

Hydrogen
Council

McKinsey
& Company

全球氢流 - 2023 年更新

对不断发展的全球氢贸易的考虑



Introduction

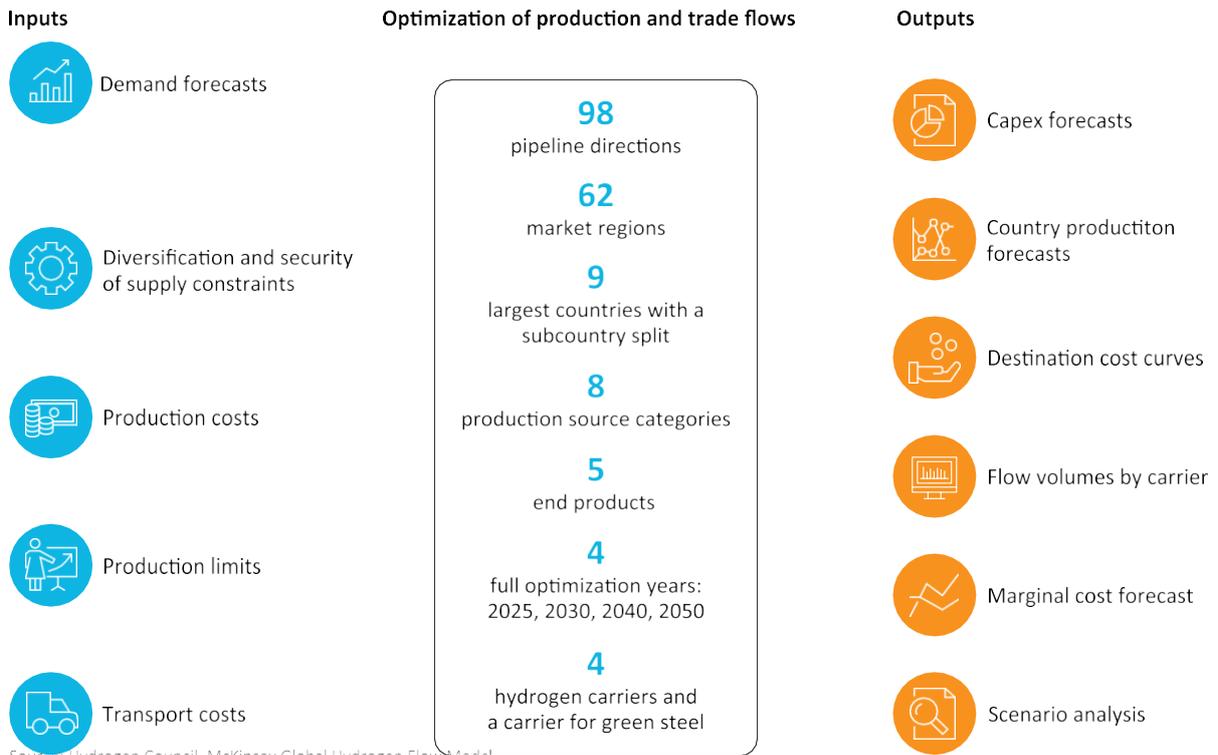
氢及其衍生物将在脱碳中发挥核心作用，全球贸易对于推动吸收至关重要。这是全球氢流的关键发现，氢能委员会和麦肯锡公司于 2022 年发布的联合报告。它强调了未来主要的氢需求地区（包括欧洲，日本和韩国）无法以可承受的成本满足其所有需求。报告显示，其他地区可能会有过剩的低成本供应。

然而，氢的前景远非固定。氢工业不断适应快速发展的监管框架，全球政策的转变，地缘政治力量，新技术以及从项目实施中不断学习。这份 2023 年总结报告回顾了《2022 年全球氢流报告》的调查结果，以说明这些变化和其他变化，并评估了全球氢贸易流动可能如何发展。

关于分析

这份 2023 年总结报告中的结果基于更详细的文档，显示了高级分析优化模型的输出。该软件平衡了所有地区，多个运营商和最终产品的供需。

全球氢贸易流量模型优化了 150 万条贸易路线和多种需求情景



1 除非另有说明，否则本总结报告中的所有数据和分析均基于氢能委员会和麦肯锡公司的全球氢流 2023 数据集提供的数据，并借鉴了麦肯锡公司提供的数据。

来自此更新的关键消息



尽管目前在氢吸收方面存在积极且不断增长的势头（请参阅氢洞察 2023），但越来越明显的是，与净零轨迹所需的增长率相比，当前的增长率还不够强劲，至少到 2030 年还没有。

到 2050 年，氢必须为世界脱碳发挥作用，有必要和迫切需要加紧努力应对挑战和释放投资。



可再生氢气的氢均衡成本（LCOH）估计比 2022 年 10 月的报告高出 30 % 至 65 %。修订后的估计反映了更高的电解槽资本支出以及可再生成本和可能影响单个国家投资吸引力的因素。



2023 年的分析在称为“进一步加速”（FA）的情景中考虑了需求和贸易，该情景加速了能源转型与今天的速度相比，但世界仍然无法达到低于 1.5 °C 的温度目标。在这种情况下，对清洁氢（低碳和可再生）的需求可能达到 40 以上

到 2030 年每年百万吨（MTPA）。为了满足这一需求，近 20 份 MTPA 可以长距离运输，主要是通过管道或运输清洁氨作为燃料，氢载体和替代灰色氨。到 2050 年，清洁氢需求增长到 375 MTPA，大约 200 MTPA 可以长距离运输。到那时，管道可能占长途运输的 40 % 左右，合成煤油和氨各占 20 %，运输氢（通过氨，LOHC 或 LH2）占 10 %，甲醇和绿色钢占 5。

每个百分比。

30 to 65%

增加可再生
氢 LCOH 与 2022 年报告相比

20 MT

通过运输的氢气
到 2030 年，在进一步加速的情况下，40 MT 中的长距离

200 MT

氢气运输
到 2050 年，在进一步加速的情况下，375 MT 中的长距离



到 2030 年，不断变化的生产成本状况以及在某些市场引入生产激励措施可能会导致全球成本曲线，最低和最高成本地区之间的成本差异为 15 倍。由于供应激励措施，如通货膨胀减少法案，成本达到 1 美元 / 公斤以下，上端超过 5 美元 / 公斤。这可能导致贸易套利机会。到 2050 年，随着激励措施的到期和可再生能源成本在竞争最激烈的地区降低，全球成本曲线预计将变平至 2.5 倍的成本差异。

约 1.5 美元 / 公斤，高成本地区约 3.5 美元 / 公斤。



与全球贸易有限的情况相比，贸易降低了碳减排的成本。事实上，到 2050 年，生产更高成本氢气的需求 (贸易有限) 将导致 12 万亿美元的总投资需求。相比之下，在国际氢贸易可以发展的情况下，到 2050 年，与氢相关的总投资将达到约 8 万亿美元，从而节省 4 万亿美元的成本。方便长途运输。

对于氢和衍生品，每年在运输、转换和再转换方面需要约 700 亿美元的投资。

15X

2030 年的成本差异
在最高和最低成本的生产区域之间

\$8 TN

总氢相关
2050 年所需的投资

\$70 BN

年度投资
到 2050 年每年需要的与贸易有关的投资

50%

总计减少
通过贸易解锁的氢投资

景观如何改变

在过去的 12 个月中，预期需求，生产条件和法规发生了一些重大变化。

氢需求增长预测仍然强劲，但受到脱碳预期放缓的影响

2022 年全球氢流报告的参考案例被称为“高效脱碳”，反映了氢能委员会的净零情景。这说明了氢对能源系统脱碳的全部潜力，对贸易的长期限制很少，确保以经济有效的方式满足 2050 年气候变化的要求。到 2030 年，这种情况下的需求在 140 MTPA 中达到 70 MTPA，而清洁氢的需求在 2030 年达到 660 MTPA。

2050. 报告还提出了三种定制的备选方案，其中一种方案的需求较低，称为延迟过渡，到 2030 年需求达到 100 MTPA (其中 40 MTPA 是清洁氢气)，到 2050 年达到 400 MTPA。

自报告发布以来，人们越来越清楚地认识到，世界并没有处于净零轨道上，至少到 2030 年不会。例如，2023 年 6 月，作为麦肯锡全球能源观点的一部分，152 名国际能源专家和高管被问及他们认为世界正在走向什么脱碳轨迹。然后将其与麦肯锡 2023 年的一系列能源转型情景进行了比较。大多数人选择了代表称为“进一步加速”（FA）的场景的轨迹。这是能源转型加速的地方，但金融和技术限制仍然存在，因此到 2050 年全球净零不会达到，导致全球气温上升 1.9 °C。账户。

对于气候变化轨迹的共识，本总结报告中的全球氢贸易流量结果已使用 FA 情景进行了更新。

净零需求情景仍然是氢理事会的参考情景，因为它强调了氢在 2050 年前为世界脱碳所发挥的关键作用。然而，前景黯淡反映了一个不容忽视的现实——尽管有积极的趋势，氢的生产商和潜在的用户都继续面临挑战，从成本增加到技术不确定性。缺乏连贯和稳定的监管，包括全球碳价格，这影响了氢经济的步伐和发展。这清楚地提醒人们，要使氢充分发挥其潜力，就需要加紧努力应对挑战并释放投资。

可再生氢气将发挥重要作用，尽管成本前景较高

2023 年的分析包括对正在进行前端工程设计（FEED）研究的大型可再生氢气项目的开发成本的详细自下而上的评估。² 这种方法不仅考虑了设备成本，还包括对设备平衡（BoP）以及工程、采购和建设（EPC）成本的全面审查。评估发现，与 2022 年的估计相比，2023 年可再生氢的 LCOH 高出 30% 至 65%。LCOH 的增长是由更高的资本支出、融资和可再生能源成本，以及更广泛地纳入 EPC 等额外成本推动的。成本增加的很大一部分来自。

正如麦肯锡资本分析和麦肯锡氢洞察公司在评估电解建设项目时发现的那样，更高的 BoP 和其他开发商成本。为了减轻更高的工厂资本支出的影响，可以通过将低成本的太阳能与低负载因子交换来减小电解槽的尺寸或增加负载因子，设置可以产生更高的负载因子，例如风力和水力发电。

尽管成本前景较高，但分析指出，与来自天然气的低碳氢相比，可再生氢在很大程度上保持了其市场份额 - 原因可能从关注可再生能源产品到新的激励措施和直接支持。到 2050 年，在清洁氢总需求的 375 MTPA 中，预测为 265 MTPA 可再生和 110 MTPA 低碳，反映了 70:30 的分割。（参见侧栏，“可再生氢气保持其市场份额”）。

低碳氢生产中的成本和技术不确定性仍然存在

自 2022 年发布初步报告以来，天然气价格一直在波动。在撰写本文时，亚洲和欧洲的天然气期货仍然处于高位，并已被用于指导到 2030 年的最新观点，因为天然气生产商可能倾向于扩大天然气出口。2030 年以后，天然气价格前景基于供需平衡预期，并由以下因素区分。

区域。在 FA 情景下，天然气需求和全球天然气价格随着时间的推移而下降，使低碳氢生产更具竞争力。同时，天然气需求下降的轨迹比净零情景下的要慢，相对于净零情景项目，天然气和低碳氢的价格都提高了（每公斤 0.10 至 0.20 美元）。³ 资本支出也增加了低碳氢，但这对生产成本的影响要有限得多。

该成本主要由运营支出（opex）驱动。较高的电解槽资本支出有利于低碳氢生产，并且 - 假设 CCS 可以足够快地扩大规模 - 与 25% 至 30% 的基本情况相比，低碳氢可以占氢生产的 45%，并达到长距离交易量的 65%。

² 可再生氢气是使用可再生能源通过电解水生产的，而低碳氢是在使用碳捕获和储存（CCS）来隔离生产产生的温室气体排放的设施中从天然气生产的氢气；麦肯锡资本分析和麦肯锡氢洞察。

³ 全球能源视角 2023 年，麦肯锡，2023 年 10 月。

政策和生产激励措施可以降低成本，有可能促进生产和出口

美国的《降低通货膨胀法》（IRA）和加拿大的清洁氢投资税收抵免（ITC）等政策已被纳入分析。新的估算包括在项目持续时间的头十年内可再生氢气的生产税收抵免（PTC）每公斤 3 美元，以及可再生能源发电的额外抵免。对于低碳氢，生产商可以在头十年选择每公斤 3.00 美元的 PTC，或者在头 12 年选择每 tCO₂ 85 美元的 PTC。⁵ 对于加拿大，更新包括 ITC 40% 的可再生能源氢工厂的资本支出和 30% 的可再生能源资本支出，以及 40% 的低碳氢工厂资本支出。综合起来，这些措施会影响氢成本曲线上的位置，直到 2030 年代。

可再生能源指令（RED III）对可再生氢的需求要求已纳入欧洲的模型中。⁶ 这包括到 2030 年工业（不包括炼油）消耗的 42% 的氢产品可再生能源的要求，目标是到 2035 年增加到 60%。

可再生氢气保持其市场份额

与 2022 年报告相比，我们在 2023 年更新中对 LCOH 的估计进行了修订。然而，更新表明，与来自天然气的低碳氢相比，可再生氢在很大程度上保持了其市场份额。这可以通过多种因素来解释，包括：

- 增加可再生能源衍生产品使用的动力。一些地区，如欧洲，有法规要求可再生氢气及其衍生物满足部分需求。¹
- 新的激励措施和直接支持。可再生氢气的新激励措施正在出现，促进了短期经济发展。²
- CCS 进展。CCS 项目的最新管道已用于指导 2030 年的低碳氢生产水平，并在此基础上应用扩大因素。
- 更高的天然气价格。在麦肯锡的《全球能源观点》中探讨的“进一步加速”情景中，能源转型加速，但不足以在 2050 年实现全球净零。较高的天然气价格可能会降低天然气基低碳氢的竞争力，现有出口商通过管道和液化天然气（LNG）出口将天然气货币化的时间更长。

¹ 全球氢流，麦肯锡和氢理事会，2022 年 10 月 5 日；“可再生能源：理事会采用新规则”，欧盟理事会，2023 年 10 月 9 日。

² “降低通货膨胀法案：这是其中的内容”，麦肯锡，2022 年 10 月 24 日；“关于清洁氢投资税收抵免的咨询”，加拿大政府，2023 年 6 月 2 日。

⁴ “降低通货膨胀法案：这是其中的内容”，麦肯锡，2022 年 10 月 24 日；“关于清洁氢投资税收抵免的咨询”，加拿大政府，2023 年 6 月 2 日。

⁵ “H. R. 5376 - 2022 年降低通货膨胀法案”，Congress.gov。

⁶ “可再生能源指令”，欧盟委员会，2023 年 3 月 30 日。

决定制氢竞争力的三个关键因素

氢几乎可以在任何地方生产，但竞争力因地区和市场而异 - 甚至在考虑激励措施之前。商业供应潜力以及因此的贸易潜力可能受到三个主要因素的影响。

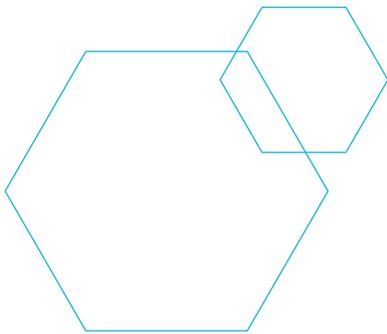
第一个因素是 LCOH。对于可再生氢，LCOH 主要取决于当地的可再生成本，可再生潜力的大小（例如，并非所有最佳地点都可用）和电解槽利用率，而对于低碳氢，则取决于当地成本和甲烷和 CCS 的可用性以及排放定价。2022 年的调查结果已经更新，以反映。

与这些参数有关的最新数据，现在还考虑了目前实施的北美激励措施对 LCOH 的影响。现在考虑的较高电解槽成本对成本曲线有两个影响。首先，使低碳氢生产来源相对更具竞争力。其次，它增加了可再生氢项目的更多位置的吸引力，因为这反过来又导致更高的电解槽利用率。

第二个因素是 CCS 部署的速度，这决定了加速低碳氢生产的能力。分析中包含的到 2030 年的低碳氢项目管道反映了 CCS 部署的当前速度。与天然气价格相比，CCS 可以被认为是确定低碳氢商业潜力的更重要因素。

第三个因素涉及可能影响该地区投资吸引力的因素。其中包括市场效率，工业能力，劳动力可用性以及当地公众对建设新基础设施的接受程度。为了反映这些因素，更新的分析考虑了影响加权平均资本成本 5% 至 14% 的区域溢价。如果不包括这些保费，可再生氢气生产的预测将完全由可再生能源系统（RES）质量驱动。

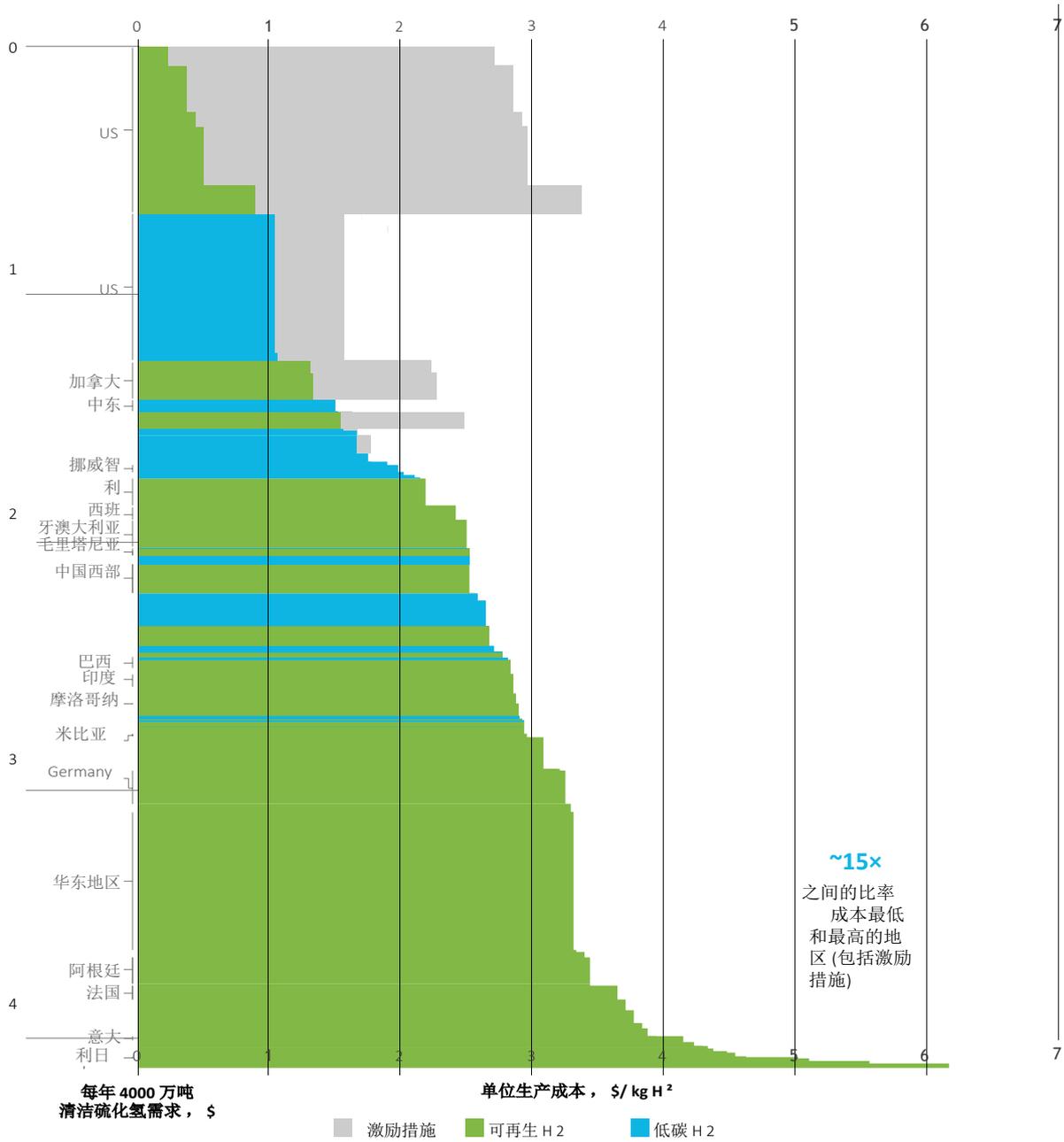
这些因素和其他因素对清洁氢生产成本的潜在净影响在 2030 年供应成本曲线（图表 1）中得到证明。



附件 1

全球 50% 的 H₂ 产量低于 \$2.5 / kg H₂

全球清洁 H₂ 生产成本曲线，2030 年进一步加速情景



国家是生产者的代表，而不是详尽无遗。
来源：氢理事会，麦肯锡全球氢流模型

氢和衍生物的长途运输将减少总体投资需求

清洁氢的主要需求中心的地理位置并不总是与在有利条件下生产清洁氢的条件一致。这在具有（潜在的）过量清洁氢生产能力的国家和需要进口氢的国家之间打开了潜在的贸易机会。

氢及其衍生物的未来贸易和运输将由一系列因素决定，包括生产成本、运输产品的类型和其他工艺投入。

由于需要对电力系统进行更广泛的脱碳，一些高需求地区（例如日本，韩国和欧洲部分地区）可能会限制用于制氢的过剩电力。同时，其他地区的生产潜力可能会超过当地需求，例如南美和中东。

到 2050 年，几个国家的氢气产量可能接近每公斤 1.50 美元，最低的生产成本可能接近每公斤 1.20 美元。在光谱的另一端，低成本清洁能源潜力有限的国家将看到国内生产的氢气价格明显更高，通常超过每公斤 3.5 美元。

在供应源在本地可用的情况下，这种本地生产在许多情况下将比来自遥远生产地点的供应更具成本效益，即使这些成本较低。这是因为长距离的氢输送需要在生产时转化为中间物，然后在使用时再转化，由于氢的损失和对电力等其他投入的需求而增加了成本。因此，只有在没有其他选择的情况下，例如，需求中心根本没有资源自己生产氢的情况下，才有可能通过中介进行氢的长途运输。

然而，由于较高的体积密度，诸如氨和合成煤油之类的衍生物的运输成本相对于产品的总成本而言较小。相对较低的运输成本可能使来自低成本中心的衍生物的长距离贸易与高成本市场中的当地供应竞争。



可使用大量清洁 CO₂来自生物来源或通过直接空气捕获，可以显著提高某些地区合成燃料（合成燃料）和甲醇生产的竞争力，从而提高这些产品的贸易能力。巴西，加拿大，中国，印度尼西亚和美国占全球清洁 CO₂的 60% 以上⁷可用。预计这种情况将持续到 20 世纪 40 年代，届时直接空气捕获的成本会降低，以与生物源竞争。⁷ 获得 DR 级铁矿石是另一个决定性因素，可能会推动巴西和瑞典等地区低碳和绿色钢铁的制氢。即使在没有铁矿石资源的国家，较低的 LCOH 也可能推动铁矿石进口和用于国内和出口的热压块铁（HBI）生产。

到 2050 年，FA 情景下与氢相关的总投资可能达到约 8 万亿美元。为了在这种情况下促进氢和衍生物的长途运输，到 2050 年，每年可能需要在运输、转换和再转换基础设施上投资约 700 亿美元。这将支付建造和运营转换和再转换基础设施、500 多艘船和航母以及管道的费用。

需要长距离运输超过 200 MTPA 的氢和氢衍生物。与全球贸易有限的情况相比，这些投资可以节省约 4 万亿美元的总投资成本。这要归功于在低成本地区生产氢气和衍生物并将其运输到低成本生产地区的能力。请注意，如果投资与净零情况一致，则可以实现更大的总体节省。在净零情景下，与贸易相关的投资将增加一倍：到 2050 年，将达到 1400 亿美元，以支付 1100 多艘船舶和承运人运输氢衍生物和管道的成本，以运输超过 200 MTPA 的氢，这将节省超过 6 万亿美元的投资成本。

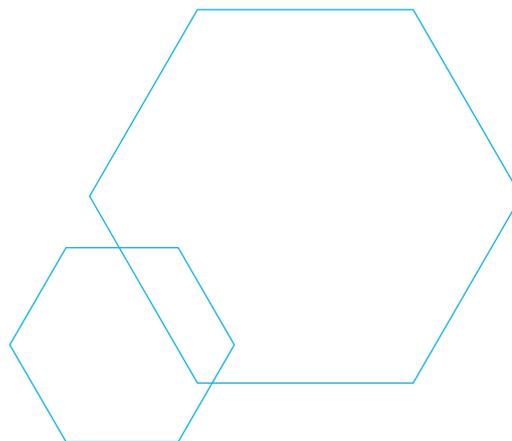
⁷ 麦肯锡分析借鉴麦肯锡能源解决方案团队提供的投入。

全球贸易路线的持续演变

不同地区可能会在不同的时间点推动氢和衍生品交易。由于美国 IRA 和加拿大 ITC 支持的产量增加，预计加拿大和美国最初都将成为氢的净出口国，导致产量超过国内需求。这些手段可以鼓励早日采用和扩大生产，出口贸易是供大于求的结果。此外，加拿大和美国都受益于大量低成本天然气和有吸引力的风能资源，使它们成为可能。

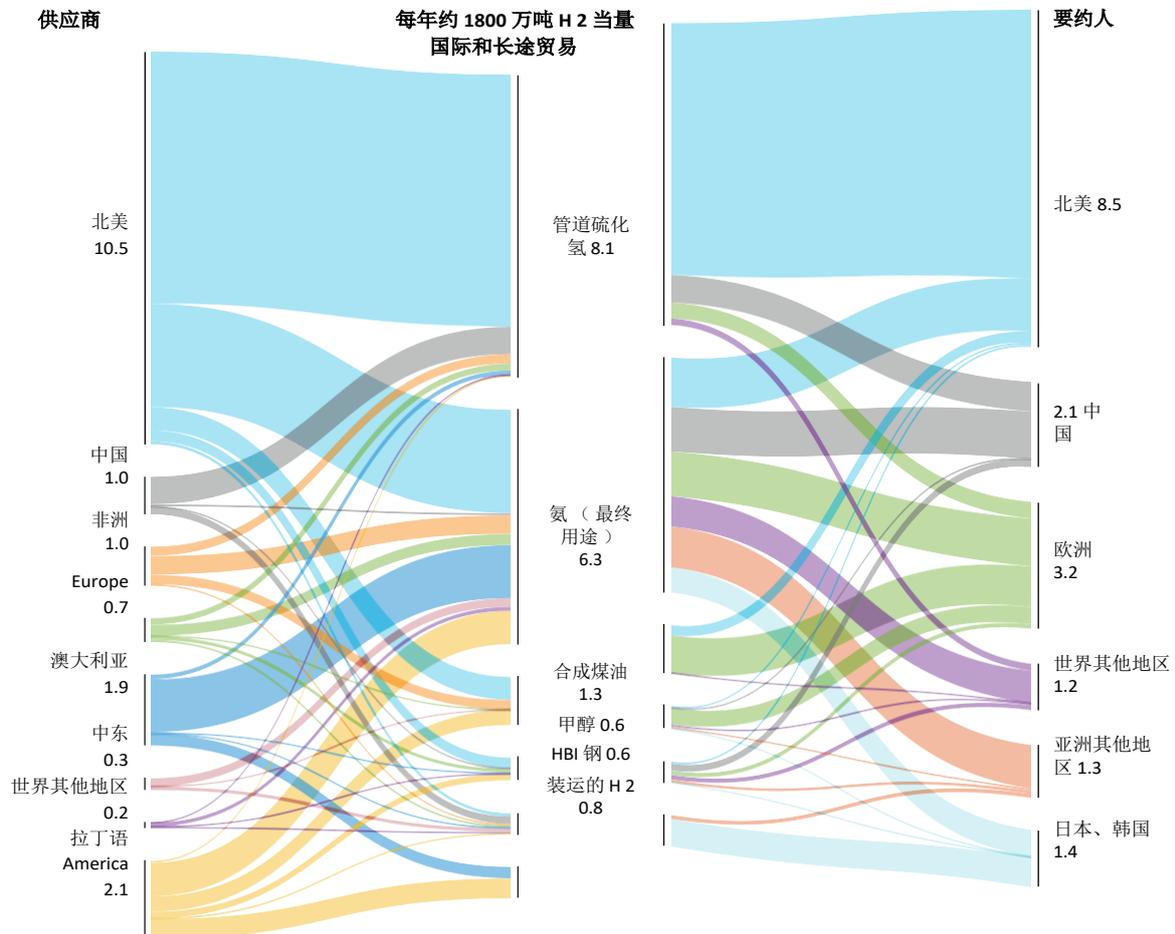
to meet large domestic demand and export 同步进行。Australia could export nearly 2 MTPA of hydrogen equivalent — mostly amine — primarily to Asia by 2030 (Exhibit 2).

在未来十年中，氢的长距离运输可能会扩大到近 20 MTPA，主要是通过中国和北美的长距离管道运输，一些国际管道在欧洲。到 2030 年，氢和氨可能是通过管道和船舶在长途路线上交易的主要清洁产品。两者都可以利用现有的基础设施。到 2030 年，长途运输的氢当量可达到 18 MTPA，其中近 80 % 通过管道或作为最终产品的清洁氨运输。



预计到 2023 年，北美将引领清洁氢和衍生物的供应、需求和国际贸易

2030 年全球清洁 H₂ 长距离 fi OW，进一步加速情景

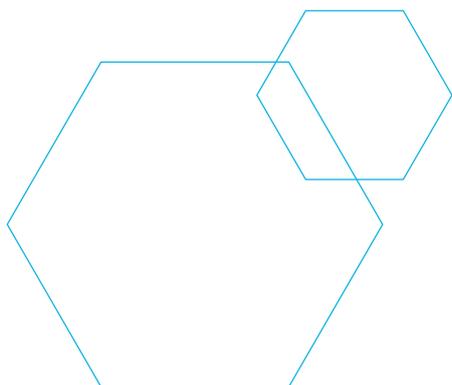


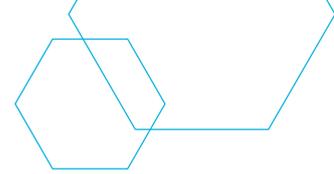
¹所有国际贸易，包括分裂地区之间的贸易，最著名的是中国东部和西部，包括澳大利亚，巴西，加拿大，俄罗斯，美国和中国西部 65% 的国内生产。
来源：氢理事会，麦肯锡全球氢流模型

预计北欧和伊比利亚也将成为向其他欧洲地区出口管道清洁氢气的出口商，甲醇，电子煤油和 HBI 或直接还原铁（DRI）将有进一步的出口机会。北非还可以向欧洲出口低碳和可再生氢气。南部非洲还可能有更多的氨出口。中国和印度可以自给自足满足氢需求，通过国内生产满足氢需求，但可能通过国内管道长距离运输。本地生产可以通过一些海上进口的衍生物来补充，例如来自中东的低碳氨，但它们也可能根据未来成本的轨迹出口一些衍生物。

中东有望成为清洁氢的出口地区。该地区拥有大量的低成本天然气储备，有竞争力的可再生能源，并靠近南亚和东南亚 - 允许便利的贸易路线。出口可能会扩大，特别是在 2030 年之后，因为额外的天然气生产和 CCS 扩大规模促进了低碳氢生产，并辅之以可再生能源的增长。预计南美将成为衍生品的主要出口国，享有获得有竞争力的可再生能源生物 CO 的特权。²，以及 HBI 级铁矿石。2030 年的出口可能超过 HBI 和 HBI 的 2 MTPA 氨用于氢气再转化。

从 2030 年到 2040 年，长途运输可能达到约 100 MTPA，在过去十年中增长了五倍。这种增长可能是由于对合成煤油和清洁氨的需求增加，而在较小程度上是由于亚洲对可再生甲醇的需求增加。这两种发展都将推动澳大利亚、中东和北美的出口。21 世纪 30 年代还可能看到一些大型国际管道出口的增长 - 例如，从北欧到欧洲。中国，印度和美国的长途国内管道运输也可以扩展。日本，新加坡和韩国等市场可能会继续受到供应限制，并可能通过载体（例如氨，液态有机氢载体，电子甲烷或液化氢）扩大运输氢进口，以满足不断增长的需求（图表 3）。

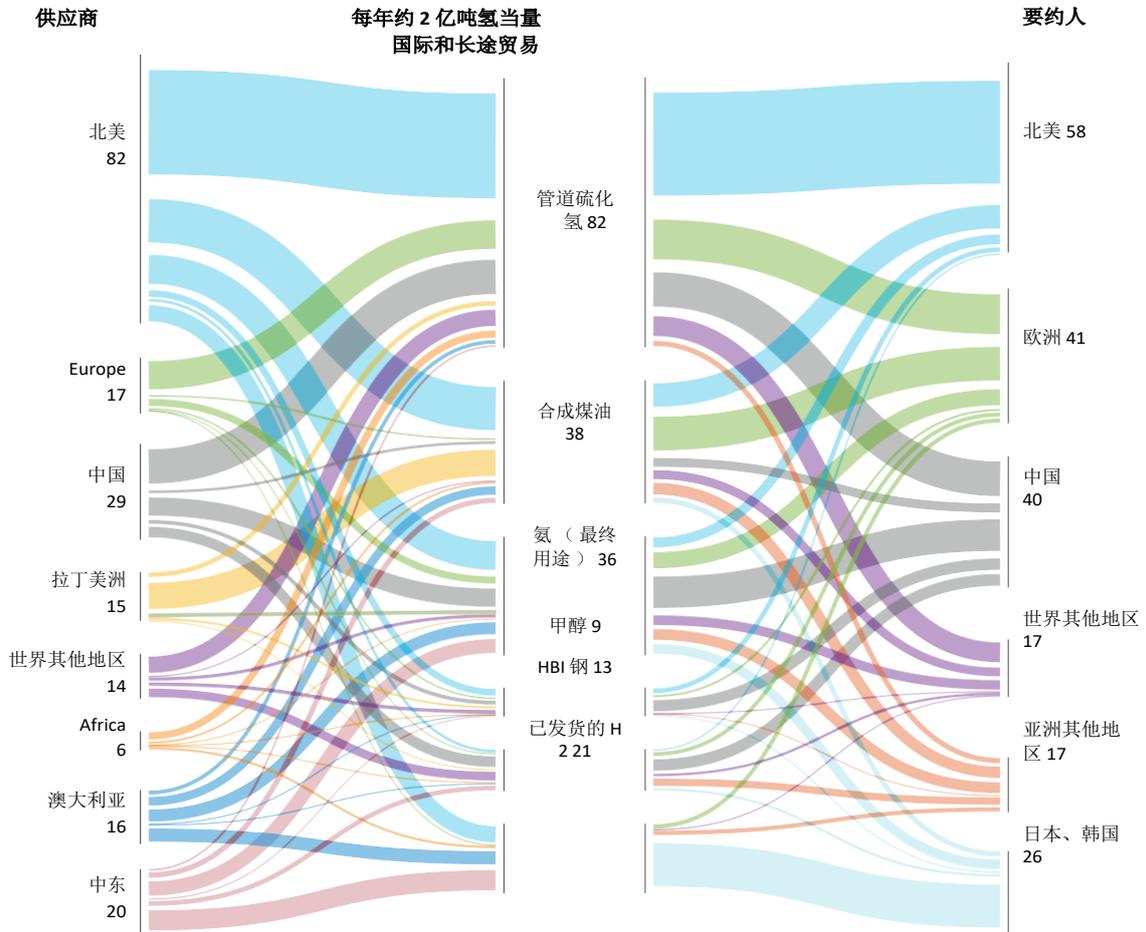




附件 3

预计到 2050 年，清洁氢和衍生品贸易将真正成熟，拥有多个出口和进口中心

2050 年全球清洁 H₂ 长距离 flow，进一步加速情景



所有国际贸易，包括分裂地区之间的贸易，最明显的是中国东部和西部，包括澳大利亚，巴西，加拿大，俄罗斯，美国和中国西部 65% 的国内生产。
来源：氢理事会，麦肯锡全球氢流模型

在 2040 年至 2050 年之间，需求预计将集中在中国，欧洲，印度，日本，北美和韩国。只有少数地区，如北美，可以接近自给自足。其他地区将需要通过进口来满足其需求，从而导致长途贸易可能达到 200 MTPA，占全球氢需求的 50% 以上。到 2050 年，贸易联系在产品、来源和目的地方面可能会更加多样化。例如，到 2050 年，拉丁美洲的出口可能会增长到 15 MTPA，其中大部分是合成煤油出口到欧洲和亚洲的主要市场，这得益于低成本和当地清洁 CO 的可用性。² 澳大利亚的出口量也可能

到那时增长到超过 15 MTPA，主要是由其利用风能的低成本可再生能源驱动的以及与东亚和东南亚等依赖进口的市场的太阳能和地理优势。

自 2022 年报告以来的变化的主要影响

氢在一个旨在到 2050 年完全脱碳的世界中发挥着关键作用。为了实现这一目标，迫切需要加强建设氢生态系统以及实施必要的有利因素所需的努力和投资。这份 2023 年总结报告中的最新分析强调，长途和国际运输将是促进氢吸收的关键和工具，尽管成本估算高于 2022 年报告。自 2022 年报告以来，以下五个关键变化可能对整个氢价值链的行业利益相关者具有战略意义。

监管政策可能会影响贸易流动

供应（IRA 和 ITC）和需求（RED III）方面的政策已在过去 12 个月中颁布，对贸易流量具有影响。两种生产激励措施（例如在加拿大，欧洲和美国）和可用的自然资源 - 无论是多余的天然气还是可再生能源 - 可以帮助清洁氢的开发商改善其经济状况和在全球成本曲线上的地位。欧洲出台的规定规定了欧洲可再生氢吸收的目标，旨在刺激需求，并可能为生产商和贸易商提供机会，以确保该地区的承购合同。

即使天然气价格较高，低碳氢仍具有竞争力

敏感性分析表明，即使在天然气价格较高的假设下，低碳氢仍具有成本竞争力。低碳氢在未来不同天然气价格情景下的氢混合中的稳定份额可以被视为低成本天然气地区的低碳氢生产商的令人鼓舞的迹象，如果再加上挪威，美国，中东和北非等国家扩大的 CCS 产能。

CCS 部署速度可能是低碳制氢的瓶颈

目前最便宜的清洁氢形式——低碳——的部署速度可以由 CCS 项目的部署速度来确定，该项目在 2023 年继续缓慢。在未来十年内消除 CCS 项目发展瓶颈的能力可能有助于支持大规模低碳氢项目的发展。措施可以包括价值链协调和监管框架，以减少风险和增加收入来源。

存在降低可再生氢气生产成本的机会

自 2022 年估算以来，可再生氢气工厂的资本支出估算增加了 80 % 至 100 %，因为超出电解槽（例如 EPC 和 BoP）的成本已包括更多获得更稳定的电源来源，如水电或陆上风能，可以帮助可再生氢气生产商通过最大化给定电解槽容量的输出来降低更高的资本支出。

生物 CO₂ 的本地可用性²可以是有利的

生物 CO₂ 的成本和复杂性² transportation have been readed up from 2022 estimates, making domestic supply increasingly important. Access to local, low - cost biogenic CO₂ 例如来自大型生物乙醇工厂的产品，可能对清洁甲醇和合成煤油的生产商有利。

预计全球对氢及其衍生物的需求增加可能会促进贸易，加速向氢经济的过渡。此处提供的最新分析可以帮助行业利益相关者制定全球氢贸易战略。

