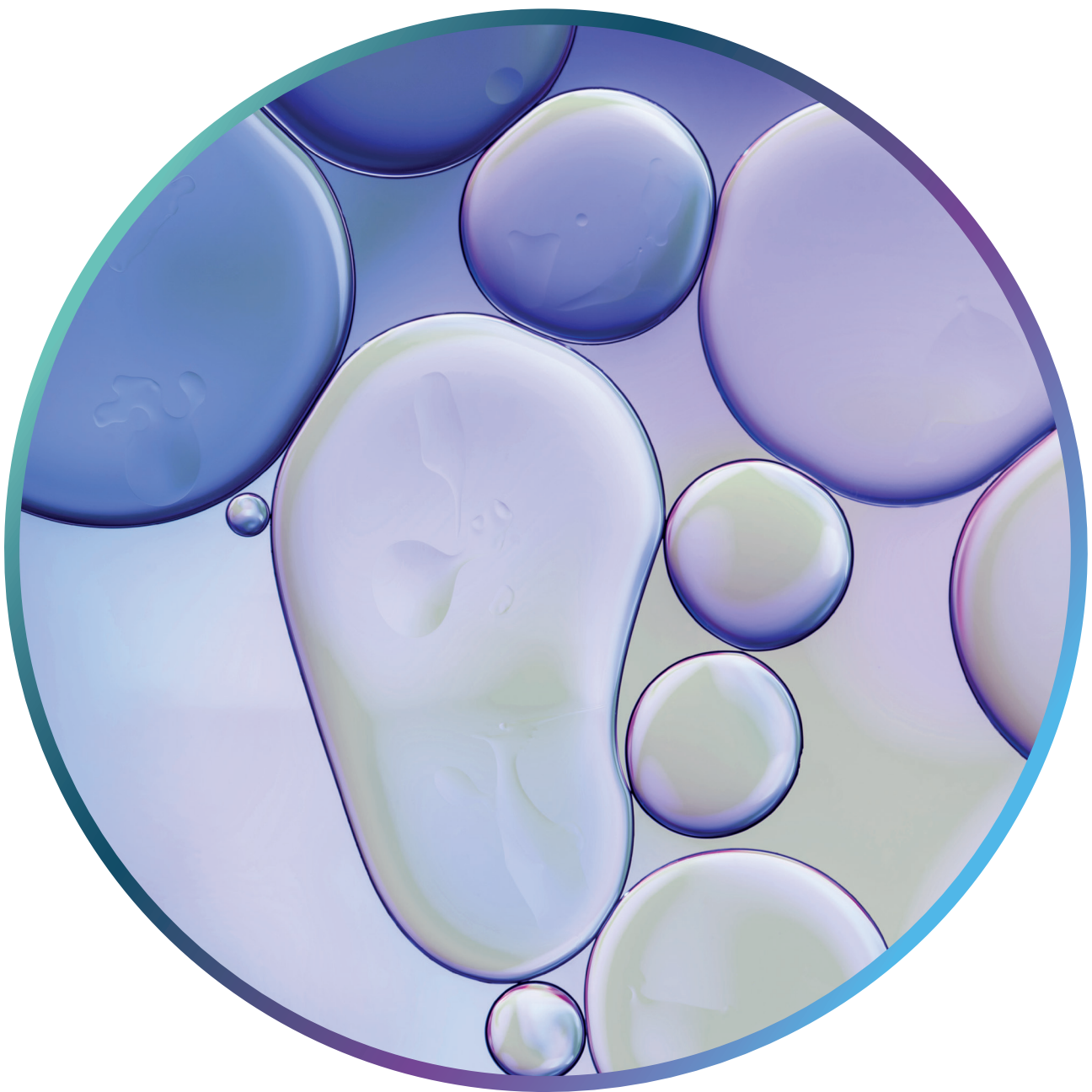




电力合成燃料的未来成本

研究



出版说明

电力合成燃料的未来成本

委托方：

Agora Energiewende
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Verkehrswende
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de

Anna-Louisa-Karsch-Strasse 2 | 10178 Berlin
电话 +49.(0) 30 700 14 35-000
传真 +49.(0) 30 700 14 35-129

项目管理：

Matthias Deutsch, Agora Energiewende
matthias.deutsch@agora-energiewende.de

Urs Maier, Agora Verkehrswende
urs.maier@agora-verkehrswende.de

研究单位

Frontier Economics Ltd.
Im Zollhafen 24 | 50678 Cologne

Jens Perner, Michaela Unteutsch,
Andrea Lövenich

翻译： pro-diction GmbH
封面： istock.com/surachetkhamsuk

文件版本： 2018 年 9 月 19 日

170/04-S-2018/ZH
12-2019-ZH

致谢

衷心感谢 GIZ（德国国际合作机构）提供资金支持与建议。



衷心感谢 Marius Backhaus、Jonathan Beierl、Tobias Bischof-Niemz、Christian Breyer、Mahdi Fasihi、Andreas Graf、Peter Kasten、Alexandra Langenheld、Kerstin Meyer、Christoph Pellingner、Frank Peter、Christoph Podewils、Stephanie Ropenus、Oliver Schmidt、Lambert Schneider、Stephanie Searl、Oliver Then、George Thomaßen 和 Fritz Vorholz 提供有益意见。还要感谢参加专家研讨会的所有人员提供的宝贵意见。研究发现由 Frontier Economics 负责。研究结论反映了 Agora Energiewende 和 Agora Verkehrswende 的观点。



扫描二维码，下载本出版物。

引用格式：

Agora Verkehrswende、Agora Energiewende 和 Frontier Economics (2018)：电力合成燃料的未来成本。

结论和主要内容引用格式如第 7 页和第 39 页所示。

前言

尊敬的读者：

在未来的脱碳能源系统中，基于可再生能源电力的合成燃料将成为（更节能）直接使用可再生能源电力的重要补充。近来，人们越来越关注成本大幅降低的大规模合成燃料使用的情景。哪些假设可以支持这些预计的成本降低？为了提高未来讨论的透明度，Agora Verkehrswende 和 Agora Energiewende 委托 Frontier Economics 分析合成燃料的成本降低途径，并调查在德国和其他国家进行可再生能源发电以生产合成燃料的有利地点。本研究结合我们网站上提供的 Excel 工具给出了相关发现。本研究的另一个目的是鼓励就如何更可持续地

生产合成燃料以及哪些措施最有可能助力这一目标开展讨论。

希望本研究能引发您的阅读兴趣并对您有所启发！

诚挚问候，

Patrick Graichen,

Agora Energiewende 主任

Christian Hochfeld,

Agora Verkehrswende 主任

1

合成燃料将在化学品部门、工业部门和部分交通部门脱碳方面发挥重要作用。合成燃料生产技术可用于制造化学前体、产生高温过程热以及为海空运输提供动力，还可能用于公路运输。由于合成燃料比直接用电更昂贵，所以合成燃料对其他部门的最终重要性仍不明确。

2

为了获得成本效益，电转气和电转液设施需要廉价的可再生能源电力和长时间满负荷运行。多余的可再生能源将不足以满足合成燃料生产的能源需求。替代方案是，为了生产合成燃料，必须在德国（即海上风力）或北非和中东（即陆上风力和/或光伏）建造可再生能源发电厂。在石油和天然气出口国发展合成燃料工厂将为这些国家提供一种后化石燃料时代的商业模式。

3

一开始，欧洲的合成甲烷和石油成本将为每千瓦时 20 至 30 欧分。但到 2050 年，若全球电转气 (PtG) 和电转液 (PtL) 容量达到 100 吉瓦左右，则成本可以降至每千瓦时 10 欧分。为了降低成本，需要在早期持续大量投资电解槽和 CO₂ 吸收器。然而，如果没有政治干预或高的二氧化碳定价，这是不可能实现的，因为生产合成燃料的成本将仍然高于开发常规化石燃料的成本。

4

我们需要就石油和天然气的未来达成政治共识，致力于逐步淘汰化石燃料，优先考虑高效的替代技术，引入可持续性法规，为合成燃料生产创造动力。电力燃料不能完全替代化石燃料，但可以补缺其他的低转化损耗技术，如电动汽车和热泵。特定应用的发展目标和有约束力的可持续性法规有助于确保 PtG 和 PtL 燃料不会对气候造成不利影响，同时为长期规划提供可靠依据。

目录

电力合成燃料的未来成本

1. 结论	9
2. 参考文献	31

电力合成燃料的未来成本

3. 总结	41
4. 研究背景、目标和方法	47
4.1 研究背景	47
4.2 研究目标	48
4.3 方法和组织	49
5. 发电	51
5.1 所考虑的国家/地区和发电技术	51
5.2 关于可再生能源设备成本、满负荷运行小时数和寿命的假设	52
5.3 发电成本	56
6. 转化过程	57
6.1 电解制氢	58
6.2 甲烷化	62
6.3 液体燃料的生产（甲醇合成和费托合成）	67
7. 运输、掺混和配送	70
7.1 运输	70
7.2 掺混和配送	71
8. 至 2050 年的合成燃料成本估算结果汇总	74
8.1 成本估算概述	74
8.2 基本成本动因	77
9. 可持续性标准	81
10. 总结与展望	83
11. 参考文献	85

电力合成燃料的未来成本

Agora Verkehrswende 和 Agora Energiewende 得出的结论

引用格式:

Agora Verkehrswende 和 Agora Energiewende (2018): 电力合成燃料的未来成本: Agora Verkehrswende 和 Agora Energiewende 得出的结论。Agora Verkehrswende、Agora Energiewende 和 Frontier Economics (2018): 电力合成燃料的未来成本。

1 合成燃料将在化学品部门、工业部门和部分交通部门脱碳方面发挥重要作用。

要实现温室气体减排目标，需要大规模使用合成燃料。

德国经济的许多经济部门都依赖化石燃料。如图 1 所示，德国交通运输和供热部门尤其依赖石油。石油对于工业部门的非能源使用也很重要。公路交通是石油消耗最大的分部门。天然气主要用于供热和发电。

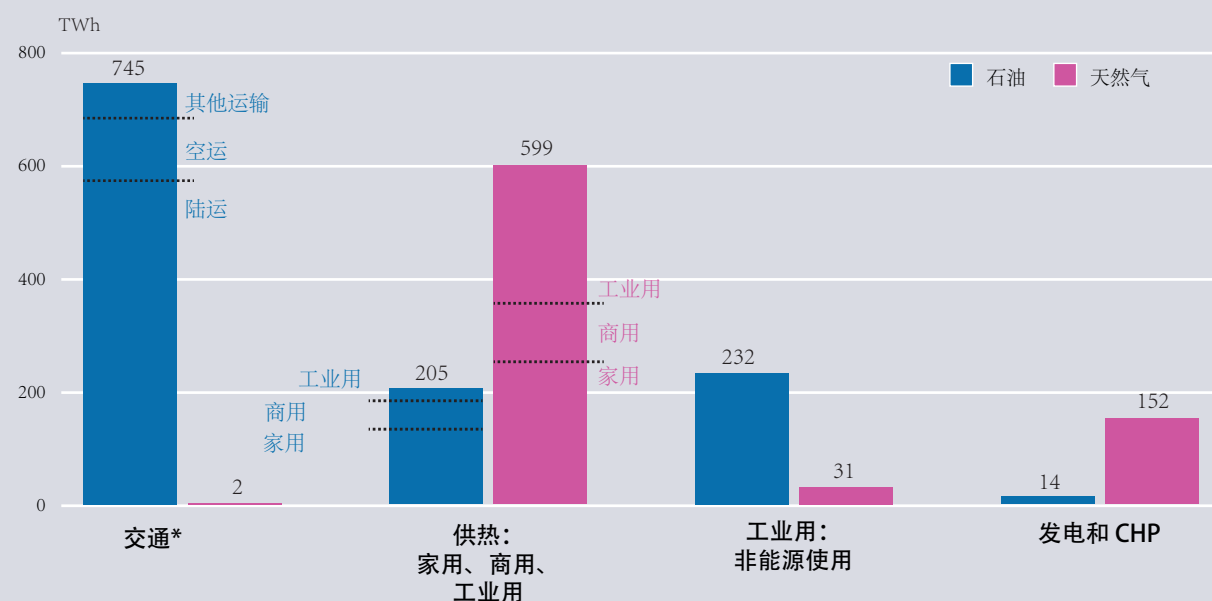
德国计划到 2030 年将温室气体排放量与 1990 年的水平相比减少 55%。此外，德国还希望到 2050 年实现温室气体减排 80% 至 95%。联邦政府于 2016 年通过的《2050 年气候保护计

划》是德国首项旨在为每个经济部门制定减排目标的政策。具体而言，《气候保护计划》旨在将建筑部门排放量从 2014 年的 119 百万吨二氧化碳当量减少到 2030 年的 70 至 72 百万吨二氧化碳当量。在交通部门，排放量从 2014 年的 160 百万吨二氧化碳当量减少到 2030 年的 95-98 百万吨二氧化碳当量。¹到 2030 年实现这些减排目标的最重要能源政策措施包括提高能源效率、使建筑和交通部门电气化、增加可再生能源在电力结构中的份额以及减少对煤炭和

¹ Bundesregierung (2016)。

德国 2015 年石油和天然气用量（太瓦时）

图 1



资料来源：作者基于 AGEB 绘制 (2017)

石油等碳密集型能源的使用。²因为天然气是碳排放量最低的化石燃料，所以在 2030 年之前对某些应用而言，天然气将作为桥梁技术在脱碳之路上发挥重要作用。³

在许多模拟 2030 年至 2050 年成功实现碳减排目标的情景中，合成燃料可满足很大一部分需求。事实上，更高层次的政治抱负与更依赖电转气(PtG)和电转液(PtL)直接相关。即使在模拟到 2050 年实现 87.5% 中期减碳路径的情景中，也需要大量的合成燃料来满足交通部门的需求。除了国内脱碳需要合成燃料外，国际海运空运也将需要大量合成燃料。

作为燃料，PtG 和 PtL 尤其重要，因为在依靠热力燃烧的应用中，没有足量的可持续性生物质（包括木材、沼气和生物燃料）替代煤炭、石油和天然气。由于生物质挤占了用于种植粮食和动物饲料的耕地，无论在德国还是全球范围内扩大其生产都受到很大限制。尽管可以通过利用废物和农业残余物生产生物燃料来避免土地使用竞争，但此类生物燃料的增长潜力太有限，无法满足交通部门的能源需求。⁴

如果电力合成燃料⁵（以下简称“合成燃料”）是用可再生能源生产的，并且碳输入（如有需要）是气候中性的，则这种燃料可促进脱碳。⁶最重要的合成燃料是作为基本分子的氢燃料，其次是甲烷和合成液体燃料。但是，这些燃料在未来能源系统中扮演的确切角色尚不清楚。该问题的答案在很大程度上取决于何时以及以多大成本用气候友好型替代燃料取代常规燃料。⁷从当前角度来看，技术进步似乎可以实现以合理成本水平大规模生产合成燃料，从而使合成燃料在脱碳中发挥重要作用。

与直接用电相比，合成燃料具有许多好处：合成燃料能量密集，可以存储和运输，并且在许多方面都与现有电力系统兼容。因此，合成燃料显示出与化石燃料相同的优点。工业社会已经在日常生活中形成了影响深远的技术依赖性和技术路线。合成燃料与现有基础设施的兼容性显然是一个有利于合成燃料的论据，因为采用合成燃料并不需要对现有技术路线和系统进行较大改变。

2 Agora Energiewende (2017b)。此外，在交通部门，必须通过铁路和公共汽车满足更大的需求份额，且必须加强共享出行 (Agora Verkehrswende, 2017)。有关能效的作用，请参见 Langenheld & Graichen (2017)。

3 关于天然气生产导致甲烷排放这一不容忽视的问题，请参见 IEA (2017b)。

4 在全球范围内，由农业和林业废弃物产生的第二代生物燃料最有可能满足 13 至 19 艾焦的能源需求。相比之下，估计 2050 年全球交通部门的能源需求为 100 至 170 艾焦 (INFRAS, Quantis, 2015)。

5 合成燃料用于制热与驱动车辆。在这两个领域，燃料选项包括液体燃料（如燃料油、汽油、柴油）和气体燃料（氢、天然气、合成甲烷）。

6 此处不考虑不产生电力的光热过程 (DLR, 2017)。

7 BDEW 等(2016)

然而，合成燃料有一个很大的缺点：能源效率低。由于存在转化损耗，合成燃料的生产需要大量电力。

与直接用电相比，合成燃料的生产损耗高。这导致两个直接后果：第一，电转气燃料和电转液燃料总是比直接消耗电力昂贵得多。其次，对合成燃料的依赖大幅增加了对风能和太阳能发电的需求，进而扩大了可再生能源系统所占据的地理区域。⁸因此，如果大规模部署合成燃料，则德国无法提供生产合成燃料所需的大量可再生能源，而是必须进口。预估全球合成燃料开发的潜力并非本研究的目标。⁹

图 2 显示了与三种不同乘用车驱动技术相关的转化损耗，假设燃料类型是可再生能源电力：¹⁰ 电动汽车、燃料电池汽车和内燃机汽车。每增加一个转化步骤，系统的整体效率就会随之下降。电动汽车的效率等级最高（69%），因为产生的转化损耗相对较低。燃料电池汽车以 26% 的效率名列第二。在这种情况下，利用电解产生氢的中间步骤导致效率明显降低。效率最低的解决方案是在内燃机中使用合成燃料，因为两步化学转化加上内燃机的低效率导致总效率只有 13%。因此，电动汽车的效率是使用可再生合成燃料的内燃机效率的五倍。这意味着，行驶相同距离，内燃机汽车需要的可再生能源电力是电动汽车的五倍。与直接用电相比，可预见合成燃料将被广泛采用的情景需要大幅增加可再生能源发电容量以及由此产生的土地使用。建造合成燃料生产设施也导致成本过高。

8 FENES 等(2015)。在电转气情况下，每千瓦时可再生能源电力仅产生 0.24 至 0.84 千瓦时的燃料。该效率范围覆盖各种转化技术（从纯电解到甲烷化）和供气网压力水平。电转气设施中的废热利用可以帮助提高效率水平（dena, 2016）。

9 此领域需要更多研究。请参见 Fh-IWES (2017)。

10 这些示例图未考虑上游过程。

图 3 比较了各种供热系统的效率，假定燃料是可再生能源电力。热泵是综合效率等级最高的技术，因为它具有其他技术所不具备的特殊杠杆效应。其 285% 的效率等级归因于从环境中抽取的能量（无论是空气、土壤还是水）比运行功率所需的能量更多的能力。在此示例中，热泵可以提供比所需输入功率大三倍的热能。第二高效的技术是燃气锅炉，其效率等级为 50%。虽然在此情况下，运输损失很低，但氢气生产导致高转化损耗。接下来是氢燃料电池，其效率等级为 45%，产出相等份额的热量（24%）和电力（21%）。相应的，热泵的综合效率是氢燃料电池综合效率的六倍。如果仅考虑氢燃料电池的产热过程（24%），那么热泵的效率高 12 倍。

这两个数字都证实了使用合成燃料能效损耗大。

如果没有明确证据表明合成燃料这种无可争辩的、基于物理的劣势被其他优势（比如避免基础设施成本）所抵消，那么显而易见的策略将是首先寻求转化损耗较低的技术解决方案。¹²

在供热和交通部门，合成燃料应主要用于无法直接和高效使用电力的区域。

在交通部门，就效率和成本而言，电机驱动是火车、汽车、轻型多用途车、市政公共汽车和短途行驶且具有良好充电选项的卡车提供动力的最佳解决方案。对于长途行驶的重型卡车，需要加以区分。这是因为大规模生产的车辆电池作为单一能量来源不够强劲，而且在未来几年内也不会变得足够强劲。因此，长途行驶的重型卡车将需要使用架空电力线，或者，也可以使用内燃机或燃料电池。各种动力技术的组合可能有助于处理尚未安装架空电线的地理区

11 这意味着年效率因子是 3 减去 5% 传输损耗 = 2.85。

12 需要进行更多研究，特别是关于基础设施成本。FNB Gas (2017) 已开展了该领域的初步工作。

域。在缺乏全面的架空线网络的情况下，未来脱碳运输系统必然包含依赖合成燃料的长途卡车。根据目前的专家意见，直接使用电力也不是空运或海运选项，除非极为有限的使用。¹³ 因此，这两个分部门将需要用气候中性合成燃料（即氢气）为燃料电池提供动力，以及以 CO₂ 为基础的合成甲烷或液体燃料为内燃机提供动力（见表1第2和3行）。操作建筑设备和重型农用车也需要合成燃料，因为只有在特定情况下才可以直接用电力驱动。¹⁴

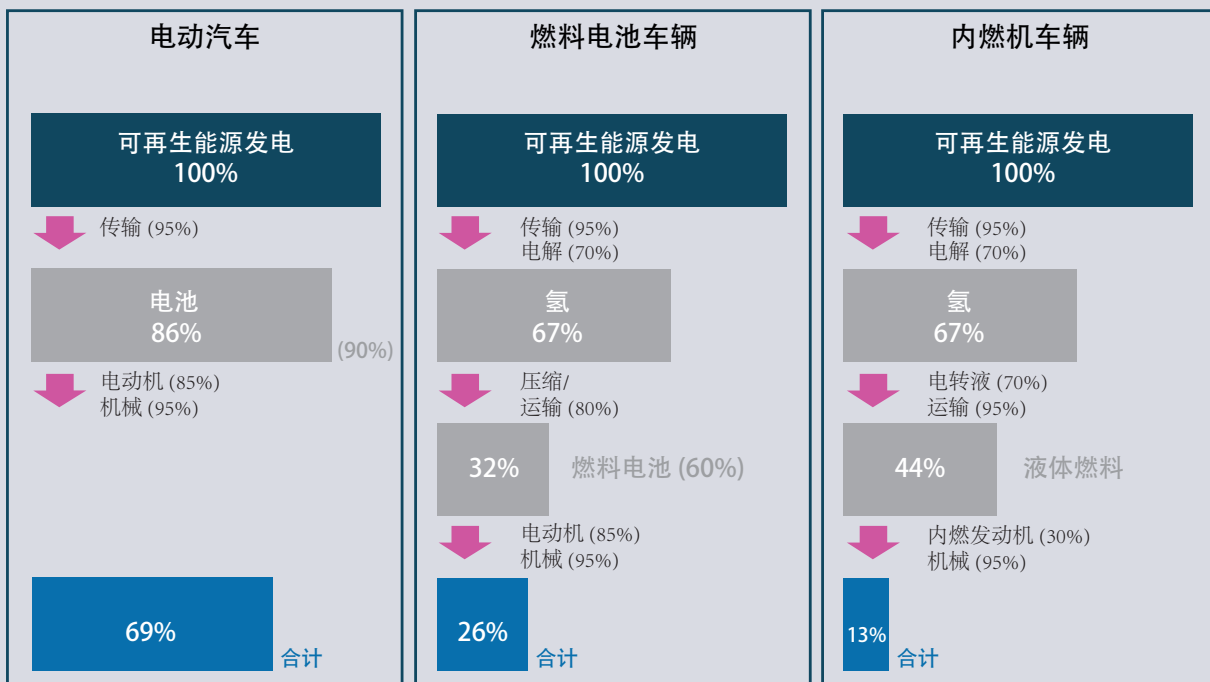
在**建筑供热部门**中，最有效的方案是直接使用可再生能源（例如，通过安装深层地热和

13 Agora Verkehrswende (2017), 第 60 页; Umweltbundesamt(2016), 第1页; 请参见Flugrevue(2017), Maritime Journal (2017); acatech 等(2017b)。

14 请参见 Electrive (2017)。

采用不同车辆驱动技术的汽车的单独和整体能效，从可再生能源电力开始

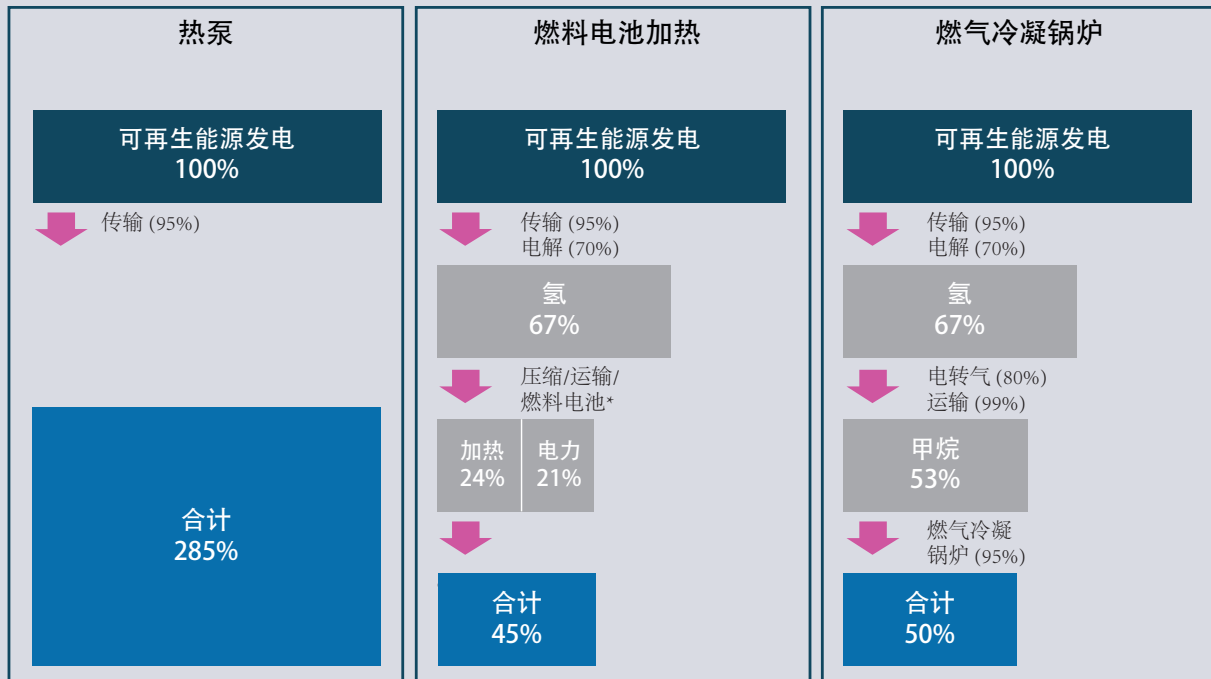
图 2



资料来源：作者基于 acatech 等(2017A) 图 5 绘制

不同供热系统的单独和整体能效，从可再生能源电力开始

图 3



* 能效：80%（压缩/运输）和 85%（总燃料电池；45% 供热，40% 电能）

注：括号中所示为单独能效。将单独能效相乘即可得出方框内的整体累积能效。对于热泵，我们假定年性能系数为 3。

资料来源：作者基于 acatech 等(2017 a,b)、Köppel (2015)、FENES 等(2015) 绘制

太阳能系统)¹⁵以及使用可再生能源运行热泵。该选项的一个局限是现有建筑物必须充分隔热以使热泵的安装有效。如果这一要求无法满足（无论出于何种原因），那么依赖合成燃料可能是一种替代方案，既可与燃料电池热电联产 (CHP) 系统、冷凝锅炉组合，也可与作为混合供热系统运行的热泵相结合。¹⁶

工业过程加热是**工业部门供热需求**的主要形式。热泵是满足低温（目前指 75 摄氏度左右，但随着新制冷剂的开发，可能达 140 摄氏度）供热需求的最有效手段。¹⁷但是，2014 年工业过程加热需求中约有 60% 要求温度在 200 摄氏度以上。¹⁸在此温度时，热泵无法满足需求。尽管某些区域可以采用依赖直接转化电

15 虽然下文不再明确讨论直接使用可再生能源的问题，但应始终将其（如相关）视为使用可再生能源电力和合成燃料的首选替代方案。

16 在没有投资提高能效的情况下，使用 100% 合成燃料为隔热性能差的建筑供热从长期来看可能没有什么经济意义，特别是当其他支付意愿更高的部门的需求导致合成燃料的价格更高时。IFEU 等开展的一项研究

（即将发布）是关于电转气解决方案对建筑供热的重要性以及建筑能效角色的。

17 这对食品、造纸和化工行业尤为重要（VDE-ETG, 2015）。

18 Fh-IWES & IBP (2017)

力¹⁹的解决方案，但始终需要燃烧过程来满足未来很大一部分高温供热需求。²⁰如要实现脱碳目标，就必须使用合成燃料。

在无其他有效选项的区域，由于合成燃料的转化效率较低，在脱碳路径模拟情景中通常只有到 2050 年才会考虑合成燃料。

表 1 概述了直接用电以及使用合成燃料的部门和应用。

除了在交通和供热部门的应用外，合成燃料对于长期电力储存和工业所需原料的气候中性生产也将是重要的。

许多工业过程都需要氢，包括合成氨和直接还原铁矿石。²¹一般来说，工业应用所需的氢气是使用化石燃料生产的。在未来脱碳电力系统中，将需要使用电力生产这些燃料。此外，碳是生产多种有机碱性化学品（例如甲醇和乙烯）所需的原料。尽管如今这种碳主要来自石油和天然气，但未来仍需要气候中性替代物。

从合成燃料中获得碳可能是一个可行选项。我们估计，到 2050 年，欧洲化学品工业每年将需要约 50 至 300 百万吨 CO₂ 作为生产最重要有机化合物的原料。预计生产燃料的需求水平类似，欧盟每年的二氧化碳需求量约为 670 百万吨。²²

在**电力部门**，高比例可再生能源将使得在风能和太阳能发电量较低的情况下，储存合成甲烷作为备用能源以满足需求变得非常重要。²³目前，专家初步设想，在燃气发电厂中氢通过燃烧重新转化为电力，或者作为天然气的添加剂，或者以氨的形式出现。²⁴使用氢内燃机是另一种选项。²⁵

19 这些过程涉及各种方法，包括使用电阻加热、感应、辐射和等离子体。例如，电弧炉可产生高达 3500 摄氏度的温度 (VDE-ETG, 2015)。

20 Blesl 等人(2015) 估计德国到 2050 年的需求为 200 太瓦时。

21 IEA (2017)

22 DECHEMA (2017b)

23 FENES 等(2014)

24 根据燃气轮机技术不同，专家们讨论了 25% 至 45% 的掺氢比例。关于此，请参见 Larfeldt 等人 (2017)。

25 IEA (2017); Steward (2009)。

按部门和应用确定的优先脱碳选项

表 1

脱碳选项	直接用电最优先*	合成燃料补充方法**	
		氢***	基于 CO ₂ 的 PtG 和 PtL
运输	火车、公共汽车、短途运输卡车、长途运输卡车和公共汽车、小汽车、摩托车、内陆水运（视用途而定）	长途运输卡车和无架空线路的公共汽车、内陆水运（视用途而定）	空运和海运、长途运输卡车和无架空线路的公共汽车、内陆水运（视用途而定）
供热	在隔热良好的建筑物内以及工业应用热泵低温加热	带有明显隔热限制的既有建筑内燃料电池 CHP	带有明显隔热限制的既有建筑和带有备用锅炉的混合供热系统
	直接用电的高温供热（电阻加热、等离子等）	难以通电的应用情况下的高温过程热	难以通电的应用情况下的高温过程热
工业		合成氨；直接降低钢铁生产过程中的铁矿石用量	有机基础化学品的碳源
电力	短期储能	长期储存以及燃气发电厂和氢燃烧发动机内的再次转化	长期储存以及燃气发电厂的再次转化
商业、贸易、服务	建筑、农业和物流中的固定和部分移动电力应用	建筑、农业、物流和军事中的移动电力应用	建筑、农业、物流和军事中的移动电力应用

* 可能包含部分直接可再生能源，如太阳能热发电。

** 可能包含部分通过生物质实现的直接可再生能源使用。

*** 除非另外注明，否则将用于燃料电池。

注：部分方法仍在开发中。此表未包含所有应用情况。

我们的汇总基于 acatech 等(2017b)；Blesl 等人(2015)；DECHEMA (2017a)；dena (2017a:8)；dena (2017c)；IEA (2015)；IEA (2017)；IFEU 等(2016)；Larfeldt 等人(2017)；Öko-Institut 等(2015)；Steward 等人 (2009)；FENES 等(2014)；Fh-ISI 等(2017a)；Fh-ISI 等.(2017b)；Fh-IWES/IBP (2017)；UBA (2016)。

2

为了获得成本效益，电转气和电转液设施需要廉价的可再生能源电力和长时间满负荷运行。多余的可再生能源将不足以满足合成燃料生产的能源需求。

必须满足两个条件，才能使电转气和电转液生产设施经济可行地运行：每年满负荷运行时间必须足够高，而可再生能源的价格必须便宜。

- 满负荷运行：PtG 和 PtL 设施是资本密集型设施，具有较高的固定成本。因此，每增加一个运行小时对合成燃料的成本有很大影响，因为这关连高昂的固定成本。为了以经济高效的方式运行，PtG 和 PtL 设施每年需要达到 3,000 至 4,000 满负荷运行小时数。²⁶
- 廉价可再生能源电力：由于转化损耗，电价是 PtG 和 PtL 可变成本的主要决定因素。粗略的讲，合成甲烷的能源成本是投入电力成本的两倍。换句话说，如果电力采购成本为每千瓦时 5 欧分，则利用该电力生产的合成甲烷的能源成本为每千瓦时 10 欧分。要得出最终成本数字，必须加上资本成本以及水和二氧化碳的投入成本。因此，廉价可再生能源电力对于电转气和电转液生产设施的经济运行至关重要。

鉴于上述情况，必须在每年 3,000 至 4,000 小时内提供廉价可再生能源电力，以实现经济高效的运行。结果，将无法使用“多余的”可再生能源电力来运行 PtG 和 PtL 设施——许多专家表达过这一理念。²⁷事实上，对未来几年乃至几十年可再生能源发电的估计并没有预见到仅靠“多余产量”就可为合成燃料设施的运行提供足够电量。

²⁶ acatech 等(2015)

²⁷ 例如，Shell (2017) 指出，“利用多余可再生能源发电进行电解在未来具有巨大潜力。”（作者翻译）另请参见 DVGW (2017)、GP JOULE (2017)、VKU (2017)。

- 在全系统平衡盈余的情况下，从整个市场区域来看，可再生能源发电在给定时间点超过了需求。因此，剩余负荷——即需求和波动性可再生能源发电之间的差别——是负的。²⁸迄今为止，德国还没有成功用可再生能源发电满足 100% 需求。²⁹但是，随着可变可再生能源在电力结构中的份额持续增长，往往在数小时内可再生能源就可满足 100% 以上的需求。当风能和太阳能份额占 55% 时，我们可以预期每年约有 1,000 个小时的多余电力生产。当风能和太阳能份额达到 65% 时，我们可以预期每年约有 2,000 个小时的多余生产，而当风能和太阳能份额达到 90% 时，我们可以预期每年有近 4,000 小时的多余生产（见图 4）。³⁰
- 如果出现本地和区域电网阻塞，则由于输电网络尚未充分扩容，可能无法在本地使用可得的可再生能源或将其输送到其他地区。相反，经常发生的情况是，必须进行可再生能源弃电。尽管可再生能源设施通常接入配电网，但在大多数情况下，问题显示在输电网络上。近年来，因限电而造成的电力损失急剧增加。2015 年，德国的总电量损失低于 4.4 太瓦时，其中单石勒苏益格-荷尔

²⁸ 负电价通常被视为负剩余负荷的一个指标。但到目前为止，德国的负电价主要是传统“必须运行”发电厂缺乏灵活性的结果（Energy Brainpool, 2014）。

²⁹ 2016 年和 2017 年分别出现了 97 小时和 146 小时的负电价。相应的，可再生能源在电力消耗中的份额最高，分别达到 86% 和 88.6%（Agora Energiewende, 2017a, 2018）。

³⁰ acatech 等(2015) 确定了 8 种情景下的波动可再生能源份额，并利用 2008 年气象年的平均负荷计算了多余发电小时数。他们的方法没有考虑欧洲范围内的电力交易。

斯泰因州就出现 3 太瓦时损耗。³¹如果石勒苏益格-荷尔斯泰因州政府在不扩大其输电网络的情况下实现其 2025 年风能目标，则由于无法将多余的电力输送到其他地方，则该州可能必须每年限电达 1600 小时。³²

根据这一初步评估，可用的多余电量不足以支持德国 PtG 和 PtL 生产设施的运行。³³而且，如果这些设施建成，在市场上将与本地可转换负

发生。请参见 GP JOULE (2017); Ecofys/Fh-IWES (2014); 另请参见 ChemCoast (2013)。

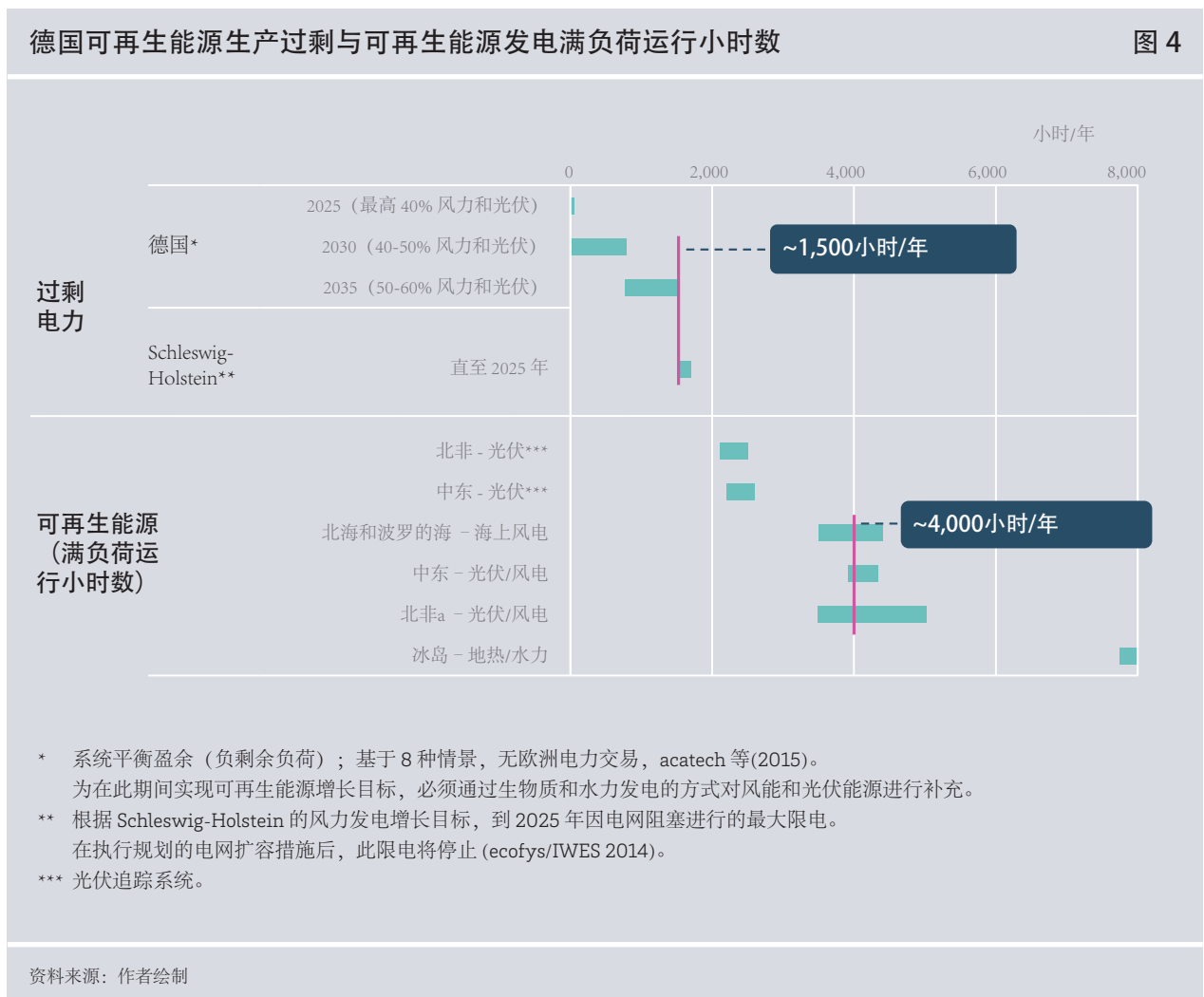
31 Agora Energiewende (2017c)

32 然而，一旦计划的网络扩容完成，这种限电将不再

33 现存设施中，化石电力或认证的可再生能源电力的使用将大大恶化合成燃料的总体气候足迹。更多信息，请参见下文。

德国可再生能源生产过剩与可再生能源发电满负荷运行小时数

图 4



荷（往往成本相当低，例如电转热、储能和工业应用）就灵活性展开竞争。³⁴

因此，使用多余可再生能源不足以作为脱碳策略。

如果要通过加强部门之间的整合（即“部门耦合”）和提高对可再生能源的使用来对供热和交通部门进行脱碳，则必须增加可再生能源发电。否则，可再生能源只会从一个部门转移到另一个部门。随着供热和交通部门使用多余可再生能源，电力部门的可再生能源将短缺。³⁵但是，真正的清洁能源转型需要所有部门脱碳。本研究的主要假设是，只有额外投资可再生能源设施时，才有可能进行合成燃料的生产。这些燃料成本必须覆盖增加可再生能源发电的总成本。

为了生产合成燃料，必须在德国（海上风电场）或北非和中东（陆上风力发电机和/或光伏装置）建造可再生能源发电厂。

³⁴ GP JOULE (2017); acatech 等(2015); Michaelis 等人(2016)。未来仍将需要高度的灵活性。PtG 设施是否可以以及如何才能在多用途应用（如果需要，(BTU, 2017)）中发挥作用需要进一步研究。

图 4 显示了德国和国外可再生能源发电所能达到的年度满负荷运行水平。北非和中东的光伏跟踪系统可达到2,000满负荷运行小时，这些地区的光伏/风力联合发电场可以保证大约 4,000 至 5,000 个满负荷运行小时。北海和波罗的海的海上风电类似（约 3,500 至 4,400 个满负荷运行小时）。未来 10 到 15 年内，相比德国整体或特别是石勒苏益格-荷尔斯泰因州的多余生产小时数，这些设施的运行小时数将多两倍以上。³⁶冰岛的地热/水力联合发电厂几乎全年运行，因此可以实现最长满负荷运行生产。在世界各地，光伏/风力联合发电场可以为 PtG 和 PtL 设施运行提供足够的满负荷运行小时数。在本研究中，除了详细研究地中海地区之外，还研究了巴西、巴塔哥尼亚和索马里等国的一些非常有优势的地点。³⁷然而，问题是，许多有前景的地点不仅远离德国，而且缺乏适当的基础设施。

³⁵ Fh-IWES/IBP (2017); Schill (2016); Öko-Institut 等(2016); acatech 等(2015); Brunner 等人(2016)。

³⁶ 目前的两种情景估计，2050 年电解槽的使用量将分别达到 3,457 和 4,131 满负荷运行小时数 (FNB Gas (2017) 中的“Strom und grünes Gas”和 acatech 等(2017)中的“90 offen”)。

³⁷ Fh-IWES (2017); 有关全球概况，请参见 Fasihi 等人(2016)。

3

最初，欧洲的合成甲烷和石油成本将为每千瓦时 20 至 30 欧分。但若全球 PtG 和 PtL 容量达到 100 吉瓦左右，则到 2050 年，成本可以降至每千瓦时 10 欧分。

一开始，欧洲的合成甲烷和石油生产成本约为每千瓦时 20 至 30 欧分。

如果 PtG 或 PtL 厂站目前开工，要到 2022 年才能上线。但是，由于 PtG 和 PtL 技术仍处于起步阶段，任何新设施都将作为试点项目（市

场启动计划的一部分）运行，因此很可能以欧洲为基地。继而，这将需要来自北海和波罗的海海上风电场的能源。利用现今规划的设施生产合成甲烷和石油的成本将为每千瓦时 20 至 30 欧分（图 5）。如果这些设施建在北非和中东阳光充足或风力充沛的地区，成本将减少

40%。³⁸以更少的成本生产燃料的唯一方法是在冰岛使用地热发电和水力发电来生产。在这种情况下，到 2022 年，每千瓦时约 10 欧分是可行的。因为电力生产成本相对较低，转换技术的产能利用率较高。在冰岛生产合成燃料的潜力是 50 太瓦时。

到 2030 年，成本可能降至每千瓦时 15 欧分左右，到 2050 年降至每千瓦时 10 欧分左右。

在此期间，合成燃料的成本可能会大幅下降。这主要是因为不断壮大的全球市场的学习效应导致可再生能源发电站和转换设施的投资成本下降。另外，水电解效率可能会随着时间推移而增加，从而进一步降低成本。

从中长期来看，从所有出口地区进口合成燃料将比在德国利用海上风能生产合成燃料便宜。但是，这些选项的成本往往随着时间推移而趋同。进口合成燃料所节省的成本取决于各地点的海上风力投资成本

和满负荷运行小时数。³⁹另一个因素是资本成本的差异。为了简单起见，我们假设加权平均资本成本为 6%。但是，在现实生活中，由于政治或法规不稳定，出口国要承受国家特定风险溢价，而这些溢价可能会增加进口合成燃料的成本。例如，12% 的资本成本率将使 2050 年在北非使用光伏/风力联合发电生产的 PtG 的参考成本从每千瓦时 11 欧分提高到 15 欧分。这比在

欧洲使用海上风电生产合成燃料的平均预计成本（资本成本率为 6%）还要高。⁴⁰

如果全球 PtG/PtL 容量达到约 100 吉瓦，则可实现成本降低期望。但这也需要在早期持续大量投资电解槽和 CO₂ 吸收器。

决定合成燃料未来成本的最重要因素是发电成本、生产设施投资和转换设施产能利用率。尤其是液体燃料，运输成本所起的决定作用较小。

虽然全球对可再生能源的投资日益增加，太阳能和风能成本可能继续下降，⁴¹但对 PtG 和 PtL 设施的类似投资水平不会马上出现。需要大量投资来产生规模经济和学习效应，从而降低成本。⁴²为了实现本研究中预计的成本降低，全球电解容量必须达到 100 吉瓦量级（图 6）。与德国情景的比较结果如下：例如，acatech 等（2017b）预测在 2050 年情景下将实现 108 吉瓦的国内电解容量，与 1990 基准年相比减少了 90% 温室气体排放。相比之下，INES 等（2017）给出了完全温室气体中性的“优化系统”情景，这意味着约 350 吉瓦的电解容量。许多情景预测德国在 2030 年之前使用 PtG 的规模不大。⁴³但 acatech 等（2017b）给出了例外情景，其估计到 2030 年的 35 吉瓦电解装机容量将开

38 这假设北非设施与欧洲设施的资本成本相同。由于没有向德国出口 PtG 甲烷或 PtL 具体项目（参见 Reuters, 2017）参照，这些数值只是理论上的。

39 在进口方面，可以预见的是，光伏和电池储能将降低更多成本，从而进一步增加满负荷运行小时数。但这些不在本研究范围内。在超大电解厂也可以看到类似成本削减现象。本研究假设 2020 年每千瓦的具体投资成本约为 660 至 770 欧元。然而，如今在容量为 100 兆瓦或更高的设施中，每千瓦的投资成本可低至 400 至 500 欧元（DLR 等, 2014; IEA, 2017a）。在 5 兆瓦设施中，与电解槽组无关的成本占比将达到 5%。在 100 兆瓦设施中，达到 23%（DLR 等, 2014）。

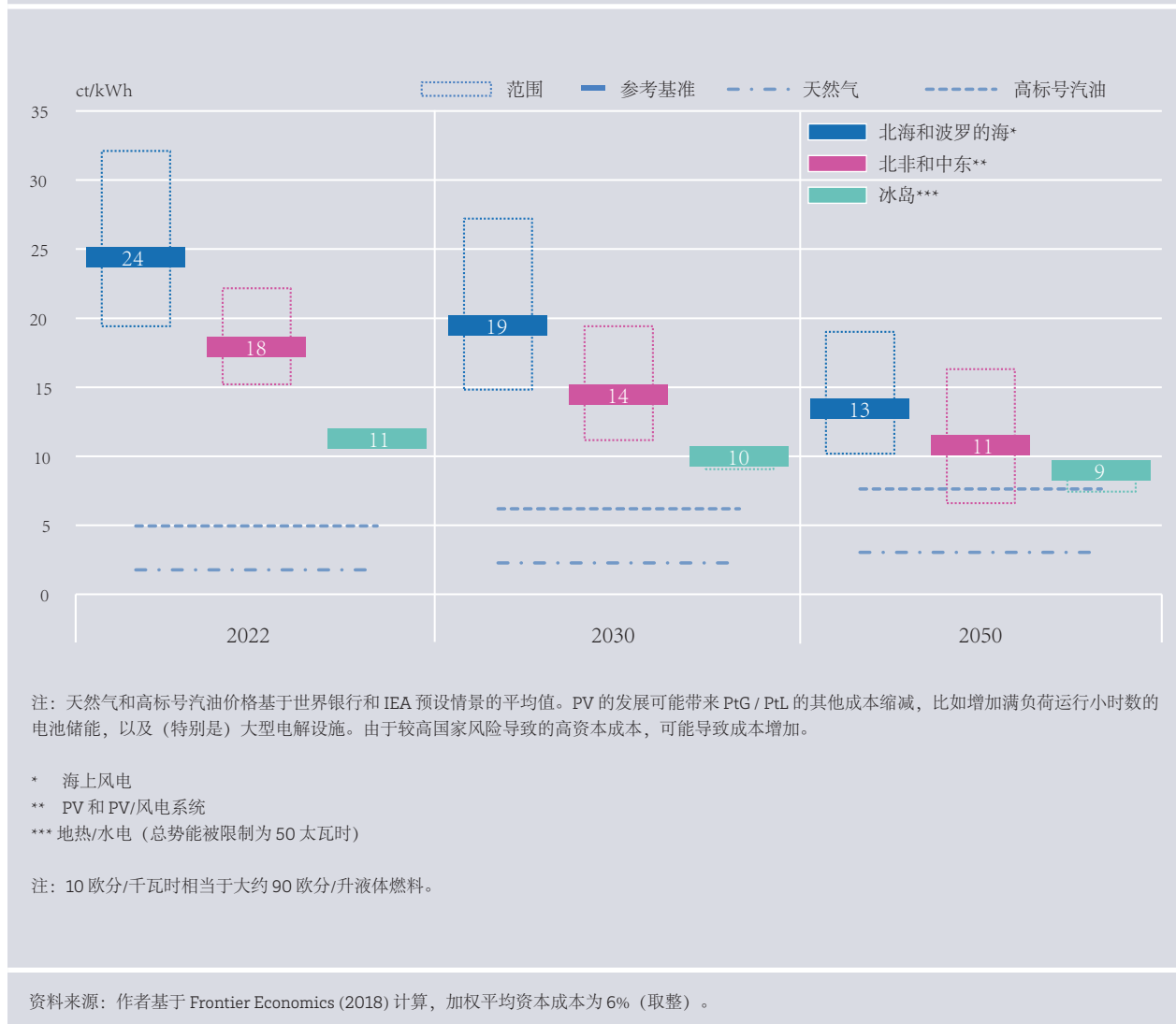
40 预计资本成本对盈利能力估计有决定性影响。可以使用 Agora 网站上的 Excel 工具对其进行调整。Ondraczek 等人（2015）计算出摩洛哥的加权平均资本成本率为 11.8%，阿尔及利亚为 10.5%，沙特阿拉伯为 8.6%。实际上，爱马仕保险等国家担保有助于降低资本成本（Temperton, 2016）。当前关于合成燃料进口的研究通常假设资本成本率不到 8%。MWV 等（2017）预测资本成本率是 2% 或 7%，而 dena（2017b）认为资本成本率是 4%。

41 IRENA（2016）。

42 Schmidt 等人（2017a）。

43 请参见 AEE（2016）。

合成甲烷和液体燃料成本，单位：欧分₂₀₁₇/千瓦时最终产品（不包含入网费和配送成本） 图 5



启动大规模制氢时代，并开启清洁能源转型的新阶段。⁴⁴

要使多数人负担得起合成燃料，需要 100 吉瓦电解容量，这相当于全球目前约 20 吉瓦装机容量

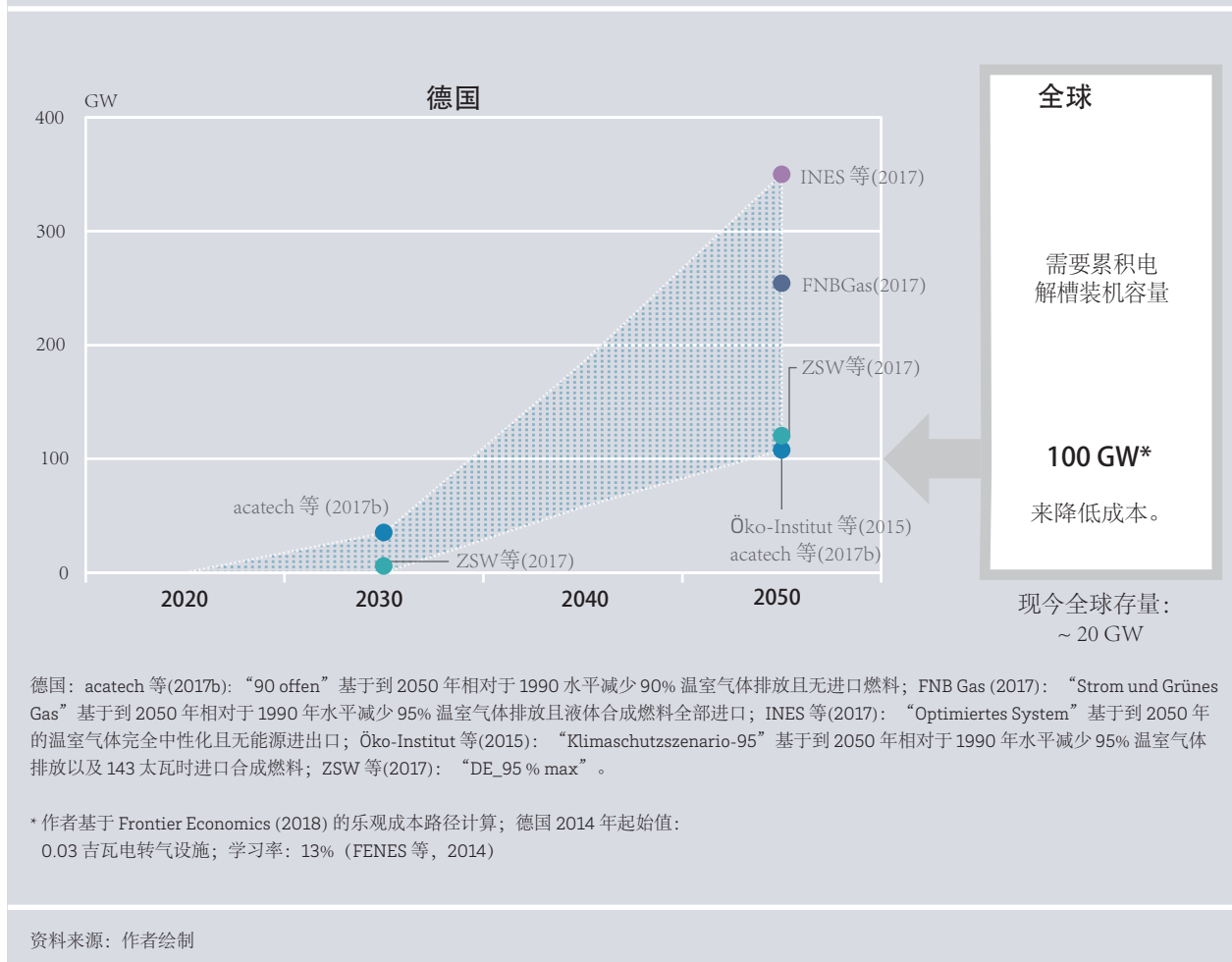
44 另请参见 ZSW 等(2017)，其预测 2030 年需求为 5-10 吉瓦；以及 dena (2017a)，其预测 2030 年需求约为 40 太瓦时。

量增加五倍。⁴⁵到 2050 年，这样的容量增加将耗资 100 亿至 1,000 亿欧元。这一很宽的范围表明技术进步方面的不确定性。⁴⁶电解成本中

45 这主要涉及碱性电解。

46 可能路径及成本范围较大,其中一个原因就是学习率和起始值的多样性。虽然在德国的讨论通常使用基于德国现有少量 PtG 电解厂 (<0.1 吉瓦) 的起始值,但 Schmidt 等人 (2017b) 比较了全球学习曲线,并使用全球电解容量 (约 20 吉瓦) 作为起始值。从以往碱性电解数据中获得的学习曲线是否可以应用于新技术,

用于成本缩减的德国 PtG 和 PtL 装机电解容量和累积全球装机电解容量，单位：千兆瓦 图 6



增加了甲烷化和 PtL 设施建设的投资成本。如果甲烷化和 PtL 生产要依靠可持续碳源，那么从空气中捕获碳（直接空气捕获）技术必须在商业上可行。⁴⁷由于直接空气捕获试验设施仍处于早期试验阶段，因此这些技术的当前成本假设充满不确定性。总而言之，要使大多数人负担得起合成燃料价格，全球必须达到 100 吉瓦大关。这一挑战具有多项技术和财务障碍。但

正如下文所解释的那样，最大的障碍是政治障碍。

在德国生产合成燃料的更小和更加去中心化的方法不是本研究的重点。⁴⁸尽管它们也很可能会受益于转化技术的中长期成本降低，但预计不会显著增加容量。成本降低主要取决于全球总累积电解容量。

例如 PEM 电解 (Schmidt, 2017a) 或潜在无膜电解 (Esposito, 2017)，也不确定。

47 请参见第 4 章。

48 “小”在这里是一个模糊的概念。实际上，它可以描述许多不同大小的设施，甚至可能包括为单户住宅设计的超小型发电机。请参见 Energiezukunft (2015) 和 dena (2016)。

但是，如果没有政治干预或高二氧化碳定价，不太可能投资合成燃料生产，因而也不太可能使成本降低。这是因为生产合成燃料的成本高于类似功能化石燃料的成本。

PtG 和 PtL 作为脱碳技术，在气体燃料或液体燃料比可再生能源电力更适合领域更适合。与风能和太阳能不同的是（在世界许多地区，风能和太阳能的生产成本低于化石能电力的生产成本），没有适当的政治框架，PtL 和 PtG 不太可能比石油和天然气更便宜，如图 5 中世界银行和国际能源署的价格情景所示。原因在于现有石油和天然气储量仍然丰富，易于开采。如果全球对石油和天然气的需求保持不变，甚至随着风能和光伏电站为市场带来越来越多的电力而下降，那么化石燃料将不会在短期内出现短缺。

只有采取适当的政治措施，PtG 和 PtL 才会得到广泛应用。其中一项措施是将碳排放信用额度的价格提高到每吨 CO₂ 80 至 100 欧元，以反映化石燃料燃烧所造成的实际危害。其他措施包括引入燃料添加剂指南⁴⁹或市场加速计划。⁵⁰这些手段是使合成燃料脱离试验阶段并降低其生产成本所必需的。

氢气的生产成本比合成甲烷的生产成本低 50% 左右，但需要新的基础设施和氢动力终端应用。

合成甲烷或液体燃料的替代品是它们的共同化学前体：氢。氢比甲烷或液体燃料更容易生产，效率也更高。考虑：制氢成本比在同一地点生产合成甲烷的成本低约 50%。最初，北非

的制氢成本为每千瓦时 10 欧分。到 2050 年，成本可能降至 5 欧分（图 7）。

氢的缺点在于，与合成甲烷或其他合成液体燃料相比，使用氢需要对能源系统进行更多改造。这是因为现有基础设施在涉及到氢时其应用受到限制。不仅需要基础设施进行昂贵改造，而且还需要改变燃气和燃料终端应用。⁵¹德国目前的燃气供应网络可耐受的氢气比例为 10%（按体积计）。⁵²有消息称将来系统耐氢性会提高到 15%（按体积计）。⁵³耐氢性的任何提高都可能要求进行昂贵改造，或安装氢气专用的本地或区域性基础设施。⁵⁴

但是，在氢气能够在德国配送和使用之前，必须先传输到德国。尚不清楚如何组织天然气掺氢后通过国外输送系统运营商的管道进行运输。正在考虑的替代选项包括将氢气转化为液体，⁵⁵将其与有机载液混合，⁵⁶或将其转化为氨气⁵⁷后用油轮运输。无论如何，氢的大规模使用

51 燃气轮机、储能和 CNG 汽车的耐氢性尤其重要。请参见 Müller-Syring 等人(2014)。

52 过去，城镇燃气中的氢气含量超过 50%，这些燃气通过基础设施配送到各户，而部分基础设施今天可能仍然存在。但是，这种经验并不适用长途运输管道（Shell, 2017）。

53 DBI-GUT 等(2017)。

54 氢气专用区域管道在德国很少见，目前正在研究之中。一旦建成，当地的氢气网络就可以互连贯通（Dena, 2016; DVGW, 2017; Shell, 2017）。FNB Gas (2017) 描述了一种有多条单独管线的情景，一条管线用于向工业和运输公司输送氢气，另一条管线用于向各户配送甲烷。

55 川崎重工计划在 2020 年前引进此类船舶（《LNG 世界海运》，2017）。关于液化氢的转化损耗，请参见 Fh-IWES (2017)。

56 Preuster 等人(2017)。

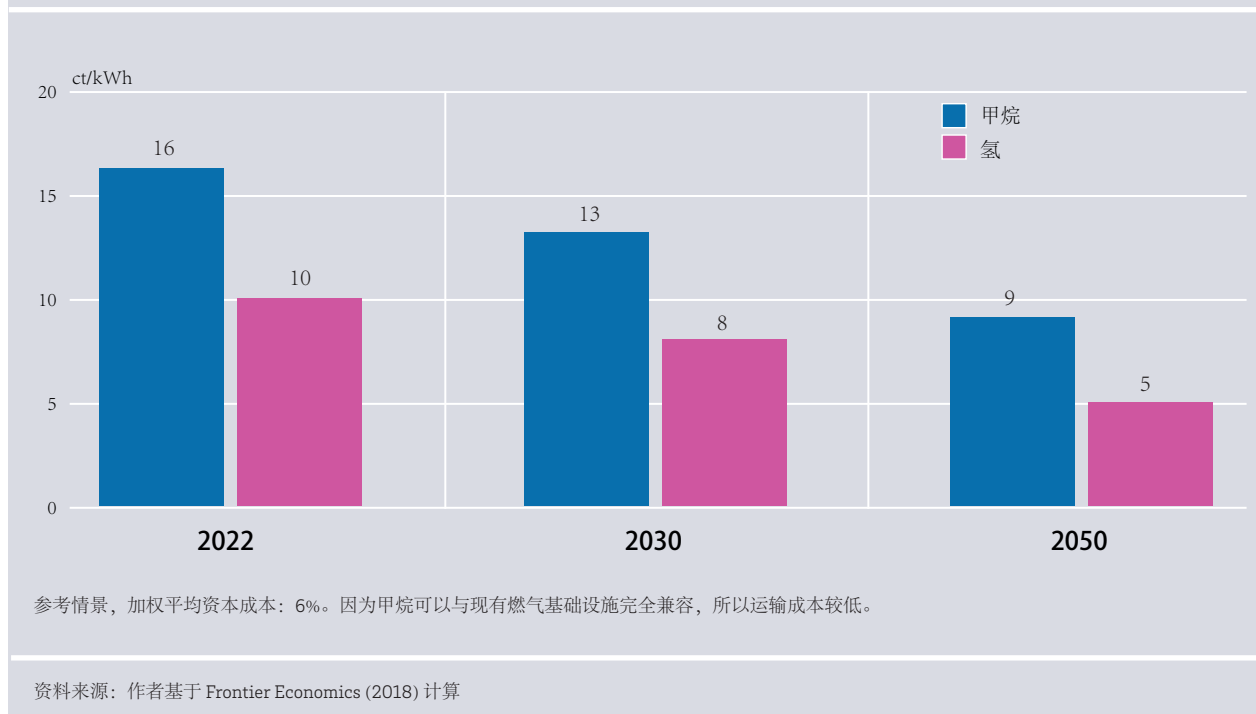
57 Turner (2017)。Grinberg Dana 等人(2016) 深入分析了如何将氮气用作氢气的液态载体，认为它作为燃料可提供最佳的能量平衡。另请参见 IEA (2017a)。

49 请参见第 7.2 节。

50 请参见第 4 章。

北非 PV 合成甲烷和制氢成本（不包含运输至德国的成本），单位：欧分₂₀₁₇/千瓦时

图 7



将需要全球性的氢基础设施。随着全球脱碳领域国际合作的发展，有充分理由要求建立此类基础设施。⁵⁸虽然单独氢基础设施的成本比使用现有天然气管道高，但这一路线将避免从空气中捕获碳的需要与可行性问题。

问题在于如何最好地开发一条从化石燃料改为合成氢、合成甲烷和液体燃料的途径，以最大限度地利用现有资产，同时将系统总成本降到最低。

从长远来看，合成燃料的全球市场价格将会出现。

根据其他市场的发展情况，价格可能会超过本研究所述的发电成本。部门使用合成燃料的意愿取决于化石燃料的 CO₂ 定价以及直接可再生能源替代品或直接电力替代品的可获得性和成本，但具体情形在各部门之间差异很大。⁵⁹各个部门脱碳的压力越大，合成燃料的长期竞争力就越大。⁶⁰

⁵⁸ DBI-GUT 等(2017)。南澳州政府提出了使该地区成为氢气出口区的氢气路线图（南澳州政府，2017）。

⁵⁹ 请参见上表 1。

⁶⁰ dena (2016)。

4

我们需要就石油和天然气的未来达成共识，致力于逐步淘汰化石燃料，优先考虑高效的替代技术，引入可持续性法规，并为合成燃料生产创造动力。

合成燃料不是一种替代能源，而是低转化损耗技术（如电动汽车和热泵）的一种补充。在这方面，特定应用目标是关键。

逐步淘汰石油和天然气对于缓解气候变化和实现清洁能源转型至关重要。鉴于这种逐步淘汰所带来的巨大挑战，政府和行业领导者必须达成共识，并承诺采取行动。⁶¹必须制定规则，逐步淘汰石油和天然气，代之以碳中性替代品。在此需要强调的是，使用碳中性燃料不能一对一地进行替代。由于巨大的转化损耗，这种方法将在效率、能源需求、土地需求、成本以及全球清洁能源转型的成功方面带来重大缺点。尽管它们不是电力应用和可再生能源电力的完全替代品，但合成碳中性燃料很可能会成为某些地区必不可少的补充能源。⁶²因此，重要的是为有竞争力的成本中长期可得性提供基础。这有赖于长期规划的监管工具，能够推动 PtL 和 PtG 投资，才能成功。建立可靠的规划决策基础将取决于三个因素：即采用明确的逐步淘汰路径、透明法令以及鼓励在每个部门使用最有效的技术。此外，必须制定可靠的市场加速计划，以可持续生产合成燃料。

降低燃料的特定二氧化碳排放（例如《欧盟燃料质量指令》）或增加可再生能源份额（例如《欧盟可再生能源指令》）的现有工具已在加强化石燃料的逐步淘汰和碳中性替代品的引入。在《欧盟可再生能源指令》修订版中特别提到了直接电力应用和合成燃料。表 2 概述了德国和欧洲有关减少燃料二氧化碳排放的立法。在国际层面，还必须加大二氧化碳减排努力，特别是国际民用航空组织（ICAO）⁶³和国际海事组织（IMO）。德国政府需要对国际参与者施加更多压力，以减少能源排放。

下面描述了一些导向性观点，以就石油和天然气的未来建立共识，但更详细的分析不在本研究范围内。我们在此关注的是合成燃料的可持续性要求。

淘汰石油和天然气的第一步是减少化石燃料的使用。

石油和天然气资源存量仍然大量存在，但为了达到《巴黎协定》规定的气候目标，大量矿物燃料储量必须留在地下。⁶⁴因此，必须采取政策措施，逐步减少化石燃料的使用总量和排放总量。德国政府 2000 年与核电厂运营商达成的协议就是一个例子。该协议规定每个工厂在关闭之前可以继续生产经营，从而使电厂确保逐步淘汰工作具有灵活性与可管理。⁶⁵

61 Agora Energiewende (2016)。

62 请参见表 1。

63 有关 ICAO 气候变化减缓工具 CORSIA 和航空业 ETS 系统的更多信息，请参见 Ceruology (2017) 和 ICCT (2017)

64 IPCC (2013)。

65 更多关于如何将核能共识作为煤炭共识范例的信息，请参见 Agora Energiewende (2016)。

推动有效替代石油和天然气的激励措施

正如我们指出的那样，合成燃料无法一对一地替代石油和天然气。尽管这推动了对合成燃料的需求，但鼓励在私人汽车中使用合成燃料却是说不通的。在缓解气候变化方面，电动化是一个更有效的方案，从中期来看，也是一个更实惠的选择。重要的是不要削弱现有能效立法，例如通过将合成燃料计入轿车与轻型车二氧化碳排放目标的欧盟指令。⁶⁶到 2030 年，纯电动汽车的总成本可能已经比内燃机汽车更实惠⁶⁸，从而促使消费者购买电动汽车。如果政府为了改善空气质量和减少碳排放而实施取缔内燃机汽车的计划，这一趋势将得到加强。⁶⁹

在建筑部门，如果在燃气和燃油锅炉中使用合成燃料的可能性降低了接受绿色改造的建筑物数量，那么将不会达到预期效果。⁷⁰考虑到建筑物的使用寿命长，情况尤其如此。首先，合成燃料比热泵需要更多的电力。⁷¹另一个原因是，全球市场以及各部门之间未来的需求竞争使人们无法确定用于燃气或燃油锅炉的合成燃料是否会比直接用电或可再生能源便宜。绿色改造可让供热技术保有选择余地，并在成本降低期望没有实现的情况下提供更大的灵活性。⁷²

66 在关于减少汽车和轻型多用途车 CO₂ 排放的欧盟指令的背景下，将碳中和燃料计入气候目标会减慢汽车的电气化速度，从而对减缓气候变化产生不利影响（EU，2009a）。

67 有关汽车和轻型多用途车 CO₂ 排放管制的未来的更多信息，请参见 Agora Verkehrswende (2018)。

68 请参考 Öko-Institut (2018)。

69 例如，加利福尼亚州最近的一项立法提案要求到2040年该州售出的所有新车和轻型多用途车都必须实现零排放（Kane，2018）。

70 Langenheld/Graichen (2017); Fraunhofer IWES/IBP (2017)。

71 图 3 中的示例显示了一个燃气冷凝锅炉，其合成甲烷所需的可再生能源电力是热泵（年性能系数为 3）的 6 倍。

72 IFEU 等（进行中）。

增加合成燃料使用份额的特定应用目标

对于不适合大规模使用直接电力或直接可再生能源的应用，合成燃料可以作为重要的补充。政府应讨论如何根据地区特点引入合成燃料配额。例如，有空运和海运情况下，提高合成燃料水平很合情理。

针对电力合成燃料的特定应用目标使投资者能够进行长期规划，并通过研究、开发和推广来降低成本。⁷³合成燃料的理想投资者可能是那些财力雄厚且仍能从化石燃料中获得可观利润的参与者。应当采用均衡良好的政策工具来逐步淘汰石油和天然气，并引入碳中和替代品，对跨部门经济活动向投资者发出正确信号⁷⁴。⁷⁵同时，政府必须通过资助试点设施来促进技术发展。创建符合严格可持续性法规的设施将为后续投资奠定基础，并积累经验。

引入合成燃料的激励措施必须辅之以具有约束力的可持续性标准。最重要的是，需要立法来保证相对于化石燃料基准线的最低温室气体减排水平。

具有约束力的可持续性法规将确保 PtG 和 PtL 燃料不会对气候造成不利影响，并鼓励长期规划

合成燃料的市场激励措施只有在与强制性可持续性法规紧密结合的情况下才对气候政策有意义。这是欧盟从粮食作物中获取生物燃料的过程中吸取的经验教训。起初，配额增加了需求，并使生产能力的大规模增长成为可能。直到后来人们才担心环境和社会影响，从而导致

73 Schmidt 等人(2017a)。

74 在理想情况下，碳定价还将促使非 ETS 部门也从化石能源转向可再生能源。请参见 Agora Energiewende (2017d)。考虑到创新的外部性，应该假设仅靠碳定价不会创造出建立 PtG 和 PtL 设施所需的研究、开发和长期投资（Mitchell 等人，2011）。

75 DECHEMA (2017a)。

降低燃料中 CO₂ 排放的欧洲和德国相关标准

表 2

法规	规范
修订版欧洲可再生能源指令(RED II)	到 2030 年，运输、供热/制冷以及工业部门所使用的可再生能源电力份额将至少达到 27%；到 2030 年，高级生物燃料在交通部门中的使用份额将至少达到 6.8%，其中包括电力合成燃料；现代生物燃料的温室气体排放与化石燃料相比，至少减少 70%
燃料品质指令 (FQD; 2009/30/EG)	到 2020 年，相对于化石燃料基准的特定温室气体排放将减少 6%
执行 FQD 和 RED 的德国联邦排放控制法案 (BlmSchG)	商品化石和生物燃料的温室气体减排目标：2015 年为 3.5%；2017 年为 4%；2020 年为 6%
第 37 条德国联邦排放控制条例 (37.BlmSchV)	从 2018 年开始，符合以下条件的电力燃料也被归为温室气体减排目标范畴：非生物源产生的电力；未接入电网；或为防止可再生能源发电站限电而接入电网
第 38 条德国联邦排放控制条例 (38.BlmSchV)	设置商品高级燃料的最低份额（包含电力燃料）：2025 年开始时为 0.5%，2020 年开始时为 0.05%，且超过 20PJ
生物燃料可持续性条例 (Biokraft-NachV)	确定生物燃料温室气体减排最低标准
能源产业法 (EnWG)	如果有至少 80% 的电力、一氧化碳和二氧化碳来自可再生能源，则将合成甲烷和氢定义为“生物燃气”

资料来源：作者概述

更严格可持续性标准的引入。⁷⁶对生物柴油和生物乙醇温室气体水平进行的间接土地使用变化关键性分析发现，这些燃料对环境的益处远低于最初设想。⁷⁷为了评估全球 PtG 和 PtL 燃料脱碳潜力，需要在五个领域制定具有约束力的可持续性标准（表 3）。启动使用直接电力的应用（尤其是电池制造和其原材料的开发）也需要可持续性标准。⁷⁸

最低温室气体减排水平

为了在生态上可行，整个合成燃料生产链的温室气体排放量应比化石燃料低至少 70%。100% 温室气体中性是不可能的。甚至风能和太阳能电力的生产也会释放出少量温室气体。欧盟委员会对可再生能源指令的拟议改革使用了 70% 的标志。合成燃料也应满足这些最低要求。减排量是根据所用电力和二氧化碳源的温室气体强度计算的。

增加可再生能源电力

为了使温室气体排放接近中性，整个生产过程（包括水处理）的电力必须来自可再生能源。这意味着要增加专门用于燃料生产的可再生能源发电站。这些发电站不应与电网耦合，其发电不应计入可再生能源在电力结构中的份额。⁷⁹在发展中国家生产合成燃料以出口到工业国时，引发了一个关键问题：当最好的风能和太

阳能发电场址用于生产 PtG 和 PtL 出口产品，导致国内需求只能通过次级、价格可能更高的可再生能源发电站或化石燃料发电厂来满足时，如何防止脱碳速度的下降？⁸⁰

来自大气的二氧化碳

温室气体中性的另一个因素是在获取生产 PtL 和 PtG 燃料所需的二氧化碳时，使用直接空气捕获或可持续生物源。在这两种方法中，就合成燃料的未来而言，直接空气捕获更有前景。可持续生物源二氧化碳的数量有限，在最适合风力发电和光伏发电的干旱地区尤为稀缺。来自水泥和钢铁生产的化石二氧化碳对于 PtL 和 PtG 燃料生产也是一个糟糕的选择，许多人视之为临时解决方案。⁸¹

有几个理由反对使用化石能源二氧化碳。第一，德国的气候目标试图限制碳排放。2050 年的减排目标将温室气体排放限制在最低限度。而且，为工业和农业部门难以避免的排放预设了允许水平。然而，今天的碳捕获技术只适用于工业场址。此处，它是点源，而非像农业中的分散源。

工业提供的二氧化碳能否满足 2050 年德国生产合成燃料所需的二氧化碳？这个问题很重要，因为国际温室气体报告要求国家排放预算应考虑到化石二氧化碳，即使二氧化碳捕获和燃料生产发生在国外。否则，德国燃烧化石燃料产生的二氧化碳将超过排放预算。

76 对欧盟委员会有关可再生能源指令（EU，2018）、当前指南 2009/28/EG（EU，2009b）及其早期版本 2003/30/EG（EU，2003）的改革建议的比较表明，可持续性要求有所提高，传统生物燃料补贴有所减少。

77 其他关键因素是使用农业废弃物生产生物燃料的生态和社会后果。关于各种生物能源使用情景的排放情况，请参见 IFEU (2016)。

78 Öko-Institut (2017a) 和 Cerology (2017)。

79 如第 1.2 节所述，多余可再生电力不能为 PtG 和 PtL 生产提供可靠的基础。增加满负荷运行小时数所需的电网额外电力必须与电力排放因子平衡。高电力需求可以迅速抵消气候效益，并最终释放出比化石燃料更多的排放物。

80 未来研究需要比较全球合成燃料的供需情景。例如，如果大多数欧盟成员国依靠进口合成燃料会发生什么？请参见 IEA (2017a)。

81 Christensen 和 Petrenko (2017) 指出了“重复计算”减排量的风险。例如，用于汽车燃料生产的水泥工业 CO₂ 计入多个相互关联部门（例如水泥工业、燃料生产商和汽车制造商）的温室气体减排目标时，就会发生这种情况。

第二，捕获的 CO₂ 的可用性降低。根据目前的减排措施，全球不太可能实现《巴黎协定》的目标，即将全球变暖限制在比工业化前水平高 1.5 摄氏度。因此，今后需要消除工业部门的温室气体排放，或通过碳捕获与封存 (CCS) 技术将其捕获和置于地下。⁸²

第三，必须投资直接空气捕获。只要水泥和钢铁工业可提供低成本的二氧化碳，对直接空气捕获 (DAC) 技术的投资就无法达到快速降低成本所需的规模。本研究预测 2030 年之前每吨二氧化碳的 DAC 成本为 145 欧元，此后每吨二氧化碳的 DAC 成本为 100 欧元 (图 8)。⁸³

⁸² ZEP (2017)。

⁸³ 有关水泥工业 CO₂ 捕获成本估算，另请参见第 6.2.3.4 节和可下载的 [Excel 工具](#)。作为 Nordic Blue Crude 项目的一部分，Climeworks (2017) 引用的 DAC 技术已为更广大的公众所熟知。Dena (2017b) 设置相同的技术，但预计成本会更高，每吨 CO₂ 约 200 至 400 欧元。

另一个问题是，将温室气体排放从一个部门转移到另一个部门是否会减轻脱碳压力。结果，受益部门 (例如，建筑材料部门) 的创新动力减弱。

与直接空气捕获有关的第三种风险是：DAC 工厂有很大的地理生态足迹，这必须纳入初期的规划阶段。(此外，将利用二氧化碳排放生产 PtG 和 PtL 的工厂转化为 DAC 工厂的成本很高。) 尽管在北非和中东找到可用空间不难，但在欧洲人口稠密的地区却很难。假设一个 PtG 或 PtL 工厂从北海或波罗的海的一个大型海上风电场中提取 1 吉瓦的标称负荷。直接空气捕获二氧化碳需要有 0.19 到 1.28 平方公里的面积 (表 4)，⁸⁴约 27 到 180 个足球场大。

⁸⁴ 此成本范围是由于研究人员提供的数据不同造成的 (APS 2011; Climeworks 2017)。在这里，我们假设满负荷运行小时数为 4,400，电-> H₂ 的效率为 67%，H₂->甲烷/PtL 的效率为 80%。

合成燃料生产过程中的相关可持续性概览

表 3

最低温室气体减排水平	整个合成燃料生产链的温室气体排放量必须比常规化石燃料少 70%。
其他可再生能源发电	整个生产过程 (包括水处理等) 中的用电必须来自额外可再生能源发电站。如无法实现此目标，则必须对各种电力结构的排放进行平衡抵消。
来自可持续大气源的 CO ₂	仅从空气中或可持续生物气体源捕获的 CO ₂ 可实现碳中性 CO ₂ 闭式循环。如无法实现，则必须将所有 CO ₂ 排放计算在内。
水和土地的可持续使用	电解用水处理不得对水源造成负面影响。生产场地不得位于自然保护区或其他敏感地区 (如具有高生物多样性的栖息地)。
燃料生产的社会可持续性	合成燃料生产不得对当地社区造成负面影响。当在发展中国家进行燃料生产时，其中一部分收入必须用于本地的可持续性发展。

资料来源：作者绘制，根据 Öko-Institut (2017b) 修改

CO₂ 生产成本估算，单位：欧元₂₀₁₇/吨 CO₂

图 8

	现在	2030	2050
用于 PtG* 的直接空气捕获	145	102	100
德国水泥业	33		
冰岛水泥业	17		

* PV, 北非, 参考

Frontier Economics (2018)

可持续性水和土地使用

相比之下，许多有利于光伏发电和风力发电的地区都有土地可供使用，但缺乏淡水。在燃料生产过程中，电解需要淡水，因此也必须建造海水淡化厂。在这方面，生产国必须注意可持续发展。发展中地区的燃料工厂使用大量淡水，而当地社区没有足够饮用水，这是不可接受的。此外，必须注意避免大型工业设施置换现有或利润较低的土地使用形式。对于用于粮食生产的土地尤为如此，而且还包括定居点空间和保护濒临灭绝动植物的自然保护区。

社会可持续燃料生产

重要的是，燃料生产不应当地社区产生负面影响。在发展中国家，一部分生产收入必须用于可持续发展。当北非和中东国家为德国生产合成燃料时，应努力确保给当地居民带来包容性好处。

合成燃料可能作为石油和天然气出口国后化石燃料时代的商业模式

如果遵守了石油和天然气共识中达成的可持续性标准，则合成燃料的出口可为在经济上主要依赖化石燃料出口的生产国带来重大好处。这是因为，在全球努力将气候变暖控制在 2 度范围内的情况下，化石燃料收入可能会下降。收入下降将对就业、国家预算、化石燃料的现有

补贴、政府与社会之间的关系以及整个地区的政治稳定产生重大影响。⁸⁵在地中海南部，人口迅速增长、失业率居高不下以及全球变暖的直接影响日益加剧，情况更加恶化。⁸⁶

尽管这些讨论的势头才刚刚兴起，⁸⁷但沙漠科技 (Desertec) 项目已思考了近十年。⁸⁸ Destecec 项目旨在利用来自阳光充足的沙漠的可持续能源，希望建立一个输电系统，将太阳能从地中海南部输送到欧洲。⁸⁹ 但该项目设想的高压直流输电系统尚未成型。

地中海南部的合成燃料生产可提供与 Desertec 项目相似的好处。对于出口国而言，最大的好处在于通过生产可再生能源发电组件以及建设和运营可再生能源发电站提高经济生产率。⁹⁰ 建造更多的 PtG 和 PtL 生产工厂可能会带来类

85 今天的低油价给石油出口国的国家预算已经带来巨大压力。请参见 Jalilvand (2017)。

86 Dii (2013); Lelieveld 等人(2016)。

87 Fasihi 等人(2017); dena (2017a, b) ; MWV 等 (2017)。

88 Werenfels/Westphal (2010)

89 Desertec 项目的最初概念是可以选择运输电力或氢气。之所以做出电力决定，是因为将氢气重新转化为电力存在转化损失。(Düren, 2017)。

90 Dii (2013)。

使用 1 吉瓦海上风电场进行 PtG 或 PtL 生产时，从空气中捕获 CO₂ 的用地要求 表 4

km ²	PtG 甲烷	PtL
最小值*	0.19	0.35
最大值**	0.70	1.28

* 每 1 Mt CO₂/年需要 0.4 km²; Climeworks (2017)** 每 1 Mt CO₂/年需要 1.5 km²; APS (2011)

资料来源：作者计算

总结

未来，在直接电力或直接可再生能源非可选方案的应用中，将需要电转气和电转液燃料。但转化厂需要负担得起的可再生能源、长时间满负荷运行和直接空气碳捕获。为了降低工厂运营成本，将需要尽早进行大规模投资。鉴于投资规模庞大，政府和工业界必须协同行动。这意味着就逐步淘汰石油和天然气、有效替代措施的优先级、具有约束力的可持续性法规以及建立引入合成燃料的激励措施等问题达成共识。要做到这一点，我们需要即刻开始发展合适的能源政策工具。

似推动作用。进口国将以相对低廉的成本获得其所需的合成燃料。而且，合成燃料不会像 Desertec 项目那样，出现缺乏通往欧洲的高压输电线路的问题。这是因为合成燃料可以使用现有管道和基础设施进行运输。唯一的例外是氢气，现有基础设施只能部分满足要求。⁹¹

但是，随着脱碳的巨大挑战日益明显，一些地区对使用合成燃料的迫切需要也越来越明显。这正是地中海南部可再生能源生产的用武之地：为全球分工提供一种合理途径，同时帮助确保地缘政治稳定。

91 Düren (2017)。

2. 参考文献

acatech et al. (2015): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien.* Stellungnahme. November 2015, ISBN: 978-3-8047-3503-3

acatech et al. (2017a): acatech, Leopoldina, Akademienunion. „Sektorkopplung“ – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Stellungnahme, November 2017
www.acatech.de/de/publikationen/publikationssuche/detail/artikel/sektorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende.html

acatech et al. (2017b): acatech, Leopoldina, Akademienunion. „Sektorkopplung“ – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems, Analyse, November 2017 (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft)
https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/pdf/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf

AGEB (2017): *AG Energiebilanzen. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015.* Datenstand: 10.08.2017

AEE (2016): Agentur für Erneuerbare Energien. *Metaanalyse: Flexibilität durch Sektorkopplung von Strom, Wärme & Verkehr.* April 2016

Agora Energiewende (2016): *Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors* (Langfassung). Also see the translation: *Agora Energiewende (2016): Eleven Principles for a Consensus on Coal* (Short Version)

Agora Energiewende (2017a): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016.* Analyse

Agora Energiewende (2017b): *Energiewende 2030: The Big Picture. Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte Agenda für die zweite Phase der Energiewende*

Agora Energiewende (2017c): *Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte*

Agora Energiewende (2017d): *Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger.* Hintergrund. Berlin, April 2017

Agora Energiewende (2018): *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017.* Analyse

Agora Verkehrswende (2017): *Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende*
www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/12_Thesen/Agora-Verkehrswende-12-Thesen_WEB.pdf

Agora Verkehrswende (2018): *Die Fortschreibung der Pkw-CO₂-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr*

APS (2011): American Physical Society. *Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs.* June 1, 2011, American Physical Society

BDEW et al. (2016): *Dekarbonisierung mit Gas – Gas kann grün. Gemeinsamer Appell der Gaswirtschaft zum Klimaschutzplan 2050:* 31. Oktober 2016, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., www.bdew.de/media/documents/20161028_KSP_Appell-der-Gaswirtschaft.pdf

Bellona (2017): *The ‚Power to Liquids‘ Trap. Reality Check*, April 2017
network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2017/04/Power-to-Liquids_BellonaEuropa-1.pdf

Blesl et al. (2015): *Strom im Wärmemarkt – Optionen und Einflussfaktoren im Hinblick auf die Erreichung energiepolitischer Ziele*. Institut für Energie-wirtschaft und rationelle Energieanwendung. Präsentation vom 11.02.2015

Brunner et al. (2016): *Wirtschaftliche Perspektiven für Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem, et. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. März 2016
www.researchgate.net/publication/297686591_Wirtschaftliche_Perspektiven_fur_Power-to-Gas_im_zukunftigen_Energiesystem

BTU (2017): *Sektorenkopplung. Vier Infrastrukturen – eine optimale Lösung?* Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg. Mark Kuprat. Im Auftrag von Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, ONTRAS Gastransport GmbH, ENSO NETZ GmbH
[www.enso-netz.de/enso-netz/home_netz.nsf/Ressourcen/15A8EA3A0FF3238BC12581CB004D7648/\\$file/20171024_Studie_Sektorenkopplung_Final.pdf](http://www.enso-netz.de/enso-netz/home_netz.nsf/Ressourcen/15A8EA3A0FF3238BC12581CB004D7648/$file/20171024_Studie_Sektorenkopplung_Final.pdf)

Cerulogy (2017): *What role is there for electro-fuel technologies in European transport's low carbon future? A report for Transport and Environment*.
www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerulogy_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf

ChemCoast et al. (2013): *Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe*. Kurzdarstellung

Climeworks (2017): *Comparison of CO₂ removal approaches*. www.climeworks.com/co2-removal/

Christensen, Adam; Petrenko, Chealsea (2017): *CO₂-Based Synthetic Fuel: Assessment of Potential European Capacity and Environmental Performance*.

Funded by European Climate Foundation and International Council on Clean Transportation.

DBI-GUT et al. (2017): *KonStGas. Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen. Konvergenz Strom- und Gasnetze*. Abschlussbericht
www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Projekte/00_Abschlussbericht_KonStGas_2017.pdf

DECHEMA (2017a): *E-Fuels – Mehr als eine Option*. September 2019. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.
https://dechema.de/dechema_media/WhitePaper_E-Fuels-p-20002780.pdf

DECHEMA (2017b): *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. DECHEMA. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V., Study commissioned by the European Chemical Industry Council
http://dechema.de/dechema_media/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf

dena (2016): *Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Juni 2016

dena (2017a): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Zwischenfazit. Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess*
https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9214_dena-Leitstudie-Integrierte-Energiewende_Zwischenfazit.pdf

dena (2017b): *E-FUELS Study. The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU*. An expertise by LBST and dena. November 2017, Funded by Verband der Automobilindustrie
http://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/verkehr/9219_E-FU-

ELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf

dena (2017c): *Roadmap Power to Gas. Baustein einer Integrierten Energiewende. Strategieplattform Power to Gas*

Dii (2013): *The Economic Impacts of Desert Power. Socio-economic aspects of an EUMENA renewable energy transition*

DIW (2015): *Elektromobilität in Deutschland: CO₂Bilanz hängt vom Ladestrom ab:* in: DIW Wochenbericht 10.2015. Speicher und Elektrofahrzeuge im Stromsystem

DLR et al. (2014): *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck.* LBST, Fh-ISE, KBB Underground Technologies
http://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf

DLR (2017): *Forscherguppe stellt aktuell größte Testanlage zur solarthermischen Wasserspaltung vor.* HYDROSOL_Plant: Wasserstoff aus Sonnenlicht, 29. November 2017, http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-25217/#/gallery/29210

Düren (2017): *Understanding the bigger energy picture. DESERTEC and beyond.* Springer Briefs in Energy, DOI 10.1007/978-3-319-57966-5

DVGW (2017): *Der Energie-Impuls – ein Debattenbeitrag für die nächste Phase der Energiewende* www.dvgw-energie-impuls.de

Energiezukunft (2015): *Power-to-Gas-Anlage für Zuhause.* www.energiezukunft.eu/umwelt/technik/power-to-gas-anlage-fuer-zuhause-gn103415/

Reuters (2017): *Energie plans to go green via biogas and renewable hydrogen.* 4. Dezember 2017, Geert De Clercq
www.reuters.com/article/us-engie-biogas/engie-plans-to-go-green-via-biogas-and-renewable-hydrogen-idUSKBN1DY22D

Ecofys/Fh-IWES (2014): *Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein.* Kurzfassung. Im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Umwelt, Landwirtschaft und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein

Electrive (2017): *Fendt bringt Elektro-Traktor auf den Markt.*
www.electrive.net/2017/09/11/fendt-bringt-elektro-traktor-auf-den-markt/

Esposito, Daniel V. (2017): *Membraneless Electrolyzers for Low-Cost Hydrogen Production in a Renewable Energy Future.* Joule (2017)
<https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.003>

EU (2003): RICHTLINIE 2003/30/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.
http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=uriserv:OJ.L_.2003.123.01.0042.01.DEU

EU (2009a): VERORDNUNG (EG) Nr. 443/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen; ABl. L 140 vom 05.06.2009, S. 1–15

EU (2009b): RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur

Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG; ABl L 140 vom 05.06.2009, S. 16–62

EU (2018): Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).

[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0767R\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0767R(01))

Fasihi, M., Bogdanov, F., Breyer, Ch. (2017): *Long-term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe – Renewable Energy Based Synthetic Fuels a Net Zero Emissions World.* In *Sustainability* 2017, 9, S. 306

Fasihi, Mahdi, Dmitrii Bogdanov und Christian Breyer. (2016): *Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants.* Energy Procedia, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, 15–17 March 2016, Düsseldorf, Germany, 99 (November): 243–68 <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>

FENES et al. (2014): *Stromspeicher in der Energiewende.* Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. im Auftrag von Agora Energiewende www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf

FENES et al. (2015): *FENES et al. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher.* (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, Regensburg/Hamburg/Berlin www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Windgas-Studie_2015_FENES_GPE_lang.pdf

Fh-IWES (2017): *Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H₂-Importen aus internationalen Vorzugsregionen.* Teilbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf

Fh-ISI et al. (2017a): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.* Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, September 2017

Fh-ISI et al. (2017b): *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw.* Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI)

Flugrevue (2017): *easyJet will Elektroflugzeuge für Kurzstrecken.* www.flugrevue.de/flugzeugbau/easy-jet-will-elektroflugzeuge-fuer-kurzstrecken/735404

FNB Gas (2017): *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland.* Eine modellbasierte Analyse. September 2017. Frontier Economics, IAEW, 4Management, EMCEL, im Auftrag des FNB Gas www.fnb-gas.de/files/fnb_gas_wert_von_gasinfrastruktur-endbericht.pdf

Fh-IWES/IBP (2017): *Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor.* Studie im Auftrag von Agora Energiewende

Frontier Economics (2018): *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.* Study commissioned by Agora Verkehrswende and Agora Energiewende. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics (2018): *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.*

Government of South Australia (2017): *A hydrogen roadmap for South Australia*. September 2017
<https://service.sa.gov.au/cdn/ourenergyplan/assets/hydrogen-roadmap-8-sept-2017.pdf>

GP JOULE (2017): *Akzeptanz durch Wertschöpfung. Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor*. Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben. März 2017

ICCT (2017): International Council on Clean Transportation. *International Civil Aviation Organization's Carbon Offset and Reduction Scheme for International Aviation (CORSA)*. Policy update
www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICAO%20MBM_Policy-Update_13022017_vF.pdf

IEA (2015): *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*. International Energy Agency
www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf

IEA (2017a): *Renewable Energy for Industry. From green energy to green materials and fuels*. International Energy Agency
www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Renewable_Energy_for_Industry.pdf

IEA (2017b): *World Energy Outlook 2017*. International Energy Agency. Paris

ifeu (2016): *Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm)*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes.

ifeu et al. (2016): *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes

ifeu et al. (in Arbeit): *Die Rolle der Energieeffizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorkopplung*. ifeu, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Consentec, im Auftrag von

Agora Energiewende
www.agora-energiewende.de/de/projekte/-agothem-/Projekt/projektdetail/170/Geb%C3%A4udeeffizienz+und+Sektorkopplung/

INES et al. (2017): *Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende*. enervis energy advisors, im Auftrag von Initiative Erdgasspeicher (INES), Bundesverband Windenergie
www.wind-energie.de/system/files/attachments/press-release/2017/erneuerbare-gase-ein-systemupdate-der-energiewende/20171212-studie-erneuerbare-gase.pdf

INFRAS, Quantis (2015): *Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung*. Im Auftrag des Umweltbundesamtes

IPCC (2013): *Summary for Policymakers*. In: Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (Hrsg.), *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Cambridge (United Kingdom), New York (USA): Cambridge University Press

IRENA (2016): *Unlocking renewable energy investment: the role of risk mitigation and structured finance*
www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Risk_Mitigation_and_Structured_Finance_2016.pdf

Jalilvand, D. (2017): *Exploring the nexus: geopolitical and energy transformations in the Middle East, Insights from the forthcoming book "The Political and Economic Challenges of Energy in the Middle East and North Africa"*. edited by David Jalilvand & Kirsten Westphal

Kane, M. (2018): *New Bill Proposed In California Requires All New Passenger Vehicles To Be ZEV By 2040*

<https://insideevs.com/new-bill-proposed-in-california-requires-all-new-passenger-vehicles-to-be-zev/> (letzter Zugriff am 10.01.2018)

Köppel, W. (2015): *Flexibilitätsoptionen durch Konvergenz von Strom- und Gasnetz*. VDE Vortragsreihe „Themen der Energiewende: Speicher der Zukunft“. Karlsruhe, 16.11.2015

Langenheld, A., Graichen, P. (2017): *Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus?*, Kurzanalyse, Mai 2017, Agora Energiewende
www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/positive-effekte-energieeffizienz/Agora_EfficiencyFirst_und_Sektorkopplung.pdf

Larfeldt et al. (2017): *Hydrogen Co-Firing in Siemens Low NO_x Industrial Gas Turbines*. POWER-GEN Europe, Cologne, Germany, June 27- 29, 2017

Lelieveld, J., Y. Proestos, P. Hadjinicolaou, M. Tanarhte, E. Tyrlis, und G. Zittis (2016): *Strongly Increasing Heat Extremes in the Middle East and North Africa (MENA) in the 21st Century*. *Climatic Change* 137, Nr. 1-2 (23. April 2016): 245-60
<https://doi.org/10.1007/s10584-016-1665-6>

LNG World Shipping (2017): *ClassNK releases guidelines for liquefied hydrogen carriers*. 30 March 2017
www.lngworldshipping.com/news/view,classnk-releases-guidelines-for-liquefied-hydrogen-carriers_47105.htm

Maritime Journal (2017): *Energy Efficient Hybrids for Rijkswaterstaat*
www.maritimejournal.com/news101/vessel-build-and-maintenance/ship-and-boatbuilding/energy-efficient-hybrids-for-rijkswaterstaat

Michaelis et al. (2016): *Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor, et. Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. Mai 2016
www.researchgate.net/publication/303437916_Die_

[Einbindung_von_Power-to-Gas-Anlagen_in_den_Gassektor](#)

Mitchell, C. et al. (2011): *Policy, Financing and Implementation*. In: IPCC Special Report on Renewable Energy, Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge University Press

Müller-Syring et al. (2014): *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierter Anlagen*. Abschlussbericht. DBI GUT. DVGW-Förderkennzeichen G 1-02-12

MWV et al. (2017): *Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende*. Korrigierte Zusammenfassung Phase I. Stand 26.10.2017. Status-quo und Technologiepfade, Prognos, Fh-UMSICHT, DBFZ, im Auftrag von Mineralölwirtschaftsverband e. V., Institut für Wärme und Oeltechnik e. V., MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e. V., UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.
www.mwv.de/wp-content/uploads/2017/10/171026_Prognos-Kurzfassung_Fluessige-Energietraeger_Stand_26.10.2017.pdf

Öko-Institut (2018): *Ein Kostenvergleich zwischen batterieelektrischen und verbrennungsmotorischen Pkw als Klimaschutzoption für das Jahr 2030*. Kurzstudie im Auftrag von Agora Verkehrswende

Öko-Institut (2017a): *Strategien für die nachhaltige Rohstoffversorgung der Elektromobilität. Synthesepapier zum Rohstoffbedarf für Batterien und Brennstoffzellen*. Im Auftrag von Agora Verkehrswende
www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Nachhaltige_Rohstoffversorgung_Elektromobilitaet/Agora_Verkehrswende_Synthesepapier_WEB.pdf

Öko-Institut (2017b): *An outline of sustainability criteria for synthetic fuels used in transport*. Policy paper for Transport & Environment

www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sustainability-criteria-for-synthetic-fuels.pdf

Öko-Institut et al. (2016): *Assessing the status of electrification of the road transport passenger vehicles and potential future implications for the environment and European energy system.* Im Auftrag der European Environment Agency

Öko-Institut et al. (2015): *Klimaschutzszenario 2050.* 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 18.12.2015

Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015): *WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power.* *Renewable Energy*, 75(Supplement C), 888–898. Supplementary data <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.053>

Preuster, Patrick, Christian Papp, und Peter Wasserscheid (2017): *Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs): Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy.* *Accounts of Chemical Research* 50 (1): 74–85. doi:10.1021/acs.accounts.6b00474

Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. (2017a): *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study.* *Int J Hydrogen Energy*. 2017 <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

Schmidt, O., A. Hawkes, A. Gambhir, und I. Staffell. (2017b). *The future cost of electrical energy storage based on experience rates.* *Nature Energy* 6 (Juli):17110 <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>

Shell (2017): *Shell Wasserstoff-Studie. Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂. Energie der Zukunft.* Shell Deutschland Oil GmbH

Steward, D. et al (2009): *Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical*

Energy Storage. Technical Report, NREL/TP-560-46719, November 2009

Temperton, I. (2016). *Reducing the cost of financing renewables in Europe.* Agora Energiewende www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/De-Risking/Agora_RES-Derisking.pdf

Turner, Rebecca. (2017). *CSIRO Breakthrough Could Turn Renewable Hydrogen into Export Boom.* Text. ABC News. Mai 11 www.abc.net.au/news/2017-05-11/hydrogen-breakthrough-could-fuel-renewable-energy-export-boom/8518916

UBA (2016): *Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess*

VDE-ETG (2015): *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien.* VDI, ETG Taskforce Wärmemarkt. Juni 2015

VKU (2017): *Erdgasinfrastruktur in der Zukunft: Darauf können wir bauen.* Verband kommunaler Unternehmen e. V., VKU Verlag, Januar 2017

Werenfels, Westphal (2010): *Solarstrom aus Nordafrika. Rahmenbedingungen und Perspektiven.* Stiftung Wissenschaft und Politik

ZEP (2017): *Climate solutions for EU industry: interaction between electrification, CO₂ use and CO₂ storage.* www.zeroemissionsplatform.eu/component/downloads/downloads/1661.html

ZSW et al. (2017): *Power-to-X – Technologien für Übermorgen?* FVEE-Jahrestagung. 09.11.2017, Präsentation von Simon Schwarz www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2017-1/th2017_13.pdf

电力合成燃料的未来成本

引用：

Frontier Economics (2018)：电力合成燃料的未来成本。在 Agora Verkehrswende 和 Agora Energiewende 委托下进行的研究。Agora Verkehrswende、Agora Energiewende 和 Frontier Economics (2018)：电力合成燃料的未来成本。

3. 总结

研究背景、目标和重点

德国政府的目标是到 2050 年将 CO₂ 排放量与 1990 年的排放量相比减少 80% 到 95%。要实现这一目标，就需要在所有部门（包括供热和交通部门）减少 CO₂ 排放。

使供热和交通部门脱碳的一种方案是依靠可再生能源电力产生的合成燃料，包括氢气和合成甲烷、甲醇、汽油和柴油。这种做法的一个关键优势是，从其他国家进口合成燃料相对容易，从而间接进口可再生能源电力。这将能够利用高度有利的地理区域（即风能和太阳能资源丰富的地区）进行可再生能源发电。从而，合成燃料生产成本将比在德国的更便宜。在外国生产也将解决可用于新可再生能源发电厂（例如风力发电厂）的国内场地减少的问题。

鉴于当前有关扩大使用合成燃料的潜力的讨论，Agora Energiewende 和 Agora Verkehrs-wende 委托 Frontier Economics 估算直到 2050 年与进口合成燃料相关的成本。本研究特别关注与进口合成甲烷和合成液体燃料相关的成本。为了进行比较，还估算了在北海和波罗的海使用海上风力生产这些燃料的相关成本。

生产合成甲烷和合成液体燃料的价值链

生产合成甲烷和合成液体燃料的起点是发电。通过电力电解水生产氢，并释放出副产物氧气。在第二个转化步骤中，将氢气和二氧化碳作为原料生产合成甲烷（通过甲烷化）或合成液体燃料（通过费托合成或甲醇合成）。

作为本研究的一部分，考虑了六个不同的发电场地/技术选项：

- 北海和波罗的海的海上风电（用作评估进口合成燃料潜在成本优势的参考点）
- 冰岛的地热/水力发电
- 北非的光伏发电
- 北非的光伏/陆上风力联合发电
- 中东的光伏发电
- 中东的光伏/陆上风力联合发电

成本估算假设甲烷化或生产合成液体燃料所需的 CO₂ 从空气中提取（直接空气捕获）。在本研究中，我们还假设转化工厂专为向德国出口合成燃料而大规模建造。关于北海和波罗的海的海上风力发电，明确考虑了工厂投资成本，而非短期边际成本，即本研究并未假设合成燃料生产是基于系统中的多余电力（“电力盈余”）。

主要发现

我们的成本估算揭示了以下发现：

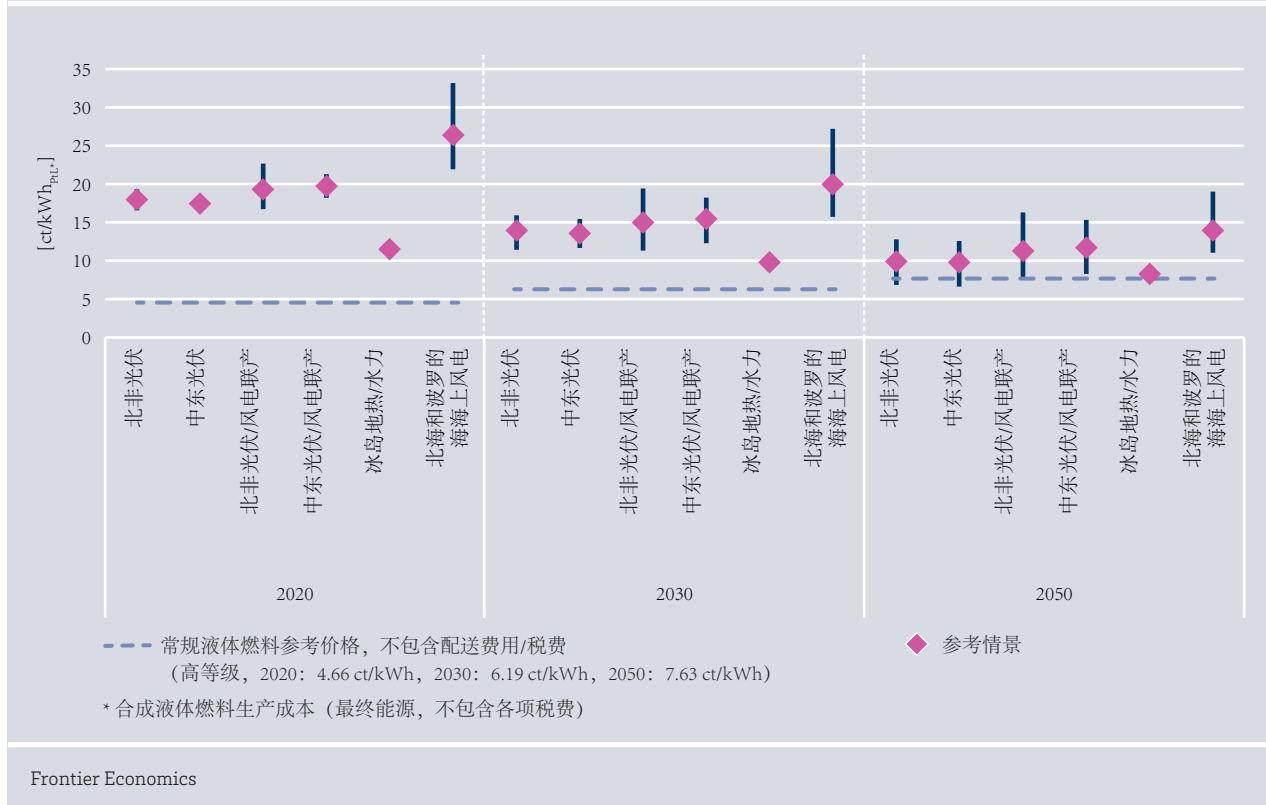
- **合成甲烷/合成液体燃料的成本会随着时间推移而大幅下降**（见图 1 和 2）。这种成本下降首先受到以下因素的推动：由于规模经济和学习效应而导致可再生能源发电厂和转化厂的投资成本下降。以及电解制氢效率随时间而增加。我们估计的成本降低意味着，从中长期来看，合成燃料的成本接近化石燃料成本。
- **各个场地和技术选项的成本随时间而趋同**。这是因为假定光伏发电和海上风力发电的投资成本比陆上风力、地热和水力发电等成熟技术的投资成本下降幅度更大。

- **发电成本是合成燃料成本的基本驱动因素**（见图 3）。发电成本占合成甲烷和合成液体燃料总成本的很大一部分。到 2020 年，发电成本将成为最大的成本构成部分。尽管由于假定可再生能源投资成本减少，预计在 2050 年之前发电成本将下降，但到 2050 年，发电成本将继续占总成本的很大一部分。发电成本对合成甲烷和合成液体燃料成本的巨大影响可以归因于在电解制氢、甲烷化和甲醇合成或费托合成过程中发生的转化损耗。
- **转化厂的利用率和投资成本也是一个重要的成本动因**（见图 4），其代表继发电成本之后的第二大成本组成。



进口合成液体燃料总成本（不包含过网费和配送成本）(ct₂₀₁₇/kWh_{PtL})

图 2



→ **CO₂ 采购成本**: 利用氢气生产合成甲烷和合成液体燃料需要二氧化碳，二氧化碳可以从各种来源（包括生物质、工业过程和地热钻孔）获得，也可以直接从空气中捕获。采购成本因 CO₂ 的来源而差别很大。在我们的成本估算中，我们假设所有国家都从空气中提取所需的 CO₂。因此，我们的估算是基于相对成本最高且大规模使用可能性最大的方法。直接空气捕获还符合 CO₂ 闭式循环的可持续性要求（见下文）。

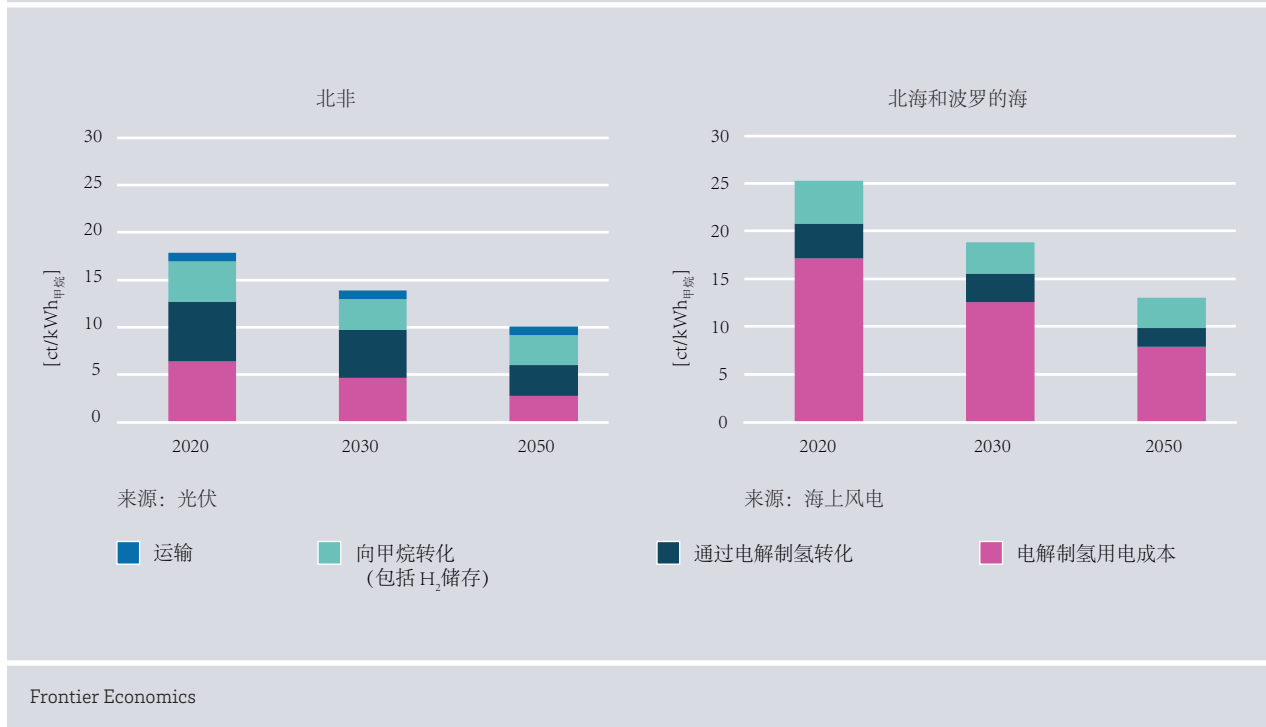
可持续性方面

如果想要进口合成燃料以达到德国这些合成燃料的减排目标，那么在原产国生产这些合成燃料必须符合某些可持续性标准。就这一点而言，以下可持续性方面非常重要：

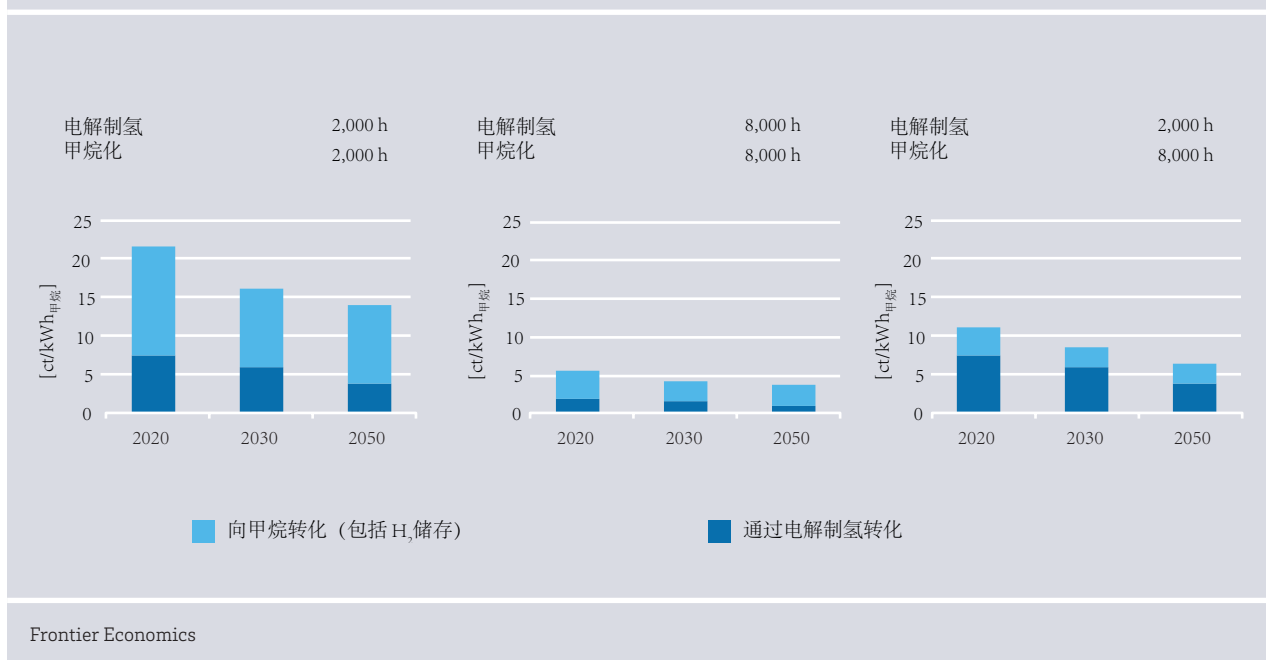
→ **可再生能源发电的额外性**: 额外性考虑的问题是，原产国为生产燃料而进行的可再生能源发电是补充还是替代其他目的而进行的可再生能源发电。

→ **空间的可持续使用**: 另一个可持续性标准是指土地面积的竞争性使用，例如用于建造可再生能源发电厂和转化设施。粮食生产和森林地区的置换问题特别令人关注。但是，在非常干燥的地区，例如北非和中东，预计这不是主要问题。对于所考虑的每个地点/国家，需要专门调查各种用途之间存在竞争的程度。

在参考情景中，北非（光伏）和北海以及波罗的海（海上风电）合成甲烷的生产与运输成本对比 (ct₂₀₁₇/kWh_{甲烷}) 图 3



转化设备负荷系数和投资成本对转化成本的影响 (电解制氢和甲烷生产典型值) 图 4



-
- **生产国的可持续经济发展：**在某些情况下，要求以鼓励生产国经济可持续发展的方式来实现 CO₂ 减排措施。对可再生能源和合成燃料生产技术的投资可能会对经济发展产生积极影响，并且可能特别受目前靠化石燃料出口获取很大一部分国民收入并具有很高可再生能源潜力的国家关注。但是，必须确保出口的合成燃料是真正通过可再生能源生产的，例如通过引入认证体系。
 - **不得使用干旱气候区域内的现有水源：**在诸如北非和中东等干旱气候区，必须保证电解用水取自淡化的海水，而非使用现有水源。
 - **CO₂ 闭式循环：**为了建立 CO₂ 闭式循环，必须从空气、生物质或沼气中捕获 CO₂。在我们的成本估算中，我们假定所有国家生产过程中所需的 CO₂ 均从空气中提取。

总结与展望

我们的成本估算表明，进口合成燃料具有成本优势。这些好处主要归因于，外国发电场址条件比德国更为有利。我们的成本估算还表明，从中长期来看，合成燃料和常规燃料的成本将趋于一致。

我们的成本估算所依据的文献表明，未来成本趋势存在很大的不确定性。这些不确定性体现在不同情景之间的成本差异很大。请读者参考 [Agora 网站](#) 上提供的 Excel 工具，该工具允许用户测试不同的基本假设如何影响成本计算。

4. 研究背景、目标和方法

在本章中，我们将描述研究背景（第 4.1 节）、目标（第 4.2 节）及方法和结构（第 4.3 节）。

4.1 研究背景

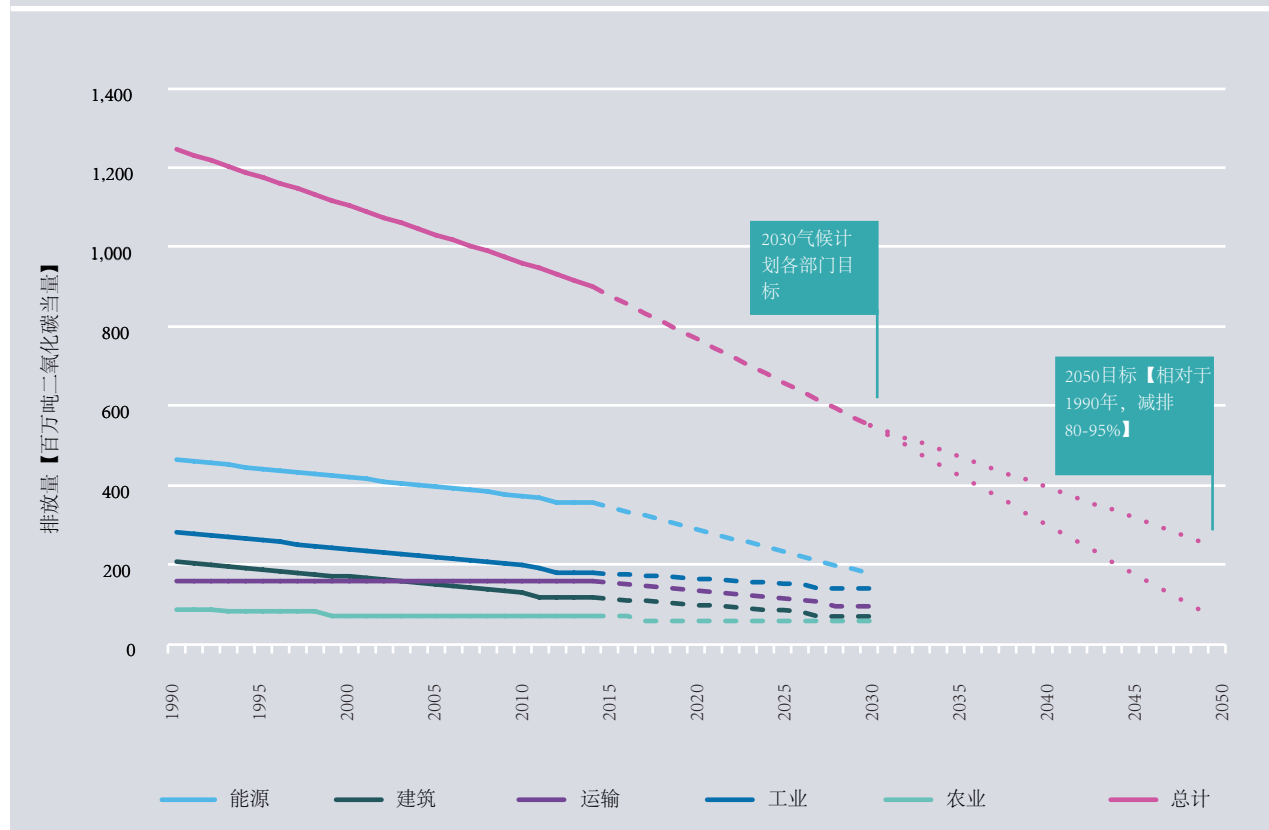
德国政府的目标是到 2050 年将温室气体排放量与 1990 年的排放量相比减少 80% 到 95%。要实现这一目标，就需要在所有部门（包括供热和交通部门）减少碳排放。德国政府在其《2050 年气候行动计划》中确定了到

2030 年部门特定的目标。根据这份政策文件，建筑部门的排放量要从 2014 年的 119 百万公吨 CO₂ 当量减少到 2030 年的 70 到 72 百万吨 CO₂ 当量。同时，交通部门的排放量要从 2014 年的 160 百万公吨 CO₂ 当量减少到 2030 年的 95 到 98 百万吨 CO₂ 当量。⁹²

⁹² 德国联邦政府 (2016)

德国脱碳目标要求大幅增加可再生能源，包括在供热和运输领域的扩展

图 5



资料来源：Frontier Economics 基于《2050 年气候行动计划》（德国联邦政府 2016 年报告）

目前，德国正在考虑两项基本战略，以实现供热和交通部门的长期完全脱碳，⁹³但这两项战略的要素结合起来也是一种可行方案选项：⁹⁴

- 一方面，可以通过供热和交通部门的直接电气化（例如，使用电热系统和电动汽车）来实现脱碳。
- 另一方面，可以通过使用由可再生能源电力生产的合成燃料⁹⁵（合成气态燃料，例如氢气、合成甲烷或甲醇，以及合成液体燃料，例如合成汽油和柴油）来实现脱碳。

供热和交通部门的直接电气化将允许直接使用可再生能源电力来满足供热和交通部门的供热与运输能源需求。这种方法的优点是不必将电力转化为另一种能源，因为这会带来相当大的转化损耗。另一个优点是许多基于电力的技术都是高效的，例如热泵。这种方法的缺点是，存在与运输、配送特别是与储存电力有关的损耗。此外，除了建设新的可再生能源发电能力所产生的成本外，广泛的电气化还需要大量投资额外输电网、配电网和电力存储基础设施。

在第二种方案下，可再生能源发电被转化为合成燃料，然后用于供热和交通部门。这种方案的主要缺点是在生产合成燃料时会发生转化损耗。因此，与直接使用电力的方案选项相比，该战略需要更多可再生能源发电厂来满足相同数量终端用户的需求。另外，建造转化厂将需要大量投资。在某些情况下，诸如内燃机等广泛终端应用的效率也低于相应的电力驱动技术。然而，这种方法有许多优点：

- 可以继续使用现有基础设施（例如，燃气运输网络、配送基础设施、燃料基车队）；

→ 与电力相比，合成燃料易于存储（且相对便宜）。

→ 与电力相比，合成燃料具有更高的能量密度，因此可以用于航空和航运部门；而且

→ 从国外进口合成燃料相对简单。

本研究的重点是可满足供热和交通部门需求的合成燃料进口方案选项。如果德国生产的可再生能源不能长期满足需求，进口合成燃料可能成为能源转型的一个重要组成部分。这是一个明显的风险，因为模型预计对可再生能源电力有很高需求，这些模型也预计能源部门之间更大程度的整合所产生的影响。进口合成燃料还具有允许使用高度有利的场址（即风能和太阳能资源丰富的地点）来发展可再生能源发电的优点。与在德国生产相比，这将降低合成燃料的生产成本。

4.2 研究目标

本研究的目标是估计到 2050 年的进口合成燃料相关成本。我们特别关注与进口合成甲烷和合成液体燃料相关的成本。如第 4.3 节更详细描述的那样，我们的成本估算基于对现有文献的分析、与专家的讨论以及我们自己的典型成本假设。应当指出的是，文献以及专家提出的针对各特定技术的成本估算存在很大差异。例如，根据专家的说法，PEMEC 电解成本在过去几年中已大大降低，这意味着几年前发表的研究得出的数字可能已经过时了（见第 6.1 节）。

因此，本研究提供了三种情景下的成本范围：乐观情景、悲观情景和参考情景。本研究并不意在 2050 年前的成本和技术发展做出精确点预测。我们的计算结果在用户友好型 Excel 工具中提供，该工具可从 Agora Energiewende/Agora Verkehrswende 网站 (www.agora-energiewende.de/en/PtG-PtL-Tool/) 上下载。该工具以透明的方式快速阐明了假设变动带来的成本影响。

93 直接使用生物质和太阳能等可再生能源也可以促进供热部门的脱碳（参见 Fh-IWES / IBP, 2017）。

94 确定经济上最可行的脱碳途径不在本研究范围内。

95 液体燃料（例如燃料油、汽油、柴油）和气体燃料（天然气、合成甲烷）均可在供热和运输领域用作燃料。我们在进行成本估算时特别关注与进口合成甲烷和合成液体燃料相关的成本。

4.3 方法和组织

我们根据价值链中的以下步骤估算进口合成燃料的成本：

- **发电：**我们首先估计 2050 年之前与选定技术和场址选项相关的发电成本（详见第 5 章）。
- **转化：**在这一步中，我们估算转化成本，即通过电解制氢、甲烷化、甲醇或费托合成将电力转化为合成燃料的相关成本（详见第 6 章）。
- **运输：**除了发电和转化成本外，我们还必须考虑将合成燃料运输到德国的成本（详见第 7.1 章）。
- **掺混/配送：**为了确定最终用户的成本，必须考虑过网费和配送成本。⁹⁶此外，如果将合成燃料用作化石基天然气或液体燃料的添加剂，则必须考虑掺混比以确定用户成本（详见第 7.2 节）。

我们对转化过程的成本估算基于我们的文献综述、专家在专门项目研讨会期间提供的意见以及我们对某些领域的假设（见第 6 章）。根据投资成本、运营成本以及由于预期技术进步而随时间提高效率详细估算转化成本。可再生能源投资成本和工厂负荷系数假设是根据文献和当前市场趋势估算的，而我们在估算发电成本时也考虑了这些相同的系数。

有关运输成本和掺混比的假设基于文献信息。但是，由于这些成本在整体成本结构中的作用相对较小，因此对它们的模拟不够详细。

为了进行成本估算，我们假设合成燃料生产厂是专门为向德国出口合成燃料而建造的。这就需要对每个工厂采用全成本核算法。同样，我们明确考虑了在北海和波罗的海建造海上风力发电的成本，而不是简单地考虑短期边际成本。换句话说，我们的成本估算并非基于这样

的假设：仅当可再生能源发电超过需求时（多余电力）才会生产合成燃料。

我们还假设合成燃料是以甲烷和液体燃料的形式生产和运输到欧洲的。尽管可以对氢气生产和运输相关成本进行单独分析，但氢气生产成本只是作为临时步骤而包含在我们的计算中。这是因为大规模使用氢气——即不只是向天然气中添加少量氢气——将需要对德国的能源系统进行重大改造（例如，建造新的运输和配送基础设施、采用消费侧技术等）。测算国家能源系统如此全面的改造完全超出了本研究的范围。

本报告根据价值链中的上述步骤编排：

- 在第 5 章中，我们解释了所考虑的发电选项以及我们在可再生能源技术方面所做的假设。
- 在第 6 章中，我们描述了各转化技术及相应成本假设。
- 在第 7 章中，我们解释了针对运输成本以及掺混/配送成本所做的假设。
- 在第 8 章中，我们给出了成本估算结果。
- 在第 9 章中，我们将从政策角度讨论与进口合成燃料相关的可持续性标准。
- 在第 10 章中，我们总结了结果，并描述了各种选项，进一步讨论供热和交通部门脱碳情况。

⁹⁶ 各项税费也必须考虑在内。目前尚不清楚 2050 年之前税收制度将如何发展（见 Agora Energiewende, 2017d），因此，我们将各项税费从本研究中摘出。

5. 发电

在本章中，我们将解释在本研究中考虑的发电选项（第 5.1 节）；我们对成本、满负荷运行小时数和可再生能源设备的寿命所做的假设（第 5.2 节）；以及基于假设得到的发电成本（第 5.3 节）。

5.1 所考虑的国家/地区和发电技术

5.1.1 作为本研究的一部分所考虑的场址和技术选项总结

举例来说，本研究考虑了生产合成燃料的六个不同地点和发电技术选项。这些选项的不同之处在于可用可再生能源资源和由此产生的假定设备利用率（即负荷系数）：

→ **北海和波罗的海的海上发电**（3,500 至 4,400 个满负荷运行小时）：在北海和波罗的海使用海上风电生产合成燃料的相关成本可作为评估从国外进口合成燃料的成本的参考。

→ **冰岛的地热/水力发电**（8,000 个满负荷运行小时）与其他发电选项相比，使用地热发电厂和大型水力发电厂的发电成本非常低（见图 7）。地热和水力发电厂在以基荷运行的同时发电。在此类电厂中，高水平的满负荷运行会影响电解制氢的满负荷运行小时数，从而降低特定的转化成本。⁹⁷因此，从成本角度来看，冰岛作为潜在的合成燃料出口国具有非常有利的条件。但必须指出的是，该国的地热和水力发电潜力相对较低，每年约 50 太瓦时，⁹⁸这意味着仅从冰岛进口并不是德国能源转型的解决方案。在本研究中，冰岛主要作为对于可再生能源合成燃料生产有高度有利区位条件的国家的一个例子。

⁹⁷ 冰岛甲烷化或液体燃料生产所需的 CO₂ 可从地热钻孔中捕获，这具有相当高的成本效益。然而，碳中性程度如何尚有争议。因此，我们在本研究中假设冰岛的 CO₂ 也从空气中捕获。

⁹⁸ 请参见 Askja Energy（年份未知）。

→ **北非光伏发电**（2,100 至 2,500 个满负荷运行小时）：当在太阳能资源丰富的地区（例如北非）建造光伏发电时，其发电成本相对较低。预计到 2050 年，光伏发电的投资成本还将进一步下降，因此从长期来看有助于降低发电成本。我们假设将建造具有单轴跟踪系统的地面安装型光伏发电。⁹⁹我们还假设电解制氢所需的水将来自海水淡化厂。

→ **北非光伏/陆上风力互补发电**（3,485 至 5,015 个满负荷运行小时）：为了测试更高的满负荷运行小时数对燃料成本的影响，我们考虑使用光伏/陆上风力互补发电选项。然而，由于两种不同技术都需有额外支出，这类电厂的投资成本相应较高。¹⁰⁰

→ **中东光伏发电**（2,200 至 2,600 个满负荷运行小时数）：像北非一样，中东地区对于利用

⁹⁹ 全球地面型太阳能发电园区中跟踪光伏系统的百分比日益增加（GTM，2016）。如果建造的是固定式光伏发电，而不是带有跟踪系统的发电厂（例如，由于发电机受风沙影响，带有跟踪系统的发电厂成本高昂），则满负荷运行小时数更低（Breyer [2016] 指出，例如在摩洛哥，固定式光伏发电的满负荷运行小时数为 1,790 小时，有跟踪系统的发电厂为 2,344 小时）。同时，与使用带有跟踪系统的电厂相比，使用固定式发电厂的投资成本较低。

¹⁰⁰ 增加满负荷运行小时数的其他选项是使用聚焦式太阳能发电（CSP）厂或电池储能。本研究没有考虑这两种选项：北非和中东的 CSP 可达到 2,300 到 3500 满负荷运行小时（Brand/Zingerle，2010；Breyer，2016；Caldera 等，2016）。这大大低于这两个地区使用光伏/陆上风力互补发电的满负荷运行小时数（见第 5.2 节）。同时，CSP 厂的投资成本大于光伏和陆上风电厂所需的投资成本之和。（IEA 发布的《2016 年世界能源展望》报告中，2020 年 CSP 投资成本估计为每千瓦 5,000 至 5,100 欧元。这大大高于光伏和陆上风电投资成本的总和——参见第 5.2 节表 1）。粗略计算使用电池储能的成本和收益表明，即使乐观假设储能装置成本（Ghorbani 等人[2017] 到 2020 年锂离子电池的投资成本为每千瓦时 300 欧元），成本也将超过收益。

光伏可再生能源也具有有利的区位条件。与北非一样，我们假设用水来自海水淡化厂。

→ **中东光伏/陆上风力互补发电** (3,910 至 4,335 个满负荷运行小时)：对于中东，也考虑使用光伏/陆上风力互补发电选项。

对于所有国家/地区，我们假设转化所需的 CO₂ 原料是从空气中收集的（直接空气捕获）。

5.2 关于可再生能源设备成本、满负荷运行小时数和寿命的假设

表 1 列出了本研究估计的 2020 年、2030 年和 2050 年可再生能源投资成本。¹⁰¹针对每个年份，给出了参考情景、乐观情景和悲观情景中的假定投资成本。

陆上风电、地热发电和大型水力发电的成本假设基于《世界能源展望》（IEA，2016）中的新政策情景和 450 情景。为了估算陆上风电厂未来可能的成本降低，Wiser 等人(2016) 的数据也被纳入。

由于《世界能源展望》中对海上风电和光伏系统的成本预测远高于其他研究中获得的数据，因此我们考虑了这两种技术的其他来源：我们对当前海上风电成本的假设基于 Fichtner/Prognos (2013)。我们利用 Prognos/Fichtner (2017) 分析的中期结果估算海上风电的未来成本趋势。我们对光伏投资成本的假设基于 Fraunhofer ISE (2015) 的数据，在考虑了较高的单轴系统成本后，光伏投资成本增加了 10%。¹⁰²

¹⁰¹ 可以使用 Agora 网站上提供的 Excel 工具计算中期年份的成本假设。

¹⁰² Fraunhofer ISE (2015) 报告的投资成本与非跟踪系统有关。根据 Fasihi 等人(2016) 的研究，跟踪系统的投资成本比非跟踪系统高约 10% 至 11%。

为了确定光伏/陆上风力互补发电所需的投资成本，我们将相应技术的投资成本相加。相比较而言，为了确定地热/水力互补发电的投资成本，我们使用地热和水力发电的投资成本的平均值。¹⁰³

表 1 中列出的海上风电投资成本不包括并网成本。因此，为了计算与海上风电相关的成本，我们考虑降低并网成本，即 2020 年每千瓦时 1.5 欧分、2030 年每千瓦时 1.16 欧分和 2050 年每千瓦时 0.7 欧分。¹⁰⁴

但是，必须指出的是，随着海上电网的发展，并网具有相当大的规模效应，并且得益于技术进步，在未来几十年中特定成本也有可能下降。为了能够对此进行简单而近似的建模，我们单独假设并网成本从 2020 年起平均每年下降 2.5%。

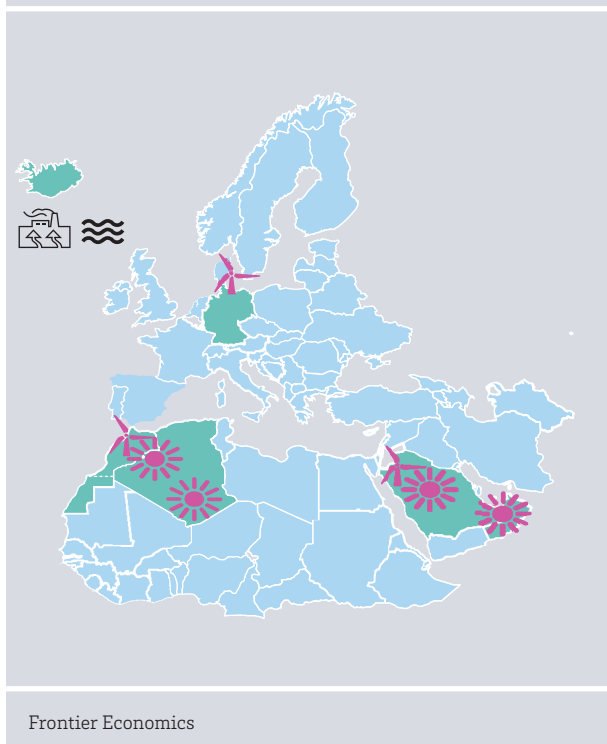
就可再生能源的运营成本而言，假设将其表示为占投资成本的百分比，并且随着时间推移保持不变。百分比率以 IEA 发布的《2016 年世界能源展望》（表 2）中所示的运营成本为指导。对于光伏/陆上风力互补发电厂和地热/水力发电厂，使用特定发电厂的平均值。

表 3 给出了本研究中所考虑的特定地区可再生能源满负荷运行小时数假设。

¹⁰³ 从表 3 可以看出，光伏/陆上风力互补发电的满负荷运行小时数比单独光伏系统或单独陆上风电的满负荷运行小时数高。另一方面，地热/水力互补发电的满负荷运行小时数与单独地热发电或单独水力发电的满负荷运行小时数相同。

¹⁰⁴ 并网成本假设基于荷兰海上风电场的招标信息。荷兰政府以每千瓦时 1.4 欧分的价格补偿并网成本。但是，实际并网成本可能约为每千瓦时 1.4 至 1.6 欧分。详情见 offshore Wind.biz (2016)。必须考虑到的是，荷兰使用交流电，而德国使用直流连接，这可能会导致不同的成本。与北海和波罗的海接壤的大多数国家目前使用交流连接。

生产合成燃料的备选国家/地区和技术 图 6



假定可再生能源投资成本 [€₂₀₁₇/kW]

表 1

年份	乐观			参考			悲观		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
陆上风电	1,415	929	780	1,526	1,260	1,078	1,604	1,550	1,478
海上风电	2,250	1,720	1,400	2,800	2,200	1,600	3,502	3,067	2,196
光伏	833	608	306	908	718	486	981	828	667
地热	2,524	2,389	2,118	2,524	2,434	2,254	2,577	2,502	2,353
大型水电	2,389	2,389	2,389	2,389	2,389	2,389	2,389	2,389	2,389

资料来源：Frontier Economics 基于 IEA (2016)、Fraunhofer ISE (2015)、Fichtner/Prognos (2013) 和 Wisser 等(2016)。

可再生能源发电设备的假定运营成本和使用寿命

表 2

	运营成本 (占投资成本的百分比)	使用寿命 (年)
陆上风电	2.5	20
海上风电	3.2	25
光伏	1.5	25
地热	2.0	30
大型水电	2.5	50
光伏/陆上风力互补发电厂	2.0	22.5
地热/水力互补发电厂	2.3	40

资料来源：关于运营成本，Frontier Economics 基于 IEA (2016) 和 Prognos/Fichtner (2017)；关于陆上风电设备和光伏技术，基于 Fraunhofer ISE (2013)；关于水力发电设备的使用寿命，基于 IEA (2010a)；关于地热发电设备的使用寿命，基于 IEA (2010b)；以及关于海上风电设备的使用寿命，基于 Prognos/Fichtner (2017)。

假定可再生能源发电厂满负荷运行小时数 [小时/年]

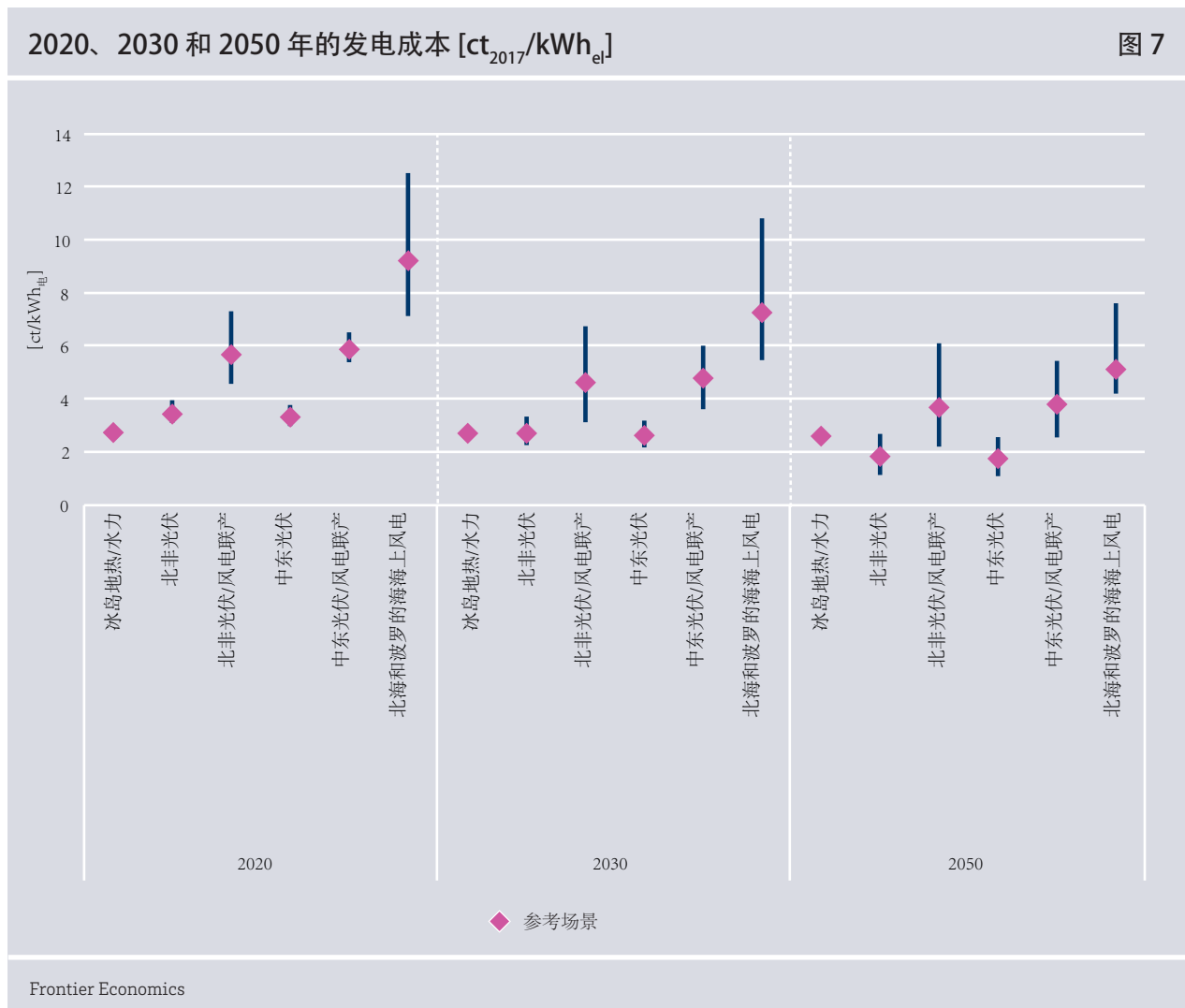
表 3

地区	技术	乐观	参考	悲观	主要文献来源/备注
北非	光伏系统 (单轴跟踪)	2,500	2,344	2,100	参考案例源自 Breyer (2016)
	陆上风电	3,400	2,700	2,000	Brand/Zingerle (2010) 和 Breyer (2016)
	光伏/风力互补发电	5,015	4,287	3,485	满负荷运行小时数为光伏系统和陆上风电的满负荷运行小时数总和扣除 15% ¹⁰⁵
中东	光伏系统 (单轴跟踪)	2,600	2,440	2,200	参考案例源自 Caldera 等(2016)
	陆上风电	2,500	2,450	2,400	Caldera 等 (2016) 和 Norton Rose Fulbright (2013)
	光伏/风力互补发电	4,335	4,157	3,910	满负荷运行小时数为光伏系统和陆上风电的满负荷运行小时数总和扣除 15%。
冰岛	地热/大型水力互补发电	8,000	8,000	8,000	假设产生的电力可满足基荷需求。
北海和波罗的海	海上风电	4,400	4,000	3,500	Fh IWES Wind Monitor (年份未知) (悲观值), Prognos/Fichtner (2017) (参考值和乐观值)

105 15%的扣减额反映了风力发电和光伏发电部分相关的事实。它基于诸如 Breyer (2012) 中所述的“重叠满负荷运行小时数”。此处假设的 15% 扣减额比 Breyer 的扣减额更高，因此更为保守。如果我们以 Breyer 建议的“临界重叠满负荷运行小时数”为基础，扣减额将在 1% 至 8% 之间，而在许多地区，扣减额仅在 2% 左右 (Breyer, 2012)。这将使光伏/风力互补发电站的发电成本比本研究中假设的发电成本低 10%。

5.3 发电成本

图 7 显示了第 5.2 节中讨论的针对各种不同技术的假设所产生的发电成本。由于假定满负荷运行小时数和投资成本，乐观情景和悲观情景的海上风电成本差异很大。



6. 转化过程

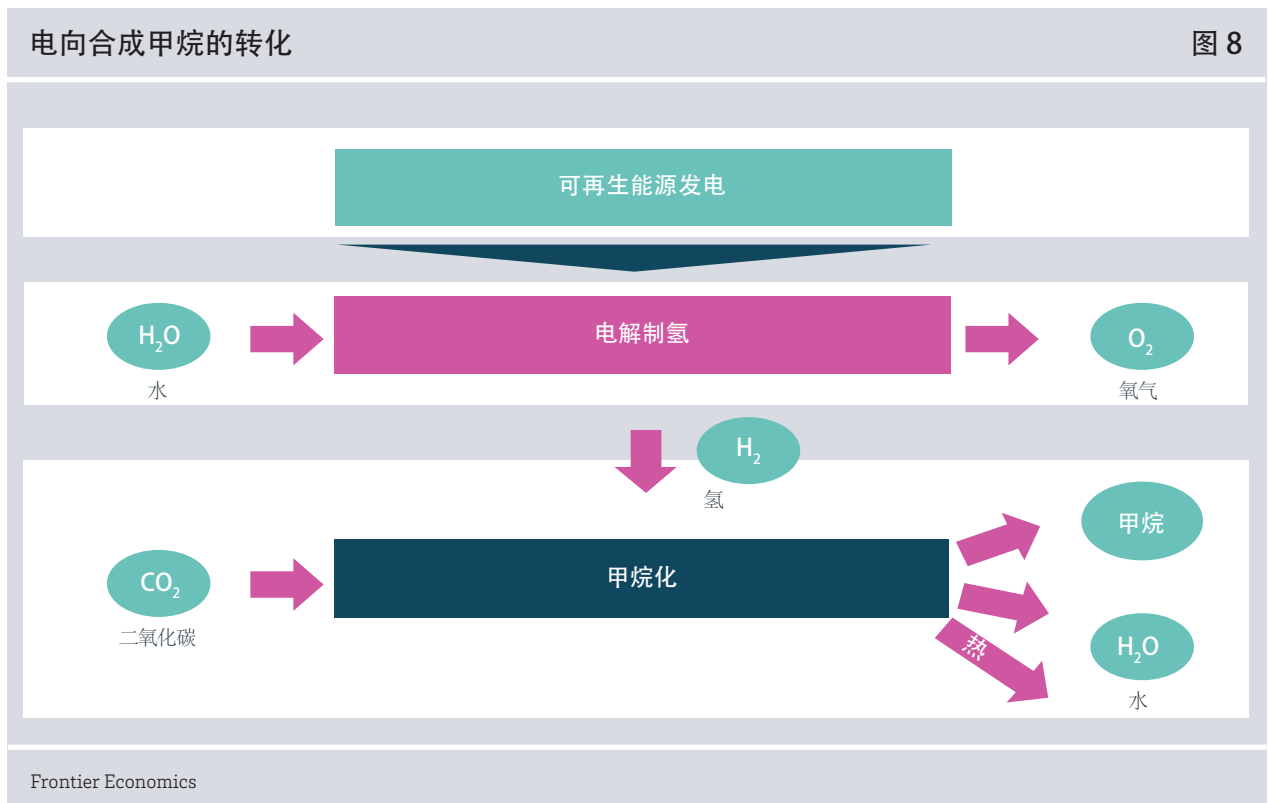
在本章中，我们将描述电力转化为合成燃料的各种过程以及相关成本构成。图 8 和 9 总结了将电力转化为合成甲烷和合成液体燃料的各种过程。在这两种情况下，首先利用电解制氢将电力和水转化为氢气（和氧气）。在第二步中，要么通过甲烷化生产合成甲烷，要么通过甲醇合成或费托合成生产合成液体燃料。¹⁰⁶

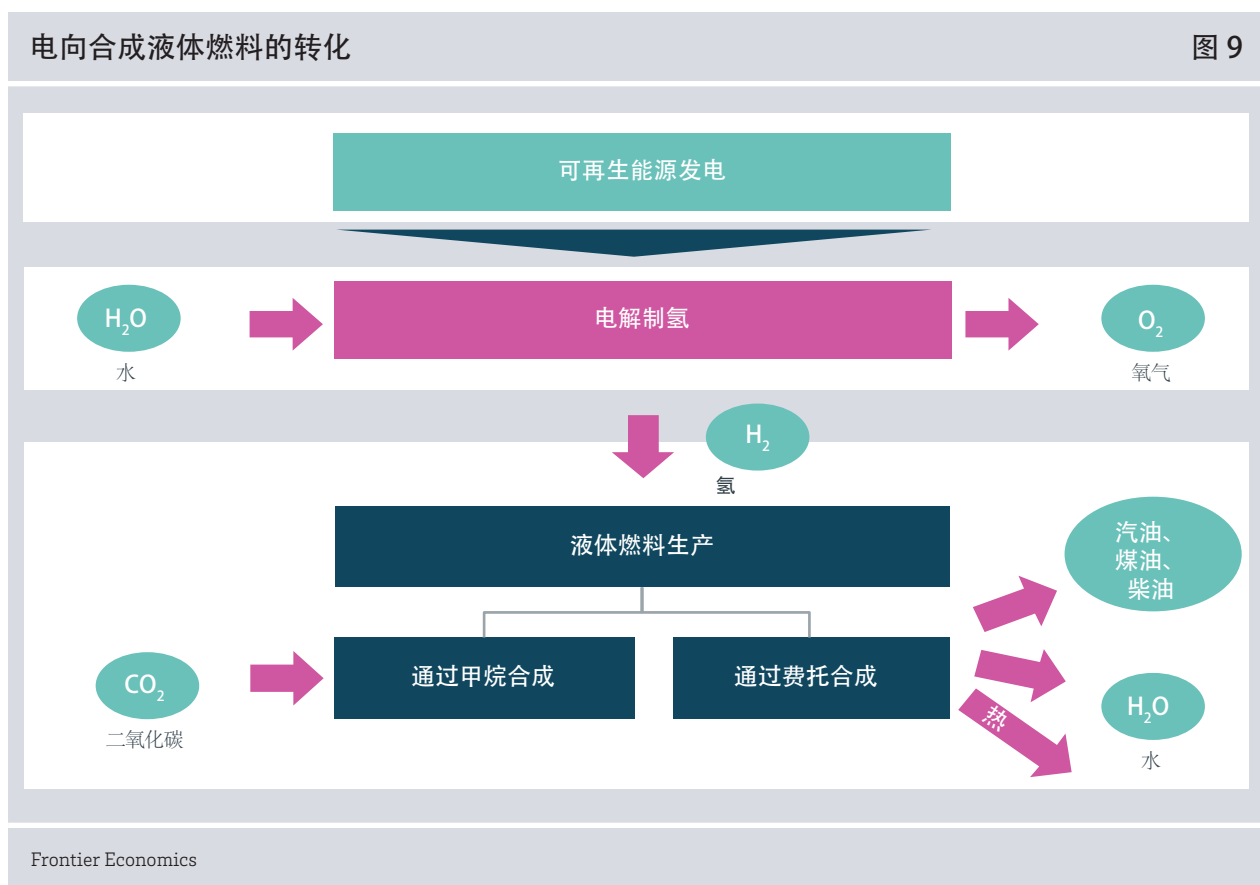
在本研究中，我们还假设转化工厂专为向德国出口燃料而大规模建造。一方面，这意味着在估计成本时，我们利用文献中报道的低范围数

据，因为大型电厂的成本较低，而当前成本统计数据在很大程度上基于主要用于演示和研究目的的小型电厂。另一方面，这意味着我们假设将来会实现较高的市场渗透率，从而可以进一步实现规模经济。未来成本下降的假设尤其适用于电解制氢；相比之下，甲烷化、甲醇合成和费托合成已经是成熟的技术。

下面我们将介绍与电解制氢（第 6.1 节）、甲烷化（第 6.2 节）和液体燃料生产（第 6.3 节）相关的过程和成本。

¹⁰⁶ 从技术角度来看，甲醇合成和费托合成是不同的过程，但是相关成本却非常相似。因此，我们在成本估算时没有对它们进行区分。





6.1 电解制氢

电解制氢涉及利用电力和水生产氢气和氧气（见图 10）。因此，电解制氢的成本构成包括供水成本以及电解设备投资和运营成本。但实际上，供水成本很低（详情见第 6.1.3.1 节）。

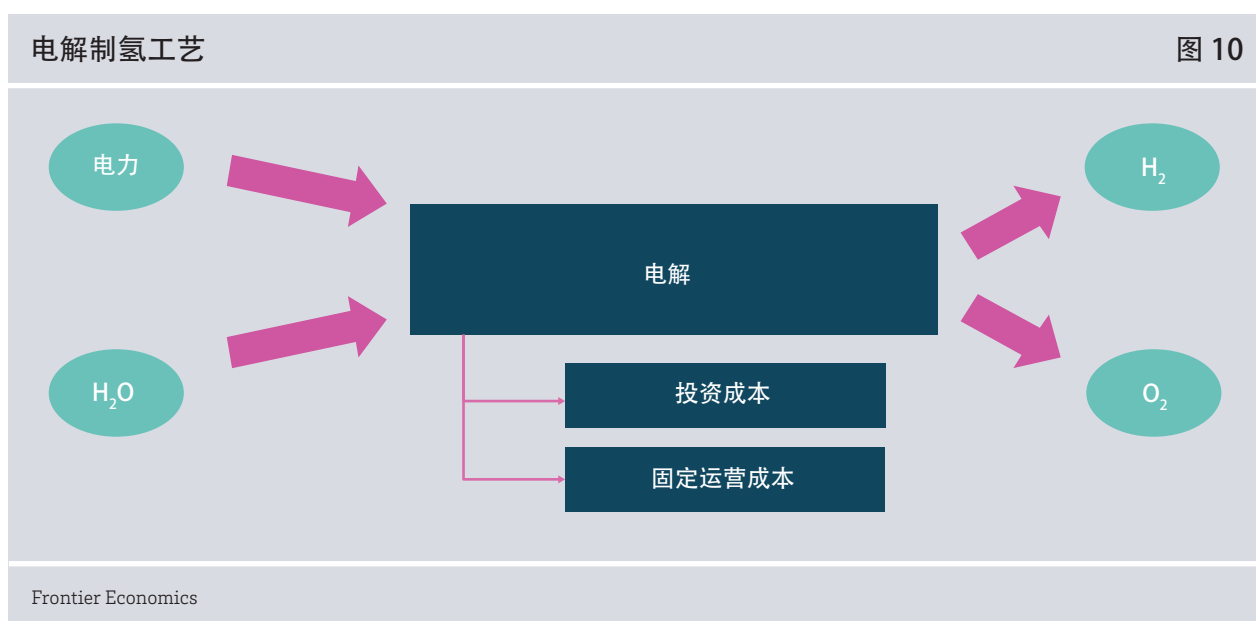
在将电力转化为氢气时，必须考虑效率损耗（随电解制氢技术的不同而不同）（详情见第 6.1.1 节）。

6.1.1 电解制氢技术

电解制氢可以采用低温工艺（50 摄氏度至 80 摄氏度）或高温工艺（700 摄氏度至 1000 摄氏度）。

低温工艺包括碱性电解（AEC）和质子交换膜电解（PEMEC）。这两种技术均已商业化应用，比高温电解更先进。PEMEC 电解的效率略高于 AEC 电解。

高温电解（SOEC——离子传导固体氧化物电解）仍处于开发阶段，但有许多试点项目，包括德累斯顿的 Sunfire 工厂。SOEC 电解是一种高效、低转化损耗的工艺。SOEC 电解的另一个优点是，与低温电解相比，其电力需求可能较低，因为能源需求部分可通过热量输入来满足。在甲烷化、甲醇合成和费托合成的情况下，热量作为副产品产生，可用于 SOEC 电解。然而，从空气中捕获转化用 CO_2 原料也需要热量输入，从而导致对热资源的竞争。



高温电解的一个基本缺点是它与低温电解相比缺乏灵活性。这削弱了 SOEC 电解与波动性可再生能源结合使用的能力。¹⁰⁷因此，我们在本研究中假设氢气是通过低温电解产生的。但是，如前所述，SOEC 电解仍处于开发阶段，尚无法评估将来要使用的选项，所以我们将可行情况下也为该过程提供成本估算和效率等级。¹⁰⁸

6.1.2 文献综述：电解制氢厂的投资成本

图 11 显示了文献中引证的宽投资成本范围。这一宽范围可以部分归因于以下三个因素：

1. 成本数据部分与不同工厂规模有关：一些评估过的研究明确指出了与投资成本数据相关的工厂规模。在一些研究中，还给出了几种工厂规模的成本数据（例如，n LBST, 2016；以及 Enea Consulting, 2016）。这些研究表明，投资成本随着工厂规模的增加而下降。作为本研究的一部分，我们假设将建造大型工厂用于出口合成燃料（见第 6 章的引言）。我们根据大型工厂的数据进行成本估算。

2. 成本数据部分与不同电解技术有关：一些研究指出了成本数据是否与 AEC、PEMEC 或 SOEC 电解有关，而其他研究则给出了成本数据，但没有具体说明技术。可以找到的大多数成本数据与 AEC 过程有关，而 PEMEC 的明确成本数据仅在 ISE (2011)、Enea Consulting (2016) 和 Fasihi 等人 (2016) 中提及。在 Fasihi 等人 (2016) 中，很明显 PEMEC 的成本趋势比 AEC 的成本趋势的不确定性更大：PEMEC 成本范围下限低于 2030 年 AEC 的成本范围下限，而 PEMEC 成本范围上限大于 AEC 的成本范围上限。在所分析的研究（即，Fasihi 等人，2016）中，仅能找到一个 SOEC 成本估算。根据这些与 2030 年有关的数据，从中期来看，SOEC 成本将继续高于 AEC 成本。然而，正如 Fasihi 等人 (2016) 提及的宽范围 SOEC 投资成本所揭示的，SOEC 的成本趋势存在重大不确定性。

¹⁰⁷ 请参见 Fasihi 等 (2016)。

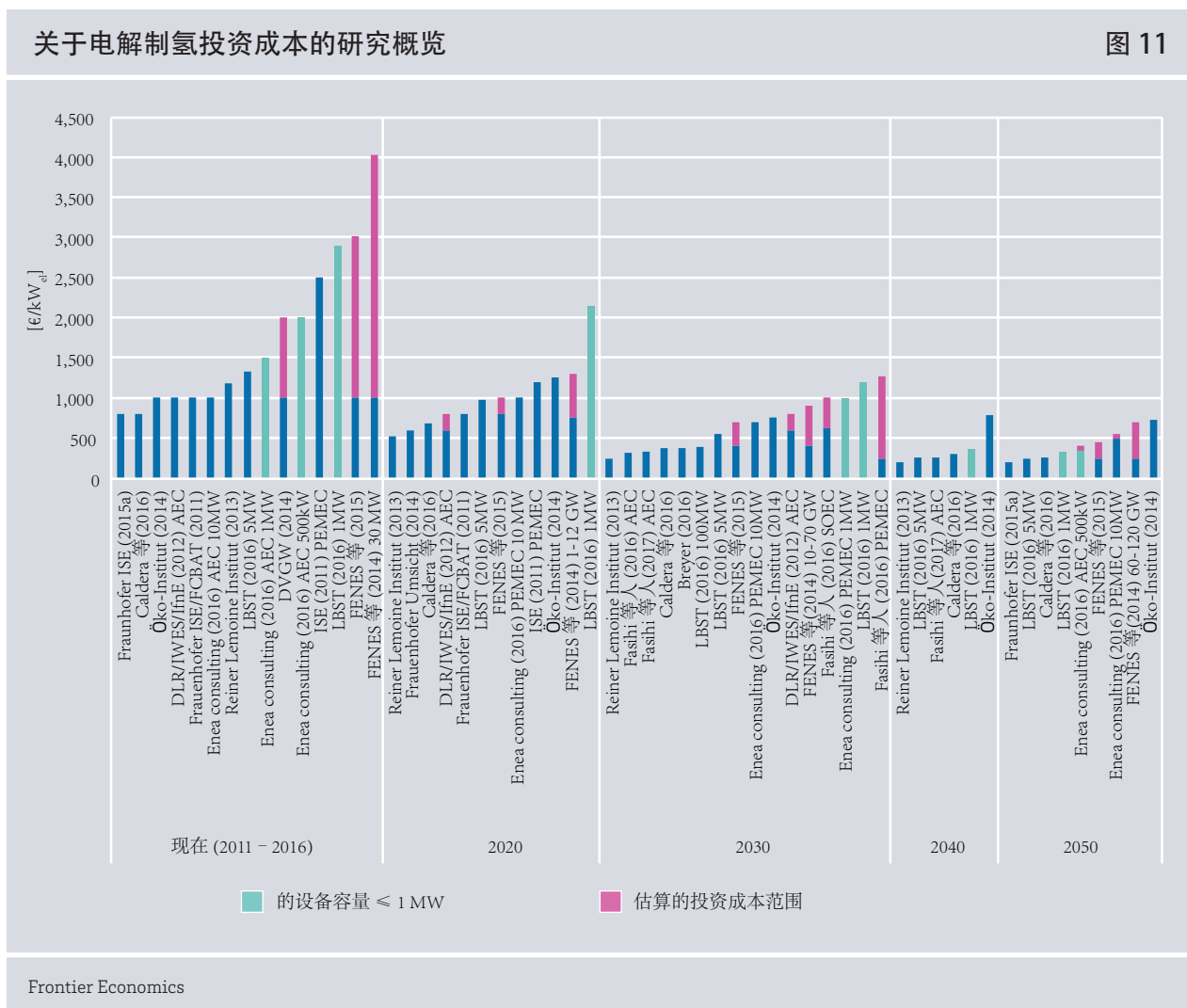
¹⁰⁸ 这些数据非常有用，因为可以在 Excel 工具中手动选择 SOEC，从而可以说明对电解制氢成本的影响。

3. 研究在不同时间点发布 (2011 年至 2016 年) : 图 11 中所示的评估结果包括 2011 年至 2016 年间发布的研究估算结果。如上文第 4.2 节中所述, PEM 电解相关成本已经出现了急剧下降的趋势 (根据咨询的专家的说法), 这意味着早期研究报告的数据似乎已经过时了。

6.1.3 作为研究一部分的假设

在本节中, 我们描述了作为电解制氢成本和效率研究一部分的假设。我们区分了针对低温电解和高温电解所做的假设, 但没有区分针对两种低温电解工艺 AEC 和 PEMEC 所做的假设。如上一节所述, 很难在两种技术之间进行可靠的成本比较。AEC 和 PEMEC 的效率差异也小于低温电解和高温电解的效率差异, 这意味着在本研究中无需对两者进行区分性成本估算。

第 8 章中所示的研究结果假设使用低温电解。如第 6.1.1 节所述, 甲烷化过程 (或将电力转化为液体燃料的过程) 产生的废热既可以用作高



温电解的热量输入，也可以用作从空气中捕获 CO₂ 的热量输入。作为本研究的一部分，我们假设废热用于捕获空气中的 CO₂，因此不可用于电解。

6.1.3.1 工厂投资和运营成本

下表 4 显示了低温和高温电解制氢的假定投资成本。我们假设将年运营成本表示为占投资成本的固定百分比，则低温电解每年 3%，高温电解每年 3.5%。

6.1.3.2 效率等级

表 5 显示了将电力转化为氢气时的假定效率等级 LHV。

6.1.3.3 电解制氢厂的利用率

影响电解制氢成本的另一个重要因素是电解厂的利用率：利用率（即负荷系数）越高，投资成本在总转化成本的占比就越低。我们假设电解制氢厂的利用率与特定发电技术的满负荷运行小时数相对应。如第 5.1 节所述，虽然原则上可以通过使用蓄电系统来提高利用率，但粗略估计表明，即使对渐进式成本降低进行了乐观假设，相关成本也大大超过了提高利用率带来的好处。

假定电解制氢投资成本 [€₂₀₁₇/kW_{el}]

表 4

	2020			2030			2050		
	乐观	参考	悲观	乐观	参考	悲观	乐观	参考	悲观
低温电解	656	737	768	442	625	707	200	450	600
高温电解	877	930	969	675	804	909	400	600	800

资料来源：Frontier Economics 基于第 6.1.3 节中所述的文献综述以及专家意见。

假定电转氢 LHV 效率等级

表 5

	2020	2030	2050
低温电解	67%	71%	80%
高温电解	81%	84%	90%

资料来源：Frontier Economics，基于第 6.1.3 节中所述的文献分析以及专家意见¹⁰⁹。

109 LBST (2016)，第 69 页；Fasihi 等人(2017)，第 249 页；Fasihi 等人(2017)，第 4 页

6.1.3.4 供水成本

供水成本很低，即使在那些必须从海水淡化厂获取水的国家亦如此。¹¹⁰海水淡化厂的供水成本基于 Caldera 等(2016)。根据这些数据，海水淡化厂的投资成本为 1,150 欧元/ (m³/天)；运营成本是投资成本的 4%；耗电量为 4.1 kWh_{el}/m³。

6.2 甲烷化

在甲烷化过程中，二氧化碳 (CO₂) 和氢 (H₂) 生成了甲烷 (CH₄)、副产物水 (H₂O) 和热量 (图 12)。除了甲烷化设备的投资和运营成本外，还存在与捕获甲烷化过程所需的 CO₂ 相关的成本。甲烷化过程产生的废热可以用作空气捕获

CO₂ 过程的热量输入 (第 6.2.3.4 节)。我们在成本计算中假设该废热足以满足直接空气捕获设备的所有热量需求 (见第 6.2.3.4 节)。甲烷化过程产生的副产物——水——可用作电解制氢的原料。

6.2.1 甲烷化技术

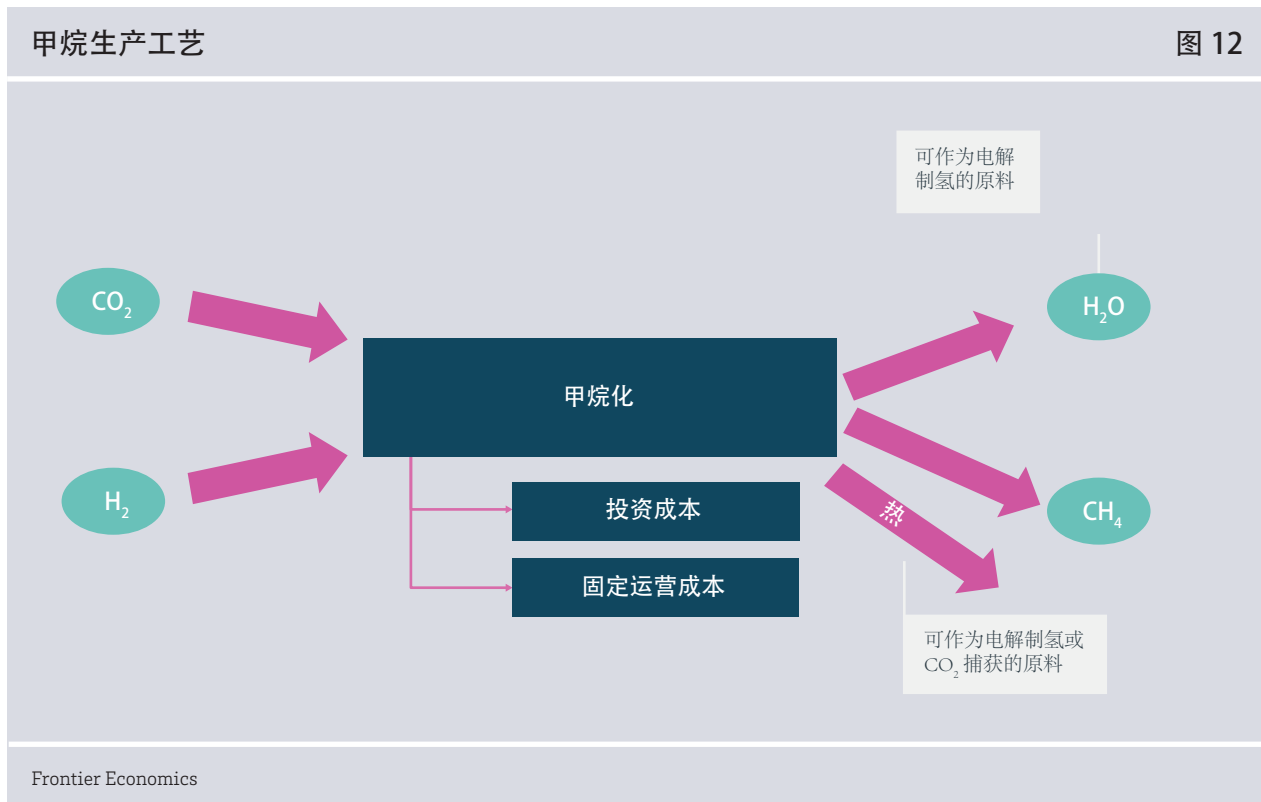
如今，甲烷化过程主要基于催化 (热化学) 甲烷化。另外，生物甲烷化目前也在开发中。

6.2.1.1 催化甲烷化

催化甲烷化通常使用镍基催化剂在 300 至 550 摄氏度下进行。对于催化甲烷化来说，实现良好的热量回收效果是有可能的。即使处于待机模式，甲烷化设备的温度也必须始终保持在 200 摄氏度以上。¹¹¹

¹¹⁰ Enea Consulting (2016) 指出，由于供水成本无关紧要，所以可完全忽略：“根据以前的 ENEA 研究，由于对总 LCOX 的影响很小，因此忽略了耗水量” (第 19 页)。

¹¹¹ Bär 等人(2015)



6.2.1.2 生物甲烷化

生物甲烷化是在 30 至 70 摄氏度下将微生物悬浮在水溶液中实现的。这些微生物通过其细胞壁吸收 CO_2 和氢气，并将其转化为水和甲烷。生物甲烷化的总效率低于催化甲烷化。由于生物甲烷化的甲烷形成速率较低，因此也需要更大的反应器，从而使其主要适用于小型生产厂。¹¹²

由于生物甲烷化仍在开发中，效率等级较低，并且也更适用于小规模生产（至少暂时如此），因此我们在成本计算中没有进一步考虑该选项。

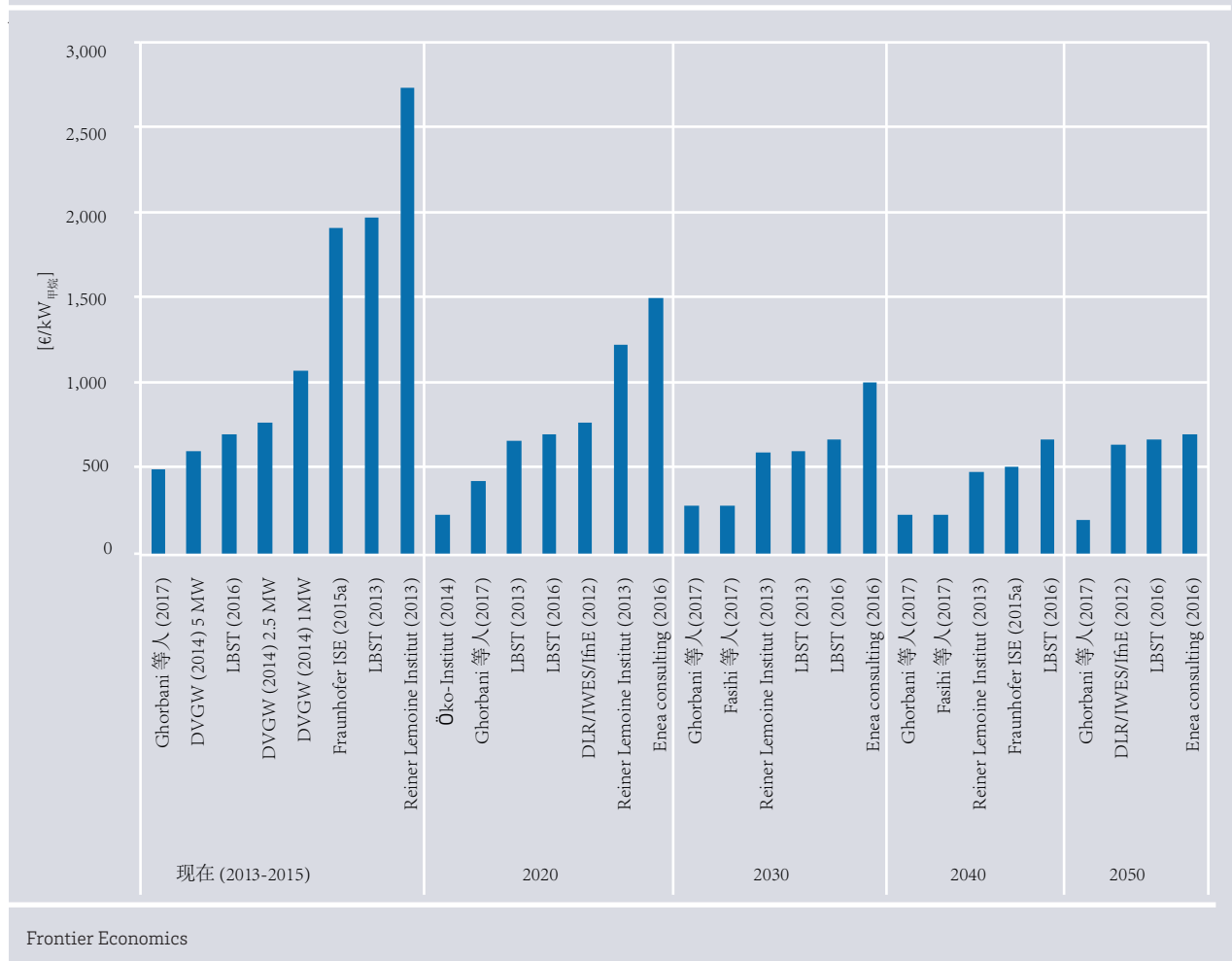
6.2.2 文献综述：甲烷化投资成本

为了估算与甲烷化相关的投资成本，我们首先对文献进行了分析。图 13 显示了各个研究得到的成本数据的巨大差异。

仅在 DVGW (2014) 中提及了与成本相关的转化厂规模。该信息表明，（单位）投资成本随着工厂规模的扩大而急剧下降。

文献综述：甲烷化投资成本¹¹³

图 13



113 在一些研究中，成本以欧元/kW_电为单位。在这些情况下，为了简单起见，使用系数 1.57 kW_电/kW_气来换算成本（系数来源于 Fasihi 等人，2017）：基于对效率等级所做的假设，产生 637 kWh_{甲烷}需要 1000 kWh_电。

6.2.3 作为研究的一部分假设

6.2.3.1 投资和运营成本

如第 6 章引言中所述，作为本研究的一部分，我们假设将专为出口合成燃料而建造大型生产工厂。此外，由于预期的规模经济，我们利用所报告的较低的当前成本数据。此外，我们假设运营成本相当于每年投资成本的 3%（固定比率）。

6.2.3.2 效率等级

将氢气转化为甲烷的假定效率等级为 80%。Schütz 和 Härtel (2016) 在他们的研究中假设效率等级为 80%；Fasihi 等人(2016) 以及 Fasihi 和 Breyer (2017) 假设 2030/2040 转化效率约 78%；LBST 在 2016 年的一项研究中假设约 83% 的制氢可以转化为甲烷。由于甲烷化技术已经得到广泛开发，因此假定效率不会随着时间推移而增加。这些假设也得到了作为项目研讨会一部分接受调查的专家的认可。

6.2.3.3 设备利用率

甲烷化设备的利用率可以通过储氢来提高。储氢相关成本大大低于储电相关成本。

为了达到甲烷化设备的 8,000 小时利用率（即负荷系数），我们假设氢气是暂时存储的。所需的储氢规模取决于可再生能源产生的电力（因此，也包括电解制氢）实现的满负荷运行小时数。在冰岛，可再生能源产生的电力已实现 8,000 个满负荷运行小时，这意味着不需要储氢就可以将甲烷化设备的利用率达到 8,000 小时。如果使用光伏生产可再生能源电力，则会带来最高的储氢成本（表 7）。¹¹⁴

¹¹⁴ 为了简化储氢成本估算，我们在参考情景中对特定可再生能源发电技术的满负荷运行小时数进行了假设。必须指出的是，在德国，电厂是并网的，从而为供应可再生能源电力创造了系统优势，这将大大降低储氢需求。在德国北部进行岩洞储存，成本相比较而言大为降低。这些好处未包括在我们的分析中。

尽管储氢（至少在钢制储罐中）是一项成熟的技术，但文献中引证的有关储氢系统投资成本的数据并不一致。这可能归因于不同的技术成本（例如，地下储存与钢制储罐储存）、工厂规模、钢价、汇率波动或其他因素。在本研究中，我们将投资成本定为 27 欧元/kWh_{H₂}。¹¹⁵

6.2.3.4 CO₂ 捕获和要求

从理论上讲，甲烷化设备所需的 CO₂ 可以从工业过程、发电厂、沼气或生物质工厂、地热钻孔或空气中捕获。如第 5.1.1 节所述，作为本研究的一部分，我们假设所有国家都从空气中捕获 CO₂。这确保了 CO₂ 闭式循环。在所有考虑的场址，也可以从空气中捕获二氧化碳，而利用工业过程中产生的二氧化碳是特定于场址的。在这种情况下，还必须考虑运输二氧化碳的必要基础设施及其相关费用。

生产一千瓦时的甲烷需要 0.198 千克 CO₂。¹¹⁶

从空气中捕获 CO₂ 的成本

假设使用变温吸附 (TSA) 技术从空气中捕获 CO₂（直接空气捕获）。这涉及将 CO₂ 捕获在过滤器中，然后通过加热将其从过滤器中释放出来。TSA 设备投资成本目前约为 1,800 欧元/kW_{甲烷}，假设到 2050 年将降至 1,278 欧元/kW_{甲烷}。¹¹⁷

¹¹⁵ Ramsden、Kropovovski、Levene (2008) 假设，储氢系统（带储存容量为 28600 千克氢气的钢制储罐）的近期投资成本为 3,070 万美元（相当于每千瓦时约 27 欧元）。自 2008 年中后期以来，钢材价格一直下跌，这表明储氢系统已变得更便宜。作者假设中期成本仅为 1,910 万美元 (Steward 等人, 2009)（相当于每千瓦时 20 欧元左右），长期成本为 1,230 万美元（约千瓦时 13 欧元）。LBST (2013) 假设转换值为每千瓦时 66 欧元，没有规模经济（例如，由于购买了大量钢制储罐）。我们使用从可用范围中得出的平均值。

¹¹⁶ LBST (2013)，第 26 页和 LBST (2016)，第 97 页

¹¹⁷ LBST (2016)，第 82 页

假定甲烷生产设备投资成本 [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{甲烷}}$]

表 6

	2020	2030	2050
乐观情景	652	432	190
参考情景	748	654	500
悲观情景	785	756	700

资料来源：Frontier Economics 基于第 6.2.2 节中所述的文献综述以及专家意见。

假定储氢成本 [$\text{€}_{2017}/\text{kWh}_{\text{H}_2}$]

表 7

	北非		中东		冰岛	德国
	PV	PV/风电	PV	PV/风电	地热/水电	海上风电
ct/kWh _{H₂}	0.43	0.28	0.42	0.29	0	0.34

Frontier Economics

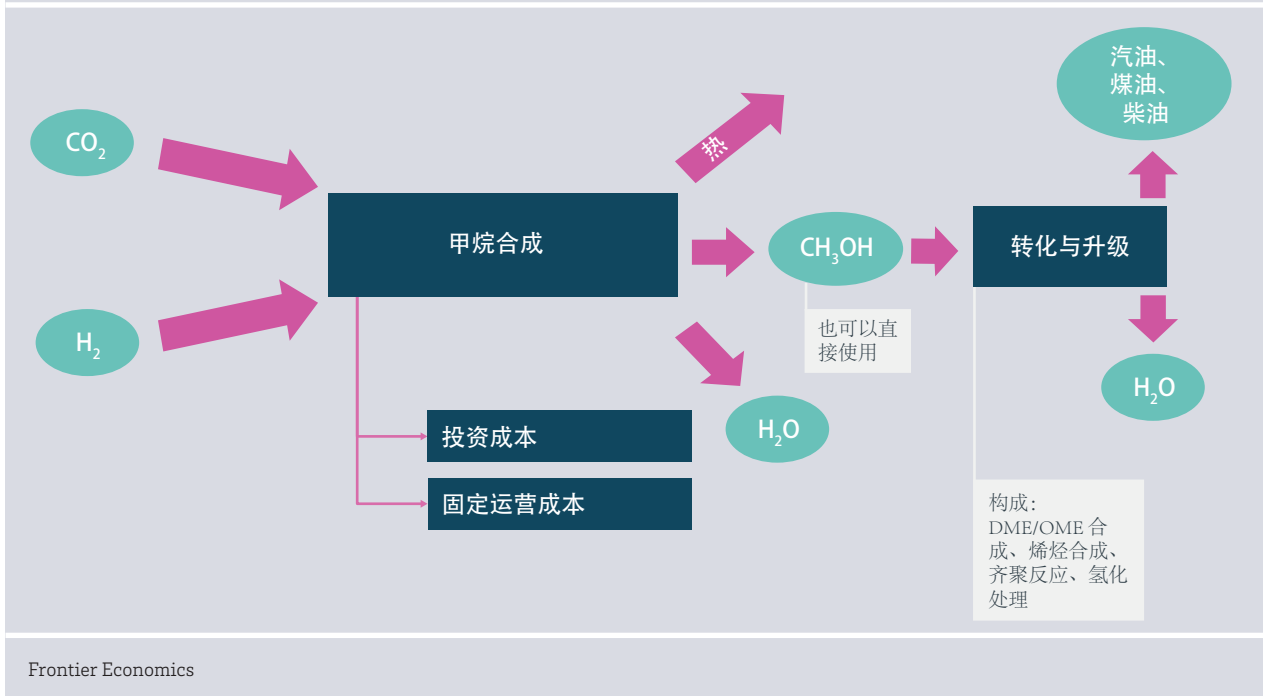
运营成本定为投资成本的百分之四。设备平均耗电量为 $0.9 \text{ MJ/kg}(\text{CO}_2)$ 。¹¹⁸ 电力成本是可再生能源技术的特定发电成本。

除了需要电力之外，TSA 过程还需要热量。如第 6.2 节所述，我们假设所需的热量来自甲烷化过程（或液体燃料生产过程）中的废热，因此不涉及任何成本。

¹¹⁸ LBST (2016)，第 97 页这是耗电量范围 0.72 至 1.08 $\text{MJkg}(\text{CO}_2)$ 的平均值。

通过甲烷合成生产液体燃料

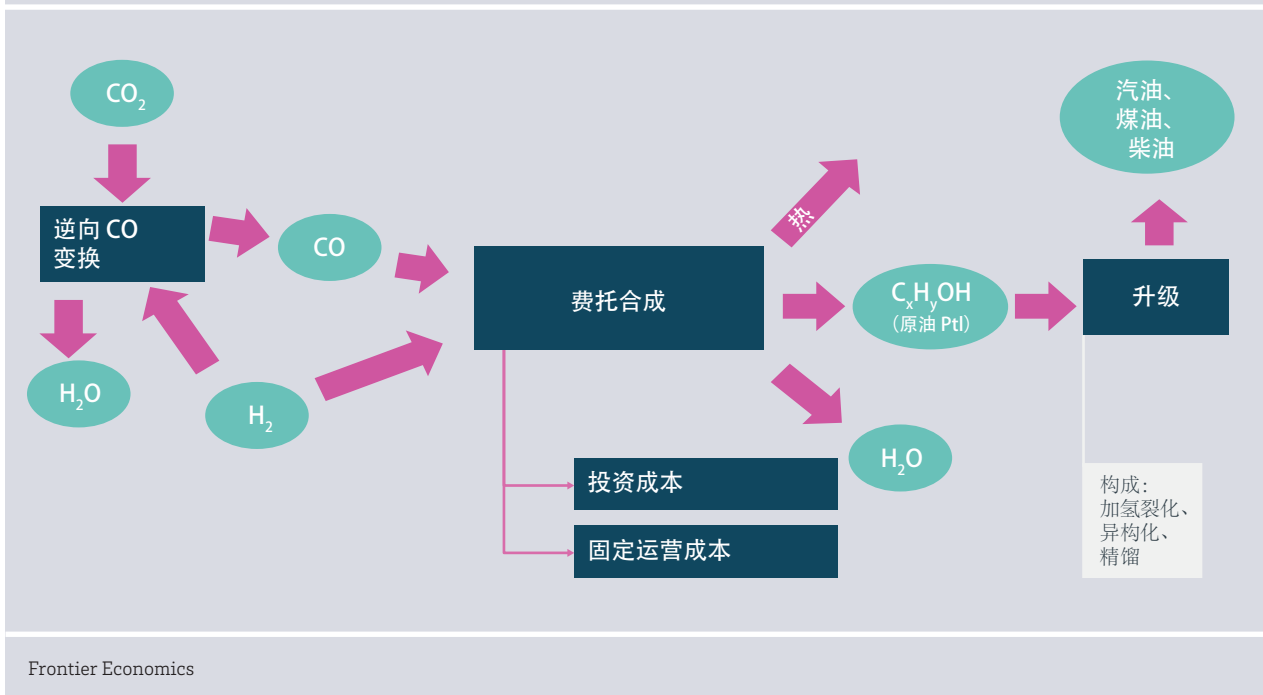
图 14



Frontier Economics

通过费托合成生产液体燃料

图 15



Frontier Economics

文献综述：甲烷合成（与转化）投资成本

图 16



6.3 液体燃料的生产 (甲醇合成和费托合成)

合成液体燃料是利用甲醇合成或费托合成法由氢气和二氧化碳或一氧化碳生产的。

在甲醇合成的情况下，第一步是由氢气和二氧化碳或一氧化碳反应生产。甲醇既可以直接使用（有关直接使用的局限性，请参见第 7.2.1 节），也可以进一步转化为合成汽油、柴油或单分子燃料，例如 OME（氧亚甲基醚）和 DME（二甲醚）（图 14）。

目前，最大的甲醇合成厂在冰岛运行，每年可产生超过 500 万升甲醇。¹¹⁹

在使用费托合成法生产合成液体燃料时，一氧化碳和氢气用于生产粗液燃料 (C_xH_yOH)，然后将其精炼（图 15）。通过逆向水煤气变换反应利用二氧化碳获得一氧化碳。¹²⁰费托合成法目前诸如德累斯顿的 Sunfire 示范工厂中使用。Nordic Blue Crude 计划利用费托合成法在

¹¹⁹ Carbon Recycling International 公司。

¹²⁰ 如果费托合成与高温电解相结合，则还可以使用共电解一步产生氢气和一氧化碳。

文献综述：费托合成（与升级）投资成本

图 17



挪威生产合成柴油。¹²¹费托工艺是一种相对成熟的技术，已经更大规模地用于从煤炭中获取合成燃料。

6.3.1 文献综述：液体燃料生产的投资成本

图 16 和 17 显示了我们有关建造液体燃料生产工厂所需投资成本的文献综述的发现，这些工厂基于甲醇合成或费托合成工艺。成本与甲醇合成以及甲醇进一步转化为汽油/柴油或二甲醚有关。或者指费托合成和随后转化为精炼燃料的成本。

与有关电解制气和甲烷化的文献相比，涉及合成液体燃料生产成本的研究要少得多。因此，

¹²¹ Nordic Blue Crude (年份未知)：

其成本范围比其他转化技术的要窄得多。同时，液体燃料生产工艺相当成熟，因此，与电解制氢或甲醇化相比，预计其渐进式成本降低要小一些。

尽管由于技术进步而预计不会有更大的渐进式成本降低，但由于标准化效应和大型设备的使用等可能因素，投资成本在 2050 年之前可能会下降。联邦环境署 (2016) 进行的一项研究强调了与使用大型设备有关的成本规模效应程度。¹²²

¹²² 请参见联邦环境署 (2016)，“就本研究而言，PtL 厂的技术和经济数据 (来自 LBST (2016)) 已扩大至每年 100 kt 液态烃的生产能力”。由于规模经济，与 LBST (2016) 相比，这导致直接空气捕获工厂对 CO₂ 供应和合成步骤的特定投资更低” (第 19 页)。

假定液体燃料转化装置投资成本 [$\text{€}_{2017}/\text{kW}_{\text{PtL}}$]

表 8

	2020	2030	2050
乐观情景	732	544	300
参考情景	788	677	500
悲观情景	843	828	800

资料来源：Frontier Economics 基于第 6.3.1 节中所述的文献综述以及专家意见。

6.3.2 作为研究一部分的假设

6.3.2.1 投资和运营成本

对合成液体燃料生产工厂的投资成本进行的文献综述表明，费托合成和甲醇合成的成本没有根本差异。因此，我们没有对这两个工艺的成本进行区分。

我们假设运营成本相当于投资成本的 3%（固定比率）。

6.3.2.2 效率等级

根据 Fasihi 和 Breher (2017)，假设氢气转化为液体燃料的效率等级为 79.9%。

6.3.2.3 设备利用率

至于甲烷化设备（见第 6.2.3.3 节），我们假设使用储氢，这意味着可以假设液体燃料生产的利用率（即负荷系数）为 8,000 小时。

6.3.2.4 CO₂ 捕获和要求

生产一千瓦时的液体燃料需要 2.033 千克 CO₂。¹²³我们假设所有国家都从空气中捕获 CO₂。

如第 6.2.3.4 节所述，从空气中捕获 CO₂ 时使用变温吸附（TSA）。投资成本目前约为 2,231 欧元/ kW_{PtL} ，假设到 2050 年降至 1,635 欧元/ kW_{PtL} 。¹²⁴运营成本定为投资成本的百分之四。设备平均耗电量为 0.9 MJ/kg(CO₂)。¹²⁵

¹²³ Fasihi 和 Breher (2017)。CO₂ 需求量数据与二甲醚的生产有关。

¹²⁴ LBST (2016)，第 95 页

¹²⁵ LBST (2016)，第 97 页这是耗电量 0.72 至 1.08 MJ/kg (CO₂) 的平均值。

7. 运输、掺混和配送

在本章中，我们将描述生产国生产合成燃料后沿价值链产生的成本：首先产生将合成燃料从生产国运往德国的成本（第 7.1 节）。接着产生最终用户侧成本，例如配送成本和过网费。（第 7.2 节）。¹²⁶

7.1 运输

本研究考虑了从生产国到德国的运输成本。德国国内配送成本也可通过纳入配送成本和过网费来考虑（详情见第 7.2 节）。

7.1.1 运输选项

从生产国向德国运输合成甲烷有两种基本选项：使用天然气管道运输或以液化天然气的形式运输。只有与欧洲天然气网络相连的国家才能通过管道进行配送，这意味着可以从北非运输，但不能从冰岛或（可能）中东运输。此外，在从北非进行管道运输的情况下，无法确保合成甲烷实际到达德国——相反，甲烷将被输入欧洲天然气网络，然后转到德国。

如果合成甲烷通过油轮运输，则合成甲烷可以直接运输到德国或液化天然气接收站所在的荷兰或比利时等邻国。

7.1.2 作为研究一部分的运输成本假设

在本研究中，我们没有估算与管道运输相关的成本，而是假设合成燃料将通过油轮运输到德国。

¹²⁶ 还会产生最终用户侧税费及附加费。目前尚不清楚 2050 年之前税收制度将如何发展，因此，我们将各项税费从本研究中抽出。

7.1.2.1 合成甲烷运输成本

合成甲烷的液化天然气运输成本包括在生产国使天然气液化的成本、直接运输成本以及在德国的再气化成本。我们对当前液化成本的估算是基于 Ripple (2016) 中针对萨宾帕斯 (Sabine Pass) 给出的较小值。¹²⁷液化成本在过去十年中急剧上升，目前处于较高水平。¹²⁸Songburst (2014) 提出，液化天然气设备和部件生产以及单个地区不同项目之间协同效应方面的竞争日益激烈。这是降低成本的一种潜在手段。考虑到这些成本降低策略，我们假设到 2050 年成本将略有下降。

我们的直接运输和再气化成本基于 Henderson (2016)。直接运输成本根据研究中所考虑的生产国与德国之间的距离进行调整。

7.1.2.2 液体燃料运输成本

将液体燃料运输到德国的成本是根据 Fasihi 等人 (2016) 的成本数据估算的。据 Fasihi 等人的报告，13,400 公里运输距离的运输成本为 0.82 欧元/MWh_{th}。¹²⁹当根据本研究中考虑的生产国与德国之间的距离对该数据进行调整后，得出的运输成本如表 10 所示。

¹²⁷ Ripple (2016) 指定了液化成本，但这些成本（在同一地点）会有所不同，具体取决于买家和合同约定的交易量。从经济角度来看，这些成本不是生产者角度的液化成本，而是买家角度的成本，即价格。从生产者角度来看，即使以最低价格出售但成本仍不超过价格的前提下，这反映了生产者角度的成本近似值。

¹²⁸ Seeliger (2006) 报告了在阿尔及利亚和意大利之间运输液化天然气的边际成本（包括液化成本），量级为 0.85 至 1.68 \$/MMBtu。

¹²⁹ Fasihi 等人(2016)，第 254 页

7.2 掺混和配送

我们假设合成燃料也将被用作化石基燃料的添加剂。还有最终用户侧附加成本，例如配送成本和过网费。各项税费也必须考虑在内。目前尚不清楚 2050 年之前税收制度将如何发展，因此，我们将各项税费从本研究中摘出。¹³⁰

7.2.1 合成燃料掺混/配送的变化

7.2.1.1 气体（氢气、甲烷）

在天然气部门，可以使用合成氢气或合成甲烷。使用氢气比使用甲烷更具成本效益，因为与甲烷生产相比，与氢气生产相关的转化损耗更低。然而，技术限制造成了氢气掺混比的上限（即不需要对天然气网络基础设施或终端应用进行根本性调整的允许比例），而向天然气中添加甲烷时，掺混比可能高达 100%。

¹³⁰ 关于能源部门税费的讨论总结，请参见AgoraEnergie-wende (2017d)。

LNG 运输成本

表 9

	单位：美元/百万英热单位（实际数据）		
	2020	2030	2050
液化	2.25	2.2	2.0
从冰岛海运	0.25	0.25	0.25
从北非海运	0.38	0.38	0.38
从中东海运	1.17	1.17	1.17
重新气化	0.5	0.5	0.5
合计	3.0 – 3.92	2.95-3.87	2.75-3.67
	单位：欧分/千瓦时（实际数据）		
液化	0.69	0.67	0.61
从冰岛运输	0.08	0.08	0.08
从北非运输	0.12	0.12	0.12
从中东运输	0.36	0.36	0.36
重新气化	0.15	0.15	0.15
合计	0.91-1.19	0.9-1.18	0.84-1.12

资料来源：Frontier Economics 基于 Henderson (2016)、Ripple (2016) 和 www.SeaRates.com（运输距离的确定）。转换系数：1 百万英热单位 = 293.297 千瓦时；1 美元 = 0.89 欧元。

7.2.1.2 液体燃料

在交通部门，合成液体燃料原则上与汽油和柴油的掺混比可达到 100%。或者，单分子燃料（如甲醇、二甲醚和甲氧基乙醚）可用于交通部门。¹³¹后一种选项的优点是减少了本地排放，例如细颗粒物。然而，单分子燃料与柴油和汽油只能进行有限程度的掺混，因为在较高掺混比的情况下，终端应用必须调整。

7.2.2 作为研究一部分的掺混和配送成本假设

7.2.2.1 掺混比

终端用户价格是根据合成天然气与甲烷的掺混比（0% 至 100%）和合成液体燃料与柴油或汽油的掺混比（0% 至 100%）计算得出的。

7.2.2.2 化石燃料的成本

世界银行的天然气价格在 2017 年定为每千瓦时约 1.5 欧分，被用作气态化石燃料采购价格的基础。¹³²对于 2050 年以前的价格预测，世界银行确定的 2030 年之前天然气价格趋势将用作乐观情景的基础，并可外推到 2030 年以后时期。在悲观情景中，2040 年前的天然气价格基于 IEA (2016) 的当前政策情景（此趋势可外推到 2040 年至 2050 年）。参考情景的值相当于乐观情景和悲观情景中的平均值。

2017 年 4 月，液化化石燃料的购买价格为：高标号汽油每千瓦时 3.9 欧分，柴油每千瓦时 3.7 欧分。¹³³对于 2050 年以前的价格预测，世界银行确定的 2030 年之前原油价格趋势将用作乐观情景的基础，并可外推到 2030 年以后时期。在悲观情景中，汽油和柴油价格趋势源自 IEA (2016) 当前政策情景中所载的原油价格趋势。参考情景的值相当于乐观情景和悲观情景中的平均值。

¹³¹ 合成甲烷也可用于交通部门的天然气汽车中。

¹³² 请参见世界银行 (2017)

¹³³ 请参见石油工业协会（年份未知）

假定液体燃料运输成本

表 10

生产国	出发港	至汉堡的海上距离 (km)	运输成本 ct/kWh _{th} (实际数据)
冰岛	雷克雅未克	2,332	0.014
北非	阿尔及尔、安纳巴、阿加迪尔、卡萨布兰卡、纳多	约 3,600	0.022
中东	马斯喀特、达曼、吉达/阿卜杜拉国王港、迪拜	约 11,000	0.067

资料来源：Frontier Economics 基于 www.SeaRates.com（海上距离的确定）和 Fasihi 等 (2016)（每公里运输成本预估）。

7.2.2.3 过网费/配送成本

作为本研究的一部分，假设从今天到 2050 年，过网费和配送成本保持不变，所产生的成本对于天然气和合成甲烷以及化石柴油/汽油和合成液体燃料相同。在我们的计算中使用以下值：

- 气体（天然气/合成甲烷）过网费为每千瓦时 1.59 欧分。¹³⁴
- 气体（天然气/合成甲烷）配送成本为每千瓦时 0.43 欧分。¹³⁵
- 液体燃料（化石柴油/汽油或合成液体燃料）的（国内）运输、储存、库存、管理和配送成本为每升 10 欧分。¹³⁶

假定化石燃料产品采购价格：天然气、高标号汽油和柴油 (ct₂₀₁₇/kWh) 表 11

情景	2020	2030	2050
天然气			
乐观	1.42	1.70	2.25
参考	1.64	2.27	3.03
悲观	1.87	2.84	3.81
高标号汽油			
乐观	4.17	4.42	4.91
参考	4.66	6.19	7.63
悲观	5.14	7.96	10.34
柴油			
乐观	4.01	4.25	4.73
参考	4.48	5.95	7.34
悲观	4.94	7.66	9.95

资料来源：Frontier Economics 基于石油工业协会 (2017) 和 IEA (2016)。

134 家用天然气的过网费，包括出自 BDEW 的计量与计费成本：每户（单家庭户）天然气价格以 ct/kWh 为单位”（截至 2017 年 2 月）

135 出自 BDEW (2017) 的采购和配送成本，减去使用最近五年 BAFA 跨境价格的平均值估算得出的采购成本。

136 汽油和柴油的配送成本数据尚未公开。石油工业协会只公布涉及边际收益、运输成本、储存成本、库存成本、管理成本和配送成本以及边际利润的数据。边际收益贡献也会随着时间的推移而波动。在 2017 年 1 月至 4 月期间，汽油/柴油的边际收益约为每升 12 至 14 欧分。根据石油工业协会的声明，边际利润预计为每升 1 至 2 欧分 (Boerse.Ard.de, 2015; sueddeutsche.de, 2014)。因此，我们假设运输、储存、库存、管理和配送产生的成本为每升约 10 欧分。

8. 至 2050 年的合成燃料成本估算结果汇总

本章汇总了成本估算结果：

- 第 8.1 节概述了估算的成本，
- 第 8.2 节中确定了主要的成本因素。

所有结果均基于预设 WACC 为百分之六（包括所有技术和站点）。¹³⁷

8.1 成本估算概述

进口合成燃料的总成本说明如下——首先是德国边境线的最终能源成本（即不考虑过网费和配送成本）（第 8.1.1 节），其次是最终用户侧成本（即考虑过网费和配送成本，但不考虑各项税费¹³⁸）（第 8.1.2 节）。

8.1.1 进口合成燃料的总生产和运输成本（不含过网费/配送成本）

8.1.1.1 进口合成甲烷的总成本

图 18 所示为估算的 2020 年、2030 年和 2050 年进口合成甲烷生产和运输成本。参考情景中的成本以粉色表示；紫色曲线所示为乐观情景（低成本）和悲观情景（高成本）中的成本范围。

参考情景中的常规天然气采购成本在图 18 中以虚线表示。值得一提的是，合成甲烷成本和常规天然气价格之间的比较并不非常适当，因为与常规天然气不同，合成甲烷为碳中性。

¹³⁷ 与所做的其他假设一样，WACC 可在 Agora 网站上的 Excel 工具中进行调整。WACC 对总成本具有显而易见的影响（另请参见 Ph-ISE 2015b）。

¹³⁸ 如第 7 章中所述，目前尚不清楚 2050 年之前税收制度将如何发展，因此，我们将各项税费从本研究中排除。

2020 年结果显示：

- **合成甲烷的最有利生产选项是基于冰岛的地热和水电。**这是由于该国具有相对较低的发电成本和较高的转化技术负荷系数。
- 在将所有进口选项都考虑在内的情况下，基于北海和波罗的海海上风电生产合成甲烷的成本仍要比进口合成甲烷成本高。
- 从北非和中东进口甲烷的成本大致位于从冰岛进口甲烷和利用北海和波罗的海风电的成本之间。
- **基于光伏技术或光伏/海上风力互补发电技术生产合成甲烷的成本相似。**这主要归因于两项相互抵消的影响：其一，光伏/海上风力互补发电技术与单独光伏技术相比，满负荷运行小时数更高。电解制氢设备利用率提高，从而降低了投资成本的影响。但是，发电成本要高于单独使用光伏发电的成本。

将 2020 年的结果与 2050 年的结果对比，有以下发现：

- **合成甲烷的成本将随时间推移而显著降低。**这是由于可再生能源发电厂（见第 5 节）和转化厂（见第 6 章）的建设使投资成本渐进式降低。同时假定电解制氢效率也将随时间推移而提高（见第 6 章）。
- **不同场地和技术选项的成本随时间推移而趋同。**这是因为假定光伏发电和海上风力发电的投资成本比陆上风力、地热和水力发电等成熟技术的投资成本下降幅度更大（见第 5 节）；
- **即便从长远来看，进口合成甲烷（无论是从哪个生产国进口）的相关成本仍然要比基于北海和波罗的海海上风力发电生产合成甲烷的成本低。**但是，成本明显趋同。进口合成甲烷的潜在成本优势主要取决于到 2050 年时

的海上风电投资成本的发展，以及各风力发电站能够实现的满负荷运行小时数（关于乐观和悲观情景下的成本范围见第5章）。

概言之，因潜在进口国更有利的发电成本而带来的成本效益超过运至德国的运输成本，因此，进口合成甲烷具有更好的成本效益。此成本效益的高低主要取决于海上风电投资成本相比其他可再生能源发电技术成本（尤其是光伏技术成本）如何发展。

8.1.1.2 进口合成液态燃料的总成本

进口合成液态燃料（图19）相关的生产和运输成本与合成甲烷的情况类似。由于合成甲烷和合成液体燃料均使用氢生产，大部分生产成本完全相同。此外，假定甲烷化效率和液体燃料转化效率只存在细微差别，且生产设备投资成本量级也类似（第6章）。尽管液体燃料的运

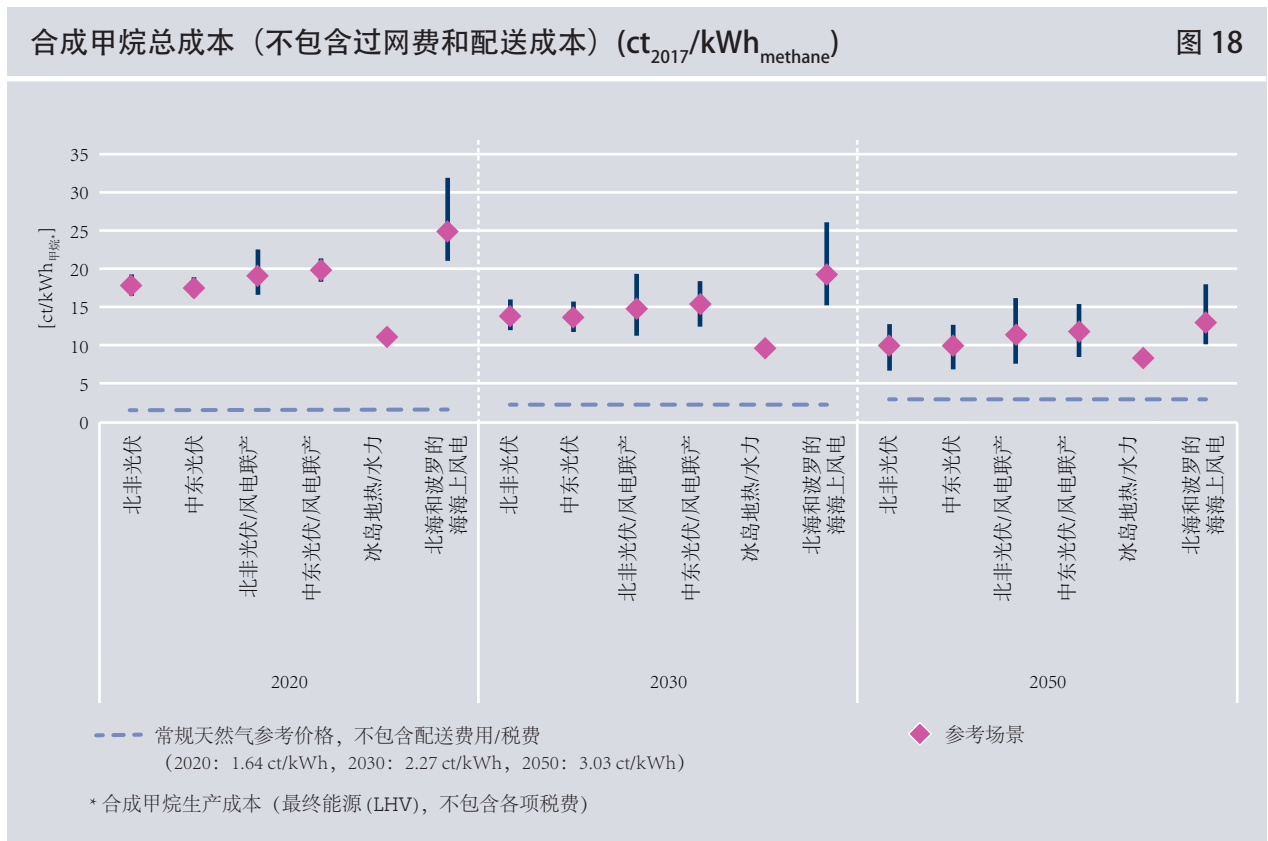
输成本要低于合成甲烷的运输成本，¹³⁹但合成液体燃料具有更高的CO₂输入成本，这意味着二者的成本估算结果相近。

由此可见，进口合成液体燃料也可能具有其成本效益。但是，与合成甲烷的情况相类似，成本效益主要取决于海上风电投资成本随时间推移的变化情况。

8.1.2 最终用户侧进口合成燃料的总成本（包括过网费/配送成本）

（每户）最终用户侧的甲烷总成本见图20所示。除生产和运输外，我们还考虑了配送、过网费和石油/合成天然气掺混成本。

¹³⁹ 液体燃料仅具有直接的运输成本，而甲烷的液化天然气运输则还包括液化和重新气化成本（见第7章）。



最终用户侧成本取决于合成甲烷掺混比：掺混比为 0% 时，成本基于常规天然气采购成本，当掺混比为 100% 时，成本基于合成甲烷采购成本。¹⁴⁰

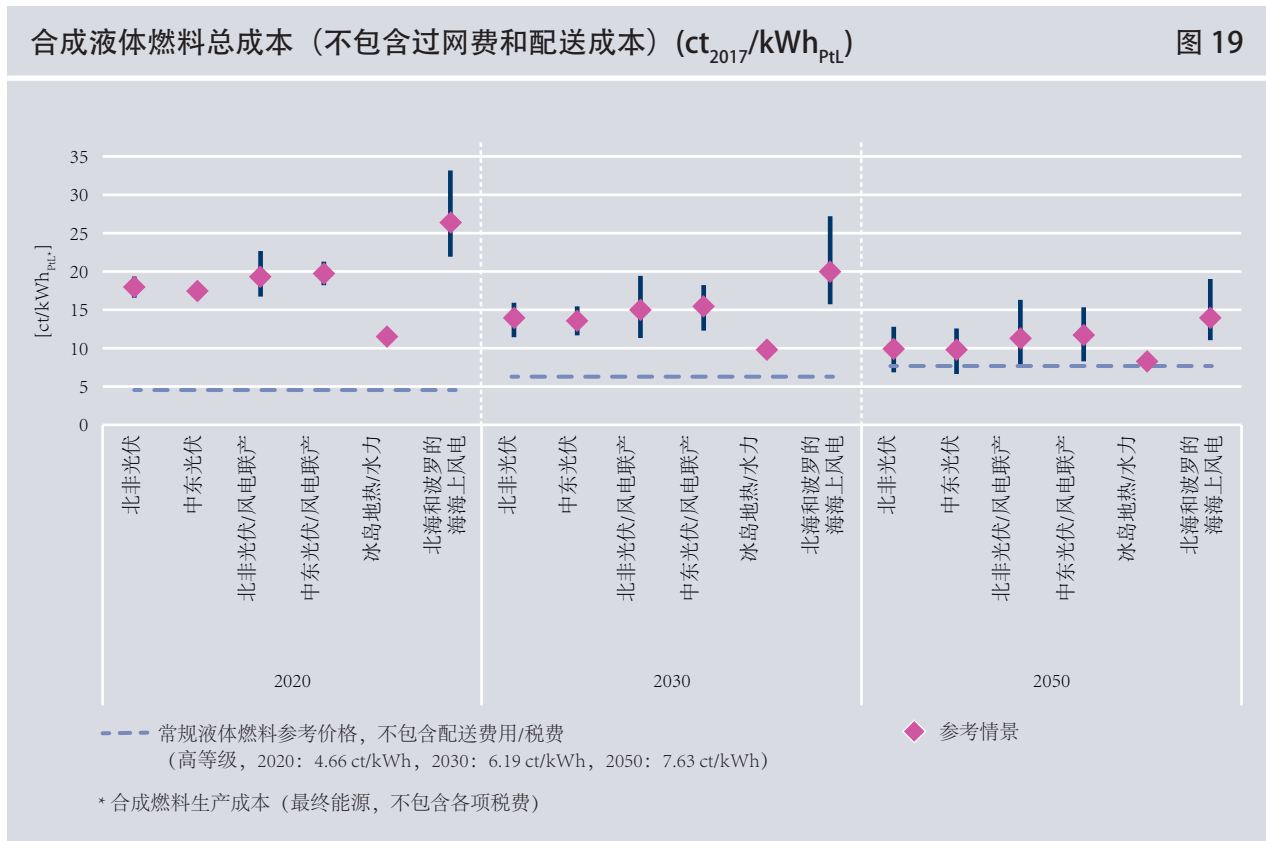
到 2020 年，合成甲烷和常规甲烷的成本预计将维持较大差别。因此，100% 掺混比时最终用户侧成本要比 0% 掺混比时的成本高出四倍以上。

随着合成甲烷和常规甲烷成本到 2050 年趋同，不同掺混比下的成本差异也将缩小。此趋同过程一方面受常规天然气价格上涨假设的影响（在参考情景中，当前 1.72 ct₂₀₁₇/kWh 至 2030

年的 2.36 ct₂₀₁₇/kWh，再到 2050 年的 3.16 ct₂₀₁₇/kWh）。另一方面，预计合成甲烷生产成本将下降，如图 18 所示。

图 21 展示了最终用户侧液体燃料总成本。与甲烷类似，到 2020 年，合成液体燃料成本将高于常规燃料成本。到 2050 年，合成和常规液体燃料的成本将趋同。此趋同过程一方面受常规燃料价格上涨假设的影响（就参考情景中的高标号汽油而言，从当前 4.66 ct₂₀₁₇/kWh 至 2030 年的 6.19 ct₂₀₁₇/kWh，再到 2050 年的 7.63 ct₂₀₁₇/kWh），而另一方面，受合成燃料生产成本降低假设的影响，如图 19 所示。

¹⁴⁰ 图 20 中的合成甲烷成本与从北非进口合成天然气的成本相符，后者通过光伏技术生产。在 Agora 网站提供的 Excel 工具中，也可计算其他进口选项的数据。



甲烷总成本取决于混合的合成甲烷比例（包括过网费和配送成本）——“北非 PV”进口选项的合成甲烷成本 (ct₂₀₁₇/kWh_{甲烷}) 图 20



8.2 基本成本动因

进口合成甲烷和合成液体燃料成本趋势的主要动因见下文。这些动因包括：发电成本（第 8.2.1 节）；转化设备利用率（负荷系数）；以及转化设备投资成本（第 8.2.2 节）。运输成本是第二大动因，对于合成液体燃料而言更是如此。

8.2.1 成本动因：发电成本

发电成本占合成甲烷和合成液体燃料总成本的很大一部分，如图 23 和 24 所示。到 2020 年，发电成本将成为最大的成本构成部分。尽管由于假定可再生能源投资成本减少，预计在 2050 年之前发电成本将下降，但到 2050 年，发电成本将继续占总成本的很大一部分。

发电成本对合成甲烷和合成液体燃料成本的巨大影响可归因于转化过程效率低，如下文图示（图 22）：到 2020 年，北非地区的光伏技术发电成本为 3.43 ct/kWh_电（参考情景）。电解制氢效率为 67% 时，发电成本为 5.12 ct/kWh_{H₂}。在甲烷化、甲烷合成或费托合成情况下，会出现额外转化损耗，因此，此图示中的最终产品发电成本为 6.39 ct/kWh_{甲烷} 和 6.39 ct/kWh_{PtL}。

发电成本的重要性可参见图 23 和 24——不同国家/地区和不同年份之间的发电成本对比。由于上文所述转化损耗乘数效应，不同地区和不同时期的投资成本以及满负荷运行小时数之间的差异将对总成本造成巨大影响。

液体燃料总成本取决于混合的合成燃料比例（包括配送成本）——“北非 PV”进口选项的合成液体燃料成本 (ct₂₀₁₇/kWh_{PTL}) 图 21



8.2.2 成本动因：设备利用率和投资成本

开发合成燃料转化设备（电解制氢、甲烷化和甲烷或费托合成）的相关成本是第二大成本构成部分。在这一点上，设备成本主要受初始投资成本和后续利用率影响。

2020 年和 2050 年成本对比（图 24）中明确显示了投资成本所造成的影响。如第 6 章中所述，假定所有转化设备的成本都将随时间推移而降低。

设备利用率所造成的影响见图 25：在左侧，假定电解制氢和甲烷化设备利用率均为 2,000 小时。从而导致的转化成本比图中间所示成本要高出 3 倍以上，图中间的设备利用率为 8000 小时。右侧图中所示的是平均情况，其中假定电解制氢设备利用率为每年 2,000 小时，而甲烷

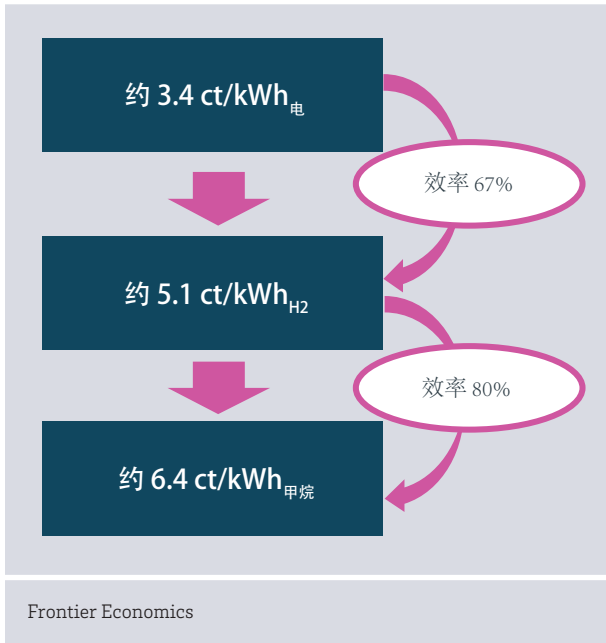
化设备每年运行 8,000 小时。此最终情况所示的电解制氢设备满负荷运行小时数较低，这是由于使用波动性可再生能源发电（且没有采取储电），而甲烷化连接上游储氢，从而可以提高利用率。

8.2.3 CO₂ 和海水淡化成本的作用

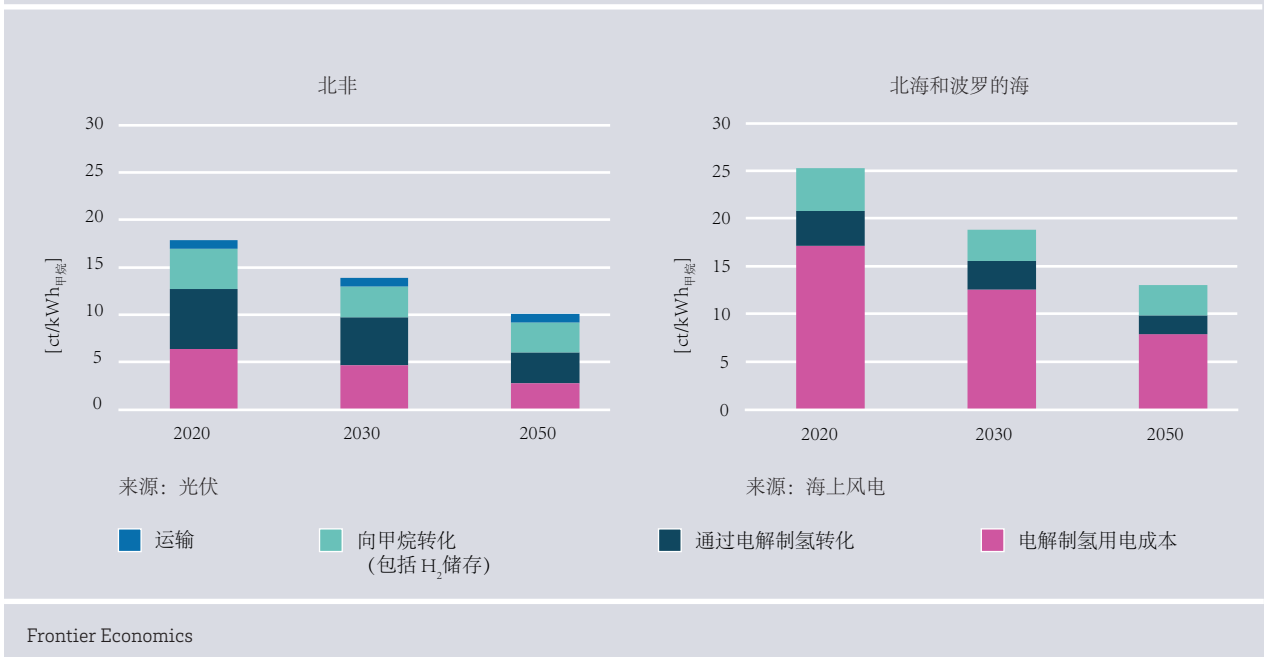
在甲烷化过程中捕获 CO₂ 的成本不可忽视。从空气中捕获 CO₂（直接空气捕获）的成本占甲烷生产总成本的 10% 至 15% 左右。

另一方面，电解过程中的海水淡化成本可忽略不计。根据文献中的可用数据，这些成本的量级在数据中不太明显（见工具）。

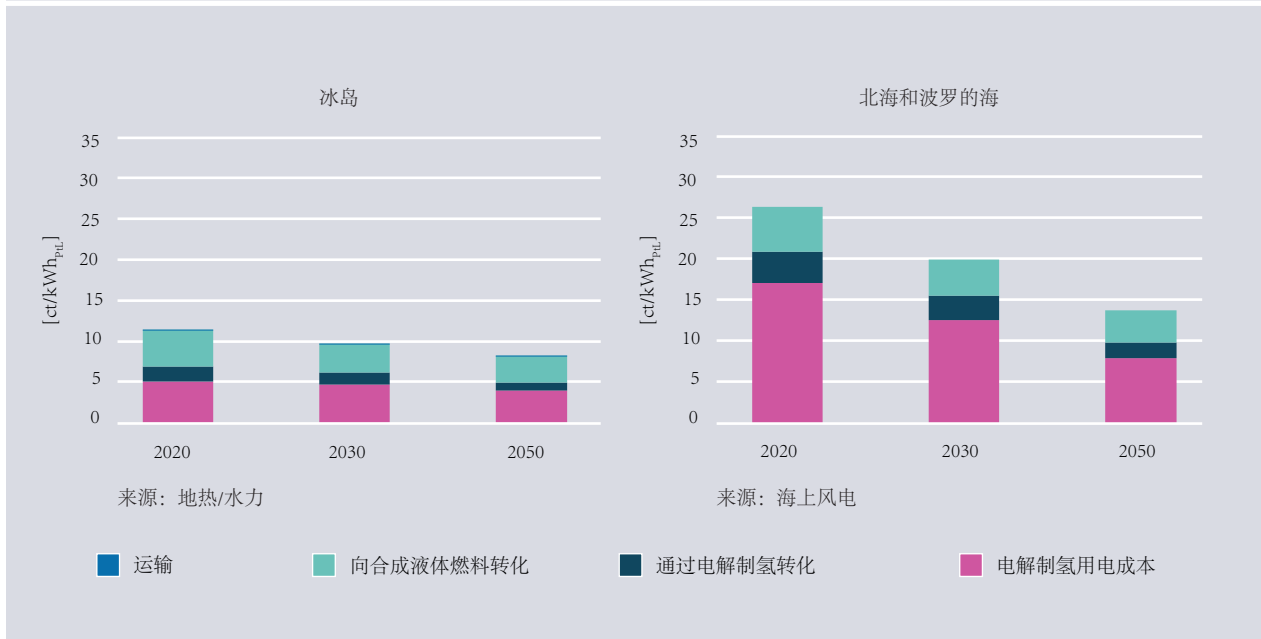
由于转化损耗导致的发电成本增加——在参考情景中，“北非 PV” 进口选项合成甲烷生产过程中的发电成本和效率图示 图 22



在参考情景中，北非（光伏）和北海以及波罗的海（海上风电）合成甲烷的生产与运输成本对比 (ct₂₀₁₇/kWh_{甲烷}) 图 23

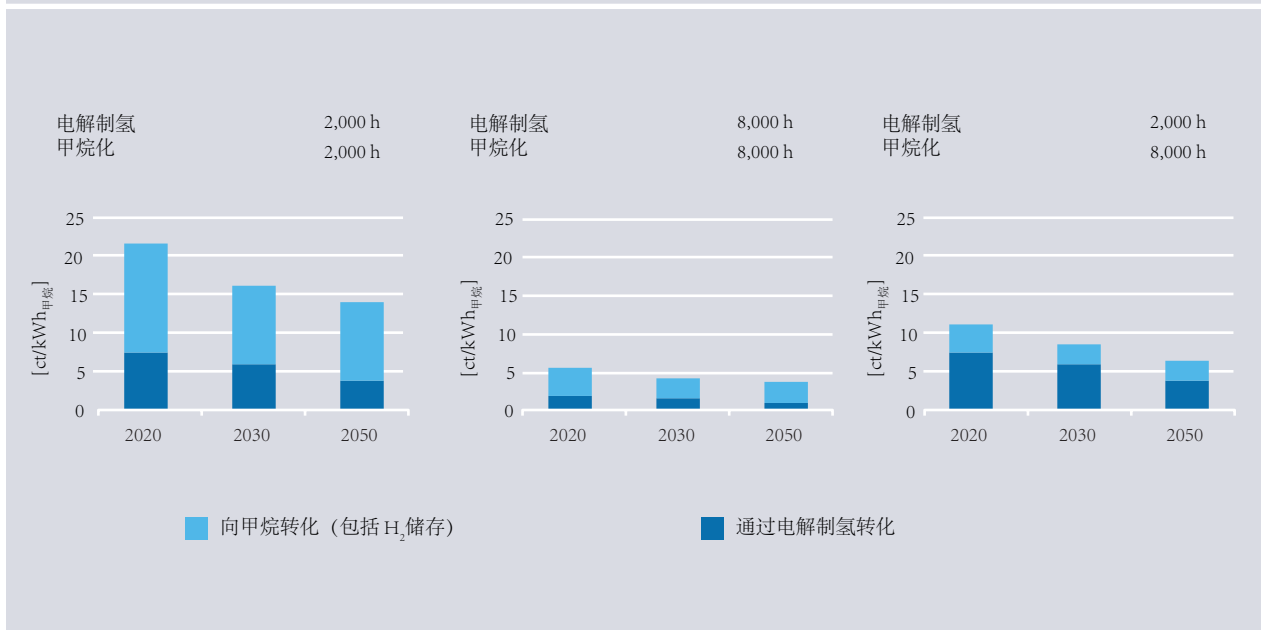


在参考情景中，冰岛（地热/水电）和北海以及波罗的海（海上风电）合成液体燃料的生产与运输成本对比 (ct₂₀₁₇/kWh_{PtL}) 图 24



Frontier Economics

生产设备利用率和投资成本对转化成本的成本影响（电解制氢和甲烷生产指示值） 图 25



Frontier Economics

9. 可持续性标准

如果德国为了实现减排目标而进口合成燃料，则从政治因素方面考虑，要求合成燃料的原产国在生产过程中也必须满足特定可持续性标准。就这一点而言，以下可持续性标准非常重要：

- **可再生能源发电的额外性：** 额外性概念考虑原产国的可再生能源发电是补充还是替代其他可再生能源发电。在分析可再生能源发电额外性时的挑战之一是确定与补充发电相关的参考基准。为此，可以采用这样的标准：为生产出口合成燃料而进行的可再生能源发电必须作为可再生能源发电的补充，
 - 在任何情况下，均以该生产国的纯经济标准为基础；
 - 需要满足该生产国可再生能源目标；和/或
 - 需要覆盖该生产国的全部电力（甚至是能源）需求。

因此，这种额外性概念反映了温室气体减排措施的额外性定义，这些措施被采纳作为清洁发展机制 (CDM) 的一部分。¹⁴¹ 额外性的定义要求 CDM 措施必须促成在缺少 CDM 措施的情况下无法实现的减排。然而，提供额外性的证明在实践中具有一定难度。根据 Schneider (2009) 的结论，永远无法完全确定地证明额外性，因为额外性必须相对于假想情况证明（即在 CDM 措施未执行的情况下）。对 CDM 措施额外性的研究得出结论：对于所考虑的大多数项目而言，CDM 措施是否确实满足额外性标准还是未知之谜。¹⁴² 鉴于此问题，Schneider (2009) 要

141 作为 CDM 机制的一部分，发展中国家可充分利用各项措施减少温室气体排放，并完成此类认证。如此，就可获得核证减排量 (CER) 或减排单位 (ERU)。工业国家可以获得此类认证，以实现其自身的减排目标。同时还可以提交至 EU ETS 作为减排证书。

142 请参见 Schneider (2009) 和本文中综述的文献 (Schneider (2009), 第 250f 页)。还可从 Oeko

求基于客观标准以透明方式提供额外性证明。但是，Schneider 也强调了消除非额外项目与标准严苛而排除有额外性项目这二者之间的权衡。

对于在其他国家/地区的合成甲烷/合成液体燃料生产，这意味着应确定额外性标准，以防止本地可再生能源发电被置换，同时在执行环保和经济的有益措施时，应避免难以应付的官僚机构障碍。但是，非常严格的额外性定义（例如：“其必须先确保可再生能源已覆盖生产国的电力需求”）在短期到中期内通常都难以在所有潜在生产国中被满足。冰岛是唯一例外，这是由于其国内电力需求（约 17 太瓦时）已基本全部由可再生能源覆盖，且冰岛的可再生能源潜力比其国内电力需求量要高出两倍以上。¹⁴³ 但是，在其他国家/地区，对额外性的此番严格诠释将妨碍对可再生能源的投资，而反之则可以获得此类投资。由此，从环保政策的角度来看，严格的诠释解读通常会具有反效果。

- **空间的可持续使用：** 另一项可持续性标准涉及各种土地使用之间的竞争。在这一点上，粮食生产用地和林业用地之间的竞争尤为重要。可再生能源设施、合成燃料生产设备以及根据需要建筑水和 CO₂ 生产设备都需要占用空间。必须单独分析各个地区和区域的情况，以确定如何持续使用合成燃料生产所需的空间，或哪些使用可被置换。在围绕生物燃料的辩论中，Fargione 等人 (2008) 认为将林业用地转变为用于生产生物燃料的耕地

Institute (2016) 获取关键分析。对于非欧盟国家的可再生能源扩展额外性，将其作为额外措施以构成 CDM 的一部分仍有待探讨。

143 Askja Energy (年份未知)。

会导致 CO₂ 排量猛增（与使用常规燃料相比较）。而与生产生物燃料不同，在生产合成甲烷/合成液体燃料时则无需用到耕地或丰沃林地。例如，可以轻松选择荒漠地区作为生产用地。

→ **生产国的可持续经济发展：**在某些情况下，可能需要确保在国外以鼓励可持续经济发展的方式推行 CO₂ 减排措施。可持续发展的标准可能包括进行额外投资、降低贫困水平和/或向新技术转型的要求。¹⁴⁴ “2050 年沙漠太阳能发电”项目旨在到 2050 年时，让可再生能源在欧洲、北非和中东能源需求量中占据较大份额。作为该项目一部分开展的一项研究显示，成功的经济发展主要受政治和法规因素的影响。基于模型的计算显示，当执行国际气候政策以内部化 CO₂ 排放的负面影响时，可带来实际收益的正向增长。¹⁴⁵

→ 从长远来看，对可再生能源和出口合成燃料所需基础设施的投资可以为出口国带来经济收益。但出口国可为创造持久国内价值而营造政治和经济条件的程度还需要调研。对于目前通过出口化石燃料作为该国主要收入的出口国（如北非和中东国家），生产合成燃料可为其带来巨大收益。但是，必须在此类国家成立认证体系，确保其燃料是通过合成方式生产，而非通过化石资源开采。生物乙醇已经采用了此类认证体系，其可持续性必须经过认证。¹⁴⁶为此，欧盟已在《可再生能源指令》中颁布相关法规。欧盟可持续性标准规定，自 2011 年起，其成员国中所用生物燃料的温室气体排放量必须比使用化石燃

料的温室气体排放量低至少 35%。此外，从 2018 年起，此减排量必须达到 50%。生物乙醇生产商必须由独立机构根据国家批准的认证体系实施认证。原材料来源及其在生物乙醇设备中的加工必须接受专家的定期独立审核。生产商必须书面记录其培养的原材料的可持续性。

→ **不得使用干旱气候区域内的现有水源：**在诸如北非和中东等干旱气候区，必须保证电解水取自淡化的海水，而非使用现有水源。因此，在我们的成本估算中，我们假定干旱气候区域内的水必须由海水淡化设备供应。在这种情况下，也存在一种紧急形势，即海水淡化设备需要为当地居民提供用水。但目前尚未对此形势进行调研；即不清楚该区域是否存在海水淡化设备不足而导致可能无法用于生产合成燃料。

→ **CO₂ 闭式循环：**为了建立 CO₂ 闭式循环，必须从空气、生物质或沼气中捕获 CO₂。¹⁴⁷在我们的成本估算中，我们假定所有国家生产过程中所需的 CO₂ 均从空气中提取。相应地，我们的计算也基于碳中性二氧化碳循环。在进口合成燃料时，必须确认适当的二氧化碳闭式循环。与其他措施的额外性不同（见上文），提供二氧化碳闭式循环的证据相对简单，例如，将直接空气捕获设备捕获的 CO₂ 量与转化过程中所用的 CO₂ 量对比即可确定。

¹⁴⁴ Schneider (2007)

¹⁴⁵ Calzadilla 等人 (2014)

¹⁴⁶ 欧盟规定，到 2020 年，交通部门所用的能源中有 10% 必须来自可再生能源；请参见 2009 年 4 月 23 日发布的关于可再生能源使用推广的 2009/28/EC 指令及其修正，随后废除 2001/77/EC 和 2003/30/EC 指令

¹⁴⁷ 必须注意的是，使用可再生能源发电生产的合成甲烷在未经燃烧而排放时（甲烷逃逸），其对环境的影响与化石甲烷并无二致。我们在分析中假定可通过适当技术控制甲烷逃逸，因而没有将此情况纳入考虑。

10. 总结与展望

我们的进口合成燃料成本估算显示，与在北海和波罗的海使用海上风电生产相比，从具有有利可再生能源发电场地的国家/地区进口合成燃料具有潜在成本效益。我们的成本估算还表明，从中长期来看，可假定合成燃料和常规燃料的成本将趋于一致。

通过文献综述可知，燃料生产技术的未来成本趋势仍有高度的不确定性。这些不确定性体现在不同情景之间的成本差异较大。关于此内容，我们建议读者再次参考 [Agora 网站](#) 上的 Excel 工具，可利用该工具测试各种潜在假设的结果。

总而言之，本研究为供热和交通部门的脱碳策略现行讨论提供了重要依据。为了对所考虑的各种脱碳策略进行全面的经济评估，还需要其他分析，如比较合成燃料成本和不同电气化选项的成本。

11. 参考文献

- Agora Energiewende (2015):** Calculator of Levelized Cost of Electricity for Photovoltaics. www.agora-energiewende.org/pv-cost
- Agora Energiewende (2017d):** Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. [能源新价格模型。电力与化石燃料各项税费改革的基础。背景知识。]柏林, 2017年4月
- Askja Energy (no year):** <https://askjaenergy.com/iceland-introduction/iceland-energy-sector/>
- Bär, K; Mörs, F.; Götz, M. and F. Graf (2015):** Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz von PtG-Konzepten. [PtG 概念中所用的生物和催化甲烷生产对比。] In *gwf-Gas Erdgas* 7/2015
- BDEW (2017):** Erdgaspreis für Haushalte (EFH) in ct/kwh. [每户天然气价格, 以 ct/kWh 为单位。] (截至 2017 年 2 月)
- Boerse.Ard.de (2015):** Wer was am Benzin verdient. [汽油带来的收益与受益人。] <http://boerse.ard.de/anlageformen/rohstoffe/so-setzt-sich-der-sprit-preis-zusammen100.html>
- Brand, B./Zingerle, J. (2010):** The renewable energy targets of the Maghreb countries: Impact on electricity supply and conventional power markets. EWI working paper
- Breyer, Christian (2012):** Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants. Thesis University of Kassel.
- Breyer, Christian (2016):** How would a 100 percent renewable electricity system work in the MENA region. – Building energy scenarios in North Africa for Cooperation. Heinrich Böll Foundation's Afrique du Nord offices. Presentation, 15 November 2016.
- German Federal Network Agency (2017):** Press release from 13/04/2017: Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der ersten Ausschreibung für Off-shore-Windparks. [德国联邦网络管理局宣布海上风电场首次竞拍中标结果。] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017_WindSeeG.html
- German Federal Government (2016):** Climate Action Plan 2050. Federal climate protection policy principles and targets. November 2016
- Calzadilla, A., Wiebelt, M., Blohmke, J., Klepper, G. (2014):** Desert Power 2050: Regional and sectoral impacts of renewable electricity production in Europe, the Middle East and North Africa. (No. 1891). Kiel Working Paper.
- Caldera, U.; Afanasyeva, S.; Bodganov, D. and Ch. Breyer (2016):** Integration of reverse osmosis seawater desalination in the power sector, based on PV and wind energy, for the Kingdom of Saudi Arabia. In: Proceedings of the 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, June 20-24, Munich, Germany
- Carbon Recycling International:** <http://carbonrecycling.is/george-olah/2016/2/14/worlds-largest-co2-methanol-plant>

DLR/IWES/IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. [在将欧洲和全球发展纳入考虑的情况下，在德国发展可再生能源的长期愿景和战略。]

DVGW (2014): Techno-ökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. [电转气概念的技术和经济研究。]

Enea Consulting (2016): The Potential of Power-to-Gas

EU (2009): Directive 2009/28/EC of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

Fargione, J. et al. (2008): Land Clearing and the Bio-fuel Carbon Debt. In Science Vol 319, 29 February 2008

Fasihi, M., Bogdanov, F., Breyer, Ch. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Energy Procedia 99 (2016) pp 243–268

Fasihi, M., Bogdanov, F., Breyer, Ch. (2017): Long-term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe – Renewable Energy Based Synthetic Fuels a Net Zero Emissions World. In Sustainability 2017, 9, p. 306

Fasihi, M. and Breyer, Ch (2017): Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants. 11th International Renewable Energy Storage Conference, March 14-16, 2017, Düsseldorf

FENES et al. (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. [能源转型中的储电。针对系统服务和配电网发电平衡的德国新储电需求调查。]代表 Agora Energiewende 进行研究

FENES et al. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. [德国能源转型中风电转气的重要性与必要性。]代表 Greenpeace Energy 进行研究

Fichtner/Prognos (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. [德国海上风能成本降低潜力。]

Fraunhofer ISE/FCBAT (2011): NOW Study. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichts. [通过可再生能源制氢的电解制氢现状和发展潜力。最终报告总结。]

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. [可再生能源发电成本。]

Fraunhofer ISE (2015a): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. [能源转型的代价是什么？2050年德国能源系统转型途径。]

Fraunhofer ISE (2015b): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende

Fraunhofer Umsicht/Fraunhofer IWES (2014):

Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher. [储能元研究最终报告。]代表 BMWi 进行研究

Fraunhofer IWES: Windmonitor (no year):

http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_en/4_Offshore/5_betriebsergebnisse/1_Volllaststunden/

Fraunhofer IWES/IBP (2017):

Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. [2030 年供热转型。在建筑部门达成中长期环保目标的关键技术。]代表 Agora Energiewende 进行研究

Ghorbani, N.; Breyer, Ch. and Aghahosseini, A.

(2017): Transition to a 100% renewable energy system and the role of storage technologies: A case study of Iran 11th International Renewable Energy Storage Conference, March 14–16, 2017, Düsseldorf

GTM (2016):

Global PV Tracker Market to Grow 254% Year-Over-Year in 2016. Trackers are gaining share on fixed-tilt systems. October 11, 2016, Greentech Media, <https://www.greentechmedia.com/articles/read/global-pv-tracker-market-to-grow-254-year-over-year-in-2016>

Henderson, James (2016):

Gazprom – Is 2016 the year for a change of pricing strategy in Europe? Oxford Energy Comment. January 2016

IEA (2010a):

Renewable Energy Essentials: Hydro-power

IEA (2010b):

Renewable Energy Essentials: Geothermal

IEA (2016):

World Energy Outlook 2016 Coalition Agreement 2013 between CDU, CSU and SPD https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile

Climate Action Plan 2050 – Federal Environmental Policy Principles and Targets

http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz-plan_2050_bf.pdf

LBST (2013):

Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. [可再生燃气成本分析。]代表 BEE 进行研究

LBST (2016):

Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future zero emission fuels from renewable electricity – Europe and Germany

Mineralölwirtschaftsverband e. V. (no year):

<https://www.mwv.de/preiszusammensetzung/>

Nordic Blue Crude (no year):

<http://www.nordicbluecrude.no/>

Norton Rose Fulbright (2013):

Oman's renewable energy potential – solar and wind. <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/75892/renewable-energy-oman%20-%20section4>

offshore Wind.biz (2016):

<http://www.offshorewind.biz/2016/10/28/borssele-tender-revealed/>

Oeko Institute (2016):

How additional is the Clean Development Mechanism?

Oeko Institute (2014):

Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. [环保政策一致性与甲烷化战略成本综述。]

Prognos/Fichtner (2017): Workshop Offshore-Windenergie – Technische Entwicklung und Kosten-situation, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben IIf: Windenergie auf See [德国海上风电研讨会——技术发展及成本状况，进度报告的撰写准备和支持，依照《可再生能源法》第 97 章，子项目 IIf: 海上风能]，柏林，2017 年 5 月 18 日

Ramsden, T.; Kroposki, B.; Levene, J. (2008): Opportunities for Hydrogen-Based Energy Storage for Electric Utilities". Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory

Reiner Lemoine Institut (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. [德国可再生能源供电的中心化和去中心化扩展途径比较与优化。]

Ripple, Ronald D. (2016): U.S. Natural Gas (LNG) Exports: Opportunities and Challenges. IAEE Energy Forum. Third Quarter 2016

SeaRates: www.SeaRates.com

Schneider, L. (2007): Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement. Study by the Oeko Institute on behalf of WWF

Schneider, L. (2009): Assessing the additionality of CDM projects: practical experiences and lessons learned. In: Climate Policy 9 (2009) pp 242–254

Schütz, S.; Härtel, P. (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien.

[环境保护与可再生化学能源——从国内外可再生能源供应可再生化学能源的基础设施及系统适配。]代表联邦环境署进行研究

Seeliger, A. (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transport und des internationalen Handels sowie eine Analyse der Bezugsskostensituation ausgewählter Importnationen. [至 2030 年的全球天然气供应发展。基于模型的全产产量、运输和国际贸易预估与选定进口国参考成本状况分析。]Energiewirtschaftlichen 研究所论文文献，第 61 卷

Songhurst, B. (2014): LNG Plant Cost Escalation. OIES Paper: NG 83

Steward, D. et al (2009): Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage (Technical Report, NREL/TP-560-46719, November 2009)

Sueddeutsche.de (2014): Was Benzin tatsächlich kostet und wer daran verdient. [汽油的实际成本及受益方。] <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/spritmonitor-was-benzin-tatsaechlich-kostet-und-wer-daran-verdient-1.1937507>

Federal Environmental Agency (2016): Power-to-Liquids – Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation fuel

World Bank (2017): World Bank Commodity Market Price Forecast January 2017. <http://pubdocs.worldbank.org/en/926111485188873241/CMO-January-2017-Forecasts.pdf>

Wiser et al. (2016): Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts. IEA Wind Task 26

我们如何实现清洁能源转型？ 我们需要哪些法规、倡议和措施来确保成功？Agora Energiewende 和 Agora Verkehrswende 致力于帮助德国迈向完全脱碳的能源体系。作为知行合一智库，我们与关键利益相关者合作，强化知识库并推动观点的交汇融合。



扫描二维码，下载本出版物。

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Strasse 2 | 10178 Berlin, Germany
电话 +49 (0)30 700 14 35-000
传真 +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Verkehrswende

Anna-Louisa-Karsch-Strasse 2 | 10178 Berlin, Germany
电话 +49 (0)30 700 14 35-000
传真 +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de

