液化天然气生产增长受到抑制。然而，**它将在 2025 年加速到 5%，或刚刚超过 25 亿立方米** 在预期的多个大型液化天然气（LNG）项目启动和扩产过程中，特别是在北美地区。这包括 Plaque mines LNG 项目的第一阶段（该项目于2024年12月装载了首船液化天然气），Corpus Christi Stage 3 扩建项目，以及 LNG Canada 项目。**非洲和亚洲** 预计还将为 2025 年的液化天然气供应增长做出贡献。**俄罗斯北极 LNG 2 项目** 由于制裁，在当前预测中不被视为坚定的液化天然气供应来源。

天然气供应的增长预计将以部分抵消的方式被俄罗斯通过管道向欧洲输送的天然气量下降所影响。该预测假设 **今年剩余时间内没有俄罗斯通过乌克兰输送管道天然气**。我们的评估表明了这一点 **不应构成直接的供应安全风险** 对欧盟成员国而言，鉴于其充足的存储能力、中游互联互通以及接入全球液化天然气市场的便利。但 **摩尔多瓦的脆弱性**

— 在俄罗斯通过管道供应天然气暂停之前宣布了为期60天的紧急状态——其面临的挑战显著增大，需要与区域内的伙伴进行密切合作。

合作伙伴确保整个冬季的能源供应安全。在 **德涅斯特河沿岸地区** 自 1 月 1 日起，住宅消费者的热量和热水供应已经削减。

乌克兰过境全年将停止 **减少俄罗斯管道燃气供应** 与 2024 年相比，2025 年到欧洲约 15 亿立方米。值得注意的是，**欧盟的天然气库存水平** 已经在 2025 年初下降了 15bcm 年同比，可能在夏季增加需求以补充存储站点。这些因素综合起来，可能在今年 necessitate 更高的欧洲 LNG 进口量，从而收紧全球天然气供需平衡。

由于市场基本面趋紧，**全球天然气需求增长预计将放缓至 2% 以下** 在 2025 年。与 2024 年一样，增长将是 **主要由亚洲驱动**，预计这将占天然气需求增量的近 45%。

低排放气体继续受益于广泛的政策支持范围

本版季刊 **天然气市场报告** 提供了与以下方面相关的关键政策和市场发展的概述 **低排放气体**，它可以在天然气供应链和更广泛的能源系统的脱碳中发挥重要作用。
全球生物甲烷产量 增加至估计增长 15%，达到超过 100 亿立方英尺 (bcm)，增长主要由欧洲和北美引领。补贴和支持机制 **低排放氢气**

在 2024 年变得更加强劲，尽管项目开发和最终投资决策仍然相对温和。

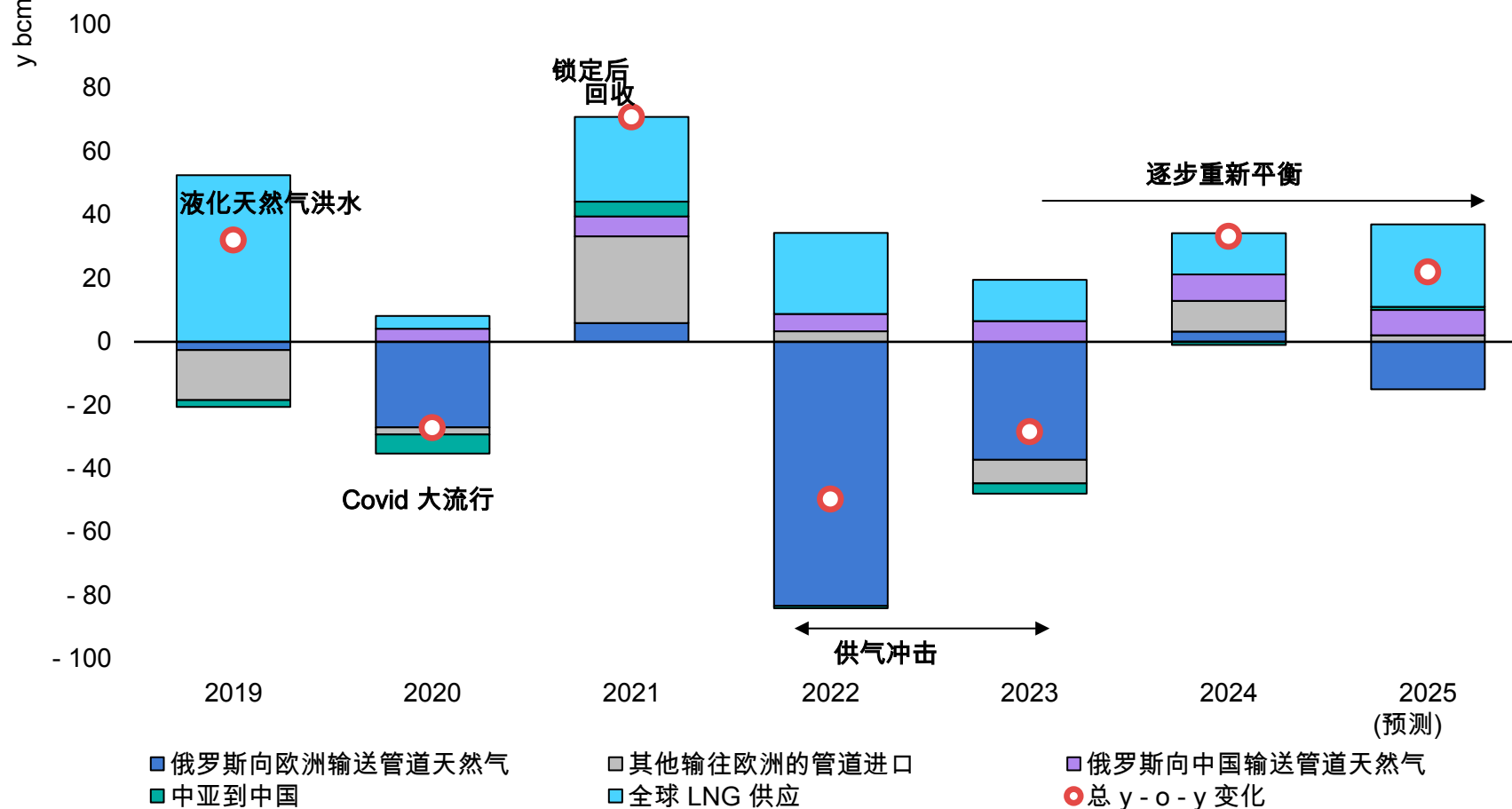
天然气和液化天然气供应安全方面的国际合作正在加强

随着紧张的天然气市场状况和地缘政治紧张局势的持续，**国际能源机构呼吁加强国际合作** 加强天然气供应安全。负责任的生产者和消费者需要共同努力加强 **安全可靠的全球天然气供应架构**。2024 年推出了一系列新的举措，旨在提高天然气和液化天然气市场的透明度、数据交换以及合作机制。这包括 **全球预警机制** 由欧盟和日本建立。

在 IEA 在天然气供应安全方面的长期工作的基础上，IEA 于 2024 年底建立了永久性的 **天然气和可持续气体安全工作组 (GWP)** 在紧急问题工作组的指导下，该工作组旨在促进成员间的数据和信息交换，并推动生产者与消费者之间的对话。2025 年 4 月，IEA **能源未来国际峰会** 将召开一个 **安全**，由英国政府主办。峰会将探讨与能源安全相关的传统和新兴风险，包括天然气方面的问题。

天然气供应紧张的基本面预计将持续到 2025 年

2019 - 2025 年主要管道天然气贸易和全球液化天然气供应同比变化



2024 年主要天然气政策和市场趋势

2024 年，所有主要市场的天然气价格都有所下降。

在2022年创下历史最高点之后，天然气价格在2023年所有关键市场中显著 moderation。这一趋势在2024年继续延续，尽管有所波动。欧洲和亚洲现货价格仍远高于历史平均水平，而在下半年，市场基本面趋紧推动天然气价格上升。亚洲和欧洲价格之间的相关性达到了历史最高水平，反映了天然气市场日益全球化的性质。

In Europe 天然气月前价格在2024年较2023年下降了超过15%，平均达到每百万英热单位11美元，仍超过2016年至2020年间五年平均水平的两倍。持续的需求减少，加上高库存水平和供应基本面改善，对天然气价格施加了下行压力。尽管2024年的价格波动性从2022年和2023年的高位有所缓解，但全年平均波动性仍高达约50%，比2010年至2019年的十年平均水平高出50%。有限的液化天然气供应增长、地缘政治紧张局势以及俄罗斯管道天然气交付的不确定性，全年不断推动价格波动。

亚洲液化天然气现货价格 遵循相似的趋势。Platts JKM价格在2024年较2023年下降了14%，平均值接近每百万英热单位12美元，几乎是2016年至2020年间五年平均值的两倍。来自欧洲的LNG竞争减弱导致价格在2024年有所软化。价格波动性依然较高，2024年的平均水平为40%，比2010年至2019年的十年平均值高出90%。

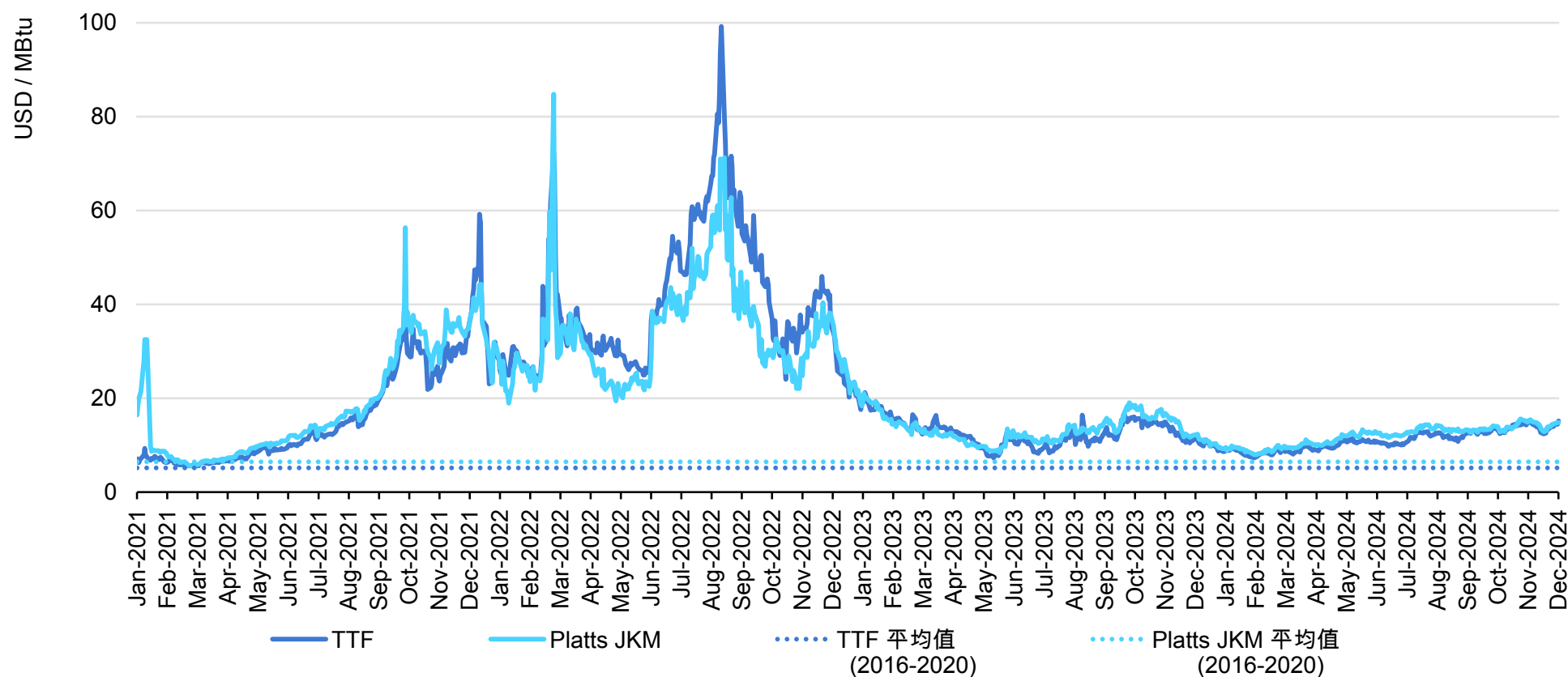
高度波动反映了紧张的供应基本面、地缘政治紧张局势以及由于巴拿马运河拥堵导致的更长航线。石油指数液化天然气合同在 11 - 13 美元 / MBtu 的估计范围内波动，接近 2023 年的水平。

Platts JKM 恢复了对 TTF 的溢价 在2023年下半年，平均价格为每百万英热单位0.9美元，高于2024年的TTF价格。由于欧洲库存水平较高且需求持续减少，TTF价格低于JKM价格。这激励了更多的液化天然气 (LNG) 流向亚洲市场，2024年亚洲市场的LNG交付量增加了9%，而运往欧洲的交付量则比2023年减少了约18%。尽管亚洲和欧洲市场均表现出强烈的波动性，TTF 和 Platts JKM 之间的相关性升至 0.95 的历史新高 这反映了地区市场日益交织的本质，尤其是在灵活目的地LNG供应份额不断增加的情况下。此外，历史低位的现货LNG运输费率也促进了更强的互联互通性。

在美国 亨利 hub 月前价格与2023年相比下降了9%，平均值为2.4美元/百万英热单位 (MBtu)，这是自2020年以来的最低年度平均值。强劲的相关天然气产量和第一季度温和的冬季温度在一定程度上缓解了美国天然气价格。价格波动保持在较高水平，这得益于天然气在电力发电中所占份额的增加。

尽管仍远高于亚洲和欧洲的历史平均水平

2021 - 2024 年亚洲和欧洲主要市场天然气价格

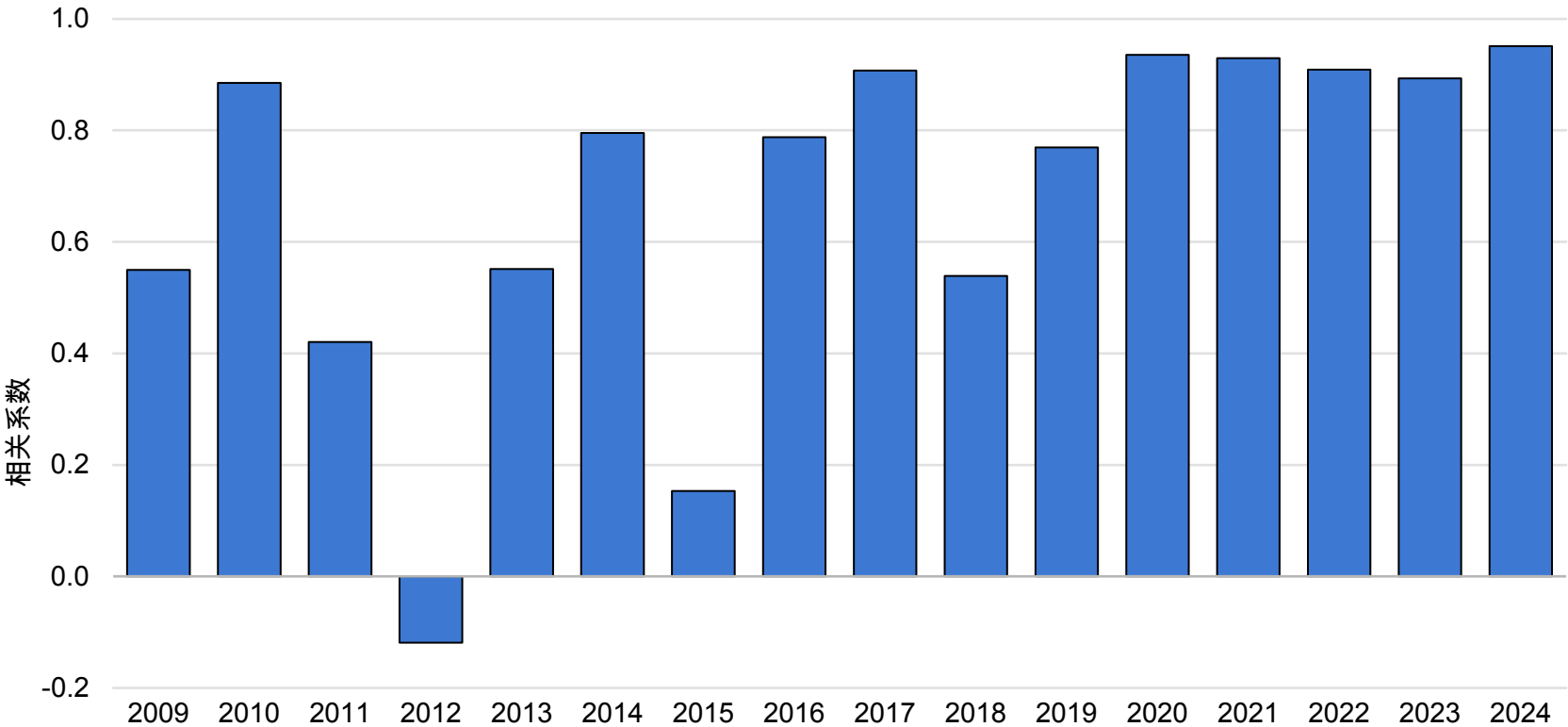


IEA. CC BY 4.0。

注：TTF 和 Platts JKM 平均价格以 2016 - 2020 年为参考期。来源：IEA 分析基于 CME Group(2025 年)，[荷兰 TTF 天然气月期货结算](#)；标准普尔全球公司(2025 年)，[标准普尔全球商品洞察](#)

TTF 与亚洲现货 LNG 价格的相关性在 2024 年升至历史新高

Annual 2009 - 2024 年 TTF 月前与 Platts JKM 价格之间的相关性



IEA. CC BY 4.0。

来源：IEA分析基于CME集团（2025）的荷兰TTF天然气月期货结算数据；标普全球公司（2025），标普全球商品洞察。

2024 年全球天然气交易量升至历史新高

天然气枢纽 使市场参与者能够在开放的、竞争性的天然气市场上交易天然气。交易的产品范围从短期合同到交付期限在数年以上的衍生品。衍生品使市场参与者能够制定复杂的风险管理策略。**枢纽流动性** 确保以高效和成本节约的方式使市场参与者的需求与供应相匹配，而不引起显著的价格变动。**流失率** 表明市场流动性通过衡量单位天然气在交付给最终消费者之前被交易的次数来实现。通常，周转率超过10表明市场具有较高的流动性。

在2022年因保证金要求大幅上升导致枢纽流动性下降之后，天然气交易量在2023年开始恢复。这一趋势在2024年继续延续。**所有主要市场的天然气交易量和流失率均升至历史高位**，这强劲的增长得益于多个因素。保证金呼吁继续趋于温和，这减少了持仓相关成本，并相应地支持了更高的交易量。在地缘政治紧张局势加剧的情况下，持续的供应不确定性也为中游电力公司和贸易公司提供了额外的动力，以沿期货曲线对冲其位置。区域天然气市场的日益互联互通也支持了更多的交易活动，全球资产组合参与者正在积极在区域外的枢纽进行对冲。

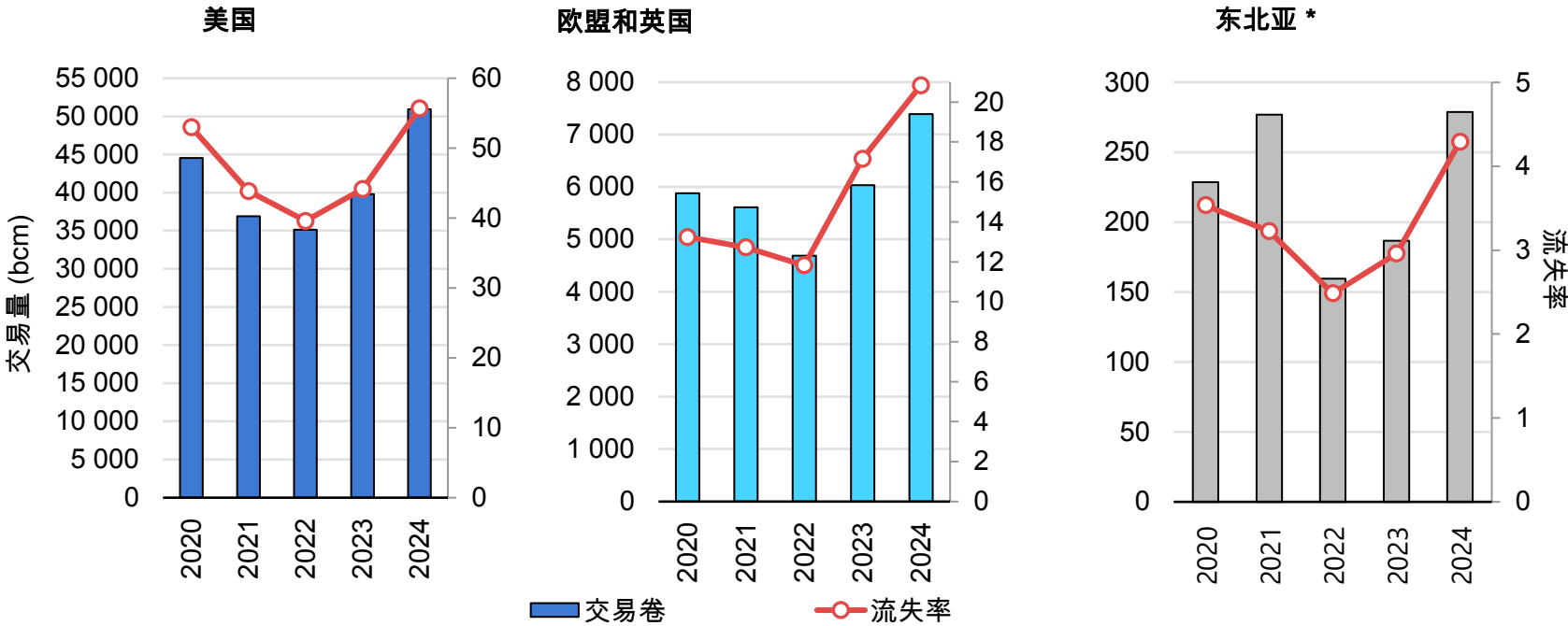
物理交割。算法交易与人工智能的结合可能也促进了交易量的增加。

在 **美国** 天然气交易量 **亨利集线器** rose 28% in 2024 to their highest level in IEA records. 在2024年，该指标上升了28%，达到了IEA记录中的最高水平。The churn rate averaged 55 in 2024, its highest level since at least 2014. 平均换手率为55，这是自至少2014年以来的最高水平。Lower gas prices in 2024 reduced the costs associated with trading, while the rising short-term variability of gas-to-power demand provided additional incentives for gas trading. 由于2024年的天然气价格下降，交易相关的成本降低，而天然气到电力需求的短期波动性增加为天然气交易提供了额外的动力。As reported by CME Group, the share of gas trading originating outside the United States rose to a record 25% on Henry Hub in the first ten months of 2024. 根据CME集团的报告，在2024年前十个月，亨利 hub 上源自美国以外地区的天然气交易份额上升至历史最高的25%。This highlights the growing role of Henry Hub as a hedging venue used by global portfolio players, focused on LNG. 这一数据突显了亨利集线器作为全球投资组合玩家寻求套期保值的重要作用，特别是在液化天然气(LNG)领域。这一增长主要得益于 **荷兰 TTF** 因此，其在欧洲天然气贸易中的份额在2024年稳固上升至约80%。合并的欧盟和英国天然气市场的流通率同比上涨超过20%，达到平均值超过20%，创下历史最高水平。

In **Asia** 交易 **ICE JKM** 衍生品在2024年大幅上涨近50%，这得益于更强的现货LNG采购活动和更加明显的套期保值活动。尽管JKM地区的换手率仍保持较低水平，但相比2023年有所改善，上升至超过4。

2024 年，所有主要市场的枢纽流动性都有所上升

2020 - 2024 年主要天然气市场的估计交易量和流失率



IEA. CC BY 4.0。

* 基于 ICE JKM 交易量。东北亚 = 中国、日本和韩国。来源：IEA 基于各种来源的分析，包括 CME (2025)，[交易量和未平仓利息](#)；ICE (2025)，[报告中心](#)；伦敦能源经纪人协会 (2025)，[月度产量报告](#)。

在中东的领导下，2024 年强劲的液化天然气合同活动继续

The LNG market has continued to gain flexibility and liquidity. 目的地灵活性较高的合同成交量占总活跃合同成交量的比例持续增加。¹ 从2016年的30%增长到2024年的48%，portfolio 玩家作为买家的比例从2016年的26%上升到2024年的42%。portfolio 玩家采购来自不同来源的LNG供应，并通过长期和现货合同转售给客户以满足其需求。LNG采购活动持续展现出强劲的增长势头。2024年的合同量达到68bcm/年，比2023年增加了27%。包括预前财务决策（pre-FID）项目时，2024年的签约量达到了83bcm/年。2022年至2024年间平均年度签约量包括预前财务决策项目为88bcm/年，相较于2019年至2021年间平均年度签约量增长了15%。

在供应侧，中东是合同量减少的主要驱动力，占2024年签署的后-FID项目合同量的55%（或37 bcm/yr）。自2023年起，卡塔尔一直是推动合同活动的主要力量，其合同量份额达到最大值（38%）。组合玩家占30%（或20 bcm/yr），与2023年签署的合同量相比有显著增加。北美占8%（或

在签约的体积中，有6 bcm/年来自post-FID项目，这占了总签约体积（包括pre-FID体积）的25%（或21 bcm/年）。

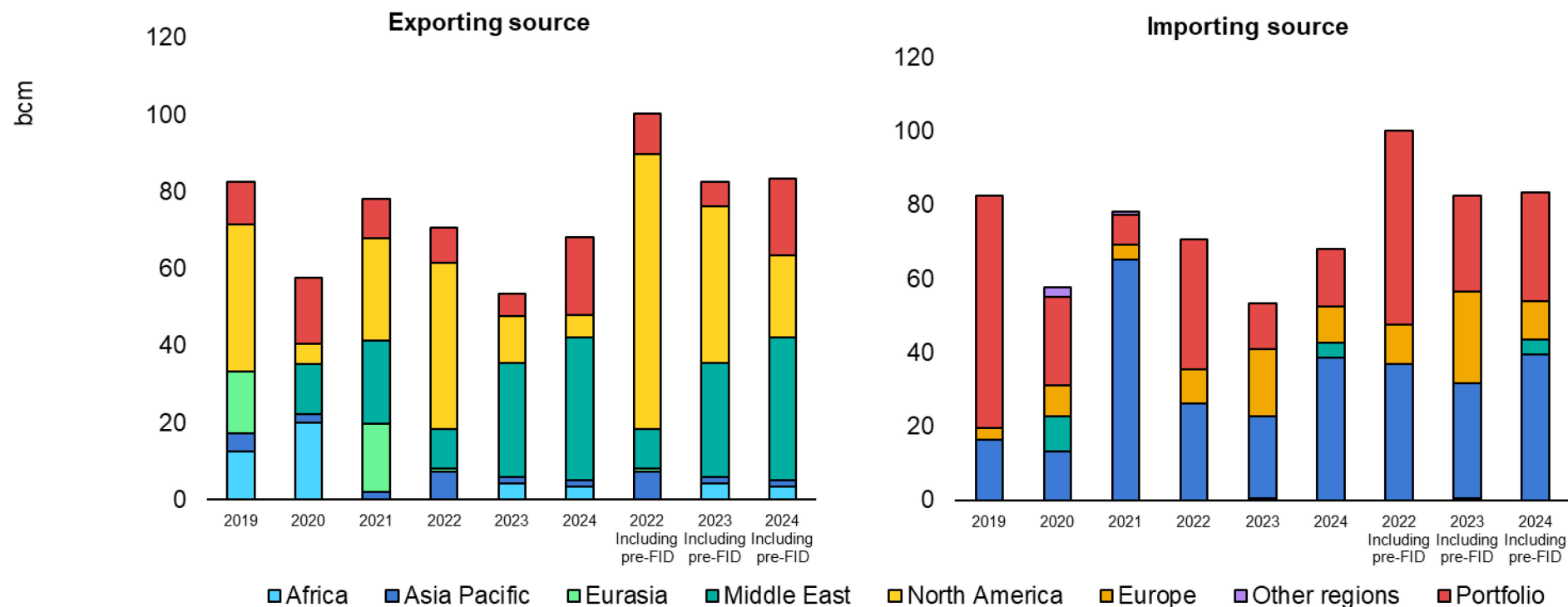
在进口方面，亚洲买家继续主导合同 volume 的份额。2024年，亚洲占签约给后-FID 项目 volume 的 57%（约 39 bcm/yr）。其中，印度占合同 volume 的 40%，是亚洲买家中份额最大的，超过了此前从 2021 年到 2023 年份额最大的中国（约占 70%）。组合玩家购买的 volume 达到 16 bcm/yr（约 23%），较 2023 年增长了 24%。相反，欧洲买家购买的 volume 为 10 bcm/yr（约 14%），较 2023 年下降了 46%。

长期协议（有效期十年及以上）在2024年总签约量中的份额超过80%，这表明自2018年起长期协议份额逐步增加的趋势在2024年继续延续。此外，2024年与后-FID项目相关的签约量平均持续时间超过14年。确保长期液化天然气（LNG）合同可以是保障未来能源安全并减轻未来市场价格波动相关风险的一种方式。

¹ 目的地灵活性仅作为参考用途，在缺乏明确信息源的情况下假设使用。目的地灵活合同通常基于FOB（船上交货）运输安排。

在进口方面，亚洲买家一直在推动新的液化天然气协议

2019 - 2024 年各年度签合同量按进出口来源划分



IEA. CC BY 4.0。

注：用于分析的合同化体积与已通过最终投资决策（FID）的确认出口项目相关。2024年的体积是指截至2024年12月底签署的体积。“组合”体积是由市场参与者签订的，该参与者可能从一个或多个地区采购产品以履行合同义务。

资料来源：基于 ICIS (2025) 的 IEA 分析 [ICIS 液化天然气边缘](#)

政策和市场动态继续支持 2024 年油气转换

天然气越来越多地取代了各个领域的石油和石油产品。这一趋势得到政策、不断发展的监管框架和市场动态的支持。在**中东**天然气在电力部门的作用在过去十年中不断增大，2024年石油向天然气的转换继续由伊朗、伊拉克、科威特和沙特阿拉伯推动。在道路交通领域，天然气快速大规模的应用继续扩大。**LNG 卡车在中国** - 2024 年创纪录的销量 - 导致中国柴油需求下降。使用液化天然气作为**加油燃料** 预计将随着日益严格的排放法规而增加。根据当前订单情况，液化天然气 (LNG) 燃料船舶的数量预计将在2028年几乎翻一番，超过1200艘 (不包括LNG运输船)。中期内，电力部门和长途运输领域石油及石油产品的替代将持续进行。

中东

沙特阿拉伯 是世界上最大的电力用油用户，每天在其发电厂燃烧约110万桶液体燃料。该国的液态替代计划旨在将电力结构中的油替换为天然气和可再生能源各占一半的混合比例。阿美公司将2030年天然气生产目标上调了60%，从2021年的水平增长，这一调整主要受到贾富拉盆地天然气项目的影响。此外，沙特阿拉伯启动了其天然气传输项目的第三阶段。

电网扩展，并在2024年有超过8吉瓦的新CCGT容量正在建设中，另有28吉瓦正在开发中。

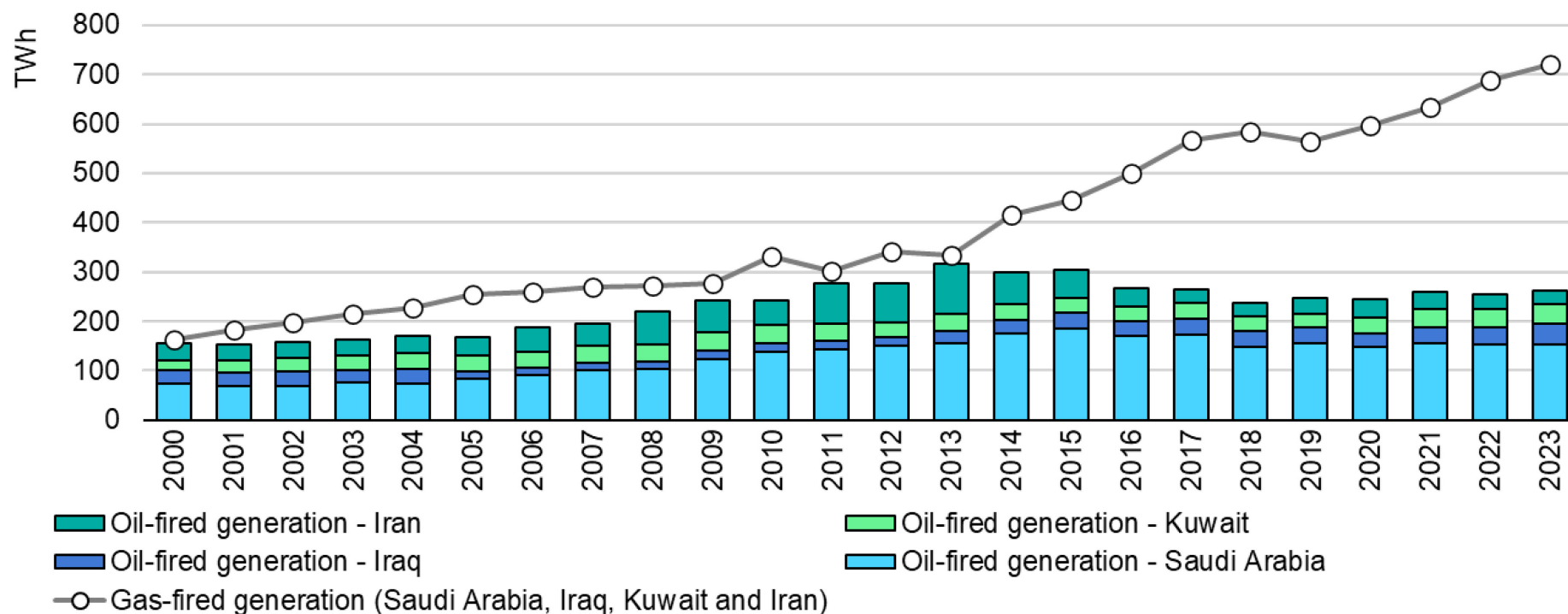
Iraq 自2010年代初以来，该国在减少天然气放空方面取得了缓慢而稳定的进展，但截至2024年中，其仍仅捕获了总计天然气产量的65%，每年仍有12亿立方米的天然气被放空。2024年初，伊拉克承诺从2024年5月至12月减少用于发电的原油燃烧，以履行OPEC+的义务，并且政府所有的南天然气公司宣布了一项加速天然气利用计划，旨在到2028年最大化天然气捕获量并减少电力部门的石油使用。

科威特 面临电力短缺问题，在该国近45%的电力是由石油发电的背景下。政府计划到2028年新增12吉瓦的发电能力 (其中9吉瓦为天然气发电)。然而，截至2024年第三季度，仅约1吉瓦的联合循环燃气轮机 (CCGT) 容量获得批准。

Iran 在2024年11月，禁止在三个大型发电厂使用 Mazut (一种污染严重的重质燃料油)，这些发电厂的总容量为4.5 GW，以改善空气质量。禁令实施后不久便出现了电力短缺和轮流停电的情况，这引发了对未来几个月内伊朗所有使用 Mazut 的14个发电厂停止使用该燃料的疑虑。

燃料转换：天然气发电增长，而石油在中东主要经济体停滞不前

2000 - 2023 年沙特阿拉伯、伊拉克、科威特和伊朗的石油和天然气发电



IEA. CC BY 4.0

注：伊拉克2023年的数据为估算值。来源：IEA分析基于Ember (2025) 的年发电量数据；JODI (2025) 的天然气世界数据库；JODI (2025) 的石油世界数据库。

政策信号支持 LNG 在中国公路运输，但燃料价格动态仍然是关键

在2024年，中国重型道路运输燃料的需求出现了两个关键趋势，这表明了该领域的潜在转变。这些趋势对天然气需求的增长具有重要影响。首先，道路运输柴油需求的增长速度放缓——柴油仅用于重型车辆（HDV）；其次，液化天然气（LNG）动力卡车在中国HDV车队中的份额显著上升。这些趋势之间存在联系，但考虑到燃料经济性作为驱动力已经显示出波动性，要想继续推动天然气在道路运输中的使用，可能需要更强的政策支持。

在中国，多年来政府不断出台日益严格的道路运输排放标准，有助于减少所有道路车辆段的污染和温室气体排放。第六套排放标准——国六（China VI）于2018年发布，并分阶段实施至2023年中，重点针对重型柴油车（HDV）段，因其是道路运输排放的主要贡献者。柴油卡车制造商已调整其产品以符合相关规定，但政策框架也为替代驱动解决方案，如电动和天然气发动机，打开了大门。

作为燃料，以及其他政策文件 - 包括 [关于改善绿色和低碳能源转型的机构机制和政策措施的意见](#) 发表于2022年——提出了在交通运输中推广天然气的政策。然而，在一个有利于推广天然气作为道路运输燃料的政策环境逐渐形成的同时，经济因素仍然是推动天然气在重型卡车领域渗透的主要驱动力。

液化天然气（LNG）动力卡车的销售在2023年和2024年加速增长，与此同时，LNG价格降至与柴油具有竞争力的水平。然而，随着2024年下半年LNG价格再次上升至柴油切换点以上，新LNG卡车的注册数量立即大幅下降，这表明车辆购买决策对短期运营成本考虑仍然非常敏感。此外，LNG卡车销售仍受到加气基础设施可用性的限制，而加气基础设施的建设高度依赖于地方政府和省级层面实施国家指导方针的情况。最终，当局在建设LNG加气基础设施方面的决策得到了经济因素的支持，即可以负担得起的天然气供应的可用性。鉴于LNG与柴油价格竞争力的波动性，运输需求对天然气的持续增长可能需要更强的政策支持。

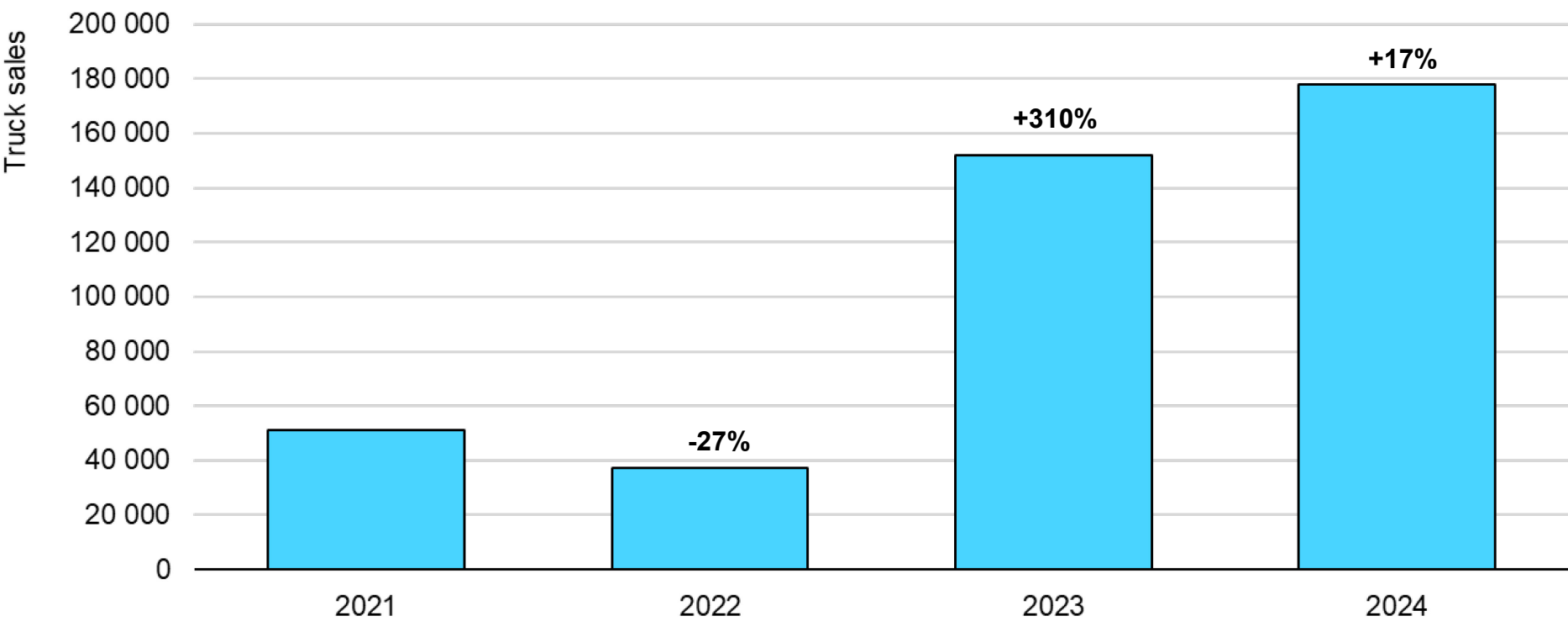
最新的国家发展和改革委员会(NDRC)

[天然气利用管理办法](#)

2024 年 6 月将 HDV 运输归类为液化天然气的优先部门

2023 年和 2024 年的液化天然气卡车销量仍比上年水平高出倍数

2021 - 2024 年中国 LNG 动力卡车销量



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：IEA 基于 CVWorld (2025) 的分析。

更严格的环境法规推动液化天然气动力船舶订单激增

海运业正经历一场重大转型，驱动这一变革的是降低温室气体排放和遵守更为严格的环保法规的迫切需求。

2023 年推出的 **IMO 碳强度指标 (CII)** 是一种强制性的运营评级系统，以 CO₂ 的形式衡量船舶的效率² 每单位运输工作产生的排放量。类似于建筑的能源效率标签，CII（船用能效指数）根据船舶的年度效率比率（AER）将其评级从A（最佳）到E（最差）。年度效率比率（AER）是通过计算船舶的CO₂ 排放及其运输工作，考虑的因素包括货物容量和行驶距离。CII规定激励船运营商改进运营实践并投资于提高燃油效率的技术。评级较差的船舶可能面临潜在的后果，包括在某些区域限制其运营能力。

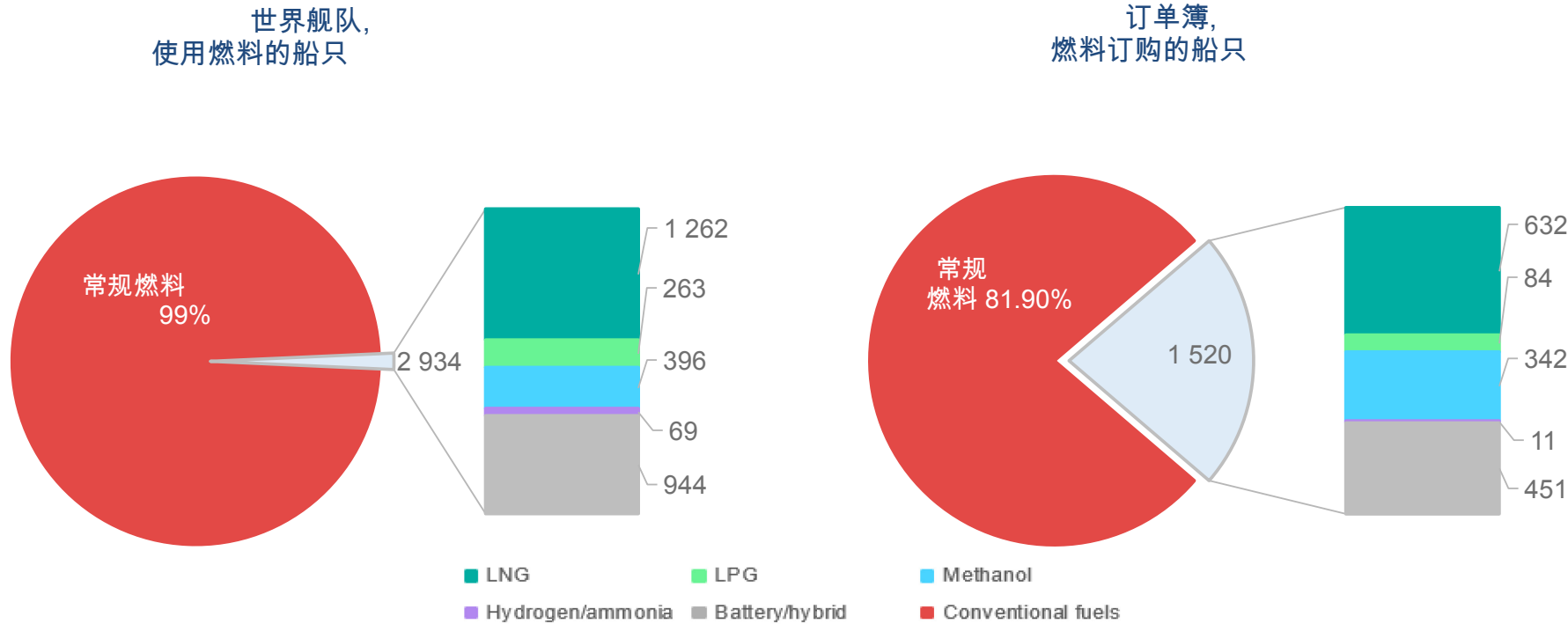
The **欧盟排放交易体系 (EU ETS)** 是一种基于市场的机制，旨在遏制来自各个行业（包括海运运输）的温室气体排放。欧盟排放交易体系（EU ETS）自2024年1月1日起扩展至海运运输排放，并要求在欧盟运营的航运公司购买配额以覆盖其CO₂排放。² 排放。随着时间的推移，可用的配额数量逐渐减少，迫使公司减少排放或通过欧盟排放交易系统（EU ETS）购买额外的配额。该机制为减少排放提供了财务激励。

航运公司减少碳足迹。碳强度较低的公司（排放较少的 CO₂ 每单位运输工作）将需要更少的配额，从而降低成本。这项规定预计将进一步推动海运业采用更清洁的燃料和技术。

将于 2025 年生效，**FuelEU 海事** 是欧盟的一项规定，直接针对在欧盟境内运营的船舶所使用的燃料的碳强度。它为船舶设立了逐步递进的生命周期温室气体排放减少目标，本质上要求随着时间的推移使用更清洁的燃料。

这些法规的综合效果导致对使用替代燃料推进的船舶需求急剧增加。目前可用的减少航运碳排放的解决方案包括 **LNG** 和 **甲醇**。液化天然气由于其低 NO_x 而受到欢迎^x，SO_x^x 并且适用于PM排放，但面临甲烷滑脱和存储要求的挑战。甲醇由于易于处理和双燃料能力正在获得青睐，尽管其能量密度较低。长期来看，正在开发的选项包括 **氨和氢**，没有直接的 CO₂ 排放物但面临存储、安全和基础设施开发的挑战。目前，液化天然气（LNG）动力船舶占新订单的一半左右，2024年的订单量增加了106%。到2028年，液化天然气燃料船舶的数量预计几乎翻倍，超过1200艘。

未来的航运市场依赖于更多样化的燃料，液化天然气是其中的重要组成部分



IEA. CC BY 4.0。

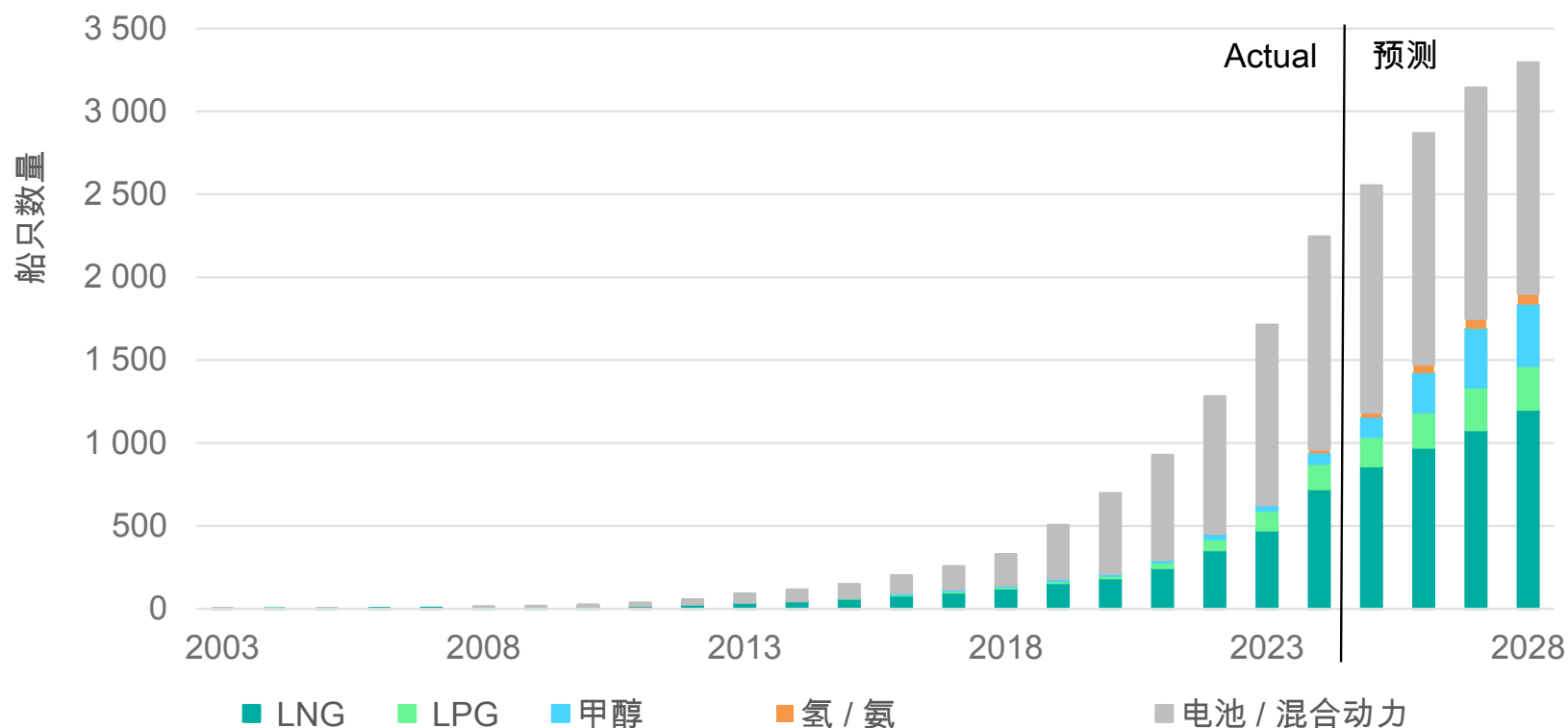
(2024 年 11 月 19 日访问)。

资料来源：基于 DNV (2024) 的 IEA 分析， [航运业的替代燃料见解 - AFI 平台数据](#)

免责声明：此类文件中所述的立场或观点仅属于作者，并不一定代表DNV和/或第三方数据所有者的观点。

到 2028 年，订购替代燃料的船舶数量急剧增加

2003 - 2028 年世界船队使用替代燃料的增长



IEA. CC BY 4.0。

注：LNG 运输船不包括在 LNG 数据中。2024 年 11 月 19 日访问。

资料来源：基于 DNV (2024) 的 IEA 分析，[航运业的替代燃料见解 - AFI 平台数据](#)（免责声明：此类文件中表述的立场或观点仅属于作者个人，并不一定代表 DNV 及其第三方数据所有者的观点。）

天然气和液化天然气供应安全方面的国际合作正在加强

2022/23年的天然气供应冲击从结构上转变了天然气市场。俄罗斯天然气供应的大幅减少降低了欧洲优化灵活管道气流和液化天然气进口的能力，从而大大削弱了欧洲作为全球平衡市场的角色。

国际能源署呼吁

在这种新的背景下，

加强国际合作 为了增强天然气供应安全。负责任的生产者和消费者需要共同努力，在日益加剧的地缘政治紧张局势中强化安全可靠的全球天然气供应架构。2023年和2024年启动了多项新举措，旨在提高市场透明度、促进数据交换，并通过支持联合采购LNG的合作机制来加强合作。

欧盟和日本启动全球预警机制

在2023年，能源危机之后，欧盟委员会（DG Energy）和日本（METI）决定加强他们在国际能源安全方面的合作。基于IEA天然气和清洁能源市场监测及供应安全工作组（TFFS）促进的对话，**全球预警**委员会和日本推出了**机制**（GEWM），参与各方可以交换与其天然气和液化天然气供应安全相关的信息

（例如，定期的状态更新、事件及其初步评估）。欧盟委员会提供了一个安全的在线平台，以促进授权参与者之间的迅速信息交流。自2023年以来，全球电子废弃物管理系统（GEWM）继续获得 traction。除了欧盟和日本之外，澳大利亚、加拿大、韩国和美国现在也参与了这一倡议。

日本加强了与意大利和韩国在液化天然气供应安全方面的合作

The **第 13 届液化天然气生产商消费者大会**，于2024年10月由日本经济产业省（METI）和国际能源署（IEA）共同主办，提供了一个关键平台，以增强在天然气和液化天然气供应安全方面的对话和合作机制。韩国产业贸易部（MOTIE）旨在确保稳定的供应。

同意合作

(MOTIE) 和日本的METI的液化天然气(LNG)供应。作为这一倡议的一部分，日韩公司（包括JERA和KOGAS）将探索联合采购、货物互换及其他形式的合作机会。

此外，日本金属和能源安全组织（JOGMEC）和 ENI 签署了 **合作备忘录**，**ai**（扩大天然气供应安全方面的合作，支持液化天然气采购的多样化。

新加坡正在探索联合液化天然气采购机会 与其他亚洲液化天然气买家

新加坡能源市场管理局 (EMA) 在2024年与其它亚洲市场参与者签署了多项谅解备忘录 (MoU)，以增强液化天然气 (LNG) 供应链的合作，并分享最佳实践。

2024 年 4 月 EMA 和 [日本的 JERA 签署了谅解备忘录](#) 液化天然气采购和供应管理的实践，同时促进日本能源资源公司 (JERA) 与新加坡在液化天然气采购和优化方面的相互合作。

O 促进

2024 年 6 月 [EMA 和 KOGAS 签署了谅解备忘录](#) 关于液化天然气 (LNG) 采购及供应链管理的知识交流，以及人员交流以进行培训目的。

和学习目的。EMA 和 KOGAS 签署 [第二个谅解备忘录](#) 于 2024 年 10 月，扩大了新加坡和 KOGAS 联合采购液化天然气的范围。

2024 年 11 月 [EMA 与中国石油国际公司\(PCI\) 签署谅解备忘录](#) 关于 LNG 供应与管理。根据谅解备忘录 (MoU)，各方将探索合作机会以强化彼此的 LNG 供应链，交换市场基本面信息，并评估联合采购机会。潜在的联合 LNG 采购有望促进更有利的合同条款和定价。此外，运营还可以扩展到支持新加坡发展成为亚洲液化天然气中心。

欧盟联合天然气采购机制成为永久性工具

作为临时紧急措施的一部分，通过 [理事会条例 2022 / 2576](#)，欧盟于2023年4月推出了联合天然气采购机制。该机制旨在利用欧盟集体市场力量与国际供应商进行更好的价格谈判，从而建立一个两步系统：

- 通过 AggregateEU 平台进行 emand 聚合。
D (参与是自愿的，除非满足天然气储存填充需求15%的体积要求。2025年后参与完全自愿)。
- 联合采购：在平台匹配需求与供应之后，公司可以在个别或联合 (通过联盟) 的方式下自愿与天然气供应商签订合同。

联合天然气采购机制，以及其他紧急情况措施，[2023 年 11 月延长](#) 12 个月。作为欧盟氢气和气体脱碳的一部分，自愿需求转化包，[第 2024 / 1789 号条例](#) 将汇总和联合天然气采购机制转化为永久性工具。

天然气市场更新

2024 年全球天然气需求恢复结构性增长

天然气需求 **恢复结构性增长**，并在 2024 年达到历史新高，随着市场在 2022/23 年天然气供应冲击之后逐渐恢复平衡。有限的 LNG 供应增长和地缘政治紧张局势继续在关键进口市场对天然气价格产生上行压力，尤其是在 2022 年二季度至四季度期间。该预测预计 2025 年全球天然气需求增长将放缓，尽管预计天然气消费量将在 2025 年再次达到新的历史高位。

初步数据表明 **全球天然气需求增长 2.8%(约 115 亿立方米)** 在 2024 年，这一增长率远超 2010 年至 2020 年间历史上的 2% 平均增长率。亚洲地区占新增天然气需求的超过 40%，主要由中国和印度推动。此外，欧亚地区和中东地区的天然气需求也表现出强劲的增长态势，其合计天然气需求在 2024 年预计增长了 3%。美洲地区的天然气消费增长较为温和，达到了 1.7%，主要得益于电力部门天然气消耗量的增加。与 2023 年相比，欧洲的天然气消费仅略有增长。

从部门角度来看，全球天然气消费增长在很大程度上受到 **工业和能源自身使用** 会计占 2024 年增量天然气需求的约 45%。这一增长部分得益于快速发展的亚洲市场持续的经济增长，以及欧洲工业气体需求的恢复，尽管后者仍远低于危机前的水平。**天然气对电力的需求** 同比增长近 2.5%，因为强劲的

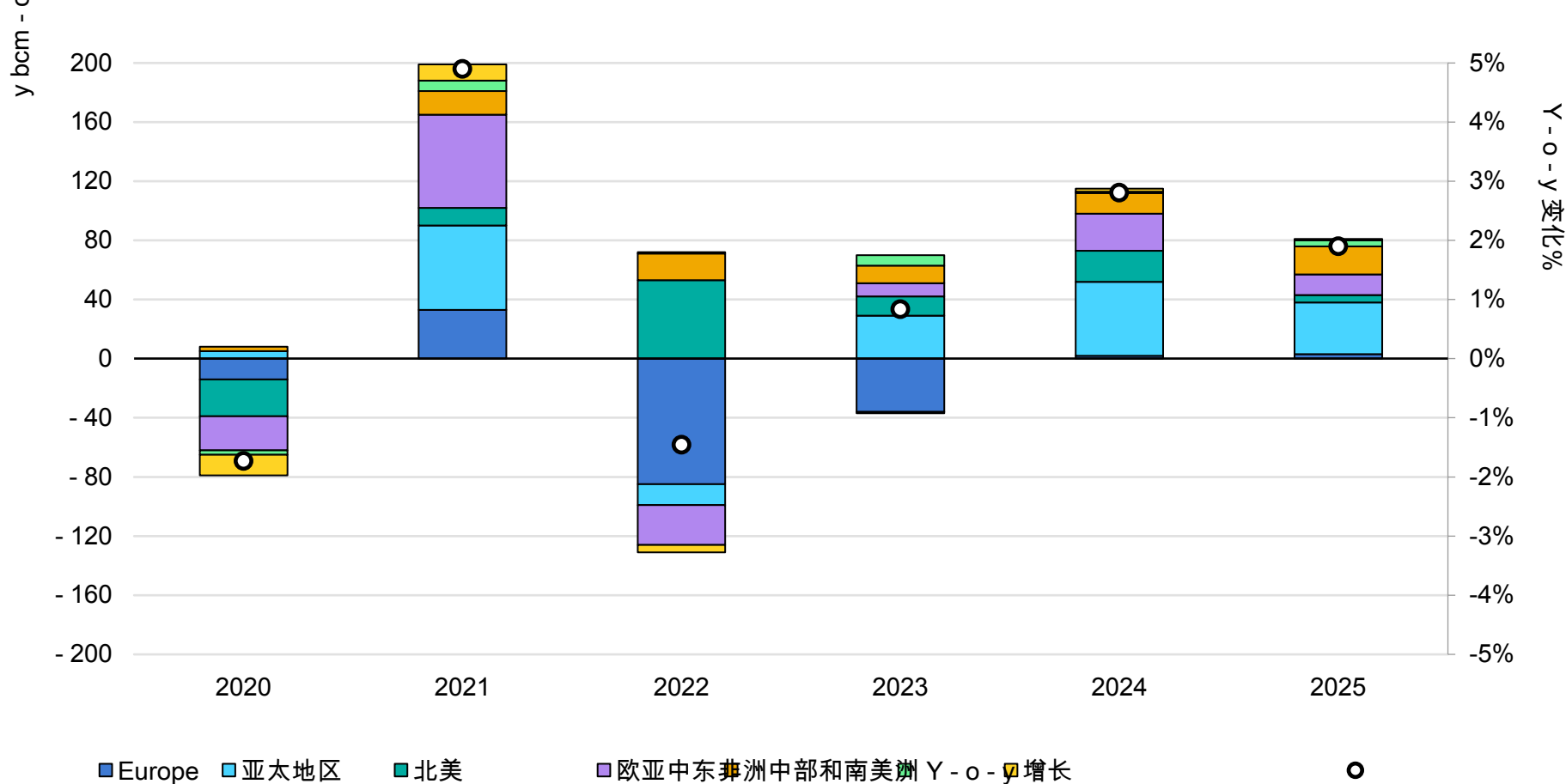
北美、快速成长的亚洲市场和欧亚地区的市场增长部分抵消了欧洲天然气发电量下降的影响。**住宅和商业** 2024 年行业增长不到 2%。

预计 2025 年全球天然气需求增长将放缓，增长 1.9% m)。类似于 2024 年，这 (或大约公元前 80 年，预计增长是 **主要由亚洲支持** 仅此一项就占天然气需求增量的近 45%。**工业和能源行业仍然是主要驱动力** behind 更强的天然气使用，并预计将成为需求增长的主要贡献者，占比超过 45%。在 2024 年强劲增长之后，电力用气需求预计在 2025 年仅小幅增加，这期间可再生能源的扩张仍在继续。

LNG 供应 预计到 2025 年将增加 5% (超过 25 bcm)，这一增长主要由北美引领，得益于多个新的 LNG 液化设施的启动和产能爬坡，包括 LNG 加拿大项目、tagé 3 等。Plaquemines Phase 1, Corpus Christi expansion s Altamira FLNG. The halt of **俄罗斯管道天然气通过乌克兰过境** 2025 年 1 月预计将导致供应损失在 2025 年接近 150 亿立方米的 1J，加上欧洲更高的储存量，可能会收紧市场基本面，在上半年尤其需要注入措施。这反过来预计将会拖累天然气需求增长的速度，尤其是在对价格敏感的进口市场。

预计 2025 年天然气需求增长将放缓

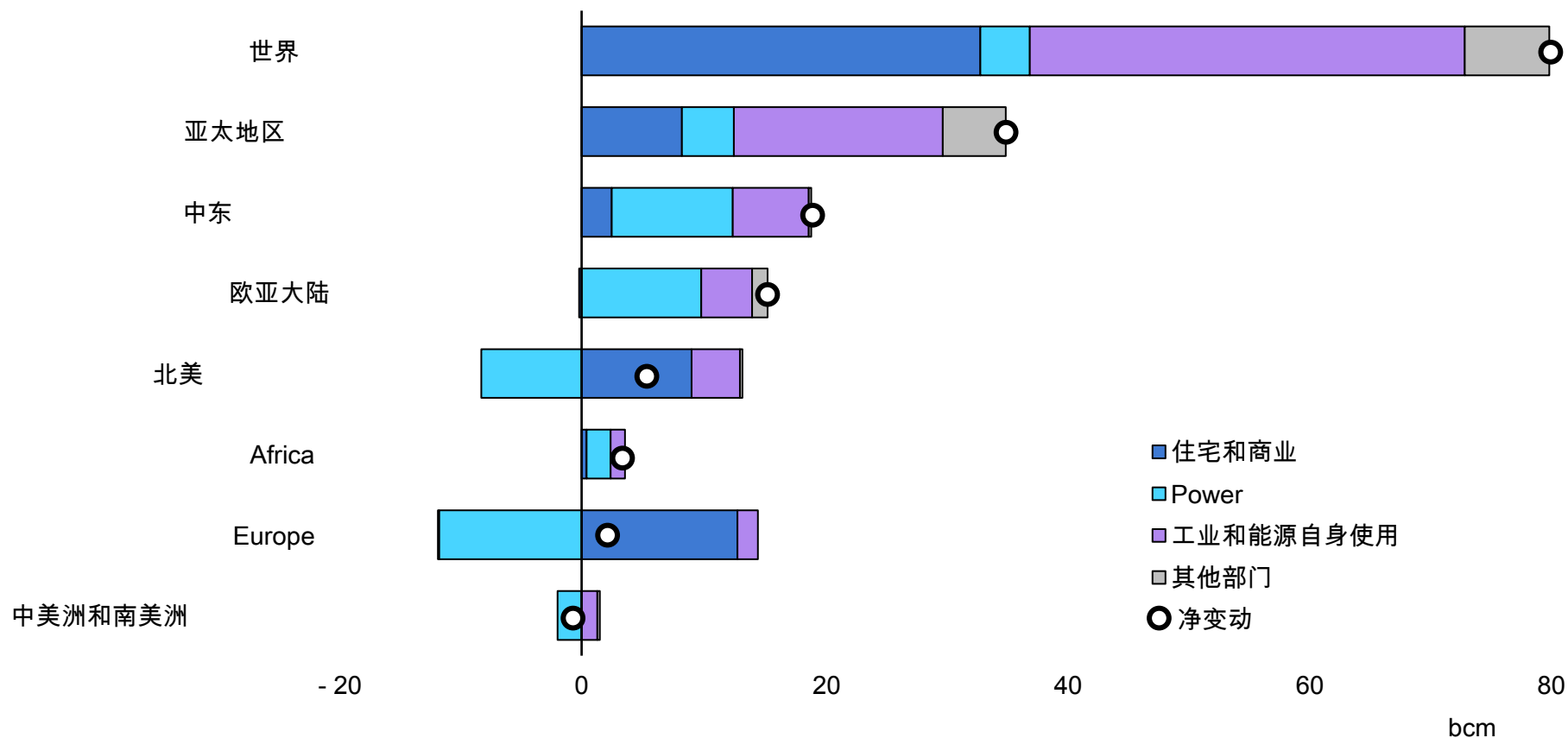
2020 - 2025 年重点地区天然气需求同比变化



IEA. CC BY 4.0。

亚洲市场和工业推动 2025 年天然气需求增长

2025 年与 2024 年按地区和行业划分的天然气消费量预测变化



IEA. CC BY 4.0。

2024 年北美天然气需求估计增长 1.8%

北美天然气消费量上升 在 2024 年，y-o-y 估计为 1.8% (或刚刚超过 20 亿立方米)。这种增长是 **主要由天然气发电需求支持** 住宅和商业领域天然气使用量接近2023年的水平，第一季度的需求下降在第四季度更高的消费中得到了抵消。与2023年相比，工业领域的天然气需求仅略有增加。

在 **美国** 天然气消费量在2024年预计增加1.9% (或17bcm)，增长主要由电力部门驱动。与2023年相比，居民和商业部门的天然气需求仅略有下降。在2月份至5月份期间，较为温和的天气条件减少了居民和商业部门的用气量，这一时期用气量同比下降约9%。这一下降在2024年第四季度部分被抵消，当时居民和商业部门的用气量同比增长了4%。住宅和商业部门的天然气燃烧量在这一时期有所增加。**电力部门** 继续扩大并在此年增长了约4% (或17bcm)。这一增长主要得益于电力消费量的增加，后者同比增长接近3%。炎热的热浪在7月将天然气发电推至历史最高水平。此外，持续下降的天然气价格支持了更多的煤炭向天然气的转换，导致燃煤发电量在2024年下降了近4%。天然气需求在**工业** 2024 年仍接近上一年的水平。

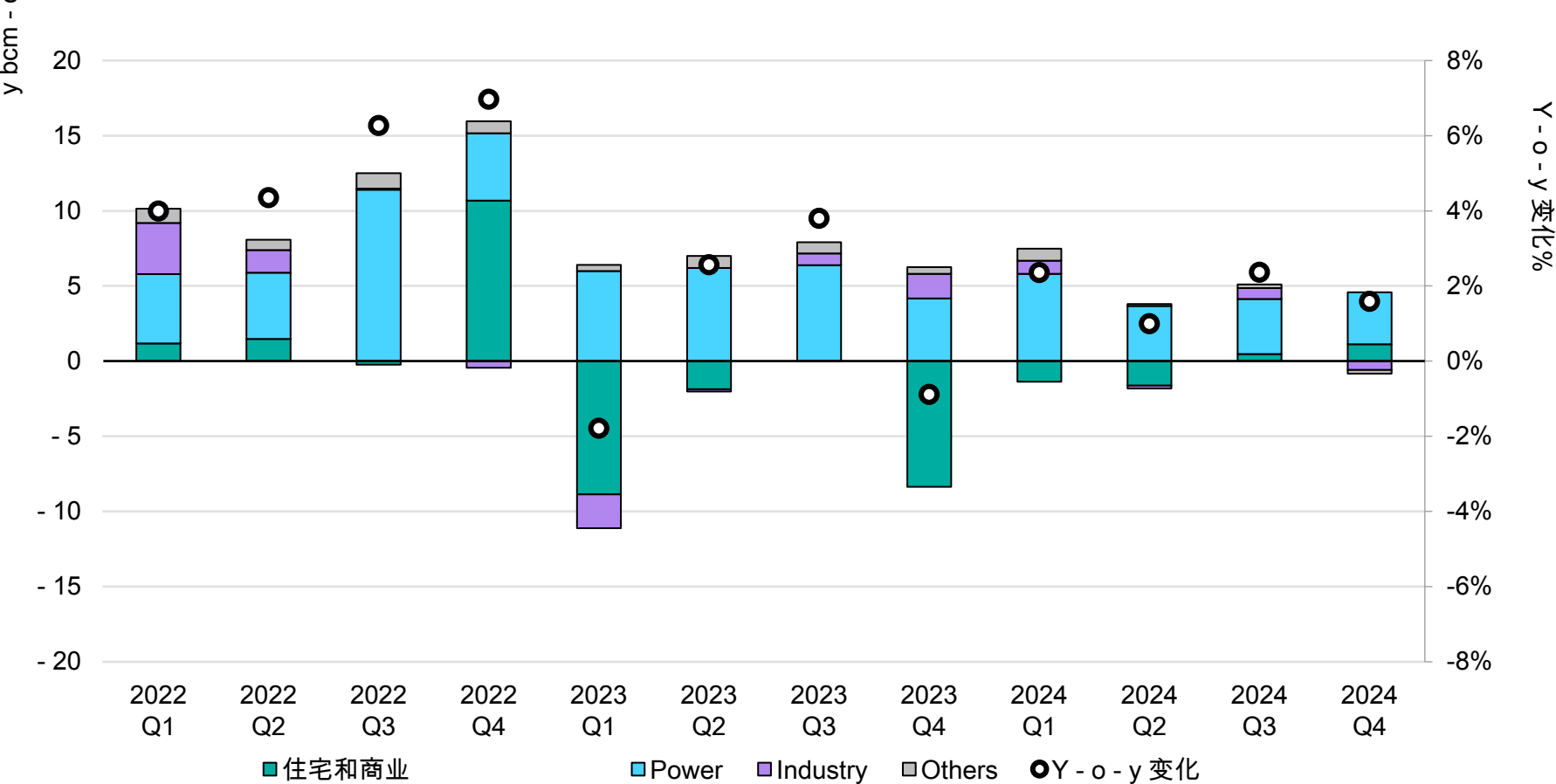
In **加拿大** 天然气消费在2024年估计增长了3% (或3.5 bcm)。与美国类似，异常温和的天气条件最初影响了住宅和商业部门的用气量，在2024年前五个月中，这两者的用气量同比下降了10% (或近2 bcm)。这些损失在2024年第四季度住宅和商业需求同比增长的情况下部分得到了弥补。工业和电力部门的综合用气量在第一季度同比增长了7%。- 2024 年第三季度，主要受到以燃煤电厂为代价的更强劲的燃气发电的支持。

墨西哥 天然气消费量在2024年估计增长了0.5% (或0.5亿立方米)，主要受到电力部门的推动。国内天然气产量的下降以及墨西哥需求的增加支持了从美国进口更多的管道天然气 (2024年增长4%)。2024年8月，墨西哥开始从Altamira FLNG设施出口LNG (该设施依赖于美国的原料气供应)，墨西哥在2024年下半年出口了约0.5亿立方米的LNG。

北美2025年的天然气需求预计仍将接近2024年的水平。在2024年达到历史最高点后，用于发电的天然气需求预计将在2025年略有下降，这期间可再生能源的扩张将持续进行。相比之下，在假设平均天气条件下，住宅和商业领域的天然气使用量预计将增加。

... 增长主要由电力部门推动

2022 - 2024 年美国按部门划分的季度天然气需求估计同比变化



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：基于 EIA (2025) 的 IEA 分析，[天然气消耗量](#) [天然气每周更新](#)。

2024 年页岩繁荣和天气冲击重塑了中美洲和南美洲的天然气动态

初步数据显示，中部和 2024 年的天然气消费量受到南美地区同比增长 1.6%（或 2.3bcm），主要用于电力发电以及居民和商业领域的需求增加。这一需求增长导致液化天然气（LNG）进口量同比上升 17%，尽管各国的趋势有所不同。

In **阿根廷** 天然气产量在截至 2024 年 11 月的前 11 个月中增长了 4.8%，主要得益于瓦卡穆埃塔页岩层增加的页岩气生产。这一增长使该国有望自 2006 年以来首次达到最高的天然气生产水平，并导致液化天然气（LNG）进口量同比减少了 45%，2024 年的 LNG 进口量仅为 1.49 万亿立方米，为过去十年来的最低水平。在未来几年内，出口量的增长取得了显著进展：计划在 2027 年开始运营位于里奥 Negro 的 3.3 亿立方米/年的浮式液化天然气（FLNG）终端，并提议建设一座产能可达 41 亿立方米/年的液化天然气（LNG）工厂。预计到 2025 年初，通过玻利维亚的管道向巴西输送初始天然气流量将达到每天 2000 万立方米，到 2030 年，包括 LNG 在内的总贸易量可能扩大至每天 3 亿立方米。阿根廷的天然气需求在 2024 年前十个月同比增加了 1.2%（或 0.4 亿立方米）。虽然创纪录的寒冷冬季在同期将住宅和商业用气需求提高了 4.2%（或 0.42 亿立方米），但由于持续的经济衰退，工业用气量下降了 3.7%（或 0.4 亿立方米）。由于水电供应不足，电力用气需求增加了 4.4%（或 0.49 亿立方米）。

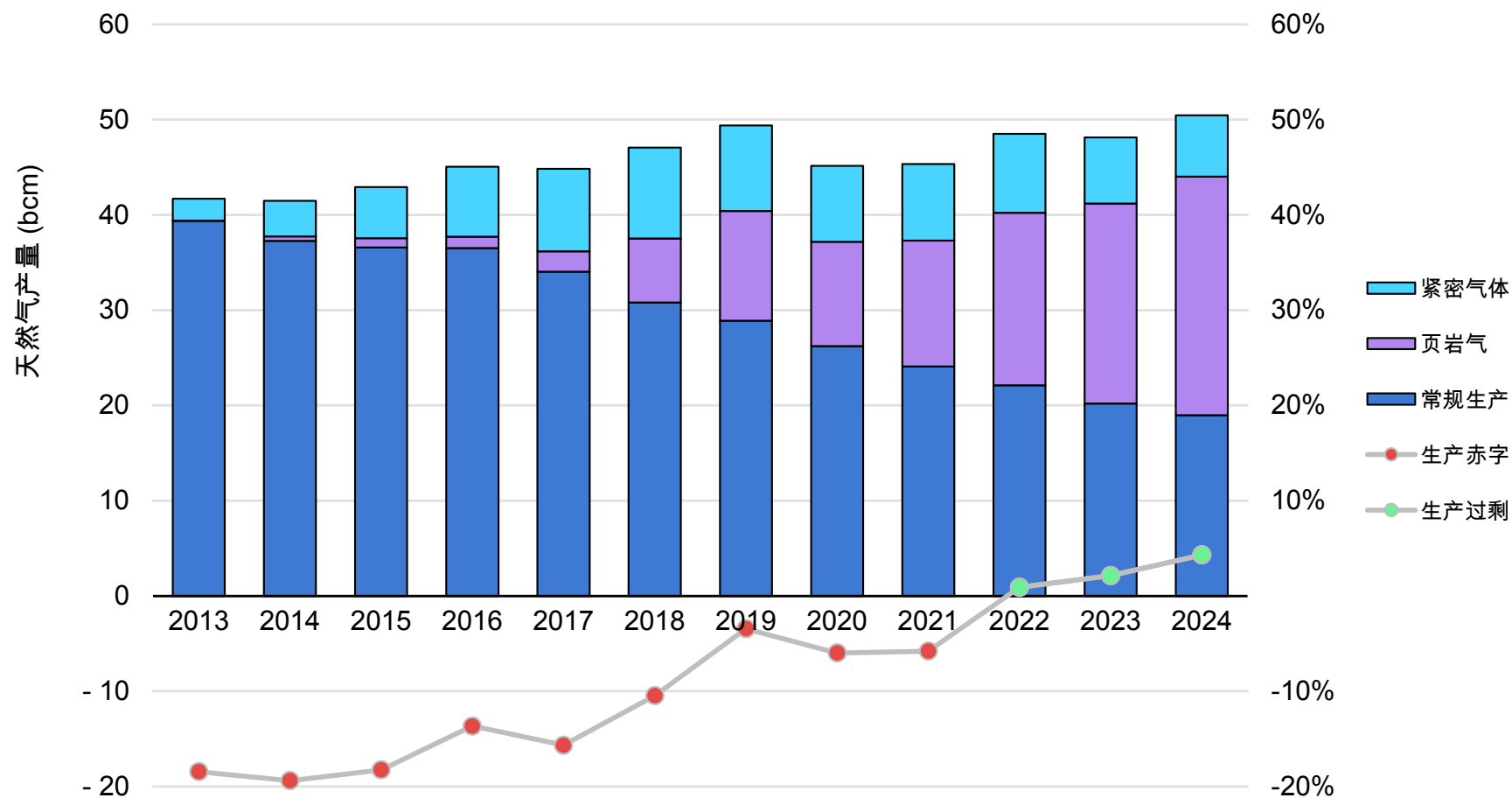
有史以来最严重的干旱 **巴西** 并且其对水电的影响导致了 2024 年备用燃气发电输出增加了 55%，这得益于液化天然气（LNG）进口量增加了 2.4 bcm。在 2024 年 9 月和 10 月期间，巴西的 LNG 进口量相当于 2023 年全年进口量。相比之下，从玻利维亚的管道天然气进口量同比下降了 11%，降至 2017 年水平的不到 60%。尽管上游石油和天然气活动中的天然气需求在 2024 年第一季度至第三季度增加了 3.7%（或 0.15 bcm），工业用天然气消耗却下降了 3%（或 0.26 bcm）。

In **特立尼达和多巴哥** 天然气生产在 2024 年第三季度有所上升，尽管仍比去年同期低 4.4%（或 0.9bcm）。需求也出现了回升，主要受到氨制造量增加的驱动，整体上与去年同期持平。液化天然气（LNG）出口下降了 2.1%（或 0.22bcm）。消费方面，**委内瑞拉** 2024 年前 9 个月同比增长 8.8%（或 1.1 亿立方米）。**哥伦比亚** 重新依赖天然气发电再次出现在九月和十月，2024 年输入到发电厂的天然气增加了 44.9%（同比）。2024 年的液化天然气进口量占卡塔赫纳液化天然气终端自 2016 年运营以来接收总量的一半。天然气需求继续增长。**中美洲** 和加勒比海市场，2024 年。液化天然气综合进口增长 1.2%

This **预测** 预计 2025 年中南美洲的天然气需求将下降 0.9%（或 1.4bcm），由于弱拉尼娜现象导致降雨增加和气温较为温和，尽管该地区工业需求预计将有所增强。

需求稳定，页岩气推动阿根廷扩大生产和出口计划

图：2013 - 2024 年阿根廷天然气产量按类型划分



IEA. CC BY 4.0。

注意：2024年的数据为初步数据，基于出版时可用的数据。来源：IEA分析，依据提供的数据。 [Ministerio de Economía \(2025\)](#); [IEA 天然气信息 \(2025\)](#).

2024 年亚洲天然气需求估计增长 5.5%

亚洲天然气消费量在2024年增长了约5.5%，占全球新增天然气需求的超过40%。这一显著增长主要由中国和印度推动，两国的天然气市场在全年均表现出两位数的增长率。经济增长、第二季度广泛的热浪以及2024年上半年相对较低的液化天然气（LNG）价格支持了亚洲的天然气需求。初步数据显示，亚洲的天然气需求增长从2024年上半年的超过7%放缓至下半年的约4%，这主要是由于水电和核电供应增加、中国工业活动放缓以及现货LNG价格上升的影响。预计在2025年，随着市场条件趋紧，亚洲的天然气需求增长率将放缓至低于4%。

中国 天然气需求预计在2024年同比增长约8%，与2023年的增长率相当。尽管整体经济增长放缓，这一强劲的需求增长依然出现，表明天然气在更广泛的能源组合中具有特定的地位。一方面，建筑和制造业活动的放缓伴随着工业用气需求增长的下降；另一方面，全年国内液化天然气（LNG）价格相对于柴油的竞争优势推动了天然气在运输领域的加速使用，而夏季热浪则导致电力部门的天然气消耗量显著增加。鉴于GDP预测显示中国在2025年的经济增长将放缓，2025年工业用气需求的增长可能进一步减弱，尽管工业仍然是最大的单一天然气消费领域。

占据中国需求的37%，因此总需求预计将在2025年增长近7%，低于2024年的水平。从供应侧来看，国内生产预计将成为增量供应的最大提供商，因为继续侧重于开发常规和非常规资源推动了产量的增长。通过俄罗斯的“西伯利亚力量”管道进口的天然气预计在2025年继续保持强劲增长，随着通过该管道输送到上海地区的最终连接段在2024年底完工，俄罗斯的输气量将增至每年380亿立方米。

Japan 2024年前十个月的天然气需求总体保持平稳。在电力 generation 领域，三月的寒冷天气和夏季热浪导致天然气发电量增加。尽管2024年前十个月工业部门的天然气需求与2023年相比下降了2%，但居民和商业部门的需求基本持平。2024年前十个月的电力需求同比增长约1%，而去年同期则下降了约3%。 - o - 2023年全年。尽管2024年核能输出和可再生能源供应量增加，但电力需求的增长趋势足以推动天然气发电量上升。假设2025年的总天然气需求将下降4%，主要原因是核能输出量的增长。东岸川核电站2号机组和岛根2号机组分别于11月和12月恢复发电。

分别是 2024 年。这些重新启动可能会减少燃气发电厂的产量。

韩国 天然气需求在2024年前十个月同比增长7%。发电和城市燃气领域在这一期间推动了天然气需求的增长。由于夏季热浪，天然气发电量显著增加。预计2025年全年天然气总需求将下降3%，主要原因是核能输出和可再生能源供应量的增加。一座新的核电站（新汉儒2号）于2024年4月投入运营。另外还有几座核电站正在建设中（包括赛尔3号和赛尔4号）。工业、居民和商业领域的天然气需求预计会略有增加，但不足以抵消发电领域需求的下降。

初步数据显示，中国的表观天然气消费量（包括净产量和液化天然气进口量）**印度** 2024年同比增长11%，主要受行业和炼油业的推动。需求增长导致液化天然气（LNG）进口量同比上升21%，平均现货LNG价格比去年同期低超过12%。需求增长主要来自工业领域（增长3 BCM或22%）和炼油业（增长1.2 BCM或26%），同时住宅和商业天然气消费以及运输领域的消费也分别增长了14%和12%，实现了两位数的增长。

自2024年7月以来，国内生产略有下降（与2023年同期的月度生产相比）。然而，对天然气生产商的激励措施以及勘探和生产领域的投资有所增加。

预计将进一步提高产量，以实现更大的能源安全。

印度的LNG进口在整个2024年持续增加，得益于相对较低的价格。2024年，印度提交的LNG货物数量（包括供应商提供的货物和用户邀请的货物）同比增长了70%。被授予的货物数量增加了85%，而未被授予的货物数量减少了20%。

在2024年，印度是全球第四大液化天然气（LNG）进口国，占全球LNG进口量的近7%，仍然是长期供应商的有吸引力市场。2024年签署了超过150亿立方米/年的新增销售和采购协议，其中包括从2028年开始执行20年的卡塔尔100亿立方米/年的合同续约。在未来几年内多元化LNG供应的战略体现在与多元玩家签署的新长期合同中，总量超过40亿立方米/年，剩余的150亿立方米/年的新增合同则来自阿联酋和美国。

预计在平均天气条件下，印度的天然气需求将在2025年增长8%（或6bcm），推动因素是该国不断增长的能源需求和快速的经济扩张。

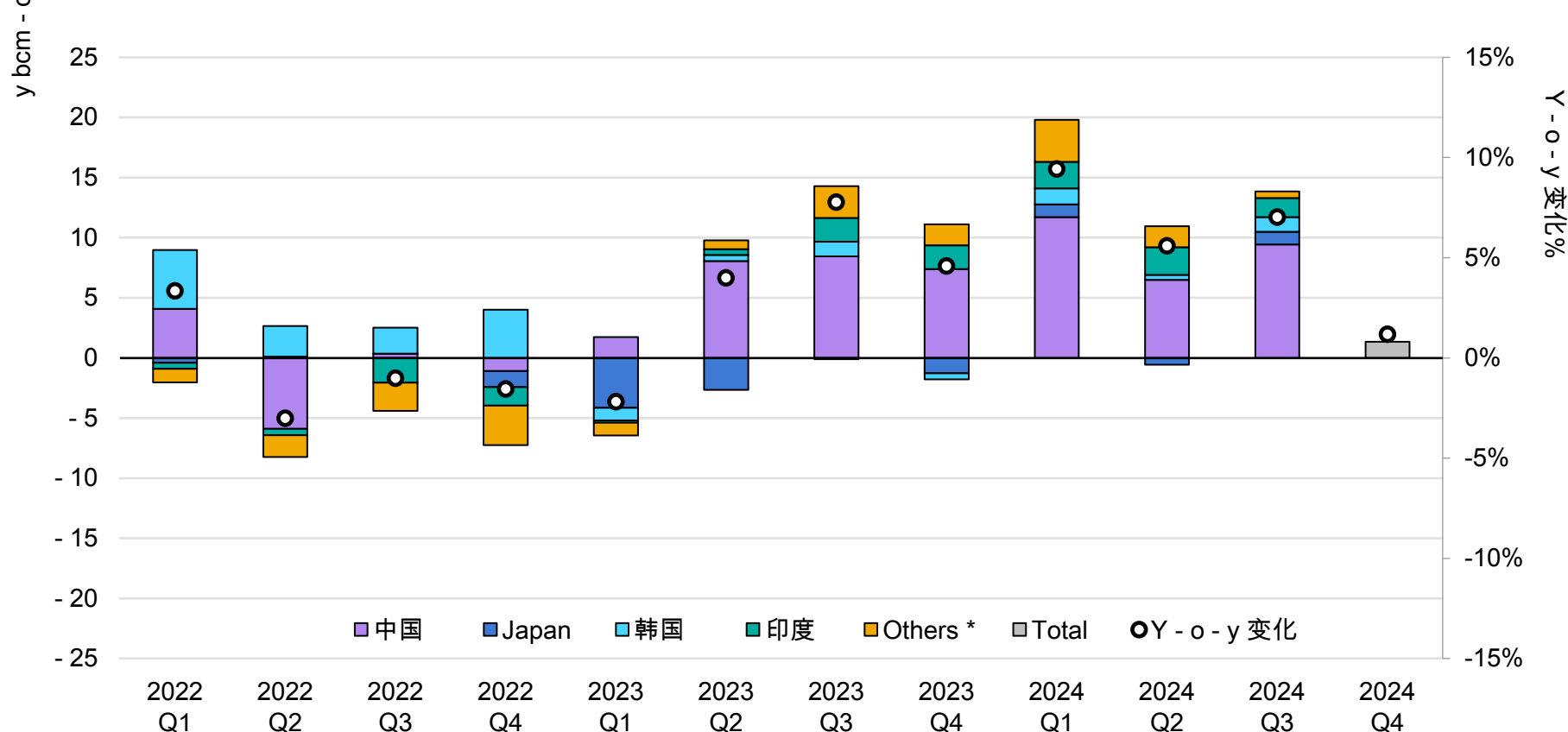
新兴亚洲 其天然气消费量在2024年估计增长了2.5%。这一增长主要集中在该地区的天然气丰富市场（印度尼西亚和马来西亚），其中不断增长的国内天然气生产继续支持更高的天然气消费。相比之下，该地区依赖进口的市场对天然气的需求则呈现出不同的趋势。

孟加拉国、巴基斯坦和泰国在2024年第二 half 年开始出现放缓态势，这期间液化天然气 (LNG) 现货价格大幅上涨。天然气消费量在你： **泰国** 在2024年前十一个月，天然气需求同比增长2.5% (或1bcm)，尽管第一季度的需求增长在一定程度上抵消了4月至11月期间的需求下降。2024年前十一个月，电力部门的天然气燃烧量同比上升6.5% (或1.7bcm)，而同一时期工业用气量则下降了近13% (或1bcm)。在运输领域，2024年前十一个月的天然气消耗量大幅下降，降幅超过15% (或0.2bcm)。 **孟加拉国和巴基斯坦** 2024 年下降 1%。液化天然气进口的强劲增长 (增长 13%) 不足以抵消国内产量的下降。

印度尼西亚 's gas demand growth by 7% (or 2 bcm) y - o - y in the first ten months of 2024, primarily driven by the power and industrial sector. In **马来西亚** 天然气需求估计每年增长 8%(或 2.5 亿立方米) 在 2024年前十个月，得益于这一期间国内生产持续扩张的支持。预计2025年新兴亚洲的天然气需求将增长近2.5%，主要由电力和工业部门驱动。

中国和印度在 2024 年主导了亚洲的天然气需求增长

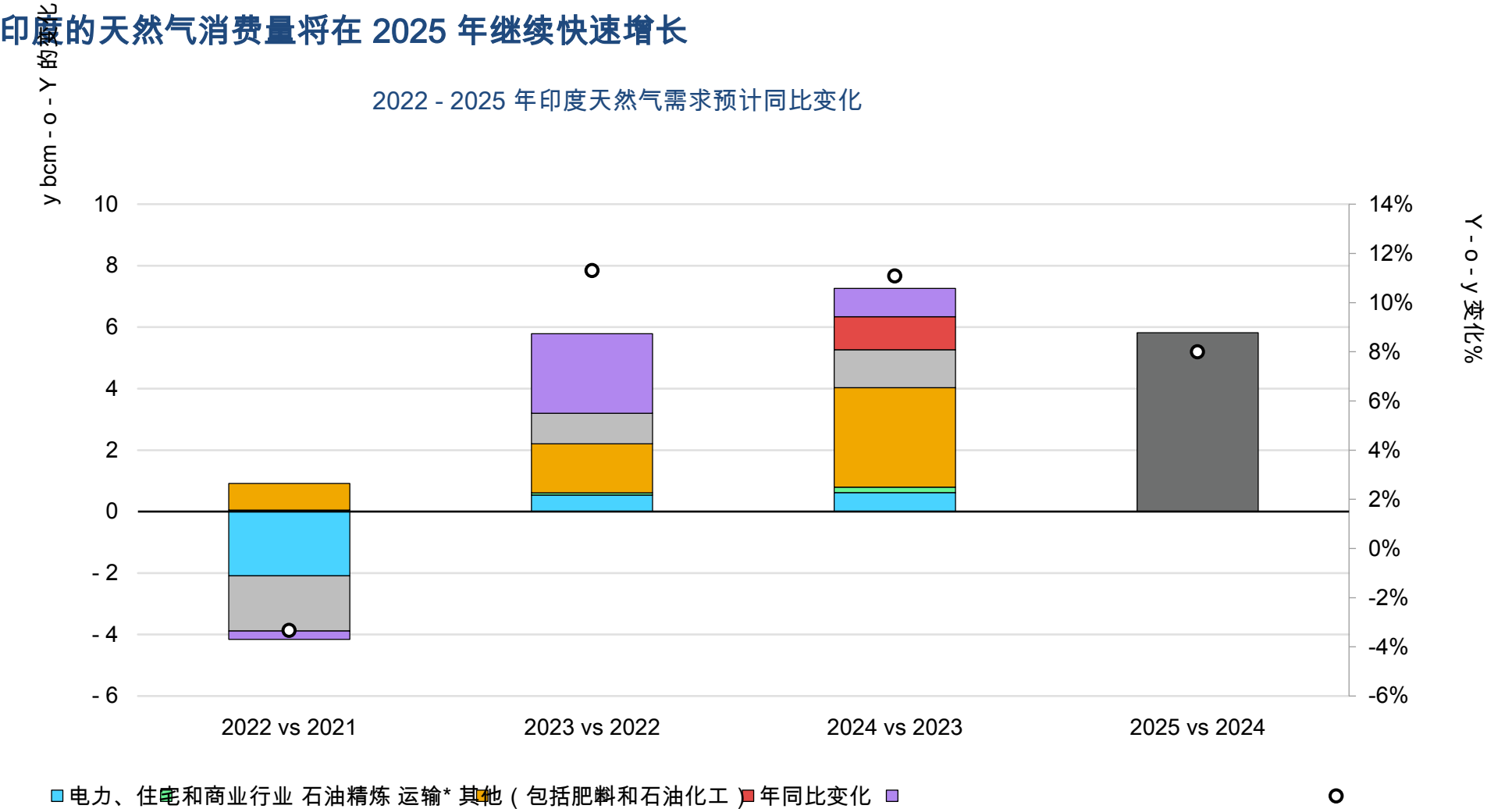
亚洲季度天然气需求同比变化，2022 年第一季度至 2024 年第四季度



IEA. CC BY 4.0。

* 其他地区包括孟加拉国、印度尼西亚、马来西亚、巴基斯坦、菲律宾、新加坡和泰国。资料来源：IEA分析基于ICIS (2025)。ICIS 液化天然气边缘；CQPGX(2025)，南滨观测；JODI (2025)，天然气世界数据库；PPAC (2025)，气体消耗；EPPO (2025)，能源统计；韩国能源经济研究所 (2025)，每月能源统计；日本经济产业省 (2025 年)，METI 统计。

印度的天然气消费量将在 2025 年继续快速增长



IEA. CC BY 4.0。

包括通过管道运输和CNG消费。来源：IEA分析基于Petroleum Planning and Analysis Cell (2024)
， 部门消费 。

与 2023 年相比，2024 年欧洲天然气消费量略有增长...

经合组织欧洲的天然气消费量增长了

估计 0.5%（或 2.5 bcm）在 2024 年。上半年的需求减少（同比下降 4%）被第四季度强劲的增长所抵消。初步数据显示，2024 年第四季度欧洲天然气消费量同比增长 9%（或超过 10 bcm），这是自 2021 年第二季度以来同比环比增长最强的一次，当时需求正在从 Covid 引起的封锁中恢复。较冷的天气、11 月较低的风力发电输出以及工业用气的持续复苏支持了 2024 年第四季度天然气消费量的增加。

配电网络相关 接近 2023 年

需求保持稳定，2024 年第一季度较低的供暖需求被 2024 年第四季度住宅和商业部门更强的天然气使用量所抵消。2024 年第一季度温和的天气条件自然减少了建筑内的供暖需求，使住宅和商业需求同比下降了 4%。住宅和商业天然气需求在第二季度继续下降，但在第三季度录得小幅同比增加，主要原因是商业实体的天然气使用量增加。2024 年第四季度的供暖度日数同比增加了 5%，这推动了住宅和商业部门的供暖需求上升。初步数据显示，2024 年第四季度与输配网络相关的天然气需求同比增长了 5%（或 3bcm）。估计的供暖强度（每供暖度日的天然气使用量）

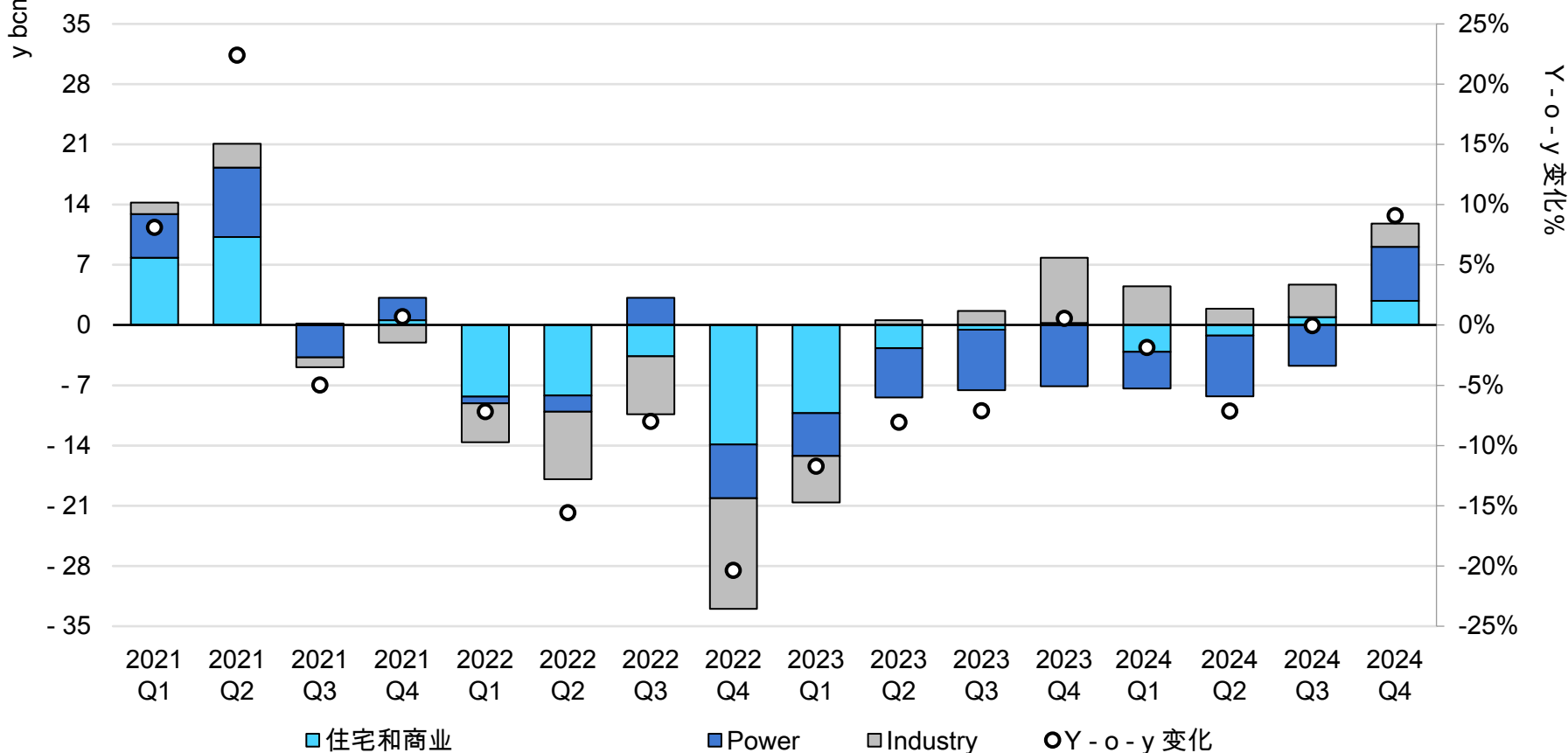
day）在 2024 年同比增长 7%，可能表明行为变化不利于节省天然气需求。

气动力 你：需求在 2024 年骤降近 8%（或 10bcm），主要减少发生在第一季度至第三季度。天然气发电量急剧下降的主要原因是可再生能源发电量显著增加，2024 年增加了近 10%（或接近 150 太瓦时）。与全年其他时间相比，2024 年 11 月风速缓慢导致风力发电量大幅下降，同比下降 16%（或 10 太瓦时）。天然气发电厂在电力系统中发挥了关键作用，其发电量同比增加了近 40%（或超过 15 太瓦时）。**工业** 继续在 2024 年恢复，受益于较低的价格环境。工业用气量在 2024 年估计增加了 9%（或 10bcm），尽管仍比 2021 年的水平低 10%。

This 预测 项目预计经合组织欧洲地区的天然气需求将保持在 2024 年的水平附近，因为发电领域的天然气消耗量下降预计将被住宅、商业和工业部门更强的天然气使用量所抵消。可再生能源的持续扩张预计将在 2025 年减少约 10% 的电力用气需求，而假设平均冬季天气条件，住宅和商业部门的天然气需求预计会上升。工业领域的天然气使用量预计会略有增加，因为在更高的天然气价格环境下，需求复苏正在放缓。

... 增长主要集中在 2024 年第四季度

2021 - 2024 年 OECD 欧洲季度天然气需求估计同比变化



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：IEA 基于 Enagas (2025) 的分析，[天然气需求](#)；ENTSO (2025)，[透明平台](#)；EPIAS (2025)，[透明平台](#)；欧洲贸易中心 (2025)，[累计消费](#)

LNG 供应增长将在 2025 年加速，但市场平衡仍然脆弱

液化天然气市场在2024年略有改善，从2023年的历史最低点回升，尽管仍然远低于近期的历史平均水平。只有少数液化项目上线——这反映了相对有限的项目管道以及项目延期的问题。同时，一些现有项目面临性能和原料气供应问题。全球液化天然气贸易增长了约2.5%（或13bcm），主要得益于北美和亚太地区供应量的增长，但并非完全依赖于此。亚太地区在需求方面也起到了关键作用，进口量自2018年以来首次大幅增长。相比之下，欧洲的液化天然气进口量创下了纪录性的下降幅度。预计2025年新的液化项目将推动液化天然气市场的增长率接近5%（或26bcm）。

从2018年到2023年，北美洲是年度液化天然气（LNG）供应增长的最大贡献者。然而，在2024年，该地区的增量供应量降至近十年来的最低水平，仅有两个新项目投入运营。Altamira LNG（产能为2亿立方米/年）于8月开始出口，而Plaquemines LNG（产能为27亿立方米/年）直到2024年底才首次发货。实际上，2024年的增量供应主要来自于现有项目的更好表现，而不是新项目的贡献。Sabine Pass LNG和Freeport LNG是这些增量供应的关键驱动力，分别在2023年进行了大规模计划维护后恢复运营，以及在第一季度实现了全面重启。

2023（对于后者）。尽管利用率有所提高，Freeport LNG在2024年仍面临间歇性的停机问题，导致出口量远低于设计产能。总体来看，北美LNG出口总量增长了约3.6%，或超过40亿立方米。

亚太地区的液化天然气（LNG）出口在四年缺乏活力的增长后，同比增长近5 bcm（或2.7%）。澳大利亚，世界第三大LNG出口国，贡献了这一增长，特别是在2023年下半年Prelude FLNG从重大维护停机中恢复后。然而，印度尼西亚和马来西亚对增量出口的贡献更大。2023年底Tangguh LNG第3条生产线的投产使印度尼西亚的出口在2024年增加了9.5%，而马来西亚的出口则因新的上游项目支持增产超过5.5%。

俄罗斯和中东各自在2024年贡献了大约3 bcm的额外液化天然气（LNG）供应。在俄罗斯，Yamal LNG的大规模维护计划以及2023年进行的Vysotsk LNG厂的瓶颈消除工作提高了2024年的产量。在中东，大部分额外供应来自阿联酋。

最后，非洲是唯一一个出口显著净减少的地区，尽管各国的具体动态有所不同。积极的一面是，Improved feedgas 可用性的改善帮助尼日利亚LNG出口增加了5%（或1 bcm），而莫桑比克Coral South LNG项目在2022年底启动后运营改善也促进了出口增长。

从1bcm（或29%）的增量供应中增加。康go的Tango FLNG启动也增加了全球平衡的0.5bcm。然而，负面因素更为显著，最终导致该地区整体出口减少了2.7bcm（下降5%）。埃及是最主要的因素，产量下降了3.5bcm（或78%），由于国内需求增强和生产限制，出口到2024年5月完全停止。类似的动力也使得阿尔及利亚的LNG出口减少了近2bcm（或10.5%）。

在进口方面，2024年市场出现了显著变化。亚太地区液化天然气（LNG）进口量同比增长超过一倍，达到9.3%（或32 bcm），这是自2018年以来最大的年度增幅。中国仍然是该地区（以及全球）增长的最大贡献者。其进口量增长了11%（或10.5 bcm），成为该国更广泛的供应增长的第二支柱（仅次于国内生产增长，但领先于管道进口）。

印度液化天然气（LNG）进口在2024年创下纪录，同比增长了21%，达到超过6 bcm。这一增长得益于城市燃气分销和石油精炼领域对再气化LNG强劲需求，以及国内天然气生产动力的减弱。此外，该地区其他新兴的LNG进口市场虽然单个规模较小，但合计推动了额外8.4 bcm（同比增长18%）的LNG进口量。尽管这些国家各自的市场驱动因素各不相同，但整个亚洲地区的热浪（推动电力部门的天然气消耗）和天然气价格波动等因素起到了重要作用。

2024 年上半年大部分时间基准低于上年水平是更广泛的市场背景和现货买盘回归的关键。

在日本和韩国这样的典型亚洲增长市场之外，两国在2024年重新出现了LNG进口增长，尽管它们都是成熟市场，需求增长前景较低或为负。日本的进口量仅增长了1.3%（或1.2bcm），而韩国的进口量则大幅增长了近7%（或4bcm）。再次强调，极端高温天气推动了强劲的制冷需求，天然气发电厂为此提供了显著的灵活性，尽管核能发电仍在继续增长。这一2024年的变化在这些市场整体较为温和的趋势中显得尤为突出，清楚地提醒我们，任何一年内都可能出现显著的需求波动，并不仅限于亚洲地区。

在亚洲对LNG市场的强劲拉动的同时，欧洲的购买量显著下降。截至2024年3月，地下储气库水平达到了历史最高点，2024年天然气需求继续下降（主要是由于核电供应改善和可再生能源发电量增加，减少了电力部门的天然气消耗），管道天然气进口量较2023年有所上升（特别是来自挪威的进口）。这些因素共同导致LNG进口量减少了29亿立方米（或18%）。西北欧和伊比利亚半岛表现尤为突出，英国单个国家的进口量减少了9亿立方米（或46%），同比去年。

市场其他大陆的变动在 volumes 上相对较小，但在区域范围内仍具有重要意义。镜像 LNG 出口的下降，非洲的 LNG 进口大幅飙升。

3.5 bcm 从2023年的近零水平实现增长，几乎完全得益于埃及，因为该国的国内天然气供需平衡在年同比方面恶化。

中南美地区的动态仅在 volumes 方面带来了轻微的变化，但巴西和哥伦比亚提供了需求侧波动性的另一个案例。由于干旱显著减少了水力发电的输出，天然气发电提供了向上调节的空间，导致 LNG 进口量几乎增加了 200%（或 4 bcm）。阿根廷在一定程度上缓解了需求侧的压力，因为国内页岩气生产增加导致 LNG 进口量下降了 45%（或 1.2 bcm）。

最后，中东进口增长了21%（超过20亿立方米），同比增幅显著。这主要是由于约旦液化天然气（LNG）进口量增长超过五倍——其中大部分气体通过管道输送到埃及——以及电力部门的天然气消耗推动了科威特的进口量。

2025年将见证全球液化天然气市场动态的转变，随着更多液化项目逐步投产以及欧洲管道供应风险加剧导致液化天然气进口回升。假设乌克兰不再恢复通过管道运输俄罗斯天然气至欧洲，欧洲将通过增加约16%（或21 bcm）的液化天然气进口来平衡其市场。

亚太地区液化天然气（LNG）进口量预计在2025年增长约2.5%（或9bcm），增幅约为2024年的四分之一，在全球市场仍相对受限的情况下，跨盆地的需求依然强劲。

货物竞争在2024年有所缓解。新兴亚洲液化天然气（LNG）市场将感受到这种压力，导致现货购买减少和LNG进口增长放缓至约6.5%（相比之下，2024年的增长率为18%）。中国和印度的增长预计也会放缓（分别为7%和10%，而2024年的增长率分别为11%和21%），这与更为温和的天然气需求增长以及国际上持续的竞争相一致。

在供应侧，北美预计将在2025年成为仅次于亚太地区、领先于中东的第二大液化天然气出口地区，美国、加拿大和墨西哥的液化项目正在逐步增加。美国LNG出口量预计增长14%（或接近170亿立方英尺），随着Plaquemines LNG在2024年12月开始生产并逐步提升产能，以及Corpus Christi Stage 3扩建（由七个2亿立方英尺/年产能的生产线组成）逐步投产，这也将推动供应增长。Freeport LNG更好的运行时间也将促进部分供应增长。

在墨西哥，Altamira LNG计划在2024年第三季度商业运营后逐步增加产量，而同名的LNG Canada预计将在2025年上半年开始出口。

Outside 北美以外地区，区域层面预计仅会有相对较少的净增长。非洲液化天然气（LNG）出口预计增长约4%，仅能提供超过20亿立方米的净增量。大特乌尔液化天然气项目（原计划于2024年底启动，现已推迟至2025年中）和刚果液化天然气项目（预计于2025年底启动）的启动，以及塔朗浮式液化天然气设施（从2024年开始）产能的逐步提升，应会导致更高的

巨大增长潜力。然而，预计埃及在2025年不会恢复出口，这将从平衡中扣除大约1 bcm，并减缓该大陆的出口增长。此外，在2024年液化天然气供应下降10.5%之后，阿尔及利亚的液化天然气供应存在下行风险，同时任何地区新增液化项目上线的进一步延迟也存在风险。

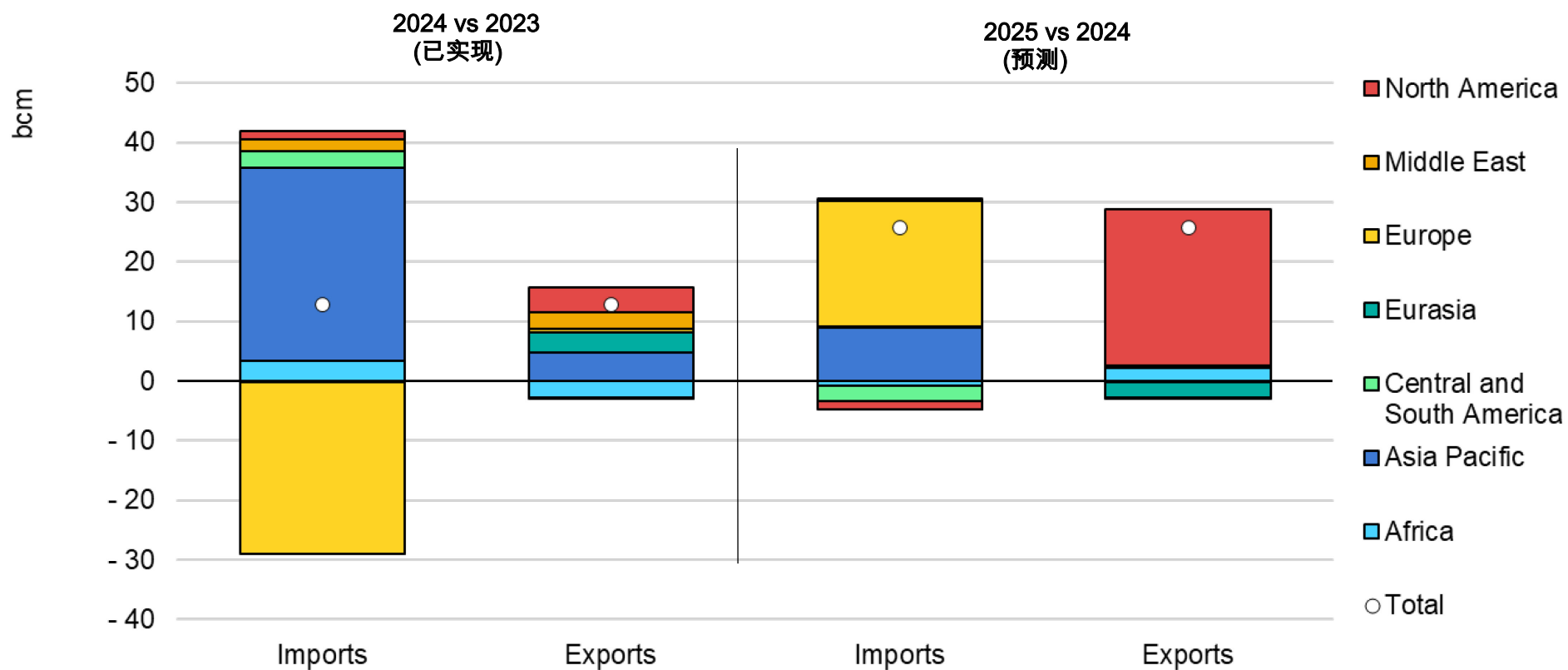
在区域层面，唯一的显著负面因素预计将来自俄罗斯，原因是该国的两个小型液化天然气（LNG）出口终端（Portovaya和Vysotsk）在2025年1月受到新一轮美国制裁的影响。这些制裁很可能会大幅减少这两个工厂的运营规模，因为潜在的出口量难以找到进口目的地。因此，俄罗斯的液化天然气出口可能同比下降约5%。

LNG供应从亚洲、中东和拉丁美洲来看，预计在区域层面将保持年同比基本稳定，个别市场可能出现相对较小的上升和下降波动。

总体而言，到2025年，LNG市场增长预计将达到接近5%（约26bcm），较2024年的水平有所加速。然而，市场平衡仍易受到进一步液化项目延迟和主要及次要进口地区天气影响的威胁。简言之，市场在2025年预计仍将高度敏感于任何新的供应或需求压力。

随着北美推动供应增加，预计欧洲将恢复液化天然气进口增长

2025 年与 2024 年按地区列的 LNG 进出口同比增量



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：基于 ICIS (2024) 的 IEA 分析，[ICIS 液化天然气边缘](#)

由于运力过剩，现货液化天然气租船费率跌至历史低点

随着全球液化天然气贸易量的不断扩大，吨英里²该指标显示出了持续上升的趋势。2024年过渡季节（淡季）的吨英里数略高于上年。

尽管巴拿马运河和红海航线持续受到航运限制，2024年全年现货LNG运输费率保持稳定，并显著低于2023年的水平。现货运输仅占全球LNG海运市场的很小一部分，但它是市场紧张程度的关键指标。2024年下半年，季度平均费率比2023年同期下降了65%以上。具体而言，2024年第四季度，TFDE标准LNG船在大西洋的日费率平均为26,000美元（同比下降85%），在太平洋的日费率平均为32,000美元（同比下降80%），这些费率水平自2019年新冠肺炎疫情期间第二季度以来未被观察到。

在2024年第四季度，JKM-TTF价差收窄，尽管欧洲天然气储存充足，但随着市场对供应风险的感知，TTF一个月后价格有所上涨。即使亚洲LNG价格赶上并略高于TTF，当

考虑到运费和其他成本，在将液化天然气（LNG）从美国运往欧洲与绕好望角运往亚洲之间，前者仍然略微更具盈利性。这一情况导致了11月底一批货物从亚洲转向欧洲。这些货物的转移，结合商业互换和船队优化，通过缩短平均航程时间提高了船只的可用性。

另一个导致2024年11月历史低位现货LNG船运费率的因素是缺乏显著的正向递增结构（contango）。在过去两年中，明显的正向递增结构（未来价格显著高于当前价格）促使交易商将LNG存储在船舶上，等待日后以更高的价格出售。这一做法增加了LNG运输船的需求，推高了船运费率。然而，随着2024年正向递增结构趋于平坦，这一激励作用减弱，减少了浮动存储的需求，并将现货船运费率推至低位。

总而言之，太平洋和大西洋的LNG航运现货市场似乎已达到新的平衡，表明两个盆地的LNG船舶供应充足。

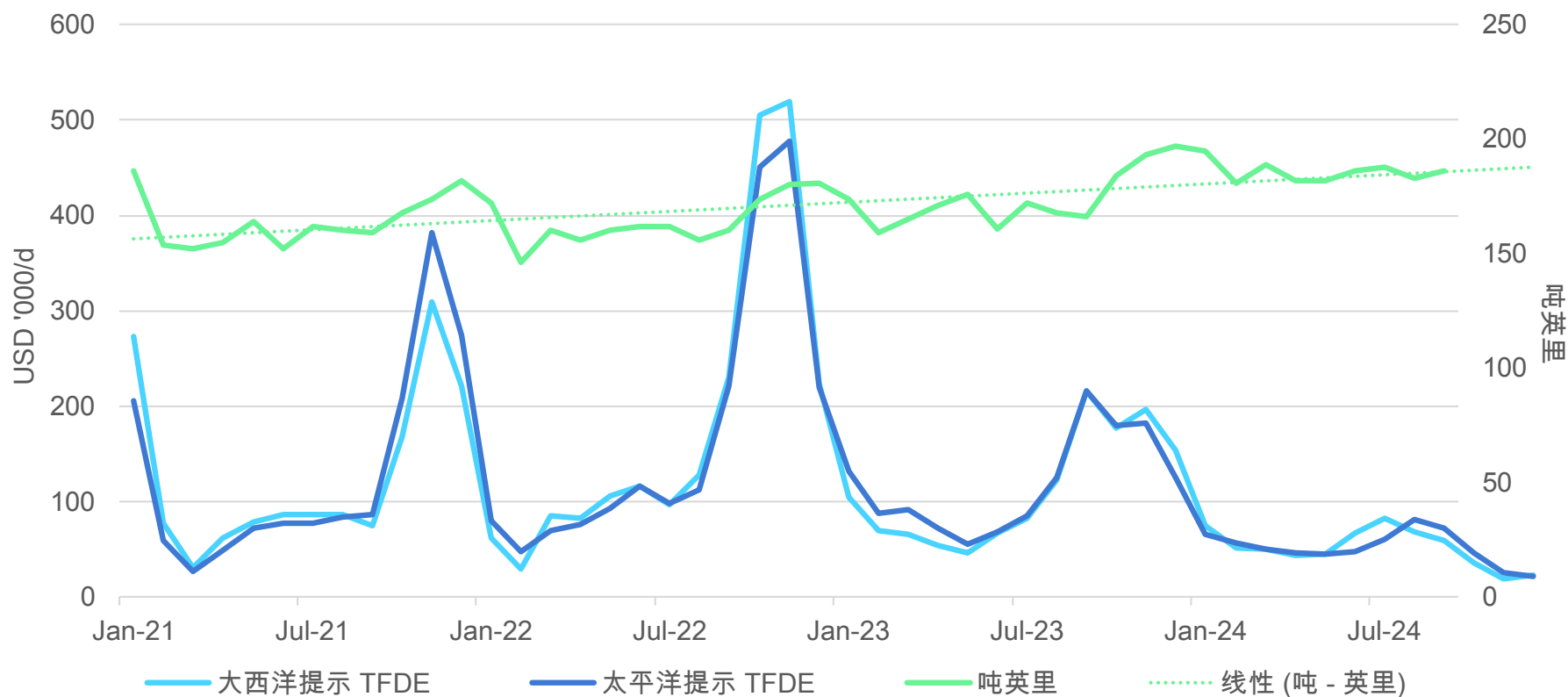
² 吨英里是指运输的货物重量乘以运输距离，用于表示船舶及其他船只活动量的指标。

在2024年，液化天然气（LNG）运输船队增加了约68艘船只，是2023年的两倍，这表明LNG运输能力的增长正在加速。考虑到当前的订单情况，LNG运输船队在未来几年预计会有显著增长。这一增长与新造船订单相符，这些订单旨在满足未来新的LNG液化项目的需求，特别是在卡塔尔和北美地区，并替换老旧、效率较低且排放较高的船舶。例如，美国Golden Pass等液化天然气生产设施的现有延迟可能会导致到2025年LNG运输船队规模超过全球LNG运输需求所需的规模。截至2024年12月，远期曲线显示，标准TFDE型LNG运输船的日租费率预计将在2025年平均为40,000美元，比2024年的水平下降20%。

液化天然气（LNG）carrier船队的持续扩张，结合高效的利用和商业互换，减轻了物流中断的影响，而未出现显著的价格波动。然而，潜在的未来挑战包括关键地区地缘政治紧张局势，以及在遭遇突发需求冲击（如2021年1月东北亚的寒冷时期）时可能出现的突然价格飙升和临时性的航运短缺，这些因素可能会突然打乱全球供应链并影响市场稳定性。

尽管 2024 年第四季度吨里程增加，但现货液化天然气船舶租船率有所下降

2021 - 2024 年大西洋和太平洋盆地液化天然气运输船平均日价和吨英里公制



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：IEA 基于 Spark Commodities 的分析。

在 2024 年持平之后，美国的产量增长预计将在 2025 年因液化天然气出口的增长而上升

美国干燥天然气生产动态在2024年发生了明显变化，增长显著放缓，这一减速与此前多年持续强劲的增长形成对比，并标志着十年内第三次长期再平衡期。尽管从2014年至2023年期间年复合增长率约为4.6%，但2024年产量增长转为轻微负增长，原因是市场供应充足，国内需求温和波动且液化天然气出口增长乏力。

在2025年，新的液化项目预计会重新提振需求侧压力并刺激上游活动，尽管干气产量的增长预计只会温和上升，大约为1%。2023年第四季度创纪录的高生产水平和相对温和的冬季需求（除了2月份再次出现寒冷天气外）使美国市场在上半年处于供应过剩的状态。随着亨利枢纽价格下滑至2020年夏季以来的最低点，上游运营商实施了开支削减，导致产量下降。在Haynesville地区，由于资源开采深度较高导致钻井成本高昂，2024年的干气产量同比下降约13%（或17 bcm），每个月都有所减少。阿巴拉契亚盆地的产量削减较为温和，主要集中在上半年，全年总计减少2%（或6bcm）。

Permian盆地的动力明显不同，因为伴随石油市场强劲的表现，天然气产量也被大幅提升。

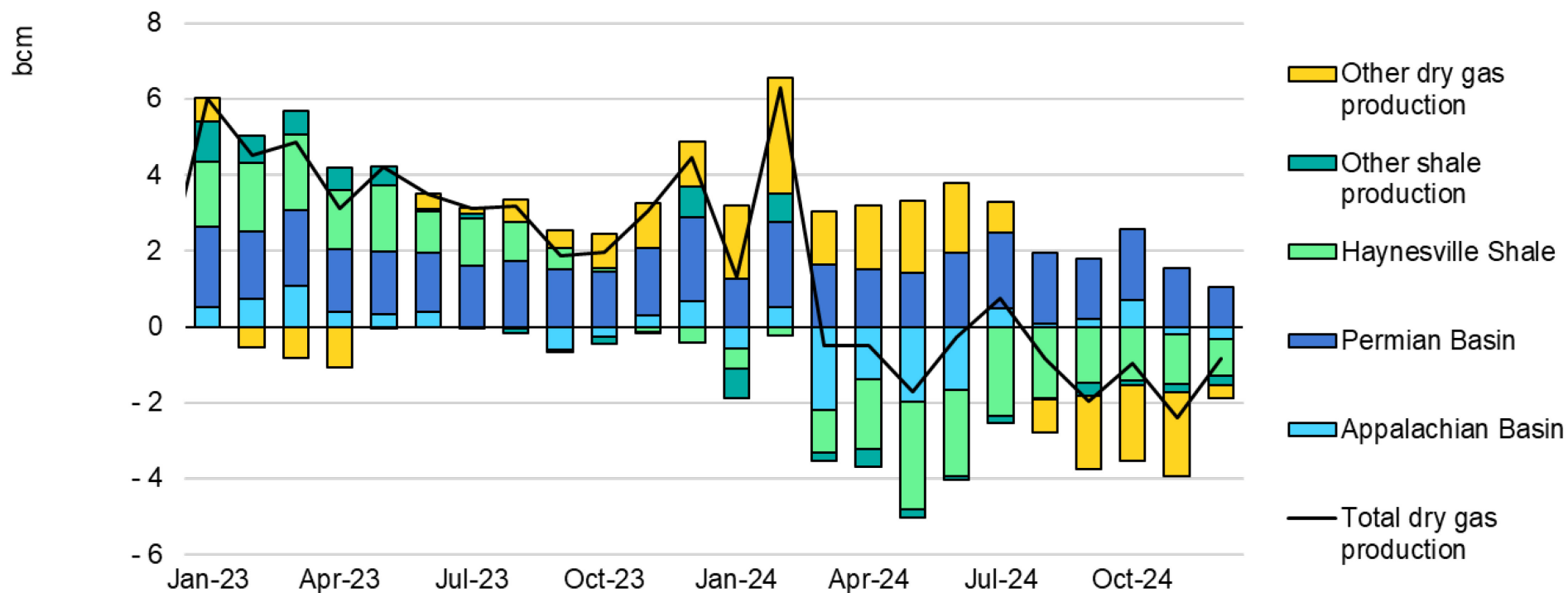
基础数据。高原油价格使Permian盆地的石油生产在整个年度保持强劲增长态势，导致天然气产量增长12%。其他干气产量的增长也十分显著，达到3%以上（相当于60亿立方英尺）。

这些相反的上游动态导致2024年的产量仅下降了约0.2%，而2020年尽管面临COVID-19需求冲击，产量下降了0.3%，2016年由于石油和天然气价格急剧下跌导致供应基本面减弱，产量下降了1.7%。随着2025年需求面驱动因素的增强，2024年的再平衡预计将为2025年的更坚实生产基本面奠定基础。

美国液化天然气（LNG）出口预计在2025年同比增长约14%，这得益于新液化项目和扩产计划即将上线。墨西哥两个使用美国管道天然气的LNG项目产能提升将进一步增加对美国市场的供应压力。2025年，美国干气产量预计增长略超过1%，由于石油市场动态推动Permian盆地干气生产持续上升，以及上游资本支出削减的影响逐渐消退，Haynesville和Appalachian盆地的生产基本面得到改善。2024年的关键输油管道完工也将有助于Permian和Appalachian盆地的输油量。然而，生产增长的恢复可能仍会受到波折，因为勘探和生产公司需要衡量增加的支出与Henry Hub价格预期之间的关系。

2024 年美国干气生产趋势与前几年的强劲基本面形成对比

2022 - 2024 年美国每月干气产量同比变化



IEA. CC BY 4.0。

注：2024 年 11 月和 12 月包括估计数据。

Sources: 基于 EIA (2025) 的 IEA 分析

[天然气数据](#) [天然气每周更新。](#)

欧亚天然气产量在 2024 年恢复增长

欧亚地区天然气产量在2021年至2023年间下降了13%（或130bcm）。这一急剧下降主要由俄罗斯及其对欧洲管道天然气交付量的大幅减少驱动，其次是由乌兹别克斯坦上游供应能力恶化所影响。该地区的天然气产出自2023年下半年开始逐步恢复，初步数据显示，2024年欧亚地区天然气产量上升了5.5%（或45bcm），尽管仍比2021年水平低9%（或85bcm）。2024年的复苏得益于国内需求增强和出口增加的双重支持。

俄罗斯的天然气产量在2021年至2023年间骤降15%（相当于125 bcm）。欧洲通过管道进口的天然气减少约占这一大幅下降的95%。初步数据显示，2024年俄罗斯的天然气产量增长了7%（相当于45 bcm）。强劲的出口增长，无论是通过管道还是以液化天然气的形式，支持了这一增长。通过西伯利亚管道，俄罗斯对中国的管道天然气出口同比增长超过35%，全年总交付量超过31 bcm。对欧洲的管道天然气交付量估计同比增长约7%。此外，俄罗斯通过经哈萨克斯坦的中亚-中心管道系统增加了对乌兹别克斯坦的管道天然气出口。俄罗斯和乌兹别克斯坦于2023年6月签署了一份合同，从2023年10月开始供应初始9百万立方米/日的天然气，但据理解，2024年的实际供应量显著增加。

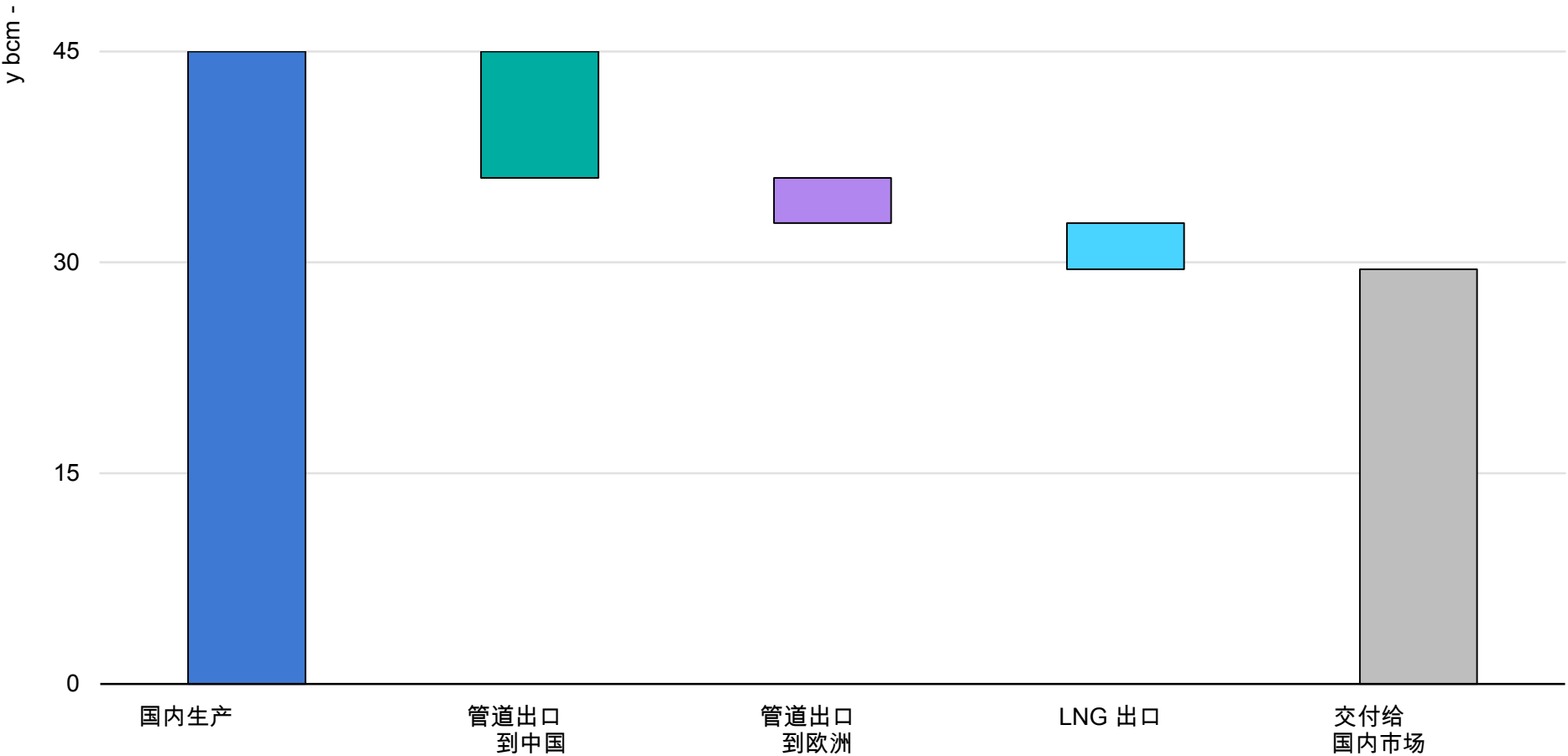
俄罗斯的液化天然气（LNG）产量在2024年同比增长8%（或超过300亿立方米），其中亚洲占据了俄罗斯液化天然气总出口量的一半左右。向国内市场供应的天然气在2024年估计增加了4.5%（约2300亿立方米）。这一增长部分得益于异常寒冷的冬季天气，导致第一季度供暖需求增加，以及更强的热电发电（2024年前11个月同比增长3.7%）和工业用气量的提升。

天然气生产在中亚各国表现出不同的模式。在土库曼斯坦，2024年天然气产量保持在约80亿立方米的稳定水平。相比之下，乌兹别克斯坦在前11个月的天然气产量同比下降了4.5%（或2亿立方米），反映了该国上游供应能力的恶化。在哈萨克斯坦，估计的销售用气产量在前11个月同比下降了1%（或0.3亿立方米）。同一时期，阿塞拜疆的销售用气产量同比增长了6%（或2亿立方米）。这一增长部分得益于对欧洲供应量的增加，同期对欧洲的供应量增加了6%（或1.25亿立方米）。

这份预测预计欧亚地区的天然气产量将在2025年增加1.5%，但仍将保持在2021年水平以下约10%。俄罗斯预计将占据2025年增长的主要份额，由于国内需求和对中国及中亚国家的出口增加，天然气产量也将有所提升。

既有强劲的国内需求，也有更高的出口。

2024 年与 2023 年相比，欧亚出口和向国内市场交付的天然气产量同比变化估计



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：IEA 分析基于 [ENTSOG\(2024\)](#)，透明平台：[ICIS\(2025\)](#)，液化天然气边缘；和各种新闻来源。

欧洲的主要天然气供应量在 2024 年下降了 4.5%。

经合组织欧洲的主要天然气供应量估计下降了 4.5 % (或超过20 bcm) 在2024年。较高的存储水平在夏季减少了存储注入的需求，这与较低的天然气消耗和更高的管道天然气进口共同作用，对该地区的LNG进口产生了影响。该地区的国内生产继续下降。

欧洲 LNG 进口 下降了18% (或接近30bcm) 至2024年。2024年上半年持续的需求下降，加之夏季储存注入量减少以及管道天然气交付量增加，使得欧洲枢纽价格在2024年低于亚洲现货LNG价格。这反过来又激励了灵活的LNG货物流向亚洲而非欧洲。尽管如此，LNG仍然保持了其作为欧洲主要的一次性天然气供应来源的地位，其份额从2023年的37%下降到2024年的32%。来自美国的LNG流量在2024年下降了18% (或14bcm)。美国保持其作为欧洲最大的液化天然气供应国的地位 在欧洲总液化天然气 (LNG) 进口中占47%的份额。来自卡塔尔的液化天然气流量同比 (y-o-y) 下降了30% (或6bcm)，因为这些流量被重新定向至更具盈利性的亚洲市场。相比之下，俄罗斯液化天然气 流入量同比增长17% (或3bcm)，进一步巩固了俄罗斯作为欧洲第二大液化天然气供应国的地位。俄罗斯的液化天然气交付仍然高度集中。比利时、法国和西班牙在2024年占到了欧洲从俄罗斯进口液化天然气总量的85%。

挪威的管道燃气 在较低水平的维护工程中，2024 年向欧洲其他地区的交付量增加了 8% (或 8.5 亿立方米)。

非挪威国内生产 在 2024 年的前十个月，同比下降了约 6% (或 4 亿立方米)。这种下降主要是由 荷兰 和 United Kingdom 在相比之下，土耳其的天然气产量在黑海萨卡里亚油田持续增产的情况下，在2024年前十个月中几乎增加了三倍，达到近1.8bcm。

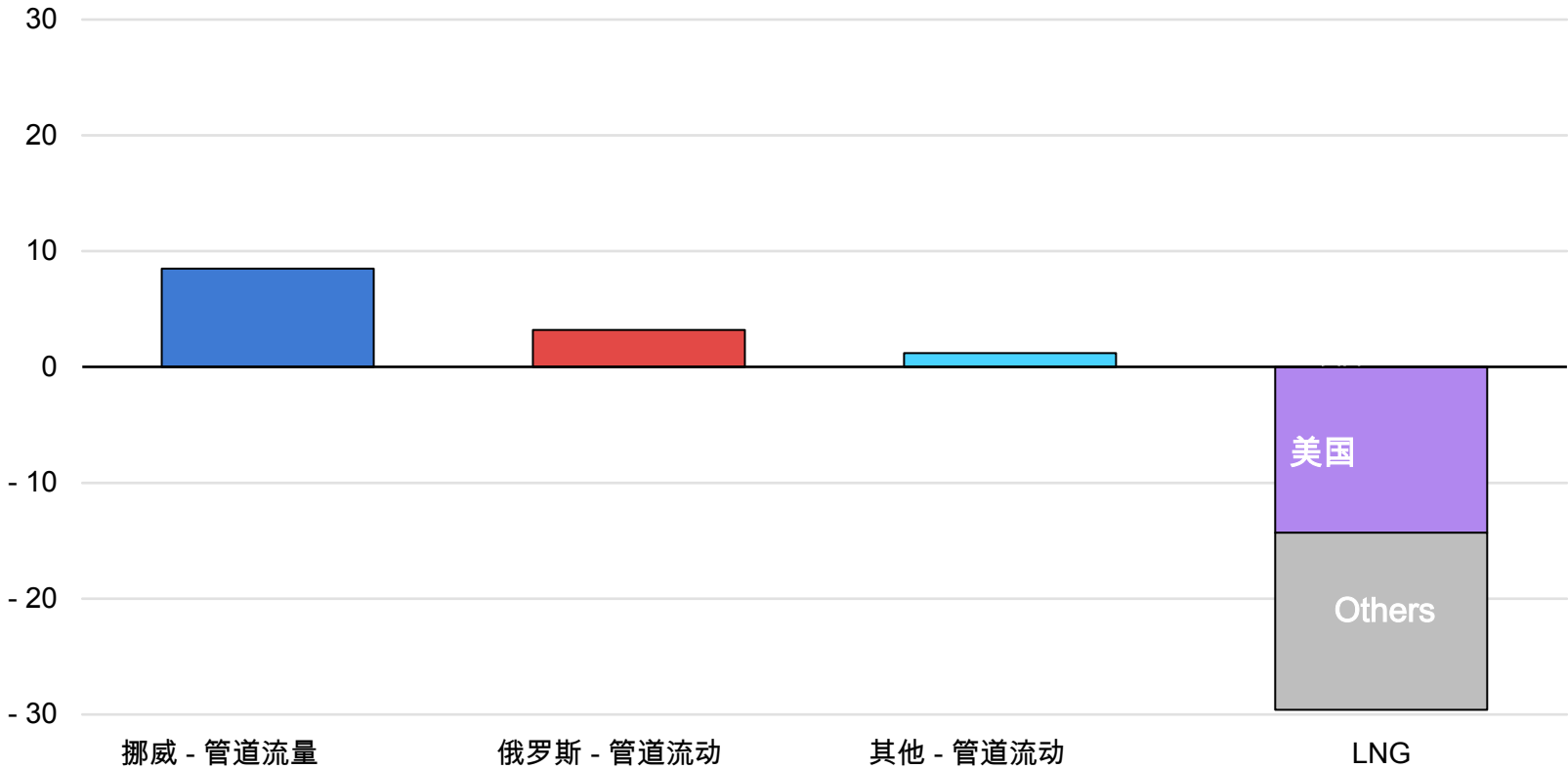
俄罗斯的管道天然气供应 增加了约7% (或3bcm)，尽管仍低于2021年水平的70%。运往欧洲联盟的天然气交付量上升了超过12%。2024年，俄罗斯管道天然气在欧洲天然气需求中的份额刚刚超过10%。北非 2024 年下降了 6%，而 阿塞拜疆流 通过 TAP 管道保持接近 2023 年的水平。

俄罗斯通过乌克兰的天然气过境流量于 2025 年 1 月 1 日停止 预测 不假设其重启。这将导致俄罗斯通过管道供应给欧盟的天然气减少13bcm，相较于2024年。预计较低的俄罗斯管道天然气供应量与天然气需求的预期增加将导致欧洲液化天然气 (LNG) 进口量在2025年增加超过15%。

与去年相比，该地区的液化天然气流入量下降了 18%

y b c m - o - Y 的变化

经合组织欧洲从挪威进口和交付的天然气，2024 年与 2023 年的变化



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：IEA 基于 ENTSOG (2025) 的分析，[透明度平台](#)；欧盟统计局 (2025 年)，[能源统计](#)；乌克兰气体传输系统运营商 (2025 年)，[透明度平台](#)；[ICIS 液化天然气边缘](#)；JODI (2025)，[天然气世界数据库](#)。

面对地缘政治紧张局势，中东的天然气产量继续增长

中东历来是全球天然气生产增长的主要驱动力。该地区五个国家，占其天然气产量的85%，预计将在2023年至2025年间增加超过200亿立方米的产量，这将使两年期间的产量增长3.3%。

Iran 其天然气生产增长预计2024年将低于2%，2025年略高于1%，这主要得益于一系列旨在减少放空燃烧和增加南帕尔斯一期产能的气体捕获项目。

卡塔尔 由于该国太阳能光伏（PV）部署速度加快导致国内消费萎缩，2024年生产下降了2%。鉴于国内需求减弱和出口前景强劲，卡塔尔正在实施Barzan气流改道项目，以将Barzan处理厂（于2020年开始运营且最初仅用于国内市场）的供气流量引导至该国的液化天然气（LNG）出口设施。预计2025年的天然气产量将大致保持稳定，因为下一阶段的重大扩张项目North Field East预计要到2026年才能启动。

沙特阿拉伯 其天然气产量在2024年估计增加了2%，这主要得益于哈维亚气田扩建项目全年的影响以及南盖瓦尔非常规开发项目的首期工程，这两者均于该年投入运营。

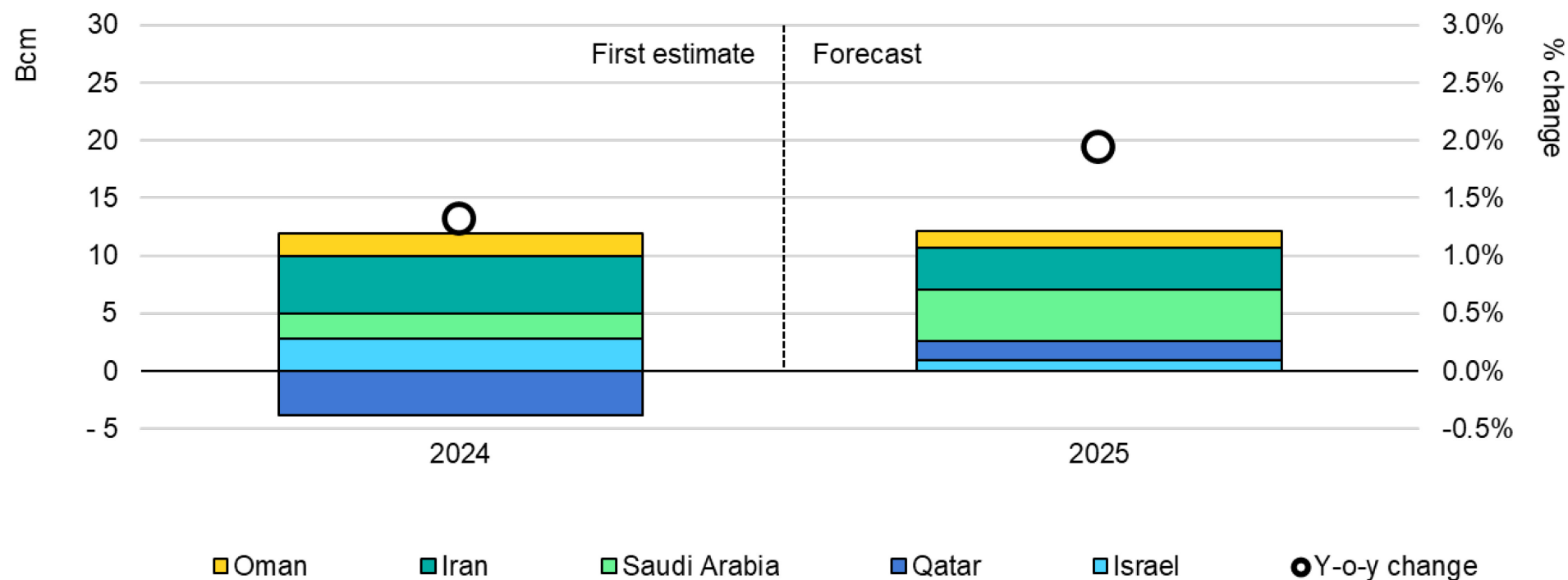
在线上发布于2023年底。预计2025年天然气产量将增长4%，这主要得益于年内Jafurah Phase 1（2亿立方英尺/年）和Tanajib（27亿立方英尺/年）项目的计划启动。

Oman 增加了2024年的天然气产量超过4%，并且预计2025年将进一步增长3%，随着Block 10区块产量的持续提升以及国内天然气管网瓶颈的逐步解除，现有气田的产量将得到更高的提升。

以色列 天然气产量在2024年增加了11%，达到约270亿立方米，并预计在2025年再增长4%，接近280亿立方米。塔马尔（Tamar）油田在2024年从2023年的下降中反弹回来，原因是2023年第四季度发生了为期一个月的紧急停产，这发生在加沙战争初期。利维坦（Leviathan）油田的产量也从2023年因基础设施瓶颈导致的临时减产中迅速恢复。卡拉什（Karish）油田尽管持续存在问题，但仍继续增产。**战**斗在加沙、黎巴嫩以及2024年大部分时间与伊朗的紧张关系中。然而，由于冲突原因，Tamar和Leviathan油田的扩张项目（合计增加年生产能力70亿立方米/年）已被推迟至少六个月，预计仅能在2025年底完成。这将使得2025年的生产增长相对较为温和，相较于前一年较为有限。

2024 - 2025 年中东天然气产量：延迟中温和增长

2024 - 2025 年部分中东国家天然气产量年度增长



IEA. CC BY 4.0。

非洲最大的天然气生产商正在平衡生产与国内能源需求和液化天然气出口要求

尽管非洲拥有接近全球天然气储备总量9%的丰富资源，该地区继续经历弱生产增长，主要原因是对该行业的投资不足。上游活动低迷限制了非洲天然气需求的增长，2024年增长率低于1%。预计非洲的天然气需求将在2025年增加2%。

近年来，**埃及** 埃及的天然气生产受到其最大气田Zohr产量持续下降的影响。2024年前十个月，埃及国内天然气产量同比下降了15%（或7 bcm）。因此，埃及在2024年从净出口国转变为净进口国，这得益于Ain Sukhna FSRU的重启以及使用了约旦的Aqaba再气化设施。此外，埃及还增加了从以色列的管道天然气进口，2024年前十个月进口量同比增长20%（或5 bcm），占埃及主要天然气供应量的15%。为了优先满足国内能源需求，尤其是在夏季高峰月份，埃及大幅减少了LNG出口，导致2024年全年LNG出口量同比骤降近80%，自5月起出口量急剧减少。为应对发电所需的天然气短缺，自6月以来，埃及启动了五个紧急招标作为临时解决方案，最近的一个招标涵盖了第四季度的交付，总共涉及20艘LNG货物。2024年，埃及进口了七年来最多的LNG量。然而，第四季度的交付量明显低于预期。

计划的20艘液化天然气（LNG）货船中，自10月以来仅卸下了12艘，包括通过约旦运输的货船，共计1.8亿立方米。国家拥有的EGAS推迟了一些原定于2024年末交付、现已推迟至2025年初的LNG供应，影响了迄今的四批货物。此外，原定于2025年第一季度招标的20艘货船很可能被推迟，并可能招标数量少于最初计划的20艘。尽管第四季度LNG进口量的下滑似乎主要是由于自11月中旬以来需求下降所致，但Hoegh Galleon FSRU（日处理能力5.5亿立方米/年）在阿因苏赫纳港自6月底以来的技术问题也限制了进口量。2024年11月下旬，埃及能源部宣布重新评估LNG进口需求，原因在于船只航线的变化和降低成本的需要。该部门强调了在确保灵活性的同时尽量减少进口成本的重要性。尽管有关阿因苏赫纳FSRU运营问题的报道不断，但能源部表示该设施仍在平稳运行。

反映优先事项 **尼日利亚** 占据国内消费量不到一半的总天然气产量出口地位，该国仍然是非洲最大的LNG出口国。然而，近年来其LNG出口面临了诸多挑战，主要由于上游和安全问题影响了原料气生产。2024年，尼日利亚实现了自2019年以来首次全年LNG出口同比增长。这一积极进展表明，尽管面临挑战，该国在LNG出口方面仍取得了一定的进步。

趋势主要由强劲的现货销售推动，这有助于整体出口量的增长。具体而言，尼日利亚的LNG出口在2024年增长了7%，相当于同比增加了1.2bcm。这一增长具有重要意义，因为它标志着从之前的下降中恢复，并突显了该国为克服阻碍其LNG生产和出口能力的障碍所作出的努力。受2021年启动的“十年天然气”倡议的影响，尼日利亚预计将吸引大量国际公司的重大投资，TotalEnergies计划投资7.5亿美元用于新气项目以提升NLNG遗留工厂的LNG出口能力，而Shell则承诺在未来十年内投入高达10亿美元来开发尼日利亚的天然气基础设施。

2024 年，几项关键发展显著受益 **阿尔及利亚** 沙特和液化天然气（LNG）市场，支持产量增加和国际兴趣。阿尔及利亚过去四年内的销售天然气产量增加了25%，这主要是由于再注入量减少和新的绿地项目开发。值得注意的项目包括哈西·巴哈穆和哈西·穆伊纳油田，它们是西南气田项目的一部分，并已投入生产，预计每年将增加4.5亿立方米的销售天然气。尽管2024年国内天然气需求有所下降，但产量下降6.6%，导致出口下降至四年来最低水平48亿立方米，其中液化天然气同比下降10%。尽管如此，阿尔及利亚仍然是向欧洲供应天然气的关键供应商，特别是西班牙和意大利，而政府旨在

为了减少对天然气的过度依赖，多元化国家的能源结构，并计划到2030年安装22吉瓦的可再生能源容量。从勘探角度来看，阿尔及利亚在政府改善的财务和税收条件下签署了六份新合同，吸引了超过70亿美元的投资。该国还与外国石油和天然气公司签署了14份谅解备忘录（MOU），显示出投资者兴趣的重大转变。阿尔及利亚正利用其战略位置扩大液化天然气（LNG）和管道出口，支持新的天然气供应协议和全球大型石油公司的勘探钻井活动。2024年11月，阿尔及利亚启动了十年来首次的天然气田招标轮次，依托修订后的石油和天然气法，旨在吸引全球能源投资者。这一举措意在重振阿尔及利亚上游产业，并为满足欧洲的天然气需求提供长期替代方案，尤其是在俄罗斯全面入侵乌克兰后减少了天然气供应的情况下。此次招标包括六个陆上区块，重点在于扩大阿尔及利亚的天然气资源。阿尔及利亚拥有约4800亿立方英尺（约17万亿立方英尺[Tcf]）未开发的传统资源。这些资源的开发，加上以基础设施为导向的勘探活动，可能使阿尔及利亚的销售天然气产量增长持续到2030年代。非常规天然气，尤其是页岩气和致密气，具有巨大的潜力，可能达到数万亿立方英尺。然而，由于高成本和缓慢的操作审批程序，商业可行性仍然是一个挑战。埃克森美孚和雪佛龙已签署谅解备忘录，评估并开发这些机会。

亚洲和欧洲天然气价格在 2024 年第四季度达到历史平均水平的两倍以上

天然气价格 Recorded增长出现在关键的亚洲和欧洲进口市场（截至2024年第四季度），与上一季度相比，尽管市场基本面趋紧且供应不确定性持续存在。在美国，亨利 hub 的现货价格保持在多年来的低位。

In **Europe**，在2024年第四季度，TTF现货价格环比上涨18%，平均值接近13.5美元/百万英热单位，比2016-2020年间第四季度的平均水平高出一倍多。更高的天然气需求（同比增长9%）与较低的LNG流入量（同比下降12%）相结合。- o - 并且由于俄罗斯管道天然气流量的持续不确定性，所有这些因素都对价格上涨产生了向上压力。2021年11月中下旬，俄罗斯天然气工业股份公司（Gazprom）因仲裁裁决支持OMV而暂停了对奥地利OMV的商业天然气供应。在此期间，TTF期货月均价在11月13日至18日期间上涨超过7%。尽管Gazprom暂停了对OMV的商业天然气供应，但其整体向欧盟的物理天然气流量保持稳定。

In **Asia** Platts JKM价格也呈现出类似的趋势，并在2024年第四季度环比上涨7%，平均达到14美元/百万英热单位——与欧洲的情况类似，这一平均水平是2016-2020年第四季度平均水平的两倍以上。尽管持续的需求增长和与欧洲在灵活LNG货物竞争方面的增强为亚洲现货价格带来了上行压力，但JKM相对于TTF的溢价从第三季度的平均1.6美元/百万英热单位急剧下降至0.5美元/百万英热单位。

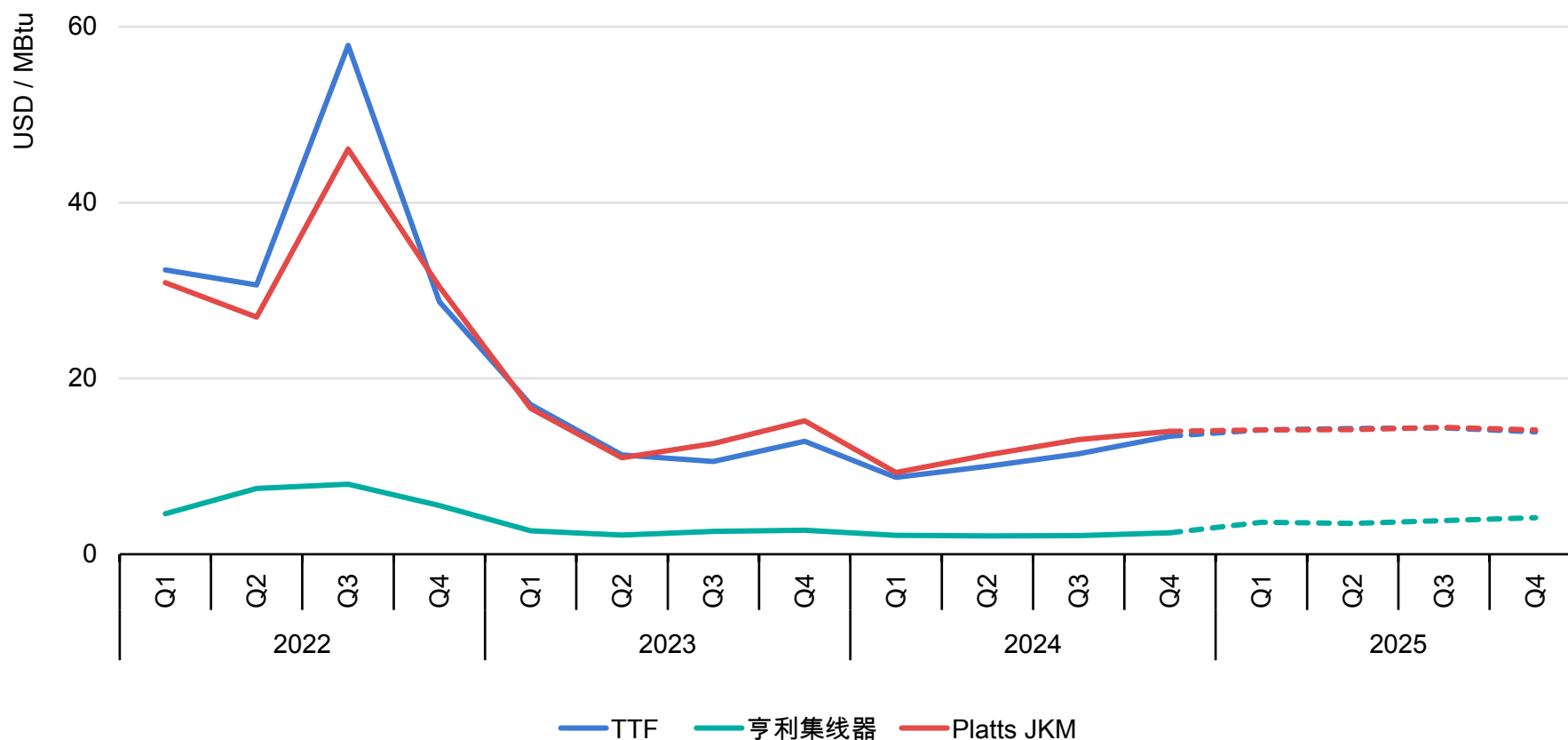
在第四季度，这一因素激励了更强的液化天然气（LNG）流向欧洲，而牺牲了亚洲的供应，这与2024年前十一个月的情况形成了鲜明对比。

在 **美国** 亨利 hub 价格在第四季度上涨了 15%，平均值为每百万英热单位 2.4 美元——这是自 2019 年以来最低的第四季度平均值。强劲的相关天然气产量，加上温和的天气和相对较高的储存水平，对天然气价格产生了下行压力。创纪录的相关天然气高产量和有限的运输能力使Permian盆地的天然气价格在 2024 年平均低于每百万英热单位 0.6 美元——这是有记录以来最低的第四季度水平。

正向曲线 截至2025年1月中旬期的数据表明，2025年TTF价格可能比2024年的水平上涨30%，并平均保持在每百万英热单位约14美元。夏季期间更高的储气注入需求，加上通过乌克兰的俄罗斯管道天然气运输暂停以及与亚洲市场对灵活LNG货物的竞争持续存在，预计将支持更高的天然气价格。远期曲线显示，JKM价格到2025年可能上涨20%，平均值约为每百万英热单位14美元。JKM价格相对于TTF的价格溢价预计从每百万英热单位0.9美元收紧至0.1美元，在2025年有望激励更多的LNG流向欧洲。根据远期曲线，美国亨利枢纽价格预计在基本面趋紧的情况下上涨超过70%，平均达到每百万英热单位3.8美元。

预计 2025 年欧洲枢纽价格将接近亚洲现货液化天然气

2022 - 2025 年主要即期和远期天然气价格



IEA. CC BY 4.0。

注：未来价格基于截至2025年1月中期的远期曲线，不代表价格预测。来源：IEA分析基于CME集团（2025）Henry Hub 天然气期货报价；荷兰 TTF 天然气月期货结算；液化天然气日本 / 韩国标记牌 (Platts) 期货结算；EIA (2025 Henry Hub 天然气现货价格 Powernext (2025)，现货市场数据；标准普尔全球公司(2025 年)，标准普尔全球商品洞察。

2024 / 25 冬季末的存储量将是全年市场平衡的关键信号

全球关键市场在2024/25年冬季开始时的天然气存储水平处于稳健状态，确保了整个冬季区域内天然气市场和全球LNG市场的关键平衡能力。然而，第四季度大幅抽气、俄罗斯对欧洲管道供气量减少以及北半球同时出现寒冷天气的风险为第一季度的存储填充带来了负面因素。

欧盟的储气设施在2024年11月1日超过了监管规定的90%填充目标，但低于2023/24冬季前达到的填充水平。尽管在第三季度的大部分时间里，存储的天然气体积与2023年大致相同，但在10月份，由于净提取量比去年多了8天（2023年为零），注入量有所下降，导致再液化外输量同比下降，需求相对稳定。因此，2024年冬季前的最高存储量仍比2023年的最高值低约4亿立方米（4%）。

一个十一月初的寒冷时期也导致了持续净提取量的更早且更为明显的开始，并且尽管到十一月底提取率恢复正常，从峰值填充到年底仍从欧盟存储站点撤出了24bcm的天然气，而2023年这一数字为14bcm。与2024年初相比，欧盟的存储水平在2025年初下降了约14bcm（或16%），并且仅略低于五年平均水平，到一月中旬时，存储量仅占65%。尽管如此，存储中的体积很可能会保持在

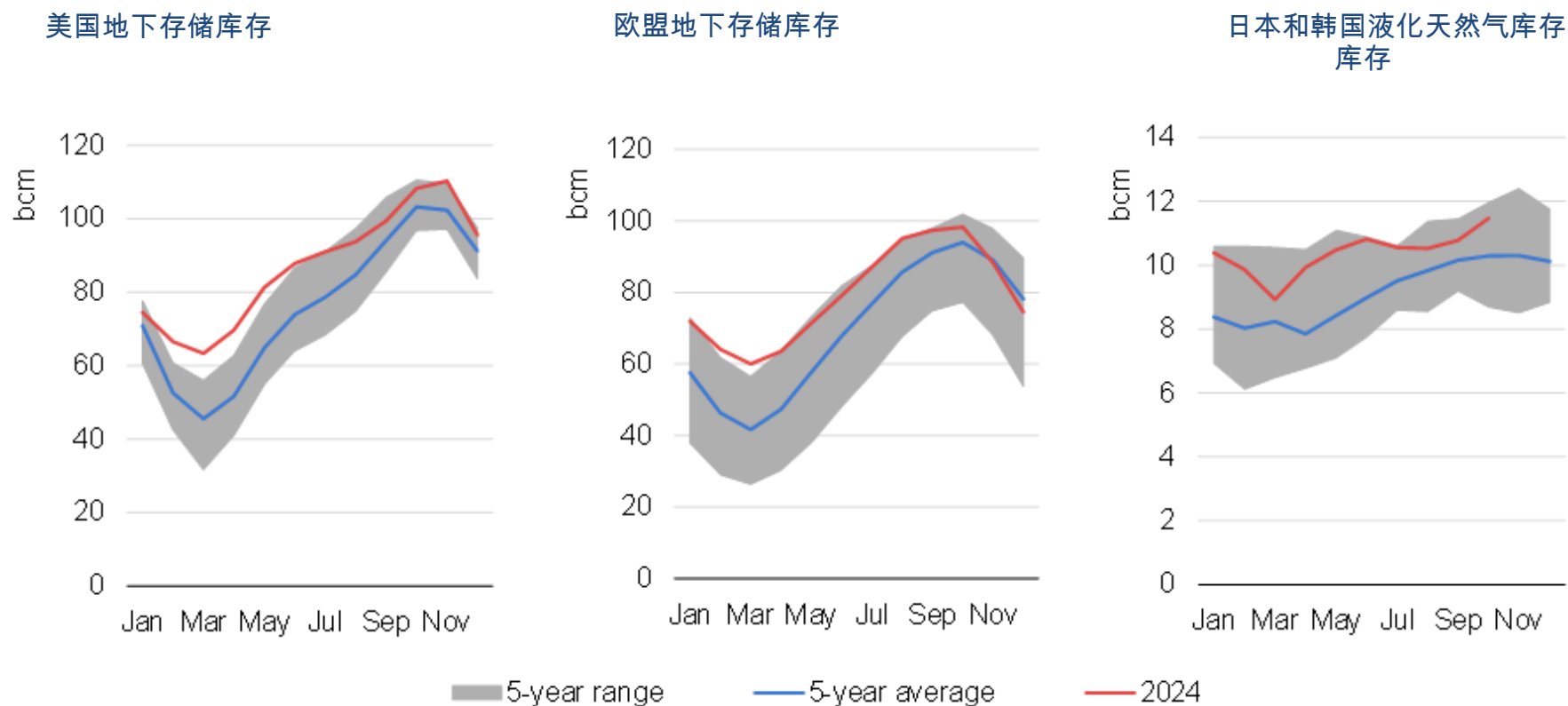
足以帮助平衡整个冬季剩余时间的波动性，但如果在3月底前储存填充量较低——特别是在供应中断和持续寒冷时期——欧洲2025年的供需平衡可能会趋紧。

在美国，2023/24冬季结束时异常高的存储填充量使得整个2024年的储存量高于2023年水平，即使在填充季节的净注入量比2023年低14%（或8bcm）。最大填充水平在11月中旬达到，并超过了五年范围（比2023年的最高点高出3%），尽管12月的抽取量很强劲，但2025年初的存储填充量仍高于平均水平。

超越冬季天气模式的典型不确定性，由于新的美国和墨西哥液化项目（LNG）和管道出口增长，美国市场的供需可能会面临进一步的需求压力。根据上游对价格信号的反应，存储释放可能在2025年第一季度更多地发挥平衡市场和缓解波动的作用。

日本和韩国的LNG存储水平从6月到10月大致保持在2023年的水平，得益于两个市场强劲的LNG进口。截至10月底，它们的库存总量仍接近近期历史范围的高位，为冬季月份提供了重要的缓冲以应对波动性。

2024 年第四季度强劲的提款使存储填充量回落至或低于平均水平



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：基于 EIA (2024) 的 IEA 分析，[地下存储中的每周工作气体](#)；GIE (2024)，[AGSI + 数据库](#)；IEA (2024)，[每月燃气数据服务](#)；JODI (2024)，[天然气世界数据库](#)。

低排放气体

生物甲烷和低排放氢气受益于 2024 年更大的政策重点

低排放气体(包括生物甲烷、低排放氢气³和电子甲烷⁴)可以在低碳化天然气供应链和更广泛的能源系统中发挥重要作用。鉴于它们日益重要的地位，国际能源署已经开发出了相关方案。**低排放气体工作方案**

为了密切跟踪这一领域市场的动态，并促进新兴生产者与消费者之间的对话。本部分提供了2024年关于低排放气体的关键政策和市场发展情况的概述。

生物甲烷

在**美国**，生物甲烷（也称为可再生天然气或RNG）继续受益于日益严格的燃料要求。2023年6月，环境保护署制定了2023-2025年的细胞质生物燃料体积要求和标准，该标准主要适用于生物甲烷。**可再生燃料标准(RFS)计划**：新规定将2023年的细胞燃料生物燃料体积目标提高了25%，2024年提高了29%，2025年提高了33%，相较于之前的目标。根据修订后的目标，美国的生物甲烷产量到2025年可能增加至约400亿立方米。

在州一级，2024年2月**新墨西哥州**众议院通过了第41号法案，该法案建立了一个被称为**清洁运输燃料标准**。该法案计划于2026年7月实施，并旨在到2030年将运输燃料的碳强度降低20%，到2040年降低30%，相对于2018年的基线水平。新墨西哥州的清洁燃料标准预计将在中期内增加运输部门对生物甲烷（RNG）的需求。

2024 年 11 月上旬 加州空气资源委员会

制定了低碳燃料标准（LCFS）法规以使其更加严格，同时继续支持运输领域内的沼气（RNG）生产与使用。更严格的道路交通燃料脱碳目标很可能会增加沼气生产商因避免甲烷排放而产生的信用额度的需求。此外，修正案确认了在2030年前开始建设的沼气项目有资格继续在2040年前获得避免甲烷排放的信用额度，这是该行业的重要透明度要素。

the 2024 年可再生天然气奖励法案

在联邦层面，该法案于2024年5月提交参议院。提议的法案将为RNG（再生天然气）分销商提供每加仑1.00美元的税收抵免。

³ 低排放氢气包括通过电解产生的氢气，其中电能来自低排放源（可再生能源或核能）、生物质或化石燃料（结合碳捕获、利用和储存技术）。

⁴ e-甲烷是指通过电解氢气合成的甲烷。国际能源署（IEA）在其报告中用于分析目的的低排放合成甲烷的定义是指

任何碳输入，例如来自CO₂，不是从化石燃料或工艺排放中获得的。超出这一定义，关于碳中和e-甲烷的商业提案可以考虑使用CO₂在工业或电力植物中捕获，并通过碳信用进行抵消（类似于碳中和LNG的商业报价）。

用于运输。因此，这将鼓励商业卡车和公交车队使用生物甲烷。截至2025年1月，该法案尚未通过参议院。

在 **欧洲联盟** The REPowerEU计划于2022年提出了到2030年生物甲烷生产目标为35亿立方米/年。尽管该目标不具备法律约束力，但生物气和生物甲烷生产目标仍然存在。

国家能源

在草案更新中确定

气候计划 欧盟成员国的国家能源和气候计划 (NECPs)。截至2024年底，13个成员国在其草案或最终的NECP中包括了生物甲烷目标。这些成员国的合计目标到2030年将总计接近每年15亿立方米的生物甲烷产量。

此外，一些欧盟成员国通过了生物甲烷战略和 / 或行动计划。2024年3月发表其

s 葡萄牙

。该计划将目标设定为

生物甲烷行动计划 2024 - 2040

到2040年替代天然气需求的18.6%为生物甲烷。在第一阶段 (2024-2026)，行动计划旨在通过创建有利于新项目实施的可利监管框架、消除电网接入障碍以及鼓励生物质气植物转换为生物甲烷生产来推动葡萄牙的生物甲烷市场发展。行动计划的第二阶段目标是巩固生物甲烷市场并增加国内产量。2024年5月 **爱尔兰** **国家生物甲烷** 发表其

Strategy。该战略设定了到2030年5.7 TWh / yr (或 0.5 bcm / yr) 的雄心勃勃的生物甲烷生产目标。它基于五个关键

支柱 (可持续性、市场需求创造、生物经济和循环经济、生物甲烷的经济性以及促进政策要求)，并 accompanies 25 项关键战略行动。

2024 年 11 月 罗马尼亚 能源战略

发布了其草案，其中包括到2030年将生物甲烷在天然气网络中的份额增加到5%，到2050年增加到10%的目标。

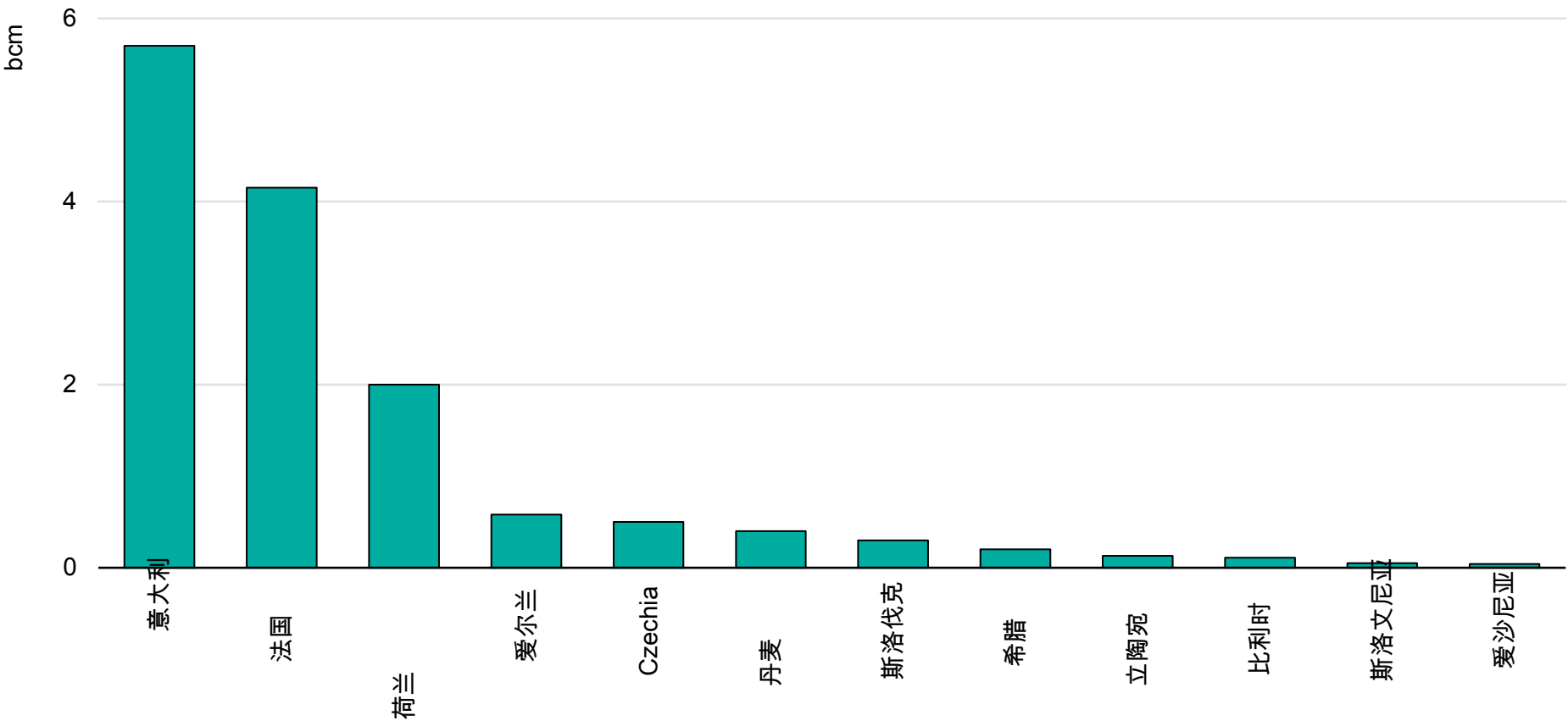
生物甲烷也受益于欧洲和北美市场的更大政策支持。2023年11月 out **印度**

BG) 进入

批准的 **压缩沼气强制混合** (推动国内天然气供应。该规定从2025年起将生物质气体 (CBG) 的占比设定为总压缩天然气和管道天然气消费量的1%，并逐步提高至2028/29年达到5%。在2024年，政府制定了一个支持大规模推广CBG的框架。这包括提供资金支持以促进生物质聚合，并为CBG厂与城市燃气分配网络之间的管道连接提供财务援助。) **巴西** 卢拉总统于2024年10月颁布了《未来燃料法》。该法律建立了国家天然气生产者和进口商去碳化计划以及生物气促进计划，旨在推动生物甲烷的研究、生产和使用。

欧盟成员国的 NECP 正在确定生物甲烷目标

到 2030 年欧盟成员国的国家能源和气候计划草案和最终计划中的生物甲烷目标



IEA. CC BY 4.0。

来源：IEA 分析基于欧盟委员会(2024)，国家能源和气候计划。

低排放氢补贴和可持续性规则在 2024 年取得进展

虽然2024年低排放氢气市场更多地表现为稳定增长而非迅猛扩张，但多个国家和地区继续推出补贴和支持性的政策措施。

在 **美国** 美国能源部 (DOE) 于2024年3月拨款7.5亿美元支持52个氢项目，这些建设项目是 bipartisan 基础设施法的一部分。该资金涵盖了电解槽制造和燃料电池供应链成本的最高50%。此外，DOE 还拨款17亿美元支持六个工业氢利用项目，这些项目隶属于60亿美元的工业示范计划。

The **EU** 净零工业法案于2024年6月生效，设定目标到2030年在欧盟制造的战略技术中占40%，包括电解器和燃料电池。2024年4月，欧洲氢能银行首次拍卖中向七个总容量为1.5吉瓦的电解器项目提供了7.2亿欧元（约合7.5亿美元）的资金支持。第二次拍卖于2024年12月启动，为符合条件的可再生氢气项目提供了高达12亿欧元（约合12.4亿美元）的资金。奥地利、立陶宛和西班牙还通过所谓的“拍卖即服务”机制额外提供了8.36亿欧元的资金，以支持各自国家内的可再生氢气项目。

2024 年 7 月，欧盟发布了氢和气体脱碳一揽子计划，设定了监管纲要

氢基础设施框架。必须在打包文件通过后的12个月内制定定义低碳氢的委托法规，并且必须在2026年8月之前完成向国家法律的转化。

在2024年2月，第三轮重要项目 (Important Projects of Common European Interest, IPCEI) 得到了批准，分配了69亿欧元的国家援助用于氢基础设施项目。同年5月，第四轮项目得到批准，计划再分配14亿欧元的国家援助用于交通运输中氢能源的应用。

In **Japan** 氢社会促进法于2024年5月颁布，分配了3万亿日元（约合194亿美元）的补贴资金，用于在日本国内使用低碳氢气的供应商，并通过15年的合同差价 (CfD) 补贴计划。该CfD方案于2024年11月启动，并持续到2025年3月，优先考虑截至2025年1月收到的申请。

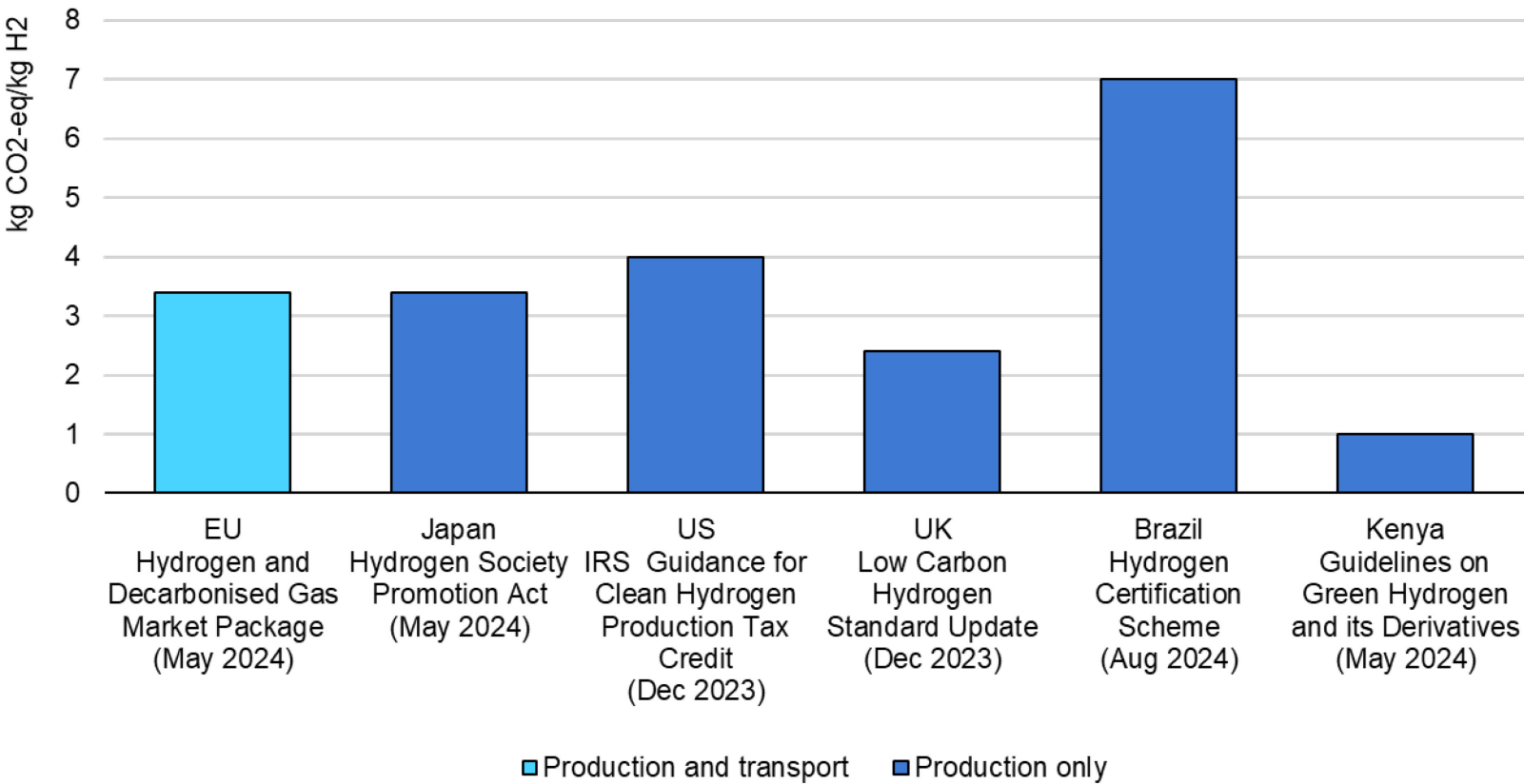
澳大利亚 在2024年预算中引入了80亿澳元（约合52亿美元）的低排放氢项目补贴。这包括在未来由澳大利亚制造法案 (Future Made in Australia Bill) 下价值67亿澳元（约合44亿美元）的氢气生产税收激励措施，以及额外的13亿澳元（约合9亿美元）用于现有的氢气起步计划 (Hydrogen Headstart programme)，以弥补绿色氢气项目成本差距。

In 巴西 一项于2024年通过的清洁氢气法案自2025年起为低排放氢气生产商和消费者提供了五年共计BRL 183亿（约合32亿美元）的税收减免。该法案设定了相对较高的碳强度门槛（7公斤）。CO₂ 每公斤氢气 equivalent 的基础上来适应以生物燃料为基础的生产方法（如乙醇蒸汽重整），但激励措施将与温室气体（GHG）减排量成比例，从而奖励那些GHG排放较低的路径。

自2023年底以来，在几个关键市场对什么是合格的低排放氢气制定了相关规定方面也取得了重要进展。美国、日本、肯尼亚、巴西、英国和欧盟在2023年12月至2024年12月期间提出了或最终确定了关于可持续性标准和低排放氢气特定GHG强度阈值的规定。

绿色的阴影：不同地区的低排放氢的温室气体标准明显不同

自 2023 年 12 月以来通过或宣布的标准中的低 emissions 氢的温室气体强度阈值



IEA. CC BY 4.0。

生物甲烷在 2024 年录得强劲增长...

全球生物甲烷产量 从2013年到2023年，产量增加了超过七倍。初步数据显示，这种强劲的增长在2024年继续延续。2024年，RNG输出量几乎增加了20%（或1.6万亿立方米），达到超过10万亿立方米。这一快速扩张主要由美国和欧洲驱动，两者共同占据了新增生物甲烷供应量的超过85%。

The **美国** 进一步巩固了其作为全球最大的RNG生产商的地位（2024年）。生物甲烷产量增加了超过25%（或0.7 bcm），达到超过3.5 bcm。因此，美国单独占据了2024年增量生物甲烷生产量的超过40%。这一强劲的增长主要由 **运输部门** 并且受到美国环保署设定的可再生燃料标准（RFS）的影响。在美国，约90%的生物天然气（RNG）用作运输燃料，而用于电力生成的比例不到10%。从原料角度来看，

城市固体废物 生物甲烷生产中几乎70%来自垃圾填埋气，其次是农业和食品废物（25%）以及废水（5%）。根据RNG Coalition的数据，截至2024年7月初，加拿大和美国共有433家运营中的生物甲烷生产设施，有162家正在建设中，290家处于开发阶段。

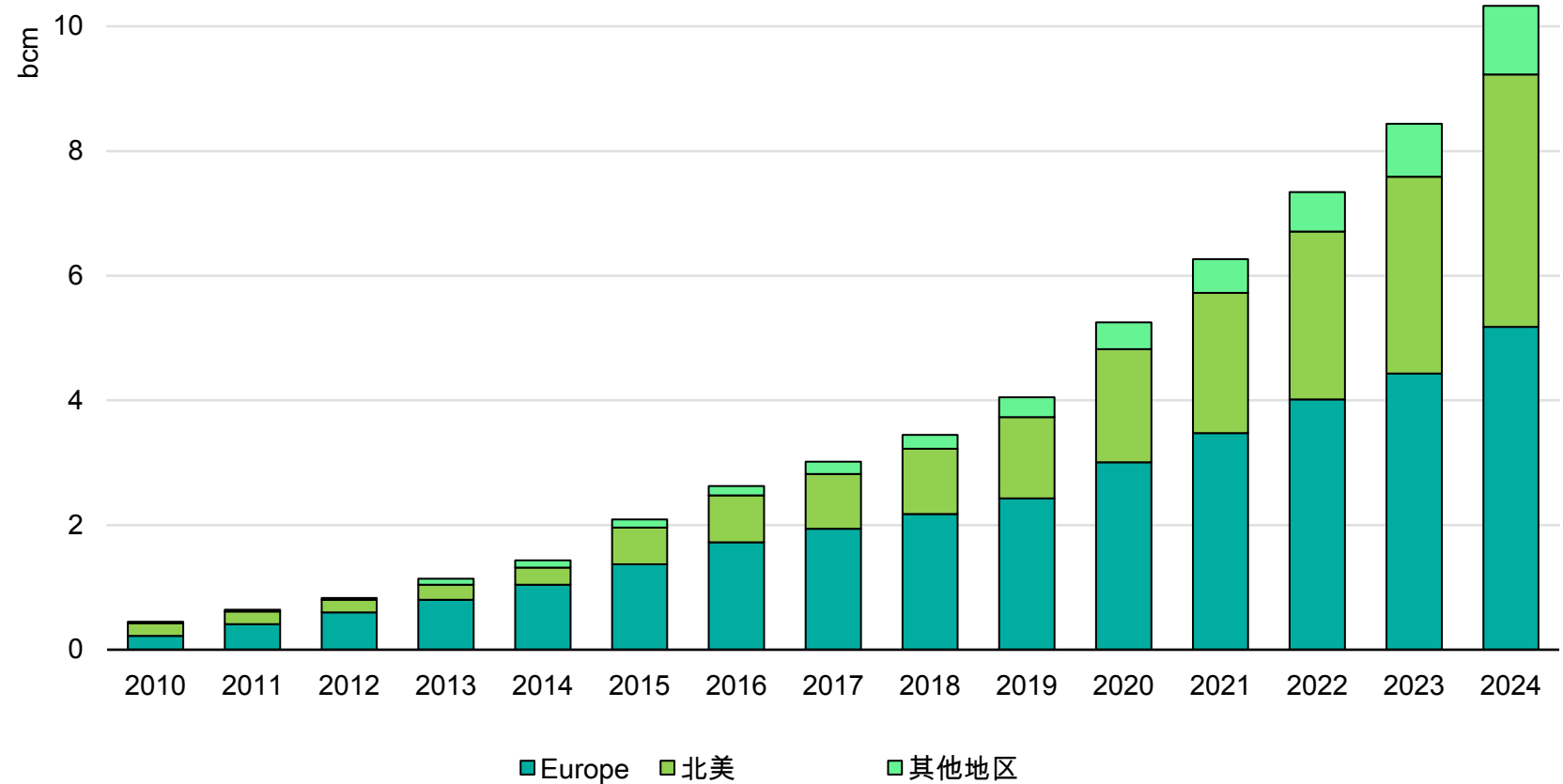
生物甲烷产量估计增长了 15% (或超过 0.7 亿立方米) **Europe** 主要由法国支持。 **Germany** 仍然是欧洲最大的生物甲烷市场。该国

经历了2010年至2015年间可再生天然气（RNG）生产快速扩张，尽管此后增长显著放缓，生产量仅维持在约1亿立方米/年。2024年前九个月，新增了七座生物质甲烷工厂，产能超过2000万立方米/年。 **法国** 其生物甲烷产量在2020年至2023年间几乎增加了四倍，并在2023年成为欧洲第二大生物甲烷生产商，领先于丹麦。这一强劲增长得益于该国农业部门，农业废弃物占原料的近80%。初步数据显示，法国的RNG产量在2024年增长了27%，超过100亿立方米。预计该国将在2025年成为欧洲最大的生物甲烷生产商。 **丹麦** 记录了2019年至2023年间强劲的生物甲烷增长，期间丹麦的生物甲烷产量平均年增长率达到了28%。2024年，这一强劲的增长势头有所放缓，丹麦的沼气（RNG）产量仅增长了2%，这主要是由于该国支持机制的变化。2024年，丹麦的生物甲烷总产量约为0.8 bcm，占该国总天然气需求的38%。除了德国、法国和丹麦这欧洲前三大生物甲烷生产国之外， **意大利和荷兰** 正在迅速扩大他们的 RNG 输出。

除欧洲和北美外，巴西、中国和印度的生物甲烷产量也在增加。

... 主要由欧洲和北美支持

2010 - 2024 年按地区划分的生物甲烷产量



IEA. CC BY 4.0。

资料来源：基于阿贡国家实验室(2025 年) 的 IEA 分析，[可再生天然气数据库](#)；沼气合作伙伴(2025 年)，[Biogaspartner Einspeiseatlas Deutschland](#)；Cedigaz (2025)，[全球生物甲烷数据库](#)；能源 (2025)，[Energi 数据服务](#)；ODRE (2025)，[生产](#)。

电解槽项目获得动力，但政策支持仍然至关重要

低排放氢气领域持续增长的动力在2024年继续增强，供应量和安装的电解槽容量继续保持增长态势。尽管市场动态依然积极，但关键基准仍低于之前的预期，因为项目延迟、最终投资决定（FID）推迟以及直接取消等现象减缓了构建更广泛的低排放氢生态系统的过程。⁵ 项目理顺表明该行业可能正处于成熟阶段，在这一时期，行业可以更加专注于其影响最大的细分市场。然而，证据也显示项目开发仍然面临重要挑战，解决这些问题将是确保项目势头不丧失的关键。

低排放氢气仍仅占全球氢气生产的一小部分，并且主要集中在少数几个关键市场。2023年，安装的电解槽产能几乎翻了一番，其中中国占据了80%的增长，另有12%位于欧洲。预计2024年的区域分布情况大致相同，但截至2024年第三季度末，不到当年约3.5吉瓦潜在新增产能（基于正在建设中并已取得最终投资决定的项目）中有10%实际上已经投入运营。尽管近年来有所增长，但截至2023年底的安装电解槽产能仍然远低于几年前的预期：2021年，

IEA全球氢气审查分析预计安装容量将是实际数量1.4GW的六倍。

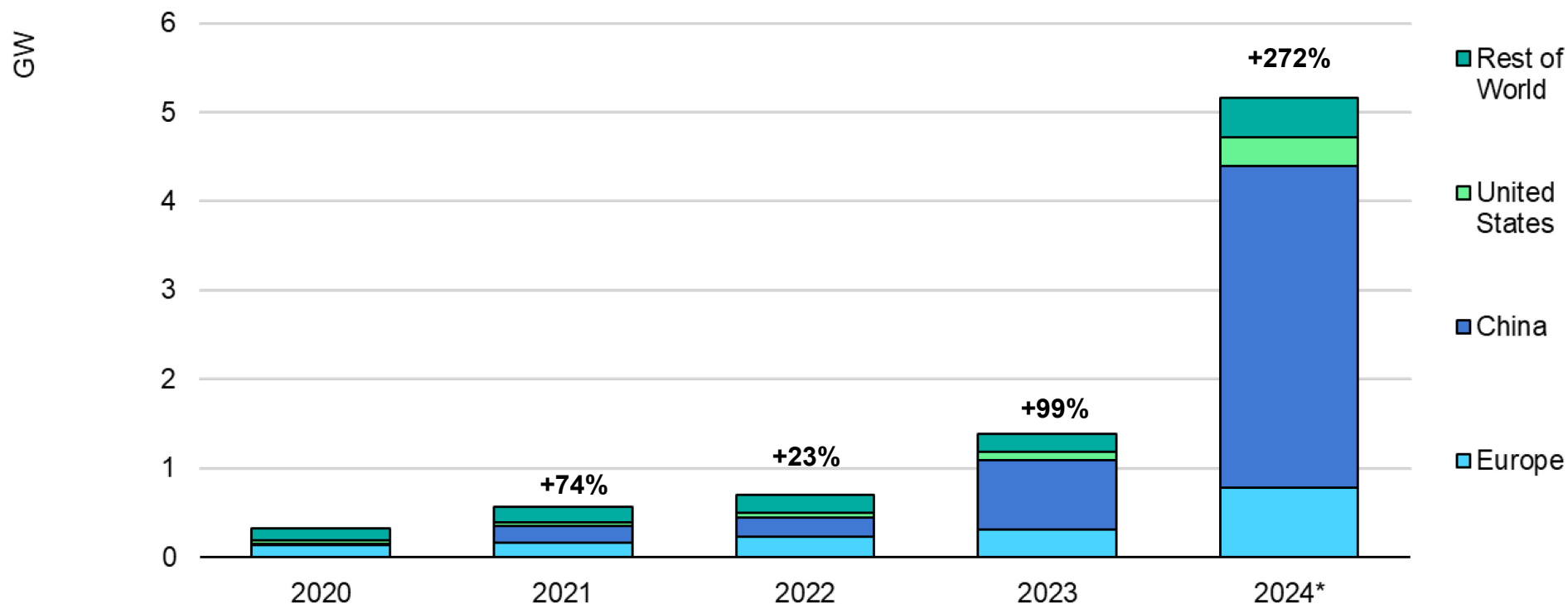
在监管和需求方面持续存在的不确定性继续影响项目开发，资金可用性也存在僵化现象。这种情况在欧洲尤为明显，葡萄牙、西班牙、法国、德国及其他国家的项目因商业案例不再可行（尤其是成本大幅增加）或终端使用规则和购电潜力的不确定性过高而被推迟或取消。尽管如此，在已确认获得国家援助的情况下，最终投资决策（FID）显著推进，导致2023年9月至2024年8月期间欧洲的投资决策数量同比四倍增长。美国市场也未能免受项目推进复杂性的影响，例如，Hy Stor 1GW以上的项目在签署容量预留协议仅几个月后就取消了该协议，这可能是因为其未能获得2023年的公共资金方案所致。

低排放氢项目管道依然稳健，到本十年末预计将为电解产能增长带来显著潜力。然而，要实现这一潜力，需要将项目公告转化为最终投资决定（FIDs），并进一步推进商业化启动。这将取决于促进项目赞助商的稳定性和可见性，以及提供足够的支持以加强商业案例。

⁵ 请参考 IEA [全球氢评论 2024](#) 或[全球氢的进一步分析](#) 了解事态发展。

中国在 2024 年推动潜在的电解槽产能增加创历史新高

2020 - 2024 年按地区划分的电解槽装机容量



IEA. CC BY 4.0。

* 2024年的数字基于正在建设中且已做出最终投资决策（FID）的项目，代表潜在的产能增加。来源：IEA（2024）[IEA 制氢数据库](#)（2024 年 10 月）。

政策和财政支持有助于扩大电子甲烷生产

e-甲烷通过将低排放氢气与碳资源相结合生产。由于e-甲烷可以与天然气互换，它可能在脱碳燃气网络方面发挥关键作用。无需进行重新改造，e-甲烷易于注入并混合到现有的燃气基础设施中，如LNG船舶、接收终端和油轮，以及燃气管道和家用燃气设备中。可以无缝地将系统从天然气转换为e-甲烷，并限制其引入过程中相关的社会成本。然而，其高昂的生产成本需要进一步的技术发展、政策支持和全球合作。 - 操作。

在2024年全球合作推动e-甲烷生产方面取得进展。2024年3月，八家推广e-甲烷（或电甲烷[e-NG]）的公司宣布创建了一个全球e-NG联盟，旨在加快全球部署速度。2024年日本和美国清洁能源与能源安全倡议的结果文件指出，日本公司已与美国公司签署了意向书以避免CO₂双倍计算关于e-甲烷方面。在2024年10月，澳大利亚天然气产业信托基金和日本燃气协会签署了一份备忘录，以支持e-甲烷项目及相关讨论。CO₂两国之间的会计规则。

金融支持可以促进e-甲烷生产项目的开发。位于芬兰拉赫蒂的一个e-甲烷生产项目在首次欧洲氢银行拍卖中被选为获胜者。此外，芬兰经济事务和就业部已向该设施的e-甲烷生产项目提供投资补贴。另一个来自芬兰的e-甲烷生产项目，这次是在科特卡，获得了欧盟创新基金的资助。2024年，日本政府通过了《氢能社会推进法》，其中包括为期15年的合同差价生产补贴，用于国内和进口低碳氢及其衍生物（包括氨、e燃料和e-甲烷），总资金达到3万亿日元。

日本旨在通过开发新技术提高e-甲烷生产效率以降低生产成本。多家公司正在研发创新的甲烷制造技术，如Hybrid Sabatier反应和PEM（聚合物电解质膜）技术。CO₂减少和SOEC（固态氧化电解细胞）甲烷化。这些技术可以直接将水转换为e-甲烷。CO₂无需采购氢气。随着预期这些技术将提高生产效率，相关发展活动得到了日本政府基金——绿色创新基金（Green Innovation Fund）的支持。

日本旨在开发创新技术以降低电子甲烷生产成本

日本的关键创新甲烷化技术

技术	舞台	Description
常规 Sabatier 反应	现有技术	传统的 Sabatier 反应需要氢气和 CO ₂ 作为原始材料. This is an established basic technology with a chemical reaction at 高温(高达 500 ° C)。提高效率 and 热反应的管理是挑战。
混合 Sabatier 反应	创新技术正在开发中	Hybrid Sabatier 反应不需要氢气。原料是水和 CO ₂ 。这是一种具有电化学功能的创新技术 在低温(高达 220 ° C) 和高效率下反应。增加 尺寸和确保耐久性和可靠性是挑战。
PEMCO ₂ 还原	创新技术正在开发中	PEMCO ₂ 还原反应不需要氢气。原料 材料是水和 CO ₂ 。这是一项创新技术，具有 在低温(最高 100 ° C) 和低成本下进行电化学反应。 增加尺寸并确保耐用性和可靠性是挑战。
SOEC 甲烷化	创新技术正在开发中	SOEC 甲烷化不需要氢气，原料是水 和 CO ₂ 。这是一项创新技术，在 高效率和高温(高达 800 ° C)。电池的开发 高温电解和提高催化剂的耐久性 挑战。

附件

汇总表

按地区和主要国家分列的世界天然气消费量和产量 (bcm)

	消费					生产				
	2021	2022	2023	2024	2025	2021	2022	2023	2024	2025
Africa	168	169	176	177	181	260	251	254	246	252
亚太地区	891	877	906	956	991	648	660	675	690	712
其中中国	367	364	393	426	455	205	218	230	246	261
中美洲和南美洲	153	148	147	149	148	148	151	147	148	150
欧亚大陆	649	622	631	656	671	960	865	830	860	875
其中俄罗斯	516	487	495	516	530	762	672	638	682	693
Europe	609	524	488	490	493	222	230	215	221	217
中东	562	580	592	606	625	692	715	725	741	765
北美	1 091	1 144	1 157	1 178	1 183	1 172	1 240	1 288	1285	1310
其中美国	874	919	928	946	944	967	1 021	1 061	1 060	1 074
世界	4 123	4 063	4 097	4 212	4 292	4 102	4 112	4 134	4 190	4 281

区域和国家集团

Africa - 阿尔及利亚、安哥拉、贝宁、博茨瓦纳、喀麦隆、刚果（共和国）、民主共和国刚果、科特迪瓦、埃及、厄立特里亚、埃塞俄比亚、加蓬、加纳、肯尼亚、利比亚、摩洛哥、莫桑比克、纳米比亚、尼日利亚、塞内加尔、南非、苏丹、坦桑尼亚联合共和国、多哥、突尼斯、赞比亚、津巴布韦及其他国家和地区。¹

亚太地区 - 澳大利亚、孟加拉国、文莱达鲁萨兰国、柬埔寨、中国台湾、印度、印度尼西亚、日本、朝鲜民主主义人民共和国、马来西亚、蒙古、缅甸、尼泊尔、新西兰、巴基斯坦、中华人民共和国²、菲律宾、新加坡、斯里兰卡、泰国、越南等国家和地区。³

中美洲和南美洲 - 阿根廷、玻利维亚、巴西、智利、哥伦比亚、哥斯达黎加、古巴、多米尼加共和国、厄瓜多尔、萨尔瓦多、危地马拉、海地、洪都拉斯、牙买加、荷属安的列斯、尼加拉瓜、巴拿马、帕鲁维、秘鲁、特立尼达和多巴哥、乌拉圭、委内瑞拉及其他国家和地区。⁴

欧亚大陆 - 亚美尼亚、阿塞拜疆、格鲁吉亚、哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、俄罗斯联邦、塔吉克斯坦、土库曼斯坦和乌兹别克斯坦。

Europe - 阿尔巴尼亚，奥地利，白俄罗斯，比利时，波斯尼亚和黑塞哥维那，保加利亚，克罗地亚，塞浦路斯，^{5,6} 捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、芬兰、北马其顿、法国、德国、直布罗陀、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、北马其顿（科索沃）⁷ 拉脱维亚、立陶宛、卢森堡、马耳他、摩尔多瓦共和国、黑山、荷兰、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、塞尔维亚、斯洛伐克共和国、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、土耳其共和国、乌克兰和英国。

欧洲联盟 - 奥地利，比利时，保加利亚，克罗地亚，塞浦路斯，^{5,6} 捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、爱尔兰、意大利、拉脱维亚、立陶宛、卢森堡、马耳他、荷兰、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、斯洛伐克共和国、斯洛文尼亚、西班牙和瑞典。

中东 - 巴林、伊朗伊斯兰共和国、伊拉克、以色列、⁸ 约旦、科威特、黎巴嫩、阿曼、卡塔尔、沙特阿拉伯、阿拉伯叙利亚共和国、阿拉伯联合酋长国和也门。

北非 - 阿尔及利亚，埃及，利比亚，摩洛哥和突尼斯。

北美 - 加拿大、墨西哥和美国。

¹ Burkina Faso, Burundi, Cape Verde, 中非共和国, 乍得, 科摩罗, 吉布提, 赤道几内亚, 冈比亚, 几内亚, 几内亚比绍, 莱索托, 利比里亚, 马达加斯加, 马拉维, 马里, 毛里塔尼亚, 毛里求斯, 尼日尔, 留尼汪, 卢旺达, 圣多美和普林西比, 塞舌尔, 塞拉利昂, 索马里, 斯威士兰和乌干达。

² 包括香港。

³ 个体数据不可用，因此这些国家/地区的数据合并估算为：阿富汗、不丹、库克群岛、斐济、法罗群岛、基里巴斯、老挝人民民主共和国、澳门（中国）、马尔代夫、新喀里多尼亚、帕劳、巴布亚新几内亚、萨摩亚、所罗门群岛、东帝汶、汤加和瓦努阿图。

⁴ 个体数据不可用，因此上述国家和地区（安提瓜和巴布达、阿鲁巴、巴哈马、巴巴多斯、伯利兹、百慕大、英属维尔京群岛、开曼群岛、多米尼克、福克兰群岛（马尔维纳斯）、法属圭亚那、格林纳达、Guadeloupe、圭亚那、马提尼克、蒙特塞拉特、圣基茨和尼维斯、圣卢西亚、圣文森特和格林纳达、苏里南和特克斯和凯科斯群岛）的数据进行了总体估算。

⁵ 蒂尔基耶共和国的说明。

本文件中提及“塞浦路斯”的信息仅指该岛的南部地区。岛上不存在同时代表土耳其族和希腊族塞浦路斯人双方的单一权威机构。土耳其共和国承认北塞浦路斯土耳其共和国（TRNC）。在联合国框架下，在找到一个持久而公正的解决方案之前，土耳其共和国将维持其对“塞浦路斯问题”的立场。

⁶

· 经经合组织及欧盟所有成员国和欧盟承认，除土耳其外，联合国所有成员国均承认塞浦路斯共和国。本文件中的信息涉及受塞浦路斯共和国政府实际控制的区域。

⁷ 该指定不涉及地位问题的立场，且符合联合国安全理事会第1244/99号决议以及国际法院关于科索沃独立声明的咨询意见。

⁸

以色列的统计数据由相关以色列人提供并由其负责

当局使用此类数据时，OECD和/或IEA均不对国际法下戈兰高地、东耶路撒冷以及西岸的以色列定居点的地位产生任何影响。

缩写和首字母缩略词

ANP	国家石油局 (巴西)	GHGs	温室气体
AFTC	替代燃料税收抵免	GIE	天然气基础设施欧洲
ANP	国家石油局 (巴西)	GMR	IEA 天然气市场报告
BMC	哥伦比亚商品交易所 (哥伦比亚)	GST	商品和服务税
CAPEX	资本支出	HDDs	加热度天数
CBG	压缩沼气	HH	亨利集线器
CCUS	碳捕获、利用和储存	HoA	协议负责人
CME	芝加哥商品交易所 (美国)	IEA	国际能源署
CNE	国家能源委员会 (智利) 二氧化碳	ICE	洲际交易所
CO ₂		ICIS	独立化学品信息服务
CQPGX	重庆石油交易所 (中华人民共和国) 环评 美国能源信息署 阿根廷	IEA	国际能源署
	国家天然气监管机构 欧洲天然气传输系统运营商网络 EPC 工程、采购和	ITC	投资税收抵免
	施工	JKM	日本韩国标记
EPIAS	能源市场运作公司 (图尔基耶共和国)	JODI	联合石油数据倡议
EPPO	能源政策和规划办公室 (泰国)	JPY	日元
EU	欧洲联盟	LBG	液化生物甲烷
EUR	Euro	LCFS	低碳燃料标准
FCEV	燃料电池电动汽车 FID 最终投资决策	LCV	轻型商用车
FLNG	浮式液化天然气	LEGWP	低排放气体工作方案
FOB	船上免费	LNG	液化天然气
FSRU	浮式储存和再气化装置	METI	经济、贸易和工业部 (日本)
FY	财政年度	MoU	谅解备忘录
		MME	Ministry of Mines and Energy (Brazil)
		MVP	山谷管道
		NBP	国家平衡点 (英国)