

中国可持续 航空燃料 新图景

电制 SAF 篇

2025 年 10 月



AIRBUS

RM1



引用建议与鸣谢

引用建议

中国可持续航空燃料新图景—电制SAF报告，空中客车，落基山研究所，2025，

鸣谢

本报告研究和数据收集完成于2025年，在调研和报告的起草过程中，我们有幸得到来自政府主管部门、相关企业和研究机构的帮助。受益于他们提供的一手信息和专业意见，本报告得以在生物质SAF和电制SAF未来发展图景方面进行充实系统的研究和分析，特别感谢中国民用航空第二研究所副所长夏祖西、中国产业发展促进会生物质能分会副秘书长窦克军、中国国际经济交流中心能源与绿色低碳发展研究部部长景春梅对本研究项目的支持

目录

执行摘要	5
一、研究背景及 SAF 发展概览	6
1.1 发展电制 SAF 的重要意义	6
1.2 全球电制 SAF 发展现状	7
二、全球电制 SAF 主要政策梳理及影响分析	8
2.1 全球主要国家政策解读	8
2.2 可持续标准与评价体系	10
三、电制 SAF 技术路线分析	13
3.1 电制 SAF 和生物质 SAF 的区别与联系	13
3.2 电制 SAF 的主要技术路线	15
3.3 各技术模块成熟度与发展现状	16
四、全球主要国家电制 SAF 生产潜力分析	17
4.1 2035 年主要国家电制 SAF 发展规划与趋势	17
4.1.1 中国	17
4.1.2 美国	18
4.1.3 德国	20
4.1.4 沙特	21
4.2 2035 年主要国家电制 SAF 成本构成分析	24
4.2.1 中国	24
4.2.2 美国	26
4.2.3 德国	27
4.2.4 沙特	30
五、未来全球 SAF 市场发展趋势预测	31
5.1 2035 年全球电制 SAF 供给与需求预测	31
5.2 中国在电制 SAF 市场中的角色	31
六、主要结论	33
参考文献	39

执行摘要

在全球应对气候变化的大背景下，航空业作为碳排放增长较快的行业之一，正面临日益严峻的减排压力。国际民航组织（ICAO）提出，全球航空业到 2050 年需实现净零排放的目标，而可持续航空燃料（SAF）被视为实现这一目标的关键解决方案。其中，以可再生电力、水、二氧化碳为原料的电制 SAF 因更高的减排能力和理论产能潜力，被视为生物质 SAF 的必要补充和支撑 SAF 产业未来长期发展的关键。在此背景下，以中国、美国、德国、沙特为代表的多个国家和地区纷纷出台了相关政策或指导方针来推动电制燃料产业发展，加速推进电制 SAF 的产业化进程。

不过，尽管电制 SAF 前景广阔，但受限于高昂的成本，其仍处于商业化的早期阶段，全球项目以示范工厂和小型商业化项目为主。而中国作为全球最大的航空市场之一，同时拥有着优越的可再生能源禀赋和深厚的可再生能源产业基础，在电制 SAF 产业发展方面具有巨大潜力，未来有可能率先实现技术和产业突破，成为全球电制 SAF 市场发展中的主要驱动力。

在此背景下，本篇报告系统梳理了全球主要国家的电制 SAF 政策、可持续标准、技术路线，并选取了中、美、德、沙特四国作为代表案例，基于各国自然资源禀赋、当前产业规划、未来发展趋势等，评估了四国电制 SAF 的成本构成和市场竞争能力。研究认为，得益于中国世界领先的可再生能源、绿氢、碳捕集产业链上的巨大技术及成本优势，辅以完善的化工产业体系，中国在电制 SAF 生产成本及潜在产业规模两方面均处于领先地位。随着未来中国绿氢及可再生能源成本的进一步降低，中国将再在未来全球电制 SAF 市场中起到举足轻重的作用。基于以上论断，本篇报告形成了以下的主要结论：

- 电制 SAF 虽然减碳潜力更大，但 2035 年之前成本仍然偏高，短期内难以与生物质 SAF 形成有效竞争。
- 在成熟的上下游产业和丰富的风光资源支撑下，中国电制 SAF 的生产成本将在未来 10 年呈现较为显著的优势，并具备主导供给市场的潜力。
- 生物质气化技术是生物质 SAF 和电制 SAF 技术相辅相成、共同发展和平稳过渡的基石和保障。
- 大力发展电制 SAF 产业不仅是中国航空业节能减排的重要抓手，也是新时代促进经济发展并带动社会就业的新动力，随着中国在全球 SAF 市场中的重要性逐步提升，电制 SAF 产业能够成为新的经济增长点。
- 建议尽快明确电制 SAF 的中长期发展目标，推动建立与国际接轨的可持续性认证体系和碳核算方法，提升产品在全球市场的认可度与议价能力；同时通过财政支持、试点示范、绿色燃料采购机制和碳市场激励等多种手段，构建有利于产业培育的政策环境；通过推动创新交易模式来激发市场活力。

一、研究背景及 SAF 发展概览

1.1 发展电制 SAF 的重要意义

在全球经济持续发展和人民生活水平日益提升的背景下，航空运输在客运和货运方面的重要性与日俱增。然而，这种增长也带来了严峻的环境挑战。在过去二十年间，全球航空业的年均碳排放增速高达 2.5%，2010 至 2018 年间更是攀升至 4.0%，远超公路等其他交通领域。¹ 尽管 2023 年航空业碳排放量仅占全球总量的 2.5%。² 但国际民航组织（ICAO）预测，如果航空业不采取任何碳减排措施，到 2050 年，航空碳排放占比可能飙升至 25%。³ 因此，加速推进航空领域的碳减排已刻不容缓。

与其他主要行业（如电力、工业、建筑及地面交通）在节能减排方面已取得长足进展不同，航空业因其运营特性，减排方案和路径选择相对有限，被公认为“难减排”领域之一。在这一背景下，可持续航空燃料（SAF）因其理化性质接近传统航煤、可与现有基础设施兼容，并具备显著的生命周期碳减排潜力，被视为航空业的绿色转型最为有效的方式。该路径有望使航空碳排放量在 2019 年的基础上减少 65%。

根据 ICAO 的定义，SAF 是指符合可持续标准的，由可再生 / 废弃原料所制成的航空燃油。⁴ 其原料包括废弃油脂、城市废弃物、农林废弃物、能源作物以及可再生电力等等。在不同的 SAF 生产技术路径中，电制 SAF 是指以可再生电力、水和捕集二氧化碳为原料，通过电转液技术（Power-to-Liquid, PtL）ⁱ 所生产的可持续航空燃料（Sustainable Aviation Fuel, SAF），其中电转液技术特指（PtL）是一种利用可再生能源、水和二氧化碳生产替代航空燃料的技术路线：相比于生物质 SAF，电制 SAF 能够实现更深程度的减排，且长远来看具备更高的产能潜力。

尽管生物质（如通过油脂加氢（HEFA）技术所生产的 SAF）仍是中短期内 SAF 供应的主力，但原材料的可持续供应能力、收集运输成本、与甲醇等绿色燃料在原料上的竞争关系、以及与农业粮食安全的潜在竞争风险都将限制生物质 SAF 在资源供给能力方面的上限。此外，部分生物质原料的减排效益也可能因土地利用变化（LUC）等因素而显著降低，导致生物质 SAF 的降碳潜力受到一定的影响。

电制 SAF 则在这些方面很好地弥补了生物质 SAF 的短板。由于生产原料仅为可再生电力、水和二氧化碳，电制 SAF 的生产过程不会出现类似生物质 SAF 那样原料量上的限制，理论产能更大。同时电制 SAF 具备极高的减排潜力，长远来看电制 SAF 必将在 SAF 的供给和需求端发挥关键的支撑作用。

i 根据 ICAO 的定义，PtL 是指将可再生电力、捕集的二氧化碳、水，生产替代航空燃料的技术。

1.2 全球电制 SAF 发展现状

目前全球 SAF 的产量和使用量均显示出快速增长的趋势。各国的减排政策和市场对气候问题的关注强化了航司对 SAF 的购买需求，是 SAF 应用规模快速增长的主要驱动力。根据 IATA 统计，2024 年全球 SAF 产量已达到 12.5 亿升（约合 100 万吨），较 2023 年实现翻倍增长。此外，全球已有超过 40 家航空公司签署 SAF 自愿承诺，预计到 2030 年将使用约 1400 万吨 SAF。⁵ 根据 ICAO 统计情况，截至 2025 年 5 月，全球有 468 个处于可研 / 工程设计 / 项目建设 / 项目运行阶段的 SAF 项目，覆盖 60 个国家。⁶ 另外，全球已有超过 85 万架次航班使用了 SAF，表明 SAF 正在成为航空业脱碳的重要解决方案。⁷

在 SAF 产业整体快速发展的同时，不同技术路径的成熟度和商业化进程存在着显著差异。当前市场供应主要来自于 HEFA 等相对成熟的生物质 SAF，而电制 SAF 仍处于商业化的早期阶段——以示范工厂和小型商业化项目为主。

当前，电制 SAF 面临的主要挑战是生产成本过高。绿氢（受可再生能源价格和电解槽设备成本影响较大）和碳捕集的成本均居高不下，使得电制 SAF 价格不仅远高于传统航空燃料，也明显高于多数生物质 SAF。因此，短期内若缺乏系统性的政策引导和有力的碳定价机制激励，则电制 SAF 在中长期才能实现大规模商业化应用。

尽管如此，电制 SAF 因其不依赖生物质原料、减排潜力较高且理论供应能力近乎无限的独特优势促使全球多个国家的政府和企业着力开始布局电制 SAF 的技术研发和示范项目。未来，随着技术的进步以及可再生能源成本的持续下降，电制 SAF 的经济性将逐步改善。

二、全球电制SAF主要政策梳理及影响分析

2.1 全球主要国家政策解读

电制 SAF 因具备较高的减排潜力且原料不受限制，被视为 SAF 生产的关键路径。然而，当前电制 SAF 的发展面临着技术成熟度较低、成本经济性较差的挑战。因此，有力的政策支持是推动其克服早期市场化障碍、走向规模化应用的关键。强制掺混目标（尤其是针对电制 SAF 的目标）、财政补贴与税收抵免是当前各国支持电制 SAF 发展的主要政策工具。

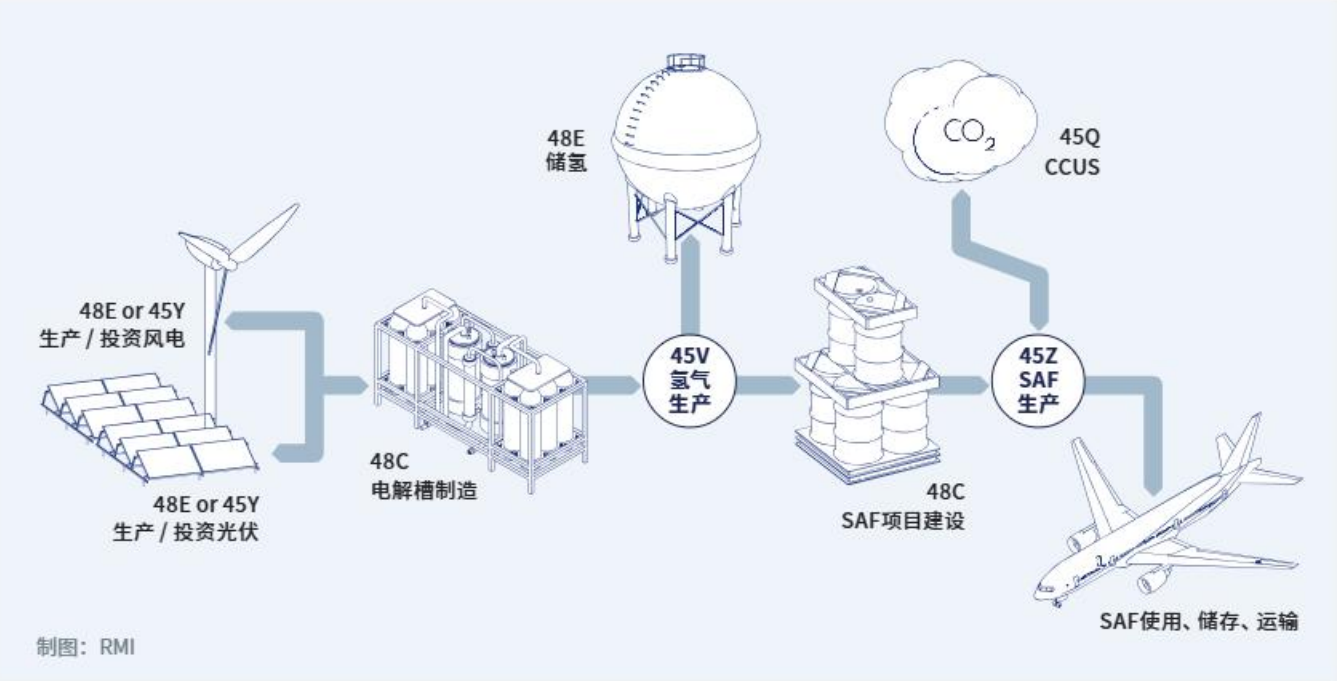
欧盟的《ReFuelEU Aviation》政策不仅设定了 SAF 的强制掺混比例，更明确要求自 2030 年起，必须在航空燃料中掺混不低于 1.2% 的电制 SAF，并逐步提升至 2050 年的 35%。⁸ 该政策为电制 SAF 产业带来了一定的市场确定性，为后续的投资和产业布局提供了有效引导。

作为欧盟成员国，德国在国家层面展现出了更加积极的政策立场。《德国联邦排放控制法案》（German Federal Emission Control Act）针对电制 SAF 设定了高于欧盟的强制掺混比例，自 2026 年起将强制掺混比例定为 0.5%，并于 2028 年和 2030 年分别提升至 1% 和 2%。⁹ 另外，德国联邦政府发布的《电转液体燃料路线图》（PtL Roadmap）设定了 2030 年实现 20 万吨 / 年的产量目标。¹⁰

英国政府也制定了电制 SAF 强制掺混要求 2028 年掺混 0.2%，2030 年提升至 0.5%，并到 2040 年进一步增至 3.5%。¹¹ 除强制掺混外，英国还计划推出收入确定性机制（Revenue Certainty Mechanism），类似差价合约，旨在直接减少电制 SAF 与传统航空燃料间的成本差距。该机制将有效缓解价格不确定性的问题，并为 SAF 项目提供投资回报保障。截至 2025 年 6 月，该机制已提交议会，进入正式的立法进程。¹²

与欧洲从需求侧入手的政策不同，美国主要通过对生产侧提供财政激励措施来支持电制 SAF 发展，¹³ 美国特朗普政府于 2025 年 7 月 4 日通过的《大而美法案》对于上一届政府的《通胀削减法案》在清洁能源政策方面进行了较大幅度的修改，电制 SAF 产业链上的不同关联产业在税收减免额，税收减免有效期，税收减免可传递性等方面均出现了不同程度的退坡。^{14,15} 虽然整体来看，SAF 生产的每个环节仍有一定的政策优惠，但相比《通胀削减法案》而言，其政策优惠程度出现了明显的下滑：

图表 1 《大而美法案》中对美国电制 SAF 各环节的支持政策



根据《大而美法案》，电制 SAF 生产中各个环节的补贴政策情况如下：

- **45Y 和 48E：**针对可再生电力生产和投资的税务减免政策，减免基线为 30% 投资额，最高可提供 \$33/MWh 或者 70% 投资额的减免。《大而美法案》将针对风光项目的脱坡提前，法案发布一年后未动工或 2027 年 12 月 31 日仍未投产的项目将无法获得减免。而原本在《通胀削减法案》中，针对可再生电力生产和投资的税务减免政策。计划到 2034 年才会退坡。
- **48C：**针对先进制造业的投资税务减免政策，提供 30% 投资额的减免，不过目前 48C 的税务减免资金已经于 2025 年 1 月分配完毕。¹⁶
- **45Q：**针对二氧化碳捕集技术的税收减免政策，所有符合条件的碳捕集项目，无论是将二氧化碳封存于地质构造中，还是将其用于提高石油采收率 (EOR) 或其他形式的利用，在《大而美法案》后都有资格获得相同的税收减免额度，即针对工业废气的碳捕集项目，税收减免为 85 美元 / 吨捕集碳。对于空气碳捕集项目，税收减免为 180 美元 / 吨捕集碳。相比于《通胀削减法案》，45Q 实质上增加了碳捕集的补贴减免额度，促进了下游的电制 SAF 产业。
- **45Z：**针对 SAF 等清洁燃料生产的税收减免政策，补贴额度视燃料碳排放强度而定，最高为 1 美元 / 加仑，这一补贴上限额度相比于《通胀削减案》中 SAF 可获得 1.75 美元 / 加仑的补贴上限出现了明显下降。同时《大而美法案》的调整为此政策的截止日期从 2028 年 1 月 1 日延长至了 2029 年 12 月 31 日；放宽了 2025 年 1 月 10 日新增的“进口 UCO 无法使用 45ZCF-GREET 模型（进而难以获得减免）”的要求，对在美国、加拿大、墨西哥生产的原材料都予以认可；此外法案还计划将间接土地变更影响 (Indirect Land Use Change) 从 45Z 的碳排放要求中剔除，这可能会导致更多以作物为原料的 SAF 进入市场，影响 SAF 的可持续性表现；
- **45V：**针对清洁氢气生产的税务减免，最高可达 3 美元 / kg 氢气。《大而美法案》规定 2028 年 1 月 1 日之前投产的项目均可以享受减免政策，而之前的《通胀削减法案》中这一截止日期为 2023 年 1 月 1 日。

中国在电制 SAF 方面尚处于技术探索和早期布局阶段，虽然《关于组织开展能源领域氢能试点工作的通知》等文件有提及和鼓励，但尚缺乏明确的强制掺混目标或大规模的专项财政补贴计划。但随着中国在绿氢生产成本的持

续下降，绿电消纳的需求持续增长以及中国在电转液制 SAF 领域技术的不断成熟，中国在电制 SAF 方面的产业优势不断增强，相关支持政策有望逐步出台。

与欧美已出台电制 SAF 专项政策不同，沙特目前虽无明确政策和项目，但其能源转型和航空业战略为未来发展预留了空间。沙特计划到 2030 年将航空业对 GDP 的贡献提升至 10%，在全球减排机制趋严的背景下，SAF 被视为保持行业竞争力的必要选择。同时，《国家可再生能源项目》《沙特绿色倡议》等政策推动可再生能源、氢能与 CCUS 发展，为电制 SAF 提供潜在的电力与氢气来源。整体来看，尽管短期内尚缺乏直接支持措施，但沙特的政策体系与资源禀赋正逐步营造出有利条件，其未来路径与中国类似，仍处于起步探索阶段。

总体而言，全球主要经济体已认识到电制 SAF 在航空脱碳中的战略地位，并通过不同政策（强制配额、财政激励、收益保障等）加以推动。

2.2 可持续标准与评价体系

无论是电制 SAF 还是生物质 SAF 都需要满足一些基本的可持续标准，比如温室气体减排程度，但电制 SAF 还有一些具体的、额外的、不同于生物质 SAF 的可持续性标准。

尽管理论上电制 SAF 能够实现高比例的减排效果，但由于其生产流程复杂，一旦放松可持续性标准，很容易带来比化石燃料更高的碳排放。在生产过程中，费托合成工艺的整体能量效率相对较低，从可再生电力到最终产品的能量效率为 40% 左右。¹⁷ 也正因如此，只有利用额外的可再生电力生产氢气，电制 SAF 才有可能在可持续性上占优，否则电力带来的碳排放就会被成倍放大。

正因如此，可持续标准必须对电制 SAF 使用的电力来源做出严格的要求。当前，国际上仅有部分国家和地区针对电制 SAF 可持续性做出了明确的政策约束：欧盟可再生能源指令下的 RFNBOs 的相关标准为欧盟电制 SAF 可持续性给出了评判依据；美国尽管没有针对电制 SAF 的可持续性标准，但其 45V 条款对绿氢可持续性的要求也同样将影响电制 SAF 生产，例如“可传输性”要求制氢设施与新能源电力间能够实现电力传输，电制 SAF 的生产成本和设施选址就将受到可再生电力生产特性的影响。

2.2.1 欧洲

欧盟的《可再生能源指令》中，电制 SAF 属于非生物来源可再生燃料（RFNBOs），有专门的章节和条款来规定其生产所用电力和碳源要求。在英国的《可再生运输燃料义务》（RTFO）中，也有针对 RFNBOs 的类似规定。¹⁸

下表主要呈现了欧盟《可再生能源指令》（RED III）对于包括电制 SAF 在内的 RFNBOs 的要求。^{19,20}

图表 2 欧盟 RED 对 RFNBOs 的要求

要求类别	欧盟《可再生能源指令》(RED III) 对 RFNBOs 的要求
管辖范围	欧盟成员国
1) 温室气体减排	相较于化石燃料基线(94 g CO ₂ e/MJ), 必须达到至少 70% 的温室气体减排量
2) 电力来源	必须使用可再生电力, 如果电力来自于网电, 则需要满足“额外性”(Additionality)、“时间相关性”(Temporal Correlation)和“地理相关性” ⁱⁱ (Geographic Correlation)的复杂规定, 以确保用于生产电制SAF的电解水氢气和合成过程的可再生电力是额外的, 即不应挪用本应用于其他脱碳需求的可再生电力
3) 碳源	允许的碳源有五种: 1. 空气直接捕集 (Direct Air Capture, DAC) 来源的CO ₂ 2. 欧盟认可的可持续生物燃料生产或燃烧带来的CO ₂ 3. RFNBOs燃烧来源的CO ₂ 4. 工业过程排放的CO ₂ : 必须来自受有效碳定价机制覆盖的工业活动(列于 EU ETS 指令附件I); 若CO ₂ 来自纯粹发电的燃料燃烧过程, 该来源仅可用至 2036 年, 若CO ₂ 来自 ETS 附件I中的其他工业过程(如水泥、钢铁、化工等), 该来源可用至 2041 年。 5. 天然地理CO ₂ 释放过程(如火山口释放)
4) 氢源	由可再生电力通过电解水产生。可再生电力可以通过与可再生电力设施直连获得, 也可以从电网获得, 但通过电网获取电力时需要其他额外要求, 如上文提到的新增性、时间相关性、地理相关性等。

欧盟 RED 在电制 SAF 可持续性要求上主要关注电力来源, 并基于此确保氢气生产符合可持续原则。

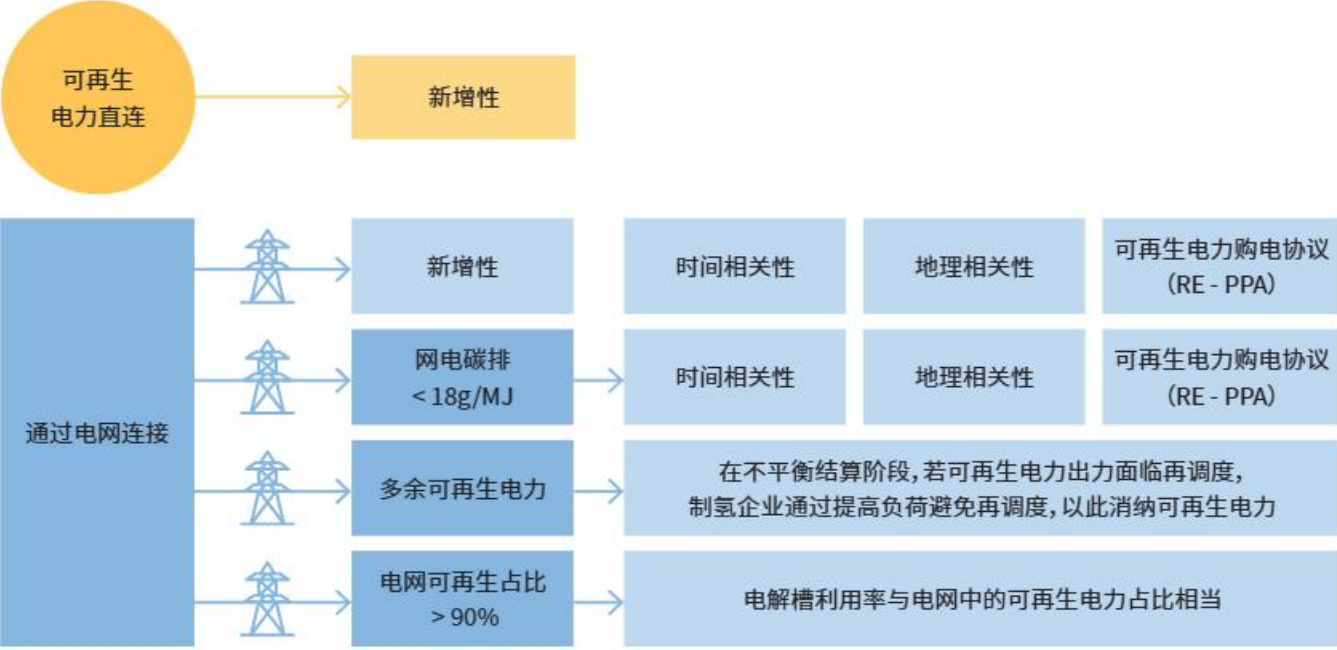
对于碳源的选择, RED III 体现了向 DAC 等更为低碳的方案过渡的清晰政策导向。根据 RFNBOs 的规定, 电制 SAF 中的 CO₂ 必须来自五类来源, 才可以满足可持续性要求, 即 DAC 源、生物质燃料生产或燃烧、RFNBOs 燃烧、符合条件的工业排放以及地理过程中释放的二氧化碳。DAC 和地理过程碳排放捕集是从自然环境中直接捕集 CO₂, 整个捕集加工过程并没有增加人为的额外排放。来自生物质燃料生产或燃烧的 CO₂, 因原料本身具有生物碳属性, 在内可视为“生物循环碳”, 也符合可持续要求, RFNBO 燃烧碳排放同理。工业排放源(如钢铁、水泥等)在特定条件下(如处于 EU ETS 机制覆盖范围内)可被视为合规碳源, 但这些碳源本质上仍来自于化石燃料, 属于人为增加的温室气体, 因此受到严格的使用时间限制(欧盟仅允许使用至 2041 年)。

在电力方面, 欧盟要求电解制氢和 SAF 后续合成使用的电力, 必须使用可再生电力, 获取的方式有两类——来自于直连的可再生电力设施, 或者来自于电网: 当使用直连可再生电力制氢时, 所用电力只需满足新增性即可认定为可再生电力; 当使用电网提供的电力时, 为了确保电力的清洁, 欧盟对使用网电制氢设置了一系列条件和要求, 例如可再生电力必须满足新增性、时间相关性、地理相关性等。下图列举了氢气能够被认定为 RFNBO 的五种情况。

ii 以下为三个额外要求的大致解释:

- 额外性: 可再生电力设施应为新建设施, 即电力设施在制氢设施投产前 36 月内建成投产, 而在 2028 年前投产的项目暂时可以获得豁免, 豁免期到 2028 年 1 月 1 日止; 同时额外性还要求设施未接受任何补贴或投资优惠, 以免重复计算。
- 时间相关性: 制氢设施的电力消耗应与可再生电力设施的电力生产发生在同一个时间周期内。在 2030 年以前, 时间周期为自然月, 即电力消耗与生产发生在同一自然月内即为合规; 在 2030 年以后, 时间周期为小时, 即消耗与生产需发生在同一小时内。
- 地理相关性: 制氢设施与可再生电力设施之间的电力传输应不受实际电网连接限制, 方式有三: 同处同一电力竞价区内; 分别处在由电力通道连接的两个竞价区内, 且发电侧的现货市场电力价格应高于制氢侧, 以便减少通道阻塞; 若电力来自海上竞价区, 则要求两竞价区相连。

图表 3 氢气能够被认定为RFNBO的五种情况。



制图: NOW-GMBH

在此标准下, 同一个制氢设施可以既与可再生能源直连, 又辅助以网电, 只要保证两种电力都各自满足欧盟标准即可。

上文提到, 由于电制 SAF 生产流程较长, 因此电源端的碳排放会被后续过程大幅放大。若电制 SAF 全程使用风能、光伏等符合标准的可再生能源, 其生命周期碳排放可实现显著下降。相反, 若电力来自以化石燃料为主的电网, 或未满足相关性与新增性要求的风光源, 即使名义上为“可再生能源”, 其整体排放可能反而高于传统航空燃料。根据估算, 假设电制 SAF 全生命周期碳排放均来自于制氢过程, 那么氢能碳排放低于 4.9kg CO₂e/kg H₂ 时由其生产的电制 SAF 碳排放才可能低于化石燃料, 而要达到欧盟 RFNBOs 标准, 则绿氢碳排放至少要低于 1.4 kg CO₂e/kg H₂。

2.2.2 美国

美国虽然没有像欧盟那样明确的独立标准文件规定电制 SAF 的可持续标准 (对电制 SAF 的要求与生物质 SAF 相同), 但 45V 条款的税收抵免资格和 GREET 模型对氢气的要求同样将影响电制 SAF 的生产。总结来看, 氢气生产主要需要满足以下要求²¹:

- 氢气的全生命周期二氧化碳排放值低于 4 kg CO₂/kg H₂。
- 制氢设备可以采用直连或 EAC 绿证 (Energy Attribute Certificate) 来满足制氢用电需求, 但电力需要满足时间相关性、可传输性和新增性 (temporal matching, deliverability, and incrementality)。ⁱⁱⁱ

不过, 鉴于 45V 条款有效期在《大而美法案》通过后, 45V 条款对于绿氢的税收减免只适用于 2028 年 1 月 1 日前投产的绿氢项目, 因此, 这一标准未必会对美国的制氢产业产生长期影响。

iii 三点概念与欧盟类似, 但具体细节上略有区别:

- 时间相关性: 2030年前, 所有项目只要求年内匹配 (annually matching), 而2030年起则要转为小时匹配 (hourly-matching)
- 可传输性: 与欧盟地理相关性概念类似, 要求制氢设施与发电设施处于同一电网区域内, 或有通道链接的两区域内。
- 新增性: 要求发电项目建成投产日期不得早于制氢项目的36月前。

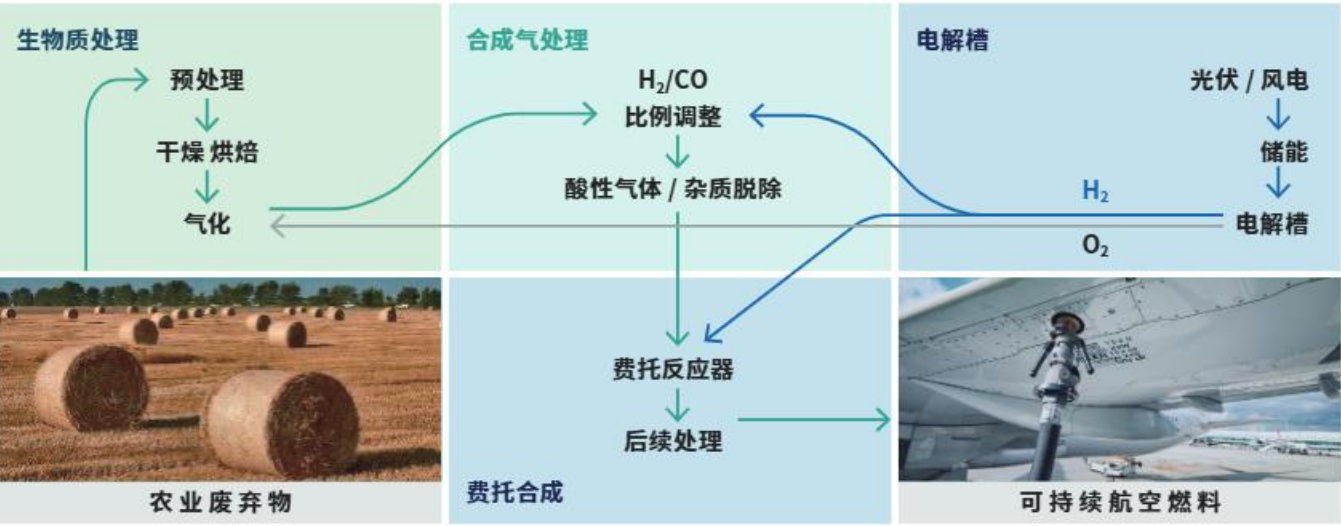
三、电制 SAF 技术路线分析

3.1 电制 SAF 和生物质 SAF 的区别与联系

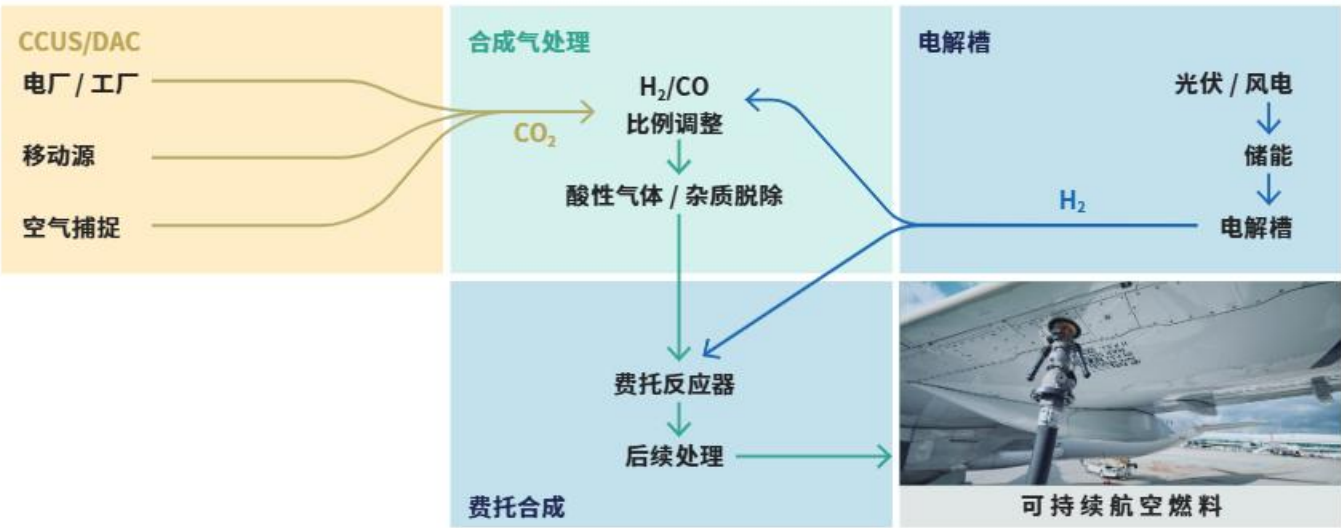
SAF 主要包括生物质 SAF (Bio-SAF) 和电制 SAF (e-SAF) 两大类。这两种技术路线在原料来源、生产路径、碳减排潜力、市场现状与未来发展等方面存在显著差异。生物质 SAF 以废弃油脂、废弃生物质等为原料，优点是技术成熟度相对较高，能够较快发展产能，但存在资源较为有限、可能与粮食生产存在竞争关系等问题；而电制 SAF 则利用可再生电力将水电解为氢气，并与二氧化碳合成液体燃料，不依赖生物质资源，具备更强的可持续属性和长期扩展潜力。

两大类 SAF 技术并非完全互斥，在生产工艺上存在诸多共通环节。例如费托合成技术 (FT)，主要原理是将合成气 (一氧化碳和氢气的混合物) 转化成碳链更长的碳氢化合物。若合成气来自生物质气化流程，则最终的 SAF 产物就属于生物质 SAF (生物质气化的合成气也可以与来自绿电电解水制氢所得绿氢耦合通过费托合成方式生产 SAF，这样的过程可以定义为 PBtL (Power Biomass to Liquid 生物质耦合绿电制燃料)，为简便分类，本报告将其 PBtL 生产的 SAF 归为生物质 SAF)。而如果使用绿色电力电解水制备绿氢、使用碳捕集 (CCUS) 技术收集二氧化碳并将其转化为一氧化碳，那么此种来源的合成气经过费托合成、加氢裂化、加氢异构工艺然后进行分馏处理得到的可持续航空燃料就属于电制 SAF。两大类技术的原料虽来源不同，但生产工艺的某些步骤上却是高度相似的。

图表 4 费托合成用于生物质SAF生产



图表 5 费托合成用于电制SAF生产



在 2025 至 2035 年间，以 HEFA 和 GFT 为主的生物质 SAF 将继续占据市场主导地位，主要原因是这些工艺相对成熟，且成本经济性较好。电制 SAF 由于 PtL 技术成本仍然偏高和基础设施建设发展水平不均等因素，无法在短期内在全球范围实现大规模商业化生产。因此，在这一时间尺度，生物质 SAF 仍将是全球 SAF 的主要来源。而 2035 至 2050 年之间，随着可再生电力成本的逐步下降，电制 SAF 有望克服目前的技术和成本障碍，成为未来主要的 SAF 生产技术之一。

图表 6 生物质SAF与电制SAF的原料来源

	生物质SAF	电制SAF
主要原料	动植物油脂、农业废弃物、林业残余物、城市固体废弃物、生物甲醇/乙醇等	二氧化碳 (CO ₂) (从空气中捕集、工业排放碳源、生物质碳源) + 绿氢 (H ₂) (通过可再生能源电解水制备)
碳源	有机生物质 (固有碳循环)	一般为空气或工业排放的 CO ₂ (可实现碳封存)
可持续性影响	受限于生物质供应量、土地使用变化 (ILUC)、食物竞争	有机会实现 100% 减排, 但对电力供应的可持续性要求非常严格, 否则会产生更高的碳排放

图表 7 生物质SAF与电制SAF的生产工艺

	生物质SAF	电制SAF
主要生产工艺	① HEFA (加氢酯类和脂肪酸) ② GASIFICATION-FT (气化-费托合成) ③ ATJ-SPK (醇转喷气燃料) ④ MTJ (甲醇合成制喷气燃料, 尚未纳入 ASTM)	CO ₂ 与绿氢通过逆水煤气转化为合成气后再进行费托合成 CO ₂ 与绿氢转化为甲醇再制喷气燃料 (METHANOL-TO-JET, MTJ), 尚未纳入 ASTM 直接从 CO ₂ 合成潜在航空燃料组分 (CO ₂ AF), 尚未纳入 ASTM CO ₂ 与绿氢转化为低碳烯烃后制备 SAF 工艺
生产难度	除 HEFA 已实现商业化生产, ATJ 和 FT 正处于研发向工业化过渡的阶段	仍处于示范阶段, 核心瓶颈在于 CO ₂ 捕集与绿氢制备成本

图表 8 生物质SAF与电制SAF的减排能力

	生物质SAF	电制SAF
碳减排	平均80% (具体取决于原料和供应链)	最高100% (使用DAC+可再生能源有可能实现100%减排)
关键影响因素	原料可持续性 (是否避免食物竞争)、生产过程能耗	绿氢和可再生电力的供给能力和成本经济性

图表 9 生物质SAF与电制SAF的经济性²²

	生物质SAF	电制SAF
当前成本	1350–1800美元/吨 (约为化石燃料售价的3倍)	2600–9500美元/吨 (约为化石燃料的4–15倍, 而鉴于中国在可再生能源产业的生产优势, 成本更有望贴近该区间的下限, 欧美等地区受限于产业成本等因素, 则更接近该区间的上限)
技术成熟度	商业化生产已持续多年, HEFA路线最成熟	仍处于研发与示范阶段, 2030年前难以大规模应用
市场规模	>99% 的SAF产量来自生物质	电制SAF仅占全球SAF市场的1%以下

3.2 电制 SAF 的主要技术路线

电制 SAF 技术可划分为三大模块：绿氢制取、二氧化碳捕集，以及液体燃料合成。合成环节目前有两条主流技术路径：费托合成（FT）、甲醇制航煤（MtJ），另外中国还自主研发了创新性的 eSAF 合成技术路线，如二氧化碳直接合成航煤（CO₂AF）技术和二氧化碳与绿氢合成低碳烯烃制航煤技术。其中仅 FT 技术获得了美国材料与试验协会 ASTM（the American Society for Testing and Materials）的认证。以下分别介绍三条路径的工艺机理、技术优势与挑战。

1. 费托合成（FT）：

该技术下，绿氢与 CO 或 CO₂ 首先经逆水煤气变换（RWGS）反应生成合成气，再通过费托合成反应转化为烷烃类碳氢化合物，随后经加氢裂化和分馏处理，最终得到符合标准的 SAF。该路径的主要优点在于技术相对成熟，中国在费托合成技术上积累较多，在煤制油产业有着大量的工业应用，目前在 SAF 领域内已有部分企业开展实践应用，如中能建已在双鸭山规划了采用生物质气化 + 费托技术路线生产 SAF 的项目。不过短期内，此类项目将以生物质为主要原料。

2. 甲醇制航煤（MtJ）：

该技术同样以合成气为主要原料，通过甲醇合成反应将 CO₂ 与绿氢合成绿色甲醇，随后再将甲醇转化为航空燃料。MtJ 技术首先通过甲醇合成技术将二氧化碳和绿氢（直接法）或合成气（间接法）转化为甲醇，其后再进一步通过甲醇制烯烃、烯烃低聚、选择性加氢、产品分馏等步骤生产可持续航空燃料。除了通过甲醇制烯烃路线生产 SAF 之外，托普索、埃克森美孚等企业也在探索甲醇制芳烃路线生产 SAF 的工艺技术。该技术的主要优势是合成工艺设备投资相对较低，部分环节已实现商业化，且可通过流程优化进一步提升能效。目前 MTJ 典型的项目案例如霍尼韦尔 UOP 的 eFining™ 技术，该技术将用于内蒙古久泰集团年产 10 万吨的甲醇制航煤项目。²³

3. 二氧化碳直接合成航煤馏分 (CO₂AF) :

CO₂AF 路线由中国清华大学自主研发, 通过将 CO₂ 与绿氢在特定催化剂作用下直接进行加氢芳构化反应, 生成富含芳烃的航煤馏分, 再经加氢烷基化、开环等处理过程, 制得符合航煤标准的环烷烃和链烷烃产品。其主要优点在于反应路径短、能效较高, 并且催化剂选择性强, 能在较温和的反应条件下运行 (约 270° C, 压力大于 2 MPa), 相比费托技术有利于降低能耗和设备成本。²⁴

4. 液态阳光航煤技术 :

中国科学院大学的液态阳光航煤技术, 实现了将太阳能经过化学转化存储于液体燃料的过程。该技术路线首先将太阳能、风能、水能等可再生

能源转化为电能, 随后利用获得的绿电将水电解制得绿氢, 最终绿氢与捕获到的二氧化碳经催化反应合成电子低碳烯烃 (e-olefins), 进而将电子低碳烯烃齐聚, 加氢转化及蒸馏生成链烃类, 进而异构化生成符合标准的液态阳光航煤。

3.3 各技术模块成熟度与发展现状

从整体来看, 电制 SAF 的三大技术模块——绿氢制取、CO₂ 捕集和液体燃料合成, 在成熟度和应用阶段上存在较大差异。而各模块的技术成熟度将直接决定电制 SAF 的经济性和商业化水平。

- 绿氢制取: 绿氢制取是整个流程中最大的难点。单纯看电解槽技术, 目前碱性电解槽与质子交换膜 (PEM) 电解槽技术已进入商业化部署阶段, 设备制造和系统集成能力相对成熟。固体氧化物电解 (SOEC) 等高温电解水制氢技术仍处于试点示范阶段, 具备更高的电转氢效率, 但在耐久性、热管理和成本方面仍面临挑战。

不过电解槽技术并非绿氢制取过程中的最大挑战, 如何应对可再生电力的波动性、充分利用制氢设施产能并压低成本才是当前技术发展的焦点。可再生电力本身具有输出不稳定、可利用小时数有限等特点, 导致后续电解槽等设施的利用率偏低。波动性较大、易损坏, 且设备的闲置将大幅增加土地租金、设备折旧等成本, 因此如何解决这一问题是当前绿氢产业需要攻克的主要难点。

- 二氧化碳捕集: 传统的 CO₂ 提纯方法, 如水洗和变压吸附, 在化工等行业中的应用已经较为成熟, 电渗析等新型分离技术也在快速商业化推进中。相比之下, DAC 技术仍处于早期研发阶段, 在能耗、捕集效率与经济性方面难以满足大规模 SAF 生产需求。
- 燃料合成: 中国费托合成技术依托于煤制油的产业经验, 在设备、催化剂和流程集成方面已相对成熟, 但为适配 SAF 生产对碳源的要求, 逆水煤气变化 (RWGS) 反应环节仍需通过示范项目来进行能效提升与工艺优化。甲醇制 SAF 技术方面, 虽然甲醇制烯烃已经被广泛应用在传统煤化工企业, 但继续将甲醇制烯烃至延续生产 SAF 的工艺仍缺乏万吨级以上工业装置的运行验证。CO₂AF 和液态阳光航煤技术作为创新性的技术路径, 目前仍处于中试验证阶段, 虽具备潜在优势, 但尚缺乏大型项目的经验支持。

四、全球主要国家电制 SAF 生产潜力分析

按照当前的技术发展速度，短期内电制 SAF 的成本很难和生物质 SAF 竞争。尽管全球电制 SAF 的规划产能已经比较可观，但短期内大部分产能并不具备规模化投产的基础，大多项目在投产初期可能需要生物质（例如生物质合成气）或化石（例如灰氢）原料作为补充，来降低成本。因此本篇报告将基于各国当前产业规划及未来发展趋势，评估 2035 年时电制 SAF 的成本经济性和市场竞争力。

4.1 2035 年主要国家电制 SAF 发展规划与趋势

本篇报告选择了中国、美国、德国和沙特作为主要研究对象。中美毫无疑问将是未来电制 SAF 产业的主要引领者，主导着技术创新和市场拓展；作为欧洲最积极支持电制燃料的国家，德国也具备成为电制 SAF 生产大国的潜力；沙特则期望利用其丰富的可再生能源，通过大规模投资氢能产业，致力于摆脱对油气资源的依赖，使其未来成为潜在的电制 SAF 的主要出口国。

4.1.1 中国

中国已经制定了二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，并在 2060 年前实现碳中和的“双碳”目标。在这样的目标下，中国从国家战略层面为绿氢以及 CCUS 产业制定了明确的规划，相关研发投入与示范项目数量和体量持续增加，结合在气化、费托合成，甲醇制烯烃等行业的深厚产业基础，为电制 SAF 的发展供给提供了坚实基础。尽管电制 SAF 的商业化生产仍面临诸多困难，但现有规划产能及 CO₂ 制甲醇等相关项目的成功实践，验证了电制 SAF 的技术可行性和规模化潜力。不过，若要 2035 年实现电制 SAF 产业的规模化发展，中国仍需克服成本高昂、技术集成复杂以及产业政策缺位等多重障碍。

1) 绿氢产业发展规划与趋势

中国高度重视氢能产业发展，通过强化顶层设计、完善政策框架，积极推动产业化进程。2022 年，国家发改委印发了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》，提出构建清洁化、低碳化、多元化的氢能供应体系。²⁵ 该文件明确提出要“重点发展可再生能源制氢”，并设定了“到 2025 年绿氢产量达到 10-20 万吨/年，到 2035 年绿氢在终端能源消费中的比重明显提升”的阶段性目标。²⁶

在宏观政策的引导下，国家电力投资集团、中石化、中石油、国家能源集团等大型国有企业率先布局了一批规模化风光制氢一体化项目。2024 年 8 月，由国务院国有资产监督管理委员会指导，中国石化、国家能源集团牵头，联合近 80 家单位共同组建的中央企业绿色氢能制储运创新联合体在京正式启动。²⁷ 根据《中国氢能发展报告 2025》统计，截至 2024 年底，全国可再生氢规划项目超过 600 个，总计产能 850 万吨/年，在建产能 128 万吨/年，建成运营 12.5 万吨/年。²⁸ 从电力来源上看，绝大多数绿氢项目都依赖光伏，而在一些风力资源丰富或风光资源均好的地区（如内蒙古东部、河北北部），风电或风光互补则更为常见。地理分布上，内蒙凭借其优质的风光资源和友好的政策吸引了大批风光制氢项目投资，是目前中国规划可再生能源制氢能力最大的省份，计划到 2025 年实现绿氢年产能 50 万吨。

在可持续性方面，中国正在逐步推动风光制氢项目向更清洁、更低碳的方向发展，但由于中国尚未出台全国层面的绿氢可持续性标准，因而不同省份中政策不同，当地的风光制氢项目可持续性差别也较大。内蒙古在可持续性方面较为领先，《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则 2023 年修订版（试行）》中规定，并网型风光制氢

项目所用电力中网电占比不得高于 10%，保证了可再生能源的占比。但对于其他省份的制氢项目，目前最新政策为 2025 年 5 月发布的《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，其中规定并网型项目所用电力中风光占比只需高于 30%，也即最多 70% 可以来自于网电。这一较为宽松的要求可能导致部分制氢项目可持续性表现偏低。

2) CCUS 产业发展规划

在碳源方面，CCUS 技术的研发和示范已被列入国家重点研发计划、“十四五”相关规划（如《“十四五”工业绿色发展规划》《减污降碳协同增效实施方案》等）以及国家适应气候变化战略。²⁹ 科技部 2019 年所发布的《CCUS 技术发展路线图》，^{iv} 曾提出“2035 年 CCUS 运营能力达到 1 亿吨，到 2040 年达到 3 亿吨”的目标。³⁰ 截至 2024 年 11 月底，中国已投运和规划建设中的 CCUS 示范项目超 120 项，CO₂ 捕集能力达 600 万吨 CO₂/ 年。³¹

目前中国 CCUS 项目主要集中在大型工业点源，如燃煤电厂、煤化工、炼油厂、水泥厂和钢铁厂等排放量大、浓度相对较高的行业。³² 从用途来看，捕集到的碳主要用于油田驱油（EOR）和地质封存。³³ 这一现状表明，当前中国大型 CCUS 项目虽然为电制 SAF 提供了短期的原料保障，但是在碳源、氢源等方面，仍需明确对电制 SAF 的可持续性标准。

3) 电制 SAF 产业规划及趋势

中国电制 SAF 产业刚刚起步，目前尚无商业化运营项目落地，大部分项目仍处于规划或建设阶段。我国目前规划了大量采用 PBtL（即既使用生物质又使用绿氢等电制原料进行 SAF 生产的项目）生产方式的 SAF 项目，例如中能建黑龙江双鸭山 SAF 一体化项目等，这部分项目在生物质篇报告中已做覆盖，本篇不再赘述。而完全使用 PtL 技术生产的 SAF 项目，^{34,35} 据公开信息统计，中国总计规划年产能超过 70 万吨。具体名单参见附页。

不过，鉴于目前中国的绿氢产业发展正经历从示范性项目到商业化生产的转型探索阶段，预计短期内绿氢的供给较为有限，加之较高的生产成本，中国的电制 SAF 产量爬升过程可能需要时间但长期来看，中国电解槽产业的产能和技术基础会成为打破该发展瓶颈的关键，据统计，截至 2024 年 9 月，中国占全球电解槽总产能的 60% 左右，约 32 吉瓦。技术方面，中国在碱性水电解制氢（ALK）、质子交换膜水电解制氢（PEM）领域均处于国际领先水平。³⁶ 在电解槽产能持续扩张的同时，电解槽的成本也在持续下降。据相关数据统计，通过持续不断的技术进步及成本优化，2024 年碱性电解槽（5MW 级）相比于 2023 年下降了 20%，质子交换膜电解槽（1MW 级）下降了 32%。电解槽成本的优化促进了绿氢及电制 SAF 产品的经济性的显著提升。

值得一提的是，业内也涌现了一些基于电制 SAF 理念的项目探索。如河南安阳顺力煤焦化公司的 CO₂ 制甲醇项目，该项目利用工业源捕集的 CO₂ 与焦炉煤气中的氢气，成功实现年产 11 万吨甲醇。³⁷ 虽然甲醇并非直接的航空燃料，且其使用原料也并非完全的“绿氢”，但该项目的成功运行，充分验证了利用 CO₂ 进行化学转化、生产燃料前体的技术路线和商业模式具备可行性，为中国未来电制 SAF 的生产积累了关键经验。

4.1.2 美国

美国将航空业确定为其气候战略的关键部分，设定了“到 2050 年实现航空业净零排放”的政策目标。³⁸ 在此背景下，SAF 被视为核心解决方案，其中电制 SAF 因其原料资源量不受限、减排潜力高，而被确定为减排的关键手段。如前文所述，电制 SAF 的发展高度依赖于绿氢和碳捕集、利用与封存（CCUS）两大产业的技术成熟度和成本经济性。特朗普政府的《大而美法案》虽然基本延续了拜登政府对这两大基础产业的支持政策，也一定程度保留了大规模的政策支持和财税补贴，但在核心的税务减免额度和有效期上进行了调整。这些调整后的政策虽然可以在未来两三年加速美国电制燃料的起步，但与全球其他地区一样，电制 SAF 仍然面临着来自技术和成本的挑战。

^{iv} 2024 年 12 月的二十一世纪议程管理中心发布了最新版的《CCUS 技术发展路线图》，但是暂未从公开信息源中找到原文。

1) 绿氢产业发展规划与趋势

美国绿氢产业的发展正面临多重考验，一方面以《通胀削减法案》和区域清洁氢能中心计划为代表的产业政策已被《大而美法案》取代，产业面临政策退坡，另一方面绿氢仍面临成本高昂、基础设施薄弱、产业体系不健全等挑战。

从政策来看，目前对绿氢产业有主要影响的政策有两个：一为 2023 年美国能源部（Department of Energy, DOE）发布的《美国国家氢能战略和路线图》（The U.S. National Hydrogen Strategy and Roadmap），该文件提出了“到 2030 年、2040 年、2050 年，清洁氢^v产量将分别达到 1000 万、2000 万、5000 万吨/年”的目标。³⁹ 另一个为《大而美法案》中对 45V、45C 等一系列条款的修改，如对清洁氢生产商提供最高 3 美元/公斤的税收抵免（第 45V 条）、对储氢设备、加氢站等企业提供投资税收抵免（48C）等，⁴⁰ 这些条款基本延续了拜登政府时期的规定，但缩短了政策有效期。

另外，拜登政府时期推出的《两党基础设施法案》BIL 还支持建立了区域清洁氢能中心（Regional Clean Hydrogen Hubs, H₂Hubs），计划共计拨款 70 亿美元用于支持七个氢能中心的建设和发展，并额外提供 10 亿美元用于需求侧激励，以确保清洁氢在下游得到有效应用。⁴¹ 但随着新一届政府上台，该计划面临着诸多变动。

从产业实际发展情况来看，目前，美国每年生产超过 1000 万吨氢气，但绝大部分都是通过蒸汽甲烷重整（SMR）工艺生产的灰氢。⁴² 截至 2024 年 1 月，美国已宣布的清洁氢能生产项目（不包括清洁氢能中心）总产能达到 1400 万吨/年。其中，电解水制氢项目产能为 600 万吨/年。⁴³

从地域分布看，项目主要集中在在可再生能源资源禀赋较好、天然气资源充沛且具备一定工业基础的地区。德克萨斯州和路易斯安那州尤为突出，据统计，两地已宣布的清洁氢产能占全美总量的 75%。⁴⁴ 比如德克萨斯州的氢城项目（GHI），计划年产绿氢 28 万吨，预计将于 2030 年投产。另外，⁴⁵ HIF Global 计划在德克萨斯州开发 Matagorda 电子燃料项目，计划年产绿氢 30 万吨，预计 2030 年投产。⁴⁶

然而，由于生产成本较高、先前 45V 政策不确定性较高以及缺乏承购协议等原因，只有少量项目进入了最终投资决定（FID）阶段，大部分项目仍处于早期开发阶段，甚至已宣告取消。比如，Air Products 公司于 2025 年 2 月取消了位于纽约州马塞纳的绿氢项目——该项目原计划利用 94 MW 水电，日产 35 吨绿氢。主要原因是 45V 对现有水电资质的认定存在争议，并且下游氢能交通市场发展缓慢。⁴⁷

如前文所述，在美国政府最新通过的《大而美法案》中，与绿氢相关的 45V 条款面临提前到期（2028 年 1 月 1 日后开工项目将无法获得减免，已开工项目暂时不受影响），这一方面可能增加绿氢行业发展的难度，另一方面也可能刺激企业未来三年内加速布局、对行业产生正面的影响。总结来看，未来考虑到通胀压力、政策实施挑战、以及 45V 提前到期的情况，美国绿氢产量预期面临较大不确定性。到 2030 年，如果仅依靠剩余的中心和独立项目，实现目标产量将是一项重大挑战。

2) CCUS 产业发展规划

美国 DOE 于 2021 年 11 月启动了“碳负排放攻关计划”（Carbon Negative Shot），提出到 2032 年要将二氧化碳移除（CDR）成本降至 \$100/t CO₂ 以下，并确保移除的碳能够持久封存（100 年以上），且达到十亿吨级别的规模。⁴⁸ 《通胀削减法案》《大而美法案》和《两党基础设施法案》同样为 CCUS 产业发展提供了财政支持。在《大而美法案》通过后，45Q 可为 CO₂ 提供最高 85 美元/吨（工业源捕集的 CO₂）和 180 美元/吨（DAC 捕集的 CO₂）的税收抵免。⁴⁹ 《两党基础设施法案》则计划投资 25 亿美元支持大型碳捕集示范项目，特别是在电力和工业领域的工业点源捕集。⁵⁰ 此外，《两党基础设施法案》还计划为区域 DAC 中心投资 35 亿美元，建设 4 个区域 DAC 中心，每个中心的年捕集能力至少达 100 万吨 CO₂。⁵¹ 目前已选定德州和路易斯安那州作为首批区域 DAC 中心，将获得合计 12 亿美元的资助。⁵²

^v 根据美国 DOE 发布的《美国国家清洁氢战略和路线图》（U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap），清洁氢（Clean Hydrogen）是指碳强度不高于 4kg CO₂/kg H₂ 的氢气，涵盖绿氢和蓝氢。

3) 电制 SAF 产业规划及趋势

目前，美国电制 SAF 技术处于全球领先地位，在各项政策的支持下，已有项目实现了商业化生产。不过，大部分项目仍处于规划或早期开发阶段，预计将在 2030 年前逐步投产。具体已规划产能可见附页。

美国 Infinium 公司位于德州的两个项目尤其值得关注。Project Pathfinder 项目是全球首个实现商业化运营的 e-fuels 工厂，并且已获得国际可持续发展和碳认证 (ISCC)。该项目每年可转化超过 18000 吨 CO₂，主要产品有电制柴油 (e-diesel)、电制石脑油 (e-naphtha) 及电制 SAF。⁵³ 据 RMI 调研了解，得益于美国目前的各项支持性政策，当前该项目的电制 SAF 价格约为 15 美元 / 加仑 (合约 35000 元 / t SAF)。另外，该公司还在推进第二个项目 Project Roadrunner，目前该项目已获得关键战略投资以及航空公司的长期购买协议，预计 2026 年底实现投产。⁵⁴

另一值得关注的项目是 HIF Global。该公司计划于 2027 年在德州建成一座约 140 万吨 / 年电制甲醇 (e-methanol) 的大型工厂。⁵⁵ 在此基础上，HIF Global 还计划在 2030 年前建成并投产一个电制 SAF 的项目，该项目将采用霍尼

韦尔 UOP eFinning™ 甲醇制航空燃料 (MTJ) 技术，将电制甲醇进一步转化为电制 SAF，规划产能为 51 万吨 / 年。⁵⁶

除大型电制 SAF 项目外，美国还涌现出一些极具创新性的项目。比如，World Energy 公司正在探索利用 HEFA 产线的副产 CO₂ 来生产电制 SAF。然而，与 Infinium 和 HIF Global 的项目相比，World Energy 的此项规划尚处于概念验证阶段，尚未发布详细建设方案。此外，Dimensional Energy、Lydian 等公司也正积极开展小规模试点项目。

综合来看，美国已围绕绿氢、CCUS 等电制 SAF 所需的基础产业建立了一套政策体系，但鉴于已经通过的《大而美法案》对电制 SAF 上下游产业的政策退坡，当前电制 SAF 的技术成熟度较低、生产成本较高的情况，预计 2035 年前实现大规模商业化生产的可能性较低。并且，区域清洁氢能中心、DAC 中心等政策的稳定性和延续性尚存风险，也使得美国电制 SAF 产业发展充满变数。

4.1.3 德国

欧盟针对 SAF 的应用和推广制定了严格的政策目标和时间线，而作为欧洲的工业中心之一，德国承担着带领欧洲实现绿色转型愿景的重要责任。同时，德国也将绿氢、电制燃料等相关产业视作实现自身产业升级、确保能源安全的重要战略。为此，德国在欧盟政策框架的基础上进一步提高了本国的发展目标——包括计划在 2030 年实现 2% 电制 SAF 掺混率、构建每年 20 万吨电制燃料产能等，同时加大了对电制燃料产业的投资和补贴，力图将德国打造为电制燃料产业的领军国家。不过从目前发展进度来看，德国已经大幅落后于其发展目标，其规划实现难度很大。

1) 绿氢产业发展规划

欧盟通过立法和政策框架为绿氢的发展提供了坚实的政策支持。在 EU Green Deal 和 Fit for 55 一揽子计划框架下，欧盟计划到 2030 年实现总共 40GW 的电解槽装机量，合约 1000 万吨的绿氢产能，同时从国际进口 1000 万吨绿氢，以此保证欧盟内每年共计 2000 万吨的绿氢供给，用于化工、交通、航空、储能等领域。

德国在此框架基础上，单独设置了本国的绿色氢能发展目标。2021 年，德国发布了国家氢能战略，计划到 2030 年建设共计 5GW 绿氢电解槽。2023 年，随着欧盟 REDIII 指令的发布，德国更新了国家氢能战略，将原本的 5GW 目标提高到了 10GW。此外，德国还计划额外进口 45–90 TWh (约合 140–270 万吨) 绿氢以支持国内需求。根据德国政府预测，2030 年时德国的绿氢需求将达到 95–130 TWh (约合 290–390 万吨)，其中 40–75 TWh (约合 120–230 万吨) 将用于甲醇、氨以及 SAF 的生产。

除宏观目标外，德国未来还可能为制氢企业提供一定的税收减免。根据 2025 年 6 月出台的欧盟清洁工业新政策

家补助框架 (Clean Industrial Deal State Aid Framework, CISAF) 规定, 欧盟各国将被允许在一定规则下对本国企业用电进行补贴^{vi}。在此新规则下, 德国目前计划自 2026 财年起, 对大型工业、农业、林业企业用电提供税收减免, 减免金额为 1.95 欧分 /kWh, 这一政策有可能小幅降低制氢企业的用电成本。⁵⁷

德国能否实现这一目标将取决于德国新能源电力装机量、储能技术成本、电解槽成本等多种因素, 其中每一个因素都面临极大不确定性, 实现该目标充满了变数。

2) CCUS 产业发展规划

德国当前正在起草《碳管理战略》(Carbon Management Strategy), 根据草案内容, 德国目前计划在 2035 年实现大约 100 万吨 / 年的碳捕集能力, 到 2045 年时 (届时德国计划实现目标) 实现碳捕集能力 7300 万吨。

根据全球碳捕捉与封存协会 (Global CCS Institute) 统计, 目前德国境内已有 CCS 项目 20 余处, 主要对水泥行业产生的二氧化碳做收集、运输与封存。不过, 目前此类项目的处理能力还十分有限, 处于早期探索阶段。⁵⁸

3) 电制 SAF 产业规划及趋势

德国的电制 SAF 产业政策和氢能、碳管理政策紧密相连, 目标和措施彼此呼应, 展现了德国产业综合规划的水平, 但这也意味着其中一个环节的缺失都可能阻碍电制 SAF 目标的实现。目前德国计划强制要求本国航空燃料中的电制 SAF 掺混率在 2026 年达到 0.5%, 到 2030 年时达到 2%, 大大高于欧盟 2030 年达到 1.2% 的目标。为了配合这一目标, 德国出台了《电转液体燃料路线图》, 目标在 2026 年供应 5 万吨电制 SAF, 2030 年供应 20 万吨。

目前, 根据 EASA 统计数据以及公开资料, 德国已宣布的电制 SAF 规划产能已经达到 59 万吨 (详细列表见附页)。不过, 根据欧盟航空安全局 EASA 统计, 截止 2024 年 9 月, 欧盟内部尚无一家电制 SAF 厂商通过最终投资决策阶段 (FID), 意味着从时间上来看, 德国已经不可能实现 2026 年的电制 SAF 目标, 且即便到 2030 年也很难有电制 SAF 厂商实际投产。⁵⁹

另外, 根据欧盟委员会 2024 年统计, 目前欧盟内部已经处于在开发状态 (under development) 的电制煤油 (e-kerosene) 项目不足 2030 年目标体量的 11%, 而投产 (Implemented) 和处于开放状态的绿氢项目产能总和也不及欧盟 2030 年目标的 15%。⁶⁰

按照目前趋势, 到 2035 年时德国真正能够实现的电制 SAF 产能可能十分有限。除非在此期间绿氢技术能够实现较大突破, 大幅拉低绿氢及其下游产品的生产成本, 否则届时德国的电制 SAF 产能将不会对全球 SAF 市场带来实质性贡献。

4.1.4 沙特

沙特阿拉伯是全球最大的石油生产和出口国之一, 其经济和能源体系长期高度依赖化石燃料。然而, 面对全球能源转型的宏观趋势和国内经济多元化发展的迫切需求, 沙特于 2016 年正式发布《愿景 2030》(Vision 2030), 提出将着力把非石油产业在 GDP 中的占比从当前的 16% 提升至 2030 年的 50%, 并于 2021 年进一步确立 2060 年碳中和的目标, 全面推动其经济结构与能源体系的低碳化转型。在此目标之下, 可再生能源与航空业被确定为核心产业, 而这将为电制 SAF 带来战略性发展机遇。

vi 规则包括: 电价补贴额度不可超过项目所在电网批发价格的 50%、补贴电量不得超过企业所用电量的 50%、总电价不得低于 5 欧分 /kWh, 且企业补贴所得中需有 50% 用作清洁技术投资等。

1) 绿氢产业发展规划

鉴于沙特绿氢产业尚处于起步阶段，本研究将沙特可再生能源产业的发展现状一并纳入分析，以便更全面地评估其未来绿氢产业发展潜力。

在可再生能源领域，沙特阿拉伯凭借独特的地理条件，拥有极佳的风光资源禀赋。其大部分国土为沙漠，常年日照充足，年有效光照时长可达 1700–2000 小时，光伏发电容量因子约为 20%；其东部处于波斯湾地区，平均风速高且稳定，陆上风能资源的年利用小时数约为 2500–2700 小时，容量因子约 30%。⁶¹

基于此资源优势，沙特制定了极具野心的可再生能源发展战略。“愿景 2030”提到，沙特计划到 2030 年将可再生能源装机容量提升至 130 GW，占全国电力装机的 50%，其中太阳能与风能分别规划装机 58.7 GW 和 40 GW。根据沙特风光资源的容量因子计算，若沙特可以实现该装机目标，则 2030 年时，光伏发电量可达 102.8TWh、风力发电量可达 105.1TWh。

凭借优质的风光资源和较为廉价的土地，沙特预计能够以相对较低的价格开发可再生电力，为电制 SAF 提供较为廉价的能源与原料。

然而，从当前的装机速度来看，沙特距离 2030 年目标仍有差距。能源结构上，2023 年沙特电力供应中化石燃料占比高达 98.6%，可再生能源仅占比 1.4%⁶²；装机规模方面，当前可再生能源装机容量约为 6.55 GW，预计 2025 年底将提升至 12.7 GW，与 2030 年 130 GW 的目标存在显著缺口。⁶³

在氢能领域，沙特也确立了积极的发展目标，但发展进度仍显不足。根据《国家氢能战略》（National Hydrogen Strategy），沙特计划到 2030 年实现氢气年产量 290 万吨（涵盖绿氢与蓝氢），并在 2035 年进一步扩展至 400 万吨，力争成为全球领先的氢气出口国以加速其经济多元化进程。然而，当前沙特绿氢产业仍停留在项目规划和建设阶段，缺乏实际产量支撑，其实际发展进度与未来潜力仍需持续跟踪评估。

总体来看，沙特凭借优越的风光资源和积极的政策布局，在可再生能源和绿氢领域具备良好发展基础，但当前产业化进展与其目标尚有明显差距。未来，随着大型项目的落地和技术成本的持续下降，沙特有望逐步释放其绿氢产业潜力。

2) CCUS 产业发展规划

在全球能源转型的大背景下，沙特阿拉伯作为传统油气资源大国，拥有数量庞大的油气相关资产。为规避资产搁浅，近年来沙特积极在碳捕集与封存 / 利用（CCUS）领域进行战略布局。

从政策层面来看，沙特政府正加速构建 CCUS 体系。沙特能源部宣布，到 2035 年将建成并运营至少 4400 万吨 / 年碳捕集能力的设施。⁶⁴ 同时，沙特还提出要将朱拜勒（Jubail）和延布（Yanbu）地区打造为全球领先的 CCUS 产业中心。⁶⁵

在项目层面，沙特已初步形成 CCUS 产业基础。根据国际能源署的 CCUS 项目数据库，目前沙特已建成 CCUS 项目规模约为 80 万吨 / 年，另有两个年捕集能力合计达 280 万吨的新项目计划于 2027–2028 年投入运营。⁶⁶ 具体的代表性项目包括：SABIC 自 2015 年起运营的 CCUS 项目，每年捕集 50 万吨二氧化碳，用于甲醇生产、尿素合成及液态二氧化碳供应⁶⁷；沙特阿美的 Hawiyah 碳捕集与封存项目，日捕集能力约 2334 吨（约合 85 万吨 / 年），捕获的二氧化碳通过 85 公里管道输送至 Uthmaniyah 油田，用于油藏压驱和碳封存⁶⁸；此外，沙特阿美主导的 Jubail 大型 CCS 项目计划于 2027 年开始投运，项目总规模达 900 万吨 / 年。⁶⁹ 在 DAC 领域，与其他大部分国家一样，沙特仍处于早期探索阶段。目前仅有沙特阿美与西门子在 Jubail 合作建设的首个 DAC 测试单元，年捕集能力 12 吨，该项目主要作为未来大规模应用前的技术试点，为 Jubail 和 Yanbu CCS 项目提供经验。⁷⁰

3) 电制 SAF 产业发展规划及趋势

虽然沙特目前还没有电制 SAF 项目，也缺乏相关的政策和规划，但是其整体能源转型能够为未来电制 SAF 的发展打造基础，随着全球 SAF 市场空间不断扩大，沙特的可再生能源产业政策、技术、产能将为电制 SAF 的生产和供给提供支持。

从航空业的角度分析，沙特对其航空业的战略构想需要 SAF 产业的配合才能落地。沙特依托“东联亚洲、西通欧洲”的地缘区位优势，将航空业确定为经济多元化的重要引擎。2023 年，航空业产值约 530 亿美元，占沙特 GDP 总量的 5.2%、非石油经济活动产值的 10%。⁷¹ 根据沙特的《国家航空战略》（Saudi Aviation Strategy）和《国家交通和物流战略》（The National Transport and Logistics Strategy），航空业在 GDP 中的占比预计将于 2030 年提升至 10%。然而，面对着持续增长的国际航空业务和日益严格的全球航空减排机制，尽管沙特目前尚未出台 SAF 专项政策，但未来发展 SAF 产业已成为满足合规需求、实现航空业可持续发展的必然选择。

在能源转型方面，沙特构建了相对完善的政策体系，为电制 SAF 的发展提供了基础。为实现上述发展愿景，沙特政府相继出台了一系列具体的政策规划，包括《国家可再生能源项目》（National Renewable Energy Program）、《沙特绿色倡议》（Saudi Green Initiative）等，将可再生能源、氢能、CCUS 确定为支撑其转型的关键抓手，并设定了相对清晰的发展路径和阶段性目标，为电制 SAF 产业在沙特的发展创造了有利的政策基础和技术储备。

展望 2035 年，沙特的 SAF 产业在技术路径上应以电制 SAF 为主导，原因有三：其一，从原料条件看，沙特大部分国土为沙漠和盐碱地，农业基础薄弱，难以支撑生物质 SAF 所需的大规模纤维素原料供应；其二，从资源匹配性看，沙特是一个严重缺水的国家，而依托生物质的 SAF 路线需要消耗大量淡水来供应作物生长，电制 SAF 路径所需水量则显著低于其他几个技术路线（约为 4 L H₂O/kg SAF，对比之下，如果把农作物生长的用水需求考虑进去，则 AtJ 路线的需水量约为 20–24 L H₂O/kg SAF，HEFA 的约为 40–50 L H₂O/kg SAF⁷²），更符合沙特水资源紧缺的现实情况；其三，从产业基础看，电制 SAF 路径下 MtJ 和 FT 工艺所生产的合成产物都需进一步加工，沙特可依托其现有的化石燃料基础设施完成合成产物的加工，大幅降低了投资成本。

从供给侧来看，沙特的资源禀赋为电制 SAF 产业提供了可观的理论发展潜力。若沙特能够实现政策所设定的 2030 年可再生能源装机容量目标，那么仅利用其中 10% 的可再生电力，便可生产绿氢约 230 万吨 / 年，折合 SAF 的理论生产潜力约为 300 万吨 / 年。

从需求侧来看，沙特 SAF 市场将主要由国际航线的合规需求推动。根据沙特民航局数据，国际航班旅客占比高达 97.2%，并且国际航线的航油消耗远高于国内航线，这意味着沙特未来航油需求将继续高度集中在国际航线。⁷³ 2023 年，沙特航油消耗量达 347.8 万吨，⁷⁴ 预计在年均 3% 的增长率下，到 2035 年将接近 495.6 万吨。假设在 CORSIA 体系下，沙特在 2035 年的减排目标大约为 20%，则 2035 年沙特对 SAF 的潜在需求最多可以达到 100 万吨。

然而，尽管理论产能可观，但沙特目前可再生电力绿氢项目整体推进缓慢，且未针对 SAF 形成明确的政策扶持机制，更未见电制 SAF 规划项目，更为关键的是，电制 SAF 在成本上仍远高于传统化石航油，尚不具备规模化发展基础。因此，尽管电制 SAF 在沙特具备中长期发展优势，但要在 2035 年前形成实质性规模化供应，仍需解决政策、成本等方面的重重挑战。

4.2 2035 年主要国家电制 SAF 成本构成分析

电制 SAF 的成本可以大致分为绿氢成本、二氧化碳成本、设施 CAPEX 和 OPEX 几个主要部分，其中绿氢成本占比最大，也是电制 SAF 生产过程中最难以压缩成本的环节。此外，为便于比较不同国家及技术路径下的 SAF 生产成本，本研究统一采用捕集 CO₂+ 绿氢转化得到合成气，再经过费托技术路线条件下 10 万吨 / 年 SAF 的生产规模来进行测算。为最大程度优化成本结构，并体现当前 SAF 生产技术的发展水平，模型采用相对较高的产品选择性数据，考虑到副产物收率低，且售价远低于主产物 SAF，为简便计算成本，本研究未将副产品收益纳入成本测算。

绿氢的高昂成本主要源于新能源的波动性，以及由此带来的可再生电力设施利用率和制氢设备利用率之间的矛盾。

风光发电设施无法做到全天 24 小时运行，发电功率会随着天气变化出现波动，导致设备利用率不足。较低的利用率不仅会推高设备的折旧成本，更重要的是会拉高土地成本：新能源电力设施通常需要大量土地资源，而如果设备利用率偏低，则意味着能源生产需要更长的时间，进而产生更多的土地租金。因此，风光项目通常追求最大化利用可再生电力，尽量压低弃风弃光率，以追求最低的发电成本。

而在制氢环节，电解槽等设备也面临类似的问题，为了压缩设备成本、保证氢气稳定供应，电解槽的设备利用率也需要尽量实现最大化。但由于可再生电力的发电曲线与电解槽的负荷曲线并不匹配，这就导致可再生电力设施和制氢设备的利用率很难同时保证：超配风光、提高可再生电力装机，能够增加制氢设备的利用率，但会带来更高的弃风弃光率。如果增加电解槽，则可以尽量多地消纳风光资源，但会降低制氢设施的利用率。

此外，可再生电力的波动性还带来了平衡压力。目前主流的碱性电解槽技术难以应对负荷的大幅度波动，电解槽设备虽然可以通过阵列调节的方式适应电力功率的变化，但仍然需要较为平滑、稳定的电力输入曲线，电力的剧烈波动可能造成电解槽设备损坏。因此，可再生电力设施还需要配套额外的调峰、调频、备用等辅助服务来帮助可再生电力消纳，带来额外的电力消纳成本。

解决波动性问题最直接的方法是配套储能设施，以此作为发电设施和制氢设施之间的“蓄水池”，起到匹配供需、平滑曲线的作用，但储能设备通常造价高昂，会带来较高的成本。除了储能之外，在一些特殊情况下波动性问题也可以得到解决，例如部分制氢设施选择利用网电来提高设备利用率和提供辅助服务；而在一些土地价格十分低廉的地区，可再生电力设施的利用率问题可能不再重要。这些因素都给绿氢成本的估算带来了更多影响因素。

正因如此，不同国家在风光制氢时会根据自身情况选择不同的制氢策略，进而得到不同的制氢成本。本篇研究将结合四国的政策和自然资源情况估算其电制 SAF 成本，尤其是绿氢部分的成本。需要注意，由于各国电制 SAF 均处于初步发展阶段，可供研究的数据和样本都十分有限，因此预测数据的准确度也收到限制，研究更多是对电制 SAF 未来的成本发展趋势和大致范围做判断，各国的数据均参考了本国的相关研究成果和测算。

4.2.1 中国

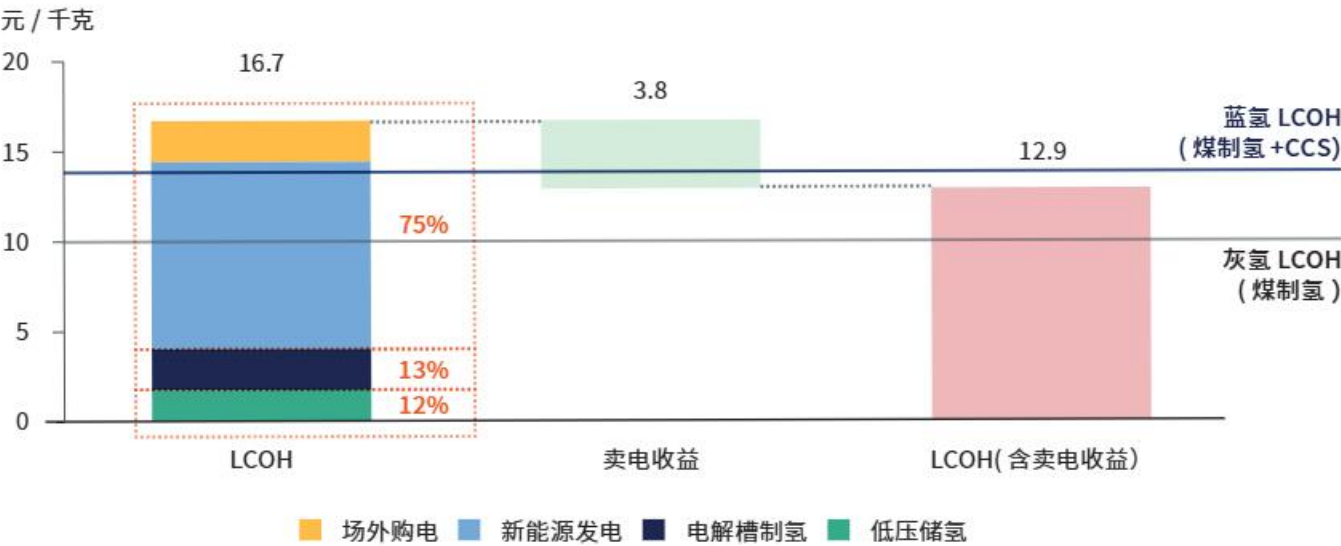
在绿氢成本方面，根据《中国氢能发展报告 2025》统计，2024 年中国低碳氢气（包括电解水制氢、副产氢、甲醇裂解制氢等）生产端平均成本已降至 27 元 / kg 左右，终端应用价格 45 元左右。⁷⁵ 不过，并非所有低碳氢气都能满足电制 SAF 对可持续性方面的要求。如果想要实现电制 SAF 相对化石燃料减排，作为主要原材料的氢气碳排放至少要低于 4.9kg CO₂/kg H₂（假设其他环节不产生额外碳排放）。即便在使用电解制氢技术的情况下，想要达到这一标准，也需要严格控制制氢所用电力排放因子。因此本篇研究将主要研究以可再生电力为主要电力来源的制氢项目生产成本。

目前中国绿氢制氢成本最低的项目均集中在内蒙古，内蒙古优质的风光资源、廉价的土地资源以及优惠的支持政策为风光制氢项目提供了独一无二的理想环境，当前内蒙风光制氢一体化项目的制氢成本大约为 20 元 / kg 左右，在全球范围内来看，属于制氢成本水平较低的地区之一。

内蒙的优势一方面来自于其较高的风光小时数。内蒙拥有辽阔的草原和沙漠，风能和太阳能资源丰富。内蒙古的风能资源主要分布在西部地区的典型草原、荒漠草原及荒漠区域，具有年平均风速高且稳定的特点，2022 年全区的风电实际利用小时数在 2,500 小时以上，部分区域的风电实际利用小时数可以超过 3,000 小时。⁷⁶ 另一方面，内蒙古也是全国太阳能辐射最强的地区之一，固定式发电最佳倾斜面总辐照量平均值约 2,000kWh/m²，利用小时数超过 1,600 小时，均位列全国第二。⁷⁷ 在风光打捆的情况下，总小时数可以超过 4000 小时。另一方面，内蒙的土地价格也极大增强了制氢项目的经济性。根据本报告调研，在当地政府的支持下，内蒙风光项目土地年租金仅为 200-300 元 / 亩左右，而部分项目甚至更低，近乎于免费使用土地。^{vii} 全国来看，内蒙土地成本远远低于其他省份，甚至只有部分南方省份土地租金的十分之一。低廉的土地价格不仅可以降低制氢成本中土地租金的部分，同时也允许制氢项目整体以更低的利用率运行，而不必考虑上文提到波动性导致的利用率不足的问题，项目也就无需额外投资储能设备，进一步降低了制氢成本。

目前，根据内蒙政策要求，风光制氢一体化项目网电下网电量不得超过 10%，因此制氢项目基本上不依靠网电来提供主要的制氢能源，仅将网电作为保证电力供给安全平稳的保障电源，依靠电网提供辅助服务，项目下网电量在 5% 左右。在此政策下，内蒙风光制氢一体化项目的氢气碳排放为 0-3.4kg CO₂/kg H₂ (根据生态环境部数据，内蒙当地电网排放因子约为 0.6849)，结合低碳排放的 CO₂ 原料，其合成的 SAF 能够满足中国正在制定中的 SAF 可持续性标准中减排水平至少达到 10% 的要求。

图表 10 理想情况下内蒙古制氢成本测算



数据来源: 落基山研究所

根据以上条件可以计算，一个联网风光制氢一体化项目，在内蒙的制氢成本在最理想的情况下，可以实现 16.7 元 / kg H₂。也即生产一吨的电制 SAF，其中氢气的成本约为 13193 元 / t SAF。到 2035 年时，预计这一成本会进一步下降，达到 11060 元 / t SAF。

在二氧化碳成本方面，不同碳源和不同捕集规模下的成本变化范围较大。根据 2023 年中国二氧化碳捕集利用与封存年度报告，电力、水泥行业的捕集成本较高，分别为 200-600 元 / 吨 CO₂ 和 305-730 元 / 吨 CO₂，而煤化工和石油化工领域的捕集成本相对较低，为 105-250 元 / 吨 CO₂。⁷⁸ 2024 年中国二氧化碳捕集利用与封存年度报告则对 2035 年碳捕集成本进行了分情景的预测，预测届时碳捕集成本范围为 60 (工业源) -400 (DAC) 元 / 吨。⁷⁹

vii 不同地方的土地资源及成本存在一定的差异，由于土地成本对风光制氢一体化项目的总成本影响较大，所以目前大多数项目均会选择土地成本较低的地块进行项目开发和建设

据此计算，2035 年单吨电制 SAF 所需碳源成本约为 406–2708 元。^{viii}

其他成本方面，由于电制 SAF 项目与中国生物质气化 SAF 项目一样以费托技术为主，因此参考生物质类似项目的成本（详情见同系列生物质 SAF 报告），目前资本支出和其他运营支出（包括人力和电力等）大约为 4300 元 / 吨 SAF，2035 年预计将下降到 3900 元 / 吨 SAF。

综上所述，中国电制 SAF 的综合成本约 18200–22400 元 / t SAF；估算到 2035 年时，成本可下降至 15400–17700 元 / t SAF。

图表 11 中国电制 SAF 成本估计^{ix}

时间	氢气成本范围中位数 (元/吨SAF)	碳成本 (元/吨SAF)	CAPEX (元/吨SAF)	OPEX (元/吨SAF)	总成本 (元/吨SAF)
2025	13193	711 (工业捕集) –4942 (DAC)	2955	1345	18204–22435
2035	11060	406 (工业捕集) –2708 (DAC)	2660	1240	15366–17668

4.2.2 美国

在绿氢成本方面，美国 DOE 发布的“氢能攻关计划”（Hydrogen Shot）提出了到 2031 年将清洁氢气^x成本降至每公斤 1 美元的目标。⁸⁰ 而根据美国 DOE 在 2024 年预测，2025 年美国清洁氢气成本约 5–6 美元 / kg（不包含补贴和税收减免），也就是说要在十年内将成本降低 80%，实现这一成本目标极具挑战。⁸¹ 不过，45V 条款在《大而美法案》中被提前取消，当相关激励退坡后，45V 中对绿电制氢的要求也将不再具有约束力，届时制氢项目有可能使用更便宜、但未必完全可再生的电力制氢，从而在牺牲部分可持续性的前提下，实现清洁氢气生产成本的下降，以抵消 45V 税务减免政策取消带来的影响。而基于当前技术发展和市场趋势的预测，美国 DOE 认为 2035 年绿氢成本有望下降到 3–4 美元 / kg H₂。⁸² 按照这一预测计算，当前电制 SAF 生产成本中，绿氢成本大约为 30415 元 / t SAF，到 2035 年时成本有望下降到 19355 元 / t SAF。

在二氧化碳成本方面，根据碳源的不同，美国碳捕集成本呈现巨大差异。对于发电厂和水泥、钢铁等工业设施产生的 CO₂，捕集成本在每吨 40 至 120 美元之间。⁸³ DAC 技术由于处理的是浓度极低的常温空气，成本较高。国际能源署（IEA）2019 年数据显示 DAC 碳捕集成本为 134–342 美元 / 吨⁸⁴；波士顿咨询公司（BCG）在 2023 年发布的报告称 DACCS（带 CCS 的直接空气捕集，包括 DAC 捕集、运输、储存）的总成本为 600–1000 美元 / 吨。⁸⁵ 为了准确体现不同碳源的成本，本研究取当前工业碳源成本为每吨 40 美元、DAC 为每吨 240 美元，对应当前美国单吨制 SAF 所需碳成本为 1896–11374 元。

未来美国碳捕集成本预测呈现下降趋势，但也存在显著的不确定性，尤其是在 DAC 领域。美国 DOE 设定了非常积极的成本削减目标，其点源碳捕集计划旨在到 2025 年将成本降至每吨 CO₂ 40 美元以下，到 2035 年降至每吨 30 美元以下。⁸⁶ 这体现了 DOE 推动技术突破的决心，但与其他预测相比显得相当激进，实现难度极大，需要依赖革命性的技术突破。考虑到当前成本和更温和的学习曲线假设，比如美国环保署（EPA）模型中预测的未来

^{viii} 由于中国目前大部分工业行业尚未加入碳市场，在欧盟现行标准下只有 DAC 和 BECCS 这两种方式获得的二氧化碳能够符合欧盟的燃料减碳标准。

^{ix} 以内蒙古制氢成本为基础计算

^x 清洁氢气指全生命周期二氧化碳排放值低于 4 kg CO₂ / kg H₂ 的氢气，既包括直接排放，也包括间接（induced）排放，涵盖蓝氢和绿氢。

10–15 年成本下降 20%。⁸⁷ 因此本研究取 2035 年工业碳源的成本为每吨 32 美元。对于 DAC 技术，Heirloom 公司声称其技术有望在 2035 年达到每吨 50 美元⁸⁸，或至少达到每吨 100 美元⁸⁹。不过，全球碳捕集与封存研究院（GCCSI）的模型显示，低成本情景下 DACCS 成本约为每吨 137 美元，高成本情景则高达每吨 412 美元。⁹⁰ 这种巨大的差异反映了对技术进步速度、政策支持力度和市场发展规模的高度不确定性。本研究取 2035 年 DAC 碳源的捕集成本为每吨 200 美元（合约 1400 元 / 吨 CO₂）。据此计算，2035 年美国单吨电制 SAF 所需碳成本为 1516（工业）和 9478（DAC）元 / 吨 SAF。

其他成本方面，由于电制 SAF 同样采用 FT 和 MtJ 技术，与生物质 SAF 路线有共通性，因此参考生物质类似项目的成本（详情见同系列生物质 SAF 报告），资本支出和其他运营支出（包括人力和电力等）大约为 6300 元 / 吨 SAF，2035 年预计将下降到 5706 元 / 吨 SAF。

综上所述，当前美国电制 SAF 的理论综合成本约 38611-480890 元 / 吨；到 2035 年时，预计电制 SAF 的成本约 26577-34539 元 / 吨。

图表 12 美国电制SAF成本估计（不包含各项补贴和税务减免）^{xi}

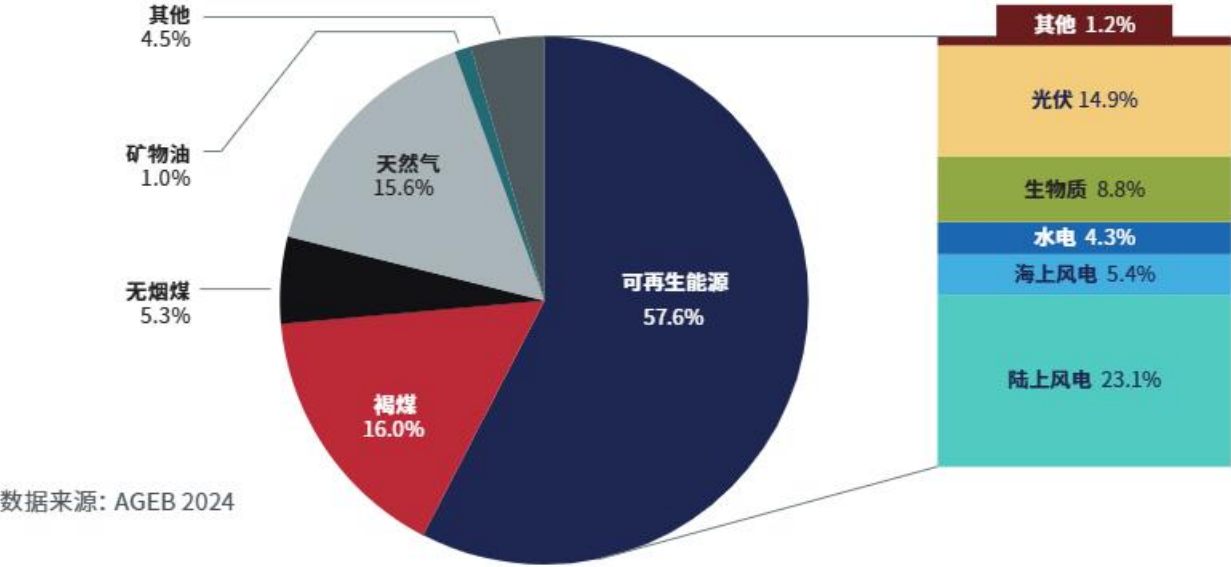
时间	氢气成本范围中位数 (元/吨SAF)	碳成本 (元/吨SAF)	CAPEX (元/吨SAF)	OPEX (元/吨SAF)	总成本 (元/吨SAF)
2025	30415	1896 (工业捕集) -11374 (DAC)	4533	1767	38611-48089
2035	19355	1516 (工业捕集) -9478 (DAC)	4080	1626	26577-34539

不过，以上数据仅代表理想状态下常态化生产（第 N 个设施投产）时的理论成本计算。根据 RMI 与某一在建美国电制 SAF 生产商的调研，该厂商预计在其 2027 年左右投产时，在不考虑任何补贴的情况下，生产成本在 23 美元 / 加仑（合约 54000 元 / 吨 SAF）。

4.2.3 德国

在本篇报告研究的四个国家中，德国电网中可再生电力的占比最高，新能源电力发展程度最深，其发展过程中遇到的经验与困境可以为其他国家提供参考。

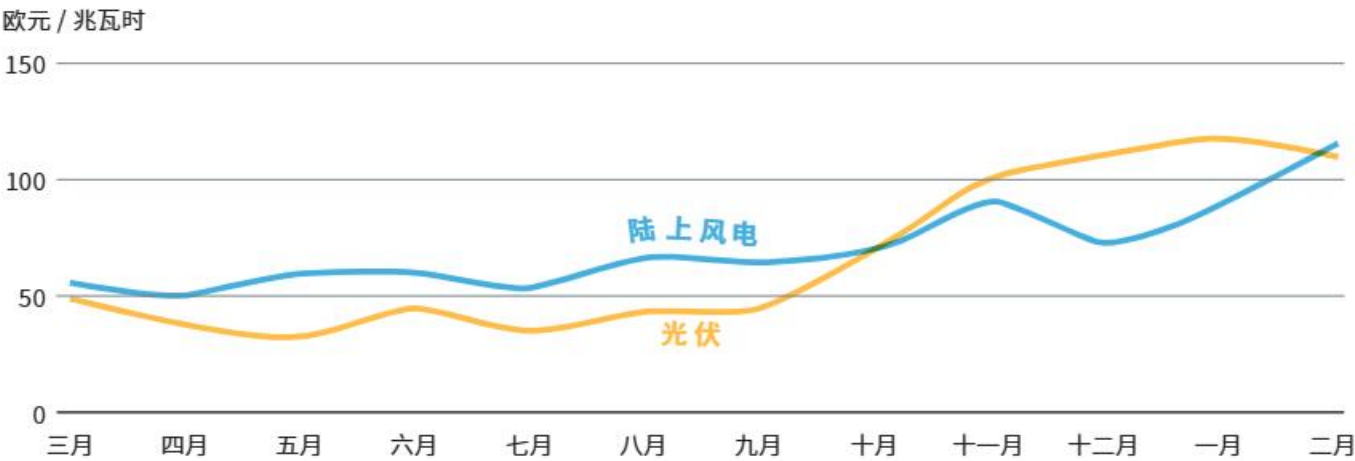
图表 13 可再生能源在德国2024总发电量中占比超过57%



xi 以美国 DOE 测算氢气成本为基础计算

根据 Agora 测算，德国目前绿氢生产成本大约 4.7–12.4 欧元 /kg H₂，而到 2030 年时，制氢成本将下降至 3.1–7.6 欧元 /kg H₂。不过，根据本篇研究测算，Agora 这一数据较为乐观，德国氢能价格可能更接近与 Agora 估算结果中的上限，而非下限。当前德国风、光电力度电成本大约为 0.06–0.08 欧元 /kWh⁹¹，也是 Agora 计算制氢成本下限的主要依据，但如上文所述，这一数字并不能反映实际的新能源电力用电成本。度电成本只反应可再生电力的发电价格，消纳可再生电力还需要辅助服务成本、输配电成本等各项支出。2025 年上半年德国可再生电力的中长期合同（PPA）价格大约为 70 欧元 /MWh，与德国电力期货价格平均价格基本无异，也即当通过 PPA 使用可再生电力时，其成本并不比网电更便宜。因此，参照 2025 年初目前德国工业用电平均成本（不含减免）约 17–19 欧分 /kWh，则每通过网电 PPA 生产 1kg 氢气，至少应花费电力成本 8.5–9.5 欧元（约 68–75 元人民币）。如果按照直连电力与网电 PPA 比例为 1:1，制氢总成本应达到 8（碱性）– 10（PEM）欧元 /kg H₂（约 64–80 元人民币）。据此计算，生产一吨电制 SAF 仅氢气成本就将至少达到 6400 欧元（约 50000 元人民币）。到 2035 年，预计氢气价格可以下降至 5 欧元 /kg 左右，则生产一吨电制 SAF 氢气成本约 4000 欧元（约 32000 元人民币）。

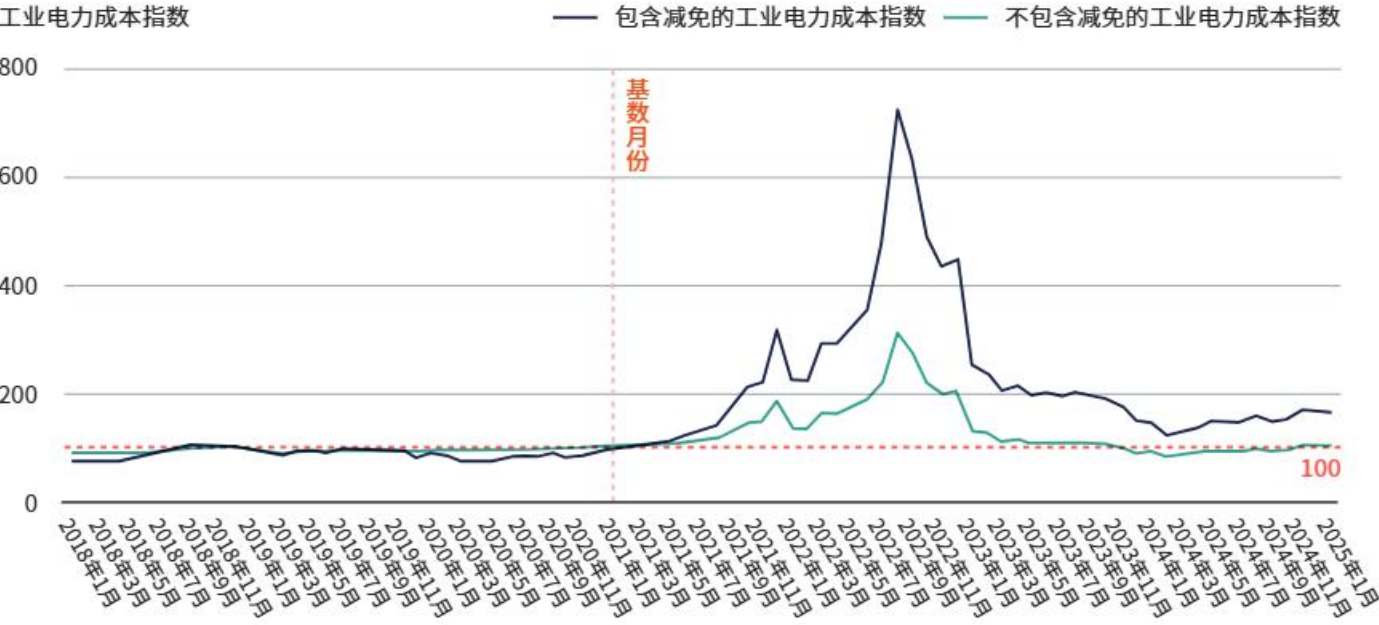
图表 14 2024.03–2025.02德国可再生电力平均售电价格（Capture Prices）



数据来源: Entsoe。制图: Synertics

德国制氢成本之所以大幅高于中美两国，一方面原因在于其设备成本、人力成本等均偏高，另一方面则是由于欧盟对于制氢（及其他 RFNBO）的要求更为严格。在欧盟政策下，可再生电力制氢项目不仅要满足碳减排目标，且其所用电力必须完全来自于可再生电力。例如，全球首个通过 ISCC 认证的绿色甲醇项目——丹麦 Kassø PtX 设施，其电力来源为一半为可再生电力直连，另一半则来自于 PPA。⁹² 由于欧盟要求制氢项目 PPA 需要满足新增性、时间相关性、空间相关性，因此成本偏高。而在其他国家，制氢项目通常不必完全使用可再生电力，可以通过与大电网互动、灵活控制上网、下网电量来控制发电和制氢项目的利用率，进而省去部分可再生电力消纳和制氢成本。此外，欧洲电网系统中的高可再生能源比例也提高了用电成本。如上文所述，可再生电力存在波动性问题，随着电网中可再生能源比例的提高，电网消纳可再生电力的难度也会不断提高，电网为了保证电网稳定，需要投入更多的边际消纳成本。当制氢项目不得不依赖电网购电时，就同时需要承担电网提供的各项服务的成本。未来，随着制氢设备灵活性的提高、能够适应可再生电力的波动性，制氢项目脱离大电网存在，才能实现更低的综合成本。

图表 15 德国工业电力成本指数，电力价格呈上涨趋势（包含减免，即深蓝色曲线）。除去俄乌冲突的主因外，新能源电力占比的快速增加也加重了电网的负担，需要付出额外的成本用以保证电网稳定。



相比于用氢成本，德国电制 SAF 生产中的其他环节成本仅略高于其他国家：二氧化碳如果来自于水泥行业碳捕集，^{xii} 则最低成本可以低至 38 欧元 / 吨 CO₂⁹³，而如果应用 DAC 技术，则成本则普遍高于 135 欧元 / 吨；CAPEX 和 OPEX 成本方面，欧盟 FT 工艺成本相比中国略高，整体约为 1000 欧元 / 吨 SAF⁹⁴

据此测算，德国的电制 SAF 成本目前大约为 61263–66515 元 / 吨 SAF（约合 7471–8112 欧元 / 吨 SAF），这与 EASA 所发布的《2023 年欧洲 SAF 市场报告》所提供的 6600–8700 欧元 / 吨的电制 SAF 价格较为吻合。⁹⁵ 而到 2035 年时，随着储能技术的进步，估计届时 SAF 生产成本将下降至 41085–45285 元 / 吨 SAF（约合 5008–5521 欧元 / 吨 SAF）。

图表 16 德国电制SAF成本估计^{xiii}

时间	氢气成本范围中位数(元/吨SAF)	碳成本(元/吨SAF)	CAPEX(元/吨SAF)	OPEX(元/吨SAF)	总成本(元/吨SAF)
2025	51000	2058(工业捕集) – 7311(DAC)	5638	2566	61263 – 66515
2035	32000	1650(工业捕集) – 5850(DAC)	5074	2361	41085 – 45285

如果考虑到德国未来将对大型用电工业企业实施的税务减免政策，1.95 欧分 / kWh 的减免额度能够将氢气的用电成本减少大约 1/10，则每吨 SAF 可以减少大约 3000–5000 元的生产成本。不过，即便如此，德国电制 SAF 成本依然与其他国家有较大差距。

xii 欧盟现行规定下，工业捕集二氧化碳可以使用，条件是该工厂已经在碳市场的监管范围内，且捕集的二氧化碳未曾作为碳市场履约兑现相应权益。

xiii 按照绿电直连电力与德国当地电网 PPA 电力 1:1 进行电解水制氢成本估算。

4.2.4 沙特

沙特拥有优越的风光资源禀赋和相对完善的可再生能源政策体系，随着未来沙特可再生能源、绿氢和 CCUS 等关键产业不断规模化发展，电制 SAF 的成本竞争力有望持续提升。

在氢气成本方面，沙特依托自身的风光和土地资源，在绿氢生产方面具有一定优势。阿卜杜拉国王石油研究中心 (KAPSARC) 对于沙特的综合测算显示，在太阳能配合碱性电解槽的情况下，绿氢的生产成本可低至 2.16 美元 / 千克，预计到 2030 年进一步下降至 1.5 美元 / 千克，并在 2050 年有望降至 1 美元 / 千克。^{xv} 为验证规模化制绿氢的可行性，沙特正在推进标志性项目——沙特公共投资基金 (PIF) 投资 50 亿美元建设的 NEOM 绿氢项目，预计氢气生产成本约为 3.27 美元 / 千克。^{xiv, 97} 但是，以上列举出的沙特绿氢成本测算基本没有考虑储能、输配电、超配可再生能源等方面的成本，测算仅凭离网可再生电力的度电成本，普遍偏乐观，无法反映出当前电制 SAF 项目的真实成本水平。

因此，本研究根据沙特的商业用水价格、KAPSARC 给出的绿氢项目的 CAPEX、沙特风光小时数，并据此估算超配等方面的成本，对目前沙特绿氢的生产成本进行了测算。如果沙特风光项目可以有效利用沙漠、荒漠等未利用土地，则土地成本可以大幅压缩，最终制氢成本可以低至 3.5–4 美元 / kg (约 25–30 元 / kg) 左右。以此推算，当前单吨电制 SAF 所需的氢气成本约为 21000 元。而 2035 年时，随着绿氢的规模化发展，预计其生产成本可降至 2.7 美元 / kg (19 元 / kg)，则电制 SAF 的氢气成本约为 15010 元 / 吨 SAF。

在碳源方面，预计沙特电制 SAF 的主要碳源将来自于工业领域的固定源排放。由于沙特拥有丰富的油气资源，目前境内电力系统几乎全部依赖化石燃料发电，短期内以城市固废为原料的生物质发电规模有限，故本研究不考虑生物质碳源。此外，虽然沙特已有 Aramco 与西门子合作建设的小规模 DAC 项目，但年捕集量仅为 12 吨，因此在短期内，DAC 预计成本将偏高，估算将超过 200 美元。参考已有文献，沙特平均工业碳源的捕集成本约为 69 美元 / 吨 CO₂，其中合成氨行业的捕集成本最低，仅 10 美元 / 吨 CO₂。⁹⁸ 据此计算，当前单吨电制 SAF 的碳源成本约为 474–14213 元 / 吨 SAF。而到 2035 年，随着碳捕集技术的持续发展，预计每吨电制 SAF 的碳源成本将下降至 379–11370 元 / 吨 SAF。

在资本支出方面，由于目前沙特本地尚无已投运的电制 SAF 示范项目，本研究借鉴了中美两国的成本水平，预计单位电制 SAF 的 CAPEX 和 OPEX 会产生约 7127 元 / 吨 SAF 的成本。预计到 2035 年，随着电制 SAF 产业的规模化发展，该部分成本可降至 6459 元 / 吨 SAF。

综合以上各部分测算结果，短期内沙特电制 SAF 的综合成本最低为 28601 元 / 吨^{xv} 展望 2035 年，沙特电制 SAF 的成本最低 21848 元 / 吨 SAF。

图表 17 沙特电制SAF成本

时间	氢气成本范围中位数 (元/吨SAF)	碳成本 (元/吨SAF)	CAPEX (元/吨SAF)	OPEX (元/吨SAF)	总成本 (元/吨SAF)
2025	21000	474(工业捕集) – 14213 (DAC)	4898	2229	28601 – 42340
2035	15010	379(工业捕集) – 11370 (DAC)	4408	2051	21848 – 32839

xiv 假设风光装机配比 1:1

xv 电制 SAF 成本测算均参照 PtL 费托合成工艺的生产流程参数，每生产 1 吨 SAF 需消耗氢气 0.79 吨、6.77 吨二氧化碳

五、未来全球SAF市场发展趋势预测

5.1 2035 年全球电制 SAF 供给与需求预测

本文对四个主要研究对象国家的电制 SAF 生产规模和成本做了初步预测，从当前的发展大趋势来看，2035 年时预计电制 SAF 产业仍将处于发展早期阶段，生产规模有限，且很难与生物质 SAF 直接竞争。

从技术角度来看，阻碍电制 SAF 发展的难点并不在于合成燃料环节：尽管合成燃料技术中催化剂、碳捕集的效率仍需不断提升，但化工技术，如费托合成等，在煤制油等传统工业领域已实现多年的规模化生产。电制 SAF 发展之所以缓慢，主要还是受到了制氢环节的限制。可再生电力制氢是一项复杂的系统性工程，与新能源电力应用、储能技术发展、新型电力系统搭建等多个复杂议题息息相关，并非单一技术突破就能解决。

当前四个国家均出台了氢能长期发展政策，制定了一系列氢能产能目标。中美等国也已开发了一系列绿氢项目，且实现了相对可观的产能。不过，各国拥有的可再生电力制氢能产能对于 SAF 产业来说仍然十分有限，且使用可再生电力生产的氢气价格过于昂贵，仅氢气的原料价格就可能超过生物质 SAF 的产品价格。

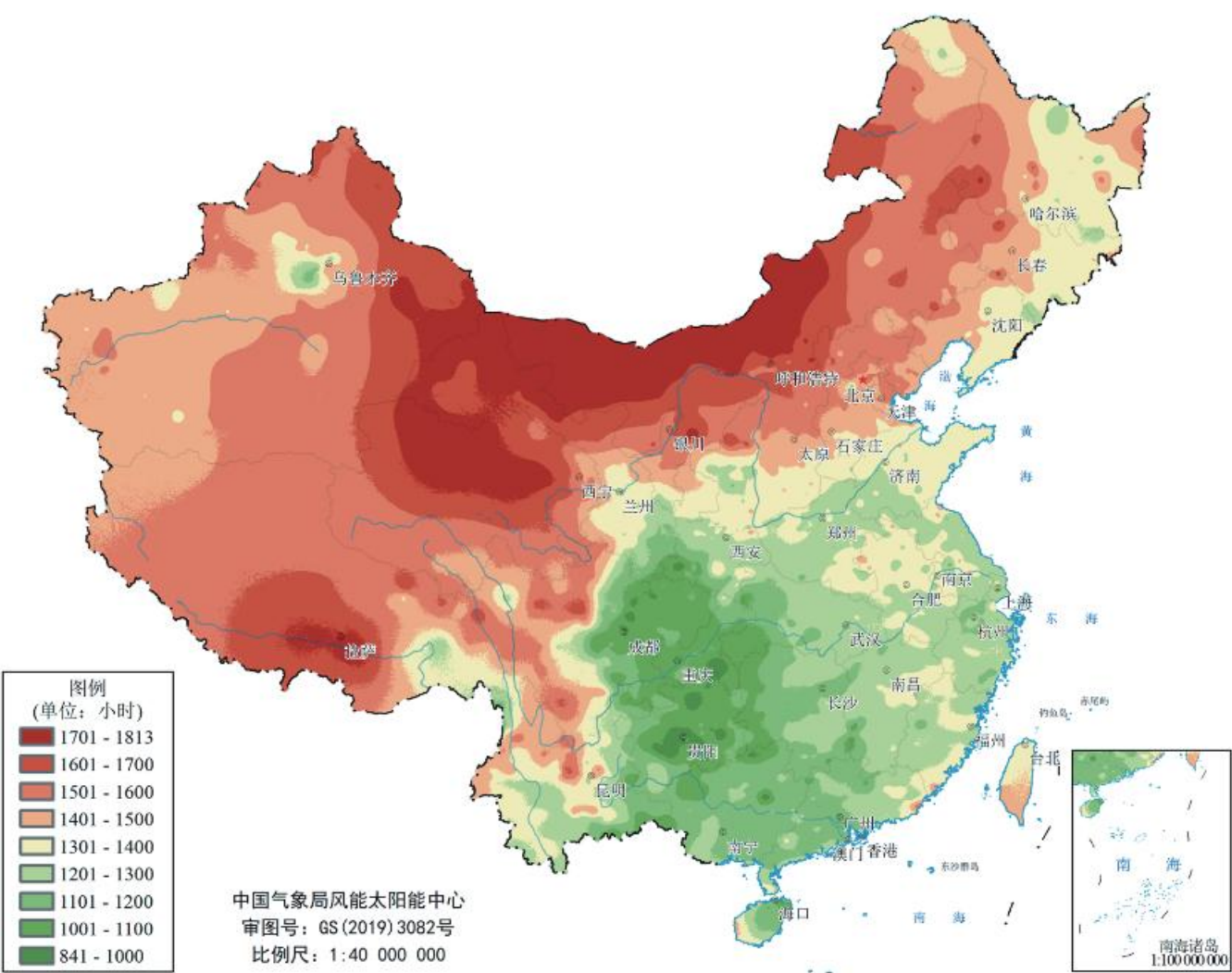
2035 年时，随着储能技术进步和电解槽成本下降，预计可再生电力制氢技术会得到更大范围的应用。在中国，可再生电力制氢成本预计将下降至 14 元 /kg 左右，并将初步应用于重型道路交通、炼钢、化工等能够直接应用氢能的领域，电制甲醇也可能在远洋海运场景内实现广泛应用。对于全球电制 SAF 产业而言，2035 年时氢能的成本预计仍将偏高，全球大多数国家预计生产成本在 2 万元 / 吨以上，而中国凭借设备成本优势和风光、土地资源优势，有望将成本降到 15000 元 / 吨左右。

在此价格下，航司对电制 SAF 的意愿相对较低。如果欧盟强制政策落实，到 2035 年预计会产生 250 万吨的电制 SAF 需求。而中、美、德目前已规划的潜在电制 SAF 产能（包括暂时计划使用生物质合成气为原料的费托 /MtJ 装置）已经超过 400 万吨，理论上能够满足需求。但高昂成本下，政策能否完全执行、产能能否按计划投产，还存在一定的不确定性。

5.2 中国在电制 SAF 市场中的角色

尽管站在当下的角度去分析 2035 年全球电制 SAF 的产业格局，电制 SAF 产业发展情况可能会落后于各国的政策规划，但未来电制 SAF 仍然有广阔的发展前景。可再生电力 + 电制燃料的组合能够帮助航空等行业实现减排，也能够发挥储能和调节的作用，提高电网稳定性和韧性。而中国作为新能源大国，不仅拥有丰富的风光资源和全球最大的新能源电力装机量，同时在电池、电解槽、费托合成等关键技术领域也处于世界领先地位，因此中国有可能率先实现电制 SAF 的商业化量产。

图表 20 2022 年中国固定式光伏发电首年利用小时数分布（单位：小时）



短期内，影响电制 SAF 产业发展的主要是技术因素和产业链完整度。技术方面，中国在包括储能技术、电解槽技术、新能源发电技术、费托合成技术等方面都处于全球第一梯队，在成本和质量上都更具竞争力。而产业链方面，中国拥有全球规模最大的新能源电力产业以及完整的制氢产业链。据统计，2022 年全球氢气年产量约 9000 万吨，而中国独占 3700 万吨，尽管这一数字主要由灰氢构成，但氢能产业的体量和上下游配套设施将能够为未来绿氢产业的发展提供规模化优势。

长期来看，绿氢产业的经济性主要受自然条件影响，一个地区的风光利用小时数将在很大程度上决定制氢设施利用率、储能设备规模、新能源电力超配比例等，进而影响绿氢燃料的生产成本。在这一方面，中国广阔的国土为绿氢发展提供了必要的自然资源支撑，西北地区的草原、沙漠等地形能够为成为理想的新能源电力资源基地，为绿氢生产提供了廉价的可再生能源。

六、主要结论

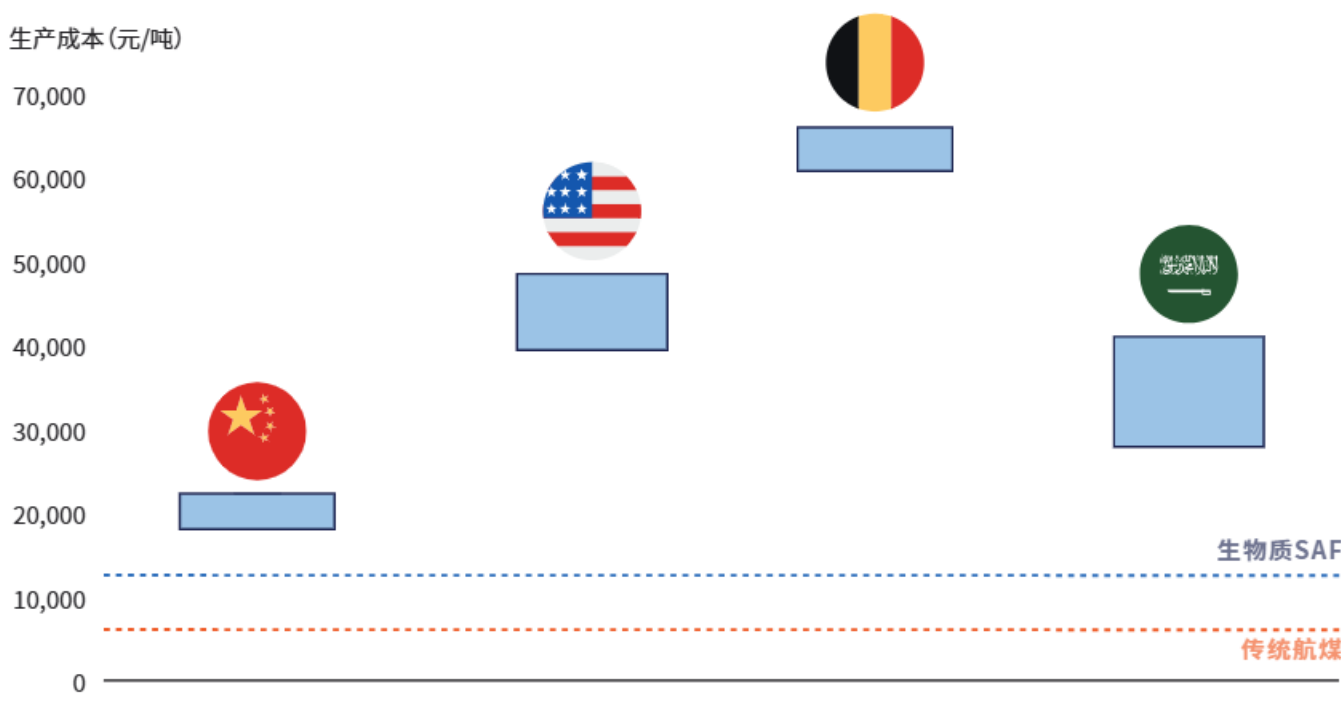
6.1 电制 SAF 具备更大的碳减排潜力，但受限于当前高昂的生产成本，预计到 2035 年前，该技术路线仍难以成为市场主流。

综合考量生物质 SAF 和电制 SAF 的减碳潜力与生产成本，电制 SAF 在实现航空业低碳转型方面具有更大潜力，但其成本在未来至少十年内仍将维持高位，市场竞争力不及生物质 SAF。

如前所述，当前电制 SAF 的成本约为生物质 SAF 的 2 至 3 倍。即便是在具备产业基础和资源禀赋优势的中国，电制 SAF 的成本仍高达约 2 万元 / 吨，远高于生物质 SAF 每吨 1.2 万至 1.4 万元的水平，导致其缺乏市场竞争力。而以美国为例，在不考虑补贴的情况下，电制 SAF 成本更高，约为 3.8 万至 4.8 万元 / 吨，远高于美国生物质 SAF 每吨 1.8 万元的成本。即使在相对理想的条件下，到 2035 年各国绿氢成本降至每千克 15 至 40 元左右，相应的电制 SAF 成本也将达到每吨 1.5 万至 4.5 万元的水平，仍远高于同期生物质 SAF 能够实现的成本水平。

因此，除非深度减碳的价值能在市场中得到充分体现，或为满足强制添加等合规要求，否则电制 SAF 在与生物质 SAF 的直接市场竞争中将难以获得优势。

图表 21 当前中、美、德、沙特四国电制SAF生产成本



6.2 在成熟的上下游产业和丰富的风光资源支撑下，中国电制 SAF 产业具备巨大的发展潜力。应进一步突破各生产环节的技术瓶颈，实现电制 SAF 成本的显著下降。

依托于丰富的可再生资源禀赋和强大的产业发展能力，中国在风电、光伏等可再生能源领域已形成显著优势。以新疆、内蒙古等地区为代表，中国西北部和东北部地区部分区域具备年风光综合利用小时数超过 4000 小时的巨大潜力。

在优惠的土地价格、成熟的新能源和电解槽产业链以及政策激励等有利条件下，中国未来将以风光氢氨醇 SAF 一体化项目为核心，通过大幅超配风光资源，并辅以少量网电或储能储氢设施，实现大规模低成本绿氢生产。预计到 2035 年，制氢成本可降至 14 元 /kg H₂ 左右，相应的电制 SAF 成本有望降至 15000 元 /t SAF 左右。

相较之下，其他国家在综合考量下仍难以达到中国的整体优势水平。沙特虽拥有丰富的风光和土地资源，制氢成本与中国相近，但由于下游产业相对滞后且水资源匮乏，其电制 SAF 产业链仍需时间完善。美国在技术上处于领先地位，已实现电制 SAF 的商业化运行，但其在新能源产业成熟度、市场规模和土地成本方面略逊于中国，加之政策不确定性，其综合生产成本偏高。德国在可再生能源电力和绿氢领域投入巨大，政策导向积极，但其风光资源相对有限，加之昂贵的土地价格和严苛的绿氢可持续性标准，制氢成本较高，影响了电制 SAF 的成本下降潜力。

尽管中国在电制 SAF 成本方面具备一定的竞争优势，但其成本显著高于生物质 SAF，这仍然是制约电制 SAF 市场需求增长的最大障碍。为克服成本居高不下的困境，电制 SAF 产业链上下游（如可再生能源、绿氢、碳捕集等）应进一步加快技术突破，以支持该行业的健康发展。

6.3 大力发展电制可 SAF 产业，不仅是推动中国航空业实现深度脱碳的重要抓手，更是新时代下促进经济高质量发展、带动社会就业的新引擎。

随着中国电制 SAF 产业规模的持续扩大，其不仅能成为推动航空业深度脱碳的有力工具，更有望在巨大的市场需求驱动下，为国内经济创造新的增长点并带动大量就业机会，进而促进社会高效稳定发展。

电制 SAF 产业创造的自身产值以外，还将大大带动产业链上相关产业的乘数效应。例如包括风光发电、电解水制氢、电解槽、储能、氢气运输和二氧化碳捕集等）。

除了直接的经济价值贡献外，电制 SAF 产业还能有效带动上下游就业。FT、MtJ 等新型技术路线将为风光装机设备、绿氢电解槽、储能设施以及 SAF 生产等环节创造多类就业机会。根据中国近年经济数据统计，每 1% 的 GDP 增长可创造 120 万至 200 万个就业岗位，据此推算，电制 SAF 产业有望创造约 8 万至 10 万个就业岗位。

6.4 搭建并完善电制 SAF 可持续性认证机制和碳排放核算方法，并加速与国际主流标准的协同，有助于发挥中国电制 SAF 生产能力和成本的优势，拓宽市场机遇

与生物质 SAF 类似，电制 SAF 的高减碳属性是其重要的竞争优势之一。在中国电制 SAF 的生产成本具的优势基础上，尽早完成可持续性认证机制的建立并及时发布电制 SAF 全生命周期碳排放核算方法，这将进一步发挥中国在工业制造端的优势。

成熟的可持续性标准和认证机制能够激励电制 SAF 生产和应用，同时为其他激励政策提供支撑。这有助于扩大国内市场需求，加快供给规模化。电制 SAF 的原料涉及绿氢和绿色二氧化碳的生产和应用，因此在建立电制 SAF 可持续性认证机制的过程中，需要首先明确绿氢和绿色二氧化碳的全生命周期碳核算标准和认证要求，并以此为基础构建电制 SAF 的可持续性认证规范。同时，积极参与国际电制 SAF 相关标准的制定并促进绿氢、绿色二氧化碳等原料在中国标准与国际主流标准及认证机制方面的对接和协同。这些举措是帮助企业开展碳市场及企业客户

实践、促进国际市场开拓并增强市场竞争力的关键。

国内的 SAF 标准制定工作已经启动。2024 年发布的征求意见稿为 SAF 的可持续性评价奠定了基础。在此基础上，建议中国设置分等级、分市场的可持续性标准于认证流程，推进国内标准体系与国际市场的对接与互认，帮助企业一次认证、多地销售，减轻成本与负担。

6.5 立足中国 SAF 产业的中长期规划，制定更为清晰明确的可再生电力、绿氢以及二氧化碳捕集等行业的激励政策，并积极拓展绿氢制 SAF 一体化项目试点是电制 SAF 长期持续稳定发展的重要基础

尽管中国具备丰富的可再生资源和完善的基础设施，但电制 SAF 的发展仍面临成本高昂、短期内难以与化石燃料及生物质 SAF 直接竞争的挑战。因此，在产业发展初期，我国应通过明确的政策导向，形成广泛共识，引导企业进行长期投资规划，从而带动技术与产业的整体进步。

为加速电制 SAF 产业发展，建议采取以下措施。首先，强化政策与金融支持。借鉴国际经验，通过财税补贴、产业基金等方式降低企业初期投入风险，增强投资者信心。例如，可对 SAF 生产企业提供税费减免或专项扶持政策，或设立国家级及省市级产业创新基金，重点支持技术研发和示范项目。同时，应充分利用绿色金融工具，如低息贷款、风险分担机制和绿色债券等，引导社会资本参与，形成“政策 + 市场”双轮驱动的投资环境。

其次，建立稳健的国内市场。结合中国 SAF 产业的中长期规划及国家双碳目标部署，设定阶梯性、阶段性的民航业减排目标，确定不同降碳措施的贡献系数，指导电制 SAF 的掺混比例，并将其纳入全国碳市场，以碳价格信号强化电制 SAF 使用需求，培育稳定的国内消费市场。

最后，推行试点示范项目。可选取可再生能源资源丰富且航空枢纽集中的地区，设立电制 SAF 产业试点示范区，并提供精准政策扶持。例如，简化绿氢运输等环节的审批流程，探索跨部门协同监管体系，为试点项目提供“一站式”服务。通过这些先行示范，积累经验，重点解决原料供应稳定性、成本分摊机制等难题，形成可复制、可推广的商业化模式，为未来十年内年实现电制 SAF 的规模化发展奠定坚实基础。

6.6 推进创新交易模式，盘活市场并带动本土 SAF 消费和生产积极性是助力中国 SAF 市场腾飞的催化剂

为加快中国电制 SAF 产业发展，推进创新交易模式是重要抓手。在中国，电制 SAF 生产依赖风光电资源集中在西北及东北，而枢纽机场通常位于东部沿海及内陆地区，电制 SAF 产地和用户距离较远。因此更加需要“账面加注”(Book & Claim) 这种灵活的记账模式的广泛应用。这种模式下，航空公司在生产地购买 SAF 所有权，但在实际加油的机场加注常规燃油，并在账面上获得 SAF 使用凭证。这种所有权与物理加注相分离的方式，能有效解决运输难题和高昂成本，极大提高供应链的灵活性，让远距离生产的电制 SAF 也能被航空公司轻松采购。

与此同时，为确保账面加注模式的可信度，还应建立跨地区、跨国别的协同管理体系及登记体系，严格避免重复计算。中国可积极推广利用大数据及区块链等技术，建立交易等级及记账系统，确保每笔交易的唯一性，同时积极呼吁国际标准对“账面加注”方式的认可，实现 SAF 减碳量的跨国互认与交易。

这种创新交易模式以灵活的采购方式将引导消费，满足航空公司日益增长的减碳需求，而稳定的需求增长又带动生产端的持续投资形成稳定供给。最终促进中国电制 SAF 产业的行稳致远。

附录 1

中国电制 SAF 项目汇总（截止 2025 年 4 月）

	生产商	位置	技术路线	总规划产能 (万吨/年)	运营最新进展
1	国电投/ 国泰		PtL	20–40	四家生产工厂预计于2024年至2026年间投入营运，每个工厂每年能生产五至十万吨SAF
2	国家电 投绿能 科技 (国核 电力院)	新疆塔 城地区 托里县	PtL	未披露	采用电解水制氢技术路线生产氢气后与工业排放的高纯二氧化碳气体按比例混合，经合成气压缩加压在催化剂的作用下生产为高附加值的绿色航空煤油。2023年7月签约。
3	国电投	黑龙江 齐齐哈 尔	PtL	1	规划建设350万千瓦离网风电，配套16.4万吨/年制氢系统，可实现年产40万吨绿色航煤和40万吨绿色甲醇。此次启动的万吨级绿色航煤项目可实现年产1万吨绿色航煤。
4	山西国 际能源 集团新 能源投 资公司	内蒙古 通辽市 扎鲁特 旗鲁北 产业园	PtL	35	风电制氢合成绿色航油。2024年5月签约，计划2025年5月开工，2027年10月完工。
5	上海岚 泽能源	重庆	PtL	10	风电/光伏制氢与多路径制航煤耦合系统集成与工业示范项目。2025年3月中试开发立项。
6	内蒙古 久泰	内蒙古	PtL-MtJ	10	采用霍尼韦尔UOP eFinishing™工艺技术。霍尼韦尔在全球范围内签署的第一个eFinishing™技术授权商业合同。
7	正泰新 能源	吉林松 原	未披露	2	计划2024年10月开工，2028年10月竣工。一期10万吨绿色甲醇，二期15万吨绿色甲醇以及2万吨SAF。
8	山西 佳新	山西晋 中	MTJ	未披露	2025年1月签约，后续未见新动态
9	中能建	铁岭调 兵山	PtL	2	风光CO ₂ 耦合新能源制氢制甲醇及延伸生产绿色航油。项目年产20万吨绿醇，分两期建设。一期年产10万吨绿醇及2万吨绿色航油

信息来源：公开资料

附录 2

美国电制 SAF 项目汇总（截至 2025 年 4 月）

	生产商	位置	技术路线	总产能规划 (吨/年)	规划投产年份
1	Northwest Advanced Biofuels	Oregon	PBtL	172,615	2026
2	Pathway Energy	Port Arthur, Texas	PBtL	86,307	2029
3	Velocys	Natchez, Mississippi	PBtL	100,692	2028
4	DG Fuels	Louisiana	PtL	600,000	2028
5	DG Fuels	Maine	PtL	516,708	2027
6	Raven SR	Richmond, CA	PtL	51,784	2026
7	Dimensional Energy	Tucson, Arizona	PtL	1	2022
8	Infinium(Project Pathfinder)	Corpus Christi, Texas	PtL	-	2025
9	Infinium (Project Roadrunner)	Corpus Christi, Texas	PtL	14500	2026
10	HIF Global	Texas	PtL	485,000	2030
11	Twelve	Moses Lake, Washington	PtL	14	2024
12	Castlerock Green Energy	Shelton, Washington	FT	58000	2025
13	Strategic Biofuels/Sumitomo Corporation of America	Columbia, Louisiana	FT	92800	2027
14	Alder Fuel	-	FT	107300	2024
15	USA BioEnergy	Bon Weir, Texas	FT	-	2025
16	Aemetis	Riverbank, California	FT	130500	2024

信息来源：RMI 数据库、EASA、Argus

附录 3

德国 SAF 项目汇总（截至 2025 年 4 月）

	生产商	位置	技术路线	总产能规划 (吨/年)	规划投产年份
1	HCS Group	Speyer plant	AtJ	60000	2026
2	Oxxynova & Caphenia	EnZaH ₂	PtL	N/A	N/A
3	DLR	Technology Platform PtL	PtL	10000	2027
4	Hy2Gen	Jangada	MtJ /PtL	64000	2028
5	Ineratec	Frankfurt Höchst plant	PtL	3500	2024–2025
6	PtX Lab Lausitz	PtX Lab pilot plant	PtL	N/A	N/A
7	Sasol ecoFT, Enertag & Cemex	Concrete Chemicals	PtL	15000	2027
8	Sasol ecoFT, Enertag & Cemex	Concrete Chemicals - Expansion	PtL		N/A
9	Sasol, DHL, HH ₂ E & Airbus	NetZeroLEJ	PtL	200000	2029
10	Sasol, DHL, HH ₂ E & Airbus	NetZeroLEJ – Expansion	PtL	0	N/A
11	Sasol, Topsoe, German Aero- space Center	Leuna Chemical Complex	PtL (FT)	2500	2027
12	Holborn, Topsoe	hamburg	HEFA	220000	2027
13	SkyNRG & SCHWENK Zement	SkyNRG Germany	PtL	50000	2028
14	Atmosfair	Atmosfair Germany	PtL	365	2021
15	Xfuels (EDL)	Hykero	PtL	50000	2027
16	Shell	Wesseling PtL project	PtL	100000	2025
17	Synhelion	DAWN	StL	120	2026
18	Frauenhofer ISE	SAFari	MtJ /PtL	N/A	2026
19	Sowitec & RR Power Systems	Sowitec pilot plant	PtL	100000	2028
20	Spark e-fuels	Spark e-fuels Germany	PtL (FT)	N/A	2025
21	CAC	KEROSyN100	MtJ /PtL	369	N/A
22	Take Off	TAKE OFF	PtL	N/A	N/A
23	OMV	M2SAF	MtJ	N/A	2027
24	KIT	reFuel	PtL	N/A	N/A
25	Bayernoil (Varo Energy)	Bayosine	HtL	N/A	N/A
26	BP	Lingen	co-process- ing	N/A	2022
27	Westkuste	N/A	PtL	N/A	2030

信息来源：RMI 数据库、EASA、Argus

参考文献

- 1 IPCC, “IPCC Sixth Assessment Report”, 2021
- 2 IEA, “Aviation”, 2025
- 3 ICAO, “Environmental Trends in Aviation to 2050”, 2022
- 4 ICAO, “Sustainable aviation fuel”, 2025
- 5 Airlines, “Achieving 5% carbon reduction by 2030”, 2024
- 6 ICAO, “ICAO tracker of SAF facilities”, 2025
- 7 IATA, “Net zero 2050: sustainable aviation fuels”, 2024
- 8 European Commission, “ReFuelEU Aviation”, https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/air/environment/refueleu-aviation_en
- 9 US International Trade Administration. “Germany Sustainable Aviation Industry”. <https://www.trade.gov/market-intelligence/germany-sustainable-aviation-industry>
- 10 German Federal Government, “PtL-Roadmap: The target and how to achieve it”.2021, bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/ptl-roadmap-englisch.pdf?__blob=publicationFile
- 11 UK Department for Transport. “Sustainable aviation fuel initiatives”, <https://www.gov.uk/government/speeches/sustainable-aviation-fuel-initiatives>
- 12 Green Air, “UK government starts legislative process for a revenue mechanism to support SAF producer”, 2025
- 13 RMI, “Stacking Rules, Bonus Credits, and the Future Industrial Markets the IRA Aims to Create”, 2023
- 14 Tax Foundation, “House GOP’s Approach to the IRA Clean Energy Tax Credits: Five Things to Know”, 2025
- 15 Sidley, “U.S. House’s “Big Beautiful Bill” Accelerates Repeal of Renewable Energy Tax Credits and Introduces New Restrictions”, 2025
- 16 U.S. Department of the Treasury, “U.S. Department of the Treasury and IRS Announce \$6 Billion in Tax Credit Allocations for the Second Round of the \$ 48C Qualifying Advanced Energy Project Tax Credit”, 2025
- 17 German Environmental Agency, “Power-to-liquids: A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation”, 2022
- 18 UK Department of Transport. “RTFO Guidance for Renewable Fuels of Non-Biological Origin”. 2024
- 19 REDcert,” Scheme principles for the production of RFNBO and RCF”.2024
- 20 European Commission. “Detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin”. [eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=PI_COM:C\(2023\)1087](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=PI_COM:C(2023)1087)
- 21 U.S. Department of the Treasury, “Final Rules for Clean Hydrogen Production Tax Credit”, 2025, <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy2768>
- 22 RMI, “SAF Market Outlook”, 2025
- 23 2024 液态阳光产业发展论坛. “霍尼韦尔 UOP 卢静：醇制 SAF 技术进展及实践”, 2024, https://www.sohu.com/a/826887024_777213
- 24 清华新闻. “化工系魏飞团队在二氧化碳制绿色航煤领域取得重要进展”. <https://www.tsinghua.edu.cn/info/1175/91107.htm>
- 25 中国国家能源局, “氢能产业发展中长期规划（2021–2035 年）”, https://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm
- 26 Green Hydrogen Orgnization. “GH2 Country Portal – China”. <https://gh2.org/countries/china>
- 27 科技日报, “中央企业绿色氢能制储运创新联合体在京启动”, 2024

- 28 国家能源局能源节约和科技装备司与国能氢创科技有限责任公司, “中国氢能发展报告 2025”, 2025
- 29 张贤等. “碳中和目标下 CCUS 技术发展定位与展望 [J]”. 中国人口·资源与环境, 2021
- 30 David Sanfallow et. al. “Guide to Chinese Climate Policy 2022”, 2022, <https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/carbon-capture-utilization-and-storage/>
- 31 北京理工大学, “碳捕集技术发展前沿与趋势预测”, 2025
- 32 张贤等. “碳中和目标下 CCUS 技术发展定位与展望 [J]”. 中国人口·资源与环境, 2021
- 33 Seneca, “中石化中国最大 CCUS 项目投产”, 2023, https://senecaesg.com/zh_hk/insights/sinopec-puts-chinas-largest-ccus-project-into-operation/
- 34 Fayaz Hussain. “Energy China breaks ground on SAF project in Heilongjiang”, 2024, <https://www.safinvestor.com/news/146132/china/>
- 35 Cathay Pacific, “Cathay Pacific collaborates with State Power Investment Corporation (SPIC) to develop Sustainable Aviation Fuel (SAF) supply chain”, <https://news.cathaypacific.com/cathay-pacific-collaborates-with-state-power-investment-corporation-spic-to-develop-sustainable-aviation-fuel-saf-supply-chain-pt77qr>
- 36 中国能源新闻网, “中国正在成为全球水电解制氢领域的领导者”, 2025
- 37 Carbon Recycling International, “First Large-Scale CO₂-to-Methanol Plant Inaugurated”, <https://carbonrecycling.com/about/news/first-large-scale-co2-to-methanol-plant-inaugurated>
- 38 US DOE. “SAF Grand Challenge Roadmap: Flight Plan for Sustainable Aviation Fuel Report”, 2022, <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/beto-saf-gc-roadmap-report-sept-2022.pdf>
- 39 IEAGHG, “U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”, 2023. <https://ieaghg.org/insights/u-s-national-clean-hydrogen-strategy-and-roadmap-2023-ip10/>
- 40 James F. Bowe, “U.S. DOE Releases Report for Clean Hydrogen Strategy and Roadmap”, 2023, <https://www.powermag.com/u-s-doe-releases-report-for-clean-hydrogen-strategy-and-roadmap/>
- 41 Bruce White. “Will the New Administration Save the H2Hub Program?”, 2024, <https://natlawreview.com/article/will-new-administration-save-h2hub-program>
- 42 Mathias Zacarias. “Understanding 45V and Clean Hydrogen’s Importance to U.S”. 2025. <https://www.csis.org/analysis/understanding-45v-and-clean-hydrogens-importance-us-energy-leadership>
- 43 US DOE, “Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen”, 2023
- 44 US DOE, “Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen”, 2023
- 45 Blackridge Research & Consulting. “Top 5 Upcoming Green Hydrogen Projects in US”. 2025. <https://www.blackridgeresearch.com/blog/latest-list-of-upcoming-green-hydrogen-h2-projects-plants-in-united-states-of-america-us/>
- 46 Blackridge Research & Consulting. “Top 5 Upcoming Green Hydrogen Projects in US”. 2025. <https://www.blackridgeresearch.com/blog/latest-list-of-upcoming-green-hydrogen-h2-projects-plants-in-united-states-of-america-us/>
- 47 Blackridge Research & Consulting. “Top 5 Upcoming Green Hydrogen Projects in US”. 2025. <https://www.blackridgeresearch.com/blog/latest-list-of-upcoming-green-hydrogen-h2-projects-plants-in-united-states-of-america-us/>
- 48 US DOE. “Carbon Negative Shot”, <https://www.energy.gov/topics/carbon-negative-shot>
- 49 Mathias Zacarias and Joseph Majkut. “45V or 45Q? How Tax Credits Will Influence Low-Carbon Hydrogen’s Development”, 2024, <https://www.csis.org/analysis/45v-or-45q-how-tax-credits-will-influence-low-carbon-hydrogens-development>
- 50 Holland & Knight. “DOE Announces \$3.1 Billion Now Available for Carbon Management Technologies”, 2025, <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2025/01/doe-announces-3-1-billion-now-available-for-carbon-management-tech>

- 51 Holland & Knight. “DOE Announces \$3.1 Billion Now Available for Carbon Management Technologies” , 2025, <https://www.hklaw.com/en/insights/publications/2025/01/doe-announces-3-1-billion-now-available-for-carbon-management-tech>
- 52 Jennifer Presley, “US DOE Awards Up to \$1.2 Billion for Pair of DAC Projects”. 2023. <https://jpt.spe.org/us-doe-awards-up-to-1-2-billion-for-pair-of-dac-projects>
- 53 eFuel Alliance. “eFuels Production Map”, <https://www.efuel-alliance.eu/efuels/efuels-production-map>
- 54 Infinium. “Infinium’s Project Pathfinder is World’s First Fully Operational eFuels Facility”, <https://www.infiniumco.com/news/infiniums-project-pathfinder-is-worlds-first-fully-operational-efuels-facility>
- 55 HIF USA, “HIF USA”, <https://hifglobal.com/region/hif-usa>
- 56 Honeywell. “Honeywell Introduces UOP eFinishing™ Technology for New Class of Sustainable Aviation Fuel”, 2023, <https://www.honeywell.com/us/en/press/2023/05/honeywell-introduces-uop-efining-technology-for-new-class-of-sustainable-aviation-fuel>
- 57 Clean Energy Wire, “German government debates household electricity tax cut in U-turn following public outcry”, 2025
- 58 Global CCS Institute, “CCS in germany’s decarbonisation pathway:state of play and way forward”, 2024
- 59 EASA, State of the EU SAF market in 2023, 2024
- 60 European Commission, “Development of outlook for the necessary means to build industrial capacity for drop-in advanced biofuels” , 2024
- 61 该测算数据均来自 ninja 的模拟结果, <https://www.renewables.ninja/>
- 62 EMBER, “Saudi Arabia”, 2025, <https://ember-energy.org/countries-and-regions/saudi-arabia/>
- 63 Enterprise, “Saudi Arabia’s renewable energy capacity to double by year-end, surpassing 12 GW”, 2025, <https://enterprise.news/ksa/en/news/story/41c38650-cacb-4e3f-a3af-9ab9c1283b76/saudi-arabia%25e2%2580%2599s-renewable-energy-capacity-to-double-by-year-end>
- 64 Arab News, “Saudi Arabia targets carbon capture of 44m tons by 2035: Energy Minister”, 2022, <https://www.arabnews.com/node/2197841/business-economy>
- 65 KAPSARC, “Towards a CCS National Strategy and Roadmap for Saudi Arabia”, 2024
- 66 KAPSARC, “Roadmap for Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) in Saudi Arabia”, 2025
- 67 SABIC, “The world largest carbon capture”, 2025, <https://www.sabic.com/en/newsandmedia/stories/our-world/creating-the-worlds-largest-carbon-capture-and-utilization-plant>
- 68 ARAMCO, “Carbon capture, utilization, and storage”, 2025, <https://www.aramco.com/en/what-we-do/energy-innovation/advancing-energy-solutions/carbon-capture-utilization-and-storage>
- 69 ARAMCO, “Carbon capture, utilization, and storage”, 2025, <https://www.aramco.com/en/what-we-do/energy-innovation/advancing-energy-solutions/carbon-capture-utilization-and-storage>
- 70 ARAMCO, “Aramco launches Saudi Arabia’s first CO2 Direct Air Capture test unit”, 2025, <https://www.aramco.com/en/news-media/news/2025/saudi-aramco-launches-the-first-direct-air-capture-and-carbon-dioxide>
- 71 General Authority of Civil Aviation, “The State of Aviation in the Kingdom of Saudi Arabia”, 2024
- 72 German Environmental Agency, “Power-to-liquids: A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation”, 2022
- 73 General Authority of Civil Aviation, “Annual Report 2023”, 2024
- 74 The Global Economy, “Saudi Arabia Jet Fuel Consumption”, 2025, https://www.theglobaleconomy.com/Saudi-Arabia/jet_fuel_consumption/
- 75 国家能源局能源节约和科技装备司与国能氢创科技有限责任公司, “中国氢能发展报告 2025”, 2025
- 76 内蒙古新能源网, “内蒙古自治区二零二一年电力能源的有关指标及情况”, 2022
- 77 中国气象局, “中国风能太阳能资源年景公报 (2023) ”, 2024
- 78 张贤, 杨晓亮, 鲁玺 等. “中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2023) ”, 2023
- 79 蔡博峰等, “中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2024) ”, 2024

- 80 DOE. “Hydrogen shot”. <https://www.energy.gov/topics/hydrogen-shot>
- 81 Gibson Dunn. “IRS and Treasury Issue Final Regulations for Clean Hydrogen Tax Credits”, 2025, <https://www.gibsondunn.com/irs-and-treasury-issue-final-regulations-for-clean-hydrogen-tax-credits/>
- 82 US DOE, “Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen”, 2023
- 83 IEA. “Is carbon capture too expensive?” , 2021, <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- 84 IEA. “Is carbon capture too expensive?” , 2021, <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- 85 BCG. “Achieving net zero: Why costs of direct air capture need to drop for large-scale adoption.” <https://www.weforum.org/stories/2023/08/how-to-get-direct-air-capture-under-150-per-ton-to-meet-net-zero-goals/>
- 86 Federal Energy R&D: “Carbon Capture - Information Technology and Innovation Foundation (ITIF)”, 2020, <https://www2.itif.org/2020-budget-carbon-capture.pdf>
- 87 Environmental Protection Agency, “Chapter 6 - CO2 Capture, Storage, and Transport”, <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-03/Chapter%206%20-%20CO2%20Capture%2C%20Storage%2C%20and%20Transport.pdf>
- 88 Foundation for Climate Restoration, “Direct air capture” , 2022, https://foundationforclimaterestoration.org/wp-content/uploads/2022/04/20220401d_f4cr_solutions-series_whitepaper_DACindd.pdf
- 89 Michael Chase . “A Look at America’s First Direct Air Capture Facility”, 2024, <https://earth.org/americas-first-direct-air-capture-facility-opens-in-california/>
- 90 Global CCS Institute, “The Economics of Direct Air Carbon Capture and Storage” , https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/07/Economics-of-DAC_FINAL.pdf
- 91 Agora, “EU map of hydrogen production costs”, 2024
- 92 “Renewable Energy Liquified For Tomorrow”, <https://europeanenergy.com/kasso/>
- 93 EASA, “State of the EU SAF market in 2023“, 2024
- 94 EASA, “State of the EU SAF market in 2023“, 2024
- 95 EASA, “State of the EU SAF market in 2023“, 2024
- 96 KAPSARC, “The Economics and Resource Potential of Hydrogen Production in Saudi Arabia”, 2021
- 97 Muhannad S. Al-Khelaiwi et al., “Evaluation of Green and Blue Hydrogen Production Potential in Saudi Arabia”, 2024
- 98 Feras Rowaihy et al., “Decarbonizing Saudi Arabia energy and industrial sectors: Assessment of carbon capture cost”, 2024