



创新前景 可再生甲醇

合作单位

© IRENA 2021

除非另有说明，本出版物中的材料可以自由使用、共享、复制、印刷和/或存储，前提是需恰当确认 IRENA 为资料来源和版权所有。本出版物中属于第三方的材料可能受单独的使用条款和限制的约束，在使用此类材料之前，可能需要获得这些第三方的相应许可。

ISBN 978-92-9260-339-7

引文：IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), *创新展望：可再生甲醇*, 国际可再生能源署 (IRENA), 阿布扎比。

本文件为 “*Innovation Outlook: Renewable Methanol*” 的译本 ISBN: 978-92-9260-320-5 (2021)。

如中文译本与英文原版的内容不一致，概以英文版为准。

关于 IRENA

国际可再生能源署 (IRENA) 是一个政府间组织，它为各国向可持续能源未来过渡提供支持，并作为国际合作的主要平台、卓越中心以及可再生能源政策、技术、资源和金融知识的信息库。IRENA 推进广泛采用和可持续利用各种形式的可再生能源，包括生物能源、地热、水电、海洋、太阳能和风能，以追求可持续发展、能源获取、能源安全和低碳经济增长和繁荣。www.irena.org

关于甲醇研究所 (Methanol Institute)

甲醇研究所 (MI) 是甲醇行业的全球贸易协会，代表世界领先的生产商、分销商和技术公司。MI 于 1989 年成立于华盛顿特区，当前由来自华盛顿特区、北京、布鲁塞尔、德里和新加坡五个办事处的成员组成。MI 作为甲醇行业的代言人为其成员服务，代表成员公司面向全球各地的政府和企业进行宣传，以促进该行业的可持续发展。MI 专注于将甲醇作为清洁燃料应用于能源相关领域（例如陆地和海洋运输、发电、燃料电池、工业锅炉和厨灶）。MI 还支持利用可持续和可再生工艺生产甲醇作为碳中和化学品和燃料。www.methanol.org

致谢

本报告由国际可再生能源署和 (IRENA) 甲醇研究所 (MI) 共同编写。本报告在 Dolf Gielen (IRENA) 和 Greg Dolan (MI) 的指导下，由 Seungwoo Kang 和 Francisco Boshell (IRENA)、Alain Goeppert 和 Surya G. Prakash (南加州大学 (University of Southern California)) 以及 Ingvar Landälv (燃料与能源咨询公司 (Fuels & Energy Consulting)) 撰写，Paul Durrant (IRENA) 也额外提供了宝贵意见。

Deger Saygin (Shura 能源转型中心 (Shura Energy Transition Center))、Tue Johansson (A.P.穆勒 - 马士基集团 (A.P.Moller - Maersk))、Florian Ausfelder (德国化工技术与生物协会 (Dechema))、Alexandra Ebbinghaus (壳牌公司 (Shell))、Christopher Kidder (国际 DME 协会 (International DME Association))、Choon Fong Shih (中国科学院大学 (University of Chinese Academy of Sciences))、Mark Berggren (亚洲甲醇市场服务公司 (MMSA))、Andrew Fenwick (庄信万丰 (Johnson Matthey))、Tore Sylvester Jeppesen (丹麦托普索公司 (Haldor Topsoe))、Peter J. Nieuwenhuizen (加拿大恩纳康公司 (Enerkem))、Acy Yalcin and Jason Chesko (梅赛尼斯公司 (Methanex)) 等人为本报告提供了技术评论，在此表示由衷感谢。

IRENA 和 MI 的同事 Herib Bianco、Ricardo Gorini、Paul Komor、Toshimasa Masuyama、Emanuele Taibi (IRENA) 及 Tim Chan (甲醇研究所) 等人也提供了宝贵的评论和反馈。

本展望中的章节由 Justin French-Brooks 编辑。

下载地址：www.irena.org/publications

若想了解更多相关信息或提供反馈，请通过 info@irena.org 联系 IRENA

免责声明

本出版物及所使用的资料均按“原样”提供。IRENA 已经采取了所有合理的措施，以验证本出版物中资料的可靠性。然而，IRENA、其任何官员、代理人、数据或其他第三方内容提供者均不提供任何明示或暗示的担保，且对使用本出版物或材料的任何后果不承担任何责任或法律责任。

本文中包含的信息不一定代表 IRENA 所有成员的观点。提及特定的公司或特定的项目或产品并不意味着 IRENA 认可或推荐这些公司或产品，认为其优先于未提及的类似性质的其他公司或产品。本文件中使用的名称和出现的材料并不意味着 IRENA 对任何地区、国家、领土、城市或地区或其当局的法律地位，或对其边境或边界的划定发表任何意见。



主要研究结论

甲醇是一种当前主要由化石燃料生产的新兴能源燃料，在化学工业中发挥着重要作用。如能逐步通过生物质或绿氢和二氧化碳 (CO₂) 合成生产可再生甲醇，就能扩大甲醇作为化学原料和燃料的使用范围，同时推动工业和交通运输部门实现碳中和与净零排放目标。可再生甲醇当前的生产成本高昂，产量相对较低。但随着正确政策的出台，可再生甲醇有望在 2050 年之前具备一定的成本竞争优势。

1. 甲醇：

- 甲醇是化学工业中的重要产品，主要用于生产甲醛、乙酸和塑料等其他化学品。甲醇的年产量约为 9800 万吨，几乎全部由化石燃料（天然气或煤炭）生产。
- 当前甲醇生产和使用生命周期内的排放量约为每年 0.3 吉吨 (Gt) CO₂（约占化学行业总排放量的 10%）。
- 过去十年，甲醇的产量几乎翻了一番，其中很大一部分产自中国。按照当前趋势，如果仅依靠化石燃料生产甲醇，其产量到 2050 年可能会增至 5 亿吨，每年排放 1.5 吉吨 CO₂。
- 化石燃料生产甲醇的成本为每吨 (t) 100-250 美元。
- 使用从可再生资源（碳捕获和存储 [BECCS] 和直接空气捕获 [DAC] 的生物能源）中捕获的 CO₂ 和绿氢（即可再生能源发电生产的氢气）生产的绿色甲醇。
- 可再生甲醇的年产量不到 20 万吨，主要为生物甲醇。通过这两种途径生产的甲醇的化学性质与化石燃料生产的甲醇相同。
- 由于当前通过大幅减少或消除 CO₂ 排放缓解气候变化的迫切需求，尤其是实现将全球平均温度升幅控制在 1.5°C 以下（意味着到本世纪中叶在整个经济领域实现碳中和与净零排放）的目标，人们也越发关注可再生甲醇的发展。
- 低排放甲醇可在某些当前选择受到限制的行业脱碳中发挥更大作用 - 尤其是作为化学工业原料或公路或海上运输燃料。

2. 可再生甲醇：

- 可使用可再生能源和可再生原料通过两种途径生产可再生甲醇：
 - 由生物质生产的生物甲醇。潜在的主要可持续生物质原料包括：林业和农业废弃物及副产品、垃圾填埋场产生的沼气、污水、城市固体废弃物 (MSW) 和制浆造纸业的黑液。

3. 生物甲醇的生产成本：

- 由于当前产量较低，实际成本的相关可用数据有限，因此我们需要估算潜在成本。生物甲醇的生产成本将取决于生物原料成本、投资成本及转化工艺效率。生物质和 MSW 原料的成本为每吉焦耳 (GJ) 0 美元至 17 美元。

- 由于原料成本较低（最高为 6 美元/GJ），预计生物甲醇的生产成本为 320 美元/吨至 770 美元/吨，该范围受具体项目差异影响 - 包括资本支出 (CAPEX)、运营支出 (OPEX) 和转化效率等方面的差异。
- 随着工艺的改进，原料价格较低时（最高 6 美元/GJ），生产成本范围可降低到 220 美元/吨至 560 美元/吨，相应的，如果原料价格较高，则生产成本范围也会增加。
- 利用其他工业流程的废液（如造纸厂的黑液和 MSW）生产生物甲醇，特别有利于简化原料物流和提高工厂整体经济效益。热电或其他化学品联产也有可能改善生物甲醇生产的经济效益。
- 短期内可使用的方法是将生物质应用于煤基气化炉混合供料或将沼气应用于天然气甲醇工厂供料，以此逐步引入生物质作为原料，并以较低的潜在成本使甲醇生产更具可持续性。

4. 绿色甲醇的生产成本：

- 绿色甲醇的成本很大程度上取决于氢气和 CO₂ 的成本。CO₂ 的成本取决于捕获来源，例如生物质、工业工艺或 DAC。
- 假设从 BECCS 捕获 CO₂ 的成本为 10-50 美元/吨，则当前绿色甲醇的生产成本约为 800-1600 美元/吨。如果当前通过 DAC 捕获 CO₂ 的成本为 300-600 美元/吨，则绿色甲醇的生产成本将为 1,200-2,400 美元/吨。
- 未来的绿氢生产成本主要取决于可再生能源发电和电解槽成本的进一步降低以及效率和耐久性的提高。

- 随着预期中可再生能源价格的下降，到 2050 年，绿色甲醇的成本有望降至 250-630 美元/吨。
- 与生物甲醇一样，棕色/灰色（化石燃料）与绿色甲醇联产能够以合理的成本实现向绿色甲醇的逐步过渡。

5. 可再生甲醇的优势和挑战：

- 可再生甲醇可由多种可持续原料制成，例如生物质、废弃物或 CO₂ 和氢气。使用可再生甲醇代替化石燃料可以减少温室气体 (GHG) 排放，某些情况下还可以减少其他有害排放（例如硫氧化物 [SO_x]、氮氧化物 [NO_x]、悬浮微粒 [PM] 等）
- 它是一种多用途燃料，可应用于内燃机和混合动力及燃料电池车辆和船舶。环境气温与气压下为液体，因此易于存储、运输和分配。与现有的分配基础设施兼容，并且可与传统燃料混合储存。
- 利用生物质以及 CO₂ 和 H₂ 生产甲醇不涉及试验性技术。而是采用几乎完全相同的、经过验证的完全商业化技术从化石燃料的合成气体中制取甲醇及生产生物和绿色甲醇。
- 与其他替代化石燃料相比，当前可再生甲醇面临的主要障碍是较高的成本，且这种成本差异在短时间内难以消除。但与现有方案相比，其价值在于减少排放的潜力。
- 解决工艺差异和促进生产和使用规模的扩大有助于降低成本，但这需要采取各种政策干预措施。正确的支持机制和最佳生产条件下，可再生甲醇的成本及价格可能会接近当前化石燃料生产甲醇的成本和价格。

目录

主要研究结论.....	4
目录.....	6
缩写词.....	11
决策者综述.....	12
1. 甲醇的当前生产和应用.....	22
1.1. 甲醇作为原料使用.....	22
1.2. 甲醇作为燃料使用.....	25
1.3. 甲醇的储存、运输和分配.....	29
2. 生产工艺及技术现状.....	32
2.1. 低碳甲醇.....	33
2.2. 可再生甲醇.....	34
生物质和 MSW 生产的生物甲醇.....	34
沼气生产的生物甲醇.....	40
从制浆厂制浆循环生产生物甲醇.....	41
使用 CO ₂ 生产的甲醇（绿色甲醇）.....	42
生物甲醇和绿色甲醇联产.....	50
3. 性能与可持续性.....	53
3.1. 性能与效率.....	53
生物甲醇.....	53
绿色甲醇.....	54
3.2. 可再生甲醇与替代品.....	57
3.3. 排放与可持续性.....	59
排放.....	59
可持续性与碳中和.....	63

4. 当前成本和成本预测	65
4.1. 生物甲醇成本	65
通过气化利用生物质和 MSW 生产甲醇.....	65
通过沼气生产甲醇.....	73
甲醇作为木材制浆的副产品	75
4.2. 绿色甲醇成本	76
绿色甲醇生产成本 - 文献综述.....	76
4.3. 概述当前和未来的可再生甲醇成本	84
5. 潜力和障碍	87
5.1. 需求	87
5.2. 可持续性原料.....	90
生物质	90
CO ₂ 和氢气.....	90
5.3. 可再生甲醇对能源行业的影响.....	91
5.4. 驱动力.....	91
5.5. 障碍	92
生物甲醇	92
绿色甲醇	93
5.6. 政策与建议.....	94
参考资料和更多相关信息	99
附录.....	110
附录 1. 甲醇和可再生甲醇的一些优缺点	110
附录 2. 各种碳源的主要甲醇生产过程概述。	116
附录 3. 可再生甲醇与其他燃料的单位能源价格比较.....	117
附录 4. 既有或规划的绿色甲醇和生物甲醇生产设施和技术供应商概述	118

图片

图 1.	全球甲醇需求和产能 (2001-2019).....	12
图 2.	甲醇的主要生产路线.....	13
图 3.	生物甲醇和绿色甲醇当前和未来生产成本。.....	15
图 4.	可再生甲醇与其他燃料的单位能源价格比较.....	16
图 5.	2019 年全球甲醇需求.....	17
图 6.	甲醇的原料和应用.....	23
图 7.	全球甲醇需求和产能 (2001-2019).....	24
图 8.	甲醇历史销售价格 (1995-2020).....	24
图 9.	中国贵州省贵阳市采用 M100 燃料的出租车队.....	26
图 10.	中国的吉利 M100 卡车 (2019) 和以色列的 M100 卡车 (2020).....	26
图 11.	Gumpert Nathalie, 甲醇燃料电池混合动力超级跑车.....	27
图 12.	Palcan 混合动力甲醇重整装置/质子交换膜燃料电池客车在中国上市.....	27
图 13.	由甲醇驱动的 Stena Germanica 50,000 DWT 渡轮往返于哥德堡和基尔之间.....	28
图 14.	由甲醇驱动的远洋船舶.....	29
图 15.	中国的甲醇加注站.....	30
图 16.	以色列一家加油站的汽油和柴油加油机旁的 M15 加油泵和 M100 加油泵.....	30
图 17.	2008 年中国上海的二甲醚加注站和加注泵.....	31
图 18.	2011 年瑞典生物二甲醚加注站.....	31
图 19.	对各种原料生产的甲醇进行的分类建议.....	32
图 20.	基于气化的甲醇装置—总体方案.....	35
图 21.	加拿大艾伯塔省 Enerkem 的 MSW 制生物燃料 (甲醇和乙醇) 工厂.....	39
图 22.	重整装置甲醇厂 - 总体方案.....	41
图 23.	按生产工艺划分的氢气种类.....	42
图 24.	通过电解和电化学工艺生产绿色甲醇的方法.....	43
图 25.	用于生产甲醇的 CO ₂ 原料.....	44
图 26.	冰岛 CRI 的 “George Olah 可再生 CO ₂ 制甲醇工厂”.....	46
图 27.	中国西北地区甘肃省兰州市的年产量 1,000 吨绿色甲醇示范厂.....	46
图 28.	以生物质或城市固体废物 (MSW) 为原料联合生产生物甲醇和绿色甲醇.....	51
图 29.	以沼气为原料进行生物甲醇和绿色甲醇联产.....	52
图 30.	21 世纪中叶全球不同来源可再生 CO ₂ 供应量估算示例.....	56

图 31.	各种燃料的体积能含量.....	58
图 32.	各种原料生产甲醇的温室气体排放量（从原料提取到最终使用，数值见表 11）.....	63
图 33.	人类碳循环促进循环经济.....	64
图 34.	2030 年全球初级生物质供应曲线.....	69
图 35.	到 2050 年生物甲醇的估计成本.....	72
图 36.	在 15 至 20 年的时间范围内利用生物质生产生物甲醇的潜在生产成本降低的可能性.....	73
图 37.	在 15 至 20 年的时间范围内利用城市固体废物 (MSW) 生产生物甲醇的潜在生产成本降低的可能性.....	73
图 38.	通过气化和厌氧消化生产生物甲烷的成本.....	74
图 39.	甲醇成本与氢气和 CO ₂ 成本的关系.....	81
图 40.	到 2050 年，可再生绿色甲醇的估算成本取决于可再生 CO ₂	83
图 41.	生物甲醇和绿色甲醇当前和未来生产成本.....	85
图 42.	可再生甲醇与其他燃料的单位能源价格比较.....	86
图 43.	由 7 辆吉利帝豪组成的车队在冰岛运营（以 100% 可再生甲醇为动力），在 CRI CO ₂ 制甲醇厂前.....	88
图 44.	采用 M56 混合燃料的瑞典汽车（汽油中含有 56% 的甲醇），所用生物甲醇来自 LTU 绿色燃料厂（背景）.....	88
图 45.	Chemrec 生物二甲醚试验工厂和沃尔沃二甲醚燃料卡车.....	88
图 46.	德国巴尔登尼湖由以可再生甲醇混合燃料电池系统驱动的 MS innogy 号客轮.....	88
图 47.	当前和未来的甲醇产量（按来源）.....	89
图 48.	波动市场中的 CFD 平滑利润假设.....	96

表

表 1.	甲醇和可再生甲醇的优缺点.....	18
表 2.	合成气调节和清洁工艺示例.....	36
表 3.	气化炉设计原则.....	37
表 4.	气化技术及其应用.....	38
表 5.	由天然气和生物甲烷混合供料的甲醇工厂.....	40
表 6.	来自木浆的副产品生物甲醇.....	41
表 7.	既有或规划的绿色甲醇生产设施和技术供应商概述.....	47
表 8.	某些工艺装置的能源转换效率.....	53
表 9.	CO ₂ 的可再生和不可再生来源的选择.....	55
表 10.	各种燃料特性的比较.....	57
表 11.	按原料类型排列的各种来源的甲醇的温室气体排放量.....	61
表 12.	生物甲醇厂的资本成本.....	66
表 13.	其他产品气化工厂的资本成本.....	67
表 14.	生产成本中的资本成本要素.....	68
表 15.	生产成本中的原料成本要素.....	69
表 16.	生产成本中的 OPEX (不包括原料) 成本要素.....	70
表 17.	从生物质和城市固体废物 (MSW) 中提取生物甲醇的总生产成本.....	71
表 18.	潜在成本降低后的生物甲醇总生产成本.....	72
表 19.	甲烷/生物甲烷生产甲醇的原料价格影响.....	75
表 20.	从木浆中提取生物甲醇的大概生产成本.....	75
表 21.	文献中报道的绿色甲醇的生产成本和生产能力.....	77
表 22.	绿色氢气现在和未来的成本.....	79
表 23.	不同来源的 CO ₂ 的成本.....	80
表 24.	到 2050 年可再生甲醇的估计成本.....	82
表 25.	CO ₂ 制甲醇工厂的资本成本.....	84

缩写

AGR	酸性气体去除
ASU	空气分离装置
BECCS	生物能源与碳捕获和储存
BECCU	生物能源与碳捕获和利用
BEV	电池电动车
BTX	苯、甲苯和二甲苯（芳香族）
CAPEX	资本支出
CCS	碳捕获和储存
CCU	碳捕获和利用
CFD	差价合约
CH₃OH	甲醇
CI	碳强度
CNG	压缩天然气
CO	一氧化碳
CO₂	二氧化碳
CO₂-eq	二氧化碳当量
COS	硫化羰
CPP	煤电厂
CRI	国际碳循环公司
DAC	直接空气捕获
DME	二甲醚
DMFC	直接甲醇燃料电池
DWT	载重吨位
ECA	排放控制区
e-fuel	绿色燃料
EU	欧盟
EV	电动车
FCV	燃料电池车
FEED	前端工程设计
FFV	灵活燃料车
FT fuels	费托燃料
GHG	温室气体
H₂	氢气
HCl	氯化氢
HF	氟化氢
HF	氟化氢
HHV	较高热值
ICE	内燃机
IMO	国际海事组织
IRR	内部收益率
LCA	生命周期分析
LCFS	低碳燃料标准
LCM	低碳甲醇
LHV	较低热值
LNG	液化天然气
LPG	液化石油气

MDI	亚甲基双（4-苯基异氰酸酯）
MMA	甲基丙烯酸甲酯
MSW	城市固体废物
MTBE	甲基叔丁基醚
MTG	甲醇-汽油
MTO	甲醇-烯烃
NOx	氮氧化物
n/k	未知
OMEs	氧化亚甲基醚
OPEX	运营支出
PEM	聚合物电解质膜
PM	颗粒物
PV	光伏
RED	可再生能源指令
RES	可再生能源
SGAB	先进生物燃料小组
SNG	合成天然气
SOx	硫氧化物
TRL	技术准备水平
TTW	油箱到车轮
US	美国
WGS	水气转换
WTT	车轮到油箱
WTW	油井到车轮

计量单位

EJ	百亿亿焦耳
GJ	十亿焦耳
Gt	十亿吨
kg	千克
km	千米
kt/y	千吨每年
kW	千瓦
kWh	千瓦小时
L	升
L/d	升每天
MJ	兆焦耳
Mt	百万吨
MtCO₂	百万吨二氧化碳
MW	兆瓦
MWh	兆瓦小时
MW_t	兆瓦热
m³	立方米
t	吨
t/d	吨每天
t/y	吨每年

决策者综述

甲醇与乙烯、丙烯和氨水是用于生产所有其他化学品的四种关键基础化学品。三分之二的甲醇主要用于生产例如甲醛、乙酸和塑料其他化学品。用于聚乙烯和聚丙烯生产的甲醇用量已显著增长，十年前几乎从零起步，到 2019 年增长至 2,500 万吨。其余甲醇主要应用于车辆、船舶、工业锅炉及烹饪燃料。自 21 世纪初中期以来，甲醇本身或与汽油混合作为燃料、应用于生物柴油生产或作为甲基叔丁基醚 (MTBE) 和二甲醚 (DME) 的用量也迅速增长。

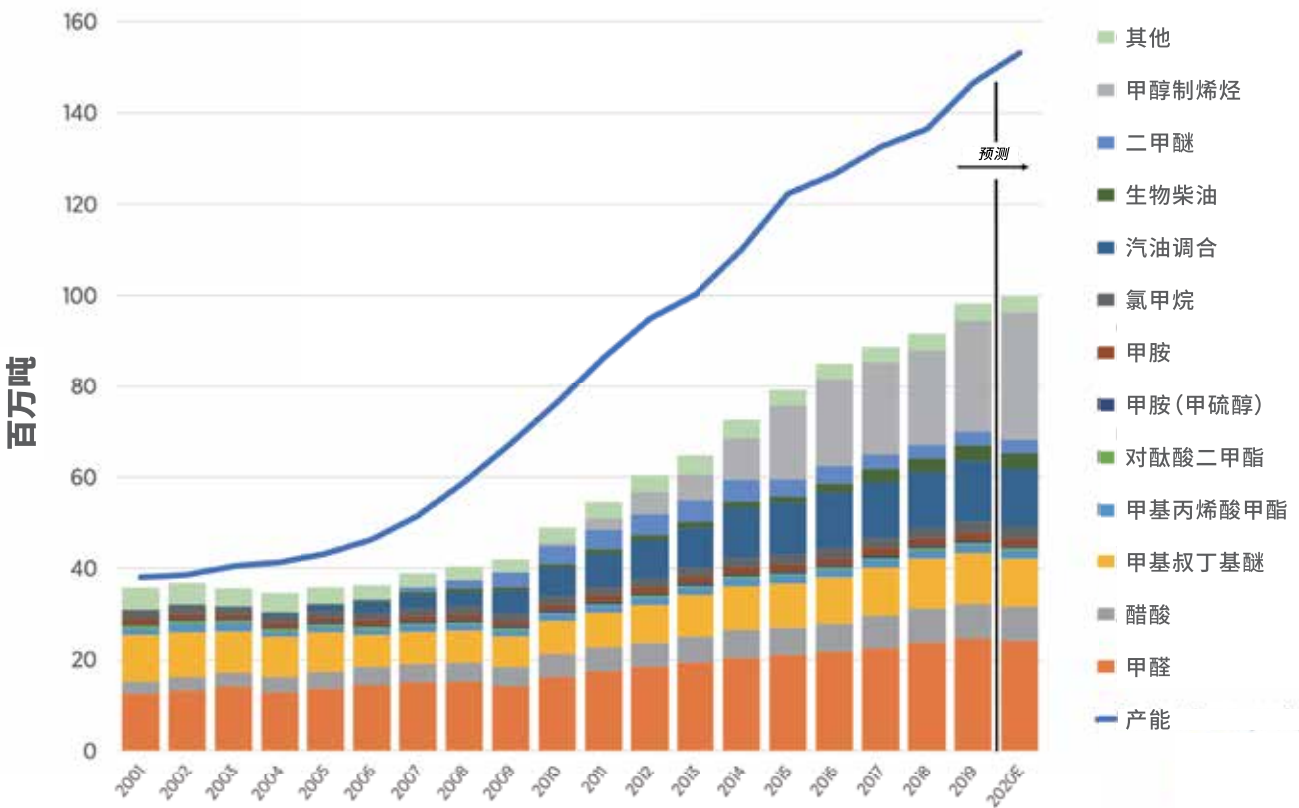
当前大多数甲醇由天然气或煤炭生产，生命周期内每年的 CO₂ 排放量约为 0.3 吉吨，约占化学和石化部门 CO₂ 总排放量的 10%。因此，解决甲醇生产中的排放

问题是化学行业脱碳的关键部分，此外还可能有助于甲醇燃料在运输行业中的使用。

市场现状和生产工艺

过去十年，全球甲醇的年产量几乎翻了一番，2019 年达到约 9,800 万吨，其中很大一部分增长源自中国的煤制甲醇。IRENA “能源转型情景” 预计甲醇需求将继续增长，2025 年达到 1.2 亿吨 (MMSA, 2020 年; Berggren, 2019 年)，2050 年达到 5 亿吨。

图 1. 全球甲醇需求和生产能力 (2001-2019)



来源: 基于 MMSA (2020) 的数据。

该预期与巴黎协定“温度升幅低于 2°C”的气候目标相符 (Saygin 和 Gielen, 即将出版)。预计到 2028 年, 大部分增长将来自中国市场, 其生产的甲醇主要用于烯烃生产, 而在汽油调合、甲醛、乙酸和 MTBE 生产中所占的份额较小。

可再生甲醇

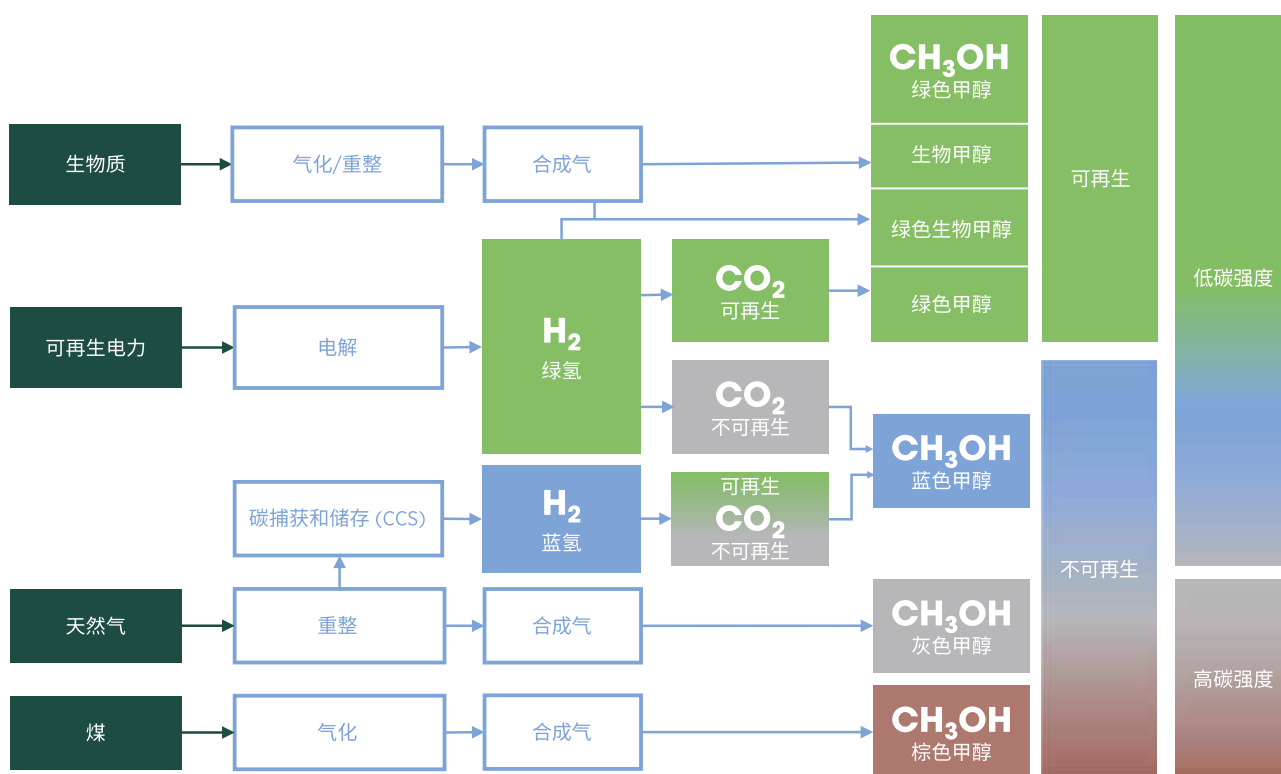
甲醇当前几乎完全由化石燃料生产。但是, 甲醇也可以由其他含碳原料制成, 例如生物质、沼气、废物流和 CO₂ (例如从烟道气或通过 DAC 捕获的二氧化碳)。

可使用可再生能源和可再生原料通过两种途径生产可再生甲醇:

- 由生物质生产的生物甲醇。潜在的主要可持续生物质原料包括: 林业和农业废弃物及副产品、垃圾填埋场产生的沼气、污水、MSW 和制浆造纸业的黑液。
- 绿色甲醇则从可再生资源捕获 (例如通过 BECCS 或 DAC 捕获) 的 CO₂ 以及绿氢 (即可再生能源发电生产的氢气) 中获得。

为了符合可再生能源标准, 用于生产甲醇的所有原料和能源都必须来自可再生能源 (例如生物质、太阳能、风能、水能、地热能等)。通过这两种途径生产的甲醇的化学性质与化石燃料生产的甲醇相同。

图 2. 甲醇的主要生产路线



可再生的 CO₂: 通过生物源和直接空气捕集 (DAC)

不可再生的 CO₂: 来自化石燃料、工业

各种类型的甲醇生产过程尚无统一的标准颜色代码, 本文根据原料和能源对各种类型的甲醇进行的说明仅作为初步提议, 旨在作为与利益相关者进一步讨论的基础

可再生甲醇生产的最新进展

每年的可再生甲醇产量不到 20 万吨，仅有少数工厂生产。考虑到最佳经济效益，这些可再生甲醇商用生产设施和示范项目当前主要使用其他工业工艺产生的废弃物和副产品流进行甲醇生产。合适的原料包括：MSW 和制浆造纸行业的廉价生物质、沼气、废物流和黑液。

例如，荷兰一家商业化工厂利用生物甲烷生产生物甲醇，加拿大一家工厂则利用 MSW 生产生物甲醇。冰岛通过结合地热发电厂的可再生氢气和 CO₂ 生产绿色甲醇。当前项目受益于有利条件 - 例如较低的原料成本（例如沼气）、与传统工业工艺（例如纸浆和造纸工业）的有效整合或廉价的可再生能源电力（例如冰岛的地热和水能）。根据当地的具体情况，生物甲醇和绿色甲醇的生产还存在其他早期或特殊机会（例如与甘蔗生物乙醇的联产、生物质原料和化石燃料共同供料还有热电及其他化学品的联产）。

将可再生原料（例如生物质、CO₂、绿氢、可再生电力）应用于天然气或煤基甲醇生产设施可能是传统甲醇生产逐步向可再生甲醇生产过渡并降低环境影响和碳排放强度的一项有效策略。通过这些混合方式生产的甲醇有时称为低碳甲醇 (LCM)。对低碳甲醇的需求可能有助于尽早推广使用制氢电解槽、CO₂ 捕获工艺和其他技术，以便适应未来可再生甲醇的大规模部署。

可再生甲醇的成本竞争力

可再生甲醇的生产成本明显高于当今天然气和煤基甲醇的生产成本（后者的生产成本为 100-250 美元/吨）。如图所示，在原料成本最低且生产工艺改进的情况下，通过生物质气化或 MSW 气化，或使用 CO₂

和可再生氢气生产可再生甲醇可能与当前化石燃料生产甲醇的成本及价格接近。请参阅图 3 和图 4。

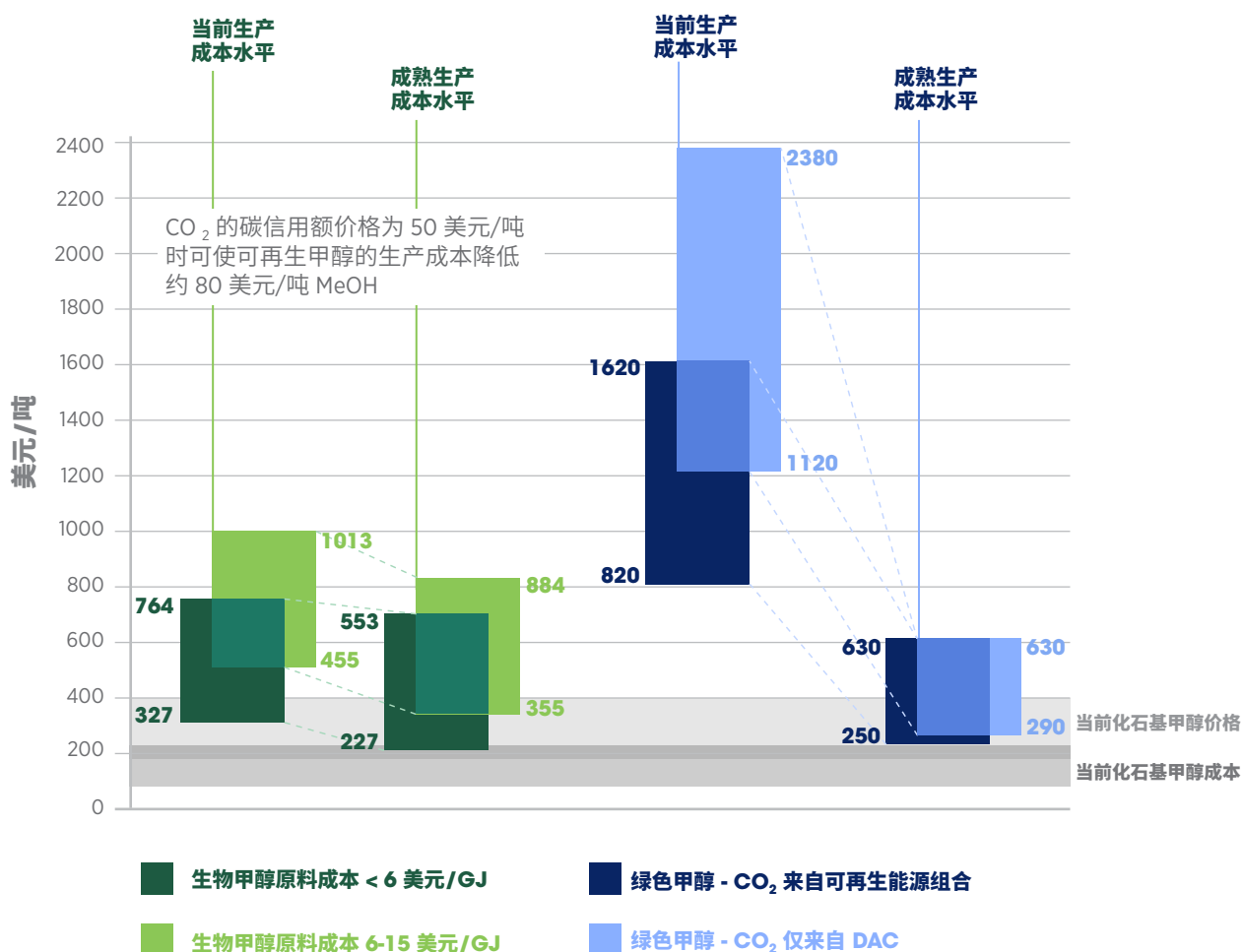
提高生物甲醇的竞争力

技术成熟和成本降低。石油和煤炭的气化技术已经过验证，并已应用于多个大型装置中。然而，气化技术在各种生物质类型和 MSW 的应用尚处于商业化的早期阶段，还需进一步发展才能实现完全商业化。最佳状况下，生物甲醇在成本方面几乎可与化石燃料生产甲醇的竞争力不相上下，但目前在许多情况下，生物甲醇的成本要高后者两倍。由于预计未来的原料成本不会显著降低，通过规模经济效应和学习曲线机制（例如工艺改进、经过改进更具成本效益的工厂配置和规模）降低 CAPEX 将是降低生产成本的最佳方式。

可持续的低成本生物质原料。生物甲醇生产的规模化取决于低成本生物质原料的可利用性（原料成本在总生产成本中所占的比例可能高达 50%）。生物甲醇的生产需要可靠且稳定的原料供应。虽然某些情况下当地可直接供应生物质原料，但许多其他项目仍然需要更广泛的供应链。

因此必须以可持续的方式获取生物质。需要进行可持续性评估和监测，以考虑和管理经济、环境和社会方面的不利影响风险 (IRENA, 2020a)。到 2030 年，全球可持续生物质总计最大可利用量约为 147 EJ (IRENA, 2014 年)。根据其类型和所处位置，全球各地的生物质原料成本可能高达 17 美元/GJ。成本最低 - 即低于 6 美元/GJ (20 欧元/兆瓦时) 的原料主要是 MSW 和残渣，但这些原料的可用性有限。由于生物质能够应用于多种能源生产，生物甲醇生产将与其他应用展开竞争。

图 3. 生物甲醇和绿色甲醇当前和未来生产成本



注：MeOH = 甲醇。成本未包含任何可能实行的碳信用额。目前的化石基甲醇成本和价格根据 2020 年的煤炭和天然气原料价格计算。图中使用的汇率为 1 美元 = 0.9 欧元。

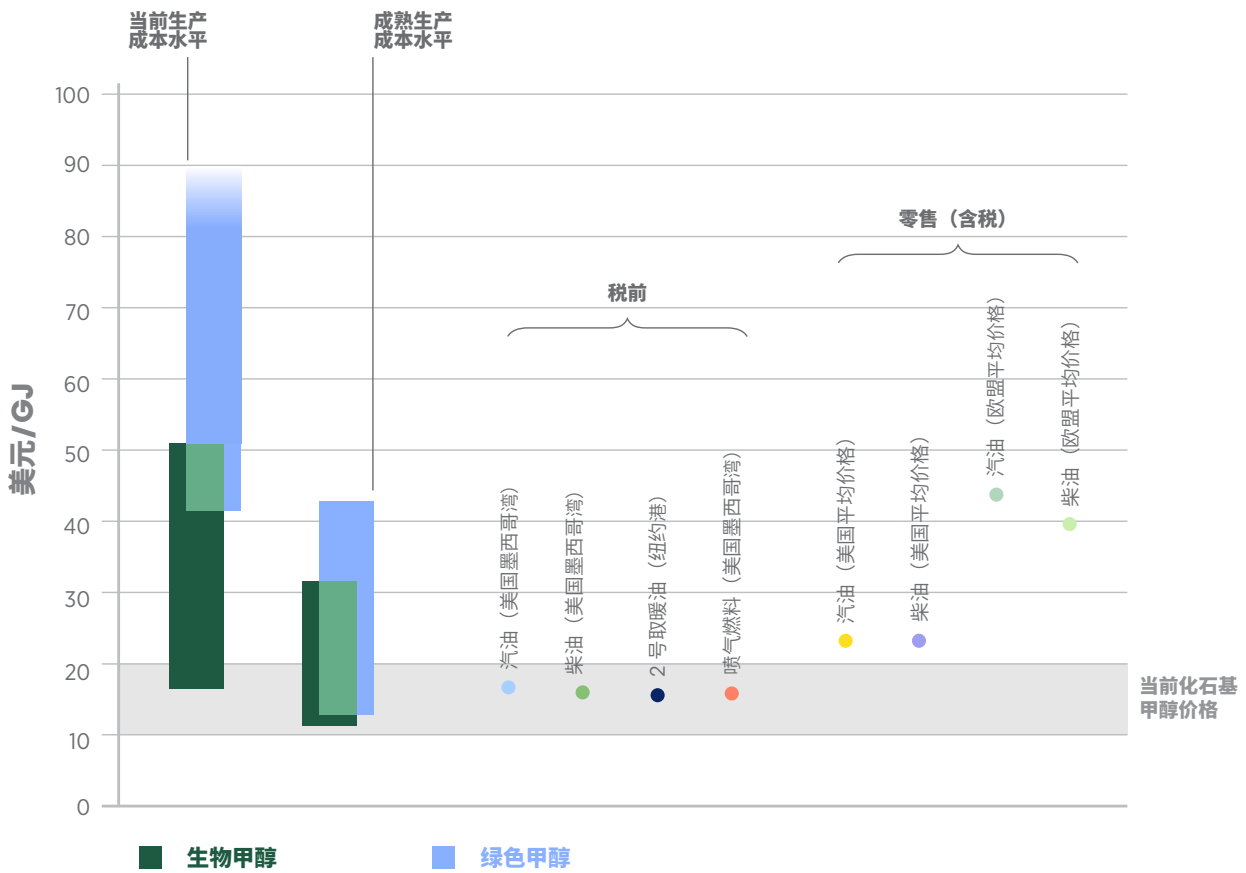
提高绿色甲醇的竞争力

丰富而价廉的绿氢。绿色甲醇的大规模生产将取决于价廉的绿氢和 CO₂ 的可用性以及工厂的资本成本。从成本角度来看，主要因素将是生产所需 H₂ 的可再生能源的成本以及装置的利用率（尤其是电解槽）。目前利用这些来源生产绿色甲醇的成本仍然高昂。但是，与化石燃料发电相比，风能和太阳能当前生产可再生电力的成本在大多数市场上已具备相当的竞争力，预计未来几十年还将继续降低（IRENA，2020b；

IRENA，2020c）。因此，同期的绿色甲醇成本也会大幅降低。电解槽的规模经济效益和创新也有助于降低成本。

可持续且价格合理的碳来源。可通过包括发电厂和工业废气（例如铁、钢和水泥生产）等各种来源捕获必要的 CO₂。但是，要符合可再生和可持续发展标准，就必须从可再生资源（例如生物质燃烧、蒸馏厂和沼

图 4. 可再生甲醇与其他燃料的单位能源价格比较



注：图中使用的汇率是1美元 = 0.9 欧元。燃料成本和价格是 10 年的平均数。详见附录 3。

气) 中获取 CO₂。利用这些来源捕获 CO₂ 的规模仍需进一步扩大。利用可再生 CO₂ 来源 (尤其是最便宜且有限的来源) 生产绿色甲醇也可能与其他碳捕获、使用和存储应用展开竞争。最后, 从空气中捕获 CO₂ (DAC) 的潜力最大, 但其成本还需大幅降低。

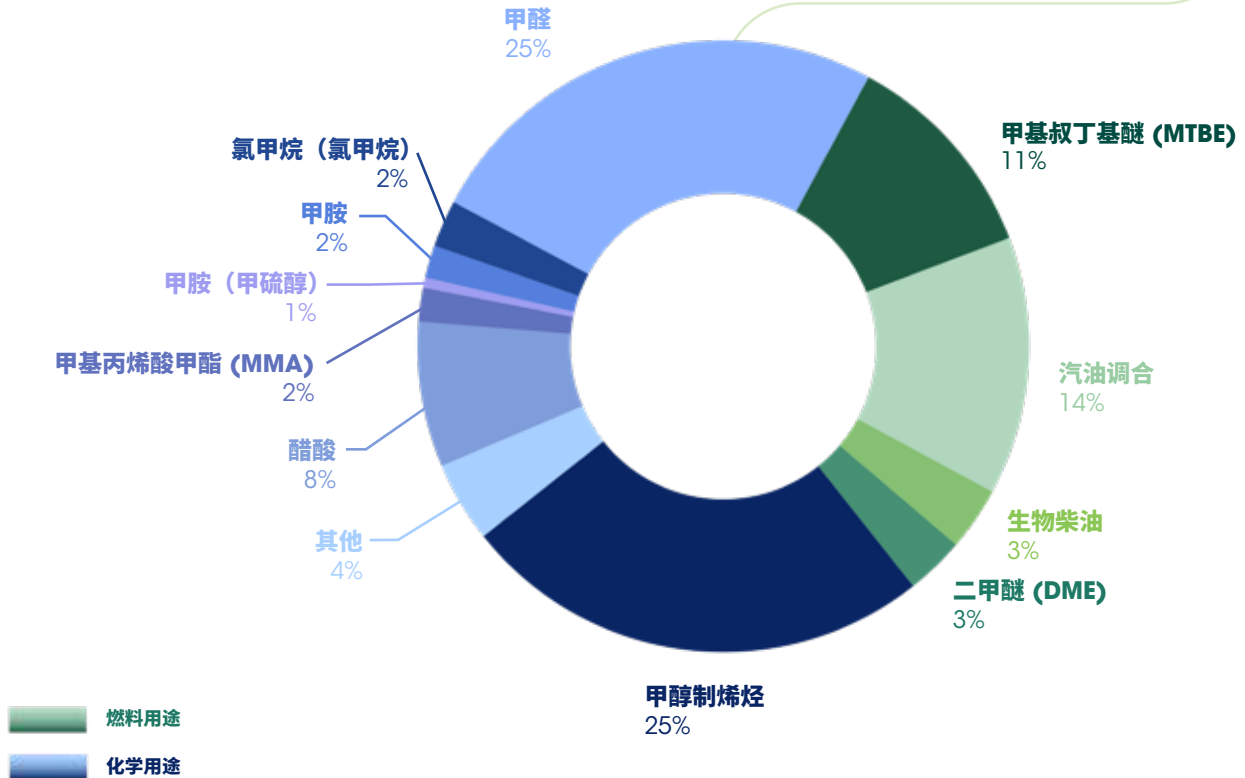
在同一设施中进行生物和绿色甲醇联产可能非常有益。在此类混合生产工厂中, 生物甲醇生产中产生的多余 CO₂ 可以作为 CO₂ 来源, 再次应用于通过绿氢生产绿色甲醇。

可再生甲醇展望

当前全球甲醇的年需求量大约为 1 亿吨, 并且还在持续增长, 因此可再生甲醇的市场潜力巨大。产自化石燃料或可再生资源的甲醇都具有相同的化学结构: CH₃OH。如此一来, 可再生甲醇可以在当前任何应用中直接替代化石基甲醇, 例如作为生产各种化学品、材料、塑料和产品的原料以及作为运输、航运、烹饪、取暖和发电的燃料。在当前分配和运输基础设施不变的情况下, 某些应用中化石基甲醇作为燃料的扩展也有助于向可再生甲醇逐步过渡。

图 5.2019 年全球甲醇需求

9,800 万吨



来源：基于 MMSA (2020) 的数据

潜在市场每年需要数十亿吨甲醇，因此除了现有的甲醇应用，可再生绿色甲醇还可以直接或以甲醇衍生物的方式替代大多数石油烃和石油化工产品。例如，可大幅扩大利用可再生甲醇生产塑料和芳烃 (BTX) 的规模。这有助于向可持续的循环绿色经济过渡，而在绿色经济中，可再生甲醇被特别定位为面向未来的化学原料和燃料。

尽管与天然气和煤基甲醇相比，可再生甲醇当前的发展因较高的生产成本受阻，但它也是最易实现的可持续替代品之一，在化工和运输领域尤其如此。

表 1 总结了规模化使用可再生甲醇的优势和挑战。有关甲醇的优点和缺点的更加详细的讨论，请参阅附录 1。

表 1. 甲醇和可再生甲醇的优缺点

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none"> + 可利用各种含碳原料进行工业规模生产。目前使用天然气和煤；将来采用生物质、固体废物和 $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ + 已用于生产数百种日用工业化学品和消费品 + 甲醇在大气条件下为液体形态。这使得其很容易通过船舶、管道、卡车和铁路进行储存、运输和分配 + 甲醇的储存和销售只需要对现有的石油基础设施进行相对廉价和小规模的改造 + 用于内燃机、混合动力（燃料/电力）系统和燃料电池、涡轮发动机、炉灶和锅炉的通用燃料 + 潜在的液态氢载体 + 低污染物排放：无烟尘 (PM) 和 SO_x，低 NO_x。低碳和可再生的甲醇也能减少 CO_2 排放 + 在扩大甲醇生产规模以满足运输或化学工业的需要方面没有固有的技术挑战 + 甲醇很容易生物降解 	<ul style="list-style-type: none"> * 可再生甲醇的生产成本仍然比化石基甲醇高 * 需要扩大可再生甲醇的生产规模 * 可再生原料（生物质、CO_2、可再生电力、绿氢）与其他可再生能源利用竞争 * 可再生甲醇需要投资支持，需要技术中立的公共政策，需要消除获得实惠可再生电力、CO_2 和生物质原料的障碍 * 需要推广甲醇燃料标准，以便在更多的国家和应用中得到更广泛的使用 * 体积能量密度只有汽油和柴油的一半左右 * 对某些金属有腐蚀性，与某些塑料和材料不相容 * 像汽油、乙醇或氢气一样，高度易燃，处理不当会导致爆炸 * 有毒；摄入后可致死

促进可再生甲醇生产的行动领域

与化石燃料的任何其他替代方法一样，为使可再生甲醇在化学领域得到突飞猛进的发展并作为可再生燃料，必须通过适当的政策、法规和指令刺激其需求和供应。其中可能包括可再生燃料标准、激励措施、碳税政策、限制排放与交易许可机制、长期低价保证、差价合约 (CfD)、较低的可再生燃料和原料/产品税率、信息宣传和生态标签等。需要使用生命周期分析 (LCA) 方法和其他基准权衡每一工艺、材料和燃料的优势。

在向完全可再生甲醇生产转型的过程中，还应该允许绿色产品和常规产品的联产，并按比例提供信用额。这其中包括例如将绿氢和 CO₂ 添加到天然气生产甲醇工艺中的 LCM 技术。

这些方式有助于甲醇生产在保持较低成本的同时逐渐向绿色生产过渡。一旦技术（例如电解槽、CO₂ 捕获）规模得以扩大且可再生能源的成本够低，绿色甲醇的市场份额和信用额度则会增加。

文本框 1. 如何促进向可再生甲醇的转型： 对行业 and 政府的建议

① **确保对整个产业链进行系统性投资，包括技术开发、基础设施和部署。** 甲醇可用于现有的内燃机，以及更高级的动力总成和化学生产工艺中。目前可以使用常规的灰色甲醇和蓝色甲醇，随着时间的推移，将会越来越多地使用绿色甲醇替代。可再生甲醇生产的规模经济和技术改进将导致多个行业的竞争定价，而且必须得到有针对性的投资支持，即对生产资本支出的直接补贴和贷款担保（电解槽、CO₂ 捕获和合成设备）。工业界和政府还需要在降低成本和风险的重大试点项目和燃料基础设施部署方面展开合作。

② **通过公共政策创造一个公平的竞争环境，以促进部门耦合。** 推动电力行业对可再生电力的投资，扩大对农业/林业部门生物质的利用，以降低可再生甲醇的 OPEX 生产成本。还需要对通过 BECCS 或 DAC 生产的可再生/捕获的 CO₂ 进行投资。生产出的甲醇可用于运输和工业部门。每个部门都可以找到不同的碳中和路径，公共政策应鼓励部门耦合来实现协同效应。

③ **支持化工行业的市场力量，重点关注消费产品的碳强度。** 可再生甲醇可以成为数百种日常生活产品的基础原材料，为循环经济做出贡献，从碳足迹和溢价机制中获益。

④ **弄清楚可再生甲醇如何在“绿色交易”、新冠肺炎疫情经济复苏计划和氢战略中促进碳中和。** 用于确定碳中和支持战略的标准必须遵循包容性框架，其中包括低碳液体燃料和可再生甲醇等化学原料。

⑤ **将减碳的政治意愿转化为促进长期增长的监管措施和支持。** 燃料标准/配额的监管措施应考虑到目标市场的碳强度，以便促进定价激励措施，确保稳定的持续增长和投资。

⑥ **鼓励在贸易战略方面开展国际合作，以在生产和消费地区创造就业机会，并培育具有竞争力的新型绿色甲醇产业。**作为一种绿色燃料和绿色化学品，绿色甲醇可在可再生电力资源充足的地区生产，使用碳作为载体，以易于运输的液体分子形式存在。在世界多个国家投资绿色甲醇产能，可实现能源和原料供应多元化并降低政治风险。

⑦ **制定政策工具，确保可再生甲醇和其他有前景的燃料得到公平的税收待遇和长期最低价保证。**燃料消费税和其他税应以能量含量而不是数量为基础（例如，每千瓦时美元，而不是每升美元）。对于包括可再生甲醇在内的可再生燃料，无论是生物甲醇还是绿色甲醇，都可以提供能源税减免。税收政策可以“成就或破坏”替代燃料。差价合约(CfD)计划是一种可以激励投资的有意义的生产支持制度。在该计划中，先进的可再生燃料生产项目可通过所谓的反向拍卖（出价最低者胜出）竞标CfD，胜出者获得合约。

1. 甲醇的当前生产和应用

甲醇 (CH_3OH) 是一种具有淡酒精味的无色水溶性液体。甲醇的凝固点为 -97.6°C ，沸点为 64.6°C ，在 20°C 下的密度为每立方米 0.791 千克 (kg)。甲醇是化学工业中重要的有机原料，全球过去十年的甲醇需求量几乎翻了一番，截至 2019 年达到约 9,800 万吨 (图 6 和图 7)，而全球产能约为 1.5 亿吨 (MI, 2020a; MMSA, 2020 年)。

自 1995 年以来，排除通货膨胀因素后欧洲甲醇的平均合同价格一直在每吨 (t) 200 美元至 400 美元间波动 (请参阅图 8)。生产成本约为 100 至 250 美元/吨，具体取决于使用原料 (天然气或煤炭) 和原料价格。

1.1. 甲醇作为原料使用

甲醇天然存在于水果、蔬菜、发酵食品和饮料、大气甚至太空中。历史上甲醇通常被称为木醇，因为它最初是作为木炭生产中的次要副产品通过木材的破坏性蒸馏产生的。通过这一工艺，每吨木材仅能生产约 10-20 升 (L) 的甲醇 (以及其他产品)。

19 世纪 30 年代初，以这种方式生产的甲醇用于照明、烹饪和取暖，但后来被更便宜的燃料 (尤其是煤油) 取代。有趣的是，20 世纪 20 年代之前，木材一直是甲醇的唯一来源。这之后出现了煤制甲醇的工业

生产，20 世纪 40 年代开始应用天然气生产。向化石资源生产的转变极大提高了甲醇的产能。

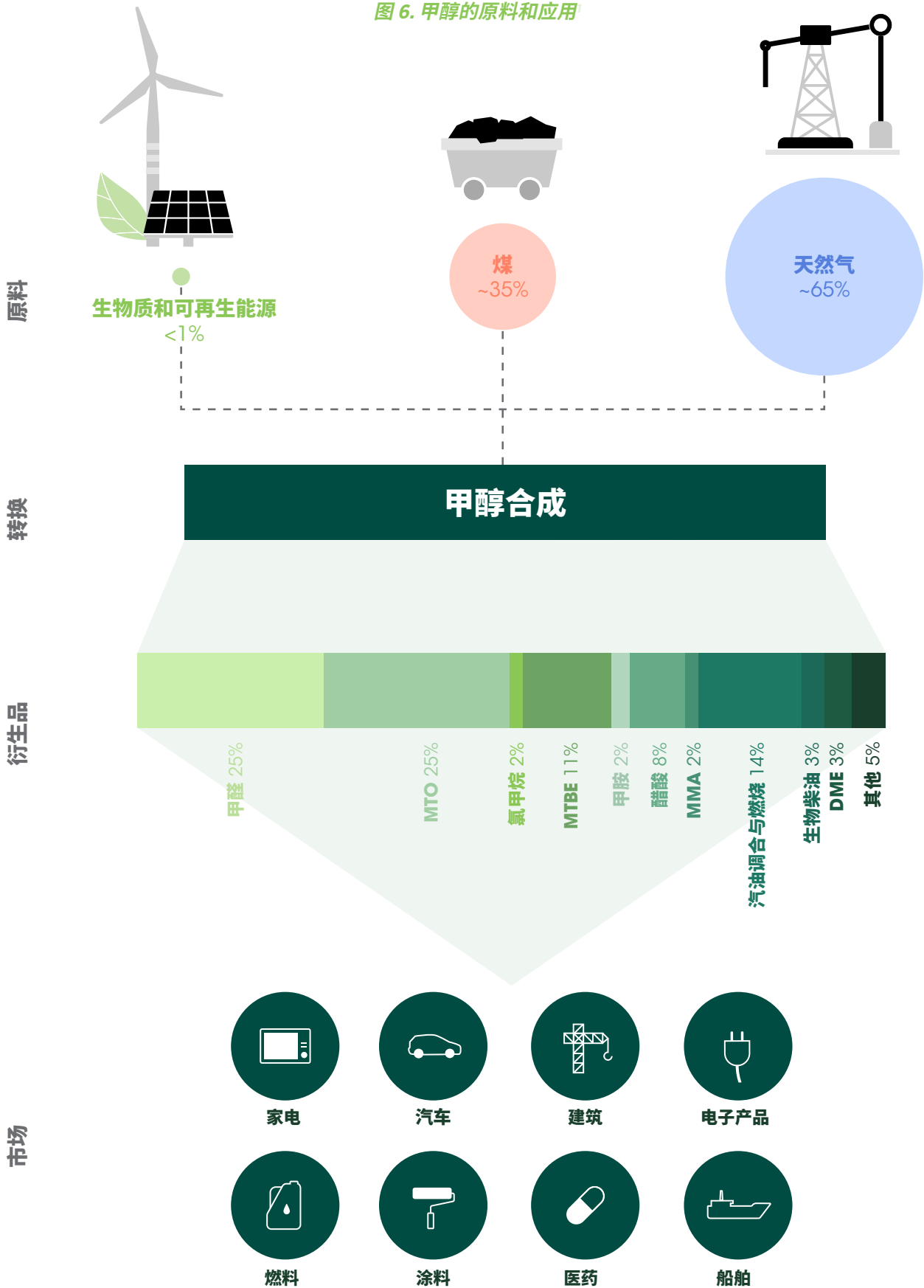
快进至 2019 年，在每年生产的近 1 亿吨甲醇 (1,250 亿升) 中，超过 60% 用于通过甲醇制烯烃 (MTO) 途径合成甲醛、乙酸、甲基丙烯酸甲酯、乙烯和丙烯等化学品。然后这些基础化学品通过进一步处理生产数百种与我们的日常生活息息相关的产品，例如油漆、塑料、建筑材料和汽车零件等。

在甲醇生产的化学制品中，甲醛占比最大，主要用于制备苯酚、脲、三聚氰胺甲醛和聚缩醛树脂以及丁二醇和二苯基甲烷二异氰酸酯 (4-苯基异氰酸酯) (MDI)。例如，MDI 泡沫在冰箱、门、汽车仪表板和翼子板中用作隔热材料。甲醛树脂用途广泛，主要用于例如刨花板、胶合板和其他木板制造等木材工业中的粘合剂。

MTO 工艺可在甲醇的全新用途中替代相对比较传统的乙烯和丙烯石油化工生产方式，并已见证了过去十年中国聚乙烯和聚丙烯产量的巨大增长。从 2010 年的零生产到现在，通过 MTO 生产的甲醇约占全球消费量的 25% (MMSA, 2020 年)。

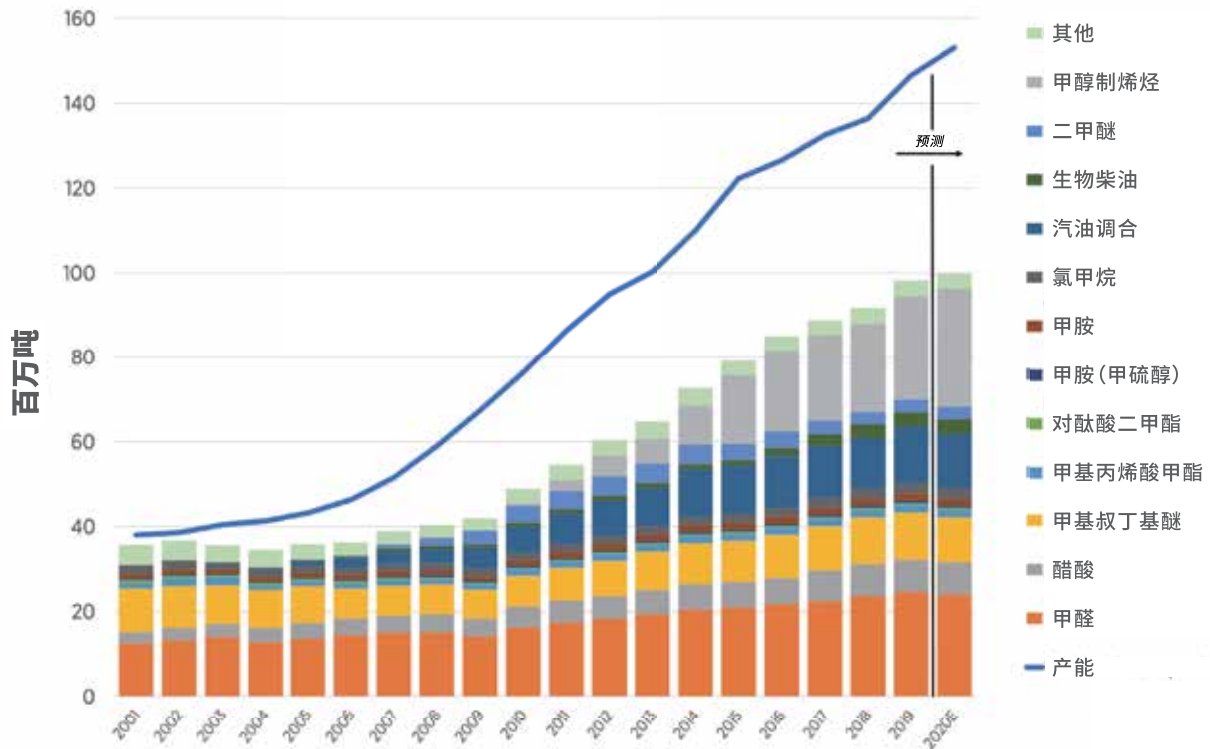
甲醇还有许多其他用途，包括溶剂、防冻剂、挡风玻璃清洗液以及废水处理厂的反硝化应用 (Olah, 2018 年)。

图 6. 甲醇的原料和应用



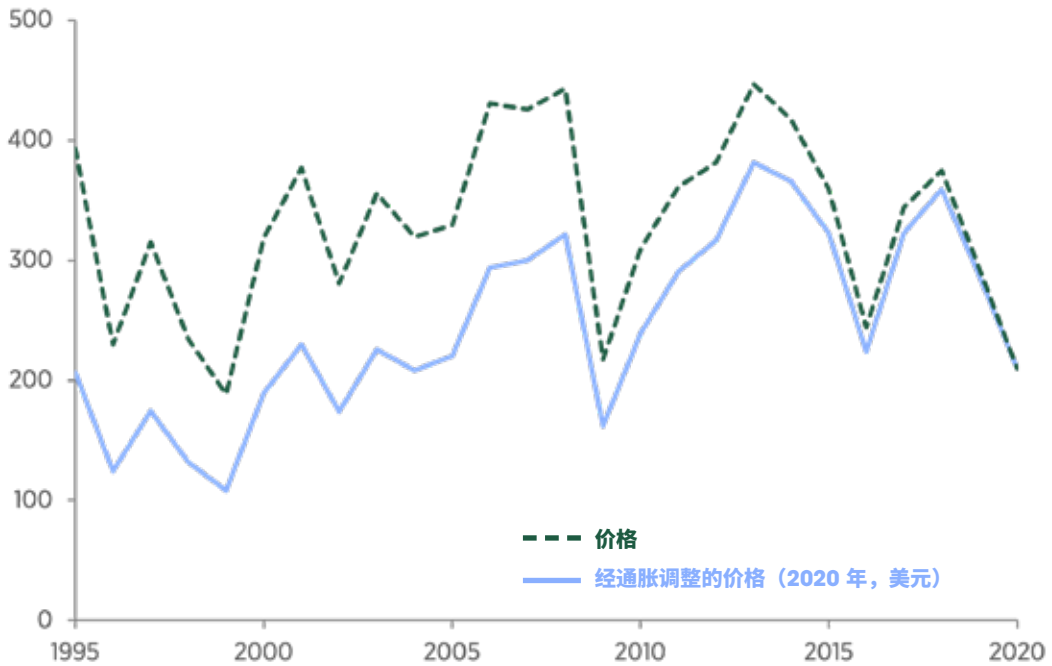
来源: Chatterton (2019); Dolan (2020); MMSA (2020)。

图 7. 全球甲醇需求和生产能力 (2001-2019)



来源: 基于 MMSA (2020) 的数据。

图 8. 甲醇历史销售价格 (1995-2020)



注: 西欧合同平均变现价格, FOB 鹿特丹。

来源: 基于 MMSA (2020) 的数据。

1.2. 甲醇作为燃料使用

自 2005 年前后，甲醇本身或与汽油混合作为燃料、应用于生物柴油生产或作为甲基叔丁基醚 (MTBE) 和二甲醚 (DME) 的使用形式也得到了迅速增长。这些燃料的使用现在共计占甲醇消耗量的 31%。自 20 世纪 80 年代以来，MTBE 就已用作汽油中的燃料抗爆添加剂。尽管由于地下水污染问题，美国等一些国家禁止使用 MTBE，但其在亚洲和墨西哥等其他地区的应用仍在持续增长。可通过甲醇与油脂的反应获得生物柴油。增长最快的还是直接使用甲醇作为燃料。该用途的消耗比例从 2000 年不到 1% 增长至现在的 14% 以上。由于具备高辛烷值，甲醇可用作内燃机 (ICE) 中的汽油添加剂或替代品。甲醇还可应用于改装的柴油发动机 (Bromberg 和 Cohn, 2009 年; Bromberg 和 Cohn, 2010 年) 以及先进的混合动力和燃料电池车辆。

值得一提的是，甲醇的体积能量密度仅为汽油和柴油的一半左右。如果使用纯甲醇作为燃料，要达到相似的行驶里程则必须调整油箱尺寸。直接甲醇燃料电池 (DMFC) 还可在环境温度下将甲醇中的化学能直接转化为电能 (McGrath 等, 2004 年)。

由于甲醇不会产生烟灰、烟雾或异味，因此也广泛应用于厨灶 (仅在中国，2018 年的应用就超过 500 万吨) (Dolan, 2020 年)。DME 由甲醇通过简单的脱水制得，是一种可在中等压力下液化的气体，与液化石油气 (LPG) 非常类似。DME 作为高十六烷值、不产生烟尘排放 (颗粒物 [PM]) 的柴油替代品也引发了人们的极大兴趣 (Semelsberger 等, 2006 年; Arcoumanis 等, 2008 年)。

DME 还可以在加热和烹饪等应用中代替 LPG。无需对现有设备进行任何改动或仅在非常有限的改动下，便可将最多 20% 的 DME 与 LPG 混合。甲醇还可用作工业锅炉中生产热能和蒸汽的燃料，以及应用于燃气轮机发电 (Temchin, 2003 年; Basu 和 Wainwright, 2001 年)。2018 年，中国超过 1,000 个锅炉装置消耗了 200 万吨甲醇 (Dolan, 2020 年)。

历史上来看，甲醇早已成为替代传统原油燃料的选择。这一情况最早出现在 20 世纪 70 年代和 80 年代原油供应紧张时期。甲醇 (化石燃料) 辛烷值极高，20 世纪 80 年代和 20 世纪 90 年代时期，许多国家/地区针对甲醇作为低混合成分气体和纯燃料进行了广泛测试，其主要目的是减少空气污染。引发人们对甲醇强烈兴趣的原因是，人们认识到使用煤炭和天然气生产甲醇相对便宜，而且现有的车辆和分配基础设施只需进行极小改动便可应用甲醇。

到 20 世纪 90 年代后期，直接燃油喷射、三元催化转化器、新配方汽油等各种技术进步在汽车工业中获得广泛认可。由此大幅减少了汽油动力车辆相关的排放问题，但同时也削弱了甲醇燃料的优势。同时，油价仍然处于较低水平，这意味着虽然甲醇已获得技术上的成功，但尚未取得商业上的成功 (Olah 等人, 2018 年)。

发达国家对甲醇动力车辆兴趣降低，但中国最近一直在积极促进甲醇作为交通运输燃料的应用，这很大程度上是为了减少对进口燃料的依赖。中国许多汽车制造商都在供应甲醇动力车辆，包括应用 M85 (85% 甲醇, 15% 汽油) 和 M100 (纯甲醇) 以及较低甲醇含量的甲醇/汽油混合物的汽车、货车、卡车和公共汽车 (SGS, 2020 年)。还提供能够使用甲醇和汽油的各种混合物或 GEM 燃料 (汽油/乙醇/甲醇) 运行的灵活燃料车辆 (IRENA, 2019a; Olah 等人, 2018 年; Schröder 等人, 2020 年)。这些车辆的成本与普通车辆接近。

甲醇也可通过与少量柴油引燃燃料共同供料、通过添加点火促进剂 (MD95) 或安装电热塞应用于柴油发动机。也可应用于专门针对甲醇优化以实现更高压缩比的发动机 (Schröder 等人, 2020 年)。图 9 和图 10 展现了甲醇燃料应用于出租车和重型卡车车队的示例。中国公路运输当前的甲醇年消耗量为 480 万吨 (Dolan, 2020 年)。甲醇作为道路燃料以及在火车和重型机械中的其他应用也吸引了世界其他地区越来越多的目光，如以色列、印度和欧洲等 (Landälv, 2017 年)。

图 9. 中国贵州省贵阳市采用 M100 燃料的出租车队



来源：吉利 (2020)。

图 10. 中国的吉利 M100 卡车 (2019) 和以色列的 M100 卡车 (2020)。



来源：吉利 (2020); DOR Group (2020)。

甲醇可应用于传统 ICE 车辆，还可作为燃料应用于先进混合动力和燃料电池车辆。后种情形中，甲醇通过车载装置重整为氢注入燃料电池，为电动车辆 (EV) 充电或为燃料电池车辆 (FCV) 提供直接动力。

液态甲醇的应用避免了昂贵的车载系统需求，该系统旨在确保 FCV 中氢气在极端压力 (350-700 bar) 下的安全存储和输送。迄今为止，甲醇是基于燃料电池的运输应用中唯一实际证明可行的液体燃料。

20 世纪 90 年代和 21 世纪初，包括福特、通用汽车、本田、马自达、三菱、日产和丰田在内的多家汽车公司进行了多项原型建造和测试，证明了车载甲醇重整器为 FCV 提供动力的巨大潜力 (Olah 等人，2018 年)。

21 世纪初，戴姆勒推出了 NECAR 5 甲醇 FCV，这是 2002 年首辆在美国东西海岸之间行驶 5,000 千米 (km) 的 FCV (戴姆勒，2020 年)。图 11 和图 12 展示了 Gumpert Aiways 和 Palcan Energy 开发的新型汽车 (Gumpert Aiways，2020 年；Palcan Energy Corp.，2020 年)，将 3 分钟注满甲醇燃料的 EV 或 FCV 行驶里程从 300 公里扩展至 1,000 公里以上。

图 11. Gumpert Nathalie, 甲醇燃料电池混合动力超级跑车



来源: Gumpert Aiways (2020)。

图 12. Palcan 混合动力甲醇重整装置/质子交换膜燃料电池客车在中国上市



来源: Palcan Energy Corp. (2020)。

海上运输部门对于甲醇的兴趣也在不断增加。目前，有 20 多艘运行或订购中的大型船舶使用甲醇为其提供动力（DNV GL，2020 年）。航运部门当前约占所有 GHG 排放的 3%，占运输部门相关 GHG 排放的 9%（IRENA，2019b）。海上运输在国际贸易的占比为 80-90%。船舶使用的传统船用燃料是柴油船用燃料，其硫含量相对较高。

即使国际海事组织 (International Maritime Organization) 制定了新的法规，将船用燃料中的硫含量限制从 3.5% 降低至 0.5%，船舶仍将向大气中排放大量的硫氧化物 (SO_x)、氮氧化物 (NO_x) 和 PM。此外，随着全球排放控制区 (ECA) 的进一步扩大，其更加严格的排放限制要求使用硫含量极低的燃料油或船用柴油，这相比传统的重质燃料油要昂贵得多。由于这些产品的生产成本极高，航运业一直在寻找替代品，而甲醇是他们的选择。

因其生产工艺的特殊性，甲醇不含硫，燃烧时几乎不产生 PM（因为不存在碳 - 碳键）且仅产生少量的 NO_x。众多示范项目一直在研究船用甲醇的应用（SGS，2020 年）。现有大型和小型船舶可轻松以适当成本过渡至甲醇应用（Haraldson，2015 年）。新型船舶的投资成本与传统船舶接近。

甲醇燃料的应用（尤其是 ECA）已实现其经济性。图 13 和图 14 展示了使用甲醇燃料运行的船舶示例（MI，2020b）。其中一个示例是在德国和瑞典之间运营的 5 万吨级、3.2 万千瓦的 Stena Germanica 号渡轮，其在不到三个月的时间内完成了改装，以使用甲醇运行。世界上最大的甲醇生产商和分销商 Methanex 还使用双燃料（柴油或甲醇）MAN 发动机运行其部分 50,000 载重吨 (DWT) 化学品运输船。此外，还有一些项目正在研究引入甲醇燃料电池动力系统用于船舶推进，从而相较于 ICE 提高效率和减少排放（Chatterton，2019 年；Fastwater，2020 年）。

图 13. 由甲醇驱动的 Stena Germanica 50,000 DWT 渡轮往返于哥德堡和基尔之间



来源：Stena Line (2020)。

图 14. 由甲醇驱动的远洋船舶



来源: Waterfront Shipping/MOL (2020)。

而航空领域可以使用类似于甲醇制汽油 (MTG) 工艺将甲醇转化为煤油型航空燃料 (Wang 等人, 2016 年; Wormslev 和 Broberg, 2020 年)。由于甲醇的体积能量密度低于煤油, 通常情况下它本身并非最合适的燃料。但是, 组合使用燃料电池和锂电池的更先进的混合动力飞机可能会使用甲醇, 以运行电动涡轮风扇或涡轮螺旋桨飞机 (Soloveichik, 2018 年)。这种类型的混合动力飞机将具备诸多优势, 包括更少的污染、噪音和排放, 同时将能源使用减少 40-60%。这将在某种程度上与甲醇的较低能量密度这一不利因素相抵消。这种类型的混合动力飞机尤其适用于地区航线。甲醇已被引入无人机类型设备, 以有效增加其

飞行里程和飞行时间。微型甲醇燃烧发动机在飞行过程中为电池充电, 从而延长了飞行时间并即时加油。DMFC 在无人飞行器中的测试已取得成功。

1.3. 甲醇的储存、运输和分配

大多数应用中, 相比气态储能介质, 液态储能介质 (例如甲醇) 是更好的选择。尤其是运输领域从液化化石燃料衍生产品 (汽油、柴油燃料、煤油等) 过渡到可再生和可持续液态燃料的需求迫切。这样一来, 只需有限的改动, 即能以较低成本使用现有基础设施。

甲醇已经成为一种遍及全球的商品，部署广泛，存储容量大。数百万吨的甲醇每月通过船只、驳船、铁路和卡车运输至全球各地的不同用户。与石油及其产品一样，甲醇也可以通过管道运输。为汽车、公共汽车和卡车分配甲醇的加注站与现有加油站基本相同，只需略微改变消费者的习惯（图 15 和图 16）。大多数情况下可以使用相同的油箱。为了容纳甲醇，可能需要对加油线路、垫片等进行细微改动。消费者只需在本地服务站为油箱加注其他液体燃料（而非汽油或柴

油）即可。甲醇泵可与现有的汽油或柴油分配泵并排放置。根据美国的一项研究（Chatterton, 2019 年），甲醇加注站的成本也与汽油/柴油加油站相同，比加氢站便宜，每个加注站成本超过 200 万美元，且容量仅为甲醇加注站的一小部分。由于 2014 年发布的替代燃料基础设施部署指令 2014/94/EU（EU, 2014 年），液化天然气（LNG）站当前在欧洲受到特别关注，但事实上甲醇加注基础设施比液化天然气（LNG）站要便宜得多。

图 15. 中国的甲醇加注站



来源：甲醇研究所。



来源：Palcan Energy Corp (2020)。

图 16. 以色列一家加油站的汽油和柴油加油机旁的 M15 加油泵和 M100 加油泵



来源：Dor Group (2020)。

船用甲醇补给既简单又干净。由于甲醇在大气压下为液体，可以像船用燃料一样存储。因此存储甲醇的基础设施成本较低，与 LNG 或氢气替代品相比更是如此 (MI, 2020c)。目前已有 100 多个主要港口使用甲醇。同时它也易于生物降解 (MI, 2020c; Clary, 2013 年)。

甲醇衍生物 DME 的物理性质与 LPG 燃料相似，可直接使用现有的陆地 LPG 基础设施。当前已有许多 LPG 加气站，因此与建立全新基础设施 (图 17 和图 18) 相比，使用相同技术过渡到 DME 的成本可能更低。

图 17. 2008 年中国上海的二甲醚加注站和加注泵



来源: IDA (2020)。

图 18. 2011 年瑞典生物二甲醚加注站



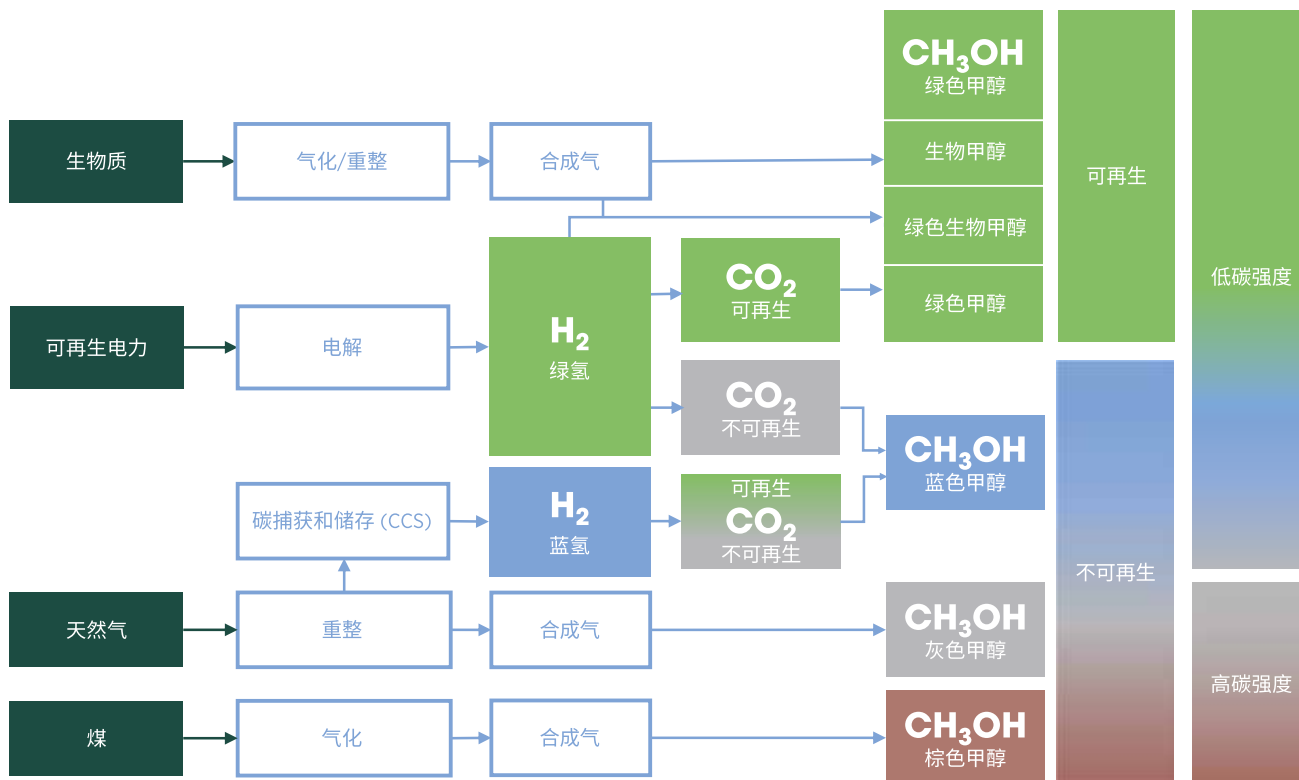
来源: Chemrec (2020)。

2. 生产工艺及技术现状

2019 年全球甲醇消费量达到 9,830 万吨，预计到 2025 年将达到 1.2 亿吨（MMSA，2020 年；Berggren，2019 年），2050 年将达到 5 亿吨（Saygin 和 Gielen，即将出版）。作为全球最大的甲醇生产国和消费国，中国占全球总需求的一半以上，2018 年的甲醇消耗量约为 5,500 万吨，其中四分之一为燃料应用。其次是亚洲其他地区（除中国外）、欧洲、北美和南美。未来十年，随着运输和供暖燃料以及 MTO 工厂等应用的扩展，预计大部分需求的增长将来自中国（Berggren，2019 年）。

甲醇可由浓缩碳源——例如天然气、煤炭、生物质、副产品流，甚至包括工业烟气或直接空气捕获 (DAC) 等各种来源产生的二氧化碳 (CO₂) 生产 (Olah 等，2018 年；Bertau 等人，2014 年)。附录 2 简要介绍了甲醇生产涉及的步骤。但是，主要出于经济原因，甲醇几乎仍然仅由化石燃料生产。约 65% 的甲醇生产来源于天然气重整（灰色甲醇），而其余 35% 主要来源于煤气化（棕色甲醇）（Dolan，2020 年）。目前仅有约 0.2% 来自可再生资源（绿色甲醇）。大多数煤制甲醇产能来源于中国，因为那里有丰富的煤炭储量。世界上其他地区通常使用天然气制甲醇。

图 19. 对各种原料生产的甲醇进行的分类建议



根据原料和相关碳排放量，甲醇可分为高碳或低碳排放强度（图 19）。通常认为由煤炭和天然气生产、且不涉及碳捕获或可再生能源的甲醇具有高碳排放强度（棕色和灰色甲醇）。而由各种形式的可再生能源或采用碳捕获系统的化石燃料生产的甲醇或其组合碳排放强度较低（低碳甲醇、蓝色和绿色甲醇；参阅图 19）。甲醇还可分为可再生与不可再生甲醇。为了符合可再生能源标准，用于生产甲醇的所有原料都必须来自可再生能源（生物质、太阳能、风能、水能、地热能等）。

为了生产甲醇，首先必须将天然气和煤炭转化为合成气，即一氧化碳 (CO)、氢气 (H₂) 和二氧化碳 (CO₂) 的混合物。就煤炭而言，合成气通过将部分氧化和高温下蒸汽处理结合的气化工艺 (800-1800°C，具体取决于工艺和原料) 获得 (Bell 等人，2010 年)。天然气生产合成气则可采用多种方法，包括蒸汽转化法、部分氧化干燥转化法、自热转化法或几种方法的组合。这些都是高温工艺 (> 800°C)。煤气化获得的合成气需要进行更多的预处理、调节和调整步骤去除杂质和污染物（焦油、灰尘、无机物质），以优化成分合成甲醇。

理想情况下，调节后合成气的 H₂/CO 比应至少为 2:1，才能实现最佳的甲醇合成。由于煤炭的氢/碳 (H/C) 比较低，所获得的合成气富含碳氧化物 (CO 和 CO₂) 且氢气不足。因此，合成气在送入甲醇装置之前，必须进行水煤气变换 (WGS) 反应以提高氢气所占比例。该工艺中产生的部分 CO₂ 也必须分离出来，通常会直接排放至大气中。天然气则杂质较少、容易分离，且 H/C 比要高得多，这意味着合成气无需进行过多调节。由于较高的 H/C 比，天然气制甲醇相关的 CO₂ 排放也大大低于煤炭生产（每千克天然气制甲醇约 0.5 千克二氧化碳当量 [CO₂-eq]，而每千克煤制甲醇则为 2.6 千克 - 3.8 千克 CO₂-eq/kg [Kajaste 等人，2018 年；MI, 2020c]）。

经过调节，使用铜、氧化锌和氧化铝等催化剂的催化工艺将合成气转化为甲醇 (Bertau 等人，2014 年；Olah 等人，2018 年)。随后蒸馏粗甲醇以去除甲醇合成中产生的水及任何副产品。

一个以天然气为原料的典型世界级甲醇工厂的产能约为每天 3,000-5,000 吨或每年 100-170 万吨 (Sheldon, 2017 年)。

2.1. 低碳甲醇

为了降低天然气制甲醇的碳排放强度，许多公司开发了低碳甲醇 (LCM) 工艺。有几种方法能够减少天然气制甲醇中的 CO₂ 排放。一种方法是将其他工艺中的 CO₂ 注入甲醇合成回路。另一种方法是对天然气制甲醇的第一步进行脱碳，即重整制合成气的步骤。该步骤非常耗能，需要燃烧部分天然气原料产生热能，以便在温度 > 800°C 下重整天然气，同时生成 CO₂。通过使用可再生能源利用电加热重整天然气，可以消除这些 CO₂ 排放。在甲醇合成回路中将 CO₂ 排放与可再生能源电解水生产的氢气结合，是另一种降低天然气制甲醇碳排放强度的方法。以上方法以及灰色/蓝色和绿色甲醇的其他各种生产组合构成了混合解决方案，可推动逐步引入绿色甲醇，并帮助甲醇生产设施有效减少碳排放。

梅思恩公司 (Methanex Corporation) 在加拿大梅迪辛哈特工厂生产 LCM，方法是将从邻近工业设施中捕获的 CO₂ 注入甲醇合成回路。若 LCM 用作燃料，此工艺可显著减少 GHG 排放。据 Methanex 称，与汽油驱动汽车相比，完全依靠 LCM 的汽车每公里将减少从油井到车轮过程的 30% CO₂ 排放 (Hobson 和 Márquez, 2018 年；Methanex, 2018 年)。

其他甲醇生产商如卡塔尔燃料添加剂有限公司 (Qatar Fuel Additives Company Limited) 已开始运营 CO₂ 回收工厂，从烟气中提取 CO₂ 并将其重新注入甲醇合成回路，从而减少 GHG 排放和耗水量 (QAFAC, 2020 年; Hobson 和 Márquez, 2018 年)。

在中国，宝丰能源 (Baofeng Energy) 已开始建设由 200 兆瓦 (MW) 光伏 (PV) 发电厂供电的绿氢发电厂，每年可生产约 1.3 万吨 H₂ (1.6 亿立方米 [m³]) (Hill, 2020 年)。所获得的绿氢将供料于煤制甲醇工厂，以提高产能并减少碳排放。电解步骤中产生的氧气副产品将代替部分煤气化中的空气分离氧，从而降低了制氢成本。预计该电厂将于 2021 年开始生产绿氢。

加拿大的先进化学技术公司 (Advanced Chemical Technologies) 正在计划建设一座甲醇日产量 5,000 吨的工厂，以天然气、邻近产业的废弃 CO₂ 及大型 660 MW 水电电解槽生产的 H₂ 为原料。因此，该工厂的 CO₂ 排放为零，且还会将工业排放的部分 CO₂ 再循环利用到绿色甲醇 (可再生能源电力生产的甲醇) 生产中 (AChT, 2020 年)。其优点还在于整个工厂无需仅专注于可再生甲醇，从而降低了生产可再生甲醇的成本。

还有其他一些大型天然气生产 LCM 技术可实现类似的减排量。Johnson Matthey 等人开发了一种名为 Leading Concept Methanol 的工艺，将气体加热重整器与自热重整器 (GHR+ATR) 结合。在所有压缩机传动装置 (包括空气分离装置中的空气压缩机) 中使用可再生能源电力生产 LCM。Haldor Topsoe 正在开发一种名为 eSMR (电力蒸汽甲烷重整) 的紧凑型全电动甲烷蒸汽重整器 (Wisnann 等人, 2019 年)。

2.2. 可再生甲醇

人类活动引起的 GHG 排放使人们日益关注全球气候变化，这促使政府、政策制定者、行业和科学家开始积极寻找使其活动“环保”的方法。在这种情况下，可持续生产的可再生甲醇可成为最终实现化学和运输行业脱碳途径的方法之一。可通过多种来源生产超低碳或碳中和与净零排放的可再生甲醇。由例如林业和农业废弃物及副产品、沼气、污水、城市固体废弃物 (MSW) 和制浆造纸业的黑液等生物质生产的可再生甲醇通常称为生物甲醇。相比之下，从可再生能源电力生产的二氧化碳和绿氢中获得的可再生甲醇通常称为“绿色甲醇”。

可再生资源及其工艺生产的生物甲醇和绿色甲醇的化学性质与化石燃料生产的甲醇相同，但可显著降低整个生命周期内温室气体的排放。此外，使用可再生甲醇可以减少对化石能源进口的依赖，并有效刺激当地经济。许多公司已开始在全球范围内生产生物甲醇和绿色甲醇。此外，更多公司和机构已建立了原型和示范装置，或在该领域积极研发。既有及规划的可再生甲醇设施和示范装置清单可参阅本章和附录 4。

生物质和 MSW 生产的生物甲醇

相对而言，生物质和 MSW 制甲醇中的技术比较为人所知，因为它们与基于商用气化的工业中使用的技术相似或相同，而后的原料通常是煤炭、重质渣油和天然气。但是，二者在原料制备气化工艺方面有所不同。从先进示范工厂到生产性应用的规模化升级，大部分技术仍有待进一步发展，但部分大型工厂已经开始运行或准备开始运行规模化的甲醇装置。传统甲醇装置的主要工艺为：原料预处理、气化、WGS、气体净化、甲醇合成和纯化。

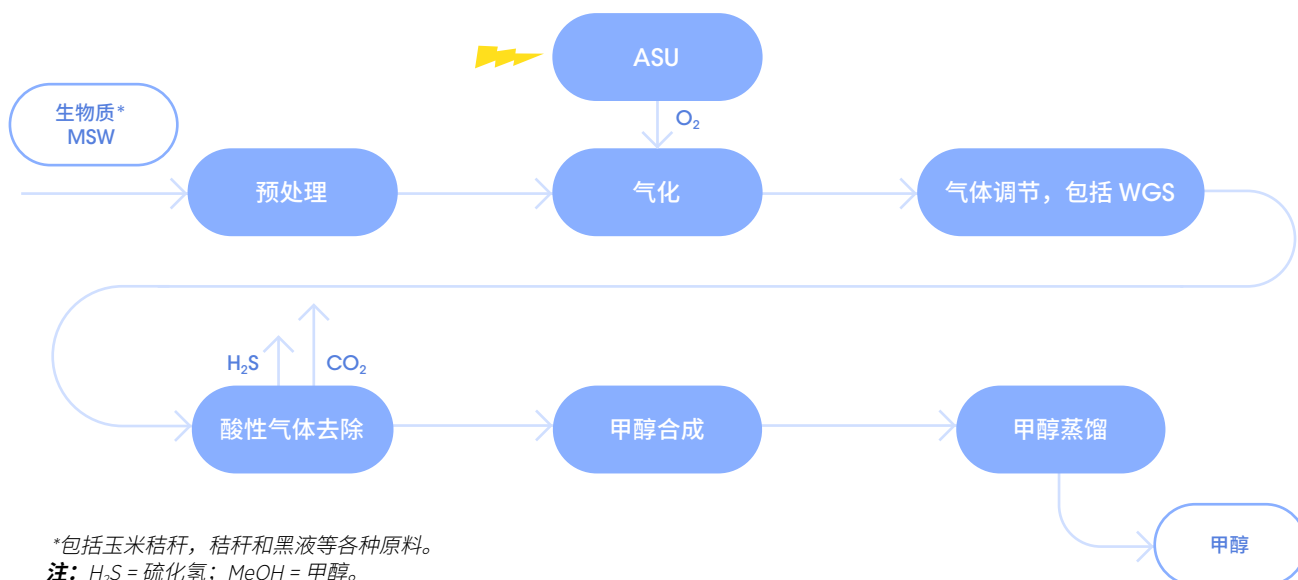
原料在气化炉中气化成合成气，主要是一氧化碳 (CO) 和氢气 (H₂)、以及 CO₂ 和水 (H₂O) 的混合物。取决于气化炉类型，合成气还将包含低含量的碳氢化合物以及源自原料或在气化过程中形成的各种痕量成分。气化可表征为部分（化学计量不足）燃烧。为避免合成气中惰性分子的恒载，使用的氧化剂为纯氧（通常为 99-99.5%）。惰性气体会影响甲醇合成的效率和产量，增大整个合成气处理系统的规模，从而增加工厂成本。原料和氧气之间的确切比例取决于多种因素，其中原料反应性、气化炉温度、原料渣行为和合成气成分都是重要参数。务必使用最少量的氧气以降低运行成本并最大程度地提高合成气产量。从理论上讲，需要权衡氧气纯度、工厂成本、产品产量和电费（影响氧气纯度）。商业化工厂在运行这一工艺时都使用高纯度氧气，而在多数情况下，这会清晰指示是否能够达到最佳纯度。

气化步骤结束后，未经处理的粗制合成气需要进行清洁和调节以达到甲醇合成供应商规定的质量水平。

根据原料和气化炉技术的不同，这些工艺步骤存在很大差异。合成气清洁包括用于去除例如焦油、灰尘和其他痕量成分装置，以及去除 CO₂ 和硫成分的酸性气体脱除装置。气体调节通常包括将 H₂/CO 比调节至 2:1 左右，以实现最佳的甲醇合成和甲烷重整、最大程度地提高合成气产量以及避免甲烷作为清除气流离开甲醇合成装置的能量损失。当前的商业化技术中，气化石油和煤炭通常无需进行甲烷重整，因为它们的气化装置在极高的温度下运行，此时甲烷的生成量极低（通常低于 0.5%）。下面将针对各种工艺装置作进一步描述。

图 20 展现了甲醇气化工厂使用各种生物质材料或 MSW 的总体方案。使用可再生原料时，图 20 所展现工艺方案的前三个模块与以煤炭或重质渣油为原料的工厂有所不同。即 (a) 原料的预处理、(b) 气化和 (c) 气体调节/清洁。Hannula 和 Kurkela (2013) 以及 GTI (2019) 描述了典型的生物质气化方案。与当今广泛使用的商业技术相同或相似，调节 H₂ 与 CO 比例的装置 (WGS) 及酸性气体脱除 (AGR) 装置可清洁大部分 CO₂ 及其所有硫成分。

图 20. 基于气化的甲醇装置—总体方案



甲醇合成装置更是如此，因为与来源无关，合成气到达该装置时的成分实际相同。

Ⓐ 原料预处理

生物甲醇工厂的大多数原料本质上都是固体，送入气化炉之前需以某种方式进行均化。这一点对于工艺控制和进料器系统设计而言至关重要。在压力下以均匀流速推动固体面临的技术挑战导致气化炉的压力相对较低（保持在 5-10 bar）。可能需要惰性气体才能使进料系统正常、安全地工作。但是，惰性气体流量的最小化对于尽量减少整个合成气系统的投资水平以及提高工厂效率至关重要。如果进料为例如制浆和造纸厂的黑液等液体形式，则进料系统会更加简单，且能与重渣油进料系统保持一致。这些进料系统可将气化装置加压至 30-60 bar。

Ⓑ 气化

气化装置的“心脏”是气化炉。气化炉是原料转化至合成气（包括各种杂质）的高温转化器，其中反应所需的热能通常由一部分纯氧原料提供。

还可通过某种热交换间接提供。两种方法都适用于生物质和 MSW 原料，而商用工艺（少数例外）使用氧气进行部分氧化获得。

气化炉可分为两类：非熔渣和熔渣。第一类是可再生原料应用的常见变体，后者几乎无一例外地应用于化石原料的气化工艺。非熔渣是指气化炉不允许熔炼原料中存在惰性材料（会堵塞容器，造成严重后果），而熔渣气化炉则以高于炉渣熔点的温度运行。之后，气化炉产生浮渣。非熔渣气化炉的最高温度为 800-900°C，而熔渣气化炉的温度通常高于 1000°C。非熔渣气化炉中的热区不能有热点（会导致熔渣局部熔化），因此没有火焰。这便导致其某些气化反应不如熔渣气化炉的反应完全，因为后者火焰中的局部温度极高（可能达到 2000°C）。前者有一个热床，大部分反应在此发生，后者则是原料需要通过的灼热火焰。采用非熔渣模式，气化炉中会形成甲烷和焦油，需在下游工艺进行处理。熔渣气化炉则极少形成甲烷和焦油。

表 2. 合成气调节和清洁工艺示例

要去除的杂质	工艺	多 (M) 或少 (L) 常见
颗粒	颗粒过滤器	M
焦油和甲烷	重整焦油和/或甲烷	M
COS	COS 水解将 COS 转化为 H ₂ S	L
氯和氟成分	去除 HCl 和 HF	L
硫成分	去除 CO ₂ 或单独进行 AGR 工艺	M
CO ₂	去除 H ₂ S 或单独进行 AGR 工艺	M

注：COS = 硫化羰；HCl = 氯化氢；HF = 氟化氢。

© 气体调节和清洁

后处理取决于气化炉类型。原料成分、MSW 和不同类型的生物质材料也可能影响后处理要求 - 某些原料会引入下游工艺不需要的物质。这些后处理工艺主要应用于非熔渣气化炉。表 2 列出了最常见的杂质及其处理方法。NextChem 描述了实现气体调节和清洁的示例 (2020a)。

气化项目和开发

从技术角度来看，商业化成功的关键是将原料转化为满足甲醇合成装置技术供应商规定质量的合成气。无论上游采用何种合成技术，合成气的质量要求均相似。因此，甲醇生产工厂可以利用与费托 (Fischer-Tropsch) 技术 (应用于例如汽油、柴油、煤油等各种烃类燃料的生产) 相同的高质量合成气技术。

气化炉技术可根据采用的设计原理分类。表 3 根据两种特征对每种技术进行了分类。一种特征涉及气化炉反应器的加热方式，另一种特征则是气化原理 (简要描述)。

在表 4 中，各种气化技术由技术所有者或开发和商业化该工艺的许可方命名。

气化炉装置通常由两个或多个设计相同的并联机组组成。这有三个原因：(1) 相较于先前设计 (可能是演示阶段) 的规模化程度提高，(2) 整个装置具备 (部分负荷) 冗余，以应对其中一个气化炉需要关闭的情况，(3) 气化技术通常需要更多维护，因此并联式气化炉更加可取。单个装置可通用于整个工艺设置的其他装置，这意味着装置其余部分的规模经济效益将对生产成本产生积极影响。

表 3. 气化炉设计原则

加热原理	
DO ₂	通过使用氧气 (O ₂) 部分燃烧直接 (D) 加热
IH	间接加热 (IH) 可能有多种不同方式

气化炉类型	
BB	鼓泡床 (BB) 原理
UO ₂	上升气流 (U)、氧气 (O ₂) 与蒸汽一起注入
EF	夹带流 (EF) (燃料和 O ₂ 一起注入燃烧器装置)
U-IH	上升气流 (U)，间接加热 (IH)

表 4. 气化技术及其应用

气化技术名称/所有者	加热原理	类型	原料	项目, 参考文献	项目阶段	产品	工厂产能 (单位不唯一) 千吨/年
SES 气化技术 (U-Gas)	DO ₂	BB	生物质/MSW	Trans World Energy, 佛罗里达 (US) (Trans World Energy, 2020)	FEED 完成, 2023 年第二季度启动	甲醇	87.5 万吨/年
NextChem 技术	DO ₂	UO ₂	MSW	ENI 炼油厂, 里窝那, 意大利 (IT) (NextChem, 2020b)	2020 年第三季度基本工程就绪	甲醇	11.5 万吨/年
			MSW/废木	LowLand Methanol (NL) (LowLands Methanol, 2020)	2023 年初启动	甲醇	12 万吨/年
PDQ/Thyssenkrupp	DO ₂	EF	生物质 (经烘烤)	BioTfuel 示范项目 (FR) (BioTfuel, 2020)	运营中	FT 产品 (基于冲流)	15 MW _t 生物质
HTW/Thyssenkrupp	DO ₂	BB	生物质	Värmlands-metanol (SE) (Värmlandsmetanol, 2017)	规划中	甲醇	10 万吨/年
TRI	IH	BB	MSW	Fulcrum (US) (TRI, 2020)	2020 年第四季度启动	FT 产品	40,000 m ³ /年
Bioliq/KIT	DO ₂	EF	秸秆热解油	Bioliq 示范项目 (DE) (KIT, 2020)	运营中	通过 DME 生产汽油	5 MW _t 的生物质
Chemrec	DO ₂	EF	黑液	BioDME 示范工厂 (SE) (Chemrec, 2020)	闲置	DME (通过甲醇)	4 吨/天
Enerkem (Enerkem, 2020a)	DO ₂	BB	MSW	埃德蒙顿 (CA)	运营中	乙醇 (通过甲醇)	3 万吨/年
	DO ₂	BB	MSW	魁北克 (CA)	宣布建设	乙醇 (通过甲醇)	3.5 万吨/年
	DO ₂	BB	MSW	鹿特丹 (NL)	工程设计中	甲醇	21.5 万吨/年
	DO ₂	BB	MSW	萨拉戈萨 (SP)	工程设计中	甲醇	21.5 万吨/年
Sungas and GTI (U-Gas)	DO ₂	BB	生物质	GTI 示范项目, 芝加哥 (US) (SunGas Renewables, 2020)	运营中	合成气	5 MW _t 的生物质
TCG Global	IH	U-IH	生物质	Red Rock Biofuels (Red Rock Biofuels, 2020)	正在建设中, 2021 年启动	FT 产品	58,000 m ³ /年

注: FEED = 前端工程设计; FT = 费托; kt/y = 千吨每年; MW_t = 兆瓦热; t/d = 吨每天。

表 4 提供了当前及预期应用各种气化技术的地点、时间和方式的相关信息。有关性能的更多信息，请参阅第 3 章。

目前为止，大型工厂在生物质或 MSW 气化、生产合成气以进一步合成产品方面的长期运营经验有限。但是，部分工厂（本报告中未进行描述）将 MSW 或生物质气化生成气体用于燃烧，从而产生热能和动力。这两项应用之间的差异巨大，但是目前正在开展多个先进项目以致力于弥补这一差异。

Enerkem 已在加拿大埃德蒙顿进行了数年的 MSW 气化项目（图 21）。由于多种原因，Enerkem 遇到了运营问题，当前这一状况正在改善。2019 年，其气化的 MSW 原料数量为 6 万吨，但其额定年产能为 10 万吨。Enerkem 2019 年有两个计划停机时间，这对产量产生了影响并解释了部分差异的产生原因。从 2015 年

投产到 2019 年底，该装置的运行时间超过 10,000 个小时，生产了 400 万升甲醇。2017 年和 2018 年安装了甲醇转化制乙醇装置，并于 2018 年底投入生产。此后，该工厂开始生产乙醇。

表 4 列出的四个项目使用外部生产的 H_2 而非通过 WGS 装置将 H_2/CO 比调整为 2 左右。它们是 Enerkem 的三个项目（魁北克、鹿特丹、萨拉戈萨）以及苏格兰低地的甲醇项目。具体来讲，魁北克省的 Enerkem 工厂计划应用一个 87 MW 电解槽专门生产绿氢，这有望将生物甲醇的总产能提高至 100 kt/y。这些项目展示了下文“生物甲醇和绿色甲醇联产”中所述的生物甲醇/绿色甲醇联产工艺。

根据表 4 列出技术进行的项目已被评为达到技术就绪指数 (TRL) 8 或 9，其中 TRL 8 代表“同类中第一个商业系统”，TRL 9 代表“全面商业化运行”。

图 21. 加拿大艾伯塔省 Enerkem 的 MSW 制生物燃料（甲醇和乙醇）工厂。



来源：Enerkem (2020b)。

沼气生产的生物甲醇

沼气生产在全球极为普遍。例如，2019 年欧洲有将近 18,000 个沼气生产装置投入运营（Wellinger 等人，2019a）。其中 540 个（3%）正在将沼气升级为达到管道输送标准的生物甲烷，以便将其注入天然气网络。欧洲大约有 3,570 个压缩天然气 (CNG) 加气站（Wellinger 等人，2019b），其中 420 个提供纯生物甲烷（不与天然气混合）。其余的沼气生产装置（97%）将沼气（稍做升级后）用于当地供热和发电。2019 年，欧洲安装了装机容量为 10500 MW 的以沼气为原料的发电机组。某些地方既有的甲醇生产设施使用生物甲烷与天然气共同供料（请参阅表 5）。

自 2018 年以来，德国化工公司巴斯夫 (BASF) 位于德国路德维希港的既有甲醇生产设施一直使用生物甲烷与天然气共同供料（BASF，2018 年）。与传统甲醇生产相比，GHG 排放减少了至少 50%。产品的可再生能源部分已通过 REDcert 标准（REDcert，2020 年）认证，该标准是欧洲委员会根据可再生能源指令 (RED) 认可的生物燃料标准。

自 2009 年以来，荷兰甲醇生产商 OCI/BioMCN 的部分甲醇生产采取与 BASF 类似的方式（Compagne，2017 年）。生物甲醇已通过德国机动车监督协会 (DEKRA) 国际可持续发展与碳认证 (International Sustainability and Carbon Certification)。除了用生物甲烷替代部分天然气原料，他们还使用甘油和可再生 CO₂ 作为可再生原料。BioMCN 生物甲醇的年产能约为 6 万吨 (t/y)。OCI 的另一工厂位于德克萨斯州。2019 年该工厂的总产能达到约 107.5 万吨/年，并计划提高生物甲醇在产量中的比例（OCI，2020 年）。

图 22 介绍了沼气制甲醇工厂的总体方案。这是文献中可查找方案的简化版本，由 Pedersen 和 Schultz 编著（2012 年）。在沼气应用于甲烷重整器供料之前，需要对其进行预处理，使质量与石油天然气相同。取决于所使用的甲烷重整器类型，这种预处理产生的 CO₂ 可重新应用于生产的合成气中。甲烷还可与部分 CO₂ 一起重整。林德 (Linde) 提出了所谓的“干重整”（Linde，2020 年）概念，使用 CO₂ 替代了部分蒸汽。伴随着这一发展，Linde 与 BASF 共同提出了一种 DME 生产的全新方法，将干重整与新颖的 DME 合成工艺结合（Brudermüller，2019 年）。后者的最新发展包括从合成气直接合成 DME。

表 5. 由天然气和生物甲烷混合供料的甲醇工厂

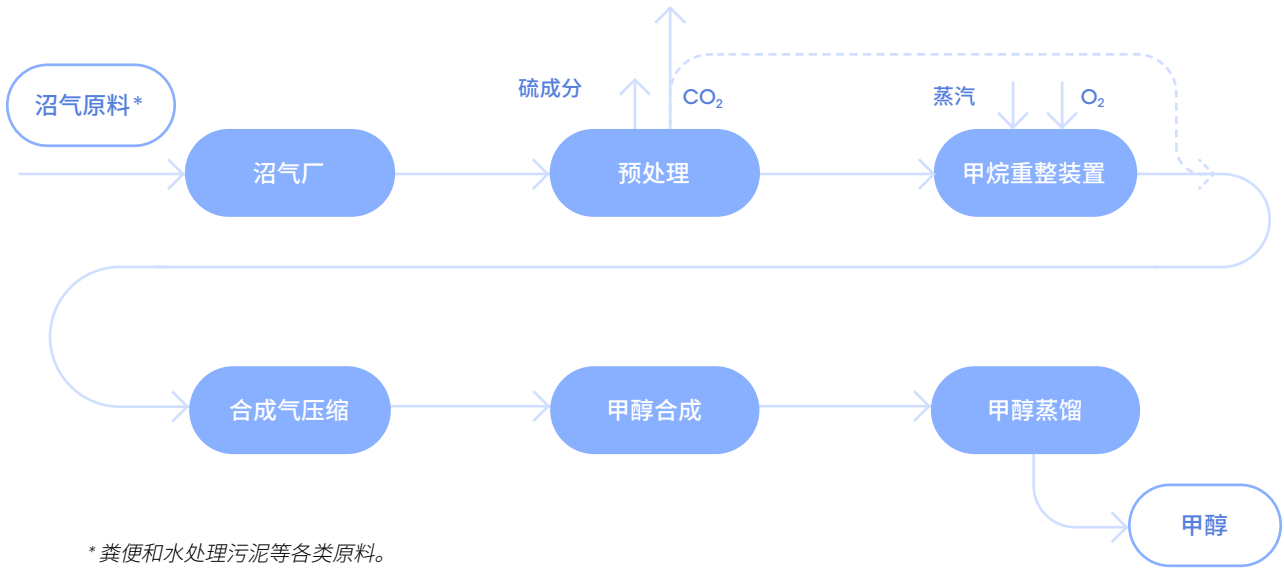
技术	原料	项目，参考文献	项目阶段	产品	工厂产能
蒸汽重整	天然气/生物甲烷	BASF，路德维希港 (DE)	运营中	甲醇	48 万吨/年* (2018)
蒸汽重整	天然气/生物甲烷	OCI/BioMCN 格罗宁根 (NL)	运营中	甲醇	6 万吨/年** (2017)
蒸汽重整	天然气/生物甲烷	OCI 博蒙特，得克萨斯州 (US)	运营中	甲醇	107.5 万吨/年 (2020)***

* 工厂产能 (Saygin 和 Gielen，即将出版)。生物甲醇的份额约为 15%。

** 生物甲醇部分 (Compagne，2017)。

*** 工厂产能 (OCI，2020)。未提供生物甲醇份额。

图 22. 重整装置甲醇厂 - 总体方案



从制浆厂制浆循环生产生物甲醇

当木浆转化为纸浆以进一步加工为各种质量的纸张时，蒸煮器中的木屑会与蒸煮化学品（主要是氢氧化钠和硫化钠）发生反应形成粗甲醇。生产水平取决于木材类型和蒸煮循环的性质（Zhu 等人，2000 年）。甲醇副产品包含各种杂质，几乎所有工厂都将其作为内部燃料用于供热和发电。但事实上可将其进行处理并升级为可销售的化学级生物甲醇。

瑞典一家大型工厂最近（2020 年第 2 季度）便启动了这一装置，这是全球首个以该类型来源生产 AA 级甲醇的装置（Södra，2020a）。该装置的产能为 5,250 t/y。Södra 声称他们的全新甲醇产品生产工艺可减少 98% 的 GHG 排放。

表 6. 来自木浆的副产品生物甲醇

技术	原料	项目	项目阶段	产品	工厂产能
安德里茨	木浆的副产品	Södra Mill, Mönsterås (SE)	运营中	生物甲醇	5.25 千吨/年
未知	木浆的副产品	Alberta Pacific (CA)	运营中	生物甲醇	3 千吨/年

自 2012 年以来，Alberta Pacific 位于艾伯塔省的 Boyle Mill 一直致力于生产纯化甲醇用于内部漂白。最近，总部位于加利福尼亚州的 Oberon Fuels 获得了加州能源委员会 (California Energy Commission) 的 290 万美元拨款支持其 DME 生产设施升级，以将目前的产能增加一倍 - 达到每天生产可再生 DME 17,000 L，同时测试制浆厂生产可再生甲醇的效果。所需甲醇将由 Alberta Pacific 提供 (Oberon Fuels, 2020 年)。

从 2016 年开始，本报告使用欧盟统计局 (Eurostat) 数据对欧洲所有制浆厂进行回查，并将原料和制浆周期因素考虑在内。结论是，使用 Södra 采用的方法生产甲醇的产能约为 22 万 t/y。

如果按比例利用全球纸浆生产，将激发 110 - 120 万吨/年的潜在甲醇产能。与实际情况相比这个数字偏低，因为欧洲的木质纸浆更多地使用软木，而全球的木质纸浆更多地使用硬木。与软木纸浆相比，每吨硬木纸浆产生的甲醇数量更多。

使用 CO₂ 生产的甲醇 (绿色甲醇)

绿色甲醇是一种液态产品，可通过一步式催化工艺从 CO₂ 和绿氢中轻易获得。通过 Power-to-X 技术生产的绿色甲醇被视为一种电燃料 (合成燃料) 和电化学工艺。绿氢和其他类型氢气之间的区别如图 23 所示。当前大多数氢气仍来自化石燃料 (棕色和灰色氢气)。天然气、石油和煤炭生产来源所占比例分别为 48%、30% 和 18% (IRENA, 2018 年) 仅 4% 的氢气使用电网电力或可再生能源发电通过电解获得 (绿氢)。氢气目前应用于各个行业，如化学 (甲醇、氨和聚合物)、精炼 (加氢裂化和加氢处理)、金属加工、航空航天、玻璃和食品等行业。将绿氢作为可再生燃料的应用吸引的关注日益增加。

利用电化工艺生产绿色甲醇有多种方法 (图 24)。最简单也最成熟的方法是使用可再生电力通过电解水工艺制氢，然后与 CO₂ 催化反应形成绿色甲醇。另一种方法是通过电解生产合成气 (CO 和 H₂ 两种成分)，然后根据传统甲醇生产方式将合成气转化为绿

图 23.按生产工艺划分的氢气种类

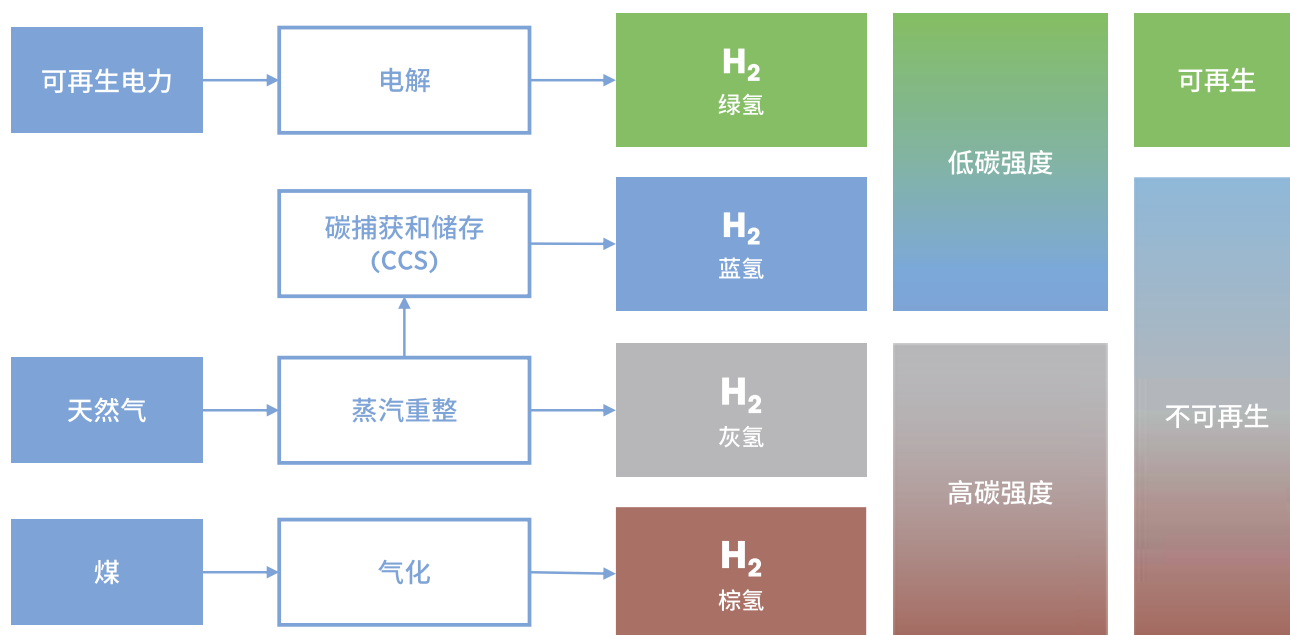


图 24. 通过电解和电化学工艺生产绿色甲醇的方法



来源: Ellis et al. (2019)。

色甲醇。尽管该途径可以实现更高的转化效率，但相比电解水工艺还不发达（传统电解水工艺为兆瓦级，而这种共电解途径在实验室中进行时仅为千瓦级）。当前也正在研究通过电化学工艺将 CO₂ 和水直接转化为甲醇的方法，但到目前为止，实验室规模的效率和产量有限（Goepfert 等人，2014 年；Olah 等人，2018 年）。

由于 CO₂ 与电解水产生的 H₂ 反应是当前生产绿色甲醇的唯一实用方法，因此以下讨论将以这一方法为主。

通常，进入该工艺的每个 CO₂ 分子在离开该工艺时都会转换为甲醇分子的形式。但是，每个 CO₂ 分子需要三个氢分子才能为每个甲醇分子产生一个水分子。

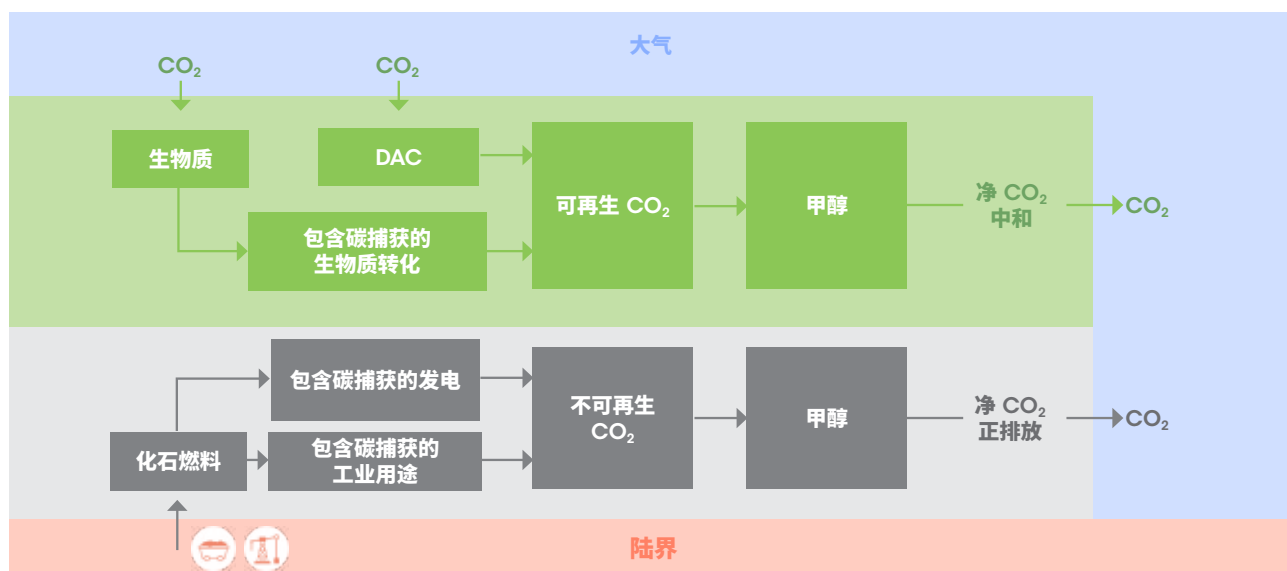
因此，每生产1吨甲醇需要约1.38吨CO₂和0.19吨氢气（约1.7吨的水）。每生产1吨绿色甲醇大约需要10-11 MWh 电力；其中大部分用于电解水（假设已提供CO₂）。使用100 MW 电解槽生产绿色甲醇的产能约为225 t/d。这种大型电解槽当前可从蒂森克虏伯伍公司 (Thyssenkrupp) 获得 (Thyssenkrupp, 2020a)。一个1000t/d 的大型绿色甲醇工厂大概至少需要一个420 MW 电解槽。要替换产能为2,500 t/d 的传统巨型甲醇工厂，则需要一个千兆瓦级的电解槽。这种大型电解槽的产能仍需进一步开发。

绿色甲醇合成步骤技术与化石燃料合成气生产甲醇的技术非常相似，因此现已非常成熟 (TRL 8-9)。传统的CuO/ZnO/Al₂O₃ 催化剂仅需进行稍加改动即可应用于甲醇合成中生产大量的水。可从许多供应商处获得这样的催化剂，如Haldor Topsoe、Johnson Matthey 和科莱恩 (Clariant)。反应在温度200°C至300°C 和压力50-100 bar 下进行。当前也正在开发能够在比较温和条件下运行的催化剂。

二氧化碳原料：用于绿色甲醇生产的CO₂ 原料根据其来源可大致分为两类（图25）：

- **来自发电厂、钢铁和水泥厂等各种工业来源的CO₂。**这种情况下，CO₂ 极有可能来源于化石燃料的燃烧。即使进行了循环利用，它仍然基于化石燃料、不可再生的CO₂，且整个工艺中CO₂ 净排放仍然为正。但是，考虑到这些来源的CO₂ 通常会排放到大气中，作为替代方式可将其进行再利用与绿氢共同生产低碳甲醇。
- **通过直接空气捕获 (DAC) 或生物质来源从大气中获得的CO₂。**为了实现可再生、可持续以及碳中和或CO₂ 净零排放，未来将越来越多地使用生物来源的CO₂，例如蒸馏厂、发酵装置、MSW、沼气以及其他装置来源（例如通过燃烧生物质发电的发电厂）。这些来源的CO₂ 通常被视为废气排放到大气中（通常导致大气压力下CO₂ 浓度极高）。从这些装置捕获、存储或利用CO₂ 的工艺

图 25. 用于生产甲醇的CO₂ 原料



通常称为生物能源与碳捕获和储存 (BECCS) 或生物能源与碳捕获和利用 (BECCU) (Consoli, 2019 年)。将绿色甲醇和生物甲醇生产在同一 BECCU 工厂中结合可提供诸多优势, 本报告中标题为“生物甲醇和绿色甲醇联产”的部分对此做了进一步描述。随着 DAC 技术的开发和商业化, 从大气中人为捕获 CO₂ 作为生物质通过光合作用从空气中捕获 CO₂ 的补充也开始具备可能性 (Goepfert 等人, 2014 年; Sanz-Pérez 等人, 2016 年)。BECCS、BECCU 和 DAC 可在绿色甲醇生产中实现碳中和或净零排放的循环。

氢气原料: 利用现有的完善技术, 电解水工艺近年来生产氢气的规模已从千瓦级增至兆瓦级。但是, 还需进一步改进电解技术并降低成本, 才能实现具有成本竞争力的大规模绿氢生产 (IRENA, 2020c)。该工艺所需的电能可通过任何形式的能源生产。但要实现可持续发展, 则必须来自可再生能源。由于可用性不断提高且成本不断降低, 风能和太阳能光伏发电对于大规模部署可持续电解工艺而言具备最大潜力。它们是世界上增长最快的能源, 可提供清洁和实惠的电力。

2011 年, 国际碳回收公司 (Carbon Recycling International) (CRI) 在冰岛开办了首家使用当地可利用的廉价地热能将 CO₂ 转化为甲醇的现代商业回收工厂。该商业示范工厂采用 Johnson Matthey/Jacobs 的设计, 基于当地现有地热能源 (热水和蒸汽) 转化 CO₂ 的甲醇年产能为 4,000 吨 (约 12 吨/天)。(图 26) (CRI, 2020 年)。必需的 H₂ 则使用廉价的地热发电通过电解水产生。冰岛将这种开发作为利用和可能出口其廉价和清洁电力的方式。生产的甲醇 (称为 Vulcanol) 当前与汽油混合应用于生物柴油生产和废水脱氮。

中国大连化学物理研究所 (Dalian Institute of Chemical Physics) 最近启动运行了一个产能为 1,000 t/y 的绿色甲醇示范项目 (图 27) (AAAS, 2020 年)。该工厂

中, 用于生产必要氢气 (每小时 1,000 标准立方米的 H₂) 的碱性电解槽使用的是 10 兆瓦太阳能光伏电站生产的电力。经过初步测试和逐步适应后, 预计将于 2020 年 10 月开始全面运营。该项目是首个实现太阳能生产甲醇的工业规模化示范项目。

全球各地正在计划建设其他绿色甲醇商业化工厂 (产能从 8,000t/y 到 180,000 t/y) (表 7)。如果表 7 中所有商业项目都建成投产, 则绿色甲醇产能将超过 70 万吨/年。瑞典的 Liquid Wind、澳大利亚的 ABEL、挪威的 Swiss Liquid Future/Thyssenkrupp 以及加拿大的可再生氢 (RH₂C) 工厂都将使用可再生 H₂ 以及工业或生物来源的 CO₂ (Swiss Liquid Future, 2020a; Liquid Wind, 2020; ABEL Energy, 2020 年; RH₂C, 2020 年)。其他联合企业正计划在比利时的安特卫普港、根特港以及荷兰建设绿色甲醇工厂 (Nouryon, 2020 年; aet, 2019 年; INOVYN, 2020 年)。在丹麦, 一项可持续燃料项目的目标是在 2023 年、2027 年、2030 年分别实现 10 MW、250 MW 及 1.3 GW 的电解槽产能。生产的绿氢将与 MSW 或生物质燃烧中捕获的 CO₂ 结合, 以生产海上船只使用的可再生甲醇和飞机使用的可再生喷气燃料 (绿色煤油) (Maersk, 2020 年)。

某些情况下, 作为副产品从工业工艺获得的 CO₂ 和 H₂ 的回收也是一种选择。中国河南顺成集团 (Henan Shuncheng Group)/CRI 最近开始建设一座用排放物生产液体燃料的工厂, 将焦炉煤气中的 H₂ 和石灰窑中的 CO₂ 转化成产能为 110,000t/y 的甲醇 (CRI, 2020 年)。

越来越多的技术供应商也在进行绿色甲醇解决方案的开发和许可, 这涉及整个工厂、绿色甲醇合成装置、催化剂和提供足够氢气的大型电解槽。这些供应商包括 CRI、Thyssenkrupp/Swiss Liquid Future、bse engineering/BASF (FlexMethanol), Haldor Topsoe (eMethanol) 和 Johnson Matthey (HT, 2019a, bse engineering, 2019 年; CRI, 2020 年; JM, 2020 年, Thyssenkrupp, 2020b)。

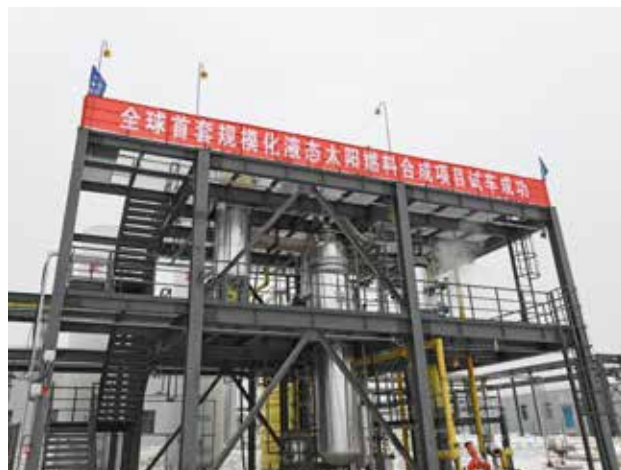
图 26. 冰岛 CRI 的 “George Olah 可再生 CO₂ 制甲醇工厂”



来源: CRI (2020)。

许多机构、公司、大学及合作项目也正在开发将 CO₂ 转化为甲醇的技术，并在示范和试验工厂中进行测试。丹麦奥尔堡 Power2Met 项目利用基于风能和太阳能的电解水工艺生产生物 CO₂ 和氢气，由此每天生产的绿色甲醇约为 800 升 (L/d) (REintegrate, 2020 年; Energy Supply, 2020 年)。计划到 2022 年将产能提高至每年约 10,000 m³ (Jensen, 2019 年)。在瑞典吕勒奥, CRI 开发的绿色甲醇技术应用于从钢铁制造厂工业高炉中回收 CO₂/CO 和 H₂ 生产甲醇, 这是欧盟地平线 2020 (Horizon 2020) 计划 FresMe 项目的一部分 (FReSMe, 2020 年)。必需的 H₂ 通过电解水获得的 H₂ 补充。这两种 H₂ 来源可最大程度利用高炉煤气当前的剩余能量, 从而使高炉煤气的甲醇产能高达 1 t/d。该项目得益于另一由欧盟资助的 MefCO₂ 项目, 后者旨在改进 CO₂ 制甲醇的技术 (MefCO₂, 2020 年)。利用从莱茵集团 (RWE) 燃煤电厂排放物中捕获的 1.5 吨/天 CO₂ 及 0.19 吨/天绿氢, 这家德国试验工厂的甲醇产能达到了 1 吨/天。该工厂还在通过 CCUS 促进低碳工业增长项目 (ALIGN-CCUS) 框架

图 27. 中国西北地区甘肃省兰州市的年产量 1,000 吨绿色甲醇示范厂



来源: 由大连化学物理研究所李灿教授友情提供。

内测试了日产能为 50 L 的 CO₂ 制 DME 工艺 (ALIGN-CCUS, 2020 年; Moser 等人, 2018 年)。

作为 Carbon2Chem 项目（由德国资助的跨行业网络）的一部分，Thyssenkrupp 一家钢铁厂将研究通过钢铁厂的煤气生产甲醇，由电解水生产的 H₂ 作为补充（Carbon2Chem，2020 年）。在日本，三井化学（Mitsui Chemicals）的一个试验工厂运行了 4,500 个小时，使用日本地球环境产业技术机构（RITE）研发的催化剂利用 CO₂ 和 H₂ 生产的甲醇产能为 100 吨/年（三井化学，2009 年，2010 年）。韩国科学技术研究院（KIST）开发了 CAMERE 工艺，这是另一种 CO₂ 制甲醇的两步途径（Joo 等，2004 年）。荷兰公司 Zero Emission Fuels 的目标是开发全自动模块化微型工厂，利用从空气中捕获的 CO₂ 和太阳能产生的可再生 H₂ 生产甲醇（ZEF，2020 年）。在德国，由 30 个合作伙伴组成的 C3 Mobility 联盟旨在开发利用各种原料生产可再生甲醇的方式，并将生产的甲醇用作燃料或平台化学品以制备其他运输燃料（DME，MTG 等）（C3 Mobility，2020 年）。

除了利用电解途径生产氢气，随后将 CO₂ 转化为甲醇，一些机构和公司还在探索其他途径，例如利用太阳能进行高温热化学转化或利用阳光直射进行直接电化学转化，将 CO₂ 和水转化为绿色甲醇。（人工光合作用概念 [JCAP，2020 年]）。瑞士的 Synhelion 使用超过 1,000°C 的高温太阳能，通过热化学工艺将 CO₂ 和水转化为 CO 和 H₂。然后可使用标准甲醇合成技术将获得的合成气（H₂ + CO）转化为甲醇（Synhelion，2020 年）。

除甲醇和 DME 外，还考虑利用 CO₂ 和氢气制甲醛醚（OME）。OME 是一种高十六烷值的柴油替代品，无烟燃烧且污染物排放极低。在柴油中添加 OME 有助于显著降低 PM 和烟尘排放（Lumpp 等，2011 年；Wang 等人，2015 年）。然而与其他如绿色甲醇和 e-DME 等合成燃料相比，e-OME 生产的能源效率较低（Held 等人，2019 年；Kramer，2018 年）。

表 7. 既有或规划的绿色甲醇生产设施和技术供应商概述

国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	产品	原料	来源
冰岛	CRI	2011	4,000	绿色甲醇 (Vulcanol)	地热 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	CRI, 2020
中国	大连化学物理研究所	2020	1,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解 (PV) 生产的 H ₂	AAAS, 2020
瑞典	Liquid Wind	2023 (在 2030 年前计划建设 6 个设施)	45,000	绿色甲醇	升级回收的工业 CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	Liquid Wind, 2020
澳大利亚 (塔斯马尼亚州)	ABEL	2023	60,000	绿色甲醇	生物源 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	ABEL Energy, 2020

中国	河南省顺成集团/CRI	2022	110,000	甲醇 ^(a)	从石灰窑获取的CO ₂ 和通过焦炉气生产的H ₂	CRI, 2020
挪威	Swiss Liquid Future/ Thyssenkrupp	n/k	80,000	绿色甲醇	从硅铁厂获取的CO ₂ 和通过水电解法(水电)生产的H ₂	Swiss Liquid Future, 2020a, Swiss Liquid Future, 2020b
挪威	公司财团/CRI	2024	100,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的H ₂	Stefánsson, 2019
加拿大	Renewable Hydrogen Canada (RH ₂ C)	n/k	120,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解(水电)生产的H ₂	RH ₂ C, 2020
比利时	安特卫普港财团	n/k	8,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的H ₂	INOVYN, 2020
比利时	根特港财团	n/k	46,000-180,000	绿色甲醇	工业CO ₂ 和通过水电解法生产的H ₂	aet, 2019
荷兰	Consortium Nouryon/ Gasunie/ BioMCN和其他3家公司	n/k	15,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的H ₂	Nouryon, 2020
德国	Dow	n/k	~ 200,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的H ₂	Schmidt, 2020
丹麦	公司财团	2023-2030	n/k	绿色甲醇	通过MSW和生物质获取的CO ₂ 。通过水电解(海上风能)生产的H ₂ 。到2030年,电解槽容量将达到1.3GW	Maersk, 2020
德国	财团	n/k	n/k	绿色甲醇	从水泥厂获取的CO ₂ 和通过水电解法(风能)生产的H ₂	Westküste 100, 2020

技术示范工厂（过去和当前）

国家/地区	公司	开办年份	容量	产品	原料	来源
瑞典	FreSMe	2019	1 吨/天	绿色甲醇 ^(b)	从钢铁制造中的废物流获取的 CO ₂ 和 H ₂ ，以及通过水电解法生产的 H ₂	FReSMe, 2020
德国	MefCO ₂	2019	1 吨/天	绿色甲醇	发电厂烟气 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	MefCO ₂ , 2020
丹麦	Power2Met 丹麦财团	2019	800 升/天	绿色甲醇	从沼气中获取的 CO ₂ 和通过水电解法（风能和太阳能）生产的 H ₂	REIntegrate, 2020
德国	Carbon2Chem	2020	50 升/天	绿色甲醇 ^(b)	从钢铁厂气体获取的 CO ₂ /CO/H ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Carbon2Chem, 2020
德国	通过 CO ₂ 生产二甲醚的 ALIGN-CCUS 项目	2020	50 升/天	e-DME	从电厂烟气获取的 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	ALIGN-CCUS, 2020
瑞士	Swiss Liquid Future	2012	75 升/天	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Swiss Liquid Future, 2020a
德国	TOTAL/Sunfire 绿色 CO ₂ 甲醇项目	2022	1.5 吨/天	绿色甲醇	从炼油厂获取的 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Total, 2020
德国	BSE Engineering/可再生能源系统研究所 (IRES)	2020	28 升/天	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法（风能）生产的 H ₂	bse Engineering, 2020
日本	Mitsui	2009	100 吨/年	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Mitsui Chemicals, 2009, 2010
韩国	韩国科学技术学院 (KIST)/CAMERE 工艺	2004	100 千克/天	绿色甲醇	从电厂烟气获取的 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Joo, 2004

选定的技术供应商

冰岛	CRI	技术供应商	50,000-100,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	CRI, 2020
德国	Thyssenkrupp/ Uhde/Swiss Liquid Future	技术供应商	3,600-72,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Thyssenkrupp, 2020a
德国	Bse Engineering / BASF	技术供应商	8,200-16,400	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	bse Engineering, 2020
丹麦	Haldor Topsoe	技术供应商	可变	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	HT, 2019a
英国	Johnson Matthey	技术供应商	可变 100,000-1700,000	绿色甲醇	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	JM, 2020

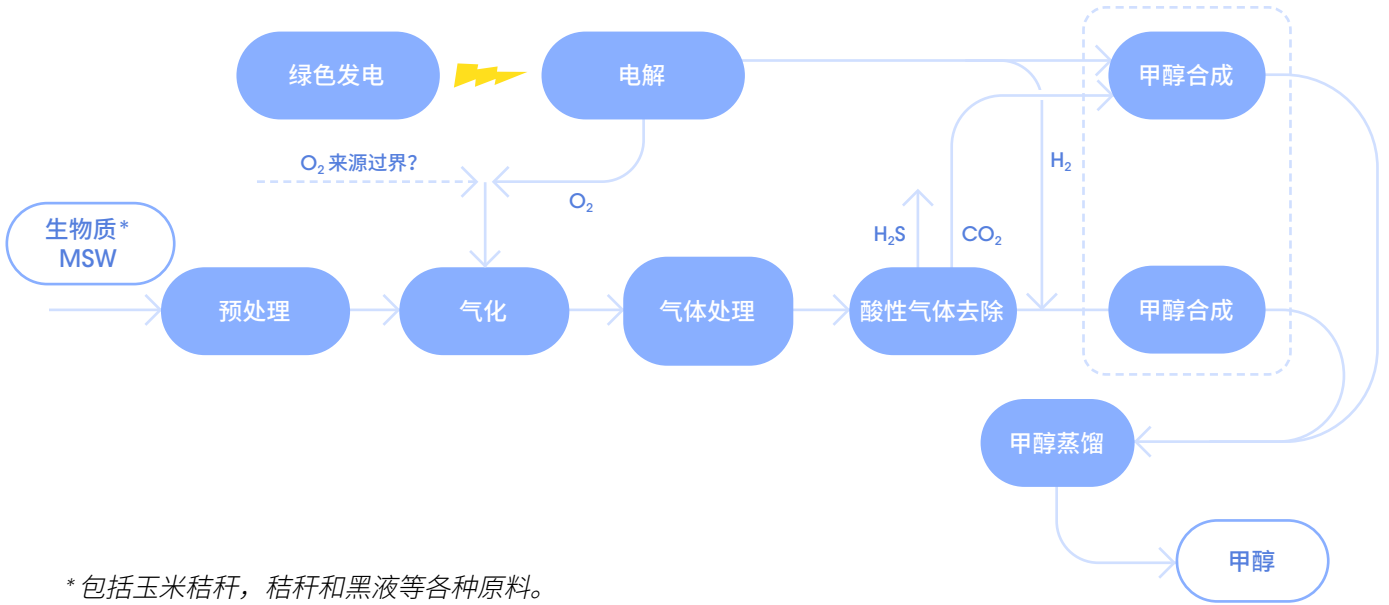
注： (a) 从焦炉煤气中获取氢气，而不是通过水电解获取氢气。
(b) 从钢铁制造的废液中获得部分氢气。
n/k = 未知。

生物甲醇和绿色甲醇联产

生物质制甲醇方法与煤炭及重质渣油制甲醇的方法类似。由于气化反应的吸热特性（耗能），气化炉中会产生 CO₂。除此之外，由于其化学成分，这些原料生产的合成气混合物中 H₂/CO 含量较低。甲醇合成的最佳 H₂/CO 比接近 2。为了调节这一比例，合成气中的部分 CO 通过 WGS 与水反应转化为 H₂。这一过程同样会产生过量的 CO₂，分离后通常直接排放至大气中。由于生物质制甲醇过程会产生大量 CO₂，因此生物质制甲醇的表观转化率会降低（Reschetilowski, 2013 年）。这种方案的整体碳效率约为 50%，意味着原料中只有约 50% 的碳最终转化为甲醇，剩余部分则以 CO₂ 形式排出。

提高碳利用率方面极具吸引力的一种可能是使正常排放的 CO₂ 与其他来源的氢气发生反应，从而生产更多的甲醇（Specht 等人，1999 年）。这可通过结合生物甲醇方案和部分绿色甲醇方案的混合工艺实现，在这一工艺中，生物质中约 100% 的碳最终以甲醇产物中的碳形式存在，如图 28 所示。所需氢气由使用可再生能源的电解水提供。消除 CO₂ 排放或充分利用所有可用的生物碳可分两步进行。第一步是注入氢气以使 H₂/CO 比大约为 2，从而免除对于 WGS 反应的需求。第二步是注入足够的 H₂，与剩余的 CO₂ 发生反应生成甲醇。图 28 展示了两个独立甲醇合成装置中的两步工艺，之后两个粗甲醇流将被合并进行下游处理。

图 28. 以生物质或城市固体废物 (MSW) 为原料联合生产生物甲醇和绿色甲醇



* 包括玉米秸秆， 秸秆和黑液等各种原料。

经过商用证明的催化剂可应用于 H_2/CO 及 H_2/CO_2 合成甲醇。催化剂供应商还开发了替代方法，并已证明可以将 CO 、 CO_2 和 H_2 合并到同一合成装置，且转化效率仍保持较高水平 (Bertau 等人, 2014 年)。这种情况下，图 28 虚线矩形框内的两个甲醇合成装置合并为一个，而 AGR 装置仅作为硫成分和其他污染物的清洁装置。 CO_2 将留在主合成气流中。

取消 WGS 装置具备诸多直接优点，例如：

- 免除 WGS 装置的投资。
- 免除 WGS 反应中将高压蒸汽注入合成气这一步骤。
- 免除 WGS 中锅炉供水 (反应水) 损失。
- 免除 WGS 装置中因 CO 转化为 CO_2 而造成的绿色碳损失。
- 免除 WGS 放热反应中合成气的能量损失 (通常损失 3-5%)。
- 与使用 WGS 装置情况相比，合成气产量提高了 45-55% (取决于上游 WGS 装置中原始合成气的 H_2/CO 比)。

- 由于 CO_2 负荷降低，气体净化装置的运营成本相应降低。
- 规模经济效应相对降低了装置合成气及甲醇生产部分的投资。气化装置将保持不变。

以这种方式注入氢气不会对工艺产生任何可预见的负面影响。除已经列出的优点外，还有一些其他整体优点，例如

- 可能不再需要空气分离装置 (取决于原始合成气中的 H_2/CO 比)，因为电解水会产生纯氧代替空气分离装置中的 O_2 。所需的投资接近，但拆除空气分离装置有助于抵消电解槽的电力需求。
- 如果采用生物质原料，所有 CO_2 将易于追踪且为可再生资源来源。
- 处于一定压力下的 CO_2 在装置中就位，与氢气合成甲醇。
- 如果 AGR 出于某种原因分离出 CO_2 ，则其仍为高浓度，因此非常适合作为另一“绿色产品”装置的原料，如图 28 所示。

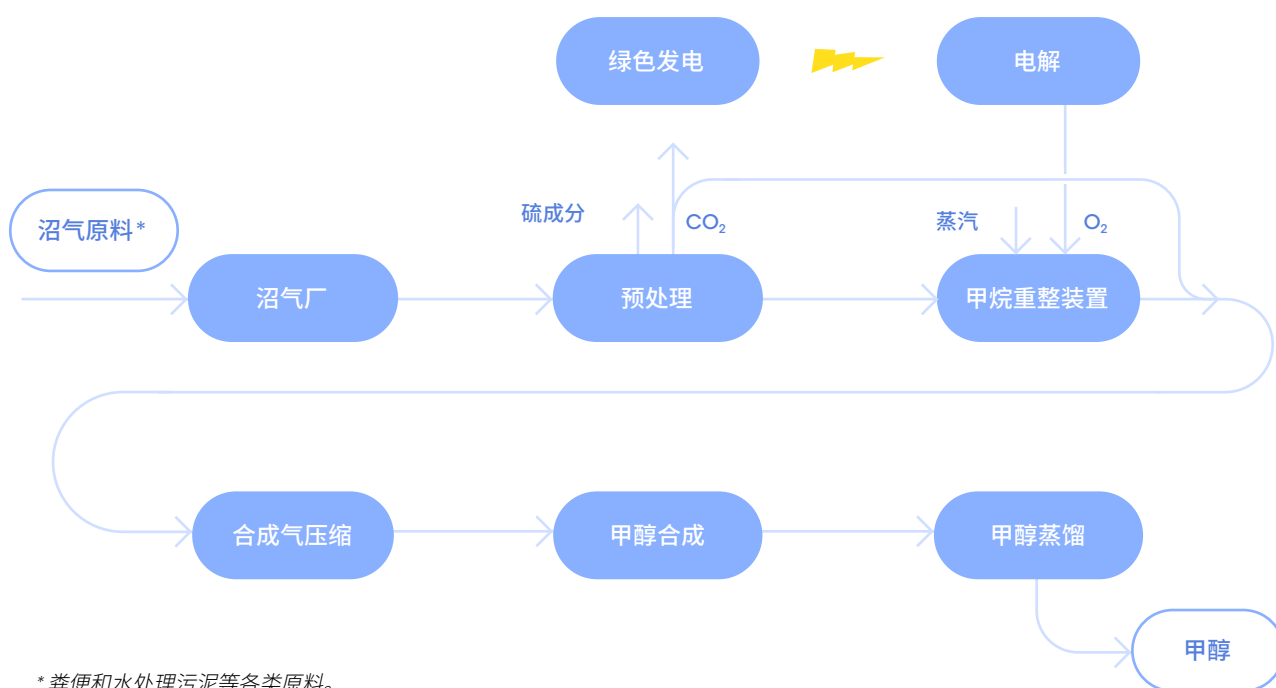
如上所述，根据图 20 将传统生物甲醇工艺与绿色甲醇工艺结合，可有效利用生物质中的所有碳，从而将给定生物质的生产潜力从约 60% 增加至约 140%。实现由最开始 1 MWh 的生物质生产 1.4 MWh 的甲醇。但是，这同时也需要生产 H₂ 所需的可再生能源。

如图 28 所示，固体生物质和电解技术的组合也可应用于沼气制甲醇生产方案中。图 29 展示了沼气预处理产生的 CO₂ 如何在重整器中 (a) 与甲烷、蒸汽和 O₂ 共同反应，或者 (b) 绕过重整器，根据甲烷重整器中气体之间所需平衡添加至甲醇重整器下游的工艺链中。还需要更多 H₂ 以产生甲醇合成的最佳气体成分。进一步减少该工艺碳排放的方法是使用可再生能

源电力加热重整炉，Haldor Topsoe 正在开发的工艺便是如此。2020 年末，柏斯托 (Perstorp) 宣布在瑞典斯泰农松德市 (Stenungsund) 的 Project AIR 下建立使用这一技术的甲醇工厂。该工厂旨在替代 20 万吨的化石基甲醇，并计划从 2025 年开始生产可再生甲醇 (Perstorp, 2020 年)。

通过将前文提到的工艺变更作为部分工艺解决方案，原料中的所有碳最终几乎都能够以甲醇产品中的碳形式存在，从而大幅提高给定数量沼气的产能。从碳利用的角度来看，相比当前沼气应用于发电和供热或以生物甲烷形式作为车辆燃料的使用效率更高。

图 29. 以沼气为原料进行生物甲醇和绿色甲醇联产



3. 性能与可持续性

3.1 性能与效率

除了中国，全球的甲醇生产几乎都使用天然气作为原料，只有部分例外情况使用煤炭。中国的甲醇生产大多数使用煤炭。大型现代天然气工厂的整体能源转换效率约为 70%。取决于技术选择，煤制甲醇的能量转换效率约为 50-60%。

可再生甲醇装置的性能（给定时期（例如一年）的甲醇产量）取决于诸多因素，例如装置配置（原料、副产品、技术）和当地条件（例如棕地或绿地、原料或可再生电力的可用性）。由于当前正在运营的商业工厂有限（表 4 和表 7），难以评估实际的性能状况。基于各种假设的不同模型可用于调查特定位置的不同工厂配置。调查通常得出的是效率及环境影响的一系列估算值，因此难以进行比较。

生物甲醇

相对而言，当前正在运营的商业生物甲醇工厂数量相对较少（表 4）。

尽管如此，许多合格的市场参与者已在施工前期对项目进行了大量规划和前端工程，而先进示范工厂也已记录其运营时间，为扩大规模提供更安全的基础。气化甲醇和其他产品如费托合成 (FT) 燃料工厂也正在建设中。

运营中、建设中、以及处于前期规划阶段的工厂输入数据共同提供了更安全的数据集，从而有助于我们获取更准确的性能和效率相关信息。转换链中每个工艺装置的能量转化效率相乘可得出特定工艺途径转化效率的整体估计值。

首先通过三个装置降低化学键合能，将它们各自的能量效率相乘可得出大概的整体转化效率。表 8 描述了这三个工艺操作过程。

表 8. 某些工艺装置的能源转换效率

工艺操作	能源效率	注释
原料气化	0.7-0.8(+)	取决于原料特性，如惰性物质和水分的含量，以及气化炉的整体温度，跨度较大
WGS	0.95-0.97	原料气中 H ₂ /CO 比率越高，所需的水煤气变换就越少，因此能量损失就越低
甲醇合成	0.79-0.8	使用化学计量的合成气和有限数量的惰性气体。
整体	0.53-0.62	

将这三个效率值相乘得出的整体转化效率为 0.53 至 0.62。进一步优化装置（尤其是气化装置）可能会使结果上涨几个百分点。

计算得出的区间与从各种技术供应商和项目开发商处获得的所有数据高度吻合。生物质转化通常能够达到约 60% 的整体能量转化效率，而 MSW 的转化效率处于区间低端。

当前基于石油天然气生产甲醇的工厂可使用沼气替代天然气。升级至管道运输标准后，正如 BASF 和 BioMCN 已采取的行动一样，便可在原料中部分采用生物甲烷（BASF，2018 年；BioMCN，2020 年）。将大量沼气经过升级和纯化后输入基于重整器的甲醇生产工艺时，其转化效率将与相应的天然气工厂相同。

绿色甲醇

该工艺可简单应用于绿色甲醇生产。必须考虑三个主要部分：① 电解水生成 H_2 、② CO_2 捕获和 ③ 甲醇合成。

① 电解水制氢和氧是一项成熟技术，碱性和 PEM 电解槽的电流效率（ H_2 的较高热值 [HHV]）约为 75-85%（IRENA，2018 年）。碱性电解槽最普遍且价廉。10 至 20 MW 的模块化装置组合可用于生产规模超过 100 MW 的工厂，且在 98% 可用性条件下的使用寿命超过 30 年。（Thyssenkrupp，2020a）。PEM 型电解槽可输送更高输出压力（30 bar 及更高）的 H_2 ，从而降低下游甲醇合成的加压成本。但相较于碱性电解槽而言价格昂贵（IRENA，2020c）。当前还正在开发固态氧化物电解槽，通过在更高温度（ $> 700^\circ C$ ）运行提供更高效率。此外还需要储氢能力以确保甲醇合成装置的连续运行。大规模生产时，可再生 H_2 的生产成本主要由可再生能源成本决定。

② 全球每年有超过 370 亿吨排放到大气中的 CO_2 与人类活动相关，其中 340 亿吨与能源相关（Olivier 和 Peters，2019 年；IRENA，2020b）。这些 CO_2 排放源于发电厂、水泥厂和发酵工厂、工业、交通运输部门、建筑物的供热供冷以及其他活动。尽管 CO_2 的来源众多，但目前可通过 CO_2 捕获回收作为燃料和材料的来源极少。 CO_2 捕获的相关成本很大程度上取决于其来源（表 9）。最容易捕获 CO_2 的设施是已产生 CO_2 浓缩流的设施，例如天然气净化以及化肥和生物乙醇生产相关设施（Irlam，2017 年）。但是，这些设施可提供的 CO_2 数量有限。其他浓度较低的 CO_2 来源包括化石燃料发电厂（煤炭、天然气、石油）、钢铁厂和水泥生产。

根据诸如 CO_2 浓度、压力和温度等因素，可通过一系列分离技术从气流中去除和捕获 CO_2 。这些分离技术以各种物理和化学工艺为基础，如液体溶液系统吸收、固体吸附、低温分离和膜渗透等。从化石燃料发电厂和工业工艺进行大规模碳捕获的技术已相对成熟，但尚未实现电转 X (Power-to-X) 领域所需的大规模应用。还需记住的是，这些来源大多并非可再生或可持续的 CO_2 来源，所依靠的仍然是化石燃料。

生物质可通过 BECCS 和 BECCU 装置部分提供所需的可再生 CO_2 。由于易于获得廉价的高纯度 CO_2 ，当前大多数正在运行的 BECCS 和 BECCU 装置选择了生物乙醇生产设施（Consoli，2019 年）。然而，图 30 展示了各种可再生来源的 CO_2 产能估算，从中可以看出，从这些来源中可获得的 CO_2 数量有限（Olsson 等，2020 年）。沼气、纸浆和造纸以及废物转化为能源等工厂也可以提供 CO_2 。目前也在开发从燃烧生物质发电的大型电厂捕获 CO_2 的相关技术。但长远来看，为达到所需的 CO_2 数量，仍然必须从大气中捕获 CO_2 。

包括 Climeworks、碳工程 (Carbon Engineering) 和全球温控公司 (Global Thermostat) 在内的许多公司正在进行直接空气捕获 (DAC) 技术的开发 (Sanz-Pérez 等人, 2016 年; Goepfert 等人, 2012 年)。使用各种 CO₂ 吸附剂在环境温度下从空气中捕获 CO₂。将吸附剂加热至一定高温以释放出捕获的 CO₂ (浓缩 CO₂ (最高 100%))，然后用于甲醇合成。尽管相对而言 DAC 技术仍然较新 (TRL 约为 4-7, 具体取决于技术)，但当前正在迅速发展。与排放点来源捕获相比, DAC 具备诸多优势。空气提供了几乎无限的可持续 CO₂ 来源, 地球上任何地方都可获取。因此, DAC 工厂无需考虑排放点来源, 可以建在任何位置以捕获 CO₂。

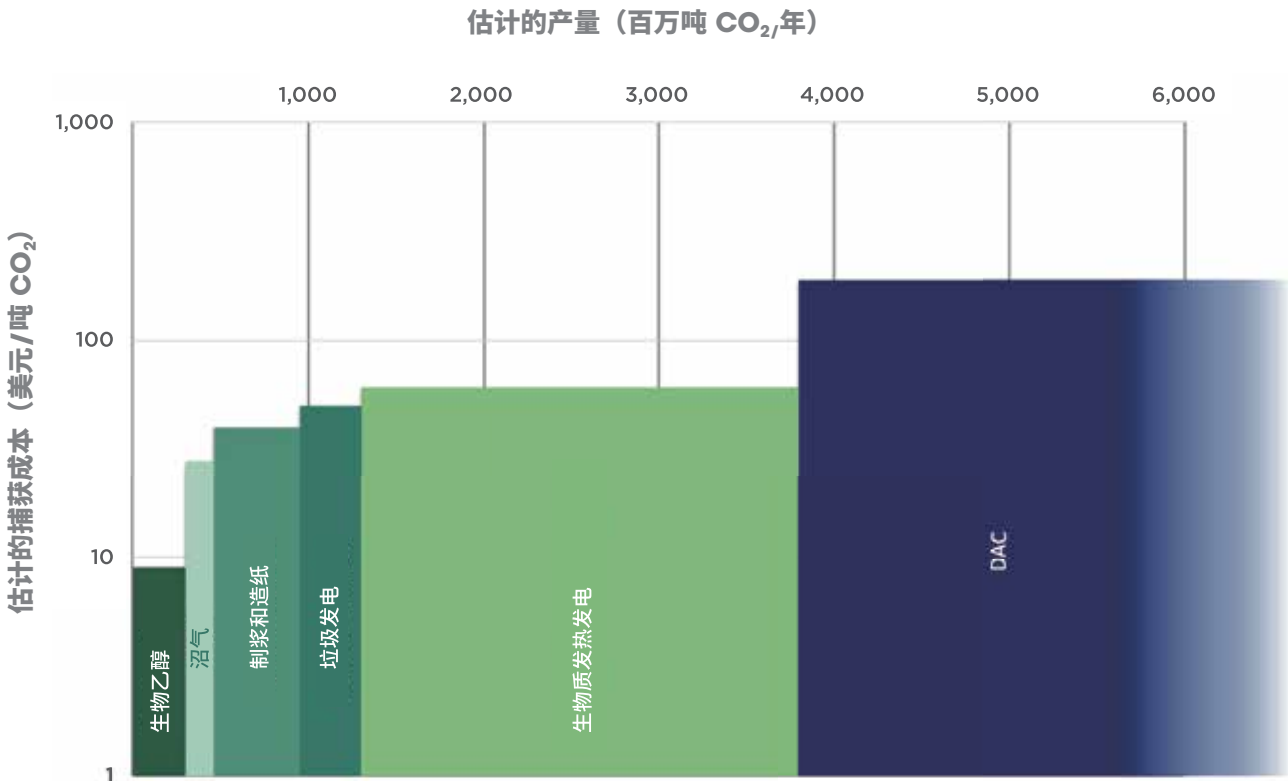
图 30 展示了全球 CO₂ 可用性的建议估算及分布, 由此可看出潜在的可再生 CO₂ 数量每年可生产数百万吨的绿色甲醇。但是, 这些是用于包括 CCS 和 CCU 在内的所有用途和所有产品 (如包括绿色甲醇、绿色煤油和绿色汽油在内的合成燃料) 的 CO₂ 的可用性估算。因此, 绿色甲醇生产可能需要使用从“上述所有”可用的可再生来源中获得 CO₂, 而不仅限于最便宜的来源 (生物乙醇和沼气), 否则将面临更多竞争和产能的局限。DAC 最终将提供更大潜力。CO₂ 资源和绿色甲醇的情况与生物质和生物甲醇的情况相似, 可能引发市场争夺最便宜的生物质原料。

表 9. CO₂ 的可再生和不可再生来源的选择

来源或技术	CO ₂ 在排气或气流中的浓度 (%)	处理后的 CO ₂ 浓度 (%)	
生物质制乙醇	最高 100	最高 100	可再生的 CO ₂
生物质燃烧	3-8		
生物质气化	20-90		
沼气	40-50		
BECCS/BECCU	接近 100		
DAC*	0.042		
燃煤电厂	12-14	最高 100	不可再生的 CO ₂
富氧燃烧燃煤电厂	接近 100		
天然气电厂	3-5		
钢铁厂	20-30		
水泥厂	15-30		
天然气净化	2-65		
氨合成	最高 100		

* DAC 只有在提供可再生能源供电的情况下才会生产可再生的 CO₂。

图 30. 21 世纪中叶全球不同来源可再生 CO₂ 供应量估算示例



来源: 根据 Olsson 等人 (2020 年)。

③ 使用 CO₂ 和 H₂ 的甲醇合成工厂的资本投资与传统合成气工厂的资本投资估计大致相同。因此，甲醇生产技术已经趋向成熟，且与传统化石燃料工厂使用的技术极为相似。整体而言，工厂将以 > 99% 的产率和选择性生产绿色甲醇。CO₂ 与氢气产生放热反应（释放能量），反应产生的热能可用于提供其他工厂服务（例如蒸馏）。依靠波动性可再生能源生产所需的 H₂ 时，甲醇生产装置的某些负荷跟踪能力将具备一定优势，并为电网提供重要的储能服务（CRI，2020 年）。

与传统上基于天然气或煤炭的甲醇工厂相比，还免除了非常耗能且成本高昂的重整或气化步骤，以及该步骤产生的废弃物（硫、灰烬、NO_x、PM、重金属、焦油等）。此外，由 CO₂ 生产甲醇的副产品含量较低，

甲醇蒸馏步骤得以简化（Pontzen 等，2011 年）。电力和 CO₂ 生产甲醇的总效率约为 50-60%。这主要是因为需要通过电解水生产氢气。

可使甲醇生产逐渐向绿色过渡的一种经济选择是将 CO₂ 和可再生 H₂ 共同应用于传统上基于化石燃料的甲醇生产厂。这将有助于增强 CO₂ 捕获和可再生 H₂ 技术的相关专业知识，并以更快的速度扩大规模。这种方法还有助于抵消可再生电力的一些波动性和间歇性所产生的影响。

通过确保生产绿色甲醇的 CO₂ 来源和完全转化生物质所含碳的氢源，生物甲醇和绿色甲醇联产还提供了明显的协同优势。

3.2. 可再生甲醇与替代燃料的比较

与其他建议的可再生能源载体（包括氢、CNG/LNG、氨和电池）相比，甲醇具有诸多优势。（表 10 和图 31）。也有建议提出以氢气作为能量存储介质，氢气燃烧时除了能量之外，仅产生水。但实际上，由于体积密度低，氢气需要压缩至高压 (350-700 bar) 或在极低温度 (-253°C) 下液化，这便导致了存储问题且耗能较大。同时氢气易燃易爆，且可渗透至许多常用金属和材料中。

因此，安全运输、储存和分配氢气所需的基础设施成本将非常昂贵。LNG 的存储也需要低温 (-162°C)。如果比较因素包括容纳空间，甲醇的能量密度与 LNG 相当。液氨必须冷却至 -34°C 或在中等压力下储存。另一方面，由于甲醇在环境条件下为液态，因此无需进行任何制冷或加压。

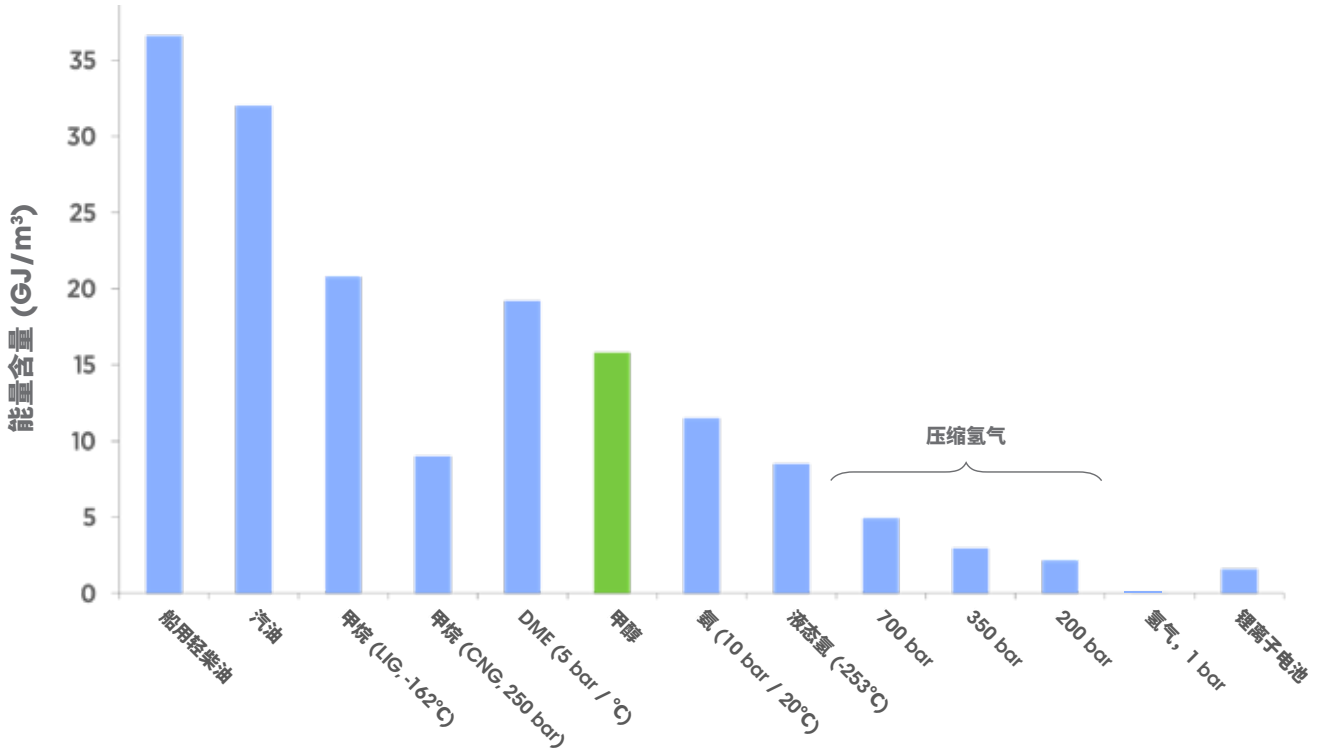
甲醇的体积能量密度仅为汽油和柴油的一半，但比压缩 H₂ (700 bar) 高三倍，比液态 H₂ 高两倍。实际上，相较于一升液化 H₂，一升甲醇的氢含量更高。通常提到的纯粹基于氢能的解决方案意味着大量投资，并且需要新建昂贵的专用基础设施。甲醇作为液体燃料相对容易处理，并且无需高度专业化的设备进行运输、存储和分配。只需进行稍微改造，不需要高昂的改造成本，即可将当前的基础设施调整为甲醇适用的设施，从而平稳过渡至可再生甲醇的应用。还可基于可再生能源生产汽油和柴油的替代品，但这一工艺相比可再生甲醇更为复杂，且能源成本更高（Kramer, 2018 年）。甲醇本身可以通过成熟的甲醇制汽油工艺 (MTG) 转化为汽油 (IRENA, 2016a)。但是，该方法下与汽油和柴油燃料相关的问题（如 PM、NO_x 和碳氢化合物排放）仍然存在。

表 10. 各种燃料特性的比较

燃料种类	LHV (MJ/kg)	体积能量密度 (GJ/m ³)	储存压力 (bar)	储存温度 (°C)
甲醇	19.9	15.8	1	20
DME	28.9	19.2	5	20
LNG	48.6	20.8	1	-162
CNG	48.6	9	250	20
液氨	18.6	11.5	1-10	-34 (1 bar) - 20 (10 bar)
液态氢	120	8.5	1	-253
压缩氢气	120	4.7	700	20
汽油	43.4	32	1	20
船用轻柴油	42.8	36.6	1	20
锂离子电池	0.4-1	0.9-2.4	1	20

注：LHV = 较低加热值；GJ = 千兆焦耳；MJ = 兆焦耳。

图 31. 各种燃料的体积能量含量



甲醇当前已经广泛应用于传统 ICE，它还可以用作高级混合动力车辆（甲醇/电力）和 FCV 车辆燃料。这种情况下，甲醇通过车载装置被重整为氢气注入燃料电池，为电动汽车 (EV) 充电或为燃料电池车辆 (FCV) 提供直接动力。同时，液态甲醇的应用避免了昂贵的车载系统需求，能够确保 FCV 中的氢气在极端压力 (350-700 bar) 下的安全存储。迄今为止，甲醇是基于燃料电池的运输应用中唯一实际证明可行的液体燃料。使用甲醇的另一优点是既可以驱动传统 ICE 车辆，也可以驱动 FCV，有利于无缝过渡到更先进的动力系统。

电池当前已经应用于运输部门。当前大部分电池驱动车辆为客车和轻型车辆。随着电池技术的不断发展及其性能和能量密度的提高，汽车制造商已经开始将电池驱动的公共汽车和重型卡车推向市场。对于航运部门，其可应用于电动渡轮，而在航空部门，则可应用

于小型电动飞机的短途飞行。但是，要利用现有的电池技术实现远距离海上运输和航空电气化似乎更具挑战性。在这些应用方面，生物燃料和合成燃料可以发挥重要作用 (Moser 等人, 2018 年; IRENA, 2018 年)。

内燃机研究协会 (FVV) 对德国的合成燃料潜力进行了研究。研究确定了可实现汽车和卡车最低出行成本的合成燃料是绿色甲醇、e-DME 和 e-甲烷 (Kramer, 2018 年)。FT 燃料、H₂ 甚至电池的电动出行成本都更高。成本计算包括燃料生产、分配基础设施、车辆成本等。但具体结果取决于例如生物质、绿氢和可再生 CO₂ 等廉价原料的可用性。另一项研究表明，由于用于汽车或卡车时整体效率较低，合成燃料仅适用于航空和航运等没有替代燃料的领域 (Calvo Ambel, 2017; Malins, 2017 年)。

与任何其他替代燃料或化学品一样，甲醇也有缺点。甲醇与汽油、乙醇和氢气一样极易燃烧，存储或处理不当会导致爆炸。甲醇具有毒性，一旦摄入可能致命。它会吸收大气中的水分，从而导致甲醇/汽油混合物中的相分离。甲醇对于某些金属具有腐蚀性，并且与某些塑料、树脂和橡胶不相容。因此，务必始终选择兼容的金属、塑料和弹性材料（要了解甲醇优缺点的详细信息，请参阅附录 1）。

3.3. 排放与可持续性

排放

生物质和 CO₂ 制甲醇的主要优势是减少了 CO₂ GHG 的总体排放。完整的生命周期分析 (LCA)（也称为从摇篮到坟墓分析）必须考虑甲醇生产、分配和使用的所有步骤，解决其中每个步骤对环境产生的影响，包括 GHG 排放、其他污染物排放 (NO_x、CO、颗粒物、SO_x 等) 及用水等。环境影响也取决于大量参数，包括原料性质、副产品的产生、工艺应用、产品的使用方式等。因此难以确定一组具体数字，以与其他燃料和原料对环境的影响进行比较。然而，未来需要越来越多的这类分析，以评估各种燃料/材料和工艺对环境的影响。

工业部门目前占全球 CO₂ 排放量的三分之一，已被确定为对于脱碳/去化石燃料目标最具挑战性的领域之一 (IRENA, 2020b)。在与甲醇及其衍生产品相关的化学/石化子行业中，提高能效、应用电气化并使用可再生能源替代化石能源可有效降低相关工艺的碳排放强度。这种情况下，可选择电气化重整天然气以生产 LCM。然而，要走得更远，所产生的化学品和材料本身必须通过使用可再生原料 (绿氢、可再生 CO₂、生物质等) 逐渐实现去化石燃料。随着时间的

推移，这有助于减少相关的 CO₂ 排放，到本世纪末最终达到净零排放。通过实行这种逐渐过渡到“绿色”的途径，甲醇及其衍生的所有化学品和材料 (包括甲醛、DME、MTBE、乙酸、塑料、溶剂) 也因此将趋向于碳中和。当然，所有相关工艺都必须通过严格的 LCA 验证 CO₂ 和其他排放水平。

运输部门已开展多项研究以确定各种燃料的排放水平。当前已特别针对甲醇、DME 和其他燃料的使用进行了“从油井到车轮” (WTW) 分析，该分析通常侧重于 GHG 排放和燃料途径的整体能效。WTW 分析本身可以分为两个独立的步骤：油井到油箱 (WTT) 和油箱到车轮 (TTW) 分析。WTT 专注于原材料的提取、燃料的生产及其在车辆中的分配。TTW 考虑的则是车辆中燃料的利用，即燃料中的化学能向动力系统动能的转化。

通过 WTT 分析，生产商预计可再生甲醇相对于传统燃料可减少 65% 至 95% 的碳排放 (Law 等人, 2013 年)。是汽油和柴油的替代燃料中 GHG 减排效益最佳的燃料。在整个燃料循环的 TTW 部分，甲醇作为运输燃料也具备一定优势。甲醇的辛烷值高于汽油 (马达法辛烷值 (RON) 与研究法辛烷值 (MON) 的平均值为 100)¹，因此可实现更高的压缩比，适用的发动机得以更有效地利用能量，且相同功率输出条件下的 CO₂ 排放更低。甲醇/汽油混合物的辛烷值相比纯汽油也要高得多，且会减少 CO₂ 排放 (Sileghem 等人, 2014 年; Turner 和 Pearson 等人, 2011 年)。

此外，甲醇相比普通汽油燃烧更清洁，从而减少了其他污染物 (PM、NO_x、SO_x) 排放。甲醇还可应用于配备电热塞的柴油发动机和新开发的“甲醇发动机”，甚至由燃料电池驱动的更先进车辆，从而进一步减少尾气排放 (Olah 等人, 2018 年; Schröder 等人, 2020 年)。作为船用燃料时，

¹ RON = 研究法辛烷值; MON = 马达法辛烷值。

与燃料油相比，SO_x、PM 和 No_x 排放分别减少了 99% 以上、95% 和 60-80% (Dolan, 2020 年; MI, 2020b; Andersson 和 MárquezSalazar, 2015 年; DNV GL, 2016 年)。比较各种生产甲醇的生物质来源，可以确定黑液的 WTW CO₂ 当量排放量为 3-12 g CO₂-eq/MJ，木材废弃物为 5.3-22.6 g CO₂-eq/MJ，种植木材（人工林木材）为 4.6-16.5 g CO₂-eq/MJ。结果以表 11 和图 32 所示研究为依据（另请参阅 Schröder 等人研究，2020 年），且不包括土地利用改变或间接土地利用改变所导致的 GHG 排放。

粗甘油和沼气生产甲醇的过程的碳排放更高，分别为 30.6 g CO₂-eq/MJ 及 30-34.4 g CO₂-eq/MJ。根据各种假设，由 CO₂ 回收和可再生资源生产 H₂ 制成的甲醇 WTW CO₂ 排放约为 1.74-33.1 g CO₂-eq/MJ。与汽油的化石燃料参考排放量 83.8 g CO₂-eq/MJ (EU, 2009 年) 相比，实现了大幅降低。与汽油相比，由地热 CO₂ 和绿氢生产并由 CRI 出售的 Vulcanol 最多可减少 90% 的 GHG 排放 (CRI, 2020 年)。黑液和种植木材生产甲醇减少的 WTW CO₂ 排放分别高达 96% 和 95%。此外，利用交通运输中温室气体排放、排放控制和能源使用仿真模型 (GREET)，也得出了生物质生产甲醇使 CO₂ 当量排放减少 93% 的结论 (Wang 和 Lee, 2017 年)。据估计，与汽油和柴油相比，利用 CO₂ 捕获和回收生产甲醇可减少的 WTW CO₂ 排放高达 98%。欧盟生物燃料的节能要求最初将所有生物燃料应实现的 GHG 减排量设定为至少 35%，而二氧化碳排放当量为 83.8 g CO₂-eq/MJ (参考化石燃料)，目前看来，甲醇生产途径已经满足了这一要求。这些减排要求逐渐提高至 2017 年的 50% 及 2018 年的 60%。

沃尔沃还发现，若使用黑液作为原料，甲醇的 WTW GHG 排放可减少约 90%，DME 则减少了 95%。欧盟委员会联合研究中心 (European Commission Joint Research Centre) 与能源研究机构 (Institute of Energy)-EUCAR-CONCAWE (JEC) 的合作得出了类似

结论，该研究中心发表了一系列研究报告，研究传统燃料和替代燃料的生产途径及动力系统的 GHG 排放 (Edwards 等人, 2011 年; Edwards 等人, 2014 年)。报告显示，例如对于柴油发动机²而言，WTW 排放从传统柴油的 145 g CO₂-eq/km 降低至黑液生产 DME 的 5 g CO₂-eq/MJ，降低了 97% (Edwards 等人, 2011 年)。

由废弃木材和种植木材生产的 DME 的减排比例分别为 94% 和 92%。这远远低于欧盟 2020 年拟议法规的要求，即新乘用车的 GHG 排放量目标为 95 g CO₂-eq/km (EU, 2012a)。这也远远低于煤炭和天然气生产的 DME 的碳排放量，后者的 WTW 碳排放量与汽油和柴油相当。该研究未涉及甲醇，但 DME (脱水甲醇) 与甲醇的生产效率非常接近。实际上，甲醇转化的能效还略高于 DME。

关于能源消耗，Edwards (2011 年) 认为，最节能的生物质制 DME 途径是基于黑液气化的途径。这一途径的能耗值略低于 200 MJ/100 km。黑液是木浆生产过程中产生的大量内部能量流，通常在回收锅炉中燃烧以产生电力和热能用于回收蒸煮化学品。通过安装高效的生物质供料锅炉产生热能和电力，可以满足 DME 生产工厂的能源需求。该锅炉相比回收锅炉能源效率更高，也是这一途径总体能源效率较高的主要原因。能源效率的计算方法是，生产的 DME 能量除以增加的额外生物质能量 (生产 DME 的新工厂为达到与 DME 生产之前相同的净能源总体平衡所需能量) (Ekbom, 2003 年)。生物质直接气化途径的能耗约为 250 MJ/100 km。与纤维素乙醇比较，后者的能耗约为 300-500 MJ/100 km，二氧化碳排放当量为 30-40 g CO₂-eq/km。

值得注意的是，各种沼气途径的 GHG 负排放极高 (意味着情况非常有利)。这是由于甲烷使全球变暖的可能性极高，如果不用作燃料，便会排放到大气中。但是，这类途径会消耗大量能源 - 相比描述的效率最高的生物质制 DME/甲醇案例的能耗高出两倍。重型客

2 DICI 2010 no DPF: 2010 年直喷压缩点火发动机 (无柴油颗粒过滤器)。

车压缩发动机使用 DME 或使用与燃料电池结合的甲醇时，其 WTW GHG 排放分别减少了 94% 和 96%。在此情况下，甲醇和 DME 从杨树中获得 (Pont, 2007 年)。就船舶而言，使用生物甲醇代替重质燃料油也将有效降低 GHG 排放。根据生物质的来源和工艺，降低幅度为 80% 至 95% 以上 (Brynolf 等人, 2014

年; Balcombe 等人, 2019 年)。随着我们的不断探索，生物质、可回收的 CO₂ 以及由可再生能源生产的 H₂ 的更大规模的使用将推动碳燃料越发趋近碳中和及可再生能源。最终，大气中的 CO₂ (无论是直接回收还是通过生物质回收) 将成为我们的主要碳源，这有效解决了 GHG 排放过多的问题。

表 11. 按原料类型排列的各种来源的甲醇的温室气体排放量

资源类型	原料	原始系统边界	原材料至最终用途的温室气体排放 (g CO ₂ eq/MJ*)	来源
基于生物质	种植木材	(A)	12	Majer 和 Gröngröft, 2010
	种植木材	(A)	16.5	RED II, 附录 V, 2018 (EU, 2018)
	种植木材 (当前至近期)	(A)	7.3	Chaplin, 2013
	种植木材 (新中期)	(A)	4.6	Chaplin, 2013
	废木	(A)	10	Majer 和 Gröngröft, 2010
	废木	(A)	13.5	RED II, 附录 V, 2018 (EU, 2018)
	废木	(A)	16.1	Rönsch 等人, 2014
	废木	(A)	22.6	BLE, 2017
	废木	(A)	5.3	Chaplin, 2013
	废木	(A)	18.3	Ellis 和 Svanberg, 2018
	木头	(D)	25	Kajaste 等人, 2018
	木屑	(B)	20.91	Ecoinvent, 2019
	黑液	(A)	10.4	RED II, 附录 V, 2018 (EU, 2018)
	黑液	(B)	12	Lundgren 等人, 2017
	黑液	(A)	3	Chaplin, 2013
	黑液	(A)	5.7	Ellis 和 Svanberg, 2018
	粗甘油	(A)	30.6	Chaplin, 2013
	沼气	(A)	34.4	Chaplin, 2013
	沼气 (肥料, 农作物)	(A)	30	Majer 和 Gröngröft, 2010

基于电力	可再生电力，来自生物质工厂的烟气	(B)	3.23	Buddenberg 等人，2016
	可再生电力，来自乙醇厂的 CO ₂	(A)	13	Matzen 和 Demirel，2016
	可再生电力，沼气工艺生产的 CO ₂	(B)	0.5	Hoppe 等人，2018
	可再生电力，来自乙醇厂的 CO ₂	(D)	21.3	Kajaste 等人，2018
	可再生电力，从燃煤电厂捕获的 CO ₂	(D)	33.1	Kajaste 等人，2018
	可再生电力，烟气（地热发电厂）	(A)	12.1	CRI，2020
	可再生电力，来自生物质工厂的烟气	(A)	1.74	Chaplin，2013
基于化石	天然气	(B)	101.6	Ecoinvent，2019
	天然气	(C)	94	Kajaste 等人，2018
	天然气	(A)	91	Ellis 和 Svanberg，2018
	天然气	(A)	94.4	Chaplin，2013
	硬煤	(B)	262	Ecoinvent，2019
	硬煤	(C)	219	Kajaste 等人，2018
	褐煤	(A)	170.8	Rönsch 等人，2014

*从原始系统边界计算得出的以 (g CO₂ 当量/MJ) 为单位的最终使用温室气体的原材料：

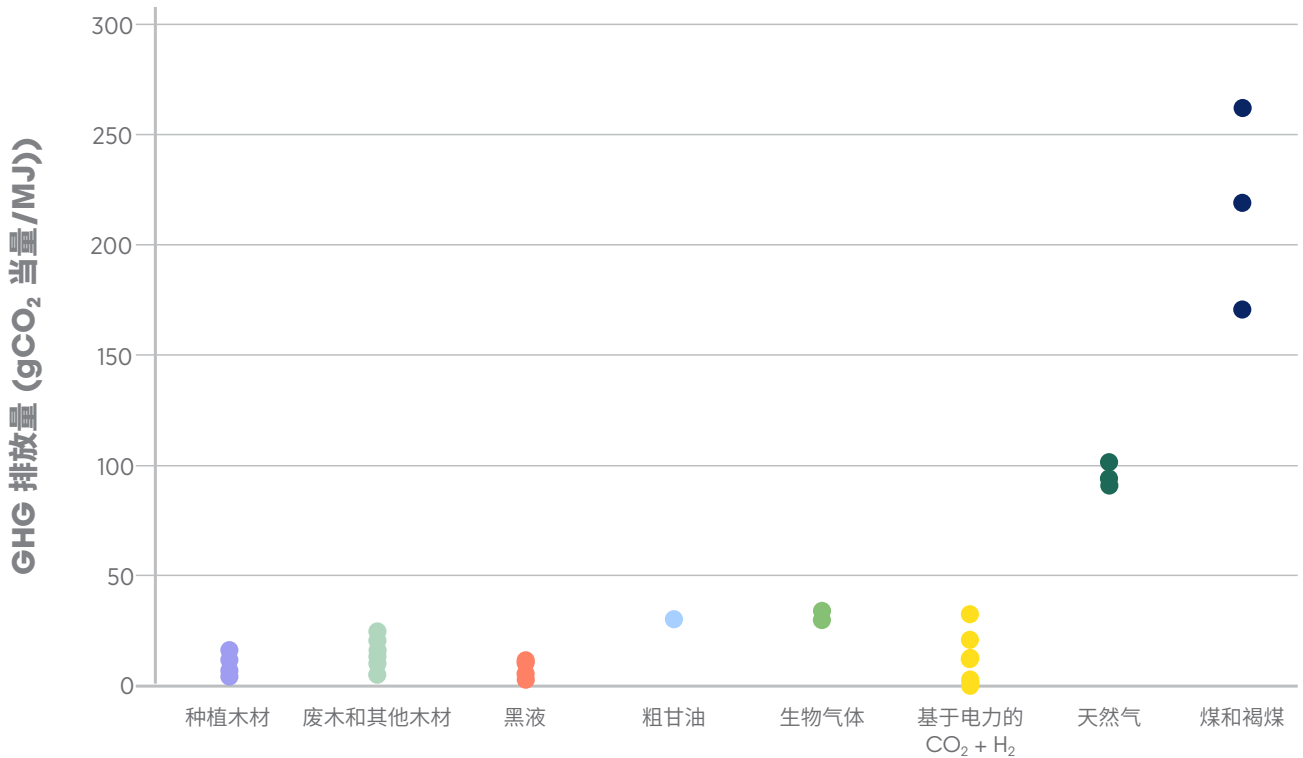
(A) 从原料提取到使用阶段；无需纠正。

(B) 从原料提取到甲醇生产门；添加 RED II 的默认值 2.0 g CO₂ 当量/MJ（运输和分配 MeOH）。

(C) 从原料提取到甲醇生产门；添加 RED II 默认值 2.0 g CO₂ 当量/MJ（运输和分配 MeOH），MeOH 燃烧排放量为 69 g CO₂ 当量/MJ。

(D) 从原料提取到甲醇生产门；对甲醇使用期间排放 69 g CO₂ 当量/MJ 进行纠正；添加 RED II 的默认值 2.0 g CO₂ 当量/MJ（运输和分配 MeOH）。

图 32. 各种原料生产甲醇的温室气体排放量（从原料提取到最终使用，数值见表 11）



可持续性与碳中和

通过自然和人为来源（包括生物质）生产甲醇以及从各行业产生的烟道气回收 CO₂ 可能是迈向人为碳循环的第一步。即使只是从工业排放中收集一小部分 CO₂ 便可获得人类所需的大量 CO₂。二次利用从化石燃料来源捕获的 CO₂ 生产甲醇，而非简单地将 CO₂ 排放到大气中，可能将排放减半。这种类型的甲醇可被视为低碳燃料。

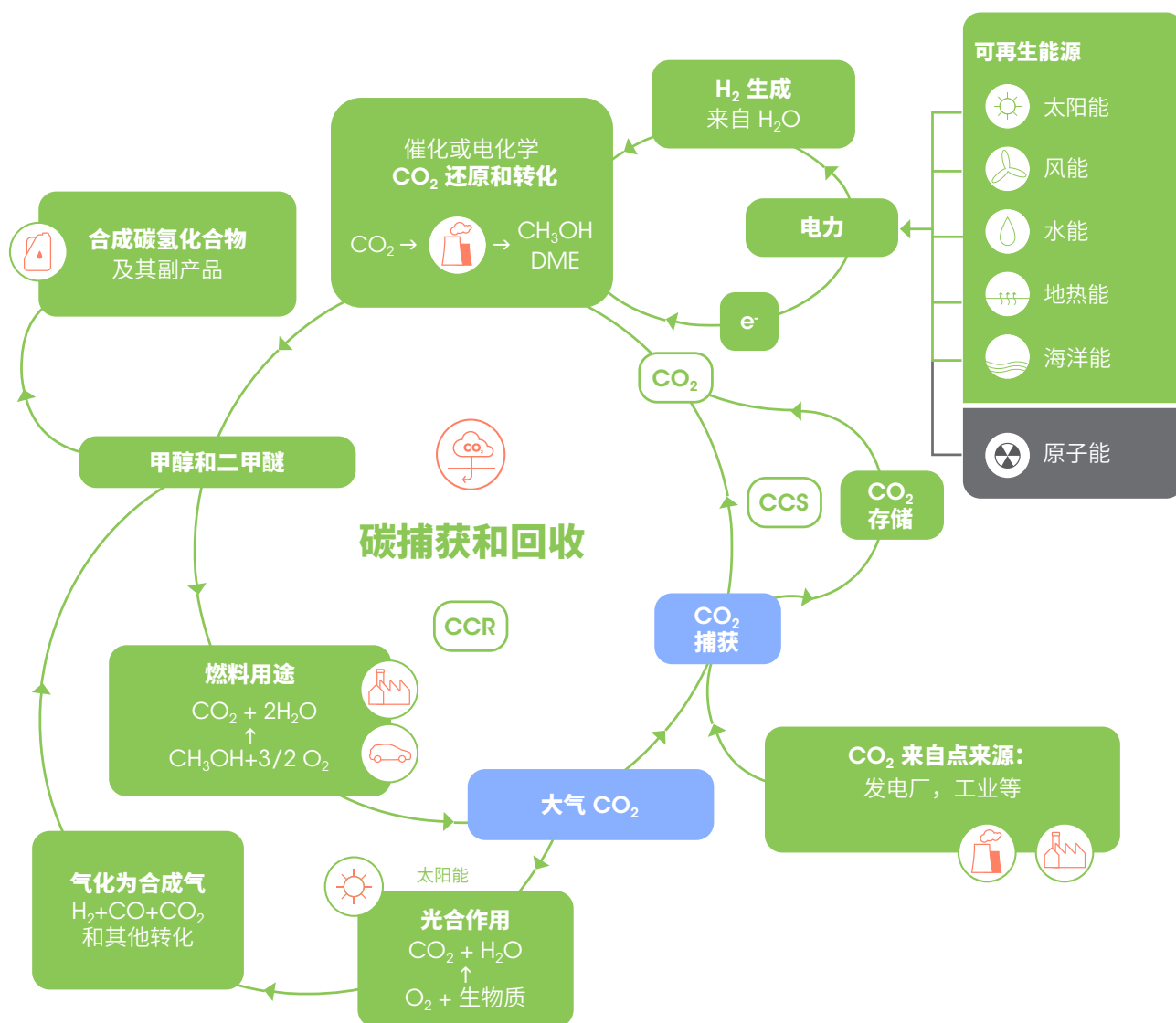
但是，这种方法不能提供一劳永逸和可持续的解决方案。随着化石燃料越来越少以及其使用受到越发严格的排放标准管制，相关的 CO₂ 排放最终将会减少。即使 CO₂ 中的碳可二次利用，它仍然来自化石燃料。生物质有助于推动社会摆脱对于化石燃料的依赖性。以可持续方式产生的生物质数量巨大但仍然有限，无法满足我们的所有需求（请参阅第 5 章）。生物甲醇

和绿色甲醇联产能够充分利用原料中的可再生碳，从而有效提高给定数量生物质生产甲醇的产量。与不添加外部可再生氢气的传统方法相比，采用该方法后产量增长了两倍以上。从其他各种 BECCS/BECCU 装置（尤其是生物质燃烧发电装置）获得的 CO₂ 也可以与绿氢结合使用，以生产绿色甲醇。然而，生物质可利用性的局限性意味着也应扩大利用从空气中捕获 CO₂ 生产甲醇及其衍生产品的规模，因为这为人类提供了取之不尽的碳源。所需能源将必须由可再生资源提供。这将构成自然界通过光合作用进行 CO₂ 再循环的一种人工形式，即可持续的人为碳中和循环（图 33）。这是所谓的**甲醇经济**的关键概念之一（Goepfert 等人，2014 年；Olah 等人，2018 年），也是液态阳光概念（Shih 等人，2018 年）。

从成本来看，天然气和煤炭等不可再生来源生产的甲醇与汽油和柴油燃料相比已经具备一定的竞争优势（图 4）。甲醇也是众多化学品、材料和塑料的重要原料。在向可持续未来过渡期间，可以利用混合能源系统使用可再生能源和其 CO₂ 排放少或为零的化石燃料生产 LCM。因此可将 LCM 作为通向可再生甲醇的桥梁。

甲醇和 LCM 的分销和使用基础设施就位后，将来可以无缝过渡到可持续的可再生甲醇。化石燃料生产的甲醇和可再生甲醇的化学性质相同。可再生甲醇可以作为当前从石油获得的许多化学品和产品，如芳族化合物 (BTX) 和塑料（聚乙烯、聚丙烯）等的可持续原料 (Bazzanella 和 Ausfelder, 2017 年)。

图 33. 人类碳循环促进循环经济



来源: Olah 等人 2018 年)

4. 当前成本和成本预测

由可再生资源生产生物甲醇和绿色甲醇的成本取决于多种因素，包括原料、技术选择、能源需求、生产能力、运行条件、所需的产品纯度和税收优惠等。

4.1. 生物甲醇成本

通过气化利用生物质和 MSW 生产甲醇

对于生物甲醇而言，本报告确定生产成本的方法与许多利益相关方接受和使用的方法类似。可持续交通论坛 (Sustainable Transport Forum) 下的高级生物燃料小组 (SGAB) (Maniatis 等人, 2018 年) 在收集整理“生物燃料成本”报告基础信息的过程中确认了这一方法 (欧盟 STF, 2019 年)。³

上述报告是“高级生物燃料 - 降低成本潜力”报告中所介绍项目的基础 (Brown 等人, 2020 年)。在本报告中，已对上述两个报告中的生物质热能转化项目相关信息进行了更新和调整，并且采用相同方法估算使用各种生物燃料的生产成本。

该方法给出了甲醇成本构成中的 CAPEX 成本、OPEX 成本 (不包括原料) 和原料成本。CAPEX 基于在建项目的可获取数据计算得出。有时成本根据与研究项目相似的项目成本估算得出。

本报告重点关注一种产品，投资强度以美元/吨/年表示。在某些情况下，如果产品不是甲醇，则以美元/千瓦表示，以便与常见的基础能源进行比较。比较投资强度时，工厂规模是一项重要考虑因素。CAPEX 等于建造工厂的隔夜投资成本，且不包括建造期间的利息成本或营运资本。资本回收费用由估计为均化年度资本成本 (基于 15 年期实际利率为 10% 的年金贷款即 13.2% 的系数计算，表示为每年 CAPEX 或 CAPEX/y) 的年度成本组成。充分详尽的项目经济模型因素，例如赠款支持水平、负债权益比率、还贷宽限期和摊销期等均不包括在内。

OPEX (不计原料)，以 CAPEX 的年度百分比或生产成本的百分比表示。百分比包括工厂供料、人工及原料相关成本、维护及副产品处置成本。可用情况下，项目估算的相关数据将成为使用的百分比或其他数字的基础。

根据性能数据和原料成本估算原料成本贡献。

生产成本估计为每年的资本回收费用、OPEX 和原料采购成本之和除以生产产量。

如表 4 所示，2020 年第 2-3 季度期间，我们联系了许多项目开发者和工厂所有者获取信息。表 12 和表 13 列出了收集的相关信息，从中可以明确生产成本的 CAPEX 因素。表 12 列出了指定甲醇为最终产品的项目，表 13 列出了其他气化项目。

³ 可持续交通论坛 (STF) 于 2015 年成立，旨在实施所谓的《替代燃料基础设施指令 2014/94/EU》(EU, 2014)。该论坛由 DG MOVE 领导，成员来自欧盟所有成员国，还有约 40 名专家。

表 12. 生物甲醇厂的资本成本

#	项目/研究	状态	产能 (吨/年)	投资额 (百万美元)	投资强度 (美元/ 吨/年)	投资强度 (美元/ 千瓦)	来源
1	Trans World Energy (TWE), 佛罗里达 (US)	FEED 完成, 2023 年第二季度启动	875,000	430	490	710	TWE
2	ENI 炼油厂, 里窝那 (IT)	2020 年第三季度基本工程就绪	11,000	330	2,900	4,280	NextChem
3	LowLand Methanol (NL)	2023 年初启动	120,000	130	1,110	1,620	LowLand Methanol
4	Södra (SE)	运营中	5,000	11	2,220	3,230	Södra
5	Enerkem, 鹿特丹 (NL)	工程设计中	215,000	580	2,690	3,840	Enerkem
6	Enerkem, 塔拉戈纳 (ES)	工程设计中	215,000	580	2,690	3,840	Enerkem
7	VTT	详细研究	265,000	385	1,450	2,070	VTT
8	Chemrec, Domsjö (SE)	前期工程设计	147,000	390	2,640	3,400	Chemrec
9	Chemrec, nth 工厂	概念	290,000	540/270*	1,880/930*	2,740/1,370*	Chemrec
10	New Hope Energy, 德克萨斯 (US)	2020 年第四季度投资决策	715,000	500	700	1,020	New Hope Energy

* 这项投资是为了避免投资新的回收锅炉。

表 13 列出的项目不生产甲醇。然而，合成工厂利用合成气生产的产物原料及生产途径与甲醇生产工厂配置相似。无论最终产品如何，合成气的产生、调节和清洁都是总投资的主要部分。因此，如果比较两个表之

间每个装置的产能投资（美元/千瓦），则可以得出相关比较结果。其中需要包括合成装置（例如甲醇与 FT 产品）较大或较小投资的潜在影响，以及从原料到产品的总转化效率。这将在之后进一步讨论。

表 13.其他产品气化工厂的资本成本

	项目/产品	状态	年产能	投资额 (百万美元)	投资强度 (美元/千瓦)	来源
1	Enerkem, 埃德蒙顿 (CA)/乙醇	运营中	30,000 吨	87	3,110	Enerkem
2	Enerkem, 魁北克 (CA)/乙醇	已宣布/建设中	35,000 吨	78	2,800	公共领域
3	Fulcrum (US)/FT 液体 (喷气燃料)	2020 年第四 季度启动	40,000 m ³	200	4,560	公共领域
4	Red Rock Biofuel/ FT 液体 (喷气燃料)	正在建设中, 2021 年启动	58,000 m ³	355	5,560	公共领域
5	E.On/SNG	已规划	1,600 GW	470	2,280	E.On

注: SNG = 合成天然气。

生产总成本中的资本成本因素

CAPEX 转换为投资强度, 用区间为 +/- 20% 的平均值及美元/千瓦的产品产能形式表示, 以便比较不同产品各个项目的 CAPEX。然后, 将资本成本范围与其他研究比较并以保守方式进行调整。(例如 Brown 等人的研究, 2020 年; Maniatis 等人的研究, 2018 年) 假设生物质供料工厂投资成本范围为 1,560-2,220 美元/吨/年, 基于 MSW 的项目投资成本范围为 2,000-2,780 美元/吨/年。基于 MSW 的项目相对投资较高, 但通常这些工厂规模较小, 甲醇的年产量为 10 万吨/年, 而基于生物质的项目年产量为 20 万-25 万吨/年, 因此预计后者的投资相对更高。

表 12 和表 13 展示了从各个信息提供者处获得的新数据和更新数据。但也有例外, 例如表 12 中的 Trans World Energy 和 New Hope Energy 大型项目。由于规模经济影响, 这些项目的相对投资显然应处于建议区间中的低位, 但实际提供的投资甚至低于这一区间。

同一表格中, LowLand 甲醇项目的相对投资也较低。部分原因与以下事实有关: 甲醇生产所需的氢气很大一部分源自进口 (因此, 该项目的气化部分投资强度相应较低)。它在易于获得的公共事业部门支持方面也具备诸多优势。

如两个表格所示, 可以在“每千瓦产品产能成本”的基础上对项目进行比较, 但需考虑每个引用项目的各种具体情况。

以美元/千瓦为基础比较表 12 和表 13 中的项目 (注意航空燃料的吨与甲醇的吨不能进行比较) 显示:

- Enerkem Edmonton 工厂 (表13) 利用 MSW 生产甲醇以进一步转化为乙醇, 规模较小, 乙醇的相对投资 (美元/千瓦) 较低。若包括原料制备, 则投资水平将增加至约 4220美元/千瓦。

- E.On. 项目（表 13）的生物合成天然气 (bioSNG) 产量相当于每年约 25 万吨的甲醇产量，位于同等规模的甲醇工厂产量区间的中等水平。
- Fulcrum 和 Red Rock 生物燃料项目（表 13）均旨在生产 FT 产品，工厂规模相对较小，其产能相当于每年不到 10 万吨的甲醇当量。同时它们的转换效率较低，这对相对投资产生了负面影响，生产市售产品所需的额外装置升级也会对此产生负面影响。因此，他们的数据点为 4,440-5,560 美元/千瓦，这一数据并不让人惊讶。
- 参考的首个 Chemrec 项目（表 12）中，投资不包括避免更换当前回收锅炉投资的碳信用额度。它承担了更换锅炉的成本。达成此协议的基础是因为该项目将是同类中的首个项目，制浆厂将充当一项全新技术的试验厂。
- 参考的第二个 Chemrec 黑液项目（表 12）在商业应用中（第 n 个工厂案例）因避免了更换当前回收锅炉的投资将被扣除碳信用额度。这意味着大约降低了一半的净投资。
- 生物质原料工厂的特定投资为 1,560-2,220 美元/吨/天，基于每年的资本成本（对应 15 年期实际利率为 10% 的年金百分比即 13.2 %）计算得出甲醇产品成本中的资本因素成本为 206-293 美元/吨或 37-53 美元/兆瓦时（表 14）。
- 对于投资介于 2,000-2,780 美元/吨/天的 MSW 项目，产品成本中的资本成本为 264-367 美元/吨或 48-66 美元/兆瓦时。

生产总成本的原料成本因素

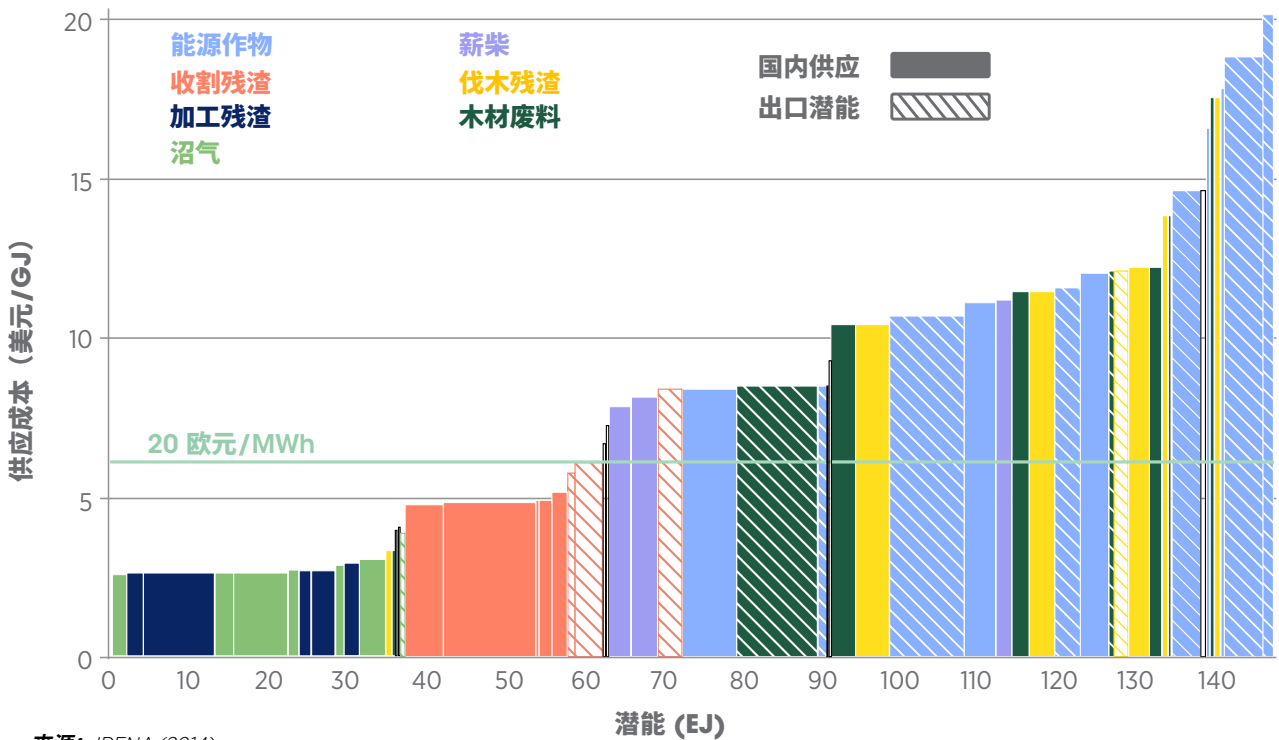
生物质到甲醇的能量转化效率约为 60%（基于进厂时的原料低发热值 (LHV)）。特殊情况下，制浆厂中的黑液气化并转化为甲醇，而黑液能量由供料于现场动力锅炉的生物质作为补偿，则总效率可能达到 70% 左右（添加的生物质与生产的甲醇的比例）。MSW 项目的转换效率通常较低，约为 50-60%。

原料成本根据设施位置及原料类型不同存在巨大差异。图 34 展示了初级生物质的全球供应曲线（IRENA, 2014 年）。国内生物质原料成本从约 3 美元/GJ（非洲加工残渣）到 17 美元/GJ（能源作物）不等。MSW 和加工残渣的原料成本最低，为 5 美元/GJ 以下。5 美元/GJ 到 8 美元/GJ 之间的中等成本组包括收获残渣。更高的成本主要体现在能源作物和林业产品中。

表 14. 生产成本中的资本成本要素

资本支出/年	来自生物质		来自 MSW	
	低	高	低	高
美元/吨 MeOH	206	293	264	367
美元/MWh MeOH	37	53	48	66
美元/GJ MeOH	10.4	14.7	13.3	18.4

图 34. 2030 年全球初级生物质供应曲线



来源: IRENA (2014)。

根据 Brown 等人（2020 年）的研究，在欧洲和美国，木质生物质的典型工厂进价为每干吨 50-100 欧元（3-6 美元/GJ）。美国南部、加拿大部分地区和巴西的价格甚至可以更低，约为每干吨 25-50 欧元（1.5-3 美元/GJ）。

图 34 展示了 20 欧元/MWh（6 美元/GJ）的价格情景，以说明上述参考价格水平。它也用作阈值，描述

生物甲醇的生产总成本，以说明生产总成本中原料部分的情况。低于该价格水平的可用原料潜力约为 40%。

表 15 展示了生产总成本中原料因素成本与能量转换效率的关系。某些情况下，原料甚至可能包含碳信用额度。该类潜在信用额度不包括在生产成本估算中。

表 15. 生产成本中的原料成本要素

原料成本 美元/GJ 原料	转化效率，原料转化为甲醇，%					
	50		60		70	
	美元/ GJ MeOH	美元/ 吨 MeOH	美元/ GJ MeOH	美元/ 吨 MeOH	美元/ GJ MeOH	美元/ 吨 MeOH
15	30.0	597	25.0	498	21.4	426
10	20.0	398	16.7	332	14.3	284
6	12.0	239	10.0	199	8.6	171
3	6.0	119	5.0	100	4.3	85
1.5	3.0	60	2.5	50	2.1	43

生产总成本中的 OPEX（不包括原料）因素

计划的各个阶段通常不为项目指定除原料以外的其他运营成本（例如公用事业、催化剂、化学品、运营和维护），并且由于商业原因，不提供工厂运营期间的 OPEX 信息。通常会汇总可用信息并以每年占总投资成本 (CAPEX) 的百分比表示。根据编写本报告过程中接触的各种消息来源，最低在 5-6% 范围内，最高大约是其两倍，为 9-10% 之间。废弃物气化的特定投资成本较高，因此尽管其每吨每年的运营成本贡献高于生物质原料，其百分比仍然较低。这还反映了例如用于处理原料中较高含量的污染物以及灰烬和其他二次废弃物的额外成本。表 16 总结了 OPEX 的变化。

基于生物质和 MSW 的甲醇生产总成本

将表 14、表 15 和表 16 中三个成本因素相加，就可以得出各种情况下生物质和 MSW 生产甲醇的生产总成本，包括投资、原料及 OPEX 在内的低成本和高成本。表 17 对相关情况进行了汇总。预期最低与最高成本之间的差距极大。低生产成本约为 300 美元/吨，而在高 CAPEX、高 OPEX 及原料价格为 6 美元/GJ 的情况下，这一数字将增至 600 美元/吨。原料成本为 15 美元/GJ 时，加上较高的 CAPEX 和 OPEX 支出，价格将进一步上涨至约 1,000 美元/吨。

基于生物质和 MSW 的甲醇生产成本降低潜力

关于成本降低潜力，首先也是最重要的是采取措施显著影响等式的 CAPEX 部分。低价原料已经成为上述成本区间的一部分，其他 OPEX 成本不可能降低到每年远远低于 CAPEX 5%（计算中使用的较小数字）的水平。

给出的总体能效区间还包括未来的发展，因此生产总成本中原料因素成本不会降低。

但随着时间的流逝，CAPEX 可能会受到众所周知的学习曲线机制的影响，例如工艺改进、经过改进更具成本效益的工厂配置和工厂规模（规模经济）。在 Brown 等人（2020 年）的降低成本相关报告中，这种长期潜力可量化为 20%-30%。

生产成本中的资本负担基于 13.2% 的内部收益率 (IRR) 计算，及总资本 15 年期实际利率为 10% 的年金百分比。长远来看，如果这项技术得到规模化推广，且通过广泛的学习经验将风险降低，资本成本则有可能下降。如果生产成本的资本部分基于 10.2% 的内部收益率（相当于 20 年期实际利率为 8% 的年金百分比），则资本成本相比表 14 将降低 23%。

表 16. 生产成本中的 OPEX（不包括原料）成本要素

			生物质作为原料		MSW 作为原料	
			低	高	低	高
		资本支出，美元/吨 MeOH/年	1,560	2,220	2,000	2,780
运营支出低	5%	美元/吨 MeOH	78	111	100	139
运营支出高	10%	美元/吨 MeOH	156	222	200	278

表 17. 从生物质和城市固体废物 (MSW) 中提取生物甲醇的总生产成本

		生物质作为原料				MSW 作为原料			
		低		高		低		高	
资本支出/年, 美元/吨 MeOH		206		293		264		367	
整体转化效率, %		60	70	60	70	50	60	50	60
各种水平甲醇的原料成本要素, 美元/吨 MeOH	15 美元/GJ	498	426	498	426	-	-	-	-
	10 美元/GJ	332	284	332	284	-	-	-	-
	6 美元/GJ	199	171	199	171	-	-	-	-
	3 美元/GJ	100	85	100	85	119	100	119	100
	1.5 美元/GJ	50	43	50	43	60	50	60	50
	0 美元/GJ ^(a)	-	-	-	-	0	0	0	0
5% 的运营支出, 美元/吨 MeOH		78		111		100		139	
10% 的运营支出, 美元/吨 MeOH		156		222		200		278	
甲醇成本 (美元/吨 MeOH)	原料成本低于 6 美元/GJ	327-561		447-714		414-583		556-764	
	原料成本为 6-15 美元/GJ	455-860		575-1,013		-		-	
碳信用额 (美元/吨 MeOH)	50 美元/吨 CO ₂ ^(b)	-82		-82		-82		-82	
	100 美元/吨 CO ₂ ^(b)	-164		-164		-164		-164	

(a) 投入城市固体废物气化炉的 0 美元/GJ 只有参考性, 未在成本估算中使用。

(b) 每吨生物甲醇的碳信用额基于天然气生产甲醇的平均 CO₂ 当量排放 (95.2 g CO₂ 当量/MJ) 与通过可再生 CO₂ 和 H₂ 生产生物甲醇的平均 CO₂ 当量排放 (12.7 g CO₂ 当量/MJ) 之间的差额在表 11 中给出。考虑到与传统的天然气制甲醇相比, 甲醇的 LHV 为 19.9 MJ/kg, 相当于每吨生物甲醇可避免 1.64 吨 CO₂ 当量的排放。

如果结合使用学习曲线及降低资本风险潜力, 可使生产总成本的资本成本因素 (CAPEX/y) 降低 40-45% (下表中使用 40%), 平均分配于两个确定的成本

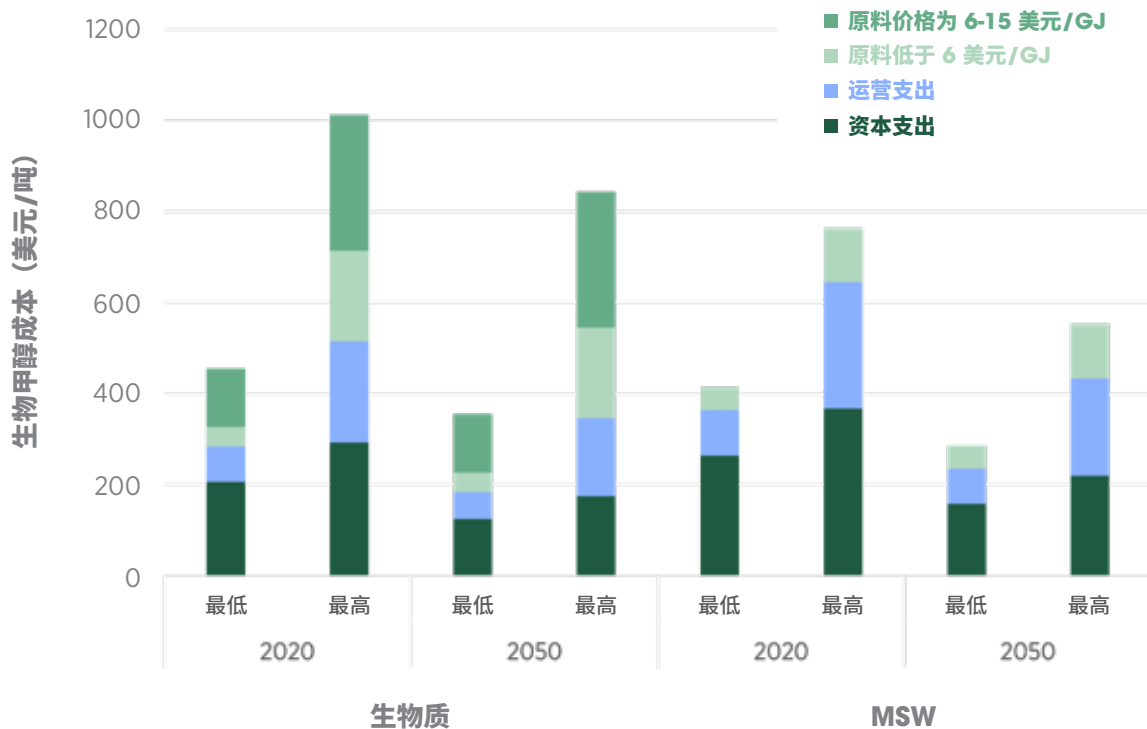
削减因素之间。OPEX 与投资有关, 并假定与资本成本成比例地减少。降低成本的假设结果如表 18 和图 35 所示。

表 18. 潜在成本降低后的生物甲醇总生产成本

		生物质作为原料		MSW 作为原料	
		低	高	低	高
降低成本前 美元/吨 MeOH (来自表 17)	原料低于 6 美元/GJ	327-561	447-714	414-583	556-764
	原料价格为 6-15 美元/GJ	455-860	575-1 013	-	-
资本支出/年减少量, 美元/吨 MeOH		-82	-118	-106	-147
运营支出减少量, 美元/吨 MeOH		-18 至 -36	-26 至 -51	-23 至 -46	-32 至 -64
原料成本低于 6 美元/GJ 时的甲醇成本 (美元/吨 MeOH)	没有碳信用额	227-443	303-545	285-431	377-553
	信用额为 50 美元/吨 CO ₂ *	145-361	221-463	203-349	295-471
	信用额为 100 美元/吨 CO ₂ *	63-279	139-381	121-267	213-389
原料成本为 6-15 美元/GJ 时的甲醇成本 (美元/吨 MeOH)	没有碳信用额	355-742	431-844	-	-
	信用额为 50 美元/吨 CO ₂ *	273-660	349-762	-	-
	信用额为 100 美元/吨 CO ₂ *	191-578	267-680	-	-

* 请参阅表 17 中的注释。

图 35. 到 2050 年生物甲醇的估计成本



降低成本的活动中与运营经验有关，也与随着时间流逝有关，如何使用相同工艺（经过改进）确保上线全新设施时仍然保留和使用已获得的知识密切相关。从初步项目构想到工厂正常运行，通常需要至少四年时间。此后需要至少一年的运营时间才能从所获经验中得出任何实际结论。因此，如上所述，描述与时间相对应的生产成本降低潜力情景很大程度上取决于随着时间推移建造的工厂数量。在降低成本部分中使用的“工厂”一词应理解为“多代工厂”。经过一代又一代的更迭之后，可以决定建造多个装置以满足市场需求并确保经济生产。

图 36 阐明了生产成本降低的情景，其中 4 个生产生物甲醇的迭代工厂约在 15 年（2020 年至 2035 年）时间内投入运营。该示例中原料成本的上限为 6 美元/GJ。预计将有四种或五种不同的开发途径实现商业化并同时达到相当的成熟度。随着这一发展，有望实现表 18 中数据所示的成本降低潜力。

与生物甲醇类似，图 37 展示了基于 MSW 的各代工厂和工厂装置的相应成本降低潜力

所展示的情景应被视为快速途径。这一情景基于的假设为，目前处于早期规划阶段和建设中（某些情况下正在运营）的工厂是第一代工厂，在接下来的时期直到 2035-2040 年，其将被与之相似但经过改进设计的三个代别的工厂取代。另一种发展较慢的情景下，由于引入先进燃料和化学品相关的长期稳定立法没有落实，时间线容易拖得更长。

通过沼气生产甲醇

沼气主要用于发电和供热。少量将升级后符合天然气管道运输标准（生物甲烷），混入天然气网络或与天然气混合用于生产具有低混合可再生成分的汽车燃料。在一些没有天然气网络的国家，分成小容积沼气以油轮单独运输，并用作 100% 可再生的汽车燃料。

图 36. 在 15 至 20 年的时间范围内利用生物质生产生物甲醇的潜在生产成本降低的可能性

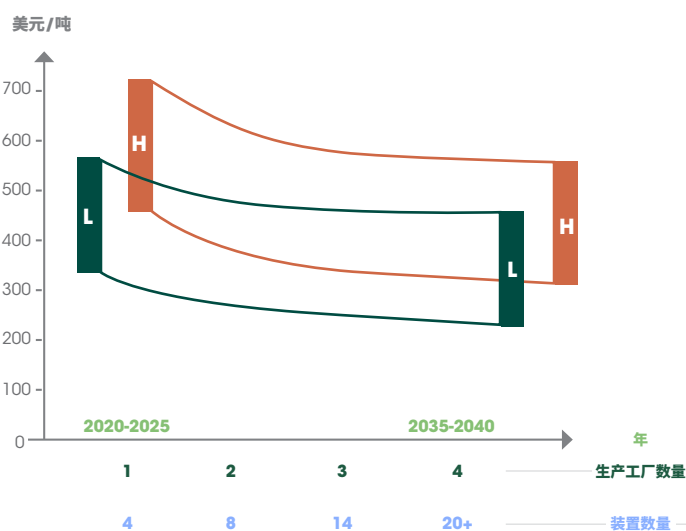
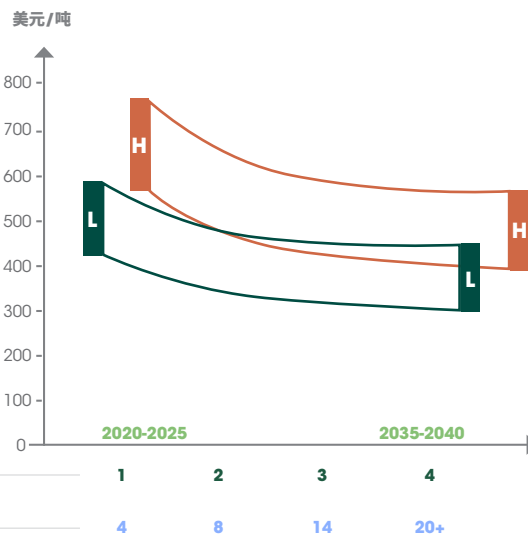


图 37. 在 15 至 20 年的时间范围内利用城市固体废物 (MSW) 生产生物甲醇的潜在生产成本降低的可能性



欧洲有两个地方现有的一些甲醇工厂利用生物甲烷与天然气共同供料。产物为化石和生物来源混合生产的甲醇。其可再生部分已正式通过认证，可作为可再生商品进行交易。更详细的相关信息请参阅 2.2 部分。

无论甲烷是源自化石燃料还是可再生能源，将甲烷转化为甲醇的工厂将以同样的方式运行。这意味着，如果现有的甲醇工厂使用可再生来源替代部分化石甲烷原料，则甲醇的最终生产成本仅会受到原料价格差异的影响。

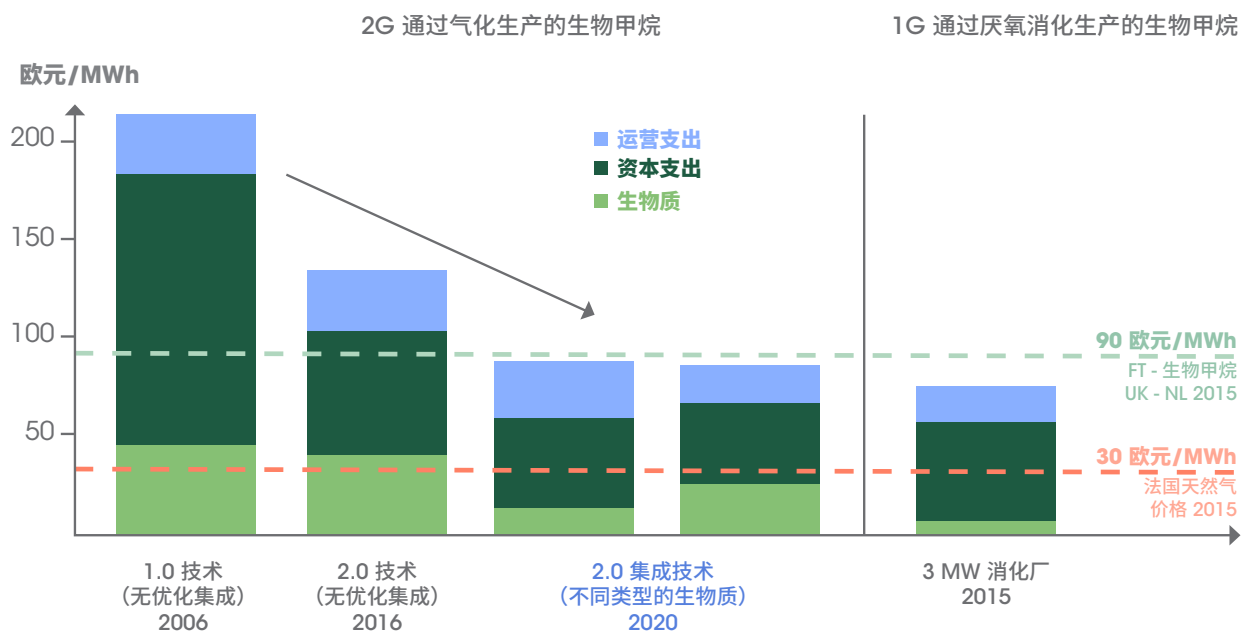
2019 年，欧洲非家用天然气的平均价格约为 35 欧元/MWh (10.8 美元/GJ) (Eurostat, 2020 年)。根据提供给 SGAB 报告的数据 (Maniatis 等人, 2018 年)，基于厌氧消化的典型生物甲烷生产成本在 70-80 欧元/MWh (21.6-24.7 美元/GJ) 之间。大型现代化气化工厂预计将达到相似的生产成本水平，如图 38 所示。

原料价格对整体生产的影响如表 8 所示。天然气转化为生物甲烷原料对甲醇生产成本有非常显著的影响。如表中示例所示，相当于每吨甲醇成本增加 377 美元。美国的计算结果将显示出更大差异，因为其天然气价格通常低于欧洲。

本报告不涉及新装置的生产经济学。例如，在欧洲安装一个仅由生物甲烷供料的中小型工厂将导致高昂的生产成本。仅原料成本就达到约 700 美元/吨生物甲烷，还要在此基础上添加 CAPEX 和 OPEX。

例如，丹麦 Haldor Topsoe 当前正在研究的通过生物甲烷替代上述途径的方法是利用电加热的沼气重整器将沼气直接转化为合成气，再进一步转化为甲醇。他们将这一开发称为 eSMR Methanol™ (HT, 2019b)。并计划于 2022 年投入运营产能为每小时 10 千克的甲醇示范工厂。Haldor Topsoe 声称，其紧凑和模块化的设计将使工厂在具备商业吸引力的同时以小于当今典型工厂 100 倍的规模建造，而其甲醇生产成本与大型化石燃料气化工厂相同。

图 38. 通过气化和厌氧消化生产生物甲烷的成本



来源: EBA (2020)。

表 19. 甲烷/生物甲烷生产甲醇的原料价格影响

	生物甲烷价格	甲醇生产成本中的原料成本 (转化效率为 65%)		对生产成本的影响
	美元/GJ 生物甲烷	美元/GJ MeOH	美元/吨 MeOH	美元/吨 MeOH
西欧的天然气	10.8	16.6	329	+ 377
生物甲烷	23.1	35.5	706	

甲醇作为木材制浆的副产品

从制浆厂提取甲醇是一条利基市场途径，全球产能不大。据估计，全球有 300 多家制浆厂的产能不足 150 万吨。

如 2.2 节所述，该转化途径的参考资料极少。当前仅发现了两家制浆厂的转化途径，一家位于瑞典，另一家位于加拿大。制浆厂当前将甲醇用作绿色燃料，例如应用于石灰窑或现场动力锅炉。这意味着如果必须从工厂提取这种甲醇并作为化学级甲醇出售，则必须使用另一种替代燃料。大多数情况下，这种燃料将是廉价生物质，而其他地区可能需要更加昂贵的石灰窑燃料。

Södra 提供了一些官方数据 (Södra, 2020b)。估计投资额约为 1,000 万欧元 (1,100 万美元)，年产 5,250 吨化学级生物甲醇。如果该投资使用与本章前述部分相同的 CAPEX 系数 (IRR=13.3%)，则生产成本中的 CAPEX 因素相当于 250 欧元/吨 (280 美元/吨)。一吨甲醇提供约 5.5 MWh 的燃烧能量，如果以 10-20 欧元/MWh (3-6 美元/GJ) 的生物质替代，则 OPEX 将增加 55-110 欧元/吨 (60-120 美元/吨)。制备纯甲醇工艺中的许多萃取和蒸馏步骤将导致与 OPEX 相关的额外成本。制浆周期内生物甲醇的估算近似产量如表 20 所示。其生产成本约为 490-720 欧元/吨 (540-800 美元/吨)。

表 20. 从木浆中提取生物甲醇的大概生产成本

成本要素	美元/吨 MeOH
资本支出	280
原料更换	60-120
运营支出	200-400
总计	540-800

4.2. 绿色甲醇成本

短期来看，利用生物质和废弃物生产甲醇似乎是大多数地区最为经济的途径。然而，尽管这种来源数量巨大，但可用的生物质和衍生材料数量仍然受到限制，无法单独满足全球能源需求。生产可再生甲醇的最大潜力仍然是 CO₂ 加氢制成甲醇。利用 CO₂ 生产甲醇不会受到与生物质或废弃物产品类似的原料供应限制。

为了以可持续的方式从工业生产及发电废气流和烟道气中的 CO₂ 或从大气中的 CO₂ 生产绿色甲醇，最成熟和可推广的方法是将水电解生成 H₂，随后结合 CO₂ 催化合成甲醇。通过这种途径生产的绿色甲醇成本很大程度上取决于原材料成本：CO₂ 和氢气。氢气本身的成本与生产氢气所需的电力成本密切相关。生产一吨绿色甲醇大约需要 10-11 MWh 的电力，其中大部分用于电解槽（约 9-10 MWh）且不包括 CO₂ 捕获。

与天然气工厂一样，应该可以通过实现一定的规模经济效应降低大型工厂生产每吨甲醇的成本。原则上，可再生甲醇工厂可达到与传统工厂相同的规模，因为无论原料来源如何，其技术都是相同的。与其他类似于化石燃料甲醇设施的大型热催化工艺一样，甲醇合成装置和蒸馏装置可以有效利用规模经济效应相关的较低生产成本。电解水的电化学工艺还可受益于规模增大带来的成本降低优势，同时，增加电池堆制造数量的相关创新可能会对成本产生重大影响。

相比之下，天然气制甲醇的生产成本约为 100 美元/吨（天然气是中东、北美地区最便宜的甲醇原料），在欧洲这一数字则为 300 美元/吨或更高。煤制甲醇的生产成本（几乎全部位于中国）大约在 150 美元至 250 美元/吨之间（McCaskill, 2019 年；Blug 等人, 2014 年）。

绿色甲醇生产成本 - 文献综述

关于利用 CO₂ 和 H₂ 生产甲醇的成本已进行了多项研究。2007 年，一项审查评估以 CO₂ 为基础的甲醇生产成本在 550 美元至 670 美元/吨（500-600 欧元/吨）之间（Galindo Cifre 和 Badr, 2007 年）。在本 IRENA 报告的先前版本中，利用从烟道气或大气中捕获的 CO₂ 制甲醇的生产成本估计为 570-1,000 美元/吨（510-900 欧元/吨）（Clausen 等人, 2010 年；Galindo Cifre 和 Badr, 2007 年；Kim 等人, 2011 年；Specht 等人, 1998 年；IRENA 和 IEA-ETSAP, 2013 年）。最近的一篇论文在回顾过去的研究以及该主题相关的其他出版物后也得出了类似的估计值（Hank 等人, 2018 年）。

表 21 列出了这些生产成本的估算值。总体而言，规模为 4,000 吨/年到 180 万吨/年不等的工厂生产绿色甲醇的成本大约为 300 美元至 1,000 美元/吨。较低的估算值往往由于极低的电力生产成本，或/和电解过程中产生的氧气副产品在出售后交叉补贴了甲醇的价格（O₂ 售价为 45 美元至 180 美元/吨）。每生产一吨甲醇，电解水就会产生 1.5 吨氧气。因此，这种氧气的销售短期内可以抵消生产绿色甲醇的部分成本。但是，由于电解产生的大量氧气作为合成燃料生产的副产品数量持续增加，供应可能超过需求，从而导致价格下降。不考虑氧气的销售，生产绿色甲醇的总成本大约在 400 美元至 1,000 美元/吨之间，这主要取决于电力成本。大多数研究中的 CO₂ 成本在 0 美元至 55 美元/吨之间。通过 DAC 技术捕获 CO₂ 的成本会更高（Bos 等人, 2020 年；Specht 等人, 1998 年；Specht 和 Bandi, 1999 年）。

表 21. 文献中报道的绿色甲醇的生产成本和生产能力

碳源	电解用电来源	电费 (美分/kWh)	CO ₂ 成本 (美元/吨)	产能 (吨/年)	资本成本 (百万美元)	资本成本 (美元/吨/年)	运营支出 (百万美元/年)	运营支出 (美元/吨)	甲醇成本 (美元/吨)	来源
沼气/氨气	电网/风	3.5-16.2	0-3.3	4,000-10,000	16-30	1,680-4,700	2.6-12.3	510-1,270	680-1,610	Hank 等人, 2018
DAC	风能	---	---	65,000	222	3,330	---	---	830-890 ^(a)	Bos 等人, 2020
已购买	电网	2.4-7.3	59	100,000	134	1,340	---	---	365-826 ^(b)	Zhang 等人, 2019
烟气	水电	---	---	100,000	333-555	3,330-3,890	---	---	890-1,000-555 ^(g)	Swiss Liquid Future, 2020b
烟气/DAC	水电	2	---	70,000	---	---	---	---	390-590	Specht 和 Bandi, 1999
CPP 烟气/DAC	水电	3.9	---	70,000	---	---	---	---	805-1,090	Specht 等人, 1998
CPP 烟气	RES	1.7-2.4	---	60,000-120,000	95-322	1,640-3,010	16.8-36.9	230-300	620-950	Mignard 等人, 2003
CPP 烟气	电网/RES	4.4	15	300,000	344	1,150	161	540	620-710 ^(h)	Clausen 等人, 2010
CPP 烟气	电网/PP	3.2-5.5	49	110,000	---	---	---	---	970-1,010	Atsonios 等人, 2016 年
乙醇厂	风能	---	---	32,000	30	944	---	---	405-1,070	Matzen 等人, 2015
CPP 烟气	CPP	10.5-13.4	0	440,000	552 ⁽ⁱ⁾	1,260	325	740	805 ^(f)	Pérez-Fortes 等人, 2016
已购买	RES	10.3	56	35,000	51 ⁽ⁱ⁾	1,480	---	---	1,090 ^(f)	Tremel, 2015
CPP 烟气	RES	2.9-3.7	22	30,000-45,000	56	1,240-1,900	---	---	500-530	Varone 和 Ferrari, 2015
---	---	5.5	3.3-11	16,300	16	980	13.7	840	990	Rivera-Tinoco 等人, 2016
烟气	RES	1.1-5.5	44	1800,000	2,310	1,385-2,770	---	---	430-910	Räuchle 等人, 2016

烟气	---	1.1-6	---	50,000	95	1,900	11-38.3	220-770	210-720 ^(c) 455-970 ^(b)	Bellotti 等人, 2019
---	风能	---	(-22)-39	175,000	370	2,110	---	---	390- 480 ^(d)	González- Aparicio 等人, 2017
烟气	电网	---	---	4,000- 50,000	11-83	1,670- 2,780	---	---	555-780 ^(d)	Bellotti 等 人, 2017
烟气	---	---	28	1800,000	424 ⁽ⁱ⁾	235	755- 1,670 ^(e)	420-922	420- 940 ^(e, f)	Nyári 等人, 2020
烟气	RES	3	(-278)-0	100,000	62	620	79	880	810-1,190 ⁽ⁱ⁾	Szima 和 Cormos, 2018
CPP 烟气	电网/RES	4.4	43	110,000	---	---	---	---	645	Kourkoumpas 等人, 2016

(a) 包括 100 MW 风电场的资本成本。

(b) 不出售氧气。

(c) 出售氧气。

(d) 出售和不出售氧气的费用。

(e) 费用取决于购买的氢气价格以及是否出售氧气。

(f) 购买氢气。

(g) 全世界风能和太阳能生产的甲醇的估计费用。

(h) 有和没有区域供热收入。

(i) 甲醇装置的成本不包括氢气生产。

(j) 有和没有 278 美元/吨 CO₂ 的负值。

注：2018-2019 美元/吨的甲醇成本。汇率 1 美元 = 0.9 欧元。CPP = 燃煤电厂。RES = 可再生能源。US\$ = 美分。

基于原料成本的绿色甲醇生产成本

绿色甲醇的成本可通过氢气和 CO₂ 的成本来估算，而这两项成本代表了大型绿色甲醇工厂生产成本的绝大部分。一旦提供了足够的 CO₂ 和绿氢，通过一步法进行甲醇生产及其蒸馏就非常简单且成熟 (TRL 8-9)。

它代表的甲醇生产总成本仅为约 30 至 50 美元/吨 (Boulamanti 和 Moya, 2017 年)。生产 1 吨甲醇需要 0.188 吨 H₂ 和 1.373 吨 CO₂。

氢气成本：电解水是一个能源密集型工艺。以 100% 的理论效率生产 1 吨氢气需要消耗 39.4 MWh 电力 (H₂ 的 HHV; H₂ 的 LHV 为 33.3 MWh/t)。但实际耗电量接近 50 MWh/t (Simbeck 和 Chang, 2002 年; IRENA, 2018 年)。因此，氢气成本与生产氢气所需的电力成本密切相关。可再生电力价格继续下降。相较于化石燃料发电，全球许多地方当前太阳能光伏发电及陆上风力发电更加便宜，并且预计未来几年内将继续下降至 4 美分/kWh 或更低 (IRENA, 2019c)。以 4 美分/kWh 的电力价格计

表 22. 绿色氢气现在和未来的成本

	往年成本	发展趋势		未来目标	
	2015-2018	2030	2050	2030	2050
成本 (美元/kg H ₂)	4-8	2.5-5.0	1.6-3.3	1.8-3.2	0.9-2.0

来源: IRENA (2020b)。

算, 通过电解产生的氢气成本约为 2.5-3 美元/kg。生产 1 吨甲醇需要 0.188 吨氢气。以每千克 3 美元的成本计算, 则生产 1 吨甲醇需要 560 美元的氢气。根据 IRENA 及能源情景预测, 到 2030 年, 绿氢成本应为 1.8-5.0 美元/kg, 2050 年则为 0.9-3.3 美元/kg (IRENA, 2020a) (请参阅表 22)。以 1 美元/kg 的价格计算, 生产 1 吨甲醇仅需要约 190 美元的绿氢。

CO₂ 成本: CO₂ 成本很大程度上取决于其来源及将其纯化和压缩以合成甲醇所需压力的工作量。可从已经产生 CO₂ 浓缩流的设施 (例如天然气净化、化肥和生物乙醇工厂) 以最低成本 (约 20-30 美元/吨) 获取满足这些要求的 CO₂ (Irlam, 2017 年)。但是, 这些来源的产能相对较小。由于需要添加碳捕获装置, 发电厂、钢铁厂和水泥厂捕获 CO₂ 的成本较高, 约为 50 至 100 美元/吨 (取决于技术和所处位置)。在这些设施中进行大规模碳捕获的技术已相对成熟, 但尚未实现 Power-to-X 部门所需的大规模应用。

由于大多数 CO₂ 来源仍依赖于化石燃料, 因此它们是不可再生或不可持续的。生物质可通过 BECCS 和 BECCU 技术提供部分所需的可再生 CO₂。取决于使用的 BECCS 技术、原料性质、工厂规模等, 其成本差异较大, 约在 20 美元至 400 美元/吨 CO₂ 之间 (Fuss 等人, 2018 年)。造纸厂的生物乙醇生产、生物质气化和黑液气化提供了最廉价的 CO₂, 价格约为每吨 CO₂ 20 至 100 美元。燃烧发电的 BECCS 成本更高, 超过 90 美元/吨 CO₂。

另一来源是空气中的 CO₂。DAC 技术由 Climeworks、Carbon Engineering 和 Global Thermostat 等多家公司联合开发。该技术成本仍然高昂, 大约为 300 至 600 美元/吨 CO₂, 但随着技术改进及规模扩大, 预计将来成本会大幅降低至 50-150 美元/吨 CO₂ (Fasihi 等人, 2019 年; Sanz-Pérez 等人, 2016 年, Keith 等人, 2018 年)。DAC 的较高成本很大程度上与空气中 CO₂ 的浓度较低有关, 目前大约仅为百万分之 420。正如 2.2 节所指出的, 生物甲醇和绿色甲醇联产也可以提供巨大的协同作用。使用绿氢转化生物甲醇生产过程中产生的 CO₂ 可以避免分离 CO₂ 的需要, 从而降低了绿色甲醇的生产成本。

表 23. 不同来源的 CO₂ 的成本

来源或技术	CO ₂ 在废气中的浓度 (%)	CO ₂ 的估计成本 (美元/吨 CO ₂)		来源
		今天	2050	
化石碳				
燃煤电厂	12-14	43-97	46-55	Irlam, 2017; IEA, 2012; Rubin 等人, 2015
富氧燃烧燃煤电厂	接近 100	52-75	52	Irlam, 2017; IEA, 2012
天然气电厂	3-5	80-89	43	Irlam, 2017; IEA, 2012
钢铁	20-30	55-77	40-65	Irlam, 2017; Leeson 等人, 2017
水泥	15-30	35-125	20-103	Irlam, 2017; Leeson 等人, 2017
天然气净化	2-65	15-25	20	Irlam, 2017; Leeson 等人, 2017
氨合成	最高 100	20-25	24	Irlam, 2017; Leeson 等人, 2017
可再生碳				
生物质乙醇工厂	最高 100	12-22	20	Irlam, 2017; Leeson 等人, 2017
沼气	40-50	~30	-30	Olsson 等人, 2020
DAC	0.042, 在空气中的浓度 接近 100	300-600	50-150	Fasihi 等人, 2019; Keith 等人, 2018; Sanz-Pérez 等人, 2016
BECCS/BECCU	接近 100	20-400	---	Fuss 等人, 2018
生物质气化或生物甲烷重整并转化为甲醇	绿色甲醇和生物甲醇联产。不需要或有限的 CO ₂ 分离。	已集成 ^(a)	已集成 ^(a)	在第 2.2 节“生物甲醇和绿色甲醇联产”中描述

来源: IRENA (2020b)。

(a) CO₂在此过程中未分离。添加通过水电解生产的 H₂, 以使用生物质气化过程中生产的全部或部分 CO₂。

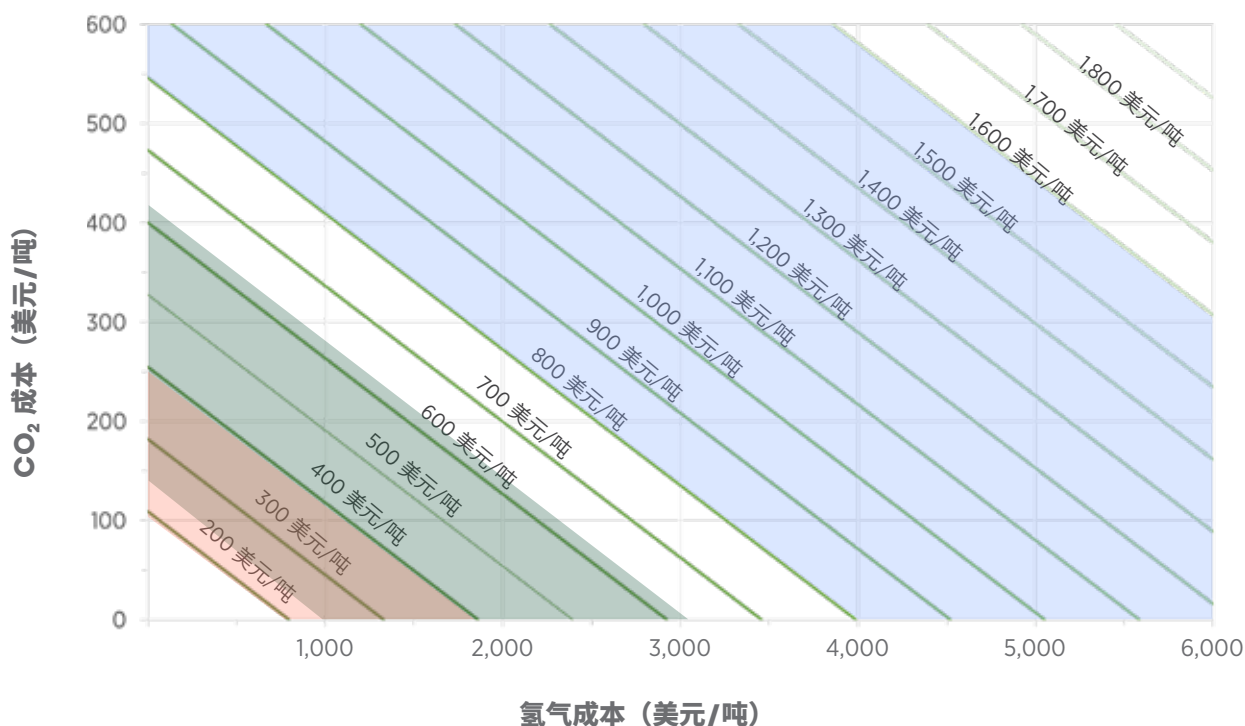
无论氢气和 CO₂ 的来源如何，都可以通过将氢气成本、CO₂ 成本以及大规模甲醇合成装置中生产氢气的成本相加以估算绿色甲醇的生产成本（估计为 50 美元/吨绿色甲醇）。如图 6 的结果所示，所得到的估计值与文献公布的估计值范围相同，且绿色甲醇的生产成本很大程度上取决于原料成本：H₂ 和 CO₂。

未来可再生甲醇的生产成本也可以根据氢气和 CO₂ 的预计成本估算得出，如表 24 和图 40 所示。氢气随时间而变化的成本根据表 11 得出。可再生 CO₂ 的成本取决于其来源，如表 23 和图 30 所示。首先将使用相对便宜的 CO₂ 来源，如生物乙醇和沼气。然而，这类 CO₂ 来源的可用性有限。因此，随着以二氧化碳

为原料生产燃料和材料（例如绿色甲醇）的规模不断扩大，必须逐步使用成本更高的选择。如制浆和造纸厂、垃圾发电厂、生物质燃烧和 DAC 等来源具备最大潜力。其可用性和成本还取决于与其他 CCU 以及 CCS 技术间的竞争。

表 24 还表明，碳信用额对生产出来的可再生甲醇的成本可能会产生重大影响。100 美元/吨 CO₂ 的碳信用额与没有碳信用额相比，可将甲醇成本降低 172 美元/吨（基于与天然气制甲醇相比，可避免的绿色甲醇 CO₂ 当量排放 [表 11]）。随着未来碳信用额的普及，这将在提高可再生甲醇竞争力方面发挥重要作用。

图 39. 甲醇成本与氢气和 CO₂ 成本的关系



- 当前化石基甲醇价格
- 当前绿色甲醇估计成本
- 2050 年绿色甲醇的估计成本

注：假设绿色甲醇的合成成本为 50 美元/吨，前提是提供了原材料 H₂ 和 CO₂。当今和 2050 年绿色甲醇的估计成本可见表 24。

表 24. 到 2050 年可再生甲醇的估计成本

		估计费用年份		
		2015-2018	2030	2050
绿氢成本 (美元/吨 H ₂) ^(a)		4,000-8,000	1,800-3,200	900-2,000
通过可再生能源组合中的 CO₂ 生产的甲醇				
CO ₂ 的成本 (美元/吨 CO ₂) ^(c)		10-50	15-70	20-150
甲醇成本 (美元/吨 MeOH) ^(b)	没有碳信用额	820-1,620	410-750	250-630
	信用额为 50 美元/吨 CO ₂ ^(d)	730-1,540	320-660	160-550
	信用额为 100 美元/吨 CO ₂ ^(d)	640-1,450	240-580	70-460
仅通过 DAC 中的 CO₂ 生产的甲醇				
DAC 中 CO ₂ 的成本 (美元/吨 CO ₂)		300-600	150-300	50-150
甲醇成本 (美元/吨 MeOH) ^(b)	没有碳信用额	1,220-2,380	600-1,070	290-630
	信用额为 50 美元/吨 CO ₂ ^(d)	1,130-2,300	510-980	200-550
	信用额为 100 美元/吨 CO ₂ ^(d)	1,040-2,210	420-890	120-460

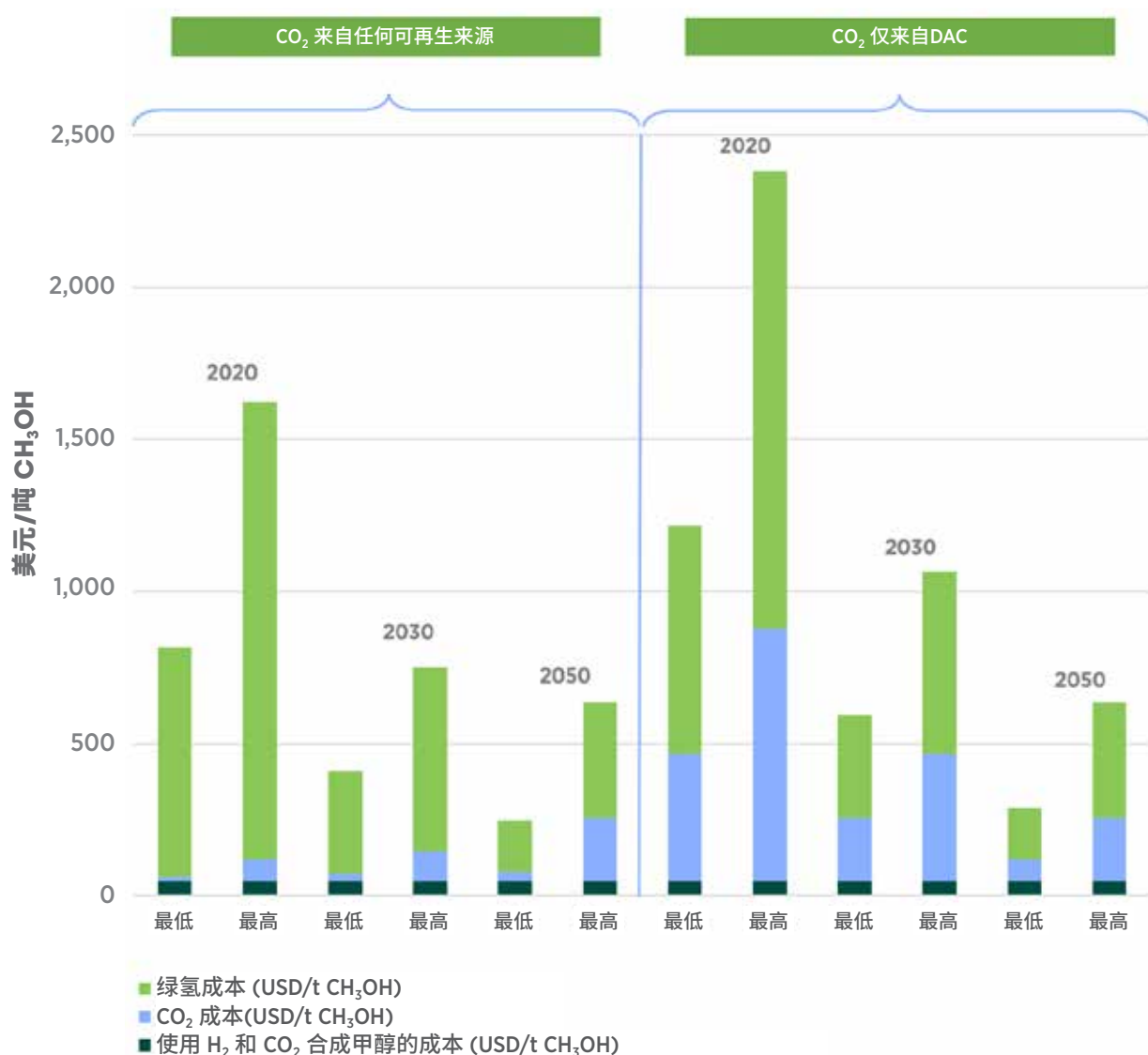
(a) 来源: IRENA (2020b) 使用图 S.6 中的“我们应到达的位置”的假设。表 11 中报告的值。

(b) 假设绿色甲醇是 50 美元/吨合成成本, 前提是提供了原材料 H₂ 和 CO₂。

(c) CO₂ 的来源将随着体积时间推移增大而有所改变 (详情请参见正文)。

(d) 每吨绿色甲醇的碳信用额基于天然气生产甲醇的平均 CO₂ 当量排放 (95.2 g CO₂当量/MJ) 与可再生 CO₂ 和 H₂ 生产绿色甲醇的平均 CO₂ 大量排放 (8.645 g CO₂当量/MJ) 之间的差额在表 11 中给出。考虑到与传统的天然气制甲醇相比, 甲醇的 LHV 为 19.9 MJ/kg, 相当于每吨绿色甲醇可避免 1.72 吨 CO₂ 当量的排放。

图 40. 到 2050 年，可再生绿色甲醇的估算成本取决于可再生 CO₂ 来源



注：生产氢气和 CO₂ 的资本支出和运营支出已包括在氢气和 CO₂ 的相应成本中。

现有和拟定项目的绿色甲醇厂的资本成本

目前，只有一家商业化工厂生产绿色甲醇。该工厂由 CRI 运营，生产规模为 4,000 吨/年。因此，关于资本成本的可用信息非常有限，并且大多数信息仅针对绿色甲醇项目和技术。此类信息在表 25 中加以概述。绿色甲醇工厂的单位产能资本成本略高，但与表 21 中文献所述的资本成本很接近。然而，与天然气制甲醇工厂的成本相比，

其成本相对较高。应当指出的是，迄今为止，大多数绿色甲醇工厂的规模都相对较小，其生产能力为 12-300 吨/天，而世界级规模的天然气和煤制甲醇工厂的每日产能通常为 2,500-5,000 吨（巨型甲醇厂）。小规模制甲醇工厂的吨甲醇生产成本也高于煤制甲醇工厂（Sorensen, 2015）。因此，随着工厂规模扩大并达到与传统甲醇工厂相当的产能，预计单位产能的绿色甲醇成本会有所下降。

表 25. CO₂ 制甲醇工厂的资本成本

	原料	产能 (吨/天)	产能 (吨/年)	资本支出 (百万美元)	资本支出 (美元/吨/年)	来源
Thyssenkrupp	CO ₂ 和 H ₂	12	4,000	39	9,720	Thyssenkrupp, 2020b
FlexMethanol (bse engineering/ BASF)	CO ₂ 和 H ₂	~44	16,400	~50	3,100	bse engineering, 2019, bse Engineering, 2020
CRI (挪威)	CO ₂ 和 H ₂	300	100,000	200	2,000	Stefánsson, 2019
Swiss Liquid Future (挪威)	CO ₂ 和 H ₂	220	80,000	330-390	4,170-4,780	Swiss Liquid Future, 2020b
采用天然气的典型 工厂	天然气	2,800	1,000,000	720-1,440	720-1,440	Bromberg 和 Cheng, 2010
采用煤炭的典型工 厂 (US)	煤	10,000	3,600,000	6,220	1,720	US DOE NETL, 2014

电解槽的成本占投资的很大一部分，因此应降低这部分成本。相反，工厂其他部分的成本（包括甲醇合成和蒸馏装置）可以利用规模经济效应降低生产成本。

“典型”或“标准”绿色甲醇工厂的规模可能比当前大型天然气和煤制甲醇工厂小。

有趣的是，CRI 对挪威项目每吨/年的成本估算并不比煤制甲醇工厂高多少。还应注意的是，资本成本包括电解槽，而这占绿色甲醇工厂成本的很大一部分。

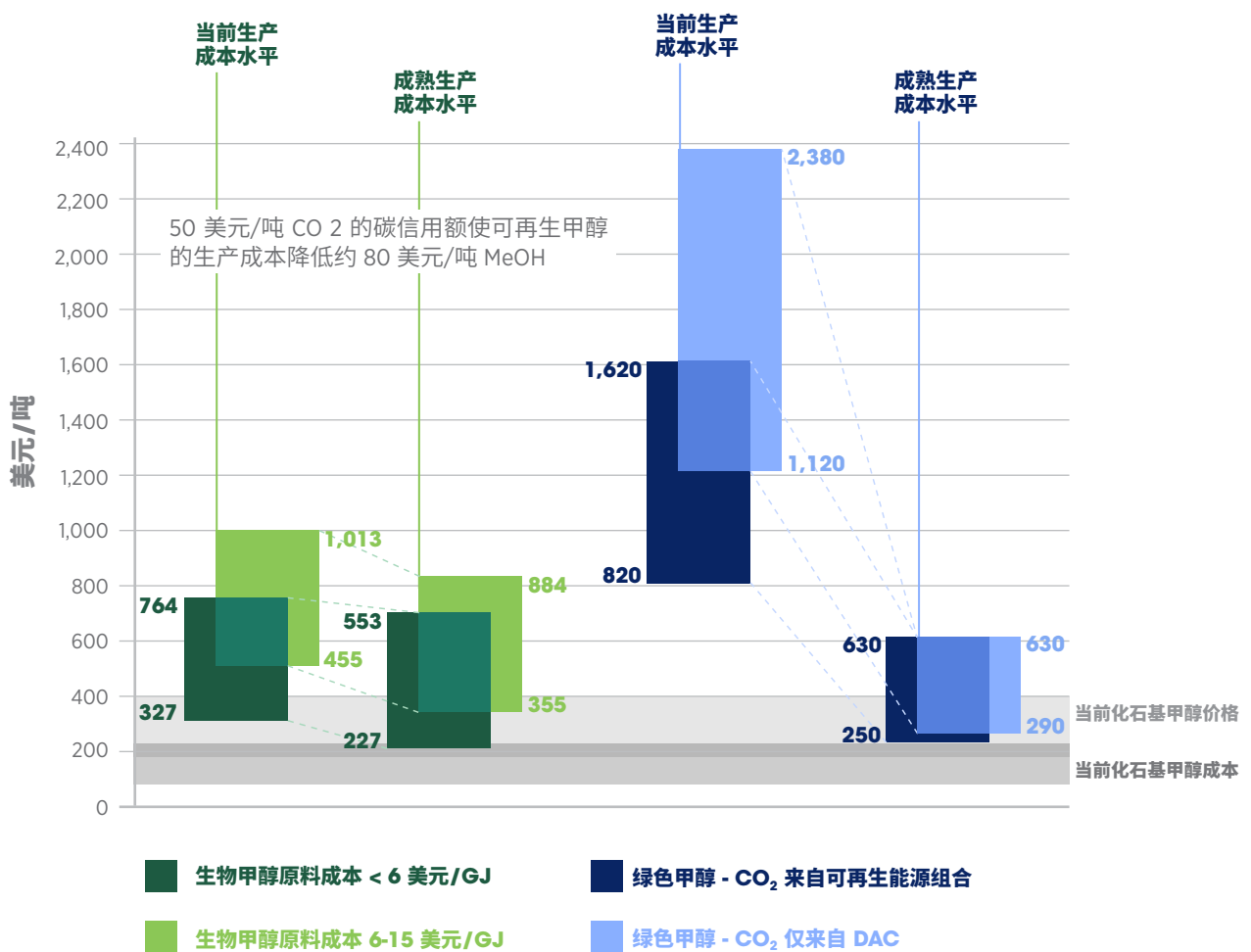
还应指出的是，资本成本通常仅占绿色甲醇成本的一小部分。运营成本通常占比最大，主要是因为生产绿氢需要大量电力成本。

4.3. 总结目前和未来的可再生甲醇成本

与目前的天然气和煤制甲醇相比（生产成本分别低至 100-200 美元/吨和 150-250 美元/吨），可再生甲醇的生产成本在大多数情况下估计会更高。另一方面，甲醇的价格一直在 200 至 400 美元/吨之间波动（根据通胀因素调整后，甲醇在欧洲的平均合约价格请参见图 8）（MI, 2020a; MMSA, 2020）。因此，这里应该指出的是，与大多数石油燃料（汽油、柴油、取暖油等）相比，化石基甲醇在能量含量方面已具有一定的竞争力：甲醇的价格为 10-20 美元/GJ，而汽油、柴油、喷气燃料和取暖油的价格为 17 美元/GJ（图 9）。生物甲醇和绿色甲醇的生产成本如下：

- 用生物质和城市固体废物 (MSW) 生产甲醇的成本估计在 327 至 764 美元/吨之间 (图 41)，原料价格最高为 6 美元/GJ。这一价格相当于欧洲和美国目前商业使用的生物质和 MSW 商品的价格上限。在 6-15 美元/GJ 的原料价格范围内，生产成本可能会增加到 1,000 美元/吨左右。随着工艺的改进，在原料价格最高为 6 美元/GJ 情况下，成本可能低至 227 至 553 美元/吨左右，而原料价格越高，成本也就相应越高。利用其他工业流程的废液 (如造纸厂的黑液和 MSW) 生产生物甲醇，特别有利于简化原料物流和提高工厂整体经济效益。专家建议热能、电力或其他化学物质联产，以进一步提高生物甲醇的经济效益。还有一种方法是将生物质共同投入燃煤气化炉中，或将沼气共同投入到天然气制甲醇工厂中，以便以原料形式逐步引入生物质，并以潜在的较低成本使甲醇生产具有更高的可持续性。
- 据估计，当前使用氢和 CO₂ 生产绿色甲醇的成本更高，约为 800 - 1,600 美元/吨 (如果只能通过 DAC 获取 CO₂，则价格会更高)。绿色甲醇的成本很大程度上取决于氢气和 CO₂ 的成本。CO₂ 的成本将取决于获取来源 (生物、DAC、工业等)。氢气成本与生产氢气的电力成本和电解槽装置的利用率及其成本密切相关。由于预计可再生能源价格将下降，到 2050 年，即使未实施 CO₂ 信用额，绿色甲醇的成本预计也将降低到 250-630 美元/吨的水平。与生物甲醇一样，棕色/灰色 (化石) 和绿色甲醇的联产，或许会成为一种以合理成本逐步引入绿色甲醇的方式。

图 41. 生物甲醇和绿色甲醇当前和未来生产成本

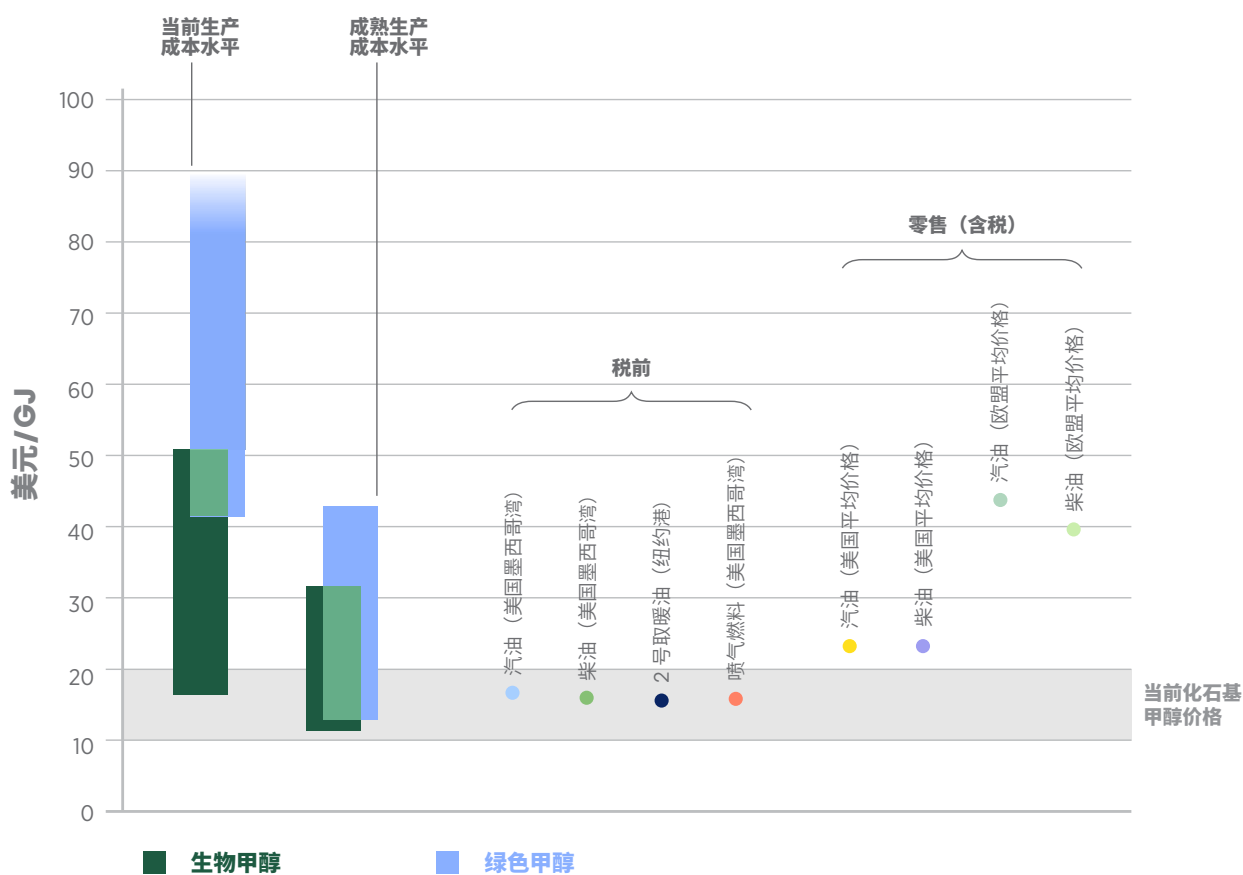


注：图中使用的汇率是 1 美元 = 0.9 欧元。

对于生物甲醇和绿色甲醇，成本较高的部分原因还在于工厂规模较小。尽管如此，从图 41 和图 42 可以看出，到 2050 年，预测可再生甲醇的成本仍在当前化石基甲醇和石油燃料及产品的成本范围之内。到 2050 年，生物甲醇和绿色甲醇的生产成本估计分别约为 11-43 美元/GJ 和 12-32 美元/GJ。

碳信用额的应用还可以大幅降低生物甲醇和绿色甲醇的成本。与用天然气制甲醇相比，估计每吨可再生甲醇的 CO₂ 当量排放量可减少 1.6-1.7 吨。这意味着，每避免 1 美元/吨的 CO₂ 当量信用额，甲醇成本预计就将降低约 1.6-1.7 美元/吨。也就是说，例如，如果 CO₂ 当量信用额为 100 美元/吨，可再生甲醇的成本可降低 160-170 美元/吨。

图 42. 可再生甲醇与其他燃料的单位能源价格比较



注：图中使用的汇率是1美元 = 0.9欧元。燃料成本和价格是10年的平均数。详见附录3。

5. 潜力和障碍

5.1. 需求

产自化石燃料或可再生资源的甲醇都具有相同的化学结构： CH_3OH 。因此，原则上，可再生甲醇可以取代目前任何用途的化石基甲醇，例如作为生产各种化学品、材料、塑料和产品的原料，以及作为运输、航运、烹饪、取暖和发电的燃料。此外，可再生的绿色甲醇可以直接或通过甲醇衍生物取代大多数由化石燃料制成的碳氢化合物和石油化工产品，形成一个每年数亿吨甚至可能数十亿吨甲醇的潜在市场。到 2025 年，全球甲醇年产量预计将从目前的 1 亿吨增长到 1.2 亿吨（MMSA, 2020；Berggren, 2019 年），到 2050 年达到 5 亿吨（Saygin 和 Gielen, 即将出版）。

预计到 2028 年，大部分增长将发生在中国，更具体地说，需求主要来自 MTO，而汽油调和产品、甲醛、醋酸和 MTBE 的需求量较小。因此，化工部门将继续在甲醇需求不断增长的大环境下发挥重要作用。然而，展望未来，甲醇产量的增加将逐步转向再生甲醇。预计到 2050 年，每年将生产 2.5 亿吨绿色甲醇和 1.35 亿吨生物甲醇（请参阅下文插图和图 47）。

绿色甲醇的引入将使化工、运输和其他与能源相关部门能够向可持续循环的绿色经济转型。当然，实际上，与天然气制甲醇相比，目前可再生甲醇的推广仍受制于其较高的生产成本。然而，可再生甲醇仍然是一种最容易实现的可持续性燃料，也是一种很有前景的化工原料。而且，正如本报告第 4 章所述，可再生甲醇的成本也预计将继续下降。

与其他任何替代燃料和化学原料一样，必须通过适当的政策、法规和授权，才能刺激各行业对可再生甲醇的需求。例如，在欧盟，RED II 指令规定，到 2030 年，运输业使用的能源中应有 14% 来自可再生能源。其他国家也开始越来越多地要求部分使用来自可再生能源的运输燃料。因此，可再生甲醇目前的市场主要集中在运输部门，因为运输业的法规要求使用更环保的替代品来减少排放。

CRI 在冰岛使用 CO_2 和 H_2 生产的 Vulcanol，以及荷兰 BioMCN 公司生产的生物甲醇都已在欧洲作为燃料添加剂使用。2018 年，英国在汽油中共计混入了 5,700 万升生物甲醇（Dolan, 2019 年）。可再生甲醇也可用于生产生物柴油。从近期来看，假设 M3 标准（汽油中加入 3% 的甲醇，EN 228）在整个欧盟得到实施（2019 年约 8,200 万吨汽油），则将需要约 250 万吨可再生甲醇（CRI, 2019；Fuels Europe, 2020 年）。从长远角度看，可再生甲醇可以解决所有小汽车、卡车和船舶等载具的部分燃料需求（汽油、柴油和船用燃料等）。在欧洲，这相当于一个 3.5 亿吨油当量（按能源计算约 7 亿吨甲醇）的市场，在世界范围内，相当于一个约 20 亿吨油当量的市场。

虽然轻型乘用车的其他能源选择越来越多（如电池、氢气），但用于重型卡车和航运的替代能源却很有限。这些难以实现电气化的行业非常适合使用可再生甲醇（van Kranenburg 等人, 2020 年）。可再生甲醇无论是纯甲醇还是与汽油混合，都是一种极好的内

燃机燃料（图 43 和图 44）。甲醇还可以作为船用燃料使用，或用于改装柴油卡车、以及混合动力和燃料电池驱动的车辆和船舶（图 11 和图 46）。二甲醚（DME）是一种很容易获取的甲醇衍生物，其本身就是压燃式发动机（柴油发动机）的优质燃料（图 45）。化石基甲醇目前作为燃料已在很多应用中得到了更广泛

的使用，因为无需改变分配和运输基础设施，所以这种情况可以促进向可再生甲醇的逐步转型。同时，还应通过各种政策刺激化工行业对可再生甲醇的需求，包括激励措施、强制措施和碳税等，使这个难以实现电气化的行业更加环保，进而最终实现碳中和。

图 43. 由 7 辆吉利帝豪组成的车队在冰岛运营（以 100% 可再生甲醇为动力），在 CRI CO₂ 制甲醇厂前



来源：CRI (2020)。

图 44. 采用 M56 混合燃料的瑞典汽车（汽油中含有 56% 的甲醇），所用生物甲醇来自 LTU 绿色燃料厂（背景）



来源：Rikard Gebart, LTU Green Fuels

图 45. Chemrec 生物二甲醚试验工厂和沃尔沃二甲醚燃料卡车



来源：由 Maria Fållot 提供。

图 46. 德国巴尔登尼湖上由可再生甲醇混合燃料电池系统驱动的 MS innogy 号客轮



来源：Stadt Essen, Peter Prengelo

可再生甲醇产量预测

IRENA 根据《能源转型环境》预计，到 2050 年，全球甲醇产量将从目前的 1 亿吨增加到 5 亿吨（Saygin 和 Gielen，即将出版）。这种产量的增加还将伴随着向可再生甲醇的转变（图 47）。到 2050 年，预计每年将生产 2.5 亿吨绿色甲醇和 1.35 亿吨生物甲醇；这是一条雄心勃勃而又切合实际的转型之路，它建立在可再生能源和稳步提高能源效率的基础之上。

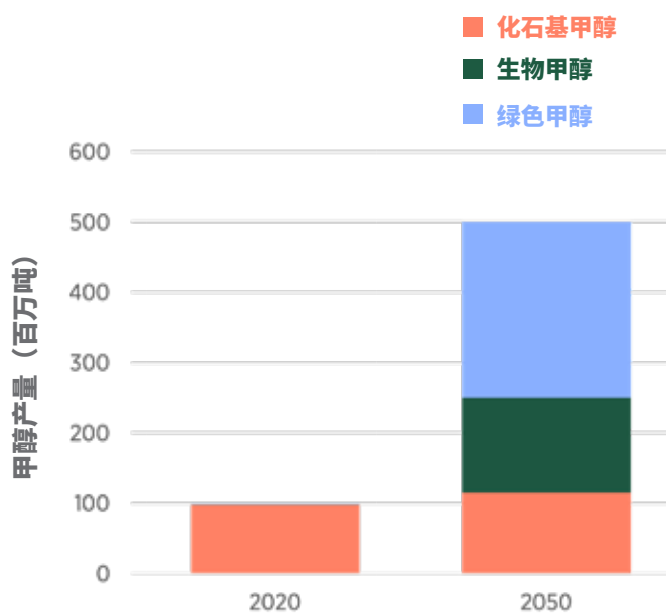


图 47. 当前和未来的甲醇产量（按来源）

绿色甲醇：要生产 2.5 亿吨绿色甲醇，将需要约 3.5 亿吨 CO₂ 和 4,800 万吨的氢气。要通过水电解生产这一数量的氢气，若假设制氢耗电量为 50 MWh/吨，总共需要约 240 万 GWh 的电量，相当于 8.6 EJ 的热量。这将需要约 275 GW 机组的连续发电量，以及 280 GW 的电解槽容量。因此，就太阳能而言，将需要约 920 GW 的装机容量（容量系数为 30%）。对于风力发电，则将需要约 500 GW 的装机容量（某些海上风电场的容量系数为 55%）。

我们可以采用这些可再生能源和其他可再生能源的各种组合。所需的 CO₂ 最好可以通过可再生的生物来源或 DAC 回收。我们将需要建设约 280 家产能为 2,500 吨/天 (900,000 Mt/y) 的甲醇工厂，才能使产量达到 2.5 亿吨/年。绿色甲醇工厂的建设大约需要 2 到 3 年的时间，如果实现模块化和标准化，建设时间会更少。使用 CO₂ 和 H₂ 生产绿色甲醇与当前使用化石燃料合成气生产甲醇非常相似，技术相对成熟，因此可以进行推广。水电解技术正扩大到千兆瓦规模，不久的将来应该可以广泛用于大规模绿色氢气的生产。

生物甲醇：通过气化生产 1.35 亿吨的生物甲醇将需要 4.1 EJ 的生物质材料，相当于约 2.3 亿吨的干燥生物质。到 2050 年，全球生物质潜力估计为 97-147 EJ (IRENA, 2014)。由于生物质的性质以及收集和储存原料的成本，一家典型以生物质为原料的生物甲醇厂的产量预计为 300 千吨/年。因此，要使生物甲醇产量达到 1.35 亿吨/年，需要建 450 个这样规模的工厂。这将需要约 1,300 亿美元的投资。

如果将可再生氢气加入到气化工厂中，以利用所有就地可利用的可再生碳（部分以 CO 的形式，部分以 CO₂ 的形式），则使用相同的生物质资源，生物甲醇产量可能达到每年 2.9 亿吨，4.1 EJ。氢气的产量需要达到 2,600 万吨/年左右，这将需要生产 1,300,000 GWh 的可再生电力 (4.7 EJ)。因此，典型的工厂规模将增加到约 650 千吨/年。一家所述规模的气化工厂，从合约签约到工厂准备启动要花费 20 到 24 个月的时间。

5.2. 可持续性原料

生物质

在美国，目前每年约有 3 亿吨未使用的（干）生物质，2040 年可能会达到 7.5-10 亿吨，其中三分之二将来自于目前尚未种植的能源作物（美国能源部，2016 年）。在欧洲，到 2030 年，估计每年可用的可持续性（干）生物质会达到 10.5-13.7 亿吨，其中每年在满足其他需求后还有 5.25-8.5 亿吨可用（S2Biom，2016 年）。所有这些生物质由各种类型的农业残留物、可持续林业的附加生物质、废物（回收和再循环后的木质纤维素部分）和释放的农业土地上的工业作物组成。

根据上述总结的美国和欧洲最大原料资源量（2030 至 2040 年）生产生物甲醇，并以 65% 的转化效率进行转化，生产潜力将达到 11 亿吨/年。使用本报告所述的生物甲醇和绿色甲醇相结合的概念，这一潜力将提高约 2.15 倍，达到 23.5 亿吨/年甲醇或约 50 EJ/年。

从全球角度看，估计到 2030 年可持续生物质的潜力将达到 97-147 EJ/年（根据最小和最大设想总数计算）（IRENA，2014 年）。然而，持续扩大生物能源供应的潜力非常巨大（IRENA，2016b）。

根据 IRENA（2014 年）的计算，这一全球潜力（包括美国和欧洲）相当于每年供应 32-48 亿吨甲醇（转化效率为 0.65），如果充分实施生物甲醇和绿色甲醇联产工艺，则相当于年供应 69-104 亿吨甲醇（147-218 EJ/年）。相比之下，2019 年世界石油总消耗量为 188 EJ/年（BP，2020 年）。当然，这些数字只能说明生物甲醇的生产潜力。据推测，并非所有潜在可用的生物质都只用于生产生物甲醇。

来自农林业的废物和残渣的可用性更大，将成为大部分先进生物燃料的原料。还可以种植所谓的能源作物，并应优先种植在不生产粮食或其他农作物的土地上，例如污染土地和边际土地。

为了确保可持续性，这些作物还必须符合一些其他标准，包括对土壤质量的影响、土壤侵蚀、对水和肥料的需求、生物多样性问题、土地使用权，以及向空气和水的污染物排放。

CO₂ 和氢气

为了生产绿色甲醇，需要可持续的 H₂ 和 CO₂ 来源。大规模氢气产量已经达到约 1.2 亿吨/年，其中三分之二是纯氢，三分之一是与其他气体的混合物（IRENA，2019d；IRENA，2018 年）。氢与其他气体的混合物可用于甲醇或钢铁生产等领域。纯氢是各种工业生产方法中必不可少的材料，主要用于石油精炼和氨合成。然而，95% 以上的纯氢来自化石燃料，目前仅有约 4% 通过电解生成（IRENA，2018 年）。为了确保长期可持续性，大部分氢气必须通过可再生能源生产，因此这些资源的成本和可用性起到了决定性作用。尽管我们可以使用任何可再生资源，但太阳能和风能是最有潜力的可再生能源，扩大规模后可满足大规模部署绿色甲醇的需要。

碱性电解槽电解水技术目前已用于 100 MW 规模的氯碱工艺流程。专门用于绿色制氢的新一代碱性电解槽正在研发之中，与原有技术略有不同，但基本上相似。碱性电解槽和 PEM 电解槽都已投入兆瓦级规模的商业使用，随着结合多台设备（达到几十兆瓦）的设施上线，单个设施很快就能达到百兆瓦的水平。

绿色制氢的潜力将主要取决于可再生能源发电和电解槽成本的进一步降低，以及效率和耐久性的提高。二氧化碳的情况与氢气类似。大量的 CO₂ 由工业源和化石燃料发电厂排放，这些电厂的动力绝大多数来自化石燃料。当使用或燃烧甲醇时，如果用绿色氢气将这些 CO₂ 排放物进行再回收/升级利用以转化为蓝色甲醇，则不会导致大气中 CO₂ 的增加。因此，蓝色甲醇已被公认为是一种低碳燃料。

我们应二次利用化石燃料源中的 CO₂ 生产甲醇，而不是简单地将 CO₂ 释放到大气中，这样可能会将总排放量减少一半。然而，尽管这些化石 CO₂ 源可以用于在转型阶段生产甲醇，但要实现碳中和以及可持续性发展，必须从可再生资源（即生物质和价格合理的 DAC）中获取 CO₂。BECCS/BECCU 现已投入应用。DAC 尽管前景光明，但仍处于发展的早期阶段（Goepfert 等人，2014 年；Sanz-Pérez 等人，2016 年）。实际上，空气中可用的 CO₂ 量是无限的，能否经济合理地提取将仅取决于是否有合适的 DAC 技术和廉价的可再生电力。

5.3. 可再生甲醇对能源行业的影响

能源、工业和化工行业的逐步去碳化，以及随之而来通过使用可再生能源实现的电气化，都将产生深远的影响。为了维持电网稳定性和可靠性，我们将需要越来越多地处理波动性可再生能源发电的每小时、每日和季节性波动和间歇性问题。在这种情况下，生产电燃料和电化学产品可以帮助稳定电网，在供大于求时为可再生电力提供了一条出路。为此目的，人们还开发出了动态绿色甲醇发电厂，这种发电厂能够“跟踪”电网中的负荷，并根据情况调整甲醇产量。

绿色甲醇的生产为提高绿色电力的价值提供了一条途径，并将电力储存在方便保存的液体中，以便日后使用。对于规模较大的绿色甲醇工厂，必须为其打造专用的可再生能源发电能力。这种大型生产设施的需求将进一步降低可再生能源电力及其生产材料的成本。对于澳大利亚、中东和北非等可再生能源丰富的地区而言，生产可再生甲醇（以及包括聚乙烯、聚丙烯和其他各种聚合物和材料在内的下游产品）也便于其以一种便捷的方式来出口这种资源，同时使这些地区的经济和地球环境受益。

5.4. 驱动力

生产可再生甲醇的主要驱动力是使人类社会摆脱对化石燃料依赖的需要，因为化石燃料是温室气体排放和相关环境问题的主要来源。因此，我们需要基于可再生资源的可持续的、耐久的解决方案。在这种能源转型过程中，可再生甲醇可以充当一种新的能源载体，减少并最终消除化学/石化和能源行业的碳足迹。

为了推动朝着可持续性未来发展的变革，我们将需要用强有力的政策和法规来推动可再生燃料和材料的生产和使用。欧盟的能源路线图要求在 2050 年前减少 80-95% 的温室气体排放量（EU，2012b）。这将需要对能源部门进行全面改革和改造，使其约有三分之二的能源必须来自可再生资源。世界上大多数国家都需要进行类似的转型，以确保能源系统的长期安全性、竞争力和可持续性（IRENA，2019c）。据 IRENA 声称，到 2050 年，全球与能源相关的 CO₂ 排放量需要削减 70%，并最终减少到零（IRENA，2020b）。对于可再生甲醇的发展（作为解决方案的一部分）来说，这是一个难得的发展机遇。

与其他生物基材料和燃料相比，生物甲醇、生物二甲醚以及生物合成气和生物甲烷的生产成本最低，远远低于纤维素乙醇和 FT 型产品（Maniatis 等人，2018；Brown 等人，2020 年）。

来自化石燃料的棕色/灰色甲醇已经成为一种大规模使用的化工商品和燃料。化学性质相同的 LCM、蓝色甲醇和绿色甲醇可以很轻松地在其任何应用中取代棕色或灰色甲醇。所有这些碳足迹较低的甲醇类型都是化工行业生产材料和产品（如塑料、服装、瓶子和油漆）的理想原料。它们也是汽车、卡车、船舶，以及难以实现电气化的行业的优质燃料。

可再生甲醇的主要优势和驱动力包括：

- 用于生产多种化学品和材料的通用中间体
- 能以较低的温室气体排放量生产
- 易于利用各种可持续性原料生产，如生物质、MSW 或 CO₂ 和 H₂
- 易于储存、运输和配送的液体
- 与现有的配送基础设施兼容，并可部分与传统燃料混合使用
- 减少其他有害物（SO_x、PM、NO_x 等）的排放
- 液氢载体。

工业领域特别是化工和石化行业的绿色化尽管困难重重，但应该也是发展可再生甲醇的主要动力。可再生甲醇可以作为目前从化石基甲醇中获得的现有产品的原料。此外，可再生绿色甲醇还可以找到新的用途，并直接或通过甲醇衍生物取代大多数石油制成的碳氢化合物和石油化工产品，形成一个每年规模超过十亿吨甲醇的潜在市场。例如，可以大幅扩大通过可再生甲醇生产塑料和芳烃（BTX）的规模（Bazzanella 和 Ausfelder，2017 年）。例如，目前欧

洲每生产一辆汽车就需要约 300 千克甲醇来生产各种零部件（Seuser，2020 年）。如果使用的甲醇是可再生甲醇，就可以大幅减少汽车产业的碳足迹。

陆运和海运行业也有可能成为扩大可再生甲醇的主要推动力，因为监管部门正在越来越多地制定各种强制措施和立法，以减少温室气体排放并实现可持续发展目标。例如，国际海事组织的目标是在 2050 年前将运输中的 CO₂ 排放量减少一半（IRENA，2019b）。还可通过其他选择实现轻型乘用车的绿色化，包括电池和氢气。然而，重型卡车、轮船和其他重型设备却很难实现电气化。对于这些难以实现电气化的运输部门，可再生甲醇及其衍生物可能是不错的选择。

就绿色甲醇、电化学品和电燃料而言，其中一种内在驱动力也是廉价可再生能源的可用性。随着基于化石燃料的工业和发电业受到越来越多的审查，对于那些明显包含绿色成分的项目，许可证和执照的获取和维护应相对容易。从能源安全的角度来看，能够利用任何可用生物质和可再生能源在当地生产可再生甲醇，这一点也极具吸引力。岛屿型项目可再生能源的生产成本相对较低，燃料进口成本较高，可以成为当地生产绿色甲醇的良好选择。可再生甲醇的生产还将促进北非和中东等可再生能源（太阳能）丰富的地区与欧洲、北美和亚洲等能源进口地区之间的全球贸易。

5.5.障碍

采用可再生甲醇的主要障碍与其他一些可再生替代燃料和原料相同，那就是生产成本。就此而言，我们需要制定相关政策，以刺激和维持可再生甲醇的大规模生产和使用。这些内容将在“政策”章节中详细讨论。

生物甲醇

尽管生物甲醇的生产成本低于绿色甲醇，但在大多数情况下，仍高于通过天然气制成的灰色甲醇的成本，也高于煤制（较少）甲醇的成本。所有可以取代化石产品的燃料和化工产品基本上都是如此。然而，最近的两项研究表明，与其他替代品相比，生物甲醇的生产成本最具吸引力（Brown 等人，2020 年；Maniatis 等人，2018 年）。

大多数先进的可再生燃料工厂的资本成本相对较高，而且仍面临融资困难。即便项目已成功展示了自己的技术，并降低和分摊了所有风险（技术和商业风险等），但在商业规模推广中也难以获得融资。其中一个问题是，决策者通常仅提供短期和/或基于配额的计划，而这些计划无法支持成功实施先进可再生燃料所需的长期最低价。是否能成功输出可再生电力取决于上网电价、差价合约或类似能有效解决风险障碍的工具。我们应为生物甲醇和绿色甲醇提供类似的计划。

从长远角度来看，生物质将能满足大部分的全球能源需求，但也有一些局限性（IRENA，2016b；IRENA，2017 年）。这些局限性包括土地可用性问题、与其他作物（包括粮食作物）的竞争、对土壤质量的影响、土壤侵蚀、对水和肥料的需求、生物多样性问题、土地使用权，以及向空气和水的污染物排放。

生物甲醇厂需要大面积收集生物质来维持供应，这也意味着这些工厂的规模仍小于当前世界规模的甲醇厂。这意味着生物甲醇厂只有通过优化，才能实现达到一定规模。此外，生物质原料的季节性问题需要通过储存或原料多样化来解决，以尽量减少工厂闲置或停产。

绿色甲醇

用 CO₂ 和 H₂ 生产绿色甲醇的主要障碍是成本，更具体地说是通过高能耗的水电解步骤提供氢气的成本。生产每吨氢气需要约 50 MWh 的电力，而这一过程又与用于电解槽运行的电力成本直接相关。因此，对于大多数电燃料而言，降低电力成本是降低绿色甲醇成本（当前为每吨 800 至 1,600 美元）的第一驱动力。预计未来可再生能源成本将继续下降，因此氢气和绿色甲醇的成本也应遵循同样的趋势，在未实施 CO₂ 信用额的情况下，应能达到近 250-630 美元/吨的水平，而在有信用额的情况下，则低于这一水平。除了电力成本外，电解槽成本也需要进一步降低，并应有大量价格合理的可再生 CO₂ 可供使用。

使用 CO₂ 和 H₂ 生产甲醇没有技术限制。用于使用化石燃料合成气 (TRL 9) 生产甲醇的技术也可用于生产绿色甲醇，因为这些技术在本质上基本相同，足够成熟，并已完全商业化。水电解和 CO₂ 捕获技术也都足够成熟。从技术角度来看，因为技术相当，所以绿色甲醇工厂可以完全拥有与传统甲醇工厂相同的生产规模（即 1,000-5,000 吨/天）。困难主要在于如何以合理的成本和资金找到建造工厂所需的原料。从技术上讲，绿色甲醇的生产不受这些因素的限制。

我们需要对太阳能和风能电力输出的间歇性和波动性进行管理，以使绿色甲醇工厂能够在大部分时间内正常运行。为此，我们将需要建立一个强大而又可靠的电网。我们可以设想将太阳能、风能、水能和地热能以及储能或氢能进行某种组合。在建造绿色甲醇工厂时，能够处理太阳能和风能发电带来的动态波动可能是一个优势。

在短期内，CO₂ 可从各种工业来源和化石燃料发电厂获得，成本约为 50-100 美元/吨。然而，要真正实现可再生和净碳中和，必须越来越多地使用生物源性 CO₂ 来源或通过 DAC 从空气中捕获的 CO₂ 来生产绿色甲醇。尽管可以从乙醇工厂中获得几乎纯净的 CO₂，但这些来源是有限的。我们必须进一步开发其他生物来源，才能以可接受的价格可靠地供应 CO₂。从生物质获得合成气，并由绿色氢气进行补充的生物甲醇和绿色甲醇混合工厂是解决这一问题的明智方法。通过 DAC 获得的 CO₂ 也必须大幅降低成本，才能成为生产绿色甲醇的经济选择。

逐步实现甲醇生产的绿色化可能是引入可再生甲醇的一种合适途径。现如今正在实施的一些用于生产所谓 LCM 的“蓝色”甲醇技术也非常重要，尤其是绿色氢气的生产，以补充天然气制甲醇的不足。这应该能使电解技术的规模达到数百兆瓦。一旦这些大型电解槽成为标准的低成本产品，就更容易实现绿色甲醇的大规模生产。H₂ 的生产是绿色甲醇的第一大成本驱动力。这时需要的是价格足够低廉的可再生电力。

这似乎意味着，要使可再生甲醇以可观的速度投入商业使用，就需要更高水平的法规支持，例如提高碳价或产品价格补贴。这两个问题都不是技术问题，但需要一定程度的政治意愿，而这种意愿在大多数行政辖区内仍不明确。

5.6. 政策与建议

对于实现碳减排、能源安全、可持续性和提高生活质量的目標来说，制定正确的政策和激励措施至关重要。如果对强大、稳定、可预测和持续的政府政策没有信心，就不会对长期资本密集型可再生技术进行充分的投资。

在运输部门，政策重点主要放在电动汽车和支持增加电动汽车份额上，尤其是乘用车。然而，蓄电池和氢燃料电池在满足长途汽车货运、航运和空运的能源需求方面可能会面临各种挑战。此外，即使电动汽车在市场上占有一席之地，且充电基础设施越来越多，传统的内燃机也将继续为汽车、卡车、公共汽车、轮船和飞机提供动力。

除了能量密度相对较低的蓄电池外，以化学键形式存储能量的高能量密度燃料（例如生物甲醇和绿色甲醇）也能成为传统化石燃料的低碳和碳中和替代品。今天，可再生甲醇可以与化石燃料混合使用，并用于现有的内燃机和加油网络，直接有利于温室气体减排。随着时间的推移，越来越多的汽油和柴油燃料将被可再生甲醇取代，进而使向低碳和净碳中和运输的转型成为可能。

同样，作为影响我们日常生活的数百种化学品的基本构成要素，向可再生甲醇的转型可以促进循环经济和绿色化学品的采用。

可再生甲醇可以促进部门耦合。来自电力部门的可再生电力或来自农业部门的生物质均可用于生产绿色甲醇和生物甲醇，以满足运输和工业部门的能源需要。每个部门都可以找到一种实现碳中和的独特渠道，而公共政策应创造出一种公平竞争的环境以创造机遇，而不是加以限制。

在运输领域，技术中立方法应将重点放在碳强度上，而不应去强调驱动力是否来自于蓄电池，或者以绿色氢气或可再生甲醇为燃料的燃料电池。这种方法需要得到政治意愿的支持并转化为各种燃料标准，以及对降低目标市场碳足迹的新燃料的批准使用的监管措施。

有关将甲醇作为公路运输燃料使用的法律和标准已在很多国家得到落实或正在得到落实。以下是一些相关示例。虽然上述方法最初用于化石燃料基甲醇，但也适用于可再生甲醇，而且能简化转型过程。

在过去的 15 年里，中国各省份都出台了运输用甲醇混合燃料的标准，从甲醇含量 5% 的汽油 (M5) 一直到 100% 甲醇燃料 (M100)。中国中央政府通过了一项政策文件，支持将 M100 汽车、卡车和公共汽车投入商业使用。以色列于 2016 年制定了 M15 标准。其他一些国家也正在引入或评估混合甲醇的汽油，包括埃及 (M15)、印度 (M15)、意大利 (M15/E5)、新西兰和特立尼达和多巴哥 (M5) (Klein, 2020; Dolan, 2019 年)。更多国家需要为高浓度甲醇混合物和纯甲醇 (M100) 制定标准。很多国家仅实施了低浓度甲醇混合物 (M3-M5) 的甲醇混合标准，包括欧盟 (EN 228 标准, 3% 甲醇) 和美国 (Kramer, 2018 年)。出售甲醇的加注站与现有出售汽油和柴油的加油站完全相同。在大多数情况下，储罐在经过适当清洁后，便可实现互用。为了容纳甲醇，可能需要对加油管线和垫片等部件做出一些更动，但通常改动量非常小，成本很低，不需要很长时间就能完成。

为了克服与引入和开发可再生甲醇相关的障碍，政府需要针对可再生燃料制定强有力的政策。政府对燃料混合配额的强制措施，对可再生燃料的激励措施以及碳税将会影响市场为可再生甲醇支付额外费用的意愿。目前，已有 60 多个国家制定了可再生燃料目标或强制措施。在欧盟，政策驱动力是可再生能源指令 (RED)，最近的 2018 年修订版指令 (RED II) 要求到 2030 年将 14% 的可再生能源用于交通运输。第一代生物燃料将逐步淘汰，最初的上限为 7%，

到 2030 年将降至 3.8% 并终被淘汰，这为生物甲醇和绿色甲醇提供了机会。西门子的一份报告指出，运输业约有四分之一的可再生能源将用于电动汽车，再加上对第一代生物燃料的限制，要达到欧洲的目标，就需要使用绿色燃料，而其中大部分绿色燃料需要从欧洲以外的地方进口 (Schnettler 等人, 2020 年)。欧盟 RED II 和燃料质量指令将非生物来源中的可再生甲醇 (绿色甲醇) 归类为可再生燃料。其他影响可再生甲醇使用的欧盟政策还包括替代燃料基础设施指令和空气质量指令。

虽然绿色甲醇有资格成为一种非生物来源的可再生燃料，但是 RED II 为从电网购买可再生电力带来了很大障碍，必须克服。正如电转 X 应用工作组所指出的那样，对于合成燃料和可再生能源发电，那些与其时间和地理直接相关的规范既阻碍了投资，又阻碍了对绿色燃料的使用 (VDMA, 2020 年)。原产地保证和购电协议应足以证明，某一处的风力涡轮机或太阳能发电场生产的可再生电力已被另一处与输电网连接的绿色甲醇生产商所购买。诸如“虚拟电厂”这样的概念可对制造商和消费者进行实时监控和验证，以避免可再生电能原料的重复计算。我们必须对 RED II 目标与目标实施之间的这种“不匹配”进行纠正。

作为一种绿色燃料，绿色甲醇可在可再生电力资源充足的地区生产，使用碳作为载体，以易于运输的液体分子形式存在。在世界多个国家投资绿色甲醇产能，可实现能源供应多元化并降低政治风险。为了实现这一目标，我们将需要展开国际合作 (包括进口战略)，以充分利用世界上最佳的风能和太阳能原料基地。欧洲与摩洛哥之间推广电转 X 的合作就是一个完美的例子。在合作中，由摩洛哥生产绿色甲醇并将

其出口到欧洲，这样做的附加优势是为欧洲的合成燃料生产技术开辟了一个新的市场（Engelhardt, 2020年）。这种国际合作可以为绿色甲醇生产和消费地区创造就业机会和具有竞争力的新型产业。

英国于 2008 年推出了可再生运输燃料义务计划。归类为非生物源的可再生燃料（如绿色甲醇），每供应一升或一千克就可获得双倍信用额的奖励。这些信用额称为“可再生运输燃料证书”，可以在化石运输燃料或合格生物燃料的供应商之间进行交易。2018 年，英国共在汽油中混入了 5,700 万升生物甲醇。美国于 2005 年制定了可再生燃料标准，要求在运输部门使用生物燃料。如果获得批准，生物甲醇就可以满足纤维素基生物燃料或高级生物燃料的要求。加利福尼亚州于 2011 年引入了低碳燃料标准 (LCFS)，旨在促进清洁低碳燃料的使用和生产。LCFS 以所用燃料的碳强度 (CI) 表示，并取决于该燃料的 LCA。低于 CI 基准的燃料会产生信用额，而高于 CI 基准的燃料则会扣除信用额。LCFS 计划正在逐步扩展到俄勒冈州、华盛顿州和加拿大不列颠哥伦比亚省。这种计划旨在实现燃料和技术中立。任何可能降低 CI 的途径都可能得到允许，包括可再生甲醇。这就避免了强制规定使用特定的燃料或途径的某些其他计划的缺陷，例如使用未能实现大规模生产的纤维素乙醇。

欧盟已制定出“绿色协议”路线图，意图在 2050 年前实现碳中和（EU, 2020a）。这意味着在 30 年内，所有运输燃料都应采用 100% 可再生的燃料。同时，目前唯一公认的途径是采用基于配额的制度，这种配额制可在掺入低浓度（低含量混合）可再生燃料的原油炼油厂实行。出于工艺和建筑材料的原因，当今的炼油厂只能在生产过程中掺入低比例的含氧再生燃料中间体。因此，纯可再生燃料当前的状况很薄

弱，而且大多数市场缺乏支持机制。因此，还应引入 100% 可再生燃料配额。无论哪种温室气体中和燃料系统被视为是实现完全可再生运输部门目标的最有力的候选系统，都需要在这方面作出必要的改变。

在 CO₂ 排放法规方面，欧盟于 2005 年引入了碳排放信用额交易的上限与交易制度，即欧盟排放交易制度。其他实施上限与交易计划或碳税的国家/地区还包括韩国、澳大利亚、新西兰、日本、加拿大、墨西哥、阿根廷，中国广东省和美国加利福尼亚州等地。给碳赋予价值是气候政策中的一个重要步骤，用来反映污染造成的外部效应。碳值为 CCU 投资、生物质使用的增加以及向碳中和社会的逐步转型创造了一种商业模式。

可再生燃料通常比化石燃料更昂贵，需要更高的前期投资。尽管甲醇是一种生产成本最低的可再生燃料，但上述情况也适用于这种替代燃料。

如果政策工具能确保可再生甲醇（以及其他前景光明的代替燃料）长期保持最低价，则将有助于消除一些投资风险。差价合约 (CFD) 计划是一种可以激励投资的有意义的生产支持制度。在该计划中，先进的可再生燃料生产项目可通过所谓的反向拍卖（出价最低者胜出）竞标 CFD，胜出者获得合约。如图 48 所示，CFD 支付不确定或不足的市场价格与项目融资所需价格（执行价格）之间的差价。拍卖根据设定的类别定期进行，针对不同类型的可再生燃料路线，每种类别都有具体的最高行政执行价格和具体条款。这些参数可以根据政策的需要、技术和成本降低而改变，将控制权交给政府。这些参数的主要特点是在授予合同或中标后，就不会因项目而改变，因此可提供融资所需的长期稳定性。

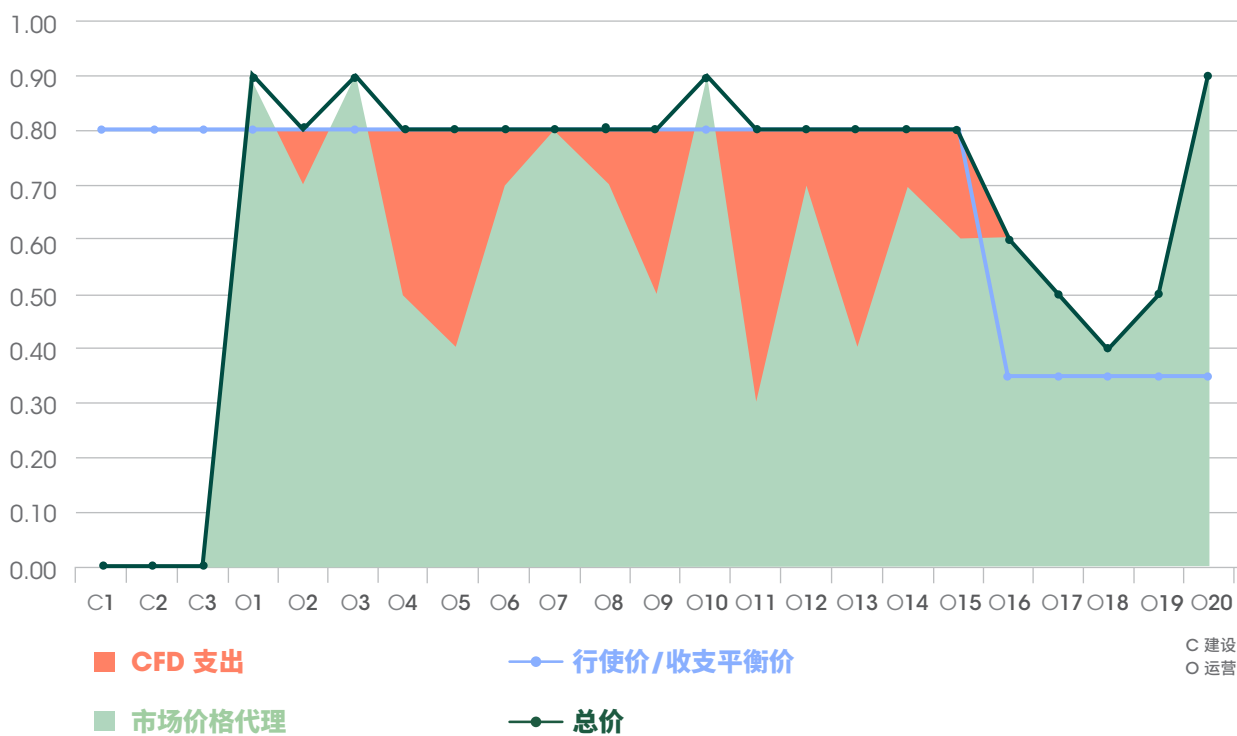
差价合约是资本市场中常用的工具，在英国和丹麦的海上和陆上风电开发和融资方面取得了巨大成功（英国政府，2020年）。

作为“欧盟绿色方案实施”的一部分，欧盟提议引入碳 CFD 试点计划。这种计划类似于可再生能源的招标制度，可用于支付欧盟碳交易体系中 CO₂ 执行价和 CO₂ 实际价格之间的差额，以弥补传统氢气和脱碳氢气之间的成本差距（EU，2020b）。我们可以制定适当的国家援助框架，并在欧盟或国家层面实施（2021

年修订版能源和环境保护国家援助指南）。这表明应该有可能对 CFD 机制（在帮助降低风电成本方面非常成功）进行扩展，以支持可再生甲醇的商用。

政策经验表明，一开始就挑选赢家通常不是最好的办法。为了获得最佳效果，似乎政策应无关乎技术和燃料，而应侧重于实际结果，例如降低 CO₂ 等污染物的排放，实现可持续性，以及通过本地生产提高能源安全性。为此，将需要 LCA 和其他基准来权衡每种生产过程和燃料的收益。

图 48. 波动市场中的 CFD 平滑利润假设



来源: Max Jönsson

在向完全可再生甲醇生产转型的过程中，还应该允许绿色产品和常规产品的联产，并按比例提供信用额。这涉及到 LCM 技术，即在天然气生产甲醇的过程中添加绿色氢气。这样可以在保持低成本的同时，逐步实现甲醇的绿色化生产。如果技术（电解槽）的使用范围得到扩大，并且可再生能源的成本降低到足够低的水平，绿色甲醇的份额和信用额就会增加。

制定政策和税收优惠措施的依据应该是能源含量而不是数量（例如，每千瓦时美元，而不是每升美元）；否则，激励措施将使一些能量密度较低的可再生燃料处于不利地位。1997 年，美国国会通过了《纳税人减税法案》，该法案将在加油站支付的替代燃料的联邦消费税设定为与汽油等值的英热单位。相较于每加仑 0.184 美元的汽油消费税，甲醇的联邦消费税已降低至每加仑 0.0915 美元。2013 年，澳大利亚决定 10 年免征甲醇消费税（约 38 澳元/升），以鼓励大家将其作为燃料使用。对于包括甲醇燃料在内的可再生燃

料，无论是生物甲醇还是绿色甲醇，都可以根据能量含量对其进行能源税费减免。税收政策对于替代燃料可谓“成也萧何败也萧何”。

政策涉及的内容还可包括生物和绿色化学品和产品的绿色标签、宣传活动和对材料生产商的补贴。随着技术的成熟和生产成本的降低，这些补贴将逐步淘汰。

使全球经济向碳中和能源转型将需要在技术开发、基础设施和部署方面进行大量投资。可再生甲醇生产和使用的规模经济效应将为多个行业带来具有竞争力的燃料定价。作为液体燃料中氢碳比最高的液体，甲醇可以成为重要的能源载体。甲醇可用于现有的内燃机，以及更先进的动力系统和化工生产过程，因此目前可以使用传统的灰色甲醇和蓝色甲醇，但随着时间的推移，绿色甲醇将具有更大的替代性。可再生甲醇是一种具有独特地位的未来燃料。



参考资料和更多相关信息

- AAAS** (2020), "Thousand-ton scale demonstration of solar fuel synthesis starts operation in Lanzhou, China" (中国兰州千吨级太阳能燃料合成示范项目全面启动), 17 January, Chinese Academy of Sciences (CAS), https://www.eurekalert.org/pub_releases/2020-01/caos-tds011620.php (accessed August 2020).
- ABEL Energy** (2020), Australia, <https://www.abelenergy.com.au/> (accessed July 2020).
- ACHT** (Advanced Chemical Technologies) (2020), <http://advancedchemicaltech.com/> (accessed July 2020).
- aet** (2019), "Towards a new carbon-neutral economy in the Ghent area of North Sea Port: Exploratory study for the development of carbon capture and utilisation for the Ghent area of North Sea Port; Study Carried out by advanced energy technologies (aet)" (在北海港根特地区实现新的碳中和经济: 北海港根特地区碳捕集和利用开发的探索性研究; 使用先进能源技术 (aet) 进行的研究), https://stad.gent/sites/default/files/media/documents/20191106_PU_CCUhub_Rapport%20A4%20EN.pdf (accessed August 2020).
- ALIGN-CCUS** (2020), ALIGN-CCUS project, <http://www.alignccus.eu/> (accessed June 2020).
- Andersson, K. and C. Márquez Salazar** (2015), Methanol as a Marine Fuel Report (甲醇作为船用燃料的使用报告), report prepared for the Methanol Institute by FCBI energy.
- Arcoumanis, C. et al.** (2008), "The potential of Di-Methyl Ether (DME) as an alternative fuel for compression-ignition engines: A review" (二甲醚 (DME) 作为压燃式发动机替代燃料的潜力: 综述), *Fuel*, Vol. 87, p. 1014.
- Atsonios, K. et al.** (2016), "Investigation of technical and economic aspects for methanol production through CO₂ hydrogenation" (通过 CO₂ 氢化作用生产甲醇的技术和经济方面的研究), *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 41, pp. 2202-2214.
- Balcombe, P. et al.** (2019), "How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and policies" (如何实现国际航运业的脱碳: 燃料、技术和政策的选择), *Energy Conversion and Management*, Vol. 182, pp. 72-88.
- BASF** (2018), <https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2018/11/p-18-370.html> (accessed July 2020).
- Basu, A. and J. M. Wainwright** (2001), "DME as a Power Generation Fuel: Performance in Gas Turbines" (DME 作为发电燃料: 燃气轮机性能), New Delhi, India, January, presented at the PETROTECH-2001 Conf.
- Bazzanella, A. M. and F. Ausfelder** (2017), "Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry - Technology study" (欧洲化学工业的低碳能源和原料 - 技术研究), DECHEMA, Frankfurt am Main.
- Bell, D. et al.** (2010), *Coal Gasification and Its Applications* (煤的气化及其应用), Elsevier.
- Bellotti, D. et al.** (2019), "Economic feasibility of methanol synthesis as a method for CO₂ reduction and energy storage" (甲醇合成作为 CO₂ 还原和储能方法的经济可行性), *Energy Procedia*, Vol. 158, pp. 4721-4728.
- Bellotti, D. et al.** (2017), "Feasibility study of methanol production plant from hydrogen and captured carbon dioxide" (利用氢气和捕获的二氧化碳生产甲醇的工厂的可行性研究), *Journal of CO₂ Utilization*, Vol. 21, pp. 132-138.
- Berggren, M.** (2019), "Global methanol - State of the industry" (全球甲醇 - 行业状况), presentation at the 22nd IMPCA Asian Methanol Conference, Singapore, November 5-7.
- Bertau, M. et al.** (eds.) (2014), *Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future: Asinger's Vision Today* (甲醇: 未来的基本化学和能源原料: Asinger 的前景), Springer.
- BioMCN** (2020), BioMCN, <https://www.oci.nl/operations/biomcn/> (accessed July 2020).
- BioTfuel** (2020), Information obtained from a contact at BioTfuel project, July.
- BLE** (2017), *Evaluations und Erfahrungsbericht für das Jahr 2016* (2016 年评价和经验报告). *Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung*. (生物质能电力可持续发展条例) *Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung*, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (生物燃料可持续性条例), https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2016.html.

- Blug, M. et al.** (2014), "Methanol generation economics" (甲醇生产经济学), in: Bertau, M. et al.(eds.) Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future: Asinger's Vision Today (甲醇: 未来的基本化学和能源原料: Asinger 的前景), Springer.
- Bos, M. J. et al.** (2020), "Wind power to methanol: Renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO₂ air capture" (利用风电生产甲醇: 通过电力、水的电解和从空气中捕获的 CO₂ 的可再生甲醇生产), Applied Energy, Vol. 264, p. 114672.
- Boulamanti, A. and J. A. Moya** (2017), "Production costs of the chemical industry in the EU and other countries: Ammonia, methanol and light olefins" (欧盟及其他国家/地区化学工业的生产成本: 氨、醇和低碳烯烃), Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 68, pp. 1205-1212.
- BP** (2020), BP Statistical Review of World Energy 2020 (BP 2020 年世界能源统计评论) .
- Bromberg, L. and W. K. Cheng** (2010), "Methanol as an alternative transportation fuel in the US: Options for sustainable and/or energy-secure transportation" (甲醇作为美国运输业替代燃料: 可持续和/或能源安全运输的选择), final report, Massachusetts Institute of Technology report PSFC/RR-10-12.
- Bromberg, L. and D. R. Cohn** (2010), "Heavy duty vehicles using clean, high efficiency alcohol engines" (使用清洁高效酒精发动机的重型车辆), PSFC/JA-10-43, MIT, Cambridge.
- Bromberg, L. and D. R. Cohn** (2009), "Alcohol fueled heavy duty vehicles using clean, high efficiency engines" (使用清洁高效发动机的酒精燃料重型车辆), PSFC/JA-09-31, MIT, Cambridge.
- Brown, A. et al.** (2020), Advanced Biofuels - Potential for Cost Reduction (先进生物燃料 - 成本降低潜力), IEA Bioenergy, https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/T41_CostReductionBiofuels-11_02_19-final.pdf.
- Brudermüller, M.** (2019), Carbon management at BASF - R&D strategies to reduce CO₂ (BASF 碳管理-减少 CO₂ 的研发策略), p 29.
- Brynof, S. et al.** (2014), "Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol" (船用燃料的环境评估: 液化天然气、液化沼气、甲醇和生物甲醇), Journal of Cleaner Production, Vol. 74, pp. 86-95.
- bse Engineering** (2020), <http://www.bse-engineering.eu>, bse Engineering Leipzig GmbH, Germany (accessed July 2020).
- bse engineering** (2019), Power-to-Methanol at Small Scale (小规模电能转甲醇), FlexMethanol 10 & 20 MW Module, bse engineering/BASF, <http://www.bse-engineering.eu/>(accessed June 2020).
- Buddenberg, T. et al.** (2016), "Power to fuel as a sustainable business model for cross-sectorial energy storage in industry and power plants" (将电转燃作为工业和发电厂跨行业储能的可持续商业模式), presented at the 5th Conference of Carbon Dioxide as a Feedstock for Fuels, Chemistry and Polymers, Cologne, Germany, 6-7 December.
- C3 Mobility** (Closed Carbon Cycle Mobility) (C3 交通 (封闭式碳循环交通)) (2020), <http://www.c3-mobility.de> (accessed August 2020).
- Calvo Ambel, C.** (2017), "Electrofuels what role in EU transport decarbonisation?" (电燃料在欧盟交通脱碳中扮演什么角色?), Transport & Environment, https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Briefing_electrofuels_final.pdf (accessed November 2020).
- Carbon2Chem** (2020), Carbon2Chem project, Fraunhofer UMSICHT, Carbon2Chem project coordinator, <https://www.umsicht.fraunhofer.de/en/strategic-lines-of-research/carbon-cycle.html> (accessed June 2020).
- Chaplin, A. G.** (2013), "Renewable methanol. An analysis of technological potentials in light of the EU biofuels policy objectives of greenhouse gas savings, security of supply and employment" (可再生甲醇: 根据欧盟生物燃料政策的温室气体减排、供应安全使用目标对技术潜力的分析), Master's thesis, Sustainable Energy Planning and Management, Aalborg University.
- Chatterton, C.** (2019), "Methanol as a vessel fuel and energy carrier" (甲醇作为船舶燃料和能源的载体), Methanol Institute, presentation to the International Tanker Technical Forum, Singapore, 12 September, <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/09/Methanol-as-a-vessel-fuel-and-energy-carrier.pdf> (accessed July 2020).
- Chemrec** (2020), Information obtained from contacts at Chemrec.
- Clary, J. J.** (ed.) (2013), The Toxicology of Methanol (甲醇的毒理学), Wiley, Hoboken, NJ.
- Clausen, L. R. et al.** (2010), "Technoeconomic analysis of a methanol plant based on gasification of biomass and electrolysis of water" (基于生物质气化和水电解的甲醇装置的技术经济分析), Energy, Vol 35, pp. 2338-2347.

- Compagne, P.** (2017), “Bio-methanol production at BioMCN” (BioMCN 的生物甲醇生产), presentation, 10 May, https://brintbranchen.dk/wp-content/uploads/2017/10/Paul-Compagne_BioMCN.pdf (accessed August 2020).
- Consoli, C.** (2019), “Bioenergy and carbon capture and storage, 2019 perspective” (生物能源和碳捕集与储存, 2019 年展望), Global CCS Institute, <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/bioenergy-and-carbon-capture-and-storage/>.
- CRI** (Carbon Recycling International) (2020), <http://carbonrecycling.is/>, Iceland (accessed July 2020).
- CRI** (2019), Technology Profile (国际碳循环技术简介), Carbon Recycling International, <http://carbonrecycling.is/> (accessed July 2020).
- Daimler** (2020), “History of fuel cell development at Mercedes-Benz” (梅赛德斯-奔驰的燃料电池发展史), <https://media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko/History-of-fuel-cell-development-at-Mercedes-Benz.xhtml?oid=9274161> (accessed July 2020).
- DNV GL** (2016), “Use of methanol as a fuel. Methanol as a marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility” (甲醇作为燃料使用。甲醇作为船用燃料使用: 环境效益、技术准备性和经济可行性), Report No. 2015-1197, Rev. 2, prepared for the International Maritime Organization (IMO) by DNV GL.
- DNV GL** (2020), Alternative Fuels Insight (代替燃料洞察), DNV GL, <https://afi.dnvgl.com/> (accessed November 2020).
- Dolan, G. A.** (2019), “Overview of Global Methanol Fuel Blending” (全球甲醇燃料混合概述), presentation at the Trinidad and Tobago Methanol Fuel Blending Forum, Trinidad and Tobago, 24 January, <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/01/Dolan-TT-Methanol-Fuel-Blending-Workshop-24-Jan-2018.pdf> (accessed July 2020).
- Dolan, G. A.** (2020), “Methanol: emerging global energy markets” (甲醇: 新兴的全球能源市场), Methanol Institute, presentation for 16th Annual State of the Energy Industry Forum, Washington, DC, 23 January.
- DOR** (2020), “DOR Group”, <http://www.dor-group.com/> (accessed November 2020).
- EBA** (European Biogas Association) (2020), Belgium, <https://www.europeanbiogas.eu/> (accessed November 2020).
- Ecoinvent** (2019), Ecoinvent vs. 3.6, Ecoinvent Association, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, EPF Lausanne, Paul Scherer Institute (PSI), Swiss Federal Laboratories for Material Science and Technology (Empa), Agroscope, Institute for Sustainability Sciences, <https://www.ecoinvent.org/>.
- Edwards, R. et al.** (2014), “Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context” (欧洲背景下未来汽车燃料和动力传动系统的能源转换分析), Well-to-Wheels Report version 4a, JEC Well-to-Wheels Analysis, European Commission Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy and Transport, Concawe, European Council for Automotive R&D (EUCAR), https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC85329/wtw_report_v4a%20march%202014_final.pdf.
- Edwards, R. et al.** (2011), “Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context” (欧洲背景下未来汽车燃料和动力传动系统的能源转换分析), Well-to-Wheels Report version 3c, JEC Well-to-Wheels Analysis, European Commission Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy and Transport, Concawe, European Council for Automotive R&D (EUCAR).
- Ekbom, T. et al.** (2003), “Technical and commercial feasibility study of black liquor gasification with methanol/DME Production as motor fuels for automotive uses” (黑液气化与甲醇/二甲醚作为车用燃料生产的技术和商业可行性研究), BLGMF, Altener Program of the European Union.
- Ellis, P. et al.** (2019), “Renewable methanol synthesis using electrochemistry” (使用电化学法合成可再生甲醇), presentation at the 15th Biennial International Methanol Technology Operators Forum (IMTOF), London, 16-19 June.
- Ellis, J. and M. Svanberg** (2018), “Expected benefits, strategies, and implementation of methanol as a marine fuel for the smaller vessel fleet” (甲醇作为小型船队船用燃料使用的预期效益、战略和实施情况), SUMMETH (Sustainable Marine Methanol), Deliverable D5.1, <http://summeth.marinemethanol.com/>.
- Energy Supply** (2020), Fra PtX-idé til virkelighed: Danmarks første eMethanolanlæg producerer flydende el, https://www.energy-supply.dk/article/view/726710/fra_ptxide_til_virkelighed_danmarks_forste_emethanolanlaeg_producerer_flydende_el#:~:text=Fra%20PtX%20did%C3%A9%20til%20virkelighed%3A%20Danmarks%20f%C3%B8rste%20eMethanolanl%C3%A6g%20producerer%20flydende%20el,-Foto%3A%20Hydrogen%20Valley&text=Under%20ledelse%20af%20virksomhederne%20REIntegrate,basis%20af%20brint%20og%20CO2.

- Enerkem** (2020a), Information obtained from contacts at Enerkem, July 2020, <https://enerkem.com/>.
- Enerkem** (2020b), <http://www.enerkem.com> (accessed November 2020).
- Engelhardt, M.** (2020), “Morocco-to-X: Badr Ikken and his team at IRESEN plan to transform the country into a hub for e-fuels” (摩洛哥能源转型: IRESEN 的 Badr Ikken 和他的团队计划将该国转变为绿色燃料中心), Siemens Energy, Inc., <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2020/power-to-x-morocco.html>.
- EU** (European Union) (2020a), A European Green Deal.
- EU** (2020b), A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe (欧洲气候中和氢战略), communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2020) 301 Final, European Commission, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.
- EU** (2018), Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (欧洲议会和理事会 2018 年 12 月 11 日关于促进可再生能源的使用的 (EU) 2018/2001 号指令 (修订版)): RED II, European Parliament and Council of the European Union, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.
- EU** (2014), Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure (欧洲议会和理事会 2014 年 10 月 22 日关于部署替代燃料基础设施的 2014/94/EU 号指令), text with EEA relevance, Official Journal of the European Union, L 307/1.
- EU** (2012a), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EC) No 443/2009 to Define the Modalities for Reaching the 2020 Target to Reduce CO₂ Emissions from New Passenger Cars (欧洲议会和理事会关于修订 443/2009 号条例 (EC) 以确定实现 2020 年新乘用车 CO₂ 减排目标的方式的提案), COM(2012) 393 Final, European Commission, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2012:0393:FIN:en:PDF>.
- EU** (2012b), Energy Roadmap 2050 (能源路线图 2050), https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf.
- EU** (2009), Directive 2009/30/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 98/70/EC as regards the specification of petrol, diesel and gas-oil and introducing a mechanism to monitor and reduce greenhouse gas emissions and amending Council Directive 1999/32/EC as regards the specification of fuel used by inland waterway vessels and repealing Directive 93/12/EEC (欧洲议会和理事会 2009 年 4 月 23 日关于修正关于汽油、柴油和汽油规格的 98/70/EC 号指令, 引入监测和减少温室气体排放的机制, 修正关于内河船舶使用的燃料规格的 1999/32/EC 号理事会指令, 并废除 93/12/EEC 号指令的 2009/30/EC 号指令), Official Journal of the European Union, L 140/88.
- EU STF** (Sustainable Transport Forum) (2019), https://ec.europa.eu/transport/themes/clean-transport-urban-transport/clean-power-transport/sustainable-transport-forum-stf_en (accessed July 2020).
- Eurostat** (2020) <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20190521-1>.
- Fasihi, M. et al.** (2019), “Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants” (CO₂ 直接空气捕集装置的技术经济评估), J. Clean.Prod., Vol. 224, pp. 957-980.
- Fastwater** (FAST track to clean and carbon-neutral WATERborne transport) (水上运输清洁和碳中和的快速路径) (2020), <https://www.fastwater.eu/> (accessed July 2020).
- FReSMe** (From Residual Steel Gases to Methanol) (通过炼钢剩余气体生产甲醇) (2020), FReSMe, Project ID: 727504, European project under Horizon 2020 Programme (Horizon 2020 计划下的欧洲项目), <http://www.fresme.eu> (accessed June 2020).
- Fuels Europe** (2020), Refining Products for our Everyday Life (我们日常生活中的炼油产品), Statistical Report 2020, <https://www.fuelseurope.eu/>.
- Fuss, S. et al.** (2018), “Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects” (负排放 - 第 2 部分: 成本、潜力和副作用), Environmental Research Letters, Vol. 13, p. 063002.
- Galindo Cifre, P. and O. Badr** (2007), “Renewable hydrogen utilization for the production of methanol” (用于生产甲醇的可再生氢气利用), Energ.Convers.Manage., Vol. 48, pp. 519-527.
- Geely** (2020), The Geely World of Methanol (吉利甲醇世界), Media Center, Zhejiang Geely Holding Group, <http://zgh.com/media-center/story/the-geely-world-of-methanol/?lang=en> (accessed November 2020).

- Goeppert, A. et al.** (2014), “Recycling of carbon dioxide to methanol and derived products – closing the loop” (将二氧化碳再循环为甲醇和衍生产品-闭环), *Chem.Soc.Rev.*, Vol. 43, pp. 7995-8048.
- Goeppert, A. et al.** (2012), “Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO₂ capture from the atmosphere” (空气作为未来的可再生碳来源: 从大气中捕获 CO₂ 的概述), *Energ.Environ.Sci.*, Vol. 5, pp. 7833-7853.
- González-Aparicio, I. et al.** (2017), “Opportunities of integrating CO₂ utilization with RES-E: A power-to-methanol business model with wind power generation” (将 CO₂ 利用与 RES-E 相结合的机会: 风力发电电能转化为甲醇的商业模式), *Energy Procedia*, Vol. 114, pp. 6905-6918.
- GTI** (2019), Low-Carbon Renewable Natural Gas (RNG) from Wood Wastes (从木材废料中提取的低碳可再生天然气 (RNG)), *Gas Technology Institute*, p. 12.
- Gumpert Aiways** (2020), <https://www.rolandgumpert.com/en/gumpert-aiways/> (accessed November 2020).
- Hank, C. et al.** (2018), “Economics and carbon dioxide avoidance cost of methanol production based on renewable hydrogen and recycled carbon dioxide – power-to-methanol” (基于可再生氢气和回收二氧化碳的甲醇生产的经济性和二氧化碳避免成本 - 电能转甲醇), *Sustain.Energy Fuels*, Vol. 2, pp. 1244-1261.
- Hannula, I. and E. Kurkela** (2013), “Liquid transportation fuels via large-scale fluidised-bed gasification of lignocellulosic biomass” (通过木质纤维素生物质大规模流化床气化的液体运输燃料), *VTT Technology 91*, VTT Technical Research Centre of Finland, <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/technology/2013/T91.pdf>.
- Haraldson, L.** (2015), “Methanol as a marine fuel” (甲醇作为船用燃料使用), 2015 CIMAC, Oslo, 28 January.
- Held, M. et al.** (2019), “On the energetic efficiency of producing polyoxymethylene dimethyl ethers from CO₂ using electrical energy” (关于使用电能通过 CO₂ 生产聚甲醛二甲醚的能量效率), *Energy & Environmental Science*, Vol. 12, (2019), pp. 1019-1034.
- Hill, S. J.** (2020), “Chinese coal miner starts on world’s largest solar-powered hydrogen project” (中国煤矿企业启动全球最大太阳能制氢项目), *Renew Economy*, 5 May, <https://reneweconomy.com.au/chinese-coal-miner-starts-on-worlds-largest-solar-powered-hydrogen-project-72785/> (accessed August 2020).
- Hobson, C. and C. Márquez** (2018), Renewable Methanol Report (可再生甲醇报告), Methanol Institute, <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2019/01/MethanolReport.pdf> (accessed August 2020).
- Hoppe, W. et al.** (2018), “Life cycle assessment of carbon dioxide-based production of methane and methanol and derived polymers” (基于二氧化碳的甲烷和甲醇及衍生聚合物生产的生命周期评估), *Journal of Industrial Ecology*, Vol. 22, pp. 327-340.
- HT** (Haldor Topsoe) (2019a), “Methanol for a more sustainable future” (甲醇创造更可持续的未来), <https://info.topsoe.com/emethanol> (accessed June 2020).
- HT** (2019b), “Topsoe to build demonstration plant to produce cost-competitive CO₂-neutral methanol from biogas and green electricity” (托普索公司将建设示范工厂, 利用沼气和绿色电力生产具有成本竞争力的 CO₂ 中和甲醇), [https://blog.topsoe.com/topsoe-to-build-demonstration-plant-to-produce-cost-competitive-CO₂-neutral-methanol-from-biogas-and-green-electricity](https://blog.topsoe.com/topsoe-to-build-demonstration-plant-to-produce-cost-competitive-CO2-neutral-methanol-from-biogas-and-green-electricity) (accessed November 2020).
- IEA** (2012), Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System (2012 年能源技术展望: 实现清洁能源系统的途径), International Energy Agency, Paris
- INOVYN** (2020), “INOVYN plays role in ambitious ‘Power to Methanol’ project in Antwerp” (INOVYN 在 Antwerp 雄心勃勃的甲醇发电项目中扮演重要角色), <https://www.inovyn.com/news/inovyn-plays-role-in-ambitious-power-to-methanol-project-at-antwerp/> (accessed July 2020).
- IDA** (International DME Association) (2020), <http://aboutdme.org/news-media-o> (Accessed November 2020).
- IRENA** (2020a), “Recycle: bioenergy.Circular carbon economy” (回收: 生物能源.循环碳经济), Report 05, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020b), “Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050” (全球可再生能源展望: 能源转型 2050), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2020c), “Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal” (降低绿色氢气成本: 扩大电解槽以满足 1.5°C 气候目标), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- IRENA** (2019a), “Advanced biofuels. What holds them back?” (先进的生物燃料：是什么阻碍了它们的发展？), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019b), “Navigating to a renewable future: Solutions for decarbonising shipping” (迈向再生能源的未来：航运业脱碳解决方案), Preliminary findings, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019c), “Renewable power generation costs in 2019” (2019年可再生能源发电成本), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2019d), “Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050” (全球能源转型：2050年路线图), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2018), “Hydrogen from renewable power” (可再生能源生产氢气), Technology Outlook for the Energy Transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2017), “Bioenergy for Sustainable Development” (生物能源促进可持续性发展), International Renewable Energy Agency, IEA Bioenergy, Food and Agricultural Organization of the United Nations, Abu Dhabi.
- IRENA** (2016a), “Innovation Outlook: Advanced Liquid Biofuels” (创新展望：先进的液体生物燃料), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2016b), “Boosting Biofuels: Sustainable paths to greater energy security” (促进生物燃料发展：加强能源安全的可持续性途径), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA** (2014), “Global bioenergy: Supply and demand projections” (全球生物能源：供需预测), a working paper for REmap 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA and IEA-ETSAP** (2013), “Production of Bio-Methanol” (生物甲醇的生产), Technology Brief 108, IEA-ETSAP and IRENA.
- Irlam, L.** (2017), Global Cost of Carbon Capture and Storage (全球碳捕获与储存成本). 2017 Update, Global CCS Institute, <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-costs-of-carbon-capture-and-storage/>.
- IRS** (United States Internal Revenue Service) (2020), “Yearly Average Currency Exchange Rates” (年平均货币汇率), <https://www.irs.gov/individuals/international-taxpayers/yearly-average-currency-exchange-rates> (accessed November 2020).
- JCAP** (Joint Center for Artificial Photosynthesis) (2020), <https://solarfuelshub.org/> (accessed July 2020).
- Jensen, M. F.** (2019), “Blue World Technologies” (蓝色世界技术), presentation at the Brintbranchens Årsdag 2019 – e-fuels, methanol and fuel cells, Christiansborg, 10 April, <https://brintbranchen.dk/wp-content/uploads/2019/04/E-fuels-methanol-and-fuel-cells-Mads-Friis-Jensen.pdf> (accessed August 2020).
- JM** (Johnson Matthey) (2020), <https://matthey.com/en> (accessed July 2020).
- Joo, O.-S. et al.** (2004), “Camere process for methanol synthesis from CO₂ hydrogenation” (通过 CO₂ 氢气合成生产甲醇的 Camere 工艺), in: J.-S. C. Sang-Eon Park and L. Kyu-Wan (eds.), Stud.Surf.Sci.Catal., Elsevier.
- Kajaste, R. et al.** (2018), “Methanol – managing greenhouse gas emissions in the production chain by optimizing the resource base” (甲醇 – 通过优化资源基础管理生产链中的温室气体排放), AIMS Energy, Vol. 6, pp. 1074-1102.
- Keith, D. W. et al.** (2018), “A process for capturing CO₂ from the atmosphere” (从大气中捕获 CO₂ 的过程), Joule, Vol. 2, pp. 1573-1594.
- Kim, J. et al.** (2011), “Methanol production from CO₂ using solar-thermal energy: process development and techno-economic analysis” (使用太阳热能通过 CO₂ 生产甲醇：工艺开发和技术经济分析), Energ. Environ.Sci., Vol. 4, pp. 3122-3132.
- KIT** (2020), Information obtained from a contact at the Bioliq project at KIT (Klsruhe Institute of Technology), July 2020 and earlier, <https://www.kit.edu/>.
- Klein, T.** (2020), Methanol: A Future-Proof Fuel (甲醇：面向未来的燃料), a primer prepared for the Methanol Institute, <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Future-Fuel-Strategies-Methanol-Automotive-Fuel-Primer.pdf>.
- Kourkoumpas, D. S. et al.** (2016), “Implementation of the Power to Methanol concept by using CO₂ from lignite power plants: Techno-economic investigation” (使用褐煤电厂的 CO₂ 实现电能转甲醇的概念：技术经济调查), International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 41, pp. 16674-16687.
- Kramer, U.** (2018), Defossilizing the Transportation Sector: Options and Requirements for Germany (运输行业去化石化：德国的选项和要求), Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. (FFV), Germany, <https://www.fvv-net.de/>.

- Landälv, I.** (2017), "Methanol as a renewable fuel – a knowledge synthesis" (甲醇作为可再生燃料使用 – 知识综合系统), Report No 2015:08, f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden, www.f3centre.se.
- Law, K. et al.** (2013), "Methanol as a renewable energy resource" (甲醇作为可再生能源使用), white paper prepared for the Methanol Institute by TIAX LLC.
- Leeson, D. et al.** (2017), "A techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources" (对应用于钢铁、水泥、炼油、纸浆和造纸工业以及其他高纯度来源的碳捕获和储存 (CCS) 进行技术经济分析和系统审查), International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 61, pp. 71-84.
- Linde** (2020), "Innovative dry reforming process" (创新型干法重整过程), <https://www.linde-engineering.com/en/innovations/innovate-dry-reforming/index.html> (accessed July 2020).
- Liquid Wind** (2020), <https://www.liquidwind.se/> (accessed July 2020).
- LowLands Methanol** (2020), Information obtained from a contact at LowLands Methanol, July 2020, <https://www.renewablemethanol.com/technology/>.
- Lumpp, B. et al.** (2011), "Oxymethylene ethers as diesel fuel additives of the future" (甲醛醚作为未来的柴油添加剂使用), MTZ Worldwide eMagazine, Vol. 72, pp. 34-38.
- Lundgren, J. et al.** (2017), "Methanol production via black liquor gasification with expanded raw material base" (扩大原料基底以通过黑液气化生产甲醇), f3 Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels.
- Maersk** (2020), "Leading Danish companies join forces on an ambitious sustainable fuel project" (丹麦多家领先公司共同参与一个雄心勃勃的可持续性燃料项目), 26 May 2020, <https://www.maersk.com/news/articles/2020/05/26/leading-danish-companies-join-forces-on-an-ambitious-sustainable-fuel-project> (accessed August 2020).
- Majer, S. and A. Gröngroft** (2010), "Ökologische und ökonomische Bewertung der Produktion von Biomethanol für die Biodieselherstellung" (生物柴油和生物甲醇的生产与销售), Kurzstudie, Deutsches Biomasse Forschungszentrum (DBFZ).
- Malins, C.** (2017), "What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?" (电燃料技术在欧洲运输的低碳未来中扮演什么角色?), Transport & Environment/Cerology, https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerology_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf (accessed November 2020).
- Maniatis, K. et al.** (eds.) (2018), Building Up the Future – Cost of Biofuel (创造未来 – 生物燃料的成本), Sub-Group on Advanced Biofuels, Sustainable Transport Forum, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13e27082-67a2-11e8-ab9c-01aa75ed71a1>.
- Matzen, M. et al.** (2015), "Chemical storage of wind energy by renewable methanol production: Feasibility analysis using a multi-criteria decision matrix" (可再生甲醇生产对风能的化学存储: 使用多标准决策矩阵进行可行性分析), Energy, Vol. 93, pp. 343-353.
- Matzen, M. and Y. Demirel** (2016), "Methanol and dimethyl ether from renewable hydrogen and carbon dioxide: Alternative fuels production and life-cycle assessment" (通过可再生氢气和二氧化碳生产甲醇和二甲醚: 替代燃料生产和生命周期评估), Journal of Cleaner Production, Vol. 139, pp. 1068-1077.
- McCaskill, D.** (2019), "Global Methanol Overview - Cautiously Bearish" (全球甲醇概述 - 谨慎看空), presentation at Argus Methanol Forum, Houston, TX, 9-11 September.
- McGrath, K. M. et al.** (2004), "Direct methanol fuel cells" (直接甲醇燃料电池), J. Ind. Eng. Chem., Vol. 10, p. 1063.
- MefCO₂** (Methanol Fuel from CO₂) (2020), MefCO₂, Project ID: 637016, a European project under the Horizon 2020 Programme, <http://www.mefCO2.eu/> (accessed June 2020).
- Methanex** (2018), 2018 Responsible Care and Sustainability (2018 年责任关怀与可持续发展), https://www.methanex.com/sites/default/files/responsible-care/Methanex-2018-RCSR-Full_rev-2019-11-16.pdf (accessed August 2020).
- MI** (Methanol Institute) (2020a), <https://www.methanol.org/> (accessed August 2020).
- MI** (2020b), Methanol as a Marine Fuel (甲醇作为船用燃料使用), Methanol Institute, <https://www.methanol.org/> (accessed June 2020).

- MI** (2020c), Methanol Safe Handling Manual 5th Edition (甲醇安全处理手册第 5 版), Methanol Institute, <https://www.methanol.org/> (accessed November 2020).
- MI** (2020d), Methanol Use in Gasoline: Blending, Storage and Handling of Gasoline Containing Methanol (甲醇在汽油中的使用: 含甲醇汽油的混合、储存和处理), Methanol Institute, <https://www.methanol.org/> (accessed July 2020).
- Mignard, D. et al.** (2003), "Methanol synthesis from flue-gas CO₂ and renewable electricity: a feasibility study" (用烟气 CO₂ 和可再生电力合成甲醇: 可行性研究), *Int. J. Hydrog. Energ.*, Vol. 28, pp. 455-464.
- Mitsui Chemicals** (2010), CSR Report 2010 (CSR 报告 2010), <https://jp.mitsuichemicals.com/en/sustainability/index.htm>.
- Mitsui Chemicals** (2009), CSR Report 2009 (CSR 报告 2009), <https://jp.mitsuichemicals.com/en/sustainability/index.htm>.
- MMSA** (Methanol Market services Asia) (2020), "Methanol price and supply/demand" (甲醇价格和供需), Methanol Institute, <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/> (accessed June 2020).
- Moser, P. et al.** (2018), "Demonstrating the CCU-chain and sector coupling as part of ALIGN-CCUS – Dimethyl ether from CO₂ as chemical energy storage, fuel and feedstock for industries" (展示 CCU 链和行业互联如何成为 ALIGN-CCUS 一部分 - 通过二氧化碳生产乙烷并作为化学储能、燃料和工业原料), presentation at the 14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-14, Melbourne, Australia, 21-25 October.
- NextChem** (2020a), "Waste to Chemicals Technologies, Bio-Methanol from Waste" (废物转化学物质技术, 废物生产生物甲醇), Methanol Institute Webinar M8 228, 2020, Fig. 18 and 25 of 51.
- NextChem** (2020b), Information obtained from a contact at NextChem, July 2020, <https://nextchem.it/>.
- Nouryon** (2020), "Nouryon-led consortium wins EU backing for pioneering green hydrogen project" (由 Nouryon 领导的财团赢得欧盟对绿色氢气项目的支持), 22 Jan, <https://www.nouryon.com/news-and-events/news-overview/2020/nouryon-led-consortium-wins-eu-backing-for-pioneering-green-hydrogen-project/> (accessed July 2020).
- Nyári, J. et al.** (2020), "Techno-economic barriers of an industrial-scale methanol CCU-plant" (工业规模甲醇 CCU 工厂的技术经济障碍), *J. CO₂ Util.*, Vol. 39, p. 101166.
- Oberon Fuels** (2020), Information obtained from a contact at Oberon Fuels, July 2020, and <http://oberonfuels.com/2019/06/13/oberon-fuels-secures-2-9-million-grant-from-state-of-california-for-first-ever-production-of-renewable-dimethyl-ether-rdme-in-united-states/>.
- OCI** (2020), OCI N.V. Investor Presentation (投资者简报), January, <https://www.oci.nl/media/1637/oci-nv-investor-presentation-january-2020.pdf> (accessed November 2020).
- Olah, G. A. et al.** (2018), *Beyond Oil and Gas: The Methanol Economy (超越石油和天然气: 甲醇经济)*, 3rd ed., Wiley-VCH, Weinheim, Germany.
- Olivier, J. G. J. and J. A. H. W. Peters** (2019), "Trends in global CO₂ and total greenhouse gas emissions: 2019 report" (全球二氧化碳和总温室气体排放趋势: 2019 年报告), PBL, Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague.
- Olsson, O. et al.** (2020), "Deployment of BECCS/U – technologies, supply chain setup and policy options" (BECCS/U 部署 - 技术、供应链创建和政策选项), IEA Bioenergy Task 40 webinar, 16 June, <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/06/BECCUS-Webinar-Slide-0020200616-final.pdf> (accessed November 2020).
- Palcan Energy Corp.** (2020), <http://www.palcan.com/> (accessed November 2020).
- Pedersen, T. H. and R. H. Schultz** (2012), "Technical and economic assessment of methanol production from biogas" (沼气生产甲醇的技术和经济评估), Master's thesis, Department of Energy Technology University of Aalborg, Denmark, p. 35 of 138.
- Pérez-Fortes, M. et al.** (2016), "Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment" (使用捕获的二氧化碳作为原料进行甲醇合成: 技术经济和环境评估), *Applied Energy*, Vol. 161, pp. 718-732.
- Perstorp** (2020), "Perstorp plan to reduce carbon emission with half million tons by producing sustainable methanol" (Perstorp 计划通过生产可持续的甲醇来减少五十万吨的碳排放), https://www.perstorp.com/en/news_center/pressreleases/2020/perstorp_producing_sustainable_methanol (accessed Jan 2021)

- Pont, J.** (2007), Full Fuel Cycle Assessment: Well-to-Wheel Energy Inputs, Emissions, and Water Impacts, State Plan to Increase the Use of Non-Petroleum Transportation Fuels AB 1007 (Pavley), Alternative Transportation Fuels Proceeding (全面燃料循环评估: 转型能源输入、排放和水影响, 国家计划增加使用非石油运输燃料 AB 1007 (Pavley), 替代运输燃料程序), consultant report, prepared for the California Energy Commission by TIAX LLC.
- Pontzen, F. et al.** (2011), “CO₂-based methanol and DME – Efficient technologies for industrial scale production” (基于二氧化碳的甲醇和 DME – 工业规模生产的高效技术), *Catal.Today*, Vol. 171, pp. 242-250.
- QAFAC** (Qatar Fuel Additives Company) (2020), Carbon Dioxide Recovery (CDR) Plant, <https://www.qafac.com.qa/carbon-recovery-plant> (accessed August 2020).
- Räuchle, K. et al.** (2016), “Methanol for renewable energy storage and utilization” (用于可再生能源存储和使用的甲醇), *Energy Technology*, Vol. 4, pp. 193-200.
- Red Rock Biofuels** (2020), Information obtained from a contact at Red Rock Biofuels and in public domain, July, <https://www.redrockbio.com/>.
- REDcert** (2020), <https://redcert.org/en/> (accessed July 2020).
- REintegrate** (2020), <https://reintegrate.dk/> (accessed August 2020).
- Reschetilowski, W.** (2013), “Alternative resources for the methanol economy” (甲醇经济的替代资源), *Russ. Chem.Rev.*, Vol. 82, pp. 624-634.
- RH₂C** (2020), Renewable Hydrogen Canada (加拿大可再生氢气), <http://www.renewableH2canada.ca/> (accessed July 2020).
- Rivera-Tinoco, R. et al.** (2016), “Investigation of power-to-methanol processes coupling electrolytic hydrogen production and catalytic CO₂ reduction” (电解制氢和催化二氧化碳还原相结合的电力制甲醇工艺), *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 41, pp. 4546-4559.
- Rönsch, S. et al.** (2014), “Treibhausgasvermeidungskosten von synthetischem Methan und Methanol aus Biomasse und Braunkohle” (生物质和褐煤合成甲烷和甲醇的温室气体减排成本), *Chemie Ingenieur Technik*, Vol. 86, pp. 1678-1689.
- Rubin, E. S. et al.** (2015), “The cost of CO₂ capture and storage” (二氧化碳捕获和储存的成本), *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 40, pp. 378-400.
- S2Biom** (2016), “D8.1 Overview report on the current status of biomass for bioenergy, biofuels and biomaterials in Europe” (D8.1 欧洲用于生物能源、生物燃料和生物材料的生物质现状的概述报告), <https://www.s2biom.eu/en/>.
- Sanz-Pérez, E. S. et al.** (2016), “Direct capture of CO₂ from ambient air” (直接捕获大气中的二氧化碳), *Chem. Rev.*, Vol. 116, pp. 11840-11876.
- Saygin, D. and D. Gielen** (forthcoming), Submitted for publication, Zero emission pathway for the global chemical and petrochemical sector (全球化学和石化行业的零排放途径).
- Schmidt J.** (2020), “Large scale renewable methanol – chances and challenges from an industrial producers view” (大型可再生甲醇 – 工业生产商的机遇与挑战), presentation for the webinar Methanol: A Sustainable, Scalable, Storable Energy Carrier (可持续、可扩展、可存储的能源载体), organised by Lund University/Fastwater Consortium, 5 November, https://fastwater.eu/methanol_webinar/results.html (accessed December 2020).
- Schnettler, A. et al.** (2020), “Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world” (电转 X: 通往无碳世界的关键业务), Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG and Siemens Energy, Inc., <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/topics/power-to-x.html>.
- Schröder, J. et al.** (2020), “Methanol as motor fuel” (甲醇作为汽车燃料使用), summary report, Annex 56, a report from the Advanced Motor Fuels Technology Collaboration Programme, <https://www.iea-amf.org/>.
- Semelsberger, T. A. et al.** (2006), “Dimethyl ether (DME) as an alternative fuel” (二甲醚 (DME) 作为替代燃料使用), *J. Power Sources*, Vol. 156, 497.
- Seuser, W.** (2020), “European Methanol Outlook: COVID-19 Challenges for the Continent” (欧洲甲醇展望: 新冠肺炎疫情对欧洲大陆的挑战), presentation at the 2020 International Methanol Conference – Looking Beyond the Pandemic, 21-22 October.
- SGS** (2020), Methanol: Properties and Uses (甲醇: 属性和用途), SGS INSPIRE Team, <https://3xxngg2wmai7100rss2cgkmj-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2020/03/SGS-INSPIRE-Methanol-Properties-and-Uses.pdf> (accessed November 2020).
- Sheldon, D.** (2017), “Methanol production - A technical history” (甲醇生产 - 技术史), *Johnson Matthey Technol.Rev.*, Vol. 61, pp. 172-182.

- Shih, C. F. et al.** (2018), "Powering the future with Liquid Sunshine" (用液体阳光为未来提供动力), *Joule*, Vol. 2, pp. 1925-1949.
- Sileghem, L. et al.** (2014), "Performance and emissions of iso-stoichiometric ternary GEM blends on a production SI engine" (异构化学计量三元 GEM 混合物在生产型 SI 发动机上的性能和排放), *Fuel*, Vol. 117, pp. 286-293.
- Simbeck, D. R. and E. Chang** (2002), *Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways - Scoping Analysis* (氢气供应: 氢气途径的成本估算 - 范围分析), NREL/SR-540-32525, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Södra** (2020b), <https://www.atl.nu/teknik/sodra-storinvesterar-i-biodrivmedel/> (accessed October 2020).
- Södra** (2020a), Information obtained from contacts at Södra, July, <https://www.sodra.com/sv/se/>.
- Soloveichik, G.** (2018), "Electrified future of aviation: batteries or fuel cells?" (航空的电气化未来: 电池还是燃料电池?), presentation for arpa-e, 13 March, <https://arpa-e.energy.gov/sites/default/files/Grigori-Soloveichik-Fast-Pitch-2018.pdf> (accessed August 2020).
- Sorensen, E.** (2015), "Minimizing associated gas flaring with smaller scale methanol production" (通过较小规模的甲醇生产最大限度地减少伴生气体的燃烧), presentation at the EFI Gas Flare Reduction and Monetization Forum, Denver, CO, 15-17 June.
- Specht, M. and A. Bandi** (1999), *The Methanol Cycle - Sustainable Supply of Liquid Fuels* (甲醇循环 - 液体燃料的可持续供应), Center for Solar Energy and Hydrogen Research (ZSW), Stuttgart, Germany, <https://d-nb.info/1137531355/34>.
- Specht, M. et al.** (1999), "Synthesis of methanol from biomass/CO₂ resources" (由生物质/二氧化碳资源合成甲醇), in: B. Eliasson et al. (eds.), *Greenhouse Gas Control Technologies* (温室气体控制技术), Pergamon, Amsterdam.
- Specht, M. et al.** (1998), "Comparison of CO₂ sources for the synthesis of renewable methanol" (二氧化碳来源的可再生甲醇合成比较), *Stud.Surf.Sci.Catal.*, Vol. 114, p. 363.
- Stefánsson, B.** (2019), "Commercial scale CO₂-to-methanol plant in Norway" (挪威的商业规模二氧化碳制甲醇工厂), Carbon Recycling International, presentation at CO₂ Value EU workshop on Innovation Fund, Brussels, Belgium, 19 September.
- Stena Line** (2020), <http://www.stenaline.com>. (Accessed November 2020).
- SunGas Renewables** (2020), Information obtained from contacts at SunGas Renewables, July, <https://www.sungasrenewables.com/>.
- Swiss Liquid Future** (2020a), "Fuel from water power, water and CO₂" (通过水电、水和二氧化碳生产燃料), Swiss Liquid Future AG, <http://www.swiss-liquid-future.ch/> (accessed June 2020).
- Swiss Liquid Future** (2020b), "Fast-track to carbon capture in Norwegian industry" (挪威工业碳捕获的快速通道), press release, 1 July 2020, <https://www.swiss-liquid-future.ch/medien/> (accessed July 2020), and communication with SLF.
- Synhelion** (2020), <https://synhelion.com/> (accessed July 2020).
- Szima, S. and C.-C. Cormos** (2018), "Improving methanol synthesis from carbon-free H₂ and captured CO₂: A techno-economic and environmental evaluation" (利用无碳氢气和捕获的二氧化碳改善甲醇合成: 技术经济和环境评估), *Journal of CO₂ Utilization*, Vol. 24, pp. 555-563.
- Temchin, J.** (2003), "Analysis of market characteristics for conversion of liquid fueled turbines to methanol" (液态燃料汽轮机向甲醇转化的市场特点分析), prepared for The Methanol Foundation and Methanex by Electrotek Concepts.
- Thyssenkrupp** (2020a), <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production/> (accessed June 2020).
- Thyssenkrupp** (2020b), <https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/> (accessed June 2020).
- Total** (2020), e-CO₂Met Project, From CO₂ to Methanol, Information obtained from a contact at Total, 2020, <http://www.total.com>.
- Trans World Energy** (2020), Information obtained from a contact at Trans World Energy, July 2020, <https://www.twenergy.net/>.
- Tremel, A. et al.** (2015), "Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis" (以电解制氢气为基础合成液体和气体燃料的技术经济分析), *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 40, pp. 11457-11464.
- TRI** (2020), Information obtained from a contact at TRI (ThermoChem Recovery International), July, <https://tri-inc.net/>, and from the Fulcrum project, <https://fulcrum-bioenergy.com/company/projects/>.

- Turner, J. and R. Pearson** (2011), “Ternary blends of gasoline” (汽油的三元混合物), *proActive Mag.*, Vol. 42, pp. 27-31.
- UK GOV** (2020), “Contracts for Difference (CfD)” (差价合约 (CfD)), policy paper, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK Government (accessed July 2020).
- US DOE** (Department of Energy) (2016), 2016 Billion-Ton Report: Advancing Domestic Resources for a Thriving Bioeconomy, Volume: Economic Availability of Feedstocks (2016 年十亿吨报告: 推进国内资源发展以实现欣欣向荣的生物经济, 原料的经济可用性卷), M. H. Langholtz, B. J. Stokes and L. M. Eaton (Leads), ORNL/TM-2016/160, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN.
- US DOE NETL** (National Energy Technology Laboratory) (2014), Baseline Analysis of Crude Methanol Production from Coal and Natural Gas (煤和天然气生产粗甲醇的基线分析), DOE/NETL-341/101514, Final Report, 15 October.
- van Kranenburg, K. et al.** (2020), “E-fuels: Towards a more sustainable future for truck transport, shipping and aviation” (绿色燃料: 迈向汽车货运、航运和空运的更可持续的未来), report, 20 September, TNO, VoltaChem, SmartPort, <http://publications.tno.nl/publication/34636875/KDhac/vankranenburg-2020-efuels.pdf>.
- Värmlandsmetanol** (2017), Information obtained from a contact at Värmlandsmetanol, <http://www.varmlandsmetanol.se/>.
- Varone, A. and M. Ferrari** (2015), “Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende” (电力转液体和电力转气体: 德国能源增长的一个选项), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 45, pp. 207-218.
- VDMA** (2020), “Position paper on the FuelEU-Maritime Initiative” (关于 FuelEU Maritime 倡议的立场文件), Working Group Power-to-X for Applications, German Mechanical Engineering Industry Association (VDMA), https://p2x4a.vdma.org/documents/27093545/48392715/VDMA%20P2X4A%20FuelEU-Maritime_final_1588055844958.pdf/960e0067-5da3-64c2-2b36-c64b2b762a1f.
- Wang, M. and U. Lee** (2017), “Life-cycle energy use and greenhouse gas emissions of methanol pathways from GREET Model” (GREET 模型中的甲醇途径的生命周期能源使用和温室气体排放情况), presentation at the workshop on Opportunities and Challenges for Methanol as Liquid Energy Carrier, Stanford University, CA, 31 July–1 August, https://ngi.stanford.edu/sites/g/files/sbiybj14406/f/Methanol_LCA_presentation_as_Stanford%20Workshop-201707.pdf.
- Wang, W.-C. et al.** (2016), “Review of biojet fuel conversion technologies” (生物喷气燃料转换技术审查), Technical Report NREL/TP-5100-66291, NREL, <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66291.pdf> (accessed August 2020).
- Wang, Z. et al.** (2015), “Performance, combustion and emission characteristics of a diesel engine fueled with polyoxymethylene dimethyl ethers (PODE3-4)/diesel blends” (以聚甲醛二甲醚 (PODE3-4)/柴油混合物为燃料的柴油发动机的性能、燃烧和排放特性), *Energy Procedia*, Vol. 75, pp. 2337-2344.
- Waterfront Shipping/MOL** (2020), <https://www.wfs-cl.com/> (accessed November 2020).
- Wellinger, A.** (2019a), “Overview of biomass and biomethane: Flexibility and integration” (生物质和生物甲烷概述: 灵活性和整合性), presented at the 7th European Biomass Conference & Exhibition (EUBCE), Lisbon, 27-30 May.
- Wellinger, A. et al.** (2019b), “Results of the Biomethane Group” (生物甲烷小组的成果), ART Fuels Forum.
- Westküste 100** (2020), Westküste 100, <https://www.westkueste100.de/en/news/> (accessed July 2020).
- Wismann, S. T. et al.** (2019), “Electrified methane reforming: A compact approach to greener industrial hydrogen production” (电气化甲烷重整: 一种实现绿色工业氢气生产的紧凑方法), *Science*, Vol. 364, p. 756.
- Wormslev, E. C. and M. K. Broberg** (2020), “Sustainable jet fuel for aviation. Nordic Perspective on the use of advanced sustainable jet fuel for aviation” (航空用可持续喷气燃料。北欧对航空业使用先进的可持续喷气燃料的看法), update 2019, Nordic Energy Research, <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2020/02/Sustainable-Jet-Fuel-Update-FinalNER.pdf> (accessed August 2020).
- ZEF** (Zero Emission Fuels (零排放燃料)) (2020), <https://zeroemissionfuels.com/> (accessed July 2020).
- Zhang, H. et al.** (2019), “Techno-economic optimization of CO₂-to-methanol with solid-oxide electrolyzer” (使用固体氧化物电解槽优化二氧化碳制甲醇的技术经济性), *Energies*, Vol. 12, p. 3742.
- Zhu, J. Y. et al.** (2000), “Methanol formation during alkaline wood pulping” (碱性木浆中的甲醇形成), *TAPPI J.*, Vol. 83.

附录 1. 甲醇和可再生甲醇的一些优缺点

生产和化学应用

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none"> + 通常以各种含碳原料为原料进行工业规模生产，具有高产量和高效率的特点。今天属于天然气和煤；明天属于 $\text{CO}_2 + \text{H}_2$。 + 已用于生产数百种日用工业化学品和消费品。 + 可用于生产芳香族化合物 (BTX) 以及目前从石油中获得的其他化学品。 + 在扩大甲醇生产规模以满足运输或化学工业的需要方面没有固有的技术挑战。 	<ul style="list-style-type: none"> × 通过煤炭进行生产的碳足迹很大。 × 可再生甲醇的生产成本仍高于化石基甲醇。 × 可再生甲醇的生产需要扩大规模。 × 在可再生原料（生物质 CO_2、可再生能源）方面，与其他可再生替代方案之间存在竞争”

性能、运输和储存

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none"> + 甲醇是一种液体。这使得其很容易通过船舶、管道、卡车和铁路进行储存、运输和分配。 + 甲醇的储存和运输要求与汽油、喷气燃料和乙醇等其他易燃液体相似。 + 作为汽车燃料使用的甲醇可以在常规加油站中加注，仅需要进行费用不高的小规模改造。 	<ul style="list-style-type: none"> × 可能对某些金属具有腐蚀性，例如铝、铜、锌、钛及其某些合金。甲醇也可能会侵蚀某些塑料、树脂和橡胶。必须选择兼容的金属、塑料和弹性体材料。 × 甲醇会吸收大气中的水分。为防止这种情况的发生，应将甲醇储存在密封容器中。

- + 船用甲醇的加注与船用燃料（例如重质燃料油）相似。只需要对现有的基础设施进行小规模改造，而且费用不高。
- + 甲醇在适当储存时很稳定，其保质期是无限期的。

容器中应留有容纳热膨胀余量的地方（较大的罐体、浮顶罐、泄压阀）。纯甲醇吸收的水分可以完全混溶，并作为不影响燃烧的单相反应物保留。然而，汽油和甲醇混合物吸收的水分会形成不混溶的多个相反应物。如果水量小，则对燃烧影响不大，但水量较大的水相物质会对燃烧产生干扰。

作为燃料使用

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none"> + 甲醇作为燃料使用的市场不断扩大。目前约占甲醇需求的 31%。 	<ul style="list-style-type: none"> × 与现有燃料（汽油、柴油）以及包括电气化、氢气、生物燃料、CNG、LPG 等替代品存在竞争。 × 与某些燃料相比，体积能量含量相对较低。体积能量密度约为汽油和柴油的一半。

作为汽油添加剂和替代品

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none"> • 辛烷值高（RON 为 109），抗爆震性能强。允许发动机在高压压缩比下运行以提高效率。 • 可与汽油按 3% 至纯甲醇的不同比例混合（如 M3、M15、M85、M100）。浓度达 15%（M15）的汽油可用于普通汽油车。较高浓度（例如 M85）可用于弹性燃料车（类似于 E85）。 	<ul style="list-style-type: none"> × 甲醇在低温下蒸气压较低。可能需要冷启动系统或更高蒸汽压力的添加剂。 × 润滑性能差。 × 为了在较高浓度的甲醇下实现最佳效率，可能需要对发动机进行一些改动。

- + 高含氧量（避免富燃料燃烧区）。
- + 蒸发热量高。
- + 贫燃极限低。
- + 挥发性强。
- + 与混合动力（燃油/电动）系统和车辆兼容。
- + 甲醇制汽油 (MTG) 提供了另一条衍生途径，可用于现有发动机。

作为柴油的替代品

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none"> + 甲醇可用于燃烧点火（柴油）发动机。 + 从甲醇中提取的二甲醚是柴油的替代品（十六烷值高）。甲醇也是生物柴油的主要成分（生物柴油由植物油和动物脂肪与酒精进行酯化反应而得到）。从甲醇中提取的氧化亚甲基醚 (OME) 也正作为柴油替代品接受测试。 + 使用以甲醇和二甲醚为燃料的改装发动机的卡车已经上市或正在开发中。 	<ul style="list-style-type: none"> × 纯甲醇本身不是很好的柴油替代品（十六烷值非常低）。若要在柴油型发动机中使用纯甲醇，则需要点火塞、添加剂或同时注入少量柴油（约 5%），而且在压缩后才能点燃。

作为船用燃料

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none">+ 将甲醇作为船用燃料使用，符合排放控制区 (ECA) 更严格的排放标准和国际海事组织制定的于 2020 年生效的新的全球排放标准（从 2020 年开始船用燃料含硫量为 0.5%，之前为 3.5%）。可再生甲醇还可以为实现国际海事组织 (IMO) 的温室气体减排目标提供途径。+ 世界很多港口已开始广泛支持甲醇加注。+ 目前，已有 20 多艘大型船舶正在或正准备使用甲醇 (DNV GL, 2020)。由柴油发动机提供动力，改装后可同时使用甲醇和柴油。正在开发中的甲醇优化发动机有望发挥更好的性能	<ul style="list-style-type: none">× 存在技术竞争（如选择性催化还原、洗涤器、过滤器、排气再循环系统）。× 存在燃料竞争（如低硫燃料油、低硫馏分燃料、液化天然气、氢气、氨气）。

其他燃料用途

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none">+ 可在直接甲醇燃料电池 (DMFC) 中用于发电。+ 很好的液态氢载体（一升甲醇比一升液态氢的含氢量高）。甲醇很容易重整为氢气，用于燃料电池（重整甲醇燃料电池）。+ 燃烧甲醇的涡轮增压发动机中的燃料。+ 炉灶、工业锅炉、窑炉和家庭供暖的燃料。	<ul style="list-style-type: none">× DMFC 仍然价格昂贵且产量有限。× 应进一步改进甲醇重整为氢气的过程（例如，尽量降低重整装置出口的一氧化碳浓度，以避免额外处理）。

燃料和车辆标准

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none">+ 已出台一些燃料和车辆标准的国家： 美国：ASTM D4814 (M2.7) 欧洲：EN 228 :2012+A1 :2017(M3) 以色列：SI 90 第 2 和第 4 部分 (M3-M15) 印度：IS 17076:2019 (M15) 美国：ASTM D5797-18 (M51-M85) 中国：GB/T 23510-2009 (M100) 中国：GB/T 23799-2009 (M85) 中国：省级标准	<ul style="list-style-type: none">× 需要推广甲醇燃料标准，以便在更多的国家和更多的应用中广泛使用。

污染物排放

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none">+ 燃烧时的污染物排放减少：+ 没有碳碳键，可实现无烟燃烧（无 PM）。+ 没有 SO_x。+ NO_x 含量较低。+ 与化石燃料相比，低碳和可再生甲醇可以减少 CO₂ 的总体排放量。	<ul style="list-style-type: none">× 不完全燃烧会导致生成甲醛和甲酸污染物。

注：更多详细信息可参见 MI (2020c)；DNV GL (2016)；Schröder (2020) 和 SGS (2020)。

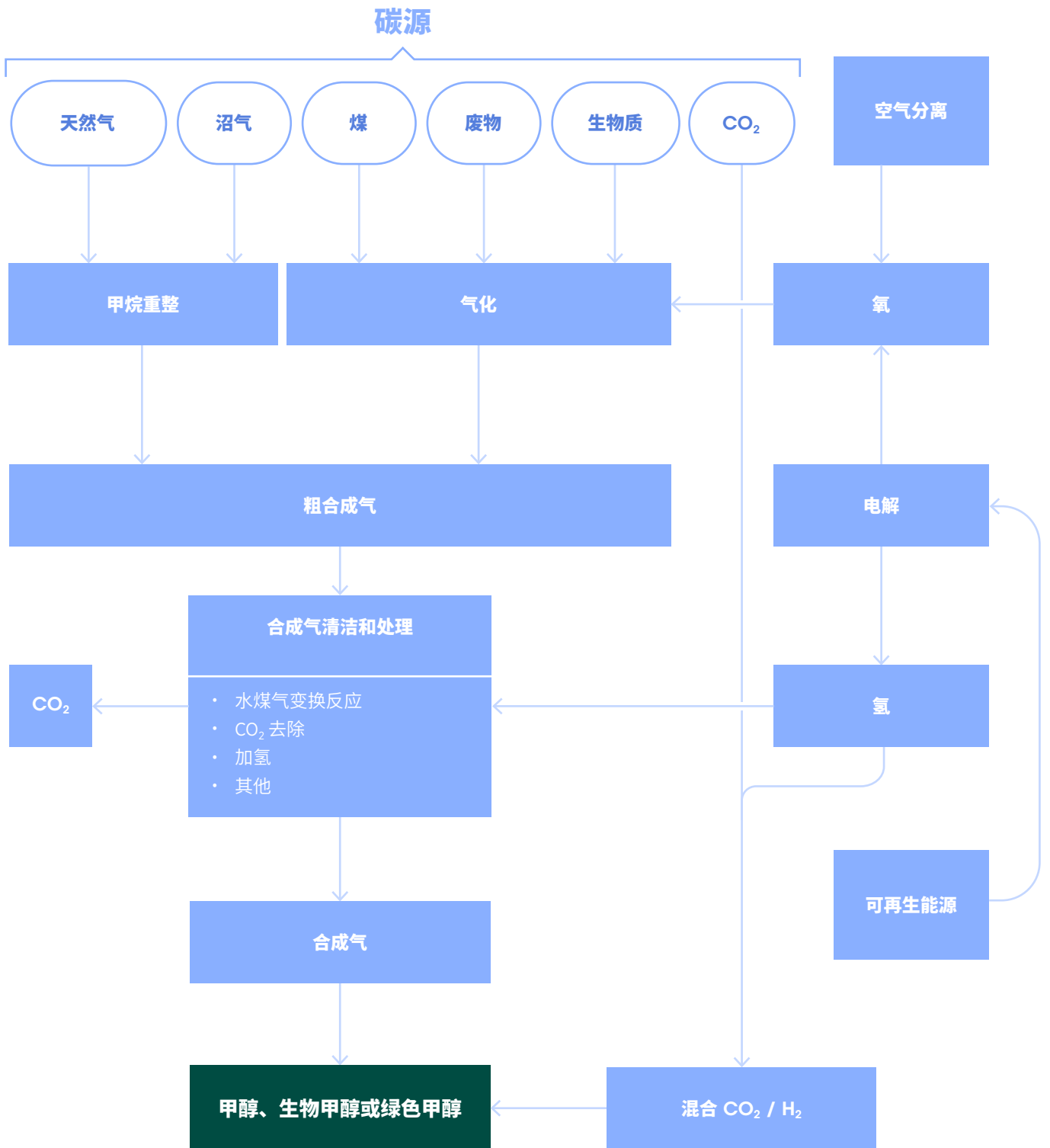
健康和安

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none">+ 在火灾中，比汽油更安全的燃料。甲醇产生的热量少，传递给周围的热量也少。可用水或耐酒精泡沫扑灭甲醇引起的火灾。+ 人体、食物和饮料（例如果、蔬菜、啤酒和葡萄酒等）中自然存在低浓度的甲醇。	<ul style="list-style-type: none">× 高度易燃。燃烧时会产生低温不发光的清蓝色火焰，在强光下可能难以发现。燃烧时也没有烟。× 会在空气中形成爆炸性混合物。× 有毒。通过吸入、皮肤和眼睛接触以及食入，都可能发生有毒接触。摄入量超出 20 mL 可能会致命；较少的量可导致不可逆的失明。甲醇的代谢和毒性与乙二醇相似。甲醇、甲醛和甲酸的降解产物是其毒性的原因。处理和分配时应采取适当的预防措施。

环境

优点	缺点
<ul style="list-style-type: none">+ 甲醇是水溶性的，很容易生物降解。甲醇完全溶于水。若将甲醇释放到水中，其将迅速分散至低浓度，使天然存在的微生物在相对较短的时间内将其降解。+ 甲醇在水处理厂用于反硝化。甲醇是生物体分解废水中含氮化合物的能量来源+ 甲醇是一种天然存在的物质，不会发生生物累积。+ 根据危险品法规，没有环境危害。	<ul style="list-style-type: none">× 可泄漏到环境中。若甲醇释放到土壤中，则可能进入地下水。然而，甲醇很容易生物降解，因此在土壤或地下水中积累的可能性不大。

附录 2. 各种碳源的主要甲醇生产过程概述。



附录 3. 可再生甲醇与其他燃料的单位能源价格比较

燃料种类		价格 (美元/GJ)	价格 (欧元/GJ)	来源
化石基甲醇		10.1-20.1	9.0-18.1	本报告
生物甲醇（当前）	原料成本 < 6 美元/GJ	16.4-38.4	14.8-34.6	本报告
	原料成本 6-15 美元/GJ	22.9-50.9	20.6-45.8	本报告
生物甲醇（成熟工艺 2030-2050） 成本	原料成本 < 6 美元/GJ	11.4-27.8	10.3-25.0	本报告
	原料成本 6-15 美元/GJ	17.8-42.4	16.1-38.2	本报告
绿色甲醇（当前）成本	来自可再生能 源组合	41.2-81.4	37.1-73.3	本报告
	仅来自 DAC	67.8-119.6	61.1-107.6	本报告
绿色甲醇（成熟工艺 2030-2050） 成本	来自可再生能 源组合	12.6-31.7	11.3-28.5	本报告
	仅来自 DAC	14.5-31.7	13.0-28.5	本报告
汽油（美国墨西哥湾），税前		16.9	15.2	EIA
柴油（美国墨西哥湾），税前		16.0	14.4	EIA
2 号取暖油（纽约港），税前		15.8	14.3	EIA
喷气燃料（美国墨西哥湾），税前		16.1	14.5	EIA
石油（美国，WTI）		11.7	10.5	EIA
石油（欧洲，布伦特）		12.7	11.5	EIA
汽油（零售，美国平均价格，含税）		23.4	21.0	AFDC
柴油（零售，美国平均价格，含税）		23.4	21.1	AFDC
LNG（零售，美国平均价格，含税）		20.8	18.7	AFDC
CNG（零售，美国平均价格，含税）		17.1	15.4	AFDC
汽油（零售，欧盟平均价格，含税）		48.9	44.0	EEA
柴油（零售，欧盟平均价格，含税）		44.3	39.9	EEA

注：根据燃料的 LHV 计算得出的值。使用的换算系数为 1 美元 = 0.9 欧元。过去 10 年的平均价格。

来源：EIA（美国能源信息管理局），<https://www.eia.gov>；AFDC（替代燃料数据中心）US DOE，<https://afdc.energy.gov/fuels/prices.html>；
EEA（欧洲环境署），<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/fuel-prices-and-taxes>。

附录 4. 既有或规划的绿色甲醇和生物甲醇生产设施和技术供应商概述

工厂（既有和规划）					
绿色甲醇					
国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	原料	来源
冰岛	Carbon Recycling International (CRI)	2011	4,000	地热 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	CRI, 2020 年以“Vulcanol”名称出售的产品
中国	大连化学物理研究所	2020	1,000	CO ₂ 和通过水电解 (PV) 生产的 H ₂	AAAS, 2020
瑞典	Liquid Wind	2023 (在 2030 年前计划建设 6 个设施)	45,000	升级回收的工业 CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	Liquid Wind, 2020
澳大利亚 (塔斯马尼亚州)	ABEL	2023	60,000	生物源 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	ABEL Energy, 2020
中国	河南省顺成集团/ CRI	2022	110,000	从石灰窑获取的 CO ₂ 和通过焦炉气生产的 H ₂	CRI, 2020
挪威	Swiss Liquid Future / Thyssenkrupp	n/k	80,000	从硅铁厂获取的 CO ₂ 和通过水电解法 (水电) 生产的 H ₂	Swiss Liquid Future, 2020a, Swiss Liquid Future, 2020b
挪威	合资公司/CRI	2024	100,000	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Stefánsson, 2019
加拿大	Renewable Hydrogen Canada (RH ₂ C)	n/k	120,000	CO ₂ 和通过水电解 (水电) 生产的 H ₂	RH ₂ C, 2020
比利时	安特卫普港财团	n/k	8,000	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	INOVYN, 2020
比利时	根特港财团	n/k	46,000-180,000	工业 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	aet, 2019
荷兰	Consortium Nouryon/Gasunie/ BioMCN/其他 3 家公司	n/k	15,000	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Nouryon, 2020
德国	Dow	n/k	~ 200,000	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Schmidt, 2020
丹麦	公司财团	2023-2030	n/k	通过 MSW 和生物质获取的 CO ₂ 。通过水电解 (海上风能) 生产的 H ₂ 。到 2030 年, 电解槽容量将达到 1.3 GW	Maersk, 2020
德国	财团	n/k	n/k	从水泥厂获取的 CO ₂ 和通过水电解法 (风能) 生产的 H ₂	Westküste 100, 2020

工厂（既有和规划）					
生物甲醇					
国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	原料	来源
美国	LowLand 甲醇公司财团	2023	120,000	MSW/废木	LowLands Methanol, 2020
瑞典	Södra	运营中	5,250	从制浆工序中提取	Södra
加拿大	Alberta Pacific	运营中	3,000	从制浆工序中提取	Alberta Pacific
瑞典	Värmlandsmetanol	规划中	100,000	生物质	Värmlandsmetanol, 2017
瑞典	Domsjö	前期工程设计	147,000	黑液	Chemrec
美国	New Hope Energy	2023/24	715,000	生物质	New Hope Energy
加拿大	Enerkem	运营中	30,000 (乙醇*)	MSW	Enerkem
加拿大	Enerkem	建设中	35,000 (乙醇*)	MSW	Enerkem
荷兰	Enerkem 公司财团	工程设计阶段	215,000	MSW	Enerkem
西班牙	Enerkem	工程设计阶段	215,000	MSW	Enerkem
德国	BASF	运营中	480,000**	天然气/生物甲烷	BASF
荷兰	OCI/BioMCN	运营中	60,000***	天然气/生物甲烷	OCI/BioMCN
美国	OCI Beaumont	运营中	1,075,00 ****	天然气/生物甲烷	OCI
瑞典	Perstorp	规划中	200,000	生物甲醇/绿色氢气	Perstorp, 2020

* 合成气转化为甲醇，然后进一步转化为乙醇。

** 工厂产能：(Saygin 和 Gielen, 即将出版) 生物甲醇的份额约为 15%。

*** 生物甲醇部分：(Compagne, 2017)。

**** 工厂产能：(OCI, 2020) 未提供生物甲醇份额。

技术示范工厂（过去和当前）

绿色甲醇

国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	原料	来源
瑞典	FReSMe	2019	1 吨/天	从钢铁制造中的废物流获取的 CO ₂ 和 H ₂ ，以及通过水电解法生产的 H ₂	FReSMe, 2020
德国	MefCO ₂	2019	1 吨/天	发电厂烟气 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	MefCO ₂ , 2020
丹麦	Power2Met 丹麦财团	2019	800 升/天	从沼气中获取的 CO ₂ 和通过水电解法（风能和太阳能）生产的 H ₂	REintegrate, 2020
德国	Carbon2Chem	2020	50 升/天	从钢铁厂气体获取的 CO ₂ /CO/H ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Carbon2Chem, 2020
德国	通过 CO ₂ 生产二甲醚的 ALIGN-CCUS 项目	2020	50 升二甲醚/天	从电厂烟气获取的 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	ALIGN-CCUS, 2020
瑞士	Swiss Liquid Future	2012	75 升/天	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Swiss Liquid Future, 2020a
德国	TOTAL / Sunfire 绿色 CO ₂ 甲醇项目	2022	1.5 吨/天	从炼油厂获取的 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	TOTAL, 2020
德国	BSE Engineering/ 可再生能源系统研究所 (IRES)	2020	28 升/天	CO ₂ 和通过水电解法（风能）生产的 H ₂	bse Engineering, 2020
日本	Mitsui	2009	100 吨/年	CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Mitsui Chemicals, 2009, 2010
韩国	韩国科学技术学院 (KIST)/ CAMERE 工艺	2004	100 千克/天	从电厂烟气获取的 CO ₂ 和通过水电解法生产的 H ₂	Joo, 2004

技术示范工厂（过去和当前）

生物甲醇（为甲醇和其他产品生成合成气的气化技术）

国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	原料	来源
法国	BioTfuel 示范项目 2019 (BioTfuel, 2020)	2019	15 MW 原料	生物质（经烘焙）制 FT 产品	BioTfuel, 2020
瑞典	Chemrec	2005	3 MW 原料	黑液制甲醇和二甲醚	BioDME 演示工厂 Chemrec, 2020
德国	KIT, 卡尔斯鲁厄 技术学院	2013	1 吨/小时 原料	通过 DME 将秸秆热解 油转化为汽油	KIT 示范项目 KIT, 2020
美国	GTI	2012	19 吨/天	各种生物质材料制汽 油、SNG 和其他燃料	GTI 示范工厂 GTI, 2020
美国	TRI, ThermoChem Recovery International, Inc			生物质和 MSW 制 FT 产品	TRI 示范项目 TRI, 2020
加拿大	Enerkem	2009	48 千 吨/天 原料	MSW 和生物质制甲醇 和乙醇	Enerkem 示范工厂 Enerkem, 2020

部分技术供应商

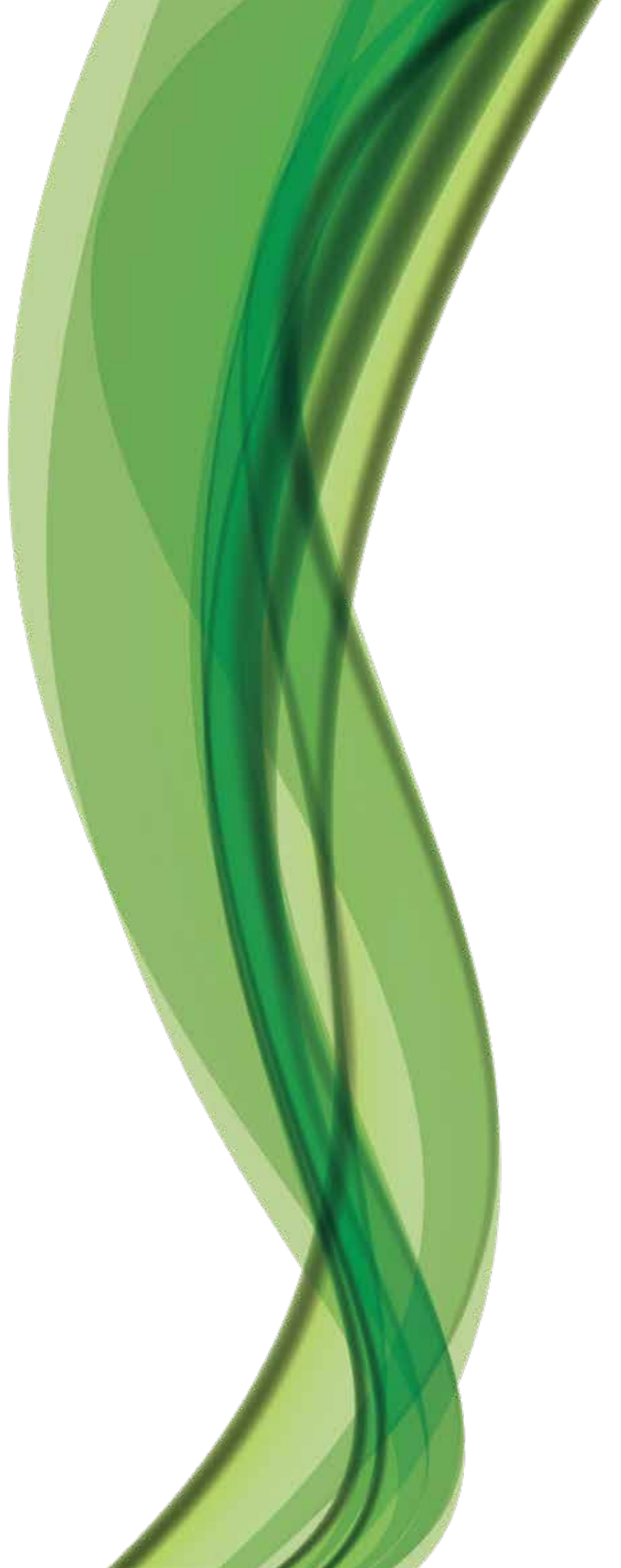
绿色甲醇

国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	原料	来源
冰岛	Carbon recycling International (CRI)	技术供应商	50,000-100,000	CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	CRI, 2020
德国	Thyssenkrupp/ Uhde/Swiss Liquid Future	技术供应商	3,600- 72,000	CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	Thyssenkrupp, 2020a
德国	bse Engineering/ BASF	技术供应商	8,200- 16,400	CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	bse Engineering, 2020
丹麦	Haldor Topsoe	技术供应商	可变	CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	HT, 2019a
英国	Johnson Matthey	技术供应商	可变 100,000- 1,700,000	CO ₂ 和通过水电解生产的 H ₂	JM, 2020

生物甲醇

(生产合成气以进一步转化为甲醇的气化技术)

国家/地区	公司	开办年份	产能 (吨/年)	原料	来源
美国	TRI, ThermoChem Recovery International, Inc	技术供应商	气化装置可拥有多个平行系统。一个气化炉系统的原料规模从 20-30 兆瓦到 100-150 兆瓦不等。	各种生物质和 MSW	TRI
德国	KIT, 卡尔斯鲁厄技术学院	技术供应商		秸秆热解油和焦炭	KIT
瑞典	Chemrec	技术供应商		黑液及类似物质	Chemrec
德国	ThyssenKrupp	技术供应商		生物质	ThyssenKrupp
加拿大	Energem	技术供应商		MSW 和生物质	Energem
美国	GTI/Sungas	技术供应商		生物质	GTI/Sungas
意大利	NextChem	技术供应商		MSW	NextChem



 www.facebook.com/irena.org

 www.twitter.com/irena

 www.instagram.com/irenaimages



www.irena.org

© IRENA 2021