



研究

中国化工行业脱碳的绿色氢能



请按以下方式引用：

Agora能源中国与Agora产业（2026年）：中国化工行业脱碳的绿氢

出版详情

学习

中国化工行业脱碳的绿色氢能

作者单位

Agora Energy 中国 502E, 德国中心, 朝阳区东方
东路19号, 中国北京 [www. agora-energy. com](http://www.agora-energy.com)

项目负责人

Wenbo Zhao
wenbo.zhao@agora-energy.com

作者

赵文博（Agora Energy中国） 菲利普·霍斯
特（曾任Agora Energy中国） 约马尔·乔拉
克（Agora工业） 孟伟（Agora Energy中国）

致谢

我们谨感谢Leandro Janke、Matthias Deutsch、Maia Har
u Hall、Darlene D’Mello、Julia Metz、Frank Peter、A
lexandra Steinhardt、Anja Werner、Isadora Wang和Yir
an Jin的宝贵意见与支持。

前言

亲爱的读者：

随着中国经济进行结构性转型并快速部署可再生能源，大多数高碳工业部门已开始进入排放下降的轨迹。然而，化工行业仍然是一个关键例外，即使整体工业排放下降，其碳足迹仍在增长。与此同时，电力和交通领域的快速脱碳正在将煤炭主导的化石燃料重新导向工业部门，在整体能源转型要求逆转投资动力的时刻，这维持了煤炭化工产能的投资势头。

这一扩张正发生在周期性经济逆风、能源体系结构转型以及碳排放约束收紧的背景下。应对这些挑战将需要果断行动来推动化工行业的转型。在此背景下，可再生能源的快速发展

氢能——结合《十五个五年规划》（2026-2030），该规划将氢能经济确立为战略性的未来增长动力——正为加速这一变革提供了历史性机遇。

本报告展示了可再生氢作为推动中国化工行业脱碳的关键手段的潜力。报告评估了在关键化工生产过程中用可再生氢替代化石氢的减排潜力，考察了可再生氢及其衍生物的成本竞争力，并追踪了中国可再生氢项目管道的进展。在此基础上，报告提出了针对性的政策建议，旨在加速可再生氢的部署，并在中国化工行业实现其完全脱碳的潜力。

我们希望您能从中获得启发。

朱莉娅·梅茨 主任，
亚各拉产业



关键发现

1

在中国高排放化工行业扩大可再生氢气的规模可能消除大量排放。
与2022年相比，每年减少超过6.1亿吨碳排放，同时降低对石油的依赖。
天然气市场波动性 这需要技术升级和生产的结构性转变。
最大的减排机遇在于用可再生氢替代化石氢。
在石油炼制业以及投资巨大的新型煤化工产业中，包括氨和 methanol.

2

通过关闭可再生能源生产的临时成本增加——绿色溢价——
针对原料的特定策略是近期实现可再生化学品规模化发展的关键。
当前成本差异各异：氢气从无到每吨360美元，以及大约从230美元到
甲醇每吨610元，其中后期因使用直接捕获的碳导致成本更高。
路径。因此，可再生氨更接近于平价，而生物甲醇和生物电甲醇则可以在
能够获得经济实惠的可再生生物质的情况下，实现成本竞争力。

3

通过强有力的政策信号建立可靠的需求对于维持投资至关重要。
绿氢、氨和甲醇。 中国项目管道显示投资放缓。
从2027年起，在缺乏持久政策框架的情况下，市场信心将发出脆弱的信号。强制性采购。
可再生能源基化合物的配额以及全供应链的碳强度规则收紧
能够提供收入可预测性并稳定需求。与此同时，更清晰的绿色标准和碳
分类体系将减少供应商的不确定性，并为早期部署创造领先市场。

4

绿氢是中国“十五”规划的关键支柱之一。 th五年计划，战略定位以驱动
产业竞争力和能源体系转型 其包含，连同专属
国家氢能基金，标志着国家在建设规模化氢经济体方面提供了更强有力的支持。
相关供应链。在此框架内，绿氢也是减少...的重要手段。
对化石燃料进口的依赖，以及加速向高碳煤化工的转型
路径。持续的国家协调对于扩大项目规模、连接富余可再生能源至关重要。
拥有产业中心的地区，将政策动力转化为污染结构的替代
煤化工生产，尤其是考虑到当前其短期和零散的特性
省级支持计划

目录

执行摘要	9
1 中国化工行业脱碳中可再生氢的作用	11
1.1 中国化学工业的能源消耗	11
1.2 中国化学工业的碳排放	12
1.3 氢在向绿色化学品转型中的作用	13
1.4 可再生能源减排潜力	15
2 中国可再生能源制氢、制氨和制甲醇的生产成本	19
2.1 LCOH（氢能平准化成本）的估算	19
2.2 氨的平准化成本（LCOA）的估算	21
2.3 LCOM（甲醇平准化成本）的估算	22
3 项目数据分析	26
3.1 深入探讨中国绿色化学品项目	26
3.2 从灰色到绿色：生产中心的地域转移	29
4 政策审查	32
4.1 中国	32
4.2 欧盟和德国	35
4.3 政策比较	39
5 前景：行动建议	41
参考文献	43

图列表

- 图1 中国按能源载体划分的总能源供应量（2025年）11
- 图2 中国化学工业能源供应量（2022年）12
- 图3 中国按化学生产工艺划分的工艺与能源相关排放量13
- 图4 可再生氢替代对各类化工产品二氧化碳减排的影响16
- 图5 不同氨和甲醇生产方法的碳强度17
- 图6 中情景下的LCOH值20
- 图7 中情景下的成本敏感性20
- 图8 基于不同方法的LCOA估算值21
- 图9 基于不同方法的LCOM估算值23
- 图10 中国生物甲醇与生物电甲醇的生产成本（基于不同LCOH水平）24
- 图11 绿氢项目按项目阶段和终端用途划分26
- 图12 绿氢项目按宣布投产年份和终端用途划分27
- 图13 按投产日期和终端用途估算的在建或已达到FID的绿氢项目比例28
- 图14 生产区域的产能转移29
- 图15 国家与地区氢能政策概述33
- 图16 三地区的当前/目标产能与宣布项目数量34
- 图17 德国绿氢技术融资框架的变化37
- 图18 H2Global绿氨拍卖的双拍卖市场机制38

缩写词

BIK 联邦工业与气候保护补贴

BMBF 教育与研究部

BMDV 数字基础设施与交通部

BMU 环境保护部

联邦交通和基础设施部 (Liánbāng Jiāotōng hé Jīchǔ Shèshī Bù)

宝马经济部

宝马经济与气候保护部 (自2021年起)

资本性支出

碳边境调节机制

CHP 热电联产

CCfD 碳差价合约

CCUS 碳捕获、利用与封存

CtG 煤制气 (也称为 SNG)

CtL 煤制油

CtO Coal-to-Olefins

能源工业法 (Néngyuán Gōngyè Fǎ)

ETS 排放交易体系

EU 欧盟

FCV 燃料电池汽车

FID 最终投资决定

FLH 满负荷小时

IEA 国际能源署

重大科技专项 欧盟共同利益重要项目

KfW 复兴信贷银行

Ktpa 每年千吨

LCOA 氨的成本平准化

LCOE 平准化电力成本

LCOH 平准化成本 (氢)

甲醇的LCOM平准化成本

LCOX 各种燃料的平准化成本

LOHC 液态有机氢载体

MoU 谅解备忘录

市固体废物

MtO Methanol-to-olefins

Mtpa 每年百万吨

国家发展和改革委员会

NIP 国家投资计划

NBS 国家统计局

OPEX 运营支出

PEM 聚合物电解质膜电解

PPA 电力购买协议

PtJ 尤利希项目承担者

PtX-BOA电力转X业务机遇分析器

光伏 PV 光伏 PyPSA 电力系统分析 Python R&D 研发 RED II 可再生能源指令 II RES 可再生能源 RFNBO 非生物来源的液体和气体燃料 RMB 人民币/中国元 SAF 可持续航空燃料 SNG 合成天然气（SNG，也称为煤制气或CtG） SRC 短轮伐期能源作物

执行摘要

在过去的几十年里，中国的化工行业迅速发展成为全球最大。由于中国煤炭资源丰富而其他化石燃料匮乏，中国的化工行业主要依赖煤炭作为原料和能源，因此具有高度碳密集性。为减少这种状况，基于可再生原料的供应链必须成为中国从线性价值链向能源和资源高效循环经济转型的核心。

依托其庞大的国民经济和化工产业的规模，中国已具备将国内生产的可再生资源纳入其化工领域的良好条件，为其脱碳化进程铺平了道路。

本报告旨在阐明可再生氢在推动化工行业脱碳中的作用，以及需要克服的障碍，从而为相关情况提供更清晰的图景。报告详细分析了中国在氢气、氨和甲醇这三种基础化学品可再生生产方面的当前制造成本、项目活动及政策环境。

本报告的主要发现是：

通过将可再生氢作为原料，直接替代化石煤制氢用于炼油、氨和甲醇的生产，以及煤制烯烃（CTO）、煤制液体燃料（CTL，即汽油、柴油）和煤制气（CTG）工艺，中国可将排放量减少610 MtCO₂（与2022年排放水平相比）。

在本报告中，我们交替使用“绿色”一词来描述氢及其衍生物“和“可再生”源自可再生能源（RES）。这包括可再生能源电力（即陆上风电、光伏）以及生物质。在绿色化学品生产的早期阶段，我们确实会将从不可避免化石燃料燃烧（即燃煤发电）中捕获的碳视为基于碳化学品（即甲醇）的成本效益碳源，尽管应优先考虑可持续生物质。

甲醇行业，只有用可再生氢和捕获/生物碳完全替代氢和碳原料，才能显著降低排放。

仅靠碳定价还不足以弥合中国绿色氨和甲醇的绿色溢价鸿沟。对中国而言，我们估计2024年氨的平准化成本（LCOA）在每吨519至695美元之间，甲醇的平准化成本（LCOA）在每吨631至907美元之间。基于2022–2024年的市场价格，氨的绿色溢价为每吨0–360美元，而电甲醇的绿色溢价为每吨230–610美元。每吨14美元的碳价（与中国2024年平均碳排放交易体系碳价相当）分别可帮助覆盖可再生氨和电甲醇的绿色溢价62美元和52美元。相比之下，生物乙醇和生物电甲醇可能比电甲醇更早实现成本竞争力，因为它们使用可持续碳且价格合理。

绿氨价格估算更接近成本，与中国现货市场价格竞争力相比，绿甲醇价格估算则不然。当中国煤炭价格处于高位时，绿氨的低成本估算与煤基氨相比具有成本竞争力。然而，这一点不适用于绿电甲醇，即使是最乐观的估算，其价格仍比化石基替代品高230美元/吨。这是因为甲醇生产除了需要可再生氢气外，还涉及碳原料的替代。高昂的绿氢溢价为生物电甲醇和生物甲醇在绿色化工发展初期应用创造了空间。

鉴于当前区域对绿色化学品的活动，这一更广泛的转型可能会引发中国内供应链的区域性重新校准。对于氨和甲醇行业而言，正在进行的项目已经暗示了这些挑战：内蒙古集中了很大一部分可再生能源。

基于氢的化学生产。随着向绿色化学品过渡的推进，该省预计将广泛扩大其市场份额。中国向绿色化学品过渡的其他早期行动者是大东北地区，而沿海、中部以及一些西部省份的绿色化学品项目活动有限。这表明，对于依赖煤炭的省份如山西、陕西和新疆，存在碳锁定效应的风险，其潜在的毁灭性长期经济影响将阻碍煤炭地区的公正转型。

认识到绿色化学品的发展潜力需要长期政策支持，该支持涉及区域协调、价格信号清晰以及对我们绿色化学品项目数据的需求刺激。分析表明，2027年后的进一步绿色产能增加存在不确定性。政策清晰度至关重要，以保持绿色化学品行业的增长势头。在多种政策组合中，跨越三到四年期限并跨越省界的政策支持有助于创造政策确定性并刺激需求。跨区域的政策支持协调、经济和基础设施评估以及产能规划，对于进一步实现绿色化学品的发展潜力至关重要。

本报告中的成本估算、项目数据和政策评估主要基于截至2024年的情况。政策状态和修订反映的是撰写当时可获得的官方文件，并可能随后更新。

1 可再生氢在中国化工行业脱碳中的作用

1.1 中国化学工业的能源消耗

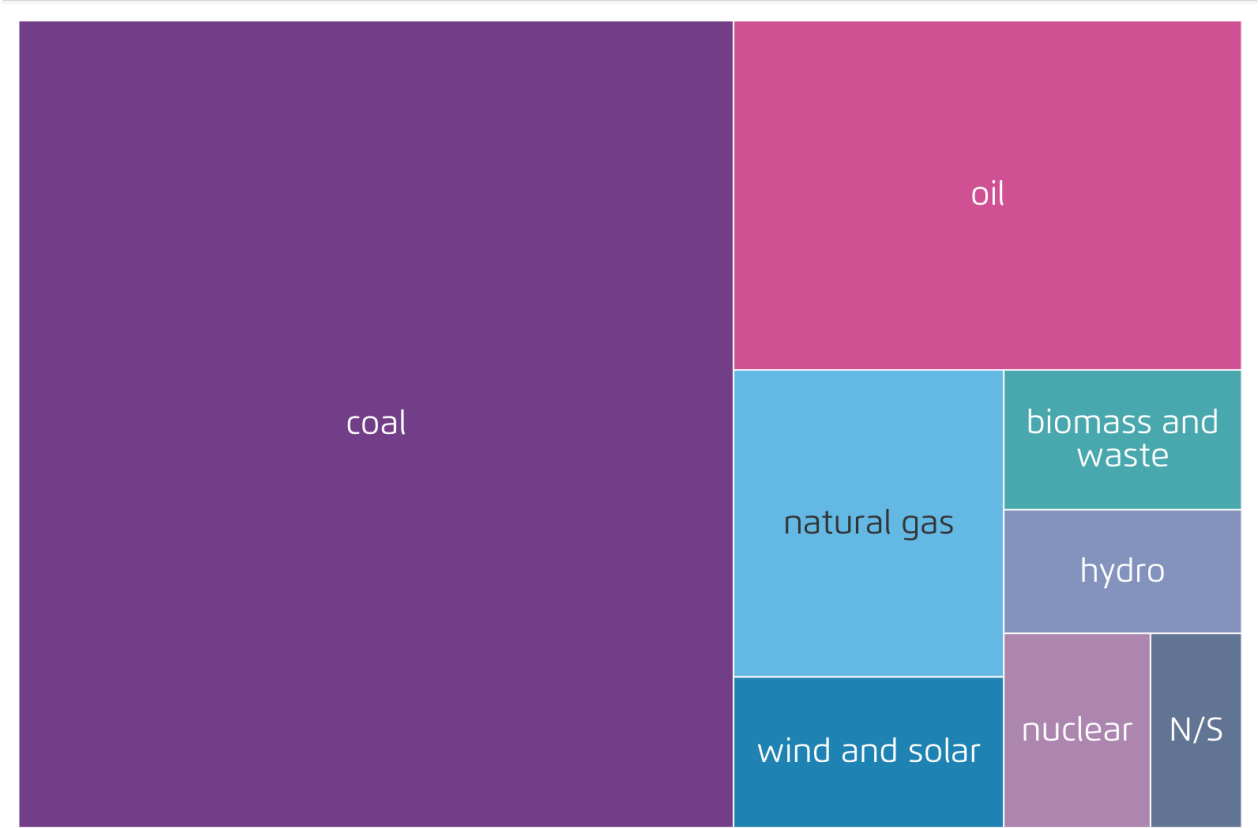
尽管中国清洁能源部署大幅增加，煤炭仍是中国能源结构中最大的来源。根据国家统计局（NBS，2025年）的数据，2022年煤炭占中国总能源供应的58.5%，消耗了32亿吨标准煤（btce），创中国历史新高。

化学产品需求不断增长，主要受高油价和进口依赖推动。2020年，除石油炼制外，流向化学工业的总能源供应中，有49%——即239百万吨标准煤（Mtce）——直接来自煤炭和其他煤炭产品。这仅包括现场用作原料和燃料的煤炭和煤炭产品，未计入电力供应中的间接煤炭消耗。相比之下，石油基产品及天然气在化学工业整体能源供应中仅占较小份额，分别占11%和16%。

在中国，煤炭不仅是保障能源供应的关键能源载体，也是该国化学工业的主要原料，用以满足

中国按能源载体划分的总能源供应量（2025年）

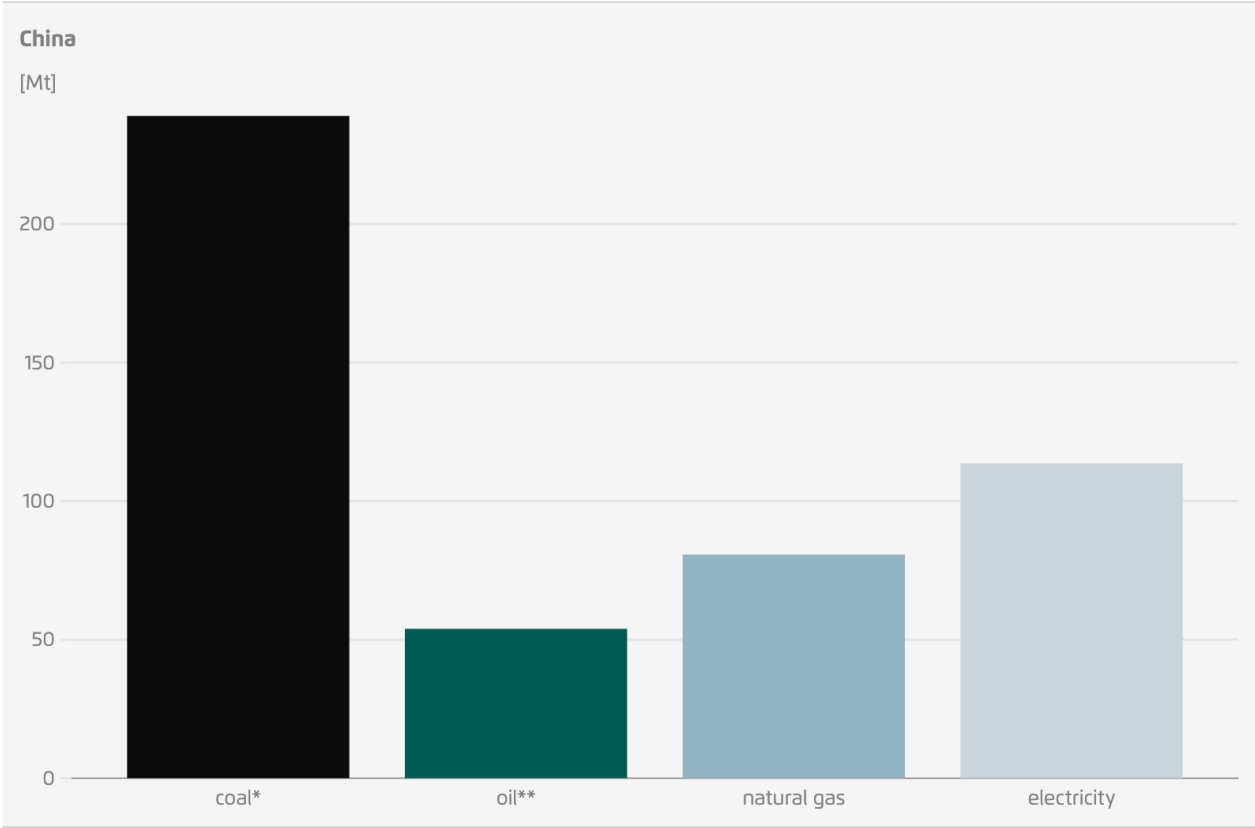
图1



Source: IEA, 2025a

中国化学工业能源供应（2022）

图2



来源：IEA（2025），NBS（2025），Agora产业（2023）
注释：*包含煤基产品 **包含油基产品。对于中国，工艺热能包含在一次能源中。炼油厂及其他行业使用的煤基或油基原料不包含在内。

与此同时，鉴于中国政府在气候变化方面的承诺以及中国经济的结构性驱动因素，化工行业可能成为该国唯一一个仍在增长的主要煤炭消费领域（Tu，2024）。2024年前八个月，化工行业的煤炭消费量增长了18%（较2023年的9%有所上升），这与同期钢铁和水泥行业出现的下降形成了对比（Myllyvirta，2024）。

工业2贡献了1.3吉吨二氧化碳当量（GtCO₂e）的直接过程和能源排放，约占该国12.12 GtCO₂e温室气体排放总量（CGFR，2024；RMI，2022；Climate Watch，2025）的11%。在这方面，它仅次于冶金工业，成为工业部门中排放量第二的行业。这些排放中的大部分集中在十个化学生产过程中。特别是氨（200 MtCO₂e）和甲醇（211 MtCO₂e），其联合生产排放量约占所有化工行业排放总量的三分之一，以及中国...

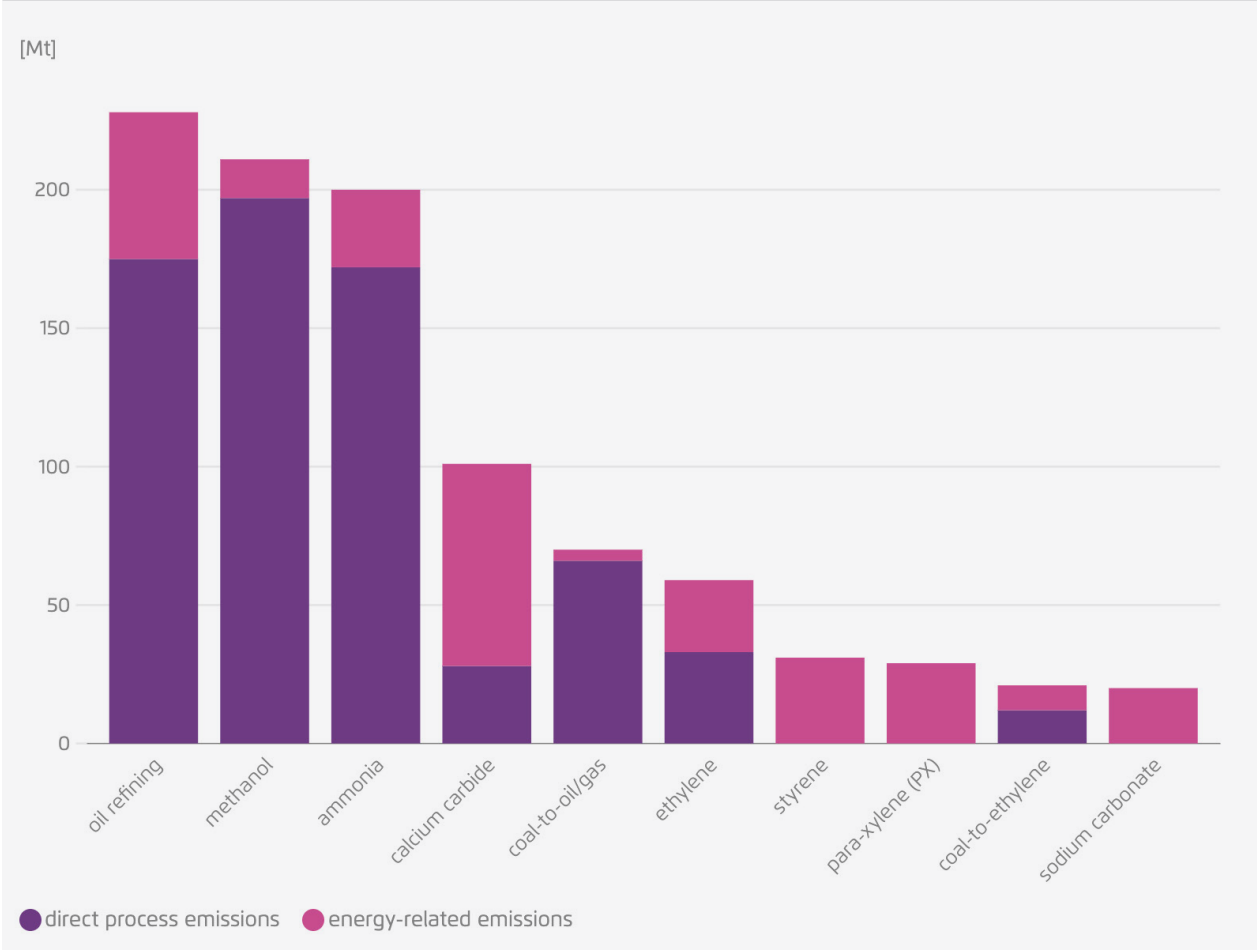
1.2 中国化学工业的碳排放

日益增长的煤炭消耗已将中国化学工业的温室气体（GHG）排放推至新纪录。2020年，化学

2 在本报告中，化学工业是指石化工业、煤化工及其他化学工业。

中国化学生产工艺过程中的流程和能源相关排放

图3



招商银行（2024），RMI（2022）

总排放量。石油炼制贡献了228亿吨，而下列列出的其他五种化工生产过程再贡献了320亿吨。

然而，包括间接上游和下游排放在内的整体生命周期排放，甚至大于基本化学品生产产生的直接排放（参见Agora Industry, 2023）。上游排放包括煤矿开采中的甲烷逸散排放，而下游排放例如来自其他地方的生命周期末期排放。然而，由于国际上缺乏统一的排放核算，这些间接排放难以估算。

1. 3 氢在向绿色化学品转型中的作用

在中国化工行业，化石碳氢化合物在能源使用和物料原料方面仍占据主导地位。煤炭、石油和天然气合计提供超过100艾焦（EJ）的能源，其中约5%的煤炭、15%的石油和7%的天然气仍被用作化工原料而非工艺燃料。这表明，虽然电气化技术可以脱碳化工工艺能源，但可再生氢及其衍生物——如氨和甲醇——对于替代化学产品本身所嵌入的化石基原料至关重要（郭，彭，田，& 茅泽尔，2023）。

在此背景下，基于可再生能源的氢气预计将通过在供应链中替代化石燃料氢气作为原料，在化学工业脱碳中发挥关键作用。

在化工领域，氢气主要用于其他化学品的制造过程中。2023年，中国生产的35.5亿吨氢气中，氨合成过程消耗了11.7亿吨，甲醇生产使用了9.6亿吨。炼油厂进一步使用了8.9亿吨，而其他化学品的生产（包括现代煤化工如煤制油、煤制天然气和煤制烯烃）消耗了7亿吨（中石化新闻，2024a）。中国的氢气生产在全球生产结构中尤为突出，因其高度依赖煤炭作为主要碳氢化合原料。这导致中国的基于氢气的化工行业碳排放强度显著更高。

以下是主要的基于氢的化学工艺概述：

氨

氨是化肥和有机化工行业的主要基础原料。2023年，中国生产了5800万吨氨，其中约80%来自煤制氨。在煤制氨生产中，原料煤被粉碎后送入气化炉进行气化，产生含有（H₂）和CO等必要组分的煤气。然后，采用各种净化方法，获得符合氨合成要求的洁净氮氢混合气。

甲醇

甲醇用于下游进一步化工生产（即烯烃、乙酸），并广泛应用于聚对苯二甲酸乙二醇酯（PET）、织物和溶剂等多种最终产品。2022年，中国生产了8000万吨甲醇，其中85%由煤制甲醇工艺生产，9%来自焦炉煤气，其余6%

从天然气中获取。在传统的煤制甲醇工艺中，煤的气化被用于为甲醇合成提供碳和氢。因此，所使用的部分氢气来自烃类原料。然而，由于煤的碳氢比不适合甲醇生产，需要通过注入氢气来调整这一比例，目前所注入的氢气来自化石燃料生产。根据煤的质量，需要通过该过程添加30%至70%的氢气。未来，或者可以用可再生氢气替代这部分氢气以降低碳强度，或者甲醇生产可以完全放弃化石碳原料及相关生产方法，转而使用捕获的或生物成因的碳，并在甲醇合成过程中添加可再生氢气。

炼油

精炼油产品主要用作交通领域的燃料以及石化工业（即生产塑料）。2022年，中国炼油能力达到9.24亿吨，使中国成为全球最大的炼油国（国家石油公司，2023年）。对于使用氢气（例如加氢裂化）的工艺，通常使用化石基碳氢化合物来生产氢气，从而导致碳排放。

现代煤化工

除上述传统化学工艺外，中国所谓的现代煤化工产业是氢气的另一主要消耗者。2023年，中国通过费托合成、煤制天然气、煤制油和煤制乙二醇工艺生产的油品、天然气、烯烃和乙二醇产量分别达到720万吨、63亿立方米、1730万吨和550万吨（中石化新闻，2024b）。这些产品生产过程中，通常需要通过加氢工艺来提高氢含量。例如，中国的煤制液工艺中，85%依赖间接液化（即费托合成工艺）和15%依赖直接液化工艺，这两种工艺均需要注入氢气。

绿氢替代及其他应用场景

在上述仅将煤炭用作制氢原料的领域，用绿氢替代灰氢将显著减少碳排放。当煤炭同时作为氢和碳的原料时，绿氢至少可以调整生产过程中的碳氢比。此外，在净零情景下，绿氢可与碳捕获、利用与封存（CCUS）技术结合，以实现净零生产。

除作原料外，可再生氢及其衍生物可用作高温工业过程热燃料，以替代化石能源。然而，这种用途存在争议，因为廉价的可再生电力已使低温工业热的电气化路径更具可行性（Zühlsdorf 等人，2019年），并且也可能使高温热同样实现电气化（Agora Industry, 2025 年）。

除工业领域外，可再生氢衍生物（如绿氨和绿甲醇，用于可持续航空燃料或e-SAF）在远洋航运和航空领域也具有脱碳潜力（参见Agora Energiewende和Agora Industry, 2021；Johnson等人，2025）。这将使这些交通方式更紧密地与传统化学品的使用案例（如化肥工业和多样化的下游甲醇终端用途）联系起来。由于可再生氢在中期的稀缺性，优先考虑那些替代方案很少（即化学原料）的使用案例至关重要，并在它们能产生最大气候影响的地方考虑其他技术（参见Cañón和Sorensen, 2025；Agora Industry, 2025）。

1.4 可再生氢的减排潜力

如上所示，氢气生产及化工行业通常对中国碳排放有显著贡献，而在供应链中使用可再生氢气则可以减少碳排放。

本节将分析通过在现有化工流程中用绿氢替代灰氢所能实现的绝对减排量，以及通过完全转向包含捕获碳或生物成因碳的绿氢合成技术可能实现的碳强度降低。

1.4.1 化工行业使用绿氢替代预计可实现的总体二氧化碳减排量

首先，我们估算了通过在现有化学工艺中直接用绿氢替代灰氢所能实现的绝对二氧化碳减排量。不同化学生产过程的结果列于图4（参见技术文档中的方法说明）。该估算涵盖了与灰氢和绿氢使用直接相关的二氧化碳排放，以及在不同化学工艺替代情景下所能实现的减排量。重要的是要指出，这些排放包括了甲烷燃烧（例如来自煤矿开采）等，并且超越了上述针对每个整个化学生产过程所报告的直接工艺和能源相关排放（Xin, 2023）。

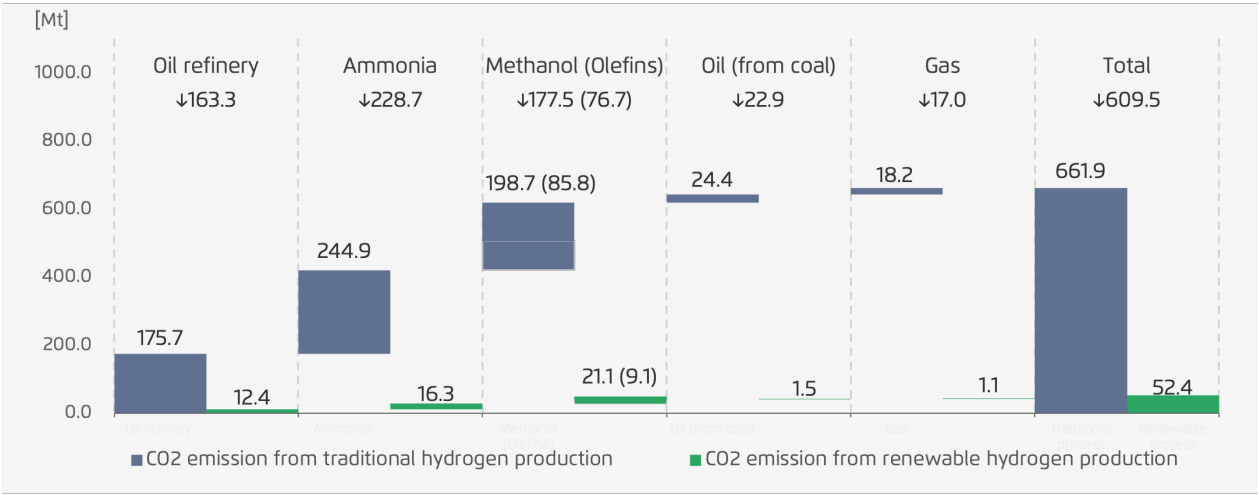
以2022年为基准年，我们发现，在石油炼制和氨、甲醇、石油及天然气（均来自煤制X生产）的消耗导致共产生661.9 MtCO₂的排放中，若将所使用的灰氢混合物替换为可再生氢，则可避免609.5 MtCO₂的排放。

可再生氢的排放强度取决于电解槽所用电力碳强度，在本报告中，该碳强度假设为每生产1千克氢气产生0.5千克CO₂当量。（IEA, 2023；世界经济论坛，2024）

对于氨来说，用可再生氢替代 11.7 百万吨的灰氢也将大幅削减排放。假设采用平均氢气生产组合，完全转向绿氢可减少高达 228.7 百万吨二氧化碳的排放。

可再生能源制氢替代对化工产品二氧化碳减排的影响

图4



来源：基于行业数据自行计算 备注：CO2排放量是根据（将要）替代的氢气量计算的

甲醇生产中的氢气替代并非易事。当假设将灰色氢气以50%的比例注入甲醇合成过程时，用可再生氢气替代这将使现有工业过程中的排放减少9350万吨二氧化碳。使用生物成因碳或捕获碳源替代化石碳源，可能带来更高的减排效益。

使用绿氢可以避免这种情况。最后，在合成天然气（SNG）生产中，使用可再生氢替代煤制气（CTG）工艺可使其排放减少17 MtCO₂。

通过在不完全取代煤制气工艺的情况下，将可再生氢气引入现代煤基化学路径，可以降低下游产品的绝对碳排放并降低其碳强度。然而，只要上述所有碳基化学工艺（除氨以外）的碳源仍然是化石碳（尤其是煤炭），这些化学工艺仍然高度碳密集。

对于炼油行业，我们假设煤制氢与天然气制氢的比例为2:1（Zhu & Feng, 2024）。在此示例情景下，用可再生氢替代2023年消耗的8.9 Mt的灰氢，可减少排放163.3 MtCO₂。

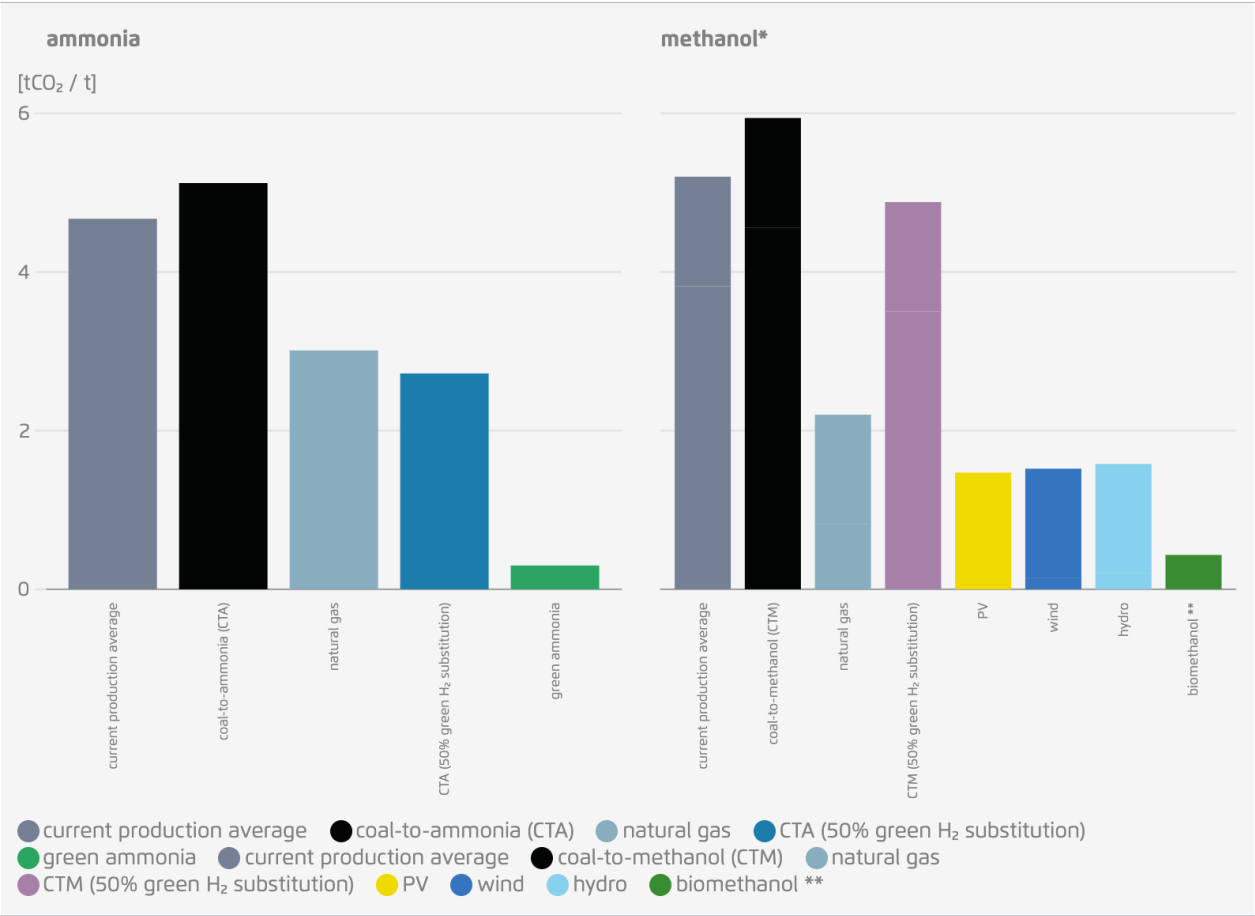
对于现代煤化工，我们估计以下结果。在采用两步法（基于煤制甲醇，再甲醇制烯烃，即MTO）的CTO生产中，基于平均煤质，替代煤制甲醇路线中注入的氢气（50%）可实现4040万吨CO₂的减排。然而，这些减排量已包含在甲醇的计算中。对于煤制液态燃料工艺，排放量约为2290万吨CO₂。

1. 4. 2 不同生产路线的碳强度差异

本节比较了不同化石基生产路线中各种生产方法每吨氨和甲醇的生命周期排放量（不包括设备制造的上游排放），并与上文讨论的绿氢选项进行了对比。

各种氨和甲醇生产方法的碳强度

图5



数据来源：自有数据收集，甲醇协会（2022年）
注释：* 柱状图上部表示报废排放量（1.38吨CO₂/吨甲醇）。**生物甲醇由生物源2种成分混合而成，其中包含适用的报废排放量（例如50%的市政固体废物）。

对于氨的制取，碳强度的变化是直接的。当所需氢气的100%被绿氢替代时，二氧化碳排放降至每吨产品0.3吨二氧化碳（tCO₂/t）。因此，可分别实现比中国平均水平降低4.4 tCO₂/t、比煤制路线降低4.8 tCO₂/t的碳强度降幅。使用50%的可再生氢替代时，碳强度降至2.7 tCO₂/t，比中国平均水平低1.7 tCO₂/t，且仍比以天然气为氢原料的氨低0.3 tCO₂/t。换言之，虽然仅使用绿氢作为原料的二氧化碳减排优势明显，但即使是50%的绿氢替代...

替代品可能会将氨的碳强度压低于天然气制氨生产。

对于甲醇而言，情况则更为复杂，因为甲醇生产需要碳源，而碳源的可持续性也各不相同。我们考察整体生命周期排放，包括燃烧排放，因为甲醇的最终产品通常会在生命周期结束时被焚烧，并且甲醇正越来越多地被用作海运燃料和可持续航空燃料（SAF）的生产原料。

在煤制甲醇过程中用绿氢替代灰氢时，整体碳强度会降低，但远低于氨生产。这是由于煤制甲醇过程整体碳强度较高。假设灰氢的50%被绿氢替代（见图4），碳强度从5.94吨二氧化碳/吨甲醇仅降低1.06吨二氧化碳/吨，降至4.88吨二氧化碳/吨甲醇，这仅比包括天然气和焦炉煤气制甲醇的当前生产平均碳强度5.20吨二氧化碳/吨甲醇低0.32吨二氧化碳/吨。

相比之下，绿色甲醇工艺——利用捕获的二氧化碳作为碳源，并使用可再生能源作为电解的电力来源——分别针对光伏（PV）和水力发电，实现了1.47–1.58吨二氧化碳/吨甲醇的低碳强度值。其中1.38吨二氧化碳/吨甲醇是来自先前捕获的化石工艺二氧化碳的寿命终结排放。与当前生产平均水平相比，这意味着平均减排3.72吨二氧化碳/吨甲醇。在甲醇最终产品在寿命终结时不燃烧（从而有效充当碳汇）的罕见情况下，绿色甲醇的碳强度将降至0.09–0.20吨二氧化碳/吨甲醇，甚至低于生物甲醇混合物的0.43吨二氧化碳/吨甲醇。

1.4.3 中国已捕获碳的当前和未来可用性

绿色甲醇生产的一个挑战将是捕获的二氧化碳作为碳源的可用性。这可能来自不可避免的化石燃料排放——例如工业过程或化石燃料发电——或通过直接空气捕获（DAC）获得。虽然DAC目前在中国仍然非常昂贵且处于早期示范阶段（ACCA 21 等人，2023年），但工业设施碳捕获能力正在扩大。截至2023年，据报道已宣布了98个项目（同前；CAEP，2024年），是2020年总量37个（Tu和Qiu，2021年）的两倍多。第一条二氧化碳管道也已投入运营。国际能源署（IEA）的CCUS数据库报告称，截至2024年3月宣布的项目，中国估计的累计捕获能力为3500万吨二氧化碳（IEA，2025b）。如果仅用于绿色甲醇生产，这3500万吨二氧化碳将覆盖约2500万吨绿色甲醇的年产能。然而，目前尚不清楚是否存在成本效益的运输基础设施，用于将二氧化碳从储存地点运送到绿色甲醇工厂以供其利用，因为到目前为止，CCUS项目活动与绿色甲醇项目活动在区域上并未重叠。

中国可再生氢、氨和甲醇的2项生产成本

2.1 LCOH（氢能平准化成本）的估算

以下分析通过应用前述方法，给出了氢、氨和甲醇的平准化成本估算。我们用于部分计算基础的光伏度电成本（LCOE）为每兆瓦时（MWh）27.1美元，陆上风电为每MWh 24.1美元，光伏/陆上风电混合供电（50%/50%）为每MWh 25.6美元。

根据上述方法（详见技术文档），我们基于实际案例和概念案例数据，估算了各种LCOA和LCOM值。基于LCOX计算器的估算值以范围形式给出，其中高成本边界源于4000小时（FLH）电解和合成假设，低成本边界则源于8000 FLH电解和合成假设。基于整体离网系统不同FLH水平（5000 - 8000 FLH）的实际案例估算值分别列出。LCOA和LCOM值的概述可参见图8和图9。

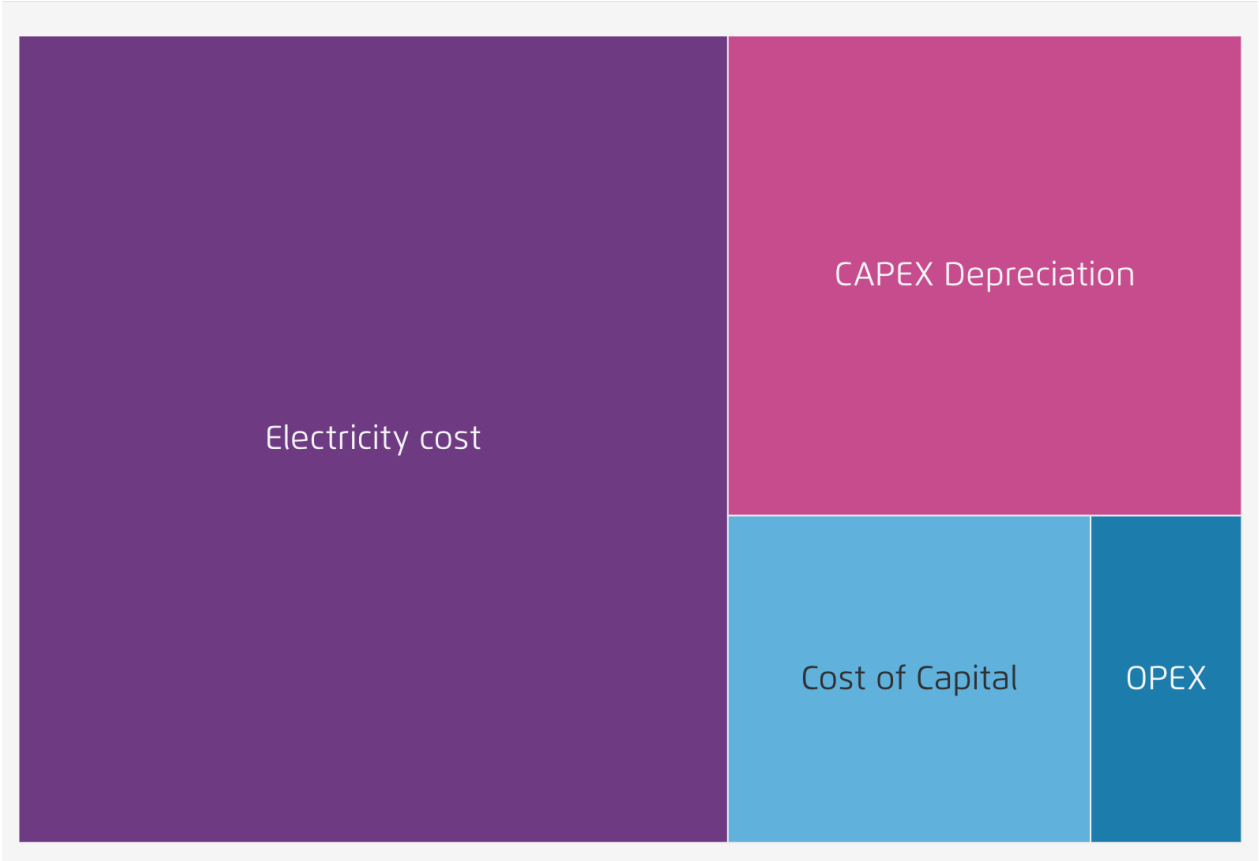
对可再生氢及其衍生物的简单平准化成本估算可能低估了实际项目的成本。实际项目成本可能包括估算中未涵盖的组成部分，例如特定于项目的基建需求（即电池储能、氢存储）、与当地社区相关的投资需求以及特许权支付等。本研究认识到上述局限性，因此采取务实的方法计算成本，主要关注类似项目的共同成本驱动因素。

2.1.1 平准化氢成本

根据Umlaut和Agora Industry（2023）的LCOH计算工具，我们估计，在4000、6000和8000 FLH的情况下，中国的LCOH分别约为每吨2.73美元、2.30美元和2.09美元。图6显示了中等情景下LCOH的成本构成，其中主要成本来自电价（占59.3%）。

场景中段LCOH

图6



中场景成本敏感性

图7

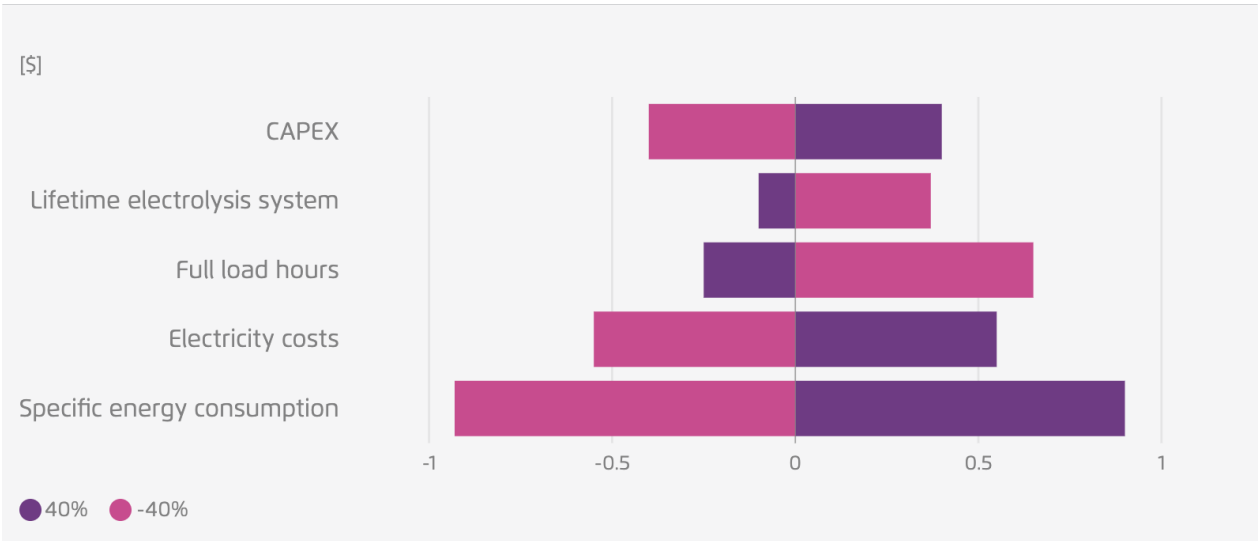


图7显示了不同成本因素的敏感性以及40%的价值增减如何影响整体LCOH。可再生能源电力的成本仍然是影响LCOH的最重要因素，并且随着FLH的增加，其权重也随之增加。值得注意的是，电池和氢存储等二次基础设施的成本不包括在计算中。

2. 2 氨的平准化成本（LCOA）估算

2. 2. 1 氨的平准化成本

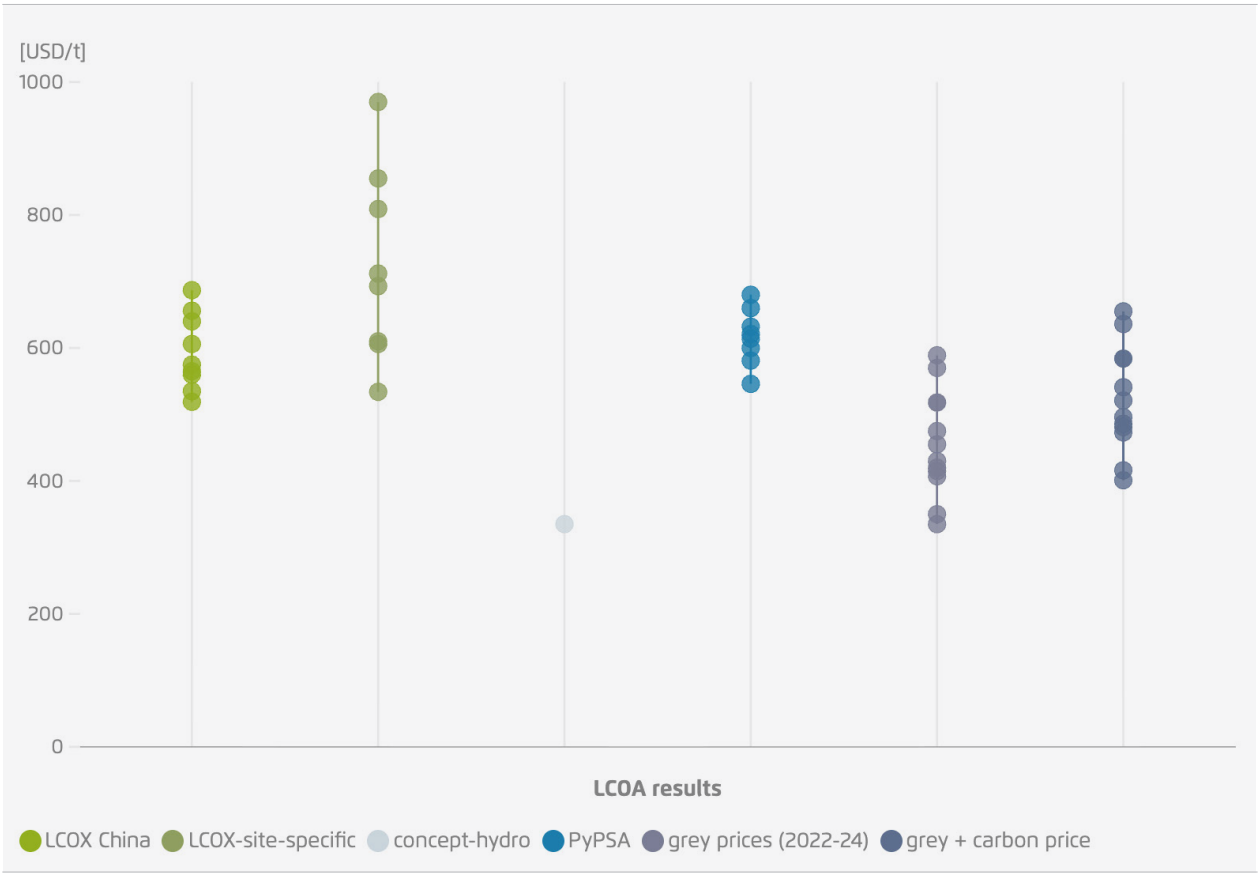
对于绿色氨，我们根据LCOX计算器方法估算其LCOA为519 – 687美元/吨。

LCOA的主要驱动因素是燃料成本（每吨470–590美元），而燃料成本本身又主要取决于绿氢的成本。

PyPSA-LCOX-China的最低成本优化验证了这些LCOA结果，估算范围在每吨545美元至680美元之间。特定场地的LCOA估算值在每吨534美元至970美元之间，因此其上限高于其他估算值。这可以解释为，虽然仍假设有4000 FLH，但项目的资本支出（capex）包括了电池储能投资成本，因此上限代表了一种高成本情景。对于四川的水电概念研究，我们估算的LCOA为每吨334美元。这表明，稳定的可再生能源源对绿色氨的成本竞争力具有益处。

各种方法得出的LCOA估算值 3

图8



来源：各种来源（见文本和技术文件），自绘插图。注释：所有模型均假设光伏/风能混合作为可再生能源（除四川水电案例和灰氨外）。

假设碳价为每吨14美元，与中国当前的碳价相当。

2. 2. 1. 1 与中国灰氨价格的比较

与中国的平均灰氨价格相比，LCOA（平准化度电成本）更高。在2022年至2024年期间，中国现货市场价格范围在每吨335美元至589美元之间（详情请参见技术文件）。

在此背景下，若采用LCOX计算和PyPSA优化方法，LCOA成本介于每吨519至687美元之间，将伴随每吨0至352美元绿色溢价。因此，仅最低成本情景的估算就已具备成本竞争力，可与2022年至2024年间中国氨气现货市场的最高价格相媲美。

2. 2. 1. 2 与灰色替代方案及碳价的LCOA比较

鉴于钢铁、铝和水泥已于2025年1月1日纳入中国的碳排放交易体系（Patel, 2024），且化工等行业未来也可能跟进，我们同时比较了包含碳价的商品价格。我们假设碳价为每吨二氧化碳100人民币（RMB），因为2024年期间已有短期先例（carboncredits.com, 2024），且分析师预计到2030年，平均碳价将超过此水平（即Kuo, 2024）。

如我们在关于中国氨和甲醇生产碳排放的分析中所提及的（参见第1.4节），如果氨生产被纳入中国的碳排放交易体系（ETS），且碳价定为每吨100元人民币（或14美元/吨），中国的

灰氨将额外增加62美元/吨的碳成本。假设其平准化度电成本（LCOA）为519–695美元/吨，将62美元/吨的碳成本加到报告的灰氨价格上，将导致对氨支付的环境溢价不超过298美元/吨（而不是360美元/吨）。更重要的是，这将使在最低成本情景下生产的绿氨与2022年至2024年间的平均氨价（平均524美元/吨）具有成本竞争力（平均524美元/吨与LCOX的519美元/吨相比）。

2. 3 甲醇平准化成本（LCOM）的估算

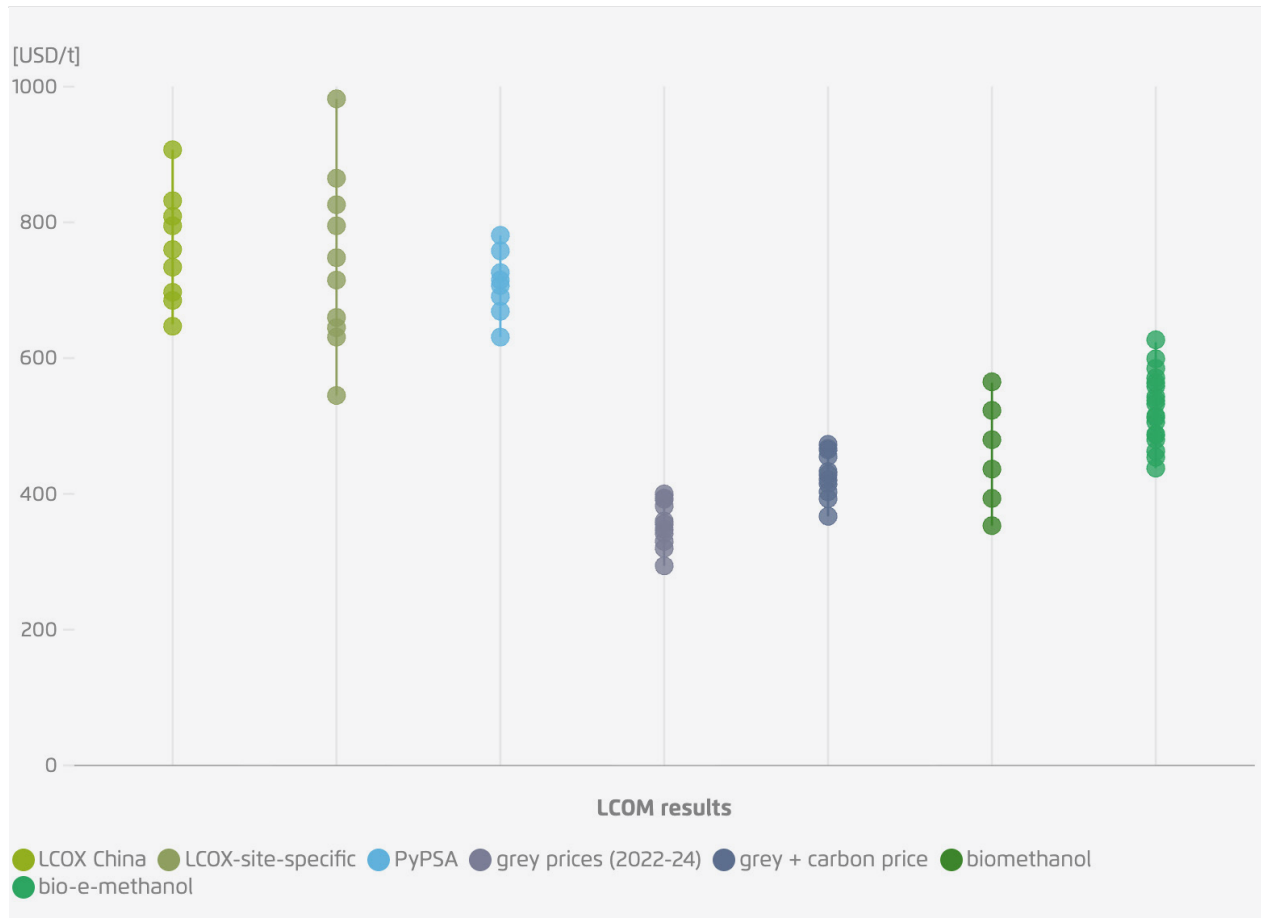
2. 3. 1 甲醇平准化成本

对于绿色甲醇，基于LCOX计算器方法的LCOM估算值，若使用化工和煤电行业中的CCUS产生的CO₂（参见技术文件），则介于每吨647美元至907美元之间。在LCOM中，燃料支出占每吨535至683美元，资本支出占每吨88至176美元，运营和维护成本占每吨24至49美元。

LCOX-PyPSA-China优化模型得出的LCOM结果证实了这些估算，其范围在631美元/吨至781美元/吨之间。对于具体站点，我们估算LCOM在545美元/吨至982美元/吨之间，这取决于系统所假设的FLH，并且在使用来自CCUS的二氧化碳于化工和燃煤发电领域。在此，成本最低的情景（8000 FLH）不太现实，因为所分析项目的资本支出并未包含电池和存储成本。

不同方法论的LCOM估算

图9



备注：所有模型均假设RES为光伏/风电混合系统；*涉及燃煤发电的碳捕获、利用与封存（CCUS）；**取决于生物燃料成本（每吨42 - 113美元）；***取决于生物燃料（每吨42 - 113美元）和LCOH（每公斤2.09 - 2.73美元）成本。

假设碳价为每吨14美元，与中国当前的碳价相当。

2. 3. 1. 1 出行：生物甲醇与生物电子甲醇

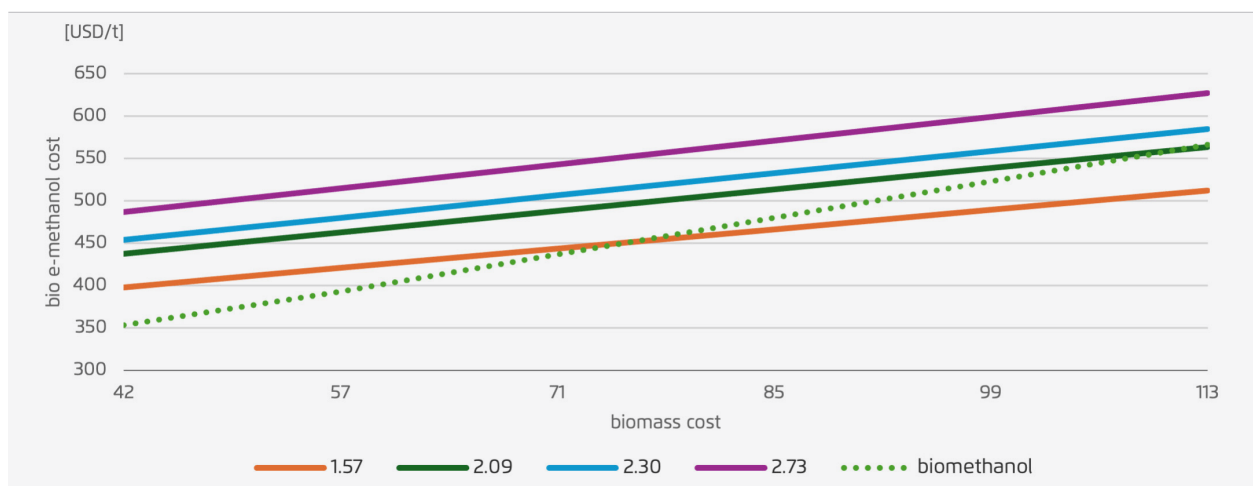
生物甲醇和生物电甲醇是甲醇的两种进一步的可再生形式，其中生物甲醇不涉及可再生氢气，而生物电甲醇涉及的可再生氢气则显著更少。由于中国当前大部分绿色甲醇项目基于生物甲醇或生物电甲醇，因此我们想根据其他研究提供其成本概述。

对于生物甲醇，各研究中的生产成本因生物质原料成本而异。当生物质价格为40美元/吨时，中国生物甲醇成本为350美元/吨；而当生物质价格为115美元/吨时，生物甲醇成本则上升到570美元/吨。图10展示了基于不同生物质价格水平的生产成本。

对于生物电甲醇而言，甲醇生产成本的一个决定因素是LCOH。我们使用本报告中计算的LCOH作为成本分析的依据。对于每公斤氢气2.09美元的LCOH，生物电甲醇的生产成本在美元之间变化。

中国生物甲醇和生物电甲醇的生产成本，基于不同的LCOH水平

图10



Source: Meihuake.net (2024).

取决于生物燃料价格，成本为每吨430美元或570美元。若单位氢气平准化成本（LCOH）为每公斤2.30美元，则生产成本将在每吨450美元至590美元之间；而若单位氢气平准化成本（LCOH）为每公斤2.73美元，则成本将上升至每吨480美元至630美元之间。

相比之下，当前的LCOH因此不足以使生物电甲醇与生物甲醇具有竞争力。在最低价格情景（氢气每公斤2.09美元）下，只有当生物质价格非常高时，才能与生物甲醇价格相当。同时，如果在中长期内电解和存储成本下降，导致氢气价格低于每公斤2美元，其竞争力自然会提高。作为参考，当氢气价格为每公斤1.57美元时，生物电甲醇能够在平均生物质价格下与生物甲醇竞争，并在更高的价格下超越它。

然而，即使生物原料价格高昂，生物电甲醇的成本仍低于当前电甲醇的LCOH估算值。这使得生物电甲醇成为一项有助于同时发展可再生氢基供应链并保持低成本的技术。

2. 3. 1. 2 与灰色甲醇的比较——绿色溢价

绿色甲醇与灰色甲醇之间的价格差距远大于灰色氨与绿色氨之间的价格差距。现货市场价格表明，2022年至2024年间，灰色甲醇的价格范围为每吨294至394美元。

因此，假设绿色甲醇价格为每吨631美元至907美元（采用LCOX-PyPSA-中国和LCOX计算器方法），基于电解的绿色甲醇比灰色甲醇贵231美元至627美元（或61%至323%），这表明生产绿色甲醇需要支付比生产绿色氨显著更高的绿色溢价。生物甲醇的绿色溢价为每吨0美元至276美元，生物电甲醇的绿色溢价为每吨36美元至336美元。

因此，虽然电解成本进一步下降可能很快使绿色氨在中国与灰色替代方案具有成本竞争力，但要让绿色甲醇具有成本竞争力，则需要对电解成本进行更大幅度的降低。此外，使用生物质等更廉价的碳源也能在这方面提供帮助。

2. 3. 1. 3 与灰色替代方案+碳价的比较

根据我们的碳强度分析（见第1. 4节），在碳价为每吨14美元的情况下，国家甲醇生产组合产生的碳成本差异将为每吨52美元。因此，绿色溢价将降至每吨179-575美元（而非每吨231-627美元）。

若对碳价进行加征，传统生产路线将面临影响。由于生物甲醇相较于当前平均水平的减排量可达4. 8吨CO₂/吨甲醇，这将导致灰色甲醇的额外碳价增至67美元/吨。因此，生物甲醇的绿色溢价将降至0 - 209美元/吨。同样地，假设灰色甲醇相较于生物电甲醇的额外碳成本为52 - 67美元/吨，生物电甲醇的绿色溢价将降至约0 - 276美元/吨。

相比之下，生物甲醇和生物电甲醇在生物质和可再生氢气价格较低的情况下将具有成本竞争力。

3 项目数据分析

在中国氨和甲醇平准化成本水平之外，本报告还详细分析了已宣布的绿色氢能项目。总共分析了196个绿色氢能项目（截至2024年10月），依据其项目阶段和投产数据。

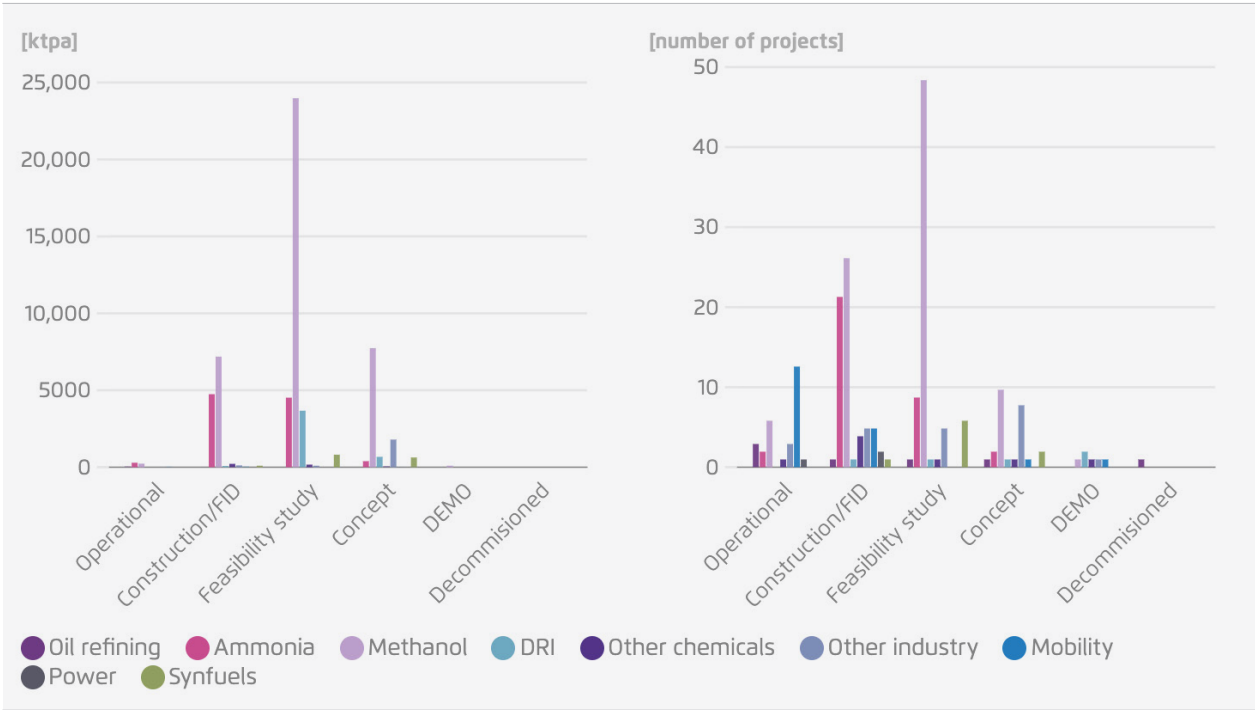
市场供需中心。其次，不同项目的发展阶段意味着对各种绿色产品的市场信心不平衡。第三，项目活动多年的时间揭示了市场的动态和绿色化学品的发展方向。本节将深入了解项目阶段以及它们可能何时上线。

3.1 深入探讨中国绿色化学品项目

跟踪项目层面的活动有多种好处。首先，不同绿色化学品的部署和分配提供了指示。

按项目阶段和最终用途的绿氢项目

图 11



国际能源署氢能数据库（2024年），自有数据收集

图11按项目数量、最终用途和kt/a产能展示了项目情况。这表明，尽管一些项目已投入运营，但大多数项目仍在建设中，或仅达到最终投资决定（FID）阶段，或仍处于可行性研究或概念阶段。在已投入运营的氢能项目中，大多数用于交通领域（即加氢站），尽管其总产能例如与氨相比要小。

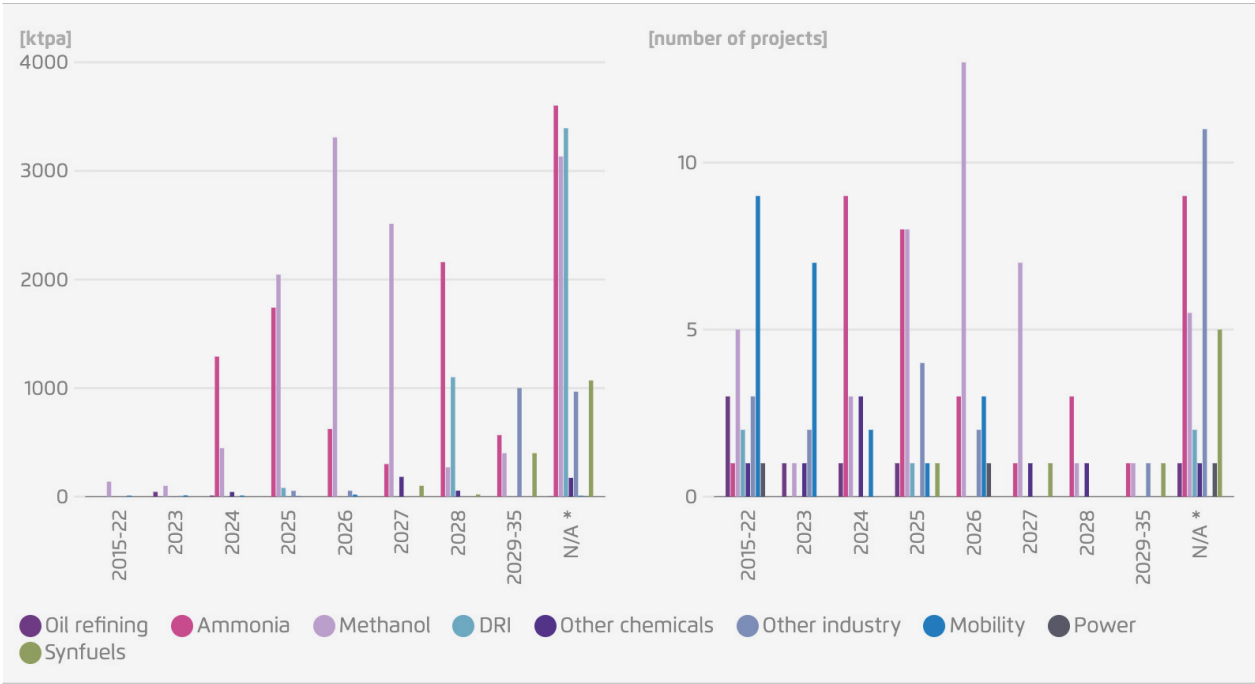
在示范阶段，情况更为多样，许多人尚未透露其氢气的最终用途。对于直接还原铁（DRI）项目而言，几乎全部4.5兆吨/年的产能（98%）仍处于可行性阶段，仅有80万吨/年处于最终投资决定（FID）或建设阶段。值得注意的是，即使某些项目已达到FID阶段，也已被取消。鉴于已宣布项目和最终确定项目之间存在差异，有必要提供更清晰的政策支持和市场培育。

相比之下，绿色氨项目代表了在建或已获得最终投资决定（FID）的项目中最大份额。而绿色甲醇项目则大多处于可行性研究阶段。总规模达3290万吨/年（mtpa），即已宣布甲醇产能的81%的甲醇项目尚未获得FID，与此同时，总规模为520万吨/年（mtpa），即已宣布总产能的50%的氨项目则处于建设或FID阶段。在概念

宣布的投产年份提供了另一层洞见（见图12）。尽管在2023年之前项目活动较为活跃（23个项目），但所有项目容量都只是很小。直到2024年，具有显著容量的项目才投入运营。此外，尽管在绿色氢能发展的早期阶段，移动项目发挥了更大的作用，但项目活动并未超过2026年。

按宣布投产年份划分的绿氢项目及最终用途

图12



来源：IEA氢能数据库（2024年），自有数据收集
注：*未公布投产日期（N/A）的甲醇项目数据已除以10，以避免扭曲图表。这些项目共有55个，总产能超过31000万吨/年。

氨和甲醇的走势略有分化，这一点也体现在其宣布的投产日期上。虽然许多氨项目于2024年上线，但项目数量（以及其产能）在2025年减少，这一趋势将在2026年继续。相比之下，如果所有绿色甲醇项目都按宣布的计划投入运营，其产能将在2024年至2027年间呈指数级增长。

然而，许多项目的投产年份尚未公布。这包括产能为310万吨/年（占已公布总产能的77%）的甲醇项目，以及产能为36万吨/年（占35%）的氨项目。绿色甲醇的事实是...

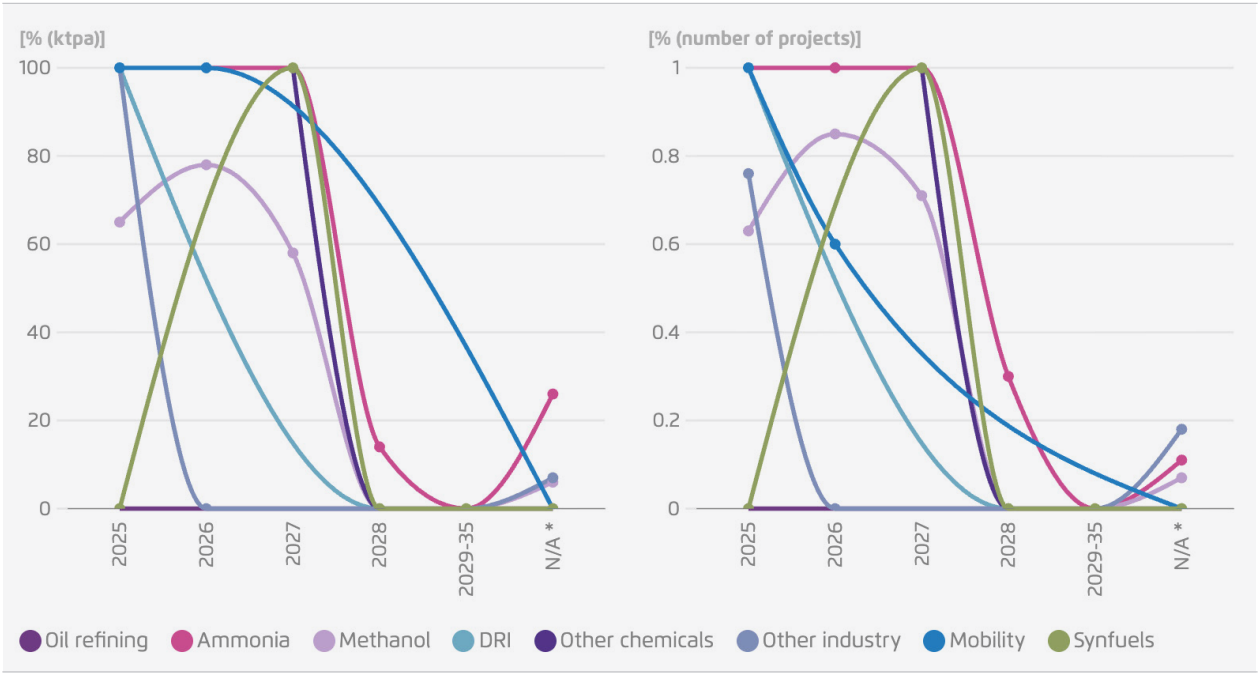
绿色氨的暗示表明，绿色甲醇存在更高的不确定性，因为没有公布投产日期的项目显著增多。

这种不确定性在2027年之后尤其明显（见图13）。几乎没有任何预计投产日期在2027年之后的项目的FID（最终投资决定）已经获得。除了氨气项目之外，所有这些项目仍处于可行性研究阶段。

其宣布的产能中约有18%已获得FID，用于2028年的项目投产。对于没有投产时间表的项目，FID率自然也很低，同样只有氨产能超过20%。

按预计投产日期和最终用途估算的在建或已获得最终投资决定（FID）的绿氢项目百分比

图13



国际能源署氢能数据库（2024年），自有数据收集

3. 2 从灰色到绿色：生产中心的区域转移

随着从灰氨到绿氨以及从灰甲醇到绿甲醇的转变，我们的分析发现，这两种化学品在中国内的生产基地可能也会出现区域性的转移。内蒙古和中国东北地区将受益最大，而许多拥有传统煤化工生产基地的省份（即山东、陕西、山西、湖北和河南）则可能在转型过程中逐渐失去优势。

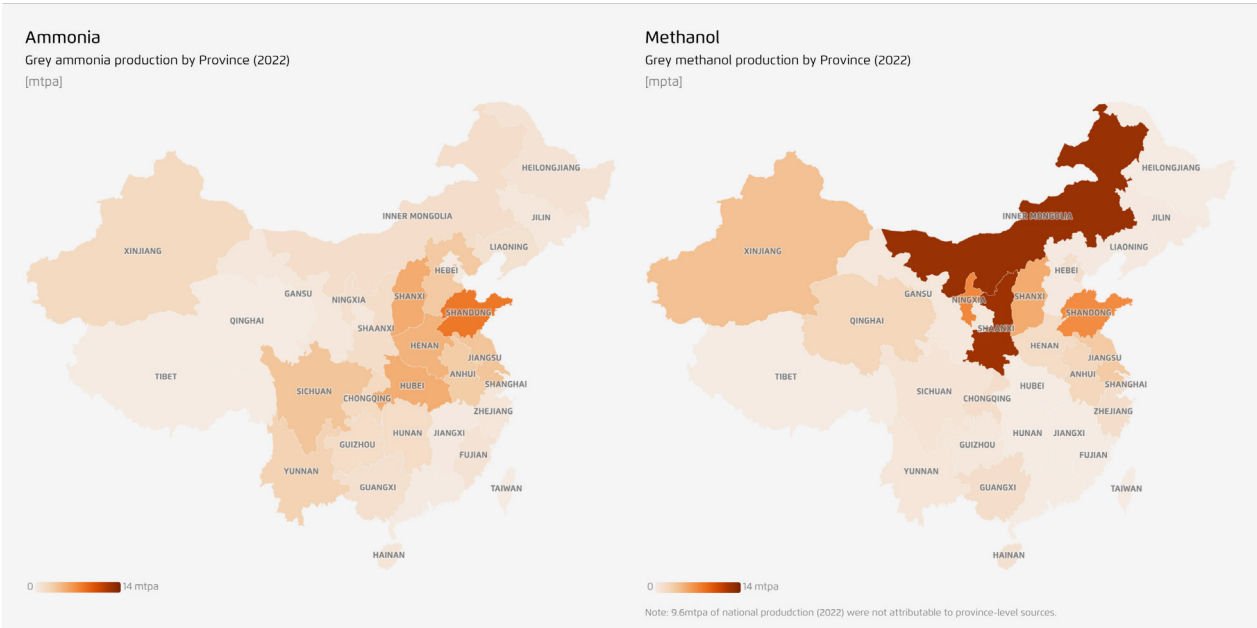
考虑所有列出的项目（即，在建项目、已获得FID的项目以及正在进行可行性或概念研究的项目）。然后，我们将省级产能公告与这两种化学品在2021年的省级产量进行比较——这是拥有足够数据的最最近年份。

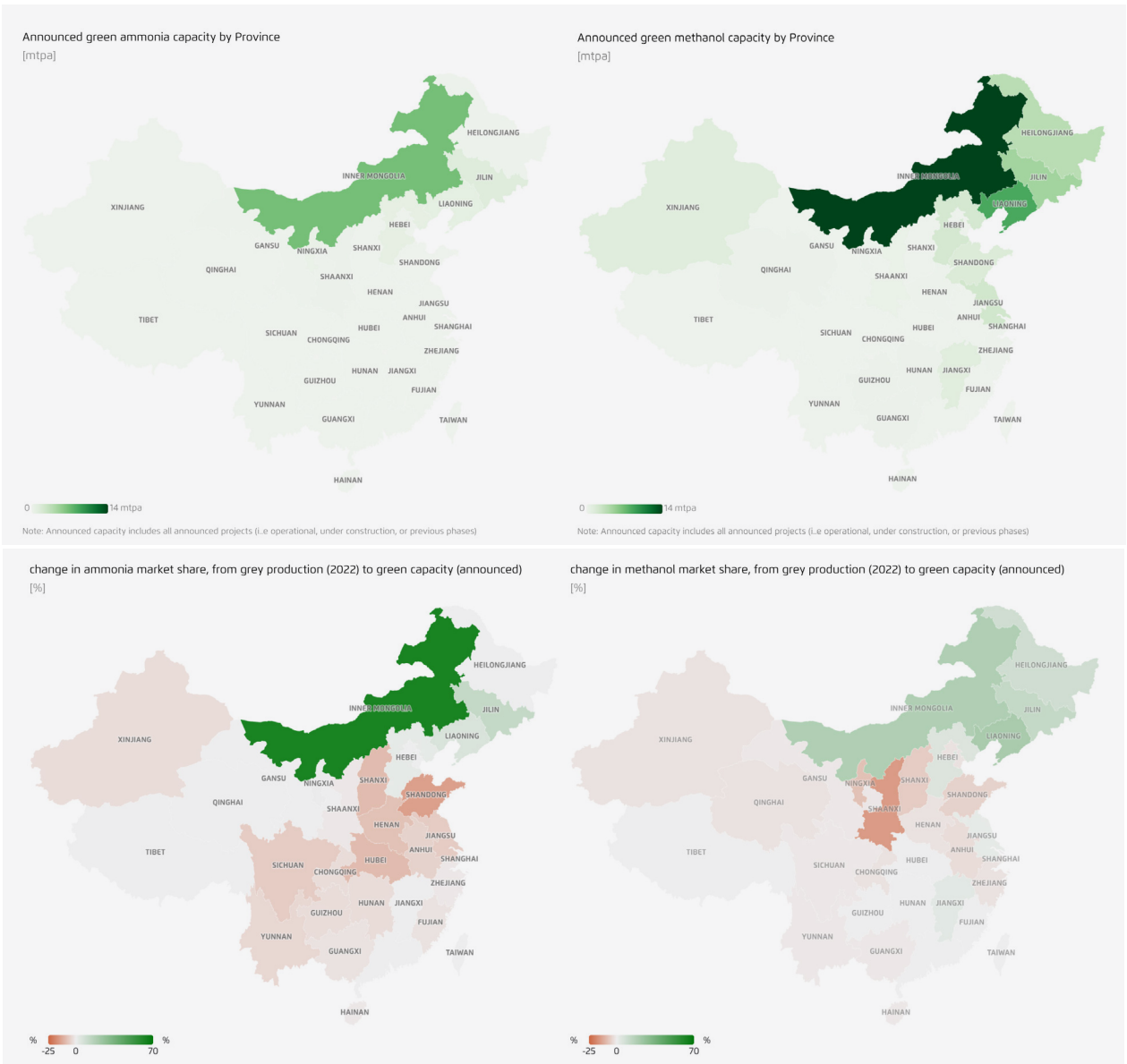
图14显示了2021年各省份的灰甲醇和氨产量、各省份宣布的绿氨和甲醇产能以及它们各自市场份额的变化情况，如果这些趋势被投射到转型结束的终点。

为识别这些转变的初步趋势，我们分析了我们数据集中省一级的绿氨和绿甲醇项目。我们着眼于

生产能力区域转移

图14





国际能源署氢能项目数据库（2024年），自有数据收集

在这一过渡的早期阶段，绿色氨的生产尤其呈现高度的区域集中性。项目仅在八个地区宣布：内蒙古（产能的65%）、吉林（13%）、辽宁（7%）、河北（7%）、宁夏（3%）、陕西（2%）、黑龙江（1%）和甘肃（1%）。

相比之下，已宣布绿色甲醇项目的省份有20个。其中份额最大的是：内蒙古（34%）、辽宁（21%）、吉林（12%）、黑龙江（9%）、江苏（6%）、河北（

（4%），山东（4%），新疆（3%）和江西（3%）。陕西、河南、湖南、贵州、宁夏、广西、海南、浙江、甘肃、上海和青海的比例均低于1%。

关于中国四大主要煤炭生产省份，目前只有内蒙古（占全国煤炭总产量的26%）在向绿色化学品转型中可以被视作赢家。其他省份（山西占29%，陕西占16%，新疆占10%）将失去其重要部分。

若市场份额的预期趋势持续，煤化工行业将因转向绿色化学品而受到冲击。因此，煤化工行业受到的影响可能会加剧煤炭减产对这些地区产生的负面社会经济效应。

从煤炭地区向繁荣的绿色化工产业地区转型，其在绿色化工领域的项目活动却较少。类似地，青海、宁夏、甘肃和西藏等地区，尽管拥有可再生能源潜力，但在这一早期阶段并未从项目活动中获益良多，四川和云南的水电资源情况同样如此。

最后，并非所有省份都已充分发掘其低成本可再生能源的潜力。新疆是最典型的例子。虽然新疆可以...

4 政策审查

政策在支持可再生能源的大规模部署中发挥了关键作用。在中国，国家和地方政府都发布了并发展了政策方案，以扩大可再生氢气的规模。事实上，地方政府的政策支持为当地项目提供了关键的财政和管理激励。为了更好地说明政策实践的特点，我们重点关注三个省份的政策框架：内蒙古、吉林和宁夏。我们关注内蒙古，因为它在全国宣布的绿色氢气项目中处于领先地位；关注吉林，因为其氢气项目活动代表了东北地区；关注宁夏，因为其在实现潜力方面面临的挑战反映了中国西部省份的情况。

大约在2020年，在其初期阶段，可再生氢能政策主要聚焦于地方层面的试点项目和支持示范项目。在积累了地方实践经验后，国家《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》于2022年3月正式发布。该规划首次将氢能定位为“未来国家能源体系的重要组成部分”和“战略性新兴产业”。“1+N”政策框架涵盖了氢能生产、储存、运输和应用的整个流程。此外，该规划设定了到2025年全国年产量达到20万吨的目标。这些政策也鼓励地方政府采取自身措施支持绿氢发展。

与此同时，欧盟也是全球氢能产业的重要参与者。欧盟和中国在推动可再生氢经济发展方面有着共同目标。由于资源、地理和政治制度等方面的差异，双方在补贴、技术重点和国际合作形式等方面都发展出了不同的路径。因此，对它们的政策框架进行比较分析，特别是补贴政策，可以提供新的见解。

自2023年以来，政策开始着手解决制度性障碍和技术问题，包括简化氢气生产项目的审批流程以及制定行业标准。此外，许多地区通过试点绿色氢气补贴政策创造了经济激励。

自2024年以来，政策显示出日益增长的对需求侧激励和供应链整合的关注。此类激励措施最初在交通领域引入，但随后已扩展至燃煤电厂的绿色氨联烧、冶金及其他领域。

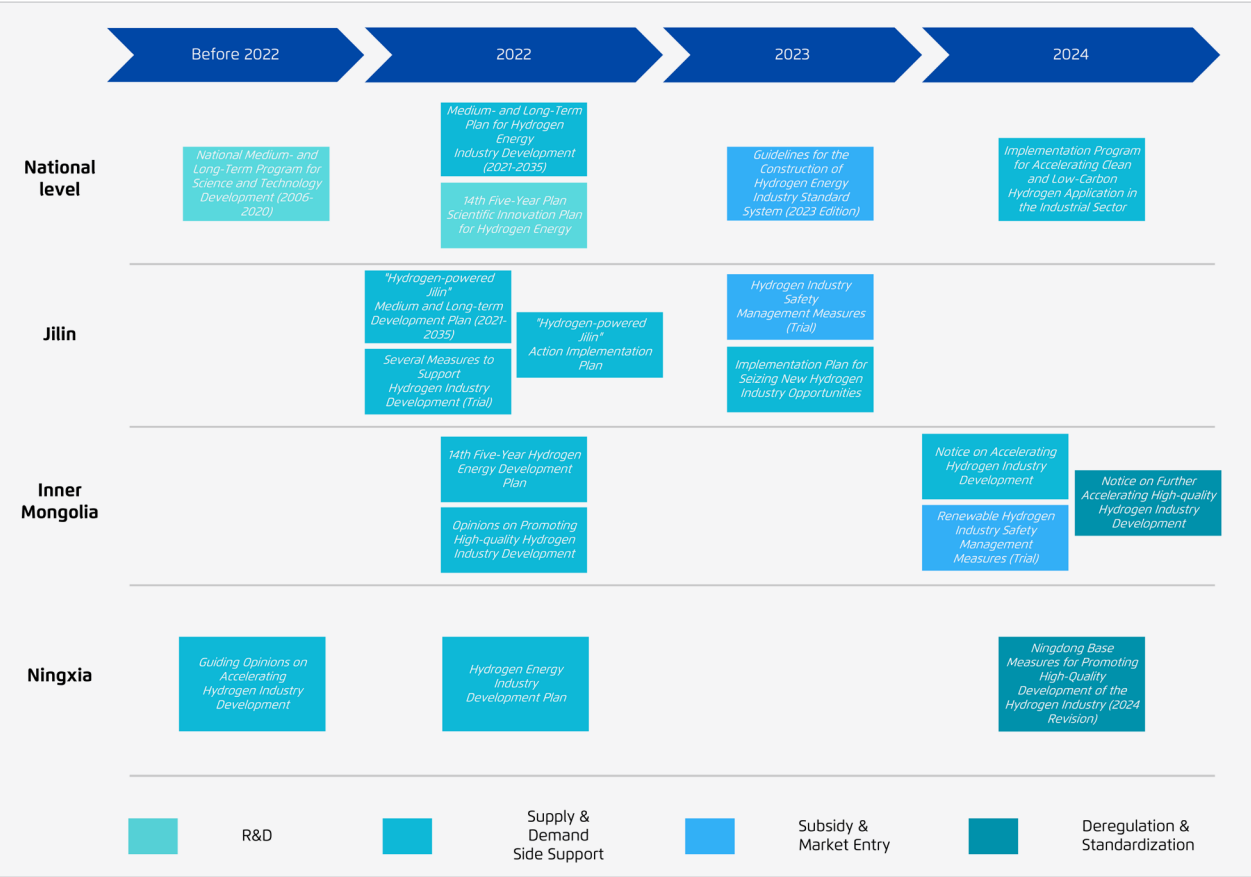
4.1 中国

4.1.1 背景：关键进展与现状

中国的氢能政策已从区域性地方试点转向全国性部署，其全面性和复杂性日益增强。

国家与地区氢能政策概览

图15



来源：公开资料汇总

随着生产和储运基础设施的突破，中国氢能产业标准体系已初步形成。截至2023年7月，国内氢能领域发布的标准总数达292项。其中，国家标准106项，行业标准30项，团体标准（行业协会内部认可的标准）137项，地方标准19项，涵盖生产、储存、运输和加氢等环节。

氢能生产方面的大量投资未能得到下游应用的匹配。缺乏有效的需求激励和市场机制，无法支撑更高的绿色溢价。

尽管可再生能源制氢已取得初步规模，且有可能实现2025年的200万吨目标，但仍面临以下挑战：

4. 1.2 区域政策举措：吉林、内蒙古和宁夏

中国拥有丰富的可再生能源资源，尤其是在东北和西部地区，土地购置成本仍然较低。这些地区也是可再生能源制氢项目最集中的地方。本节回顾了吉林、内蒙古和宁夏在生产目标、补贴、需求激励和供应链整合方面的政策发展。

4.1.2.1 Targets

三个省份均已为可再生能源制氢设定发展目标，其中内蒙古和宁夏在生产能力方面制定了非常明确的数量目标。值得注意的是，省级目标比国家目标更为雄心勃勃。例如，2024年，内蒙古设定了可再生能源制氢的目标：2025年达到200万吨/年，2026年达到500万吨/年，2027年达到1000万吨/年（新浪，2024）。宁夏则设定了到2030年在宁东基地单独实现300万吨/年的生产能力目标。

除生产目标外，交通领域仍然是重要的政策目标。例如，吉林省表示将建设十座加氢站，并在2025年达到500辆氢燃料电池卡车。

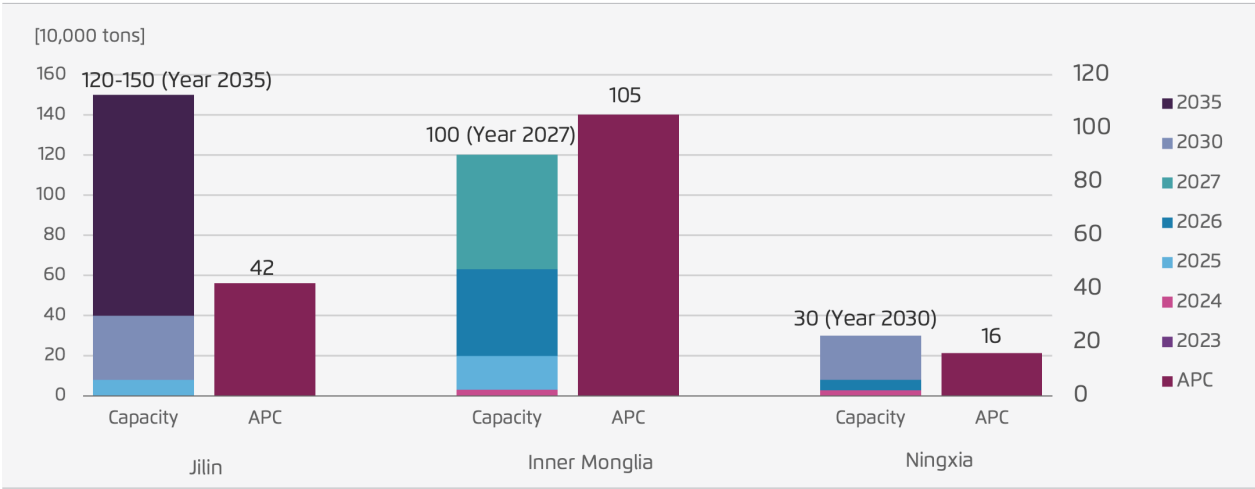
4.1.2.2 Subsidies

补贴是省级政府用来激励企业的关键工具。然而，此类支持在地域范围上有限制，仅限于省份，并且在金额和持续时间上也有上限。例如，在吉林省，总投资额至少为1亿元人民币（约合1486.8万美元）的项目，可以获得不超过2000万元人民币（占投资总额的2%，约合297万美元）的年度补贴，补贴期限不超过三年。宁夏为购买绿氢的企业提供每公斤5.6元人民币（0.83美元）的补贴，但单个受惠对象的年度补贴金额不得超过500万元人民币（743400美元），且同样仅持续三年。

此外，补贴往往侧重于供给侧，例如侧重于固定资产投资。然而，由于设备投资仅占...

三个地区的当前/目标产能及已宣布项目数量

图16



吉林省、内蒙古自治区和宁夏回族自治区人民政府，2023-2024年。 信息基于公开资料整理。注：APC=宣布的项目数量（截至2024年3月）

其制氢成本中占比有限，其在降低绿氢成本方面的有效性也有限。

在这方面，内蒙古的鄂尔多斯市凭借其更广泛的政策支持而脱颖而出。鄂尔多斯市政府为氢气生产能力超过5万吨/年的风光制氢一体化项目提供退税补贴。根据绿色氢气的实际销售量，生产商在2022-2023年有资格获得每吨4000元的补贴，2024年每吨3000元，2025年每吨2000元。然而，补贴期限在这里同样仅限于三年。

4.1.2.3 Demand-side incentives

在需求侧激励方面，交通领域是吉林、宁夏和内蒙古政策支持的重点。例如，吉林计划到2025年建成10座加氢站，推广500辆氢燃料电池汽车。地方政府还实施氢燃料汽车高速公路免缴过路费政策，以降低运营成本，并允许在化工园区外建设加氢站以简化审批流程。宁夏承诺到2025年推广500辆重型氢燃料电池卡车，支持银川市氢燃料公交线的开通，并在宁东基地向氢燃料物流车运营商发放最高500万元补贴。

近年来，政策开始提及可再生氢在氨煤混烧等工业领域的应用。然而，为成功实施政策，需要更清晰的指导方针，以及对政策的碳效益分析（Kumar, 2025）。

三省政策中的共性揭示了我国地方氢能发展的内在逻辑。在宏观政策规划布局下，结合试点示范区的引领，其根本思路是通过制度释放生产力。

创新，依赖基础设施降低系统成本，强制替代以开拓市场需求，最终形成产业的自我循环。然而，这一政策实践面临挑战，例如资金规模不足和长期政策支持缺乏，缺乏创造具体需求激励的实施机制，以及氢能应用领域优先级不明确，无法最好地利用有限的可再生氢。

4.2 欧盟和德国

欧盟当前面临的重大挑战与欧盟内部氢气生产成本高有关。因此，国际合作和供应安全是欧盟氢气战略的核心要素。尽管如此，欧盟及其成员国在发展可再生氢气方面的政策框架对中国的政策制定者具有借鉴意义。本节将重点关注补贴，这是一种在欧盟和中国都使用过的政策工具。由于成员国也扮演着重要角色，尤其是在补贴方面，我们纳入了德国政策实践中的见解，以更好地说明欧洲的情况。

4.2.1 背景：关键策略及当前状态

欧盟2020年氢能战略包含多个阶段。2020-2024阶段设定了电解槽装机容量6吉瓦（GW）和可再生氢气产量1百万吨/年（mtpa）的目标（欧洲委员会，2020）。2025-2030阶段将目标提升至40吉瓦，将氢能整合到能源系统中，并计划在2030年后实现大规模部署。截至2024年9月，欧盟已安装的电解槽容量为0.4吉瓦，另有2.6吉瓦正在建设中——低于2024年的目标（欧洲氢能协会，2023）。目前大部分产量来自试点项目和产业集群，但预计到2026年，制造能力将达到10.5吉瓦（欧洲氢能观测站，2024）。

德国的国家氢能战略也遵循分阶段方法：2020-2023年进行市场启动，2023-2030年进行扩张阶段。修订的

到2030年的目标是电解槽装机容量达到100吉瓦，需求量为950–1300太瓦时（TWh），其中大部分将依赖进口（BMWk, 2020; 2023）。然而，早期部署仍然有限，截至2023年底，仅安装了0.1吉瓦，在建1吉瓦（KfW, 2024）。电网发展则更为先进，已有80公里投入运营，计划到2025年再建设525公里（H2 Region Emsland, 2025），并由明确的法规和公共资金支持（Schwarz, 2025; BDEW, 2021）。

尽管欧盟和德国都已建立政策框架，但扩大有竞争力的绿色氢气供应仍然面临挑战。

4.2.2 主要欧盟氢能补贴

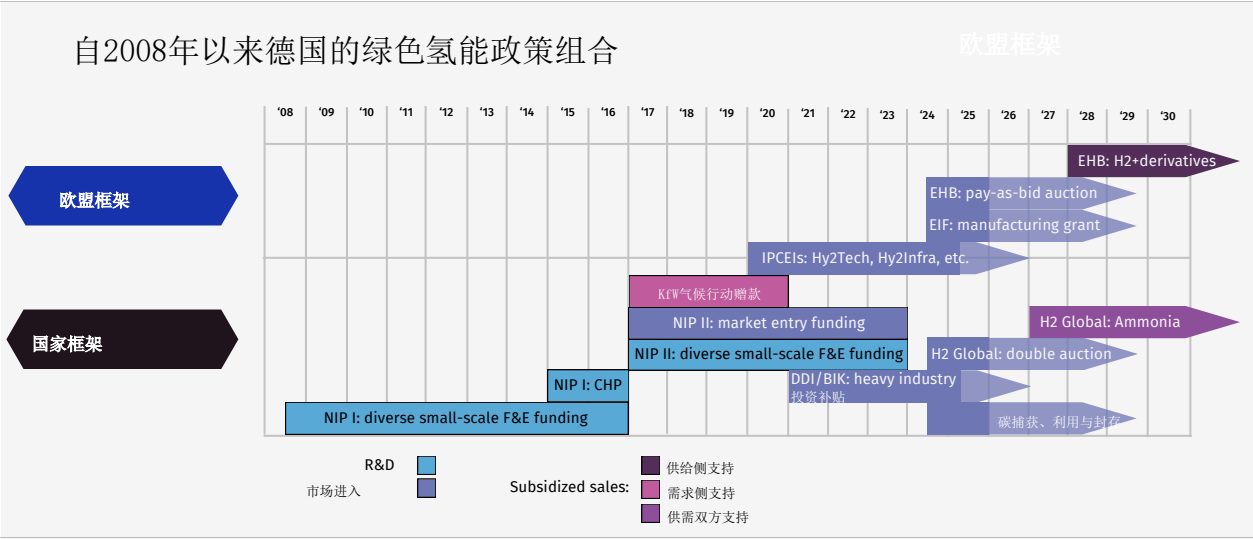
欧盟创新基金于2020年启动，是欧盟绿色协议下的核心融资工具，旨在2020年至2030年间，利用约400亿欧元（EUR）支持低碳技术，这些资金完全来源于欧盟排放交易体系（ETS）收入（欧洲委员会，2024c）。该基金旨在降低首例项目的风险，并促进成员国范围内的脱碳和清洁技术发展。该基金完全由欧盟机构管理，独立于各国管辖权，但与成员国紧密协调，确保与重要欧洲共同利益项目（IPCEI）等国家级计划兼容，并与其他欧盟计划（如“地平线欧洲”用于研究，“投资欧洲”用于投资）建立联系。其“项目征集”是该基金的资金来源之一，根据减排效果、创新性、成熟度、可复制性、成本效益和其他参数评估项目。此外，该基金通过多轮评选，向从小型到大型企业以及不同制造业部门提供涵盖高达60%的资本和运营成本的补助，且不限于是氢能（欧洲委员会，2024b; 2024d）。

在创新基金的拍卖资助分支下，成立于2023年的欧洲氢能银行（EHB）负责管理可再生氢气生产补贴的拍卖。其“按投报付费”模式在十年内按每公斤绿氢授予固定溢价，前提是需提供承购协议证明（欧洲委员会，2024e）。在其首场8亿欧元拍卖中，七个项目获得合同，主要分布在内陆可再生能源成本较低的地区。平均中标报价为每公斤氢气0.4欧元——远低于每公斤4.5欧元的上限（麦克威廉姆斯 & 尼比恩，2024）。在下一轮氢气拍卖开始前，14亿欧元将分配至一般类和海运类两个篮子，并引入上限，限制中国制造商电解槽产能占比不超过25%，以支持欧盟本土供应链。2025年2月，第二轮国内生产拍卖结束，为资助清单新增15个项目。与此同时，计划于2025年底举行第三轮EHB拍卖，预算高达10亿欧元。（欧洲氢能协会，2024，2025）除ETS收入外，EHB还为成员国提供加入资金池的补充资金选项——该机制称为“拍卖即服务”。在第二轮中，奥地利、西班牙和立陶宛通过拍卖即服务机制宣布将投入超过7亿欧元的国家级资金，以支持国内项目。德国最初在首场试点拍卖中使用该机制，但后因条款冲突而退出（马丁，2024）。

4.2.3 德国关键氢能补贴

德国的绿色氢能政策已从早期强调小规模研发和交通应用的国家框架，逐步发展为更具欧盟一体化特征的框架。当前的二元体系通过欧盟层面的工具实现更大规模的商业化，同时国家资金支持由中小企业（SMEs）推动的脱碳项目以及工业脱碳项目。

德国绿色氢能技术资助框架的变化 图17



来源：本人插画

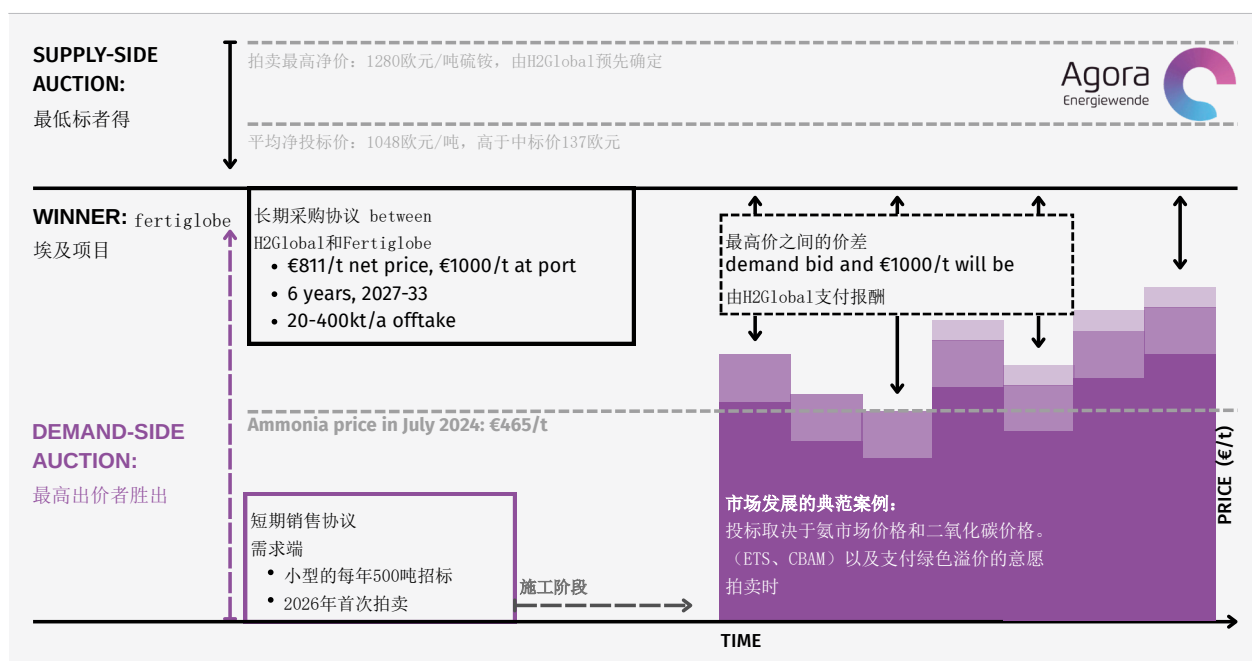
德国首个重大资助计划于2008年启动，即《氢能及燃料电池技术国家创新计划》（NIP），该计划强调技术开放性，并侧重于交通导向的研发与示范项目，尽管该方法较为分散（NOW，2017年）。后续计划NIP II（2016–2023年）引入了市场准入资金元素，并加大对交通领域的支持力度，随着跨部门协调的减少，交通领域的主导地位得以确立。由于资金利用不足，该计划于2024年提前结束（NOW，2024年；PtJ，2024b）。

2020年国家氢能战略发布后，德国政策重心转向工业脱碳。其中三个补贴计划尤为突出。

首先，德国已启动国际H2Global双拍卖机制，旨在将非欧洲绿色氢气供应商与欧洲需求方连接起来。这种市场化方法兼顾供需两端，涵盖欧盟及非欧盟参与者，使其区别于EHB等欧盟专属计划。该机制由H2 Global基金会管理，该基金会于2021年获得德国政府35亿欧元资助，其目标是通过价格信号，逐步促进竞争性氢气市场的形成。

H2Global的绿色氨拍卖双拍卖市场机制

图18



源：Hintco（2024），自绘插图。

在其2024年的首次拍卖中，H2Global授予了来自埃及的绿色氨供应合同，价格为每吨811欧元，交货期为2027年至2033年，覆盖量为21万至40万吨/年氨（HintCo，2024）。在供应方面，HintCo GmbH选择最低价竞标，提供类似电力购买协议（PPA）的固定价格、长期合同，从而提高投资安全性。在需求方面，绿色氨以每年500吨的小额合同形式出售给最高出价者，没有价格下限，从而确保消费者灵活性并传递透明的价格信号。通过覆盖供需之间的价格差距，该机制有效地充当了差价合约补贴。H2Global还通过与中国、加拿大和澳大利亚签署谅解备忘录（MoU）进行国际扩张——这两个国家均贡献了2亿欧元用于试点拍卖——以及与合作（日本已将模式本地化）。同时，H2Global也在与印度等国家的进一步合作进行中。

其次，德国联邦经济和气候事务部（BMWK）于2024年启动了差额碳合约（CCfD），通过基于二氧化碳减排成本（欧元/吨二氧化碳）的、具有竞争性的、按行业划分的招标，支持工业脱碳。这种结构确保了像玻璃或钢铁这样减排难度较大的行业能够获得资金，而不会被低成本行业挤出价格之外（BMWK，2025）。选定的项目可获得长达15年的补贴。CCfD在欧盟ETS体系下充当缓冲器，以应对碳价波动：如果价格跌至项目成本以下，国家将弥补差额；如果价格上涨至成本以上，公司则偿还差额。这平衡了市场风险与政府支持。虽然该计划对技术保持中立，但在2024年的15个中标项目中，有五个包含了氢能的使用，这突显了其在工业脱碳中的重要性。

第三，德国旨在推动工业脱碳的投资补贴计划，现称为《工业与气候保护联邦补贴》（BIK），其政策重点仍聚焦于工业。

其于2020年启动，期间经历了数次名称变更（HySteel，2021年；BMWK，2024年；Z-U-G，2024年；Kei，2025年）。在2021年至2023年间，该计划共支持了29家高耗能企业，涵盖钢铁、水泥和化工等行业，总金额约5.8亿欧元，单个项目获资助额最高达2亿欧元（Kei，2024年）。由于预算限制，该计划于2023年底暂停，但随后以基本未变的指导方针恢复实施，继续聚焦于资本密集型脱碳工作。

预计其入境和出境能力分别为101吉瓦和87吉瓦。该网络约60%将由改造利用的天然气管道构成，总投资额约为200亿美元（FNB Gas，2024年）。其目标是将其整合到欧洲氢能骨干网络和港口基础设施中，以进口氢能衍生物。此外，一种名为“摊销账户”的跨期成本分摊机制有助于将氢能网络发展的成本分摊至不同时期。（BMW，2024年）

4.2.4 其他关键政策：欧盟监管框架和电网基础设施

已制定进一步政策以支持构建完善的氢能价值链。此处特别值得注意的是监管框架，该框架已基本完成（欧洲审计法院，2024）。首先，将可再生氢气归类为所谓非生物来源的可再生液体和气体燃料（RFNB0）有助于明确可再生氢气的界定标准（欧洲议会，2023）。此外，RFNB0定义是欧洲氢能公司（EHB）资金支持的会计标准。其次，根据修订后的《可再生能源指令》（RED III），对工业领域的目标进行了明确，规定从2030年起，工业领域必须使用来自符合RFNB0标准的氢气的强制性配额为42%，到2035年将提高到60%（欧洲委员会，2025a）。第三，《ReFuelEU航空法规》从2030年起设定了可持续航空燃料（SAF）的强制性配额，并规定了RFNB0的最低份额，而《FuelEU海运法规》则为海运中的RFNB0提供激励措施，并要求如果RFNB0份额增长过慢（即到2030年低于1%），则从2034年起设定强制性目标。

此外，欧盟正在努力建设欧洲氢能网络。IPCEI “Hy2grid” 资助计划中的许多电网项目有助于一项名为“欧洲氢能骨干网络”的倡议，在该倡议下，电网运营商计划到2028年建成4,500公里、到2040年建成40,000公里的氢能网络（《欧洲氢能骨干网络》，2024）。德国的目标是到2032年建成9,000公里。

4.3 政策比较

中国、德国和欧盟是当今全球氢能和化工产业的重要参与者，并致力于引领这些产业的脱碳化进程。然而，它们在其实施氢能战略方面采取了不同的方法。本节将更深入地探讨它们的异同，重点关注补贴政策。

4.3.1 补贴计划

中国和欧洲的政策组合包括投资补贴和按量补贴。然而，中国和欧盟在补贴结构、治理以及对需求侧和非财政激励的重视程度上存在差异。

就补贴结构和治理而言，欧盟的补贴往往期限较长（例如德国对CCfDs的15年支持以及EHB的10年支持），而中国通常发行三到四年的短期计划。此外，虽然自2020年以来欧盟的补贴更加集中化（通过创新基金和EHB），但中国的补贴仍然分散，宁夏和内蒙古等省份设定了地域限制的激励措施。此外，欧盟优先考虑市场机制，如竞争性拍卖（EHB的最低价中标选择、德国的CCfD与碳价挂钩、H2Global的双轨拍卖），而中国则主要依赖

针对固定金额的补贴。上海正在试点氢能交易平台，但这与其说是为了补贴，不如说是为了培育领先市场。

在需求侧激励方面，欧盟和德国通过多种方式积极支持终端应用，而中国则主要侧重于供给侧激励，仅有少数例外。最后，虽然中国和欧盟都采用非财务激励措施，但欧盟将氢气纳入跨部门脱碳框架。相比之下，中国的做法将产业政策与区域实验相结合，反映了不同的区域治理模式以及能源转型优先事项。

4.3.2 其他相似之处与不同之处

中德氢能政策路径的一个相似之处是早期都关注交通领域，包括公路运输。德国将2008–2023年NIP I/II资金中超过50%分配给了与交通相关的项目，而中国吉林省、内蒙古自治区和宁夏回族自治区则设定了2025年的交通出行目标，并发放了专项补贴。然而，自2020年以来欧盟和自2023年以来中国都将重点转向大规模氢能生产。这与一种新兴观点相吻合，即氢能在难以实现电气化的领域（例如化工原料）至关重要，但在公路运输领域作为脱碳选择则不太可行，因为在该领域，电动解决方案已经优于燃料电池汽车（FCV）（Agora Industry, 2025）。

尽管欧洲和中国都承认可再生氢在脱碳中的作用，但关键分歧在于目标设定。欧洲设定了雄心勃勃的氢目标，却难以实现，而中国则避免设定雄心勃勃的全国性目标，某些省份（例如内蒙古）已通过省级目标及快速项目部署超越了这些目标。

欧盟和中国在氢能基础设施战略上也存在显著差异。鉴于其庞大的天然气管道系统，欧盟主要考虑对其中许多进行改造升级。

在建设新管道的同时，也在维护现有管道。这一点在欧洲氢能骨干网络、德国的H2电网计划以及跨区域电网融资计划中都有体现。相比之下，中国的管道项目仍以去中心化和省级主导为主（例如，内蒙古的管道提案包括河北和北京）。这可能是由于中国现有的天然气管道基础设施有限，以及总体上更注重将可再生氢能直接连接到现有或新兴的工业集群，尤其是在化工行业（参见第3节）。

4.3.3 政策扩散：在中国，核心是省级层面；在欧洲，核心是国家层面至欧盟层面

关于可再生氢政策框架的扩散，中国的政策制定已从中央政府层面转向省级层面。自2022年首个中国国家级氢能战略以来，中国各省级政府相继出台各自的氢能相关政策与规划，覆盖了整个氢能产业链。例如，内蒙古、吉林和宁夏分别制定了各自的氢能战略，随后在省级乃至市级层面设立了独立的补贴方案。这些省级举措虽具有因地制宜、契合地方产业的优势，但并非协调统一的政策框架的一部分。这导致了地方政策工具的不均衡，难以形成有效协调国家资源的统一机制。

相比之下，德国的政策日益融入欧盟层面的政策格局。德国从2008年开始，通过一个独立于任何欧盟范围政策的国家级研发投资计划资助氢技术，因此德国的氢政策最初是在国家层面启动的。然而，自2020年欧盟和德国发布氢能战略以来，德国的政策框架和补贴计划与欧盟的日益协调一致。

5 前景：行动建议

本报告显示，可再生氢在中国化工行业的整合具有巨大潜力，特别是在氨生产和甲醇生产领域。在理想的市场条件下，部分氢衍生物可以与其灰色替代品（即绿色氨）达到成本竞争力。但其他（即绿色甲醇）仍面临经济和物流障碍，这与低成本捕获的碳、需要新建工厂的新合成方法以及煤炭替代品的低生产成本有关。这两者都将从提高其绿色溢价市场接受度的支持以及更长期的政策框架确定性中获益匪浅。本展望讨论了若干值得进一步分析的建议。

利用产业政策提高可再生氢的市场竞争力，并引领市场创建。

目前，由于需求端缺乏绿色引领市场、生产端缺乏激励措施，可再生氢基化学品仍存在较高的绿色溢价。欧盟碳排放交易体系（ETS）在其中发挥作用，可以改变这一现状。2024年ETS扩展覆盖钢铁、水泥和铝行业后，进一步纳入化工行业有助于缩小化石生产与可再生生产之间的差距。化工行业的纳入——特别是氨生产、甲醇生产以及其他氢基工业中间产品——应紧随其后。

此外，基于市场的政策支持

机制可用于同时实现两种效果。首先，它们能创造市场信号，帮助确定绿色与灰色化学品之间的价格差距，以及绿色溢价如何随每一轮补贴而发展。这些市场信号有助于创建最终无需补贴即可运作的绿色化学品市场。其次，基于市场的

补贴会在项目开发商之间产生竞争，因为在补贴轮次中，只有那些最不需要补贴支持的项目才能获得支持。它们可以跨越不同行业，如果专注于可再生氢气，或者通过处理下游的氢气衍生物来针对特定行业。无论如何，基于市场的补贴可以帮助避免因错误的长期承诺而导致补贴错配。此类补贴计划可以作为供给侧的刺激——特别是针对氢及其衍生物的拍卖式上网电价（FITs）或差价合约（CfDs）——需求侧的刺激（即拍卖式需求侧差价合约或用于承购电协议的补贴），或双边的刺激（双重机制）。

→ 需要进一步推动绿色化学品主导市场的创建工作（参见Agora Industry, 2024b，其中提供了一种四步方法）。特别是，涵盖整个供应链的明确标准和碳核算要求至关重要。当标准设定雄心勃勃且与国际背景相一致时，它们便成为一种绿色认证形式，使得基础材料、中间产品和最终产品不仅在国内，而且在国际市场上都具有市场竞争力。此外，为了使绿色化学品区别于灰色替代品，碳核算和报告指南需要应用于所有生产的化学品。它们必须足够严格，以防止碳泄漏和绿色漂洗，同时国际协调需要确保其与出口市场的兼容性。这两者都能提高消费者支付绿色溢价的意愿。中国现有的标准和碳核算框架是一个良好的基础，但需要进一步明确，并与其他未来的绿色化学品供应链环节（如CCUS和绿色电力标准）进行整合。→ 需求端的刺激措施，如特定行业的目标，可以帮助创造对这些绿色化学品的需求。日益严格的碳强度目标也可以应用。

用于其他基于氢的化学产品生产或下游生产。或者，整个行业的绿色化学品配额（例如，支持肥料和食品价值链中绿色氨的配额）具有类似的需求端效应。如果实施，此类配额应首先优先满足对氢及其衍生物（例如，氨/化肥、甲醇、炼油、烯烃）的现有需求，然后再在气候效益尚不明确的新领域创造需求（即，电厂的氨联烧配额）。其他政策工具包括绿色公共采购、碳产品要求、承诺和财务举措。从长远来看，中国应加入国际上绿色产品的净消费国行列，鉴于其庞大的工业部门，特别是在化学品生产领域。

实施产业政策时，应增强长期政策稳定性和跨区域协调，并关注对煤炭依赖地区的公正转型需求。

需要政策稳定以确保长期政策支持、跨部门方法以及更协调的战略，这既包括各省之间的横向协调，也包括国家与省级之间的纵向协调。在此，也应考虑煤炭地区的公正转型路径。

通过市场化的政策支持机制延长时间跨度并提高效率。对于可再生能源氢能项目而言，长期补贴支持对于增强投资确定性至关重要。由于工业项目通常持续数十年，投资绿色生产的企业（例如在欧洲）更倾向于获得十年至十五年的补贴支持，而非三年至四年的补贴支持（例如在中国）。

应关注应用可再生氢气所带来的跨部门碳减排效益，而非单一部门或具体应用场景。可再生氢气的碳减排效益，不仅与其相比灰色替代方案的碳排放量有关，也源于其他技术所能实现的潜在减排效果。

降低成本。因此，政策重点应采取跨部门方法，将可再生氢气补贴引导至脱碳选择有限或没有的部门，例如将氢气用作化学原料，以降低错误配置的风险，并避免在有限的可再生氢气生产上竞争。尽管燃料电池汽车（FCV）有力推动了早期中国可再生氢气经济的发展，但其氢气消耗在短期内不会成为中国氢气需求的主要来源。在汽车、轻型车辆和两轮及三轮车方面，电池电动汽车（BEV）在技术上更优越（Agora Industry, 2025）。

需要加强跨省和跨行业的政策协调以提升供应链一体化水平。目前，各省份自行提供补贴方案，导致资金额度受限。因此，当前项目活动主要集中在各自省份现有的化工园区或化工中心。然而，将拥有低成本可再生能源潜力的地区与邻近省份的现有化工枢纽相连接，可能是一个更可行的解决方案。这样做可以节省因新建工厂而产生的资本成本。同时，也能使生产更靠近CCUS站点（与绿色甲醇相关）以及更下游的化学生产（例如MTO）。此外，这一举措还可以避免因电网延长或氢气管道延长而导致的额外基础设施成本。因此，需要进行更详细的经济评估和区域能力规划。国家机构和法规有助于促进区域和行业间的协调。

→ 建立公平转型通道，将煤炭产区与未来的可再生氢气生产中心连接起来。与上一项建议相关联，在经济效益可行的地区，将现有的煤化工产业集群整合到可再生氢气基础设施中，将有助于为煤炭产区创造公平转型通道，防止其经济衰退（参见 Agora Energy Transition China, 2024）。

参考文献

中国21世纪议程管理中心、全球碳捕获与封存研究所和清华大学（2023年）。中国的碳捕获与封存进展。

<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/03/CCUS-Progress-in-China.pdf>.

Agora能源转型与Agora工业（2021年）。关于氢气的12个洞察。<https://www.agora-energiawende.org/publications/12-insights-on-hydrogen>.

Agora能源转型，Agora工业与指南针（2024）。德国水力进口——2030年代管道进口能做出多大贡献？

Agora能源中国 博众智合能源 (2024). 中欧产煤区能源转型国际对比研究：聚焦公正转型指数、就公正转型煤炭地区，山西与欧洲的启示：公正转型与煤炭地区经济多元化 <https://www.agora-energiawende.org/publications/a-just-transition-for-coal-regions-insights-from-shanxi-and-europe>.

Agora Industry (2023). 化学转型中的化学品。化学价值链转型的三大支柱。https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-02_IND_Climat_e_Positive_Chemistry_DE/A-EW_300_Chemicals_in_transition_EN_WEB.pdf

Agora Industry (2024a). 欧盟氢气生产成本地图。模型版本1.0，柏林，2024年6月11日。

<https://www.agora-industry.org/data-tools/agoras-eu-map-of-hydrogen-production-costs>.

Agora Industry (2024b). 开发气候友好型基础材料市场。潜力与政策选择。https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2023/2023-29_IND_Lead_Markets/A-IND_330_Lead_Markets_WEB.pdf.

Agora Industry (2025). 优先将氢气用于最有效的用途——概述。https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2025/2025-04_IND_No-regret-H2/A_IND_Prioritising_hydrogen_WEB.pdf.

BDEW - 德国能源与水工业联合会 (2021)。关于《能源法》(EnWG) 中水力发电的规定。

BJX (2023). 蒙古在全国风力与太阳能资源开发潜力中排名第一 内蒙古风光资源开发潜力全国领先 Inner resource development potential. <https://news.bjx.com.cn/html/20230711/1318496.shtml>.

BMWK - 德国经济与气候保护部 (2020年)。国家水资源战略。

宝马K (2023年8月23日)。内阁批准更新国家水战略。

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2023/09/06-fortschreibung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.html>.

宝马基金会 (BMWK) (2024年8月23日)。面向中小企业脱碳的新促进指南。<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/08/20240823-neue-foerderungslinie-dekarbonisierung-mittelstand.html>.

BMWE (2024年7月23日)。“能源转型”常见问题解答。<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/FAQ/Hydrogen-Core-Network/faq-hydrogen-core-network.html>

BMWK (2025)。气候变化协议资助计划 (碳差额协议, C CfD)。<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/018-pilotprogramm.html>.

布朗, T.; 赫尔施, J.; 施拉赫特贝格, D. (2018)。PyPSA: 用于电力系统分析的Python, 开放研究软件杂志, 6(1), DOI: 10.5334/jors.188.

CAEP——中国环境规划院 (2024年)。中国碳捕集、利用与封存 (CCUS) 年度报告。年度报告: 碳捕集、利用与封存 (CCUS) 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) <http://www.caep.org.cn/sy/tdftzhjzjx/zxdt/202403/W020240304596446739999.pdf>。

卡皮翁, K. 与 索伦森, T. J. (2025)。电子燃料还是储能——如何充分利用清洁电力和捕获的二氧化碳。

碳信用网 (Carboncredits.com) (2024年10月16日)。中国碳价创历史新高, 每吨达14.62美元。 <https://carboncredits.com/china-carbon-prices-reach-all-time-high-at-14-62-per-ton/>。

塞萨罗, Z., 艾夫斯, M., 纳亚克-卢克, R., 梅森, M. 和 巴纳雷斯-阿尔坎塔拉, R. (2020)。氨制电力: 大型发电厂中绿色氨电力平准化成本的预测。应用能源, 282, 116009。 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116009>。

CGFR——清华大学绿色金融研究中心 (2024)。 <https://greenfinance.pbcsf.tsinghua.edu.cn/info/1017/1302.htm>。

中国能源工程集团氢能 (2023年)。中能建松原氢能产业园 (绿色氨-氨-甲醇一体化) 项目正式开工。 http://www.ceehe.ceec.net.cn/art/2023/9/26/art_59190_802.html。

中国氢能联盟 (2024)。氢闻天下 | 国家能源集团首个可再生氢全链条项目投入一体化商业运营; 宁夏回族自治区首个万吨级绿氢制储输用一体化项目开工 Hydrogen News | CHN Energy的首个项目进入商业运营; 宁夏的首次

万吨级绿色氢气生产

存储-运输-使用一体化项目破裂 ground.

<https://pc.h2cn.org.cn/jttxx42/202411/97118f893f691902761bc85af3fb3a19.html>.

招商银行 (2024年11月15日)。碳研究之化工降碳篇——“双碳”迈向零碳的挑战与路径《双碳: 迈向净零的挑战与路径》研究报告——化工行业的脱碳

中国石油报 (2023)。官宣: 长距离输氢技术获突破! <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1763481869574656485>。

CHN Energy (2024)。国家能源集团成功产出合格绿氢, 首个绿氢项目商业运营全流程贯通 CHN Energy 成功生产合格绿氢, 实现首个绿氢项目全流程商业化运营。

气候监测 (2025)。历史温室气体排放。历史温室气体排放数据。 https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=countries&end_year=2021&gases=all-ghg®ions=CHN&start_year=1990。

中国氮肥工业协会 (CNFIA)——国内合成氨市场行情综述。中国氮肥网 (2024)。 http://www.cnfia.com/cn/news/2024-05/21/news_17904.html。

中国石油天然气集团有限公司 (2023) <https://news.cnpc.com.cn/epaper/sysb/20230101/0155599004.htm>。

大安风光制绿氢合成氨氢氨一体化项目。一体化项目 大安风光发电制绿氢合成氨 http://daan.jlbc.gov.cn/tzda/xmjs/202412/t20241223_1004736.html.

达尔伯格. (2024). 英国和中华人民共和国 (中国) 碳捕获、利用与封存 (CCUS) 发展现状. https://raeng.org.uk/media/5znmflmc/raeng-ccus-bilateral-exchange-report_final-copy.pdf.

大卫, S. 米哈尔, M. 菲利普, A. (2022). 中国气候政策指南. <https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/carbon-capture-utilization-and-storage/>

erneuerbarekraftstoede (2024)。可再生能源电站。<https://erneuerbarekraftstoede/en/>。

欧盟委员会 (2014年6月20日)。关于促进具有共同欧洲利益的重大项目执行的 State aid 与内部市场兼容性分析的准则。<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>。

欧盟委员会 (2020年7月8日)。《欧洲气候中和氢能战略》。<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>。

欧盟委员会 (2022a, 7月15日)。国家援助：委员会批准十五个成员国为氢能技术价值链中的欧洲共同利益重要项目提供高达54亿欧元公共支持。https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/zh/ip_22_4544。

欧洲委员会 (2022b, 7月15日)。国家援助：委员会批准了十三个成员国提供的最高达52亿欧元公共支持，用于共同欧洲利益 (CEI) 第二重要项目。

氢价值链。

欧盟委员会 (2023年)。关于氢能的产业行动计划。 https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/ipceis-hydrogen_en。

欧盟委员会 (2024a, 2024年2月15日)。委员会批准七国为氢价值链中的第三项共同欧洲利益重要项目提供的最高达69亿欧元的国家援助。

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_789。

欧盟委员会 (2024b, 5月28日)。委员会批准七国为氢价值链中的第四个共同欧洲利益重要项目提供高达14亿欧元的国家援助。https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/zh/ip_24_2851。

欧盟委员会 (2024c)。创新基金是什么? https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en

欧盟委员会 (2024d)。创新基金 - 自查问卷。https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/innovation-fund-self-check-questionnaire_en。

欧盟委员会 (2024e)。首届欧盟范围可再生能源制氢拍卖的获胜者签署拨款协议，为欧洲新生产铺平道路。

https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/winners-first-eu-wide-renewable-hydrogen-auction-sign-grant-agreements-paving-way-new-european-2024-10-07_en。

欧盟委员会（2025a）。可再生氢能。https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/renewable-hydrogen_en

欧盟委员会（2025b）。创新基金：项目征集。https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals_en.

欧洲氢能骨干网络（2024年4月）。EHB实施路线图：公众支持作为氢能基础设施的催化剂。https://ehb.eu/files/downloads/1712733755_EHB%20Implementation%20Roadmap%20Publicsupport%20as%20catalyst%20for%20hydrogen%20infrastructure.pdf。

欧洲氢能银行（2025）。https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en

欧洲氢能观测站（2024）。欧洲氢能市场格局。https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2024-11/The%20European%20hydrogen%20market%20landscape_November%2024.pdf#page12。

欧洲氢能观测站。（2025）。氢能需求。

<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/end-use/hydrogen-demand>

FNB燃气——Fernnetzbetreiber Gas e. V.（2024）。Wasserstoff核心网络。<https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

Hintco（2024）。2024年9月事实清单 - 创建清理商品市场以加速能源transition.

<https://cdn.sanity.io/files/u4w9plcz/production/8506bc6f24909ba96b6748f3fb0b28ab914607da.pdf>.

洪芳婷, F. T., 萨瓦莱塔, V. G., 薛晓, X., 赵可（2024）。加速净零转型：评估中国道路运输中电燃料的潜力。甲醇行业协会。

欧洲氢能联盟（2023）。清洁氢能监测2024。https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/10/Clean_Hydrogen_Monitor_11-2023_DIGITAL.pdf。

欧洲氢能联盟（2024）。第二期欧洲氢能银行拍卖及创新基金征集启动。<https://hydrogeneurope.eu/second-european-hydrogen-bank-auction-and-innovation-fund-call-2024-launched/>。

HySteel（2021）。国家脱碳计划。<https://dwv-hysteel.de/foerderprogramm-nationale-dekarbonisierungsprogramm/>

H2Global Stiftung（2023）。H2Global - 概念、工具与意图。http://files.h2-global.de/H2Global-Stiftung-Policy-Brief-01_2022-EN.pdf。

国际能源署（IEA）——2024年。氢气生产与基础设施项目数据库。<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>。

国际能源署（2025a）。能源数据探索器：温室气体排放。<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>。

国际能源署（IEA）（2025b）。碳捕获、利用与封存（CCUS）项目数据库，IEA，巴黎 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>。

内蒙古政府（2023年）。蒙古发展绿色氢能产业的底气是什么？是什么支撑着内蒙古的发展？

氢能产业发展? https://www.nmg.gov.cn/ztzl/tjlswwdrw/nyzlzyjd/202308/t20230826_2367660.html.

IRENA (2024)。氢能战略：设计指南。绿色氢能战略：设计指南。<https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Green-hydrogen-strategy-A-guide-to-design>

蒋寿, S. (2023)。中国制氢现状 & 技术路径 & 各类制氢工艺优缺点对比。<https://ner.jgvogel.cn/c1377841.shtml>.

晶晶, W. (2023)。全球最大“绿氢+煤”制烯烃项目在内蒙古开建，总投资478亿人民币。https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_22306524。

约翰逊, N.; 莱布雷希, M.; 卡门, D.M.; 埃金斯, P.; 麦肯纳, R. 和斯塔uell, I. (2025)。未来能源转型中氢能的现实角色。自然评论：清洁技术。<https://doi.org/10.1038/s44359-025-00050-4>.

科伊 - 能源密集型产业气候保护中心 (2024年)。工业脱碳化支持计划。<https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/dekarbonisierung-in-der-industrie/>。

凯 (2025)。联邦工业与气候保护资助：模块1。<https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/bundesfoerderung-industrie-und-klimaschutz-modul-1/>。

KfW——重建信贷机构 (2024年)。绿色水文经济的启动——德国处于什么位置。

郭晨曦 (C.-E. Kuo)，2024年9月10日。分析师预计，随着覆盖范围的扩大，中国平均碳价将在2030年达到每吨100元。碳脉，<https://carbon-pulse.com/320513/>。

楼宇, Y. 与 科尔博, A.-S. (2023)。中国氢能战略：国家计划与区域计划。哥伦比亚大学全球能源政策中心。<https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/chinas-hydrogen-strategy-national-vs-regional-plans/>。

楼宇, Y., 蔡瑞华, R.H., 科尔博, A.-S. 和 范卓 (2024)。为何中国可再生氨市场蓄势待发，将实现显著增长。哥伦比亚大学全球能源政策中心。<https://www.energypolicy.columbia.edu/why-chinas-renewable-ammonia-market-is-poised-for-significant-growth/>。

马丁, P. (2024年12月12日)。德国通过欧洲氢银行取消首笔3.5亿欧元“拍卖即服务”。氢能洞察。<https://www.hydrogeninsight.com/policy/germany-scrap-first-350m-auction-as-a-service-via-european-hydrogen-bank/2-1-1752779>。

麦克威廉姆斯, B. 和 尼比恩, J. (2024)。欧盟首期氢银行拍卖的启示。布鲁盖尔。https://www.brugeel.org/analysis/lessons-european-unions-inaugural-hydrogen-bank-auction#footnote3_xybln6u。

美华科网 (2024, 11月15日)。生物质煤炭化路径生产。甲醇经济性分析 <https://mp.weixin.qq.com/s/Z6JbfWrKiGFsKOKXJbUORg>。

甲醇研究所 (2022年)。甲醇碳足迹。

米利维塔, L. (2024)。分析：尽管煤电反弹，2024年第三季度中国排放量未增长。碳简报。

<https://www.carbonbrief.org/analysis-no-growth-for-chinas-emissions-in-q3-2024-despite-coal-power-rebound/>.

国家统计局 Bureau of Statistics of China (2023). 2022年12月 2022年12月。能源生产情况 Energy production in https://www.stats.gov.cn/xgk/sjfb/zxfb2020/202301/t20230117_1892128.html.

国家能源局 (NEA) ——氢能产业发展步入快车道。中国氢能产业。 https://www.nea.gov.cn/2024-05/31/c_1310776690.htm.

宁东能源化工基地管理委员会 (2024年) 《关于促进宁东基地氢能产业高质量发展的措施 (2024年修订)》宁东基地促进氢能产业高质量发展措施 (2024年修订)。 http://ningdong.nx.gov.cn/xgk_277/fdzdgknr/zcfg/gfxwj/202503/t20250310_4849922.html

NOW GmbH (2017). 年度报告 2016. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_jahresbericht_2016.pdf.

NOW GmbH (2024). 水质稳定剂和燃烧稳定剂。 <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderprogramm/e/wasserstoze-und-brennstoffzelle/>.

奥科研究所 (2024)。PTX商业机会分析器 (BOA)：数据文档。数据来源和数据处理的文档记录，版本 2.2。奥科研究所，德国弗莱堡和柏林。受委托于Agora能源转型和Agora工业。

https://www.agora-energiawende.org/fileadmin/Projekte/2022/2022-01_INT_PtX-Dialog/Oeko-Institut_2024_PTXBOA_Data_Documentation_v_2.2.pdf.

Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX商业机会分析器，版本2.0。

<https://www.agora-industry.org/data-tools/ptx-business-opportunity-analyser>

鄂尔多斯政府 (2024年)。中国煤炭集团10万吨级“液态阳光”项目正式开工建设。详情请见：https://www.ordos.gov.cn/xw_127672/qdqt/202411/t20241127_3724481.html。

帕特尔, A. (2024, 9月23日). 解读: 中国碳市场将于2024年覆盖钢铁、铝和水泥。Carbon Brief. <https://www.carbonbrief.org/explainer-chinas-carbon-market-to-cover-steel-aluminium-and-cement-in-2024/>.

Pfenniger, S. 和 Staell, I. (2016). 使用30年验证的逐小时再分析和卫星数据研究欧洲光伏发电的长期模式。能源, 114, 1251-1265. <https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.

PtJ - 耶利希项目承担者 (2009年)。PtJ 2008年业务报告。

PtJ - 考虑律赫项目承担者 (2010年)。PtJ 2009年业务报告。

PtJ - 考虑律赫项目承担者 (2011年)。PtJ 2010年业务报告。

PtJ - 考虑律赫项目承担者 (2012年)。PtJ 2011年业务报告。

PtJ - 考虑律赫项目承担者 (2013年)。PtJ 2012年业务报告。

PtJ - 耶利奇项目承担者 (2014)。PtJ 2013年业务报告。

ptj - 耶利哥项目承担者 (2015)。ptj 2014业务报告。

PtJ - 耶利哥项目承担者（2016年）。PtJ 2015年业务报告。

PtJ - 考虑律赫项目承担者（2017年）。PtJ 2016年业务报告。

PtJ - 耶利奇项目承担者（2018）。PtJ 业务报告 2017。

PtJ - 蒂尔主项目承担者尤利希（2019年）。PtJ 2018年业务报告。

PtJ - 耶利哥项目承担者（Jülich）（2020）。PtJ 2019年业务报告。

PtJ - 考虑律赫项目承担者（2021年）。PtJ 2020年业务报告。

PtJ - 蒂尔尼希项目承担者尤利希（2022年）。PtJ 2021年业务报告。

ptj - 蒂尔尼希项目承担者尤利希（2023年）。ptj 2022年业务报告。

PtJ - 蒂尔主项目托管方尤利希（2024a）。PtJ 2023年业务报告。

PtJ - 蒂尔尼希项目承担者尤利希（2024b）。国家创新计划：水系和燃料电池技术（NIP）。<https://www.ptj.de/nip>。

强伟, W. (2021). “双碳”背景下现代煤化工发展路径研究. <https://huanbao.bjx.com.cn/news/20211125/1190081.shtml>.

前瞻产业研究院（2024年8月）。2024年中国液氨市场供需现状及产销模式分析，液氨产销量均呈上升趋势。

RMI——落基山研究所（2022）。中国化工行业：碳中和目标下的转型路径与前景。<https://rmi.org/insight/transforming-chinas-chemicals-industry/#download-form>.

施瓦茨, M. (2025). 水电解核心网络：首段525公里将于今年启动。H2-news.de. <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/wassersto-kernnetz-erste-525-kilometer-starten-noch-in-diesem-jahr/>。

新浪财经（2024年12月11日）。绿氢行动计划：年产能100万吨，内蒙古：2027年绿氢产能达100万吨。<https://finance.sina.com.cn/roll/2024-12-11/doc-inczawip0649211.shtml>。

中国石化新闻（2024a，11月4日）。我国氢能产业探索摆脱传统发展路径。中国氢能产业发展路径。http://www.sinopecnews.com.cn/xnews/content/2024-11/04/content_7109686.html。

中国石油新闻（2024b，9月4日）。煤化工业务发展。高质量发展之路。通往高质量煤化工业务的途径 http://www.sinopecnews.com.cn/xnews/content/2024-09/04/content_7105053.html。

搜狐（2024）。总投资24.5亿元，公开项目公示700,000吨绿色甲醇项目。https://www.sohu.com/a/824901835_121123735。

SPIC氢能（2025）。| 氢燃未来——氢启新程 | 交付百台氢能重卡顺利交付，以氢能为未来注入动力，翼启新程。<https://h2.in-en.com/html/h2-2440376.shtml>。

Sunsirs (2024), 中国甲醇现货价格。https://www.sunsirs.com/uk/prodetail-429.html。

涂凯, K. 和 邱世雄 (2021). 中国的碳捕获、利用与封存项目 (2021). https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/carbon-capture-utilization-and-storage/#reference-27.

乌尔姆特和亚戈拉工业 (2023年): 平准化氢成本计算工具。版本1.0。

www.agora-energiewende.org/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-calculator.

王倩, 徐向阳 (2021年11月25日)。“双碳”背景下现代煤化工发展路径研究——关于行业在 https://huanbao.bjx.com.cn/ “双碳”目标下的研究新闻/20211125/1190081.shtml。

WORKERCN (2024). 速度“氢”赛道,“链”上创机遇——宁夏氢能产业布局新视角 https://baijiahao.baidu.com/s?id=1808964083518595872.

西安, Z., 小亮, Y., 西, L. (2023). 中国的CCUS进展。

https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/03/CCUS-Progress-in-China.pdf.

徐敏, 张连勇 (2024)。中国炼化行业氢能利用绿色化发展前景分析。国际石油经济。DOI: 10.3969/j.issn.1004-7298.2024.07.008。

亚林, X., 魏, L., 彭波, G. 等. (2022). “双碳”目标下我国合成氨行业氢能需求与减碳路径

存储科学技术下的该行业。“双碳”目标。能源 j.cnki.2095-4239.2022.0364.

Z-U-G - 未来环境社会 (2024)。关于资助计划。https://www.z-u-g.org/foerderung/bundesfoerderung-industrie-und-klimaschutz-bik/

祖尔尔斯多夫 B., 布勒 F., 班特 M., 和 埃尔梅加德 B. (2019). 基于热泵的高于150°C工艺热供应技术及潜力分析。载于 B. 祖尔尔斯多夫, M. 班特, & B. 埃尔梅加德 (编), 第2届高温热泵研讨会论文集°C (pp. 26-37). SINTEF.

100PPI (2024a). 11 生意社价格在11月份有所波动, 后期走势或分化。SunSirs: 国内液氨: 月度国内液氨震荡上行, 后期趋势可能分化。https://www.100ppi.com/forecast/detail-2024-11-29-196946.html。

100PPI (2024b, 1月29日)。生意社在2024年。行情前瞻: SunSirs: 甲醇市场展望: 2024年甲醇市场 https://www.100ppi.com/forecast/detail-20240129-191677.html.

100PPI (2024c). 甲醇。https://www.100ppi.com/vane/detail-817.html. 甲醇

周吉国, 史晓博. (2024). 典型甲醇生产路线生命周期碳足迹研究。中国石油和化学工业。

黄, F., 肖W. (2025). 石油炼化过程的碳排放分析。基于生命周期的广州化工分析。

Xin, C. (2023). 典型制氢工艺生命周期碳排放对典型氢气生产工艺的排放。一项关于生命周期碳的比研究。石油与石化。今日。DOI: 10.3969/j.issn.1009-6809.2023.01.005.

石才, Z., 尹明, W. 焦炉煤气制甲醇补碳提高产量的可行性与应用研究. 煤化工.

<https://h2-region-emsland.de/en/2025/03/28/nowega-nimmt-ersten-abschnitt-ihres-wasserstoffnetzes-in-betrieb/>

Agora Industry. (2025, 3月25日). 优先将氢气用于最有效的用途——概述幻灯片。

环, L. 魏G. 不同焦炉煤气利用方案的生命周期能源消耗、碳排放及经济性能的比较研究。燃料。

<https://www.agora-industry.org/publications/prioritising-hydrogen-for-the-most-effective-uses>

EnerScen. 氢能标准体系顶层文件已发布。它将产生什么影响? <https://zhuanlan.zhihu.com/p/649181408#>

世界经济论坛。(2024, 4月). 为什么零排放绿色氢气生产如此具有挑战性。 <https://www.weforum.org/stories/2024/04/why-zero-emission-green-hydrogen-production-is-so-challenging/>

新气候研究所 & 爱戈拉能源转型 (2025年): 新兴技术系列: 可再生氢在电力部门的作用。为东南亚提供清洁、经济、安全的能源项目。 https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Partnerpublikationen/2025/Technology_brief_The_role_of_renewable_hydrogen_in_the_power_sector.pdf#page=2.08

国际能源署。(2024). 基于排放强度制定氢气定义。

<https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>

H2区域埃姆兰德。(2025年3月28日) 诺韦加启动其水电站的第一个部分。

郭奕, 彭立, 田杰, & 茅泽尔 (2023)。利用绿氢脱碳中国煤化工行业。自然通讯, 14, 8104。 <https://doi.org/10.1038/s41467-023-43540-4>

