Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

中德能源与能效合作
Energiepartnerschaft
DEUTSCHLAND - CHINA

绿氢在部门耦合中作用

中德能源转型研究项目

ewi Institute of Energy Economics at the University of Cologne

dena German Energy Agency

giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

编写说明

《绿氢在部门耦合中作用》在中德能源转型研究项目框架下发布，报告详细研究了绿氢成本竞争力的驱动因素，特别是在化工和钢铁行业以及航空领域。中德能源转型研究项目支持中德两国能源领域政府智库、研究机构之间的交流，加强中德能源转型的科研合作，分享德国能源转型的最佳实践经验。项目旨在通过加强能源转型智库之间的国际合作与互利政策研究和建模，推动以低碳为导向的能源政策，帮助中国构建更有效的低碳能源系统。该项目是中德能源与能效合作伙伴这一中德能源领域政府交流平台和机制的组成部分，受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托，中国国家能源局（NEA）作为中方政府支持部门进行整体指导和协调。德国国际合作机构（GIZ）作为德方牵头实施机构，与德国能源署 (dena) 和 Agora 能源转型论坛联合负责项目实施。电力规划设计总院是该项目的中方牵头实施单位。

发行方

中德能源转型研究项目
项目为中德能源与能效合作伙伴组成部分
受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托
中华人民共和国北京市朝阳区亮马河南路14号
塔园外交人员办公楼1-15层，邮编100600
转寄
德国国际合作机构
柏林市克滕街2号（Köthener Str. 2），
邮编10963
Torsten Fritsche收

项目管理

Christoph Both
德国国际合作机构 (GIZ)

作者

Kim Lakeit, Corina Bolintineanu
德国能源署（dena）
Eren Çam博士、Michael Moritz、
Max Schönfisch、 Patricia Wild
科隆大学能源经济研究所（EWI）

设计

edelman.ergo (on commission of BMWK)

图片来源

德国联邦经济和气候保护部/封面
Shutterstock/ 721369351 (p.4)
Shutterstock/ 1605875824 (p.7)
Shutterstock/ 529618120 (p.13)
Shutterstock/ 1033561660 (p.18)

© 北京，2022年11月

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本报告仅代表作者的观点，而不代表项目合作伙伴的观点，如有任何信息纰漏或错误，报告作者负全责。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。本文件中的观点陈述代表委托方的意见。

目录

- 图目录 3
- 缩略词 4
- 1 氢能的需求和使用 5
  - 1.1 化工 8
  - 1.2 钢铁 9
  - 1.3 航空 10
  - 1.4 海上货运 11
- 2 氢经济 12
  - 2.1 结果 12
  - 2.2 结论 13
- 3 氢能成本的驱动因素和可再生氢的竞争力 14
  - 3.1 方法 14
  - 3.2 氢能 15
  - 3.3 钢铁 16
  - 3.4 航空 17
- 4 支持氢能竞争力的政策工具 18
  - 4.1 政策工具对比 18
  - 4.2 政策工具的相互依赖关系 19
  - 4.3 具体案例中成本差距的定量分析 19
- 参考文献 21

图目录

图 1: 不同制氢途径的温室气体排放量 6

图 2: 德国能源系统五大研究中 H2、PtG 和 PtL 的需求对比 7

图 3: 各种潜在的动力燃料工艺、产物和应用案例 8

图 4: 航运替代燃料的特点 11

图 5: 部门耦合中促进绿氢使用的主要措施 13

图 6: 平准化制氢成本 15

图 7: 平准化钢铁生产成本 16

图 8: 合成煤油的平准化生产成本 17

图 9: 经济性最高和碳密集度最低的制氢技术之间的边际减排成本 20

图 10: 经济性最高和碳密集度最低的炼钢技术之间的边际减排成本 20

图 11: 经济性最高和碳密集度最低的煤油工艺之间的边际减排成本 20

图 12: 缩小成本差距的综合政策措施对平准化电子煤油生产成本的影响 20

缩略词

BF	高炉
BOF	氧气顶吹转炉
CAPEX	资本支出
CCfD	碳差价合约
CCS	碳捕集与封存
CG	煤气化
DAC	直接空气捕集
DRI	直接还原铁
EAF	电弧炉
EL	电解
FT	费托
MAC	边际减排成本
OPEX	运营支出
PPA	购电协议
REs	可再生能源
SMR	蒸汽甲烷重整
WACC	加权平均资本成本

1 氢能的需求和使用

除了“效率优先”和“直接使用可再生能源”这两项能源转型原则，氢能作为一种可储存、可量产且未来成本效益良好的能源，通过不同应用部门之间的耦合，可以为实现全球净零目标做出重大贡献。

到 2050 年，气候中和型氢能有望在全球范围内减少约 800 亿吨二氧化碳排放，相当于将全球变暖幅度控制在 1.5 度所需减排量的 20%。只有目前的氢能需求被可再生氢所取代，并将可再生氢能引入更多应用领域，才能真正实现这个目标。预计未来几年氢能总需求将持续增加。[1]

为了满足目前全球约 7000 万吨的氢能需求，全世界每年需要约 2050 亿立方米天然气和 1.07 亿吨煤炭。这意味着，当前氢产能中有 76% 来自天然气，23% 来自煤炭。电解制氢的产量不到 2%。煤制氢的量只占全球煤炭消费量的 2% 左右，且主要集中在中国。[2]

冶炼部门、氨和甲醇以及钢铁生产是化石氢的主要用户。这显示了氢能作为不同经济部门的基础产品的重要作用，如运输燃料、农业化肥和建筑建材。[2]

在德国，用于炼油厂的氢能约占 40%，由此生成的产品中有 60% 是交通燃料。1/4 以上的氢能会被用来生产氨，而氨是合成肥料的主要成分。用来生产甲醇的氢能占 20%，甲醇是生产有机合成塑料的原料之一。其余氢能则分布在其他各种以氢能为原料的行业中，例如冶金和玻璃生产。[3]

化工行业经常间接使用氢能与碳或氮进行合成，其使用和进一步加工的方法多种多样：工业价值链中最重要的化工产品是用合成气生产的，而合成气又会在氢气、一氧化碳和二氧化碳的混合气体中发生反应。另外，在柴油和汽油的生产中，氢能可用于长链碳氢化合物加氢脱硫和加氢裂解。

因此，氢能的主要需求方是氨和甲醇等化工产品以及烯烃：如乙烯、丙烯，还有苯、甲苯、二甲苯等芳烃。在生产氨和甲醇的过程中，氢能是直接原料；至于烯烃的生产，目前还没有工艺具备相应的技术成熟水平。不过，用氢能生产烯烃需要中间产物，如甲烷或甲醇。[4]

目前的天然气制氢法和煤气化制氢法有较大的脱碳潜力，以便提高工业制程和产物的气候友好度。捕集制氢过程中排放的二氧化碳，并将其用在其他地方或长期封存，是减少排放的一种方法。在德国，这种以化石为原料并搭配 CCUS 所制成的产物通常叫做蓝氢，本报告使用的也是这个名称。传统的气基和煤基工艺生产的氢气是灰色的。为了说明对这种色彩观点的认识，下表列出了德国讨论度最高的三种制氢途径。

除化石基工艺外，还可以用电力将水分解成氢气和氧气，这个过程叫电解。这种电解途径导致全球变暖的可能性在很大程度上取决于电力在使用中产生的温室气体排放量。然而，如果电解用电来自可再生资源，如风电或光伏，则温室气体排放可以降至（几乎为）零。在德国，这种气候中和型氢能叫绿氢。值得强调的是，只有用可再生电力电解制成的氢才是绿氢，用电网电力电解制成的氢则不是。德国的雄心和目标以及大多数支持计划，针对的都是绿氢。

在全球辩论中，有时也会提到其他颜色的氢能，比如蓝绿氢，指天然气通过甲烷热解制成的氢能。本报告没有进一步讨论这方面的内容。

工艺	色码	原料	能源
传统	灰色	天然气或煤	天然气、煤炭
传统工艺 +CCS	蓝色	天然气或煤	天然气、煤炭
可再生电力电解法	绿色	水	可再生能源

图 1 比较了前文介绍的几种生产途径的温室气体排放水平。与传统灰氢相比，绿氢有很大的减排潜力，除此之外，蓝氢的区间也特别引人注目。制氢法搭配二氧化碳捕集后剩余的温室气体排放量在很大程度上取决于上游链的泄漏率和捕集率，这会影响氢能的价格。这些假设和不确定性坚定了德国关注绿氢的决定。

图 1 不同制氢途径的温室气体排放量

注：阴影区域代表不同参考文献或同一参考文献中不同情况下的排放量。实心填充区域代表引用结果的下限（依据 [2, 5, 6]）。

与欧盟一样，德国也制定了远大的气候目标，到 2045 年工业和能源部门以及运输和建筑部门的所有经济活动实现气候中和。虽然德国电力部门已经从可再生资源获得了近一半的能源，但其他部门仍有许多工作要做。由于合成气等可再生原料的产能有限，亟需进行跨部门耦合。德国政府正在努力实施道路运输电气化，尤其是客运电气化，纯电动汽车是重点关注对象。住宅楼供热和工业应用也可以全面实现电气化。但是，目前的技术水平无法使化工行业等其他部门，或者海运和航空等特种运输应用行业实现电气化。

在这方面，绿氢提供的解决方案既可以显著减少排放，也不需要从根本上改变应用或工艺。

德国 2020 年 6 月出台的国家氢能战略计划中提到：到 2030 年，德国国内电解槽容量达到 500 万千瓦，2040 年达到 1000 万千瓦。德国政府 2021 年 12 月签订的联盟协议中，这个目标变成了：到 2030 年，将实现 1000 万千瓦的电解槽容量，较原先翻了一番。如图 2 所示，2030 年的预期需求为 640~1100 亿千瓦时，2045 年为 3920~6570 亿千瓦时。预计到 2030 年，德国国内的产能只能满足约 15% 的需求。从欧洲和其他国家进口是必然的选择。从图 2 可以看出，这种需求的构成范围很广。虽然一些能源方案对氢能有较高的需求，但其他方案预计对氢能衍生物，即所谓的电转 X 产品（简称 PtX）的需求更高。

欧盟 2020 年 7 月出台的氢能战略提出目标：到 2030 年电解槽容量达到 4000 万千瓦，可再生氢的产量达到 4000 亿千瓦时。作为综合能源系统的基本组成部分，氢能和 PtX 的重要性将不断提高。到 2050 年，氢能生产可能要消耗欧盟约四分之一的可再生电力。

德国的氢能战略没有明确限制氢能的使用，其首先关注的是氢能在化工、钢铁、物流和航空业的应用，例如制定脱碳战略。不过，德国政府也正在推广燃料电池加热设备在建筑内的安装。在化工部门，目前使用灰氢工艺，如上所述，灰氢工艺将转换为低排放的替代工艺。此外，德国还设定了目标，分析哪些行业有副产氢，如何让副产氢可以被利用，以及哪些行业可能出现产能过剩的情况。

目前，中国的氢能需求量占全球需求的三分之一，氢能年产量达 3300 万吨，是最大的制氢国。和德国一样，中国在化工、炼化和冶金行业也会用到氢能。

2022 年，中国发布了“氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）”，根据规划，2025 年绿氢的生产量将达到 10~20 万吨。原则上支持氢能发展，对绿色产物的关注则要等后期再确定。由于定义不同且根本目标的差异巨大，因此很难比较中德两国的规划和潜在目标。这也是本报告主要侧重通过绿氢载体（如氢气），在工业和特定交通领域促进部门耦合的原因。

2050 年，中国对可再生氢的需求可能达到 1 亿吨。这意味着，2050 年中国的需求将占全球氢能需求的 22%。为了满足这一需求，中国正在扩大电解槽容量，根据预测，2030 年中国电解槽容量将达 3800 万千瓦左右。中国最大的氢能促进组织（中国氢能联盟）甚至发布了 2030 年达到 1 亿千瓦的目标 [8]。但是，和德国一样，中国目前规划和运行的工厂数量不足以达到这些目标 [9]。

墨卡托中国研究所发现，为了扩大市场，中国将聚焦四大支柱：

1）研发投资
2）地方和省级政策支持
3）项目开发
4）工业积累 [9]

除了已知领域的应用，氢能还可以在未来的能源系统中承担更多其他任务。氢能使可再生电力可以存

储更长的时间，进行更远距离的输送，使电力系统与能源系统挂钩，增加系统韧性。

因存储容量大，氢能应用还可以为电网提供系统服务。通过智能控制电解槽，可以平衡峰值负荷，减少电网压力，避免可再生能源工厂停工。此外，还可以通过燃料电池将氢能重新转化为电能，平衡用电高峰。因为可以长期存储，如存储在老盐洞中，电力供需的季节性波动也可以得到平衡。然而，由于转换和再转换过程存在效率损失，所以必须认真权衡该应用的成本和技术效益。

氢能及其衍生物可通过管道和海洋进行输送，这使得可再生电力生产地与消耗地得以脱钩。因此，可再生电力产品可以在全球范围内交易，而且原本无法使用的潜在可再生能源的利用也变得经济又实惠。不过，将电能转化为可再生分子，使得许多新应用实现了脱碳，例如充当燃料，与碳原子发生反应，或作为原料与氮气结合制成氨，或在钢铁生产中直接还原铁矿石。

为了在全球范围内尽可能高效地发展氢经济，未来应该将价格更昂贵的可再生氢主要应用于那些无法直接实现电气化的行业。对此，工业界、科学界和其他相关部门的公共利益相关者已经探讨了多年，然而无论研究方法如何，无论成本假设有多准确，目前有四个应用领域被认为是使用氢能和 PtX 的安全行业：将其当成基础材料的化工、钢铁、货运和所有的航空运输。

在一项综合分析中，Ueckert 等人指出，高温（>400 ° C）工业过程的供应和重型道路运输是能源密集型行业，在这些行业中，电子燃料和直接电气化的成本可能相近 [10]。下文对这四个应用领域进行了介绍，这些领域应该坚定信念，从现在开始向氢能或 PtX 部署过渡。报告的第二部分详细分析了绿氢与相较于化石氢的竞争力，氢能在航空运输的使用未包含在内，因为该领域的技术还在不断发展，而且到目前为止没有任何类型的氢能显示出了明显优势。

图 2 德国能源系统五大研究中 H2、PtG 和 PtL 的需求对比

[1] 图 2 的依据为 [7].

1.1 化工

在化工行业中，氢能主要用于生产基础材料，如工业气体或化肥，以及石油化工产品及衍生品。与其他应用领域的主要区别在于，氢能在化工领域中是原料，而非能源。

图 3[11] 展示了转化可再生氢的各种工序以及转化生成的产物，例如费托合成或甲醇生产以及随后的炼化工序可用来生产目前交通行业使用的所有常规燃料。甲醇也是制造热固性塑料、纤维、弹性体、溶剂、添加剂和炸药的原料。值得注意的是，全世界生产的甲醇有 25% 被用来制造甲醛，用以生产合成树脂。

虽然石油化工产品和大部分基础化工产品都是碳基产品，但用氢能生产氨要用到氮。如上所述，氨目前的主要作用是制造化肥，但是目前人们正在进一步研究将其变成零碳燃料，例如国际可再生能源机构（IRENA）和氨能源协会联合发布的一份报告，讨论了氨在固定发电中的应用以及作为航运燃料的可能性。本报告以及近年来发布的其他出版物也介绍了氨在国际贸易中作为氢能载体的潜力。如今，氨运输已经成为现实，但船队还需大幅扩张。另外，氨在生产过程中不需要二氧化碳的优势抵消了它的高毒性以及对水生环境的危害。[12]

德国计划在 Brunsbüttel 修建第一个氨进口码头。能源公司 RWE 希望每年进口 30 万吨绿氨，用于今后在易北河（River Elbe）港口生产氮肥和矿物油产品 [13]。

拓展信息

HySCALE100 是一个大规模制氢及合成绿色甲醇的项目，旨在促进石油化工和水泥两个行业的价值链脱碳。该项目由 Hynamics 及其合作伙伴 Holcim Germany、Ørsted 和 Raffinerie Heide GmbH 共同负责。（Schleswig-Holsteinischer Landtag，2022 年 9 月 5 日）

当地工商界和市政当局合作伙伴将共同实施这个项目，利用该地区生产的风能制造绿氢。电力可以通过这种方式进行存储，然后进入各行业的价值链中。其目的是大规模生产绿氢，并利用二氧化碳将其转化成合成原料。除了可持续水泥，用这种方式还可以生产各种各样的产品，包括电子燃料、电子化工产品和电子甲醇。这些措施将为西海岸地区创造消纳可再生能源的可能性，从而使系统中的现有产业脱碳。到 2025 年，随着第一批容量约 50 万千瓦的电解项目建成，氢能将与二氧化碳一起被提炼成甲醇，然后再生成合成化学品。到 2027 年，产能将达到 212.5 万千瓦。(Orsted，2022 年 9 月 5 日)

该项目可以使德国二氧化碳总排放量减少 0.5%，并将为德国气候中和做出重大贡献。IPCEI 欧洲氢能项目资助计划将为其范围内的 HySCALE100 和德国其他 61 个项目提供资金。(BMWI，2022 年 9 月 5 日)

图 3 各种潜在的动力燃料工艺、产物和应用案例 [11]

1.2 钢铁

2018 年，德国 20 家钢铁厂生产了 4240 万吨粗钢，其中 70% 在生产中使用了高炉和转炉，30% 使用了电弧炉。这导致 2018 年直接二氧化碳排放量（包括进一步加工粗钢的排放量）达 5780 万吨。要释放这一巨大的减排潜力，有三种不同的方式：

1）在深加工粗钢过程中，用氢能代替煤气和天然气等化石燃料

2）提高电弧炉使用绿色电力制钢的比例，从长远来看，需要在电弧炉的天然气燃烧器中使用气候中性氢

3）使用绿氢和过渡性的富氢气体（如天然气）直接还原，再结合 CCS/CCU 转向一级钢生产。与高炉途径相比，全绿氢模式可将二氧化碳减排潜力提高到 95%

因此，欧洲钢铁行业的氢需求在 2030 年可能会增加到 450 亿千瓦时，2050 年可能会增加到 1230 亿千瓦时 [14]。

为了使钢铁行业投资低碳制钢，需要对销售市场进行具体预测。标准和产品标签是开发绿色钢铁销售市场的重要前提。[15, 16]

作为最大的钢铁生产国和消费国，中国钢铁行业实现气候中和的潜力巨大。因此，中国针对各种减排目标建立了许多试点项目，其中有些项目已经投入运行。氢能在 DRI 途径中的使用在政治上获得了支持。在 RMI 零碳方案中，通过可再生 DRI 途径，一级钢的占比排在第二位，仅次于二级钢。为实现这个目标，氢能价格必须大幅下降，而煤炭价格必须上涨。[17]

拓展信息

钢铁生产商 ArcelorMittal 正计划将其大量的钢铁生产厂改造成绿氢工厂。现有的 DRI 工厂主要使用天然气进行生产，其主要目的是将这些工厂转变成部分依靠绿氢进行生产的工厂。

作为西欧唯一的直接还原钢铁厂，ArcelorMittal Hamburg GmbH 利用还原气体，而非焦炭，将铁矿球团转换成金属铁。该公司称，还原气体中大约有 60% 氢气，向全氢模式的转变是必然的。按照计划，最快在 2025 年氢基钢的产量将达到 10 万吨。到 2030 年，ArcelorMittal 计划每年生产 100 多万吨碳中性钢，每年减少约 80 万吨二氧化碳排放量。[13]

改造需要相当大的财政投资。德国政府表示，将出资 5500 万欧元（相当于总投资 1.1 亿欧元的一半）支持工厂建设。新工厂动工之前，欧洲委员会先审批德国政府出资意向。ArcelorMittal 已在欧盟 IPCEI 框架下为其汉堡工厂申请了资金。

未来，ArcelorMittal 的杜伊斯堡生产基地将能够使用汉堡的绿色海绵铁（DRI）生产钢材，这是杜伊斯堡 DRUIDE 项目的一部分。在不来梅基地，ArcelorMittal 计划先向高炉注入天然气，然后再用氢气来减少二氧化碳排放。电解槽有助于生产气候中性氢，其初始容量为 10 万千瓦，之后将增加到 30 万千瓦。在德国的艾森许腾施塔特（Eisenhüttenstadt）生产基地，氢能是未来战略不可或缺的一部分，从长远来看，其目标是转向用氢气直接还原铁矿石的技术；然而，在过渡阶段需要向高炉注入天然气，直到获得所需体积的绿氢并实现成本竞争力为止。[14]

1.3 航空

航空业目前面临着向低排放航空运输过渡的挑战。根据《欧盟绿色协议》，2050 年欧盟的运输相关排放与 1990 年相比将减少 90%。欧盟航空业的排放量占总排放的 3.8%，是运输部门中仅次于道路运输的第二大温室气体排放源，占运输相关排放量的 13.9%。[18]

效率的提高，让二氧化碳排放量的增加得以与运输增长量脱钩。然而，依据目前空运服务需求，长远来看排放量将继续增加。

技术上可替代的推进技术可以建立在电池动力和燃料电池动力架构的基础上。这两种技术仍在研究阶段，部分还在测试中 [19]。例如 Airbus 宣布将在 2035 年推出远程氢能飞机 [20]。与之相反，2021 年 6 月，飞机制造商 Boeing 首席执行官称，在 2050 年之前氢能不会在航空领域起到重大作用。[21]

氢能作为最终用途能源载体，在商业航空中直接使用仍存在很大的不确定性。2021 年初，行业推动形成的“目标 2050”倡议公布了氢能使用的可行方案。该方案提出欧洲航空业将在 2050 年实现净零排放，氢能对 2050 年减排的贡献率将达 20%[22]。电池动力飞机提供了另一种选择，由于电池能量密度有限，基于对其发展的预期，预计在 2030 年之前电池动力飞机不会大范围应用（[23], [19]）。2030 年起，这类飞机有可能会用来提供载客量 100 人的短途航班服务 [24]。

由于投资成本高、飞机寿命长，航空业解决方案同时要考虑减少当前机型的碳排放。高能源需求与安全参数相叠加，导致航空燃料必须满足严格的要求，如体积和重量、能量密度以及特定属性。合成石蜡的化学性质与其对应的化石物质相同，并能满足所有的性能和安全规范。电子煤油可以与传统煤油混合成为即用型燃料，甚至还可以完全取代传统煤油。预计到 2050 年，航空煤油可以满足航空业大部分需求。

民用航空最关注的两种燃料是氢能和电子煤油。电子煤油是一种即用型燃料，用它和绿氢以及直接从空气中捕集的（DAC）二氧化碳反应生产时，其生命周期内产生的温室气体排放量比化石喷气燃料 A/A-1 少 90% [11]。使用电子煤油有助于缓解非二氧化碳效应，原因是其不含硫，燃烧产生的氮氧化物排放量比化石喷气燃料低 [25]。不过，如果考虑非二氧化碳效应，与化石喷气燃料 A/A-1 相比，使用电子煤油可以使燃料温室效应减少 50% 左右 [18]。

如果直接将绿氢作为最终的能源载体，可 100% 减少燃料燃烧产生的二氧化碳排放。即使考虑非二氧化碳效应，绿氢的性能仍然远超电子煤油。如果在燃烧过程中使用绿氢，可使燃料的热效应减少 50%–75%；如果将绿氢用在燃料电池中，则减少量可达 90%[26]。

使用航空燃料时，需要考虑的另一个因素是当前价格。航空燃料的价格明显高于传统的喷气燃料 A/A-1，从某种程度上说可能具有行业特殊性，因为航空业的需求弹性相当大，当价格上涨是非全球性现象时尤其明显。[27]

拓展信息

2021 年 10 月，世界上第一座二氧化碳中性合成煤油工厂在德国西北部的埃姆斯兰（Emsland）落成。

首先，电解厂用可再生电力和水生产氢气；然后，采用合成装置使氢气和碳进行反应，由于二氧化碳是从当地沼气厂废气中提取以及从空气中直接捕集而来的，所以形成了一个封闭的碳循环，让电子煤油转化成了二氧化碳中性产物。

据经营方 atmosfair 介绍，该工厂今年运转正常，每天可产 8 桶粗石蜡，工厂用卡车将其运往汉堡北部的海德炼油厂，并在那里将合成原油提炼成喷气飞机燃料 A1，再运往汉堡机场。Lufthansa Group 是欧洲可持续航空燃料（SAF）的最大买家，也是这个项目的第一个试点客户。

生产成本在每升 5 欧元以上，但 atmosfair 基本以成本价将产品卖给客户 [24].

1.4 海上货运

2018 年，航运业温室气体排放量约占社会总排放量的 2.89%，每年消耗的石油约占全世界年供给总量的 8%。虽然自 2008 年以来，航运的碳强度有了明显下降，但 2012~2018 年期间，温室气体排放量仍然从 9.77 亿吨上升到了 10.56 亿吨。海运是全球贸易的支柱，在全球货运中占比超过 80%。[28]

目前海运船只主要采用单一燃料柴油机燃烧低硫燃油和瓦斯油作为动力，大多数新船订单都在继续使用这种技术。目前唯一的商用替代燃料是液化天然气，可以减少高达 25% 的二氧化碳排放。但是，由于化石液化天然气在减少温室气体排放方面的潜力非常有限，而且甲烷不完全燃烧排放的风险很高，故而只能将化石液化天然气作为过渡燃料。[29]

航运业要摆脱对化石燃料的依赖，需要完全向其他燃料过渡，这对航运公司、港口、燃料供应商和政策制定者来说是一个挑战。航运业未来会使用什么样的燃料组合，存在着很大的不确定性，然而可以肯定的是基于电力的可再生燃料将发挥重要作用，并作为生物燃料的补充。

国际海事组织（IMO）2019 年的温室气体战略提出目标，到 2050 年航运排放量较 2008 年减少 50%[30]。2021 年，欧洲委员会通过了“Fit for 55”一揽子减排计划，旨在调整欧盟监管框架，以适应 2030 年减少 55% 排放的气候目标，另外该计划还针对海运制定了具体目标。温室气体减排目标必须定得足够高，才能反映出气候变化行动的紧迫性，同时也要让利益相关者有能力达到目标。

随着《可再生能源指令》的修订，欧盟规定了将新燃料推向市场的义务。在这种情况下，为了保证市场对可用燃料的需求，与《FuelEU 海事法规》目标保持一致很重要。在《可再生能源指令 II》（REDII）及其授权法案中，欧盟规定了评估替代燃料实现温室气体减排的方法，并确立了可持续性标准。不同燃料对温室气体排放的影响必须是透明的，从而确保真正实现温室气体减排。REDII 谈判会目前还在讨论非生物来源可再生燃料的标准以及排放系数的计算方法。

除《FuelEU 海事法规》外，欧盟还致力于推动综合措施的落实，以便制定类似的国际性框架，这体现在欧盟就国际海事组织的温室气体低排放燃料标准和燃料全生命周期评估指南提出的建议中。针对温室气体确立全球燃料标准才是最终的目标，如果在全球范围内通过并实施国际温室气体燃料标准，欧盟框架将退居其次，优先考虑全球行动。

高能燃料被视为本世纪航运脱碳最可行的选择。如图 4 所示，目前的双燃料船用发动机可以使用合成甲烷或液态费托合成（FT）燃料作为替代燃料，而且市场上已经出现了甲醇燃料发动机，以氨为燃料的新型发动机目前正在开发当中，燃料电池也为直接使用氢能提供了可能，然而高能燃料还没有商业化，也无法与化石燃料竞争。

很难从各种替代燃料中找出合适的优胜者，要考虑的因素包括燃料的可用性、基础设施和存储、技术成熟度（燃料和动力传动系统）、能量密度、价格以及环境友好性。由于船只通常的服役期为二十至三十年，而且改装船舶燃料系统的成本很高，所以海运燃料的未来存在很大的不确定性。这种不确定性抑制了投资，因为有资产搁浅的风险。[31]

图 4 航运替代燃料的特点

2 氢经济

目前，绿氢的成本仍明显高于化石能源的成本。可再生氢的竞争力取决于供应成本和最终用户的支付意愿水平，供应成本包括生产成本和运输成本。可再生氢的生产成本主要由电力成本、其他运营支出和电解厂的资本支出构成[32]。运输成本取决于运输方式，即管道、船舶、卡车等，根据生产和消费地点之间的距离长短，成本差异较大。

对可再生氢的扶持可以推动向零排放和低排放能源的转变，从而降低供应成本，也可以通过提高化石产品的使用价格来提高用户的支付意愿。要降低可再生氢的成本，除了对各种成本构成予以补贴，如电解槽补贴或电力补贴，还需要激励措施，例如强制性使用配额。另外，碳定价提高了温室气体排放量较高的化石产品的使用成本，可再生能源越来越有吸引力。[33]

措施分为三大类：国家支付津贴或补贴，国家处以罚款以及配额制这种国家既不花钱也不赚钱的办法。宽松的融资环境总会伴随公共资金使用过多的风险，会对市场流程产生不必要的干涉，或者延迟技术或经济发展，例如应用部门的优先等级。因此，当务之急是不断评估政策措施的效率和效果，并在必要时作出调整。

国际氢能委员会在 2021 年发布了一份政策工具清单，确定了有效政策的六个支柱：

1）利用本地优势，从跨境合作中获益
2）利用目标和承诺创造确定性
3）在整个价值链中提供专门针对氢能的支持
4）支持稳健的碳定价
5）采用统一的认证方案
6）考虑社会价值和价值观 [34]

德国公布了氢能战略并遵循欧盟层面的各种进程，已经具备对支柱 1 和支柱 2 推出多个措施的能力。另外，欧盟目前正在修订和扩大其监管框架，例如将海事部门纳入排放交易体系（支柱 4），同时欧盟也在制定低碳和可再生氢的认证方法（支柱 5）。德国采取了各种措施和支持手段，这些措施包括促进科学贡献和技术开发与测试，为使用氢能的工业厂房建设或改造直接提供补贴，支持国际市场发展以及允许进口氢能及其衍生品（支柱 3）。

相较于德国，中国对国家级应用领域和部门目标的依赖较少，更多地是依靠省级具体措施。因此，中国主要依靠的是支柱 1 以及地方优势，例如 2021 年出台了 78 项涉及氢能或燃料电池的省级政策，而在国家层面仅有 11 项政策提到了这些内容。尽管如此，中国仍为实现碳中和设定了严格而远大的目标，可再生氢是重要基石。例如碳定价机制的实行（支柱 4）使得转向绿氢变得越来越有吸引力。此外，中国希望减少化石燃料进口，尤其是对天然气进口的依赖，而这也可以通过发展可再生能源制氢来实现。

2.1 结果

如上所述，对氢能的扶持已经实施了第一阶段内容，第二阶段仍在设计阶段。在本报告的第二部分，科隆大学能源经济研究所（EWI）对中德两国可再生氢的成本竞争力进行了定量研究，比较了化工、钢铁和航空三个应用行业的电解氢与化石替代品的平准化成本。

结果显示，三个行业为了确保尽快实现向电力基氢能的转变，有必要采取一些支持措施。然而，结果也显示航空业的成本差距明显大于另外两个重工业行业。

报告的第二部分还评估了五种不同的支持措施对可再生氢竞争力的影响。评估者得出的结论是：碳定价与特定部门的运营支出和 / 或资本支出补贴的组合对市场的积极影响最大。尤其是，必须对电子煤油的直接运营开支和资本开支给予非常高的补贴，才能与化石石蜡的成本持平。

2.2 结论

总而言之，通过定量研究可以得出结论：德国到 2030 年，中国到 2035 年，在化工和钢铁行业建立稳健的碳定价机制，将缩小使用化石能源的传统方法和使用绿氢的绿色生产途径之间的成本差距。要实现这个目标，德国将碳价定在 80 美元 / 吨 CO_2 左右，中国将碳价定在 20 美元 / 吨 CO2 以下即可。即使没有政府的进一步干预，只要碳价生效得越早并且定价足够高，就有可能越早转向低排放。

航空部门的情况明显不同。要缩小成本差距，碳定价必须达到几百美元，但可能性较小，而且会给消费者带来沉重负担。无论是中国还是德国，即使对电解槽的投资成本进行全额补贴，也不足以达到化石煤油的价格水平。不过，为了减少排放，最有效且惯常使用的办法是设定一个较高的电子煤油配额。这个配额的限制性可以刺激其他技术的发展，但不会增加公众的成本。较高的消费价格可能会导致运输方式的转变，减少航班总量，达到减少温室气体排放总量的目的。

为了加速向可再生能源载体的转变，图 5 介绍了三项措施建议。

图 5 部门耦合中促进绿氢使用的主要措施

3 氢能成本的驱动因素和可再生氢的竞争力

快速提升氢技术，帮助工业和运输部门脱碳，对中德两国至关重要。为了使氢能发展尽可能经济高效，本研究调查了可再生氢的竞争力以及各种政策工具的适用性。基于可再生能源（REs）的氢能在不同应用领域的竞争力，取决于可再生能源制氢技术与传统排放密集型制氢技术之间的成本差距。下文将评估可再生氢能在化工、航天和钢铁行业的竞争力，并对中德两国政策工具的效果进行举例说明。

3.1 方法

本研究创建了技术经济工艺模型，用以判断和预测德国 2030 年和中国 2035 年的氢能、氢基合成煤油和钢铁的平准化生产成本。首先，评估了化工行业的氢能生产，其中用可再生能源生产的氢能可以替代传统天然气重整或煤气化制氢工艺生产的氢能，传统氢能的成本是由天然气和褐煤的价格、（潜在的）额外净化成本以及二氧化碳价格决定的。对于钢铁行业，比较了采用可再生能源制氢的直接还原铁厂的成本和使用化石原料的其他钢铁厂的成本。另外，探讨了航空电子煤油的生产，这是一种由可再生能源制成的氢、电和二氧化碳合成的燃料，电子煤油和化石煤油之间的成本差距决定了其竞争力。

下文对研究方法进行了概括性描述，假设所有生产工厂均为完全一体化的工厂，即：氢能生产和后续工艺步骤都相似，各个部件尺寸都是最大限度的降低生产成本，所有工厂都是闭环能量平衡系统。本研究对质量平衡进行了简化处理。电解槽和直接空气捕集（DAC）装置按计划运行，充分利用它们的产能系数并最大限度降低制氢成本。电解槽可从电网获得电力或通过购电协议（PPA）直接获取可再生能源电力。

在 PPA 模式下，借用了 Moritz（Moritz 等，2021）的电解槽产能系数和电力成本，PPA 电力成本包括发电机组成本。所有关于电网电力的假设都出自德国能源署和 EWI，2022：中德能源转型研究项目（EnTrans）报告“中德工业领域需求侧管理和能源效率的比较分析与模拟”。对于电网电力，为了达到最低平准化制氢成本的目的，需要充分利用电解槽产能系数。本研究确定了预定装置各自的电价和电力碳足迹。

煤油生产中的 DAC 与电解槽的安排相同，们假设其他所有工艺设备都在稳定状态下运行。根据 Moritz（Moritz 等，2021）的优化结果估算了一体化工厂所需的储氢量，使用一台空气分离装置为煤气化和炼钢提供氧气。炼钢时，工厂可利用电解槽生产的氧气。

碳捕集与封存（CCS）应区分不同的碳捕集工厂，它们的运营支出（OPEX）和资本支出（CAPEX）都以 Hasan（Hasan 等，2014）的研究为依据。此外，还纳入了气流脱水成本（Hasan 等，2012）、二氧化碳流压缩成本以及二氧化碳运输和封存成本（Smith 等，2021）。

对于炼钢，仅考虑出炉前的系统，这时的产物是钢水。对于所有部门，都按照范围 2 的标准考虑过程排放，其中包括直接过程排放以及外购电力或热能产生的间接排放。

从经济的角度来看，假设所有工厂都是价格的接受者。根据上述计划，可以用超大号的工艺设备。而且，对于典型的工厂，如钢铁厂，其规模在中国和德国是不一样的。本研究考虑了工艺设备的规模经济，并说明了劳动力成本在固定资本投资中的占比。由于利率会影响资本成本，因此考虑了两国在加权平均资本成本（WACC）上的差异。固定运营成本包括劳动力成本和维护成本。为了判断劳动强度，考虑了一体化工厂的工艺步骤数（Green 和 Perry 2007）。劳动力成本包括工作成本、监督成本和其他劳动力成本。研究考虑了中德工业作业的常规薪资差异，并说明了劳动力成本在固定资本投资中的占比。可变运营成本指原料和能源的成本。主要经济学假设见表 1。由于德国逐步淘汰了燃煤发电，研究假设在德国无法使用煤气化技术。另外，在德国 CCS 并不在考虑范围内，原因有三：首先，研究预测德国在没有进行 CCS 的情况下，也可以实现气候中和（科隆大学能源管理研究所 2021；德国联邦环境署 2019）；其次，政界和公众普遍对 CCS 表示担忧（石勒苏益格—荷尔斯泰因议会，2019 年 9 月 26 日）；第三，德国法律对实施碳封存项目的要求很高（德国联邦环境署，2021 年 1 月 15 日）。

表 1：重要假设

参数	单位	德国	中国	信息来源
基准年	-	2030	2035	
折旧期	年	20	20	（Green 和 Perry 2007）
加权平均资本成本（WACC）	%	4.88	6.92	（Moritz 等，2021）
小时工资	美元 / 小时	48	16	（Schröder 2019）
褐煤	美元 / 吨	20.6	20.6	（国际能源署 2019）
动力煤	美元 / 吨	66	74	（国际能源署 2021），公开承诺方案
天然气	美元 / 兆瓦时	22.2	28.7	（国际能源署 2021），公开承诺方案
铁矿石（球团）	美元 / 吨	120	120	（Germeshuizen 和 Blom 2013）；(steelonthenet 2022)
熔剂（石灰石和白云石混合物）	美元 / 吨	150	150	（Roberts 2009）
水	美元 / 吨	2	2	（Moritz 等，2019）
PPA 电力成本	美元 / 兆瓦时	39	23	（Moritz 等，2021）

3.2 氢能

氢是化工行业（如氨行业或石油化工行业）的重要基础材料。图 6 是德国 2030 年和中国 2035 年不同生产途径的平准化制氢成本预测。

在德国，预计 2030 年用天然气进行蒸汽甲烷重整（SMR）是成本最低的选择。作为德国目前常用的制氢技术，SMR 的平准化制氢成本为 1.5 美元 / 千克 H2，优于电网电力电解技术（2.4 美元 / 千克 H2）。SMR 制氢的平准化成本主要受可变 OPEX（主要是天然气成本）的影响。比起通过 PPA 从光伏发电站获得专用可再生能源电力进行电解制氢（3.7 美元 / 千克 H2），电网电力电解技术的效果更好。本文介绍的电网电解成本取决于每年 730 个小时的电价是接近零、等于零，还是低于零。储能需求进一步上升，新增电解槽和潜在竞争用户（如热泵或电动汽车）对低成本电力的争夺日趋激烈，可能导致上述关键小时数内的电价上涨，从而削弱电网电解相对于专用可再生能源电解的竞争优势。

图 6 平准化制氢成本

缩略词：EL Grid——电网电力电解，EL PPA——按购电协议购买指定可再生能源电解，SMR——蒸汽甲烷重整，CG——煤气化，CG+CCS——煤气化 + 碳捕集与封存

在中国，煤气化是成本最低、排放最密集的制氢途径（1.5 美元 / 千克 H2）。煤气化涉及硬褐煤加工，这个过程所需的资本比气体处理厂（如蒸汽甲烷重整）更多。但是，由于褐煤和天然气的价格存在差异，煤气化的可变 OPEX 比 SMR 少。CCS 技术可用来捕集和封存煤气化与 SMR 产生的大部分相关排放物。不过，CCS 会降低生产过程的效率，且需要大量额外的电力，让煤气化制氢的平准化成本升至 2.9 美元 / 千克 H2。这导致煤气化 +CCS 的工艺组合排在了电解法的后面。预计到 2035 年，电解制氢的生产成本会在 2.2 美元 / 千克 H2 和 2 美元 / 千克 H2 之间，具体取决于电力来源（电网或单独的 RES/PPA）。与德国相比，中国呈现出 PPA 电解与电网电解竞争的局面，原因有两个：首先，在目前的情况下，中国的可再生能源容量系数比德国高；第二，2035 年中国电力系统每年只有不到 700 个小时的电价等于或接近零（德国能源署和 EWI，2022：中德能源转型研究项目（EnTrans）报告“中德工业领域需求侧管理和能源效率的比较分析与模拟”）。

3.3 钢铁

钢铁行业因其能源强度和铁矿石还原产生的相关排放物，一直是温室气体的主要排放源。本节讨论分析了炼钢的成本，对炼钢工艺的类型和还原剂之间的各种工艺路线进行了区分。研究认为，传统高炉（BF）工艺是用焦炭将铁矿石还原成生铁，然后在氧气顶吹转炉（BOF）中将生铁精炼成钢。2020 年，BF-BOF 工艺在中德两国钢铁生产中的使用率分别是 90% 和 68%（世界钢铁协会 2019），该工艺排放强度大，因为它的热量需求要用煤炭来满足，而使用焦炭还原铁矿石本身就会产生二氧化碳。作为替代，本研究考虑使用直接还原铁（DRI）工艺，用合成气将铁矿石还原成海绵铁，然后在电弧炉（EAF）中将其精炼成钢。20 世纪 80 年代出现的 DRI-EAF 被认为是当今最先进的技术。EAF 工艺在德国已经非常成熟，可以从废料中提炼出二级钢。本评估重点关注一级钢。

与 BF-BOF 相比，DRI-EAF 的排放强度明显更低。该工艺的排放强度非常容易受 DRI 中的还原剂和 EAF 用电碳足迹的影响。在 DRI 中利用氢气作为还原剂，可以完全避免固有二氧化碳的排放。因此，如果使用可再生氢和可再生电力，DRI-EAF 工艺可以实现气候中和。如今，用氢气直接还原铁在中国和德国还在试验阶段（Chen 等，2021）。工厂经营者得出的结论是，在 DRI 中只使用氢气作为还原剂不存在技术障碍 (ArcelorMittal Deutschland 2022)，因此我们假设该工艺在 2030 年可以使用。对于 BF-BOF 工艺，由于中国和德国的产能都相当大，本研究排除了资本成本。研究考虑对其他所有钢厂进行绿地投资（如果是 BF-BOF+CCS，则包括 CCS 的 CAPEX）。

炼钢的成本分析如图 7 所示。通常，电解工艺的劳动密集度最低，其次是煤气化或 SMR DRI-EAF。可变 OPEX 主要由铁矿石成本决定，约占可变 OPEX 的 60%。在德国，BF-BOF 技术的竞争力最强，其次是 SMR DRI-EAF，采用 PPA 和电网电解制氢的 DRI-EAF 成本要高得多。在中国，采用煤气化制氢的 DRI-EAF 是最有竞争力的技术，BF-BOF 紧随其后，然后是采用煤气化制氢 +CSS 的 DRI-EAF 以及 PPA DRI-EAF，它们的成本范围很接近。与德国相比，中国尽管没有 CAPEX，BF-BOF 也并不是最经济的

图 7 平准化钢铁生产成本

缩略词：EL Grid DRI-EAF——使用电网电力电解制氢的直接还原铁 - 电弧炉工艺（DRI-EAF），SMR DRI-EAF——使用蒸汽甲烷重整合成气的 DRI-EAF，EL PPA DRI-EAF——通过购电协议使用指定可再生能源电解制氢的 DRI-EAF，CG DRI-EAF——使用煤气化合成气的 DRI-EAF，CG DRI-EAF+CCS——使用煤气化合成气的 DRI-EAF+ 碳捕集与封存，BF-BOF+CCS——高炉 - 转炉工艺（BF-BOF）+ 碳捕集与封存

工艺，首先因为中国的劳动力成本低廉，导致资本成本较低，其次中国钢铁厂的产能系数较高，减少了资本成本在平准化生产成本中的占比。在中国，PPA 电解比电网电解更经济，主要原因已在章节 1.2 中进行了讨论。

3.4 航空

电子煤油是航空业脱碳的必需品，因为直接进行航空电气化存在技术上的挑战。电子煤油可用费托（FT）合成法生产。FT 合成法以氢气和二氧化碳为原料，生成合成汽油、煤油或柴油等耦合产物。如果氢能来自可再生能源，二氧化碳是通过 DAC 从周围空气中提取的，本研究认为由此生成的煤油来自可再生能源，设计采用了用于电网供电和用于 PPAs 供电的工艺变体。

图 8 显示了电子煤油的成本分析结果，以及与化石煤油之间的成本差距。总之，研究发现电子煤油的成本至少比化石煤油的成本高三倍。需要注意的是，在分析考虑的行业中，航空业的成本差距最明显。基于 PPA 的工艺在中国是最经济的方式，但在德国，却是最不经济的做法，原因见章节 1.2。

图 8 合成煤油的平准化生产成本

缩略词：EL Grid——电网电力电解，EL PPA——按购电协议购买指定可再生能源电解

4 支持氢能竞争力的政策工具

从分析可以看出，可再生能源制氢与传统制氢法相比，二者的成本差距仍将停留在商业层面。为了缩小成本差距，促进可再生能源制氢的发展，需要考虑采取适当的政策手段。本章着重分析为可再生能源制氢和氢能利用提供直接或间接支持的政策工具，并评估这些政策手段在化工、钢铁和航空业中的效果和潜在的相互作用，以及它们对可再生能源制氢竞争力有什么影响。

4.1 政策工具对比

本研究介绍的政策工具包括“碳定价”、“碳差价合约（CCfD）”、“特定部门氢能配额”、“氢能供应合约”和“补贴”，其作用如下所述：

- 碳定价是许多国家既定的政策措施，目的是内化碳排放成本。该政策的成本效益非常高，因为它依赖基于市场的减排配额（如：欧盟排放交易体系、中国国家碳交易体系）。碳价针对的是直接的二氧化碳排放，增加了排放密集型工艺的运营成本，刺激了气候中和技术和能源的推广（Agora Energiewende 和 Guidehouse 2021；国际可再生能源署 2020；Rissman 等，2020）。
- CCfD 的目的是缩小当前二氧化碳价格和可再生技术与传统技术成本平价所需的价格水平之间的差距。其中的差价由公共机构承担，因此 CCfD 降低了可再生能源制氢的 OPEX。这项政策需要一个碳定价机制（Jeddi 等，2021；Öko-Institut 2021；Agora Industrie、FutureCamp、Wuppertal Institut 2021；Kopernikus Projekt Ariadne 2021）。
- 特定部门氢能配额是需求侧工具，即要求某一方（如供应方）购买和供应一定份额的可再生能源制氢产物。配额规定中通常有针对未遵守规定的惩罚条款，并规定了可再生替代品隐含的最高愿付价格（Kopernikus Projekt Ariadne 2021；Agora Energiewende 和 Guidehouse 2021；Öko-Institut 2021）。
- 氢能供应合约可弥补可再生能源制氢成本和愿付价格之间的差距，德国在 H2 Global 计划中提出了这项措施[1]。这个工具以双边拍卖的方式进行规划，由中介机构匹配氢能供需，并弥补剩余的成本差距（Wuppertal Institut 2021；Agora Energiewende 和 Guidehouse 2021）。
- 特定部门补贴可以是需求导向型，也可以是供应导向型，并且与运营成本或投资成本挂钩。补贴可以降低可再生氢的成本（供应侧），或者提高愿付价格（需求侧），例如可再生氢税或电费免缴、上网电价补贴等（Schlund 和 Schönfisch 2021）。

这些政策工具可以通过不同的方式进行设计，例如碳定价可以设计成碳税或限额与交易机制，适用于所有部门或选定的几个行业；配额可以设计成基于现实的混合配额，或者可交易证书。政策设计上的差异会影响这些手段对缩小成本差距的影响以及各自的相关优缺点。例如，某项政策措施的优点可能是具有降低风险的潜力，从而激励私人投资；而另一项政策工具也可能存在缺点，比如有碳泄漏的风险[2]或过度补贴的风险，可能引发锁定效应和市场扭曲。表 2 比较了几个政策工具的潜力和局限性。

表 2：针对可再生氢竞争力的政策工具对比

	碳定价	CCfD	特定部门氢能配额	氢能供应合约	特定部门 CAPEX 补贴	特定部门 OPEX 补贴
市场导向型	是	是	否	是	否	否
使用公共支出	否	是	否	是	是	是
降低风险的潜力 / 投资激励	低	中	高	中	取决于成本结构	取决于成本结构
技术开放度	是	是	无	无	无	无
过度补贴风险	低	中	低	中	高	高
实施期限	中长期	短期	中长期	短期	短期	短期
碳泄漏风险	高	无	高	无	无	无

来源：EWI, 2022 (EWI 2022)

[1] H2Global Stiftung (2022): https://www.h2-global.de/

[2] 碳泄漏指二氧化碳的排放从气候措施执行力度大的国家转移到排放限制较少的国家。气候政策的推行导致生产者要承担额外成本的同时，也带来了风险，这些企业，特别是能源密集型部门的企业，要将其生产流程或部分生产流程转移到监管较宽松的国家。这不仅有可能对一个国家的工业竞争力造成影响，还可能增加其总排放量。

4.2 政策工具的相互依赖关系

要在未来十年内显著提高可再生能源制氢和氢能利用，有必要采取公共扶持措施（Agora Energiewende 和 Guidehouse 2021）。为了促进协同作用，防止消极的互作用，需要评估这些政策工具之间潜在的相互依赖关系。碳定价是一种成本低，收效大的政策工具，可用于缩小可再生工艺和碳密集型工艺之间的成本差距，该政策措施与其他所有政策工具具有积极的协同作用。如果二氧化碳价格仍然低于可再生能源制氢获得成本竞争力所需的水平，CCfD 适合作为一种弥合手段，弥补剩余的成本差距。尤其是 CCfD 与基于碳定价设计的限额与交易机制相结合可产生很好的效果，因为 CCfD 可以解决限额与交易机制的市场动态所引起的投资不安全感。将本研究讨论的政策工具与特定部门氢能配额手段搭配使用，可以降低成本，从而抑制消费价格上涨。氢能供应合约是 CCfD 的替代手段，可弥补可再生能源制氢成本与愿付价格之间的成本差距。然而，与 CCfD 相比，氢能供应合约不需要碳定价。因此，在碳定价机制未覆盖的领域，可选择氢能供应合约支持选定的氢能项目。如果选用氢能供应合约，再搭配直接补贴手段，可能会出现重复补贴的情况，需要仔细校核。一般来说，单独的补贴或补贴搭配其他政策工具，会增加过度补贴和重复补贴的风险。当可再生能源制氢和传统工艺之间的成本差距中有很大一部分是高投资成本时，CAPEX 补贴可以发挥积极作用。特定部门 CAPEX 补贴和 OPEX 补贴可以搭配使用，用来缩小成本差距（Agora Energiewende 和 Wuppertal Institute 2021；Wuppertal Institut 2020）。

为了防止公共支出的使用效率低下，预防潜在的市场扭曲，必须避免过度补贴或重复补贴氢技术，在选择多项支持措施配套使用时，必须谨慎对待。表 3 展示了各种政策工具的适用组合，根据定性标准，这些工具组合可最大限度降低重复补贴的风险。因此，可降低每个推荐组合中各政策措施之间的消极作用，促进积极作用。

4.3 具体案例中成本差距的定量分析

本节展示了中国和德国的碳定价以及特定部门 CAPEX 补贴和 OPEX 补贴对成本差距的定量影响。

氢能

图 9 显示了本研究探讨的各种制氢工艺的氢能平准化成本与碳足迹的关系。图中的线条展现了经济性最高和碳密集度最低的制氢技术之间的边际减排成本（MAC）。2030 年，SMR 将是德国最经济的制氢技术。为了使基于可再生能源的电网电解制氢技术在成本上可与 SMR 相竞争，有必要采取一些政策措施。碳价为 81 美元 / 吨 CO2 时，可缩小成本差距。中国 2035 年的 MAC 为 22 美元 / 吨 CO2。低碳价足以缩小煤气化制氢和可再生能源制氢之间的成本差距。二氧化碳价格尤其给排放密集的煤气化制氢带来了巨大负担。如果中国的二氧化碳价格不到 22 美元 / 吨 CO2，可引入 CCfD 弥补剩余的成本差距。如果化工行业没有碳定价机制，可使用氢能供应合约支付可再生能源制氢和煤气化制氢之间 0.5 美元 / 千克 H2 的剩余额外成本。另外，补贴 50% 的 CAPEX 将让 EL Grid 制氢具有成本竞争力，补贴 50% 的 OPEX 将缩小 EL 制氢的成本差距。

钢铁行业

如图 10 所示，在中国，当二氧化碳价格在 2035 年达到 40 美元时，可让 EL Grid DRI-EAF 在成本上具有与传统工艺竞争的能力。在德国，碳足迹较高的 BF-BOF 工艺最经济，显著减少碳足迹的边际减排成本为 26 美元 / 吨 CO_2。此外，根据计算，40% 的 OPEX 补贴可使 EL PPA DRI-EAF 在德国具有成本竞争力。由于 BF-BOF 的成本是按照棕地投资计算的，仅靠 CAPEX 补贴无法赋予氢能竞争力。至于中国，2035 年二氧化碳价格在 37 美元 / 吨 CO2 或提供 30% 的 OPEX 补贴可以让 EL PPA DRI-EAF 在成本上具有与 CG DRI-EAF 竞争的能力。

表 3：减少过度补贴或重复补贴风险的政策工具组合

组合 1	碳定价	CCfD	特定部门 CAPEX 补贴
组合 2	碳定价	氢能供应合约	
组合 3	碳定价	特定部门氢能配额	特定部门 OPEX 补贴
组合 4	碳定价	特定部门 CAPEX 补贴	特定部门 OPEX 补贴

来源：EWI, 2022 (EWI 2022)

航空

由于传统煤油的成本结构仅取决于化石煤油的价格，所以政策工具对煤油平准化成本的影响不同于前两种情况。如图 11 所示，德国的 MAC 为 765 美元 / 吨 CO_2，中国为 460 美元 / 吨 CO2，均高于氢能和钢铁部门。这表明有必要采取综合措施缩小成本差距。图 12 显示了综合政策措施对平准化生产成本的影响。如图所示，二氧化碳价格会增加化石煤油的平准化生产成本，CAPEX 补贴会降低 EL PPA 和 EL Grid 煤油的成本，而 OPEX 补贴只会降低 EL PPA 的成本。至 2030 年，如果二氧化碳价格为 420 美元 / 吨 CO2，加上电解槽获得 100% 的 CAPEX 补贴，PPA 电力获得 100% 的 OPEX 补贴，EL PPA 将在德国具有成本竞争力。在中国，如果二氧化碳价格为 100 美元 / 吨 CO2，加上电解槽获得 100% 的 CAPEX 补贴，PPA 电力获得 25% 的 OPEX 补贴，EL PPA 在成本上比化石煤油具有竞争力。对航空部门的电子煤油配额进行监管干预，是另一种促进氢能利用的手段。50% 的电子煤油配额可以使碳足迹减少一半，额外的费用将由消费者承担。

图 9：经济性最高和碳密集度最低的制氢技术之间的边际减排成本

图 10：经济性最高和碳密集度最低的炼钢技术之间的边际减排成本

图 11：经济性最高和碳密集度最低的煤油工艺之间的边际减排成本

图 12：缩小成本差距的综合政策措施对平准化电子煤油生产成本的影响

德国的措施：二氧化碳价格——420 美元 / 吨，电解槽的 CAPEX 补贴——100%，PPA 电力的 OPEX 补贴——100%
中国的措施：二氧化碳价格——100 美元 / 吨，PPA 电力的 OPEX 补贴——25%，电解槽的 CAPEX 补贴——100%

参考文献

Hydrogen Council, McKinsey & Company, Hydrogen for Net-Zero:A critical cost-competitive energy vector, 2021.

International Energy Agency IEA, The Future of Hydrogen:Seizing today’s opportunities, report prepared by the IEA for the G20, Japan, 2019.

Deutsche Energie-Agentur, Potenzialatlas Power to Gas.Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen, 2016.

Bazzanella A., Ausfelder F., Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, technology study, Frankfurt am Main, 2017.

Ueckerdt, F., Pfluger, B., et al., Ariadne-Kurzdossier, Durchstarten trotz Unsicherheiten:Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie, 2021.

Hydrogen Council, Hydrogen Decarbonization Pathways:A Life-cycle Assessment, 2021.

Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, BDI, dena Deutsche Energie-Agentur GmbH, BMWK, Kopernikus-Projekt Ariadne, Vergleich der “Big 5” Klimaneutralitätsszenarien, 2022.

China Hydrogen Alliance, China Hydrogen Alliance Issues “Renewable Hydrogen 100 Initiative”, 2021.

Brown, A., Grünberg, N., China’s nascent green hydrogen sector:How policy, research and business are forging a new industry.

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation.Nat.Clim. Chang.11(5):384–393, 2021, doi:10.1038/s41558-021-01032-7.

Global Alliance Powerfuels, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Powerfuels:Missing link to a successful global energy transition.Introduction to technologies, applications, markets and policy, 2021.

International Renewable Energy Agency (IRENA) and Ammonia Energy Association, Innovation Outlook:Renewable Ammonia.

RWE, Import of green energy:RWE builds ammonia terminal in Brunsbüttel, 2022.

Agora Energiewende, AFRY Management Consulting, No-regret hydrogen:Charting early steps for H2 infrastructure in Europe, 2021.

ArcelorMittal, ArcelorMittal Hamburg, Grüner Stahl aus Hamburg:Bundesregierung sagt 55 Millionen Euro Förderabsicht für Wasserstoff-DRI-Anlage von ArcelorMittal zu, 2021.

ArcelorMittal, ArcelorMittal Hamburg, Umwelt und grüner Stahl aus Hamburg:Bundesministerin Schulze und Wirtschaftssenator Westhagemann zu Besuch, 2020.

Ji Chen, Shuyi Li, Xiangyi Li, Ye (Agnes) Li, Pursuing Zero-Carbon Steel in China:A Critical Pillar to Reach Carbon Neutrality, 2021.

Lee, D.S., Fahey, D.W., Skowron, A., Allen, M.R., Burkhardt, U., Chen, Q., Doherty, S.J., Freeman, S., Forster, P.M., Fuglestvedt, J., Gettelman, A., De León, R.R., Lim, L.L., Lund, M.T., Millar, R.J., Owen, B., Penner, J.E., Pitari, G., Prather, M.J., Sausen, R., Wilcox, L.J., The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018, Atmospheric Environment, 244:117834, 2021, doi:10.1016/j.atmosenv.2020.117834.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Klimafreundlich abheben:Elektrisches Fliegen mit Batterie, Wasserstoff und Hybridkonzepten, 2020, https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/01/20200220_klimafreundlich-abheben-elektrisches-fliegen-2.html, (accessed 4 October 2021).

aeroTELEGRAPH, Airbus will 2025 erstmals mit Wasserstofftanks abheben, 2021, https://www.aerotelegraph.com/airbus-will-2025-erstmals-mit-wasserstofftanks-abheben, (accessed 5 August 2021).

Reuters, Airbus tells EU hydrogen won’t be widely used in planes before 2050, Reuters Media, 2021.

A4E, Destination 2050, 2021.

Bjarnholt, P., Electric Propulsion in Passenger Jet Airplanes, 2016, (accessed 5 August 2021).

Ma, K., Hamilton, T., Electric Aviation Could Be Closer Than You Think, 2021, https://www.scientificamerican.com/article/electric-aviation-could-be-closer-than-you-think/, (accessed 8 October 2021).

Timko, M. T., Yu, Z., Onasch, T. B., Wong, H.-W., Miake-Lye, R. C., Beyersdorf, A. J., Anderson, B. E., Thornhill, K.L., Winstead, E.L., Corporan, E., DeWitt, M. J., Klingshirn, C.D., Wey, C., Tacina, K., Liscinsky, D.S., Howard, R., Bhargava, A., Particulate Emissions of Gas Turbine Engine Combustion of a Fischer—Tropsch Synthetic Fuel, Energy Fuels 24(11):5883–5896, 2010, doi:10.1021/ef100727t.

McKinsey & Company, Clean Sky 2 Joint Undertaking, Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, Hydrogen-powered aviation:A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050, Publications Office of the European Union, Luxembourg.

Atmosfair, atmosfair weiht weltweit erste Anlage zur Produktion von CO2-neutralem synthetischen Kerosin im Emsland ein, 2021.

International Maritime Organization, Fourth IMO Greenhouse Gas Study, 2021.

DNV GL – Maritime, Maritime Forcast To 2050:Energy Transition Outlook 2020.

International Maritime Organization, Initial IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships.

Global Alliance Powerfuels, Powerfuels in Maritime Transport, 2021.

Brändle, G., Schönfisch, M., Schulte, S., Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen, 2020.

Agora Energiewende and Guidehouse, Making renewable hydrogen cost-competitive:Policy instruments for supporting green H2, 2021.

Hydrogen Council, Policy Toolbox for Low Carbon and Renewable Hydrogen:Enabling low carbon and renewable hydrogen globally, policy review, 2021.

Agora Energiewende and Guidehouse (2021):Making renewable hydrogen cost-competitive:Policy instruments for supporting green H2.Available online at https://www.agora-energiewende.de/en/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive/, checked on 4/13/2022.

Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut (2021):Klimaschutzverträge für die Industrietransformation:Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie.

ArcelorMittal Deutschland (2022):Wasserstoff-Stahl:ArcelorMittal und HAW Hamburg legen Studie vor.Available online at https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/broker.jsp?uMen=d72f6fbb-a799-5199-f8b4-947d7b2f25d3&uCon=7c010c15-a102-cd51-db2a-9147d7b2f25d&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000011, checked on 4/12/2022.

Chen, Ji; Li, Shuyi; Li, Xiangyi; Li, Ye (2021):Pursuing Zero-Carbon Steel in China:A Critical Pillar to Reach Carbon Neutrality.RMI.Available online at http://www.rmi.org/insight/pursuing-zero-.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems.Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)Verbrauchssektoren und des Energiesystems.

EWI (2022):H2 Förderkompass - Anwendungen, Hemnisse und Förderkonzepte.EWI Endbericht.With assistance of K. Gruber, L. Pickert, N. Schoch, M. Schönfisch, P. Wild.

Germeshuizen, L. M.; Blom, P.W.E.(2013):A techno-economic evaluation of the use of hydrogen in a steel production process, utilizing nuclear process heat.In International Journal of Hydrogen Energy 38 (25), pp. 10671–10682.DOI:10.1016/j.ijhydene.2013.06.076.

Green, Don W.; Perry, Robert H. (Eds.) (2007):Perry’s Chemical Engineers’ Handbook (8th Edition).8th ed. Blacklick, USA:McGraw-Hill Professional Publishing.

Hasan, M. M. Faruque; Baliban, Richard C.; Elia, Josephine A.; Floudas, Christodoulos A. (2012):Modeling, Simulation, and Optimization of Postcombustion CO 2 Capture for Variable Feed Concentration and Flow Rate.1.Chemical Absorption and Membrane Processes.In Ind.Eng.Chem.Res.51 (48), pp. 15642–15664.DOI:10.1021/ie301571d.

Hasan, M. M. Faruque; Boukouvala, Fani; First, Eric L.; Floudas, Christodoulos A. (2014):Nationwide, Regional, and Statewide CO 2 Capture, Utilization, and Sequestration Supply Chain Network Optimization.In Ind.Eng.Chem.Res.53 (18), pp. 7489–7506. DOI:10.1021/ie402931c.

International Energy Agency (2019):The Future of Hydrogen.Seizing today’s opportunities.Edited by International Energy Agency - IEA.

International Energy Agency (2021):World Energy Outlook 2021.

IRENA (2020):Green Hydrogen Supply:A Guide to Policy Making.

Jeddi, S.; Lencz, D.; Wildgrube, T. (2021):Complementing carbon prices with Carbon Contracts for Difference in the presence of risk - When is it beneficial and when not?EWI Working Paper.

Kopernikus Projekt Ariadne (2021):Ariadne-Report.Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich:Potsdam Institute for Climate Impact Research.

Moritz, Michael; Schönfisch, Max; Schulte, Simon (2021):Estimating global production and supply costs for green hydrogen and hydrogen-based synthetic fuels.Comprehensive Excel Database. v1.2.Available online at https://www.ewi.uni-koeln.de/en/tools/globales-ptx-produktions-und-importkostentool/, updated on 4/12/2022.

Moritz, Michael; Seidenberg, Jan Raphael; Siska, Maximilian; Stumm, Marc Daniel; Zhai, Song (2019):A Path to Sustainability:Green Hydrogen Based Production of Steel and Ammonia.Available online at https://web.fe.up.pt/~fgm/eurecha/scp_2019/eurecha2019_mainreport_1stprize.pdf, updated on 2019, checked on 3/29/2021.

Öko-Institut (2021):Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland.Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität.Available online at https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf., checked on 4/13/2022.

Rissman, Jeffrey; Bataille, Chris; Masanet, Eric; Aden, Nate; Morrow, William R.; Zhou, Nan et al.(2020):Technologies and policies to decarbonize global industry:Review and assessment of mitigation drivers through 2070.In Applied Energy 266, p. 114848. DOI:10.1016/j.apenergy.2020.114848.

Roberts, Jessica (2009):Metal markets in flux.Edited by Industrial Minerals.Available online at https://www.indmin.com/Article/2357168/Magnesia-Features/Metal-markets-in-flux.html, checked on 3/2/2022.

Schleswig-Holsteinischer Landtag (9/26/2019):CCS-Verbot bekräftigt und ausgeweitet. Available online at https://www.landtag.ltsh.de/nachrichten/19_09_ccs_dringlichkeit/.

Schlund, David; Schönfisch, Max (2021):Analysing the impact of a renewable hydrogen quota on the European electricity and natural gas markets.In Applied Energy 304, p. 117666.DOI:10.1016/j.apenergy.2021.117666.

Schröder, Christoph (2019):IW-Trends 2/2019 Industrielle Arbeitskosten im internationalen Vergleich.Edited by Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V.

Smith, Erin; Morris, Jennifer; Kheshgi, Haroon; Teletzke, Gary; Herzog, Howard; Paltsev, Sergey (2021):The cost of CO2 transport and storage in global integrated assessment modeling.In International Journal of Greenhouse Gas Control 109, p. 103367. DOI:10.1016/j.ijggc.2021.103367.

steelonthenet (2022):Steel industry news insight and analysis.Available online at https://www.steelonthenet.com/, checked on 4/12/2022.

Umweltbundesamt (2019):RESCUE-Studie:Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität.

Umweltbundesamt (1/15/2021):Carbon Capture and Storage.Available online at https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#rechtsvorschriften-fur-ccs, checked on 4/13/2022.

World Steel Association (2019):World steel in figures.

网站

微信

www.energypartnership.cn