

氢的未来

抓住今天的机遇



国际能源署

日本 G20 峰会报告，国际能源署编著

2019 年 6 月



本文为“氢的未来——抓住今天的机遇”中文翻译版，由 CNPC ETRI 全权负责翻译。其英文原版由 IEA 编著，CNPC ETRI 对中文版的准确性和完整性负责。

氢的未来

抓住今天的机遇



国际能源署

日本 G20 峰会报告，国际能源署编著

2019 年 6 月

前 言

今年对氢能而言是至关重要的一年。氢能在全球范围内迎来了前所未有的发展，并最终有望成为一种清洁能源解决方案，充分发挥其长期潜力。

为了抓住这一机遇，当前各国政府和企业需要将宏伟蓝图转化为实际行动。我们衷心感谢日本政府在担任二十国集团峰会主席国期间提出的由国际能源署（IEA）编著此报告的请求。

我们对氢能进行了广泛而独立的评估，总结了现状，预测了氢能如何帮助实现清洁、安全、经济的能源未来，如何充分发挥氢能的潜力。为了推动氢能的发展，我们确定了目前最有希望的路径，为将来提供跳板。

作为包罗各种燃料及相关技术的世界领先能源机构，国际能源署是帮助制定全球氢能政策的理想机构。国际能源署通过与各国政府、工业界和学术界密切合作，在报告中进行了严谨分析。

这项氢能研究是国际能源署对全球能源系统进行综合研究的组成部分。上个月我们发表了一份关于核电在清洁能源系统中作用的报告。此外，我们还举行各种高级别会议，探寻可持续能源未来所需的关键要素，其中包括本月在爱尔兰都柏林举行的能效部长会议和 2019 年 10 月拟在德国柏林举行的另一场关于可再生能源系统整合的部长会议。

我由衷地希望氢能报告可为二十国集团国家以及世界各国政府和企业之间的讨论和决策提供信息。我希望本报告有助于将氢能的当前势头转化为实际行动，使其稳健地迈上推动清洁、安全、经济的能源未来的发展道路。

完成本报告后，国际能源署仍将继续关注氢能，并会进一步拓展我们的专业知识，关注相关进展，提供技术、政策和市场设计方面的指导。

我们将继续与各国政府和所有其他利益相关方密切合作，支持各方为充分发挥氢能的巨大潜力所作的努力。

国际能源署由衷地期待我们能够一路同行，继续奋进。

Fatih Birol 博士

国际能源署执行董事

致 谢

本研究由国际能源署各相关理事和办公室组成的跨部门氢能工作组完成，由能源技术政策部主任 Timur Gül 和战略规划办公室主任 Dave Turk 设计并指导。研究报告的分析和编写由 Simon Bennett 和 Uwe Remme 统筹。

报告的主要作者有运输部 Herib Blanco 和 Pierpaolo Cazzola、建筑部 John Dulac、运输部 Hiroyuki Fukui、炼油部 Tae-Yoon Kim、储运分配及政策部 Zeynep Kurban、工业应用部 Peter Levi、氢能供应部 Raimund Malischek、储运分配部 Christophe McGlade、炼油部 Kristine Petrosyan、氢能供应部 Cédric Philibert、交通运输部 Jacob Teter 和项目与产业集群部 Jabbe van Leeuwen。其他作者包括 Thibaut Abergel、Julien Armijo、Araceli Fernandez Pales 和 Tiffany Vass。法国原子能和替代能源委员会（CEA）氢技术合作项目主席 Paul Lucchese 也是国际能源署的一员，他在整个研究和报告编写过程中提供了专家意见。此外，Caroline Abettan、Lisa Marie Grenier 和 Reka Koczka 也提供了必要的支持。

Edmund Hosker 负责编辑工作，Justin French-Brooks 负责编审工作。

该报告也受益于国际能源署其他专家的宝贵投入、评论和反馈，包括 Paul Simons、Mechthild Wörsdörfer、Laura Cozzi、Laszlo Varro、Paolo Frankl、Peter Fraser、Tim Gould 和 Julian Prime。还要感谢国际能源署通信和数字办公室 Tom Allen-Olivar、Jon Custer、Astrid Dumond、Christopher Gully、Jad Mouawad、Isabelle Nonain-Semelin、Robert Stone 和 Therese Walsh 在编著报告过程中提供的帮助。

本报告也离不开日本经济产业省，荷兰经济事务和气候政策部，以及新西兰商业、创新和就业部提供的大力支持。

我们特别感谢由荷兰经济事务和气候政策部氢能特使 Noé van Hulst 领导的高级咨询小组为本报告提供的专业知识和指导。该咨询小组成员包括奥地利可持续发展和旅游部长 Elisabeth Köstinger、沙特阿美公司首席技术官 Ahmad O. Al-Khowaiter、澳大利亚首席科学家办公室首席科学家 Alan Finkel 博士、日本丰田汽车公司首席专业工程师 Mikio Kizaki、南非科学与技术部氢能与能源部理事长 Rebecca Maserumule 博士、印度能源与资源研究所所长 Ajay Mathur 博士、欧盟能源总监 Dominique Ristori、美国能源部燃料电池技术办公室主任 Sunita Satyapal 博士以及科威特科学促进基金会总干事 Adnan Shihab-Eldin 博士。

我们还感谢 2019 年 2 月举行的国际能源署氢能高级研讨会的发言人和与会者所作的贡献。

最后，许多国际能源署之外的专家也对报告提供了帮助，对报告的分析工作发表了意见，并审核了报告。他们的意见和建议非常有价值。这些专家包括：

Jørg Aarnes	挪威船级社
Anthy Alexiades	加州空气资源委员会
Maria Belen Amunátegui Vallejo	西班牙国家天然气公司
Everett Anderson	NEL 氢能源公司
Florian Ausfelder	德国化学工程和生物技术协会
Fredrik Bengtssen	挪威石油和能源部
Bart Birbuyck	燃料电池与氢能联合组织
Simon Blakey	埃士信咨询公司
Klaus Bonhoff	国民油井分销公司
Valérie Bouillon-Delporte	米其林公司
Chris Bronsdon	埃纽斯能源公司（ Eneus Energy ）
Tyler Bryant	福蒂斯 BC 公司
Karl Buttiens	安塞乐米塔尔公司
Jorgo Chatzimarkakis	欧洲氢能组织
Ping Chen	大连化学物理研究所
Jan Cihlar	法维翰咨询公司
Roberto Cimino	埃尼石油公司
Elizabeth Connelly	美国能源部
Anne-Sophie Corbeau	英国石油公司
Paula Coussy	法国石油研究院
Mark Crowther	荷兰基瓦·加斯泰克公司（ Kiwa Gastek ）
Jostein Dahl Karlsen	国际能源署天然气和石油技术合作项目
Bill David	牛津大学
Amandine Denis-Ryan	澳大利亚气候事务部
Steinar Eikaas	挪威国家石油公司
Masana Ezawa	日本经济产业省
Alessandro Faldi	埃克森美孚公司
Pierre-Etienne Franc	法国液化空气集团
Sam French	庄信万丰公司
Katharina Giesecke	奥地利常驻经合组织代表团
Florie Gonsolin	欧洲化学工业委员会
Jürgen Guldner	德国宝马汽车公司
Manfred Hafner	马特艾基金会
Ilkka Hannula	国家技术研究中心
David Hart	E4tech 咨询公司
Bernd Heid	麦肯锡公司
Emile Herben	雅苒公司
Caroline Hillegeer	法国天然气苏伊士集团
Katsuhiko Hirose	日本南部九州大学国际碳中和能源研究所
Lindsay Hitchcock	加拿大自然资源部
Théophile Hordé	赛峰集团
Andreas Horn	巴斯夫公司
Brigitta Huckerstein	巴斯夫公司
Yuki Ishimoto	应用能源研究所
Nikolas Iwan	氢流动性集团
Emmanouil Kakaras	三菱日立电力系统欧洲部
Tim Karlsson	氢能经济国际合作组织
Rob Kelly	澳大利亚气候事务部
Vanessa Koh	新加坡贸易和工业部
Roland Käppner	蒂森克虏伯公司
Phillippe Kavafyan	MHI 维斯塔海上风电公司
Jonathan Leaver	新西兰国立理工学院
Ashish Lele	信实工业公司
Takeshi Matsushita	三菱商事国际（ 欧洲部 ）
Alicia Mignone	意大利外交部

Jongsoo Mok	现代汽车公司
Pietro Moretto	欧盟委员会联合研究中心
Takashi Moriya	本田研发部
Peter Morris	澳大利亚矿产委员会
Hechem Nadjar	壳牌公司
Motohiko Nishimura	川崎重工
Mikael Nordlander	瑞典大瀑布电力公司
Eiji Ohira	日本新能源产业技术综合开发机构
Matt Pellow	电力科学研究院
Joris Proost	鲁汶天主教大学
Danny Pudjianto	伦敦帝国学院
Carlo Raucci	海市咨询服务大学
Alison Reeve	澳大利亚环境与能源部
Henk Reimink	世界钢铁协会
Andrew Renton	新西兰电力传输公司
Martin Robinius	德国于利希研究中心
Mark Ruth	美国国家可再生能源实验室
Jacques Saint-Just	法国氢能加公司
Stanley Santos	欧洲塔塔钢铁公司
Kazunari Sasaki	日本九州大学
Manfred Schuckert	戴姆勒集团
Virginie Schwarz	法国生态、能源、可持续发展与空间规划部
Yoshiaki Shibata	日本能源经济研究所
Bunro Shiozawa	日本战略创新促进计划
Tristan Smith	伦敦大学
Markus Steinhäusler	奥钢联集团
Hideyuki Takagi	日本国家先进工业科学技术研究所
Peter Taylor	利兹大学
Daniel Teichmann	德国 Hydrogenious 氢气储运技术公司
Denis Thomas	加拿大 Hydrogenics 公司
Øystein Ulleberg	挪威能源技术研究所
Fridtjof Unander	挪威研究理事会
Rita Wadey	英国商业、能源和工业战略部
Hans-Jörn Weddige	蒂森克虏伯公司
Liu Wei	中国能源投资公司
Brittany Westlake	美国电力研究协会
Ad van Wijk	代尔夫特理工大学
Juergen Wollschlaeger	德国海德炼油厂
Linda Wright	新西兰氢能协会
Akira Yabumoto	日本电力发展公司
Makoto Yasui	千代田株式会社
Cheng Yibu	中国石化经济技术研究院
Rudolf Zauner	奥地利电力联盟
Robert Zeller	美国西方石油公司
Christian Zinglensen	清洁能源部长级会议

目 录

执行摘要..... 1

 国际能源署提出的扩大氢能规模的七条关键建议..... 3

第 1 章：简介..... 5

 2019 年：氢能的发展势头前所未有 6

 多种相互促进因素说明为何此次氢能会与以前不同 9

 政府的关键作用15

 氢与能源：引言16

 参考文献19

第 2 章：氢气生产与含氢产品.....21

 制氢产业的发展现状21

 天然气制氢22

 电解水制氢25

 煤制氢31

 生物质制氢32

 不同制氢工艺的对比33

 将氢气转化为燃料与原料，以便于其储存、运输与使用35

 参考文献42

第 3 章：氢气的储存、运输和配送45

 氢的储存46

 氢的运输和配送 47

 本地配送54

 运送和储存氢气的总成本56

 参考文献59

第 4 章：氢气目前和潜在的工业用途63

 氢气在炼油行业中的应用64

 氢气在化工行业中的应用70

 氢气在钢铁制造中的应用78

 氢气用于产生高温热量85

 参考文献87

第 5 章：氢在运输、建筑和电力方面的使用机遇.....91

 氢气可以作为一种基础性清洁运输燃料92

国际能源署
保留所有权利

氢作为建筑物的供热燃料 107

发电及储电领域对氢气的使用 112

参考文献 119

第 6 章：推动关键价值链发展势头的政策 125

 国际能源署的分析结论 125

 近期的应用机会 128

 1. 沿海产业集群：通往构建清洁氢能中心的通道 132

 2. 现有的燃气基础设施：挖掘可靠的使用需求 136

 3. 船队、货运和运输走廊：使燃料电池汽车更具竞争力 139

 4. 首条海运航线：开启全球的氢能源贸易 141

 下步措施 145

 分析师们下一步该做些什么？ 145

 各政府和各行业接下来应采取什么措施？ 146

 参考文献 146

缩写和首字母缩略词 149

日本 G20 峰会报告，国际能源署编著 152

国际能源署 153

图 目 录

图 1. 自 1975 年以来全球年度氢需求量 5

图 2. 按目标应用分类的政策直接支持的氢能源部署 7

图 3. 用于氢能和燃料电池的政府研究、开发和示范预算 7

图 4. 按照技术和开工日期，列出为能源和气候目的生产氢气的新项目产能 1

图 5. 从供应到最终使用的氢能价值链指南 14

图 6. 目前的氢价值链 16

图 7. 氢气与氢能产品的生产方法 22

图 8. 装配碳捕获、利用与封存技术的制氢流程 23

图 9. 2018 年不同地区的天然气制氢成本 25

图 10. 1990–2019 年间，以供能为目的的电解槽新增容量及其平均单位容量的发展情况 27

图 11. 使用多槽电解槽系统后，电解槽资本支出的降低情况 29

图 12. 在不同电解槽投资成本（左图）与电价（右图）条件下，
 针对运行时间的未来制氢平准化成本 29

图 13. 使用电网电力情况下电解制氢的成本 30

图 14. 太阳能光伏 – 陆上风电混合发电系统的长期制氢成本31

图 15. 当前中国的制氢成本32

图 16. 2030 年，不同制氢工艺的成本33

图 17. 制氢工艺的二氧化碳排放强度 34

图 18. 短期内，装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺与
电解制氢工艺的成本对比 34

图 19. 世界各地的制氢成本35

图 20. 针对不同种类的电解氢法，氢能燃料与原料的产量与损失量36

图 21. 电解氢来制备不同氢能燃料与原料的新项目数量37

图 22. 短期与长期内，耗电工艺的指示性生产成本39

图 23. 在长期内，相对于石化柴油与天然气，为实现合成柴油与甲烷的市场竞争性，
所需满足的生产成本与二氧化碳排放价格 40

图 24. 氢价值链的输送、分配和储存 46

图 25. 天然气输送流程中各设施对氢气混入量（体积比）的适应性49

图 26. 目前天然气输送管网对氢气混入量的限制50

图 27. 通过管道和船舶来储存和运输氢气的成本，以及氢气液化和转化的成本 54

图 28. 将氢分配到大型集中设施的成本以及将其再转化为气态氢的成本56

图 29. 2030 年通过管道或船舶在不同运输距离条件下向工业领域输送氢气的全部成本57

图 30. 2030 年，将澳大利亚电解生产的氢或氨输送到日本工业客户的成本57

图 31. 2030 年各贸易路线中的氢气进口国家在国内生产氢气的成本和进口氢气的成本58

图 32. 2030 年从北非进口电解氢气并对欧洲某氢燃料补给站进行分配的成本59

图 33. 石油产品中所允许的硫含量65

图 34. 2018 年部分地区炼油厂的氢气供应来源66

图 35. 2018 年氢气生产成本与炼油利润的对比66

图 36. 两种不同情况下的炼油厂未来氢气需求变化趋势67

图 37. 到 2030 年，配备和未配备碳捕获、利用与封存技术的设施
以天然气为原料来生产氢气的成本随碳价格的变化趋势68

图 38. 2018 年氨和甲醇生产对氢气的需求量71

图 39. 按照当前趋势对各应用领域初级化学品生产过程中的氢气需求量进行预测72

图 40. 清洁工艺技术给甲醇和氨的生产带来的影响75

图 41. 2018 年，氨和甲醇新增产能的成本投入以及二氧化碳的排放强度76

图 42. 氨和甲醇的生产成本随燃料价格的变化趋势77

图 43. 目前钢铁行业所消耗和生产的氢气79

图 44. 初级钢生产过程对专用氢气的理论需求量80

图 45. 为提供直接还原铁电弧炉工艺所需的氢气量所需消耗的能量 83

图 46. 2018 年部分新型生产工艺的钢材生产成本 84

图 47. 钢铁领域中各种清洁生产工艺的长期成本对比85

图 48. 按目前趋势工业对高温热的需求预测85

图 49. 当碳价格在 100 美元 / 吨时，使用氢气提供高温热量的经济性和未来发展潜力86

图 50. 流通中的燃料电池电动汽车数量，2017–18 年93

图 51. 加氢站及其利用情况，2018 年94

图 52. 按照当前发展趋势，到 2030 年时的公路车辆数量的增长情况96

图 53. 加氢站的资本性支出随日加气能力的变化情况98

图 54. 按动力系统、续航里程数和燃料类型对汽车的总拥有成本进行划分 100

图 55. 与纯电动汽车长期竞争的燃料电池的盈亏平衡成本 101

图 56. 长途卡车燃料 / 动力系统替代品当前的和未来的总拥有成本 102

图 57. 散货运输船只的燃料 / 动力系统替代品在当前和未来的总拥有成本 105

图 58. 能够使氢具有竞争力的盈亏平衡碳价 105

图 59. 2017 年国际能源署成员国的燃气和电加热设备所使用能源的价格、
性能和运行成本的差额 110

图 60. 2030 年建筑物供热的潜在氢气需求量和某些市场中具有竞争力的
能源价格之间的差额 111

图 61. 2007–2018 年全球固定燃料电池容量的发展趋势 114

图 62. 使用氢燃料的联合循环燃气轮机相对于其他灵活发电方案的盈亏平衡价格 117

图 63. 使用天然气和氢气达到负载平衡的平准化发电成本 118

图 64. 平准化储能成本随放电持续时间的变化情况 119

图 65. 目前以氢当量计的燃料价格（左）以及考虑到提供相同服务的
不同相对效率的燃料价格（右） 128

图 66. 全球现有大型炼油厂、炼钢厂和化工裂解装置的分布情况 133

图 67. 以不同的比例将氢气混入供气管网的成本和碳排放强度 137

图 68. 在国内生产氢气的成本以及以长期氢能贸易价格进口氢气的成本 142

专 栏 目 录

专栏 1. 过去的氢能浪潮 6

专栏 2. 本报告如何处理关于当前和未来成本和潜力的不确定性15

专栏 3. 制氢新技术 24

专栏 4. 制氢工艺的热路径——以核能为热能供应源的一个实例？28

专栏 5. 合成烃的二氧化碳来源 38

国际能源署
保留所有权利

专栏 6. 在中国，基于太阳能与风能的制氢与合成氨产业的发展情况 41

专栏 7. 氨和液态有机氢载体的优缺点51

专栏 8. 加利福尼亚州的低碳燃料标准能否对低碳氢气产生起到支持性作用？69

专栏 9. 现有及开发中的低碳氨和甲醇的生产工艺73

专栏 10. 低排放钢铁生产项目81

专栏 11. 在工业中利用氢气提供热量所面临的普遍问题 87

专栏 12. 关于公路运输中氢能使用的国家及企业项目95

专栏 13. 促进氢能源在公路运输中使用的政策方针99

专栏 14. 日本的 ENE-FARM 计划 108

专栏 15. 固定发电设施所应用的燃料电池技术 114

专栏 16. 将燃料电池作为备用电源并提供电力 115

专栏 17. 将低成本能源资源用于更高价值的用途 130

专栏 18. 聚焦北海地区 134

专栏 19. 当前政府目标的实现有助于在 2030 年前实现成本的降低 139

专栏 20. 与亚太地区氢能贸易相关的主要在建项目 143

表 目 录

表 1. 2018 年初以来，部分与氢能有关的政府公告 8

表 2. 氢的物理性质18

表 3. 不同电解槽技术的技术 – 经济特征26

表 4. 目前氢气在工业中的运用及未来的发展潜力63

表 5. 氢及其衍生产品在运输中的潜在用途92

表 6. 建筑物供热用氢的潜在使用方式 107

表 7. 2017 年全球建筑存量的预测以及在天然气供热所占比例 109

表 8. 2030 年用于建筑供热的天然气需求量及选定地区的指示性理论氢气需求量 111

表 9. 氢和含氢产品在发电中的作用 113

表 10. 依照 2030 年的理论使用规模来划分的低碳氢能应用情况 126

表 11. 代表能够扩大氢能应用规模近期机遇的四条价值链 129

表 12. 五类关键政策以及与所推行的价值链无关但能够扩大氢能使用需求的跨领域政策 131

表 13. 亚太各国的 2030 年氢能供需战略目标 143

国际能源署
保留所有权利

执行摘要

当前正是利用氢能潜力在清洁、安全、经济的能源未来中发挥关键作用的时机。应二十国集团主席国日本政府之邀，国际能源署发布了这份具有里程碑意义的报告，分析氢能的发展现状，并为其未来的发展提供指导。该报告指出，清洁的氢能源目前正迎来前所未有的政治和商业发展机遇，世界各国的政策和项目数量迅速增加。报告认为，现在正是扩大技术规模、降低成本，使氢能得到广泛应用的重要时期。报告向各国政府和行业提出的切实可行的建议有助于充分利用日益增长的氢能发展势头。

氢能可以帮助攻克各种关键能源挑战。氢能为长途运输、化工和钢铁等一系列很难实现实质性减排的行业提供了脱碳的方法。它还有助于改善空气质量并提高能源安全。尽管制定了宏伟的应对气候变化的碳减排目标，全球与能源相关的二氧化碳排放量在 2018 年仍然达到历史最高水平。大气环境污染仍是亟待解决的问题，全球每年约有 300 万人因空气污染导致过早死亡。

氢具有多重功能。现有技术使氢成为能够以不同方式生产、储存、运输以及使用的能源。可再生能源、核能、天然气、煤和石油等多种燃料都能够制氢。氢既可以通过管道以气体形式运输，也可以像液化天然气（LNG）一样通过船舶以液体形式运输。此外，它还可以转化为电和甲烷，提供民用和工业能源，以及作为汽车、卡车、船舶和飞机的燃料。

氢可以使可再生能源发挥更大的作用。它可以帮助调节太阳能光伏发电（PV）和风能等可再生能源发电量的波动，因为此类可再生能源的供给量并不能一直与需求量相匹配。氢能是储存可再生能源的主要途径之一，而且极有可能是成本最低的长时间储电（存储几天、几周甚至几个月）方法。氢和含氢燃料可以把能源从拥有丰富太阳能和风能资源的地区输送到遥远的其他地区，例如，可以把能源从澳大利亚或拉丁美洲输送到上万公里以外的能源匮乏的城市。

过去氢能发展的起步艰难，但目前这种情况正在改变。近年来，太阳能光伏、风能、电池和电动汽车方面的发展表明，产业政策和技术创新是推动全球清洁能源发展的重要动力。由于全球能源市场动荡不安，氢以其广泛用途受到各国政府和企业的密切关注。对发展氢能的支持来自于能源进出口国、可再生能源电力供应商、工业气体生产商、电力和天然气公用事业公司、汽车制造商、石油和天然气公司、主要的工程公司以及城市，投资氢能有助于促进世界经济体的新技术和工业发展，并能创造更多的技术类就业机会。

氢具有更广泛的用途。目前，氢主要用于炼油和化肥生产。为了使其对清洁能源转型做出重大贡献，还需要在运输、建筑和发电等目前几乎完全未采用清洁能源的行业推广使用氢能。

尽管如此，在全球能源转型中清洁、广泛地使用氢能源还面临着一些挑战：

- 目前，低碳能源的产氢成本仍然很高。国际能源署通过分析发现，随着可再生能源成本的下降以及产氢规模的扩大，到 2030 年，从可再生电力中生产氢气的成本可能下降 30%。燃料电池、燃料补给设备和电解槽（用于电解水生氢）都可以从大规模生产氢气中受益。
- 氢能基础设施发展缓慢，阻碍了氢的广泛应用。对于消费者而言，氢的价格高度依赖于加氢站的数量、使用频率以及每天输送的氢气的量。解决这些问题可能需要国家和地方政府、行业和投资者在一起，共同进行规划和协调。
- 目前的氢几乎全部来自天然气和煤炭。氢已经在世界范围内与我们息息相关，达到了工业化规模，但每年由生产氢气导致的二氧化碳排放量相当于印度尼西亚和英国的碳排放量的总和。如果想在通向清洁能源未来的道路上以现有规模用氢，既需要从化石燃料制氢中捕集二氧化碳，又需要从清洁电力中获取更多的氢。
- 目前的法规限制了清洁氢产业的发展。政府和行业必须共同努力，确保现有法规不会成为不必要的投资障碍。为安全运输和储存大量氢能以及跟踪不同氢能供应的环境影响制定统一

的国际标准，可以推动氢工业贸易的发展。

国际能源署已确定四个近期机会来推动氢能的清洁、广泛应用。聚焦现实中的机会可以帮助氢工业达到必要的规模，从而降低成本，并降低政府和企业的风险。虽然每个机会都有其独特的目的，但这四个机会之间也相互促进。

1. 使化工聚集区成为扩大清洁氢能利用的神经中枢。目前，大量使用由化石燃料产生的氢气的炼油和化工企业，主要聚集在世界各地的沿海工业区，如欧洲的北海、北美的墨西哥湾沿岸以及中国的东南沿海。应鼓励这些工厂转向更清洁的制氢方式降低总体成本，这些巨大的氢能供应源还可以为港口的船舶和卡车提供燃料，并为附近的其他工业设施（如钢铁厂）供能。

2. 充分利用天然气管道等现有基础设施。只需引入清洁氢气替代 5% 的天然气，就能大大提高氢气的使用并降低成本。

3. 通过车队、货运和公共交通扩大氢能应用范围。为长途汽车、卡车和公共汽车提供动力，提高燃料电池汽车的竞争力。

4. 建立首批氢能贸易国际航运线。汲取全球液化天然气市场成功发展的经验，尽快启动国际氢能贸易，提升其在全球能源体系的影响力。

国际合作对促进全球多用途清洁氢的发展至关重要。各国政府应努力采取协调一致的方式扩大氢能规模，鼓励对工厂和基础设施的投资，降低成本，并实现知识和最佳实践的共享。氢的贸易将从共同的国际标准中受益。作为涵盖各种燃料及相关技术的全球能源组织，国际能源署将继续提供严格的分析和政策建议，支持国际合作，并对未来氢能进展进行有效的跟踪。

作为未来的路线图，我们提出了七项重要建议，帮助各国政府、企业等抓住机遇，使清洁氢能实现其长期潜力。

国际能源署提出的扩大氢能规模的七条关键建议

1. 确立氢能在长期能源战略中的作用。国家、地区和城市政府可引导对未来的预期。炼油、化工、钢铁、货运及长途运输、建筑、发电、储电等关键行业的企业也应该有明确的长期目标。

2. 刺激清洁氢能源的商业需求。清洁的氢能在技术上是可行的，但其成本仍然是主要挑战。为吸引供应商、分销商和用户的投资，给清洁氢能源创造可持续的市场，特别是减少化石燃料制氢中碳的排放，需要政策的支持。通过扩大供应规模，降低投资成本，包括在低碳电力以及化石燃料的碳捕获、利用与封存方面。

3. 解决先行者的投资风险问题。氢能的新应用，包括清洁氢能供应和基础设施项目，都处于部署曲线的高风险区间。有针对性有时限的贷款、担保和其他方式，都可以帮助企业投资、学习、分担风险、获得回报。

4. 支持研发，降低成本。除了通过规模经济降低成本外，燃料电池、含氢燃料和电解槽（从水中生产氢的技术）等方面的研发对降本增效也至关重要。利用公共资金等政府举措对制定研究议程、承担风险和吸引私人资本进行创新至关重要。

5. 消除不必要的监管障碍，统一标准。项目开发商面临着法规和许可要求不明确、不适合新目标，或在行业间、国家间存在不一致的障碍。设备、安全以及不同来源的排放认证等方面的知识分享与标准统一是关键。氢能的复杂供应链意味着政府、企业、社会团体和民间团体需要进行定期磋商。

6. 国际参与，跟踪进展。需要全面加强国际合作，特别是在标准制订、最佳实践经验分享以及跨境基础设施等方面开展合作。要定期监测报告氢的生产和使用情况，跟踪长期目标的进展情况。

7. 重点关注可在下一个十年进一步增强上升势头的四个关键机会。在现有政策、基础设施和技术的基础上，这些相互支持的机会有助于扩大基础设施建设，增强投资者信心，降低成本：

- 充分利用现有的工业港口，将其转变为低成本、低碳氢能源的枢纽。
- 利用现有的天然气基础设施来鼓励新的清洁氢供应。
- 支持运输车队、货运和走廊，使燃料电池汽车更具竞争力。
- 建立首批航运线路，启动国际氢贸易。

第 1 章：简介

氢和能源有着悠久的历史。19 世纪，电解水和燃料电池的首次展示引发了工程师的遐想。200 多年前出现了第一台使用氢气作为燃料的内燃机。在 18 世纪和 19 世纪，氢气为气球和飞艇提供了升力，并在 20 世纪 60 年代推动人类登上月球。铵态氮肥（来自化石燃料，早期来自电和水）中的氢帮助养活了不断增长的全球人口。自 20 世纪中期以来，氢就一直是能源行业不可或缺的组成部分，其在炼油方面的使用已然司空见惯。

向工业用户供氢已成为一项全球的主要业务。自 1975 年以来，氢的需求量已经增长了三倍以上，并且还在持续上升（图 1）。纯氢的需求量约为每年 7000 万吨。这种氢几乎全部由化石燃料提供，全球天然气的 6% 和全球煤的 2% 用于制氢。¹ 因此，产氢带来的二氧化碳（CO₂）年排放量约为 8.3 亿吨，相当于印度尼西亚和英国的二氧化碳排放总量。在能源方面，全球每年的氢需求总量约为 3.3 亿吨油当量，超过了德国的一次能源供应量。

上述氢的现有市场与其特性密不可分：密度低、可储存、可反应、性质活泼、能量密度高，可以方便地进行规模化工业生产。近年来人们越来越关注氢气在清洁能源系统中的广泛使用，这在很大程度上与其另外两个属性有关：1) 使用氢能源不会直接排放空气污染物或温室气体；2) 氢可由各种低碳能源制成，潜在供应源包括可再生电力、生物质和核能。如果与碳捕获、利用与封存（CCUS）² 相结合，并且减少化石燃料开采和供应过程中的碳排放，那么使用化石燃料进行低碳生产也是可能的。

一般而言，氢可以通过两种方式促进有弹性的、可持续的能源未来：

1. 现有氢的应用可以使用从其他更清洁的生产方式得到的氢，也可以使用从更加多样化的来源获得的氢。
2. 作为当前燃料和原料的替代品，氢有多种新用途，也可以作为各种新用途中用量很大的电能的补充。在运输、供暖、钢铁生产和电力等方面的应用中，氢可以单质形式使用，也可转换为甲烷、合成液体燃料、氨和甲醇等含氢燃料使用。

在这两种方式中，氢都有可能强化并连接能源系统的不同部分。通过产氢，可再生电可用于目前更多使用化学燃料的应用中。低碳能源可以实现远距离供应，并且可以将电力存储起来，从而调节每周或每月的供需失衡。

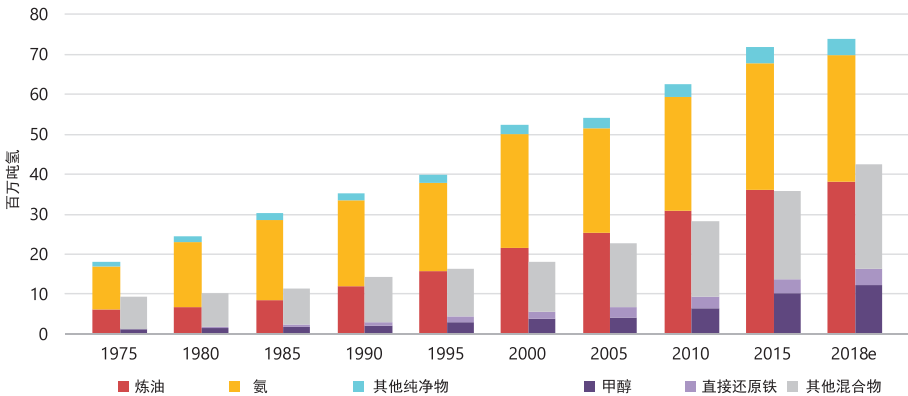


图 1. 自 1975 年以来全球年度氢需求量

1 另外 4500 万吨每年的氢用于钢铁和甲醇生产等行业，而无需预先需从其他气体中分离氢气。

2 在本报告中，CCUS 一词指二氧化碳的捕获（在其被排放之前或者直接从空气中获得），然后进行二氧化碳的永久地质储存，或者例如通过化学集成到持久的材料中进行使用来提供相同的减排量。本报告还涵盖了捕获二氧化碳作为含氢燃料和原料的输入的使用方法，这是根据碳源及其最终用途不同而差异很大的一种带有减排效益的 CCUS 的形式，并且通常不等同于二氧化碳的地质封存。

注：DRI 表示直接还原铁的产量。原油精炼、氨和“其他纯净物”可以满足要求氢气仅含少量添加剂或杂质的特定应用的需求。甲醇、DRI 和“其他混合物”代表了将氢气作为气体混合物（例如合成气）、燃料或原料的一部分的应用需求。

资料来源：国际能源署 2019. 保留所有权利。

目前每年大约有 7000 万吨的氢以单质形式使用，主要用于炼油和生产化肥中的氨；另外 4500 万吨的氢气不与其他气体分离，直接用于工业中。

2019 年：氢能的发展势头前所未有

氢作为一种广泛的低碳能源载体的潜力对人们来说并不新鲜。近几十年来，许多专家研究了从不同来源产氢、运输和储存氢气，并利用其提供零排放的最终能源的潜力。前两轮对氢的研究高潮主要集中在运输部门的燃料电池使用上（专栏 1）。如今的新情况既包括讨论氢能使用可能性的广度，也包括全世界对这些使用可能性的政治热情的深度。在几乎所有地区，氢越来越成为主流能源会话的主要内容，不同国家和企业都认为氢在未来的能源领域大有作为。

专栏 1. 过去的氢能浪潮

近些年来，人们对氢的兴趣出现过几波高潮，但均未完全转化为持续增长的投资。对这些早期阶段进行简要总结，不难发现，其原因可能是由于氢的大规模生产高度依赖于石油和天然气价格的上涨，并且在很大程度上集中于单一的最终用途部门：即交通运输部门。

- 20 世纪 70 年代，由于石油价格冲击，石油短缺以及对空气污染和酸雨的关注，人们对氢的兴趣有所上升。预测表明，从长远来看，煤炭或核电产生的氢在提供能源方面可发挥重要作用，特别是在交通运输方面。《国际氢能期刊》于 1976 年创刊，国际能源署氢能和燃料电池技术合作计划于 1977 年设立。由于探明了丰富的石油和天然气资源量，油价有所回落，核电面临愈演愈烈的公众抵制，其他控制措施也解决了空气污染问题，对氢能潜力的兴趣有所减弱。

- 20 世纪 90 年代，对气候变化的担忧刺激了对氢的研究，特别是碳捕获与封存（CCS）、可再生能源和交通运输。1993 年，日本宣布为其基于可再生能源的国际氢能贸易长期 WE-NET 计划的前四年投资 45 亿日元。欧盟和魁北克政府拨款约 3300 万加元，共同研究一系列氢的储存和应用情况，其中包括氢气的国际运输。随着燃料电池技术的快速发展，许多大型汽车制造商于 20 世纪 90 年代在汽车展上推出了氢能源汽车。但是，油价在最近 5 年内一直处于低位，抑制了这些本应该更接近主流的项目的发展。

- 到 21 世纪初，对气候变化的担忧逐渐转化为针对交通运输部门的新政策行动，并且对石油峰值的担忧重新浮现。虽然核能并非人见人爱，但对新一代低成本核电厂及热解水所寄予的希望是许多低氢成本估算的核心。美国于 2003 年召集了“国际氢能与燃料电池合作伙伴组织”（IPHE）。氢能源汽车的更广泛部署，部分程度上受到了应先建设基础设施还是先制造车辆的“鸡生蛋与蛋生鸡”问题的阻碍。到 2010 年，对氢能源的预期随着高油价的回落、气候政策发展力度的不确定性以及纯电动汽车的发展进步而降低，纯电动汽车的初期基础设施建设比氢气汽车要廉价。

如今支持氢能源的声音来自可再生电力供应商、工业天然气生产商、电力和天然气公用事业公司、汽车制造商、石油和天然气公司、主要工程公司以及世界上大多数大型经济体的政府。此外，还包括那些以工业原料而非燃料形式使用或可能使用氢的用户。2017 年，国际氢能委员会成立，将相关的私营企业聚集在一起。该委员会的领导小组现有 33 名首席执行官和董事长级别的成员以及 21 名赞助成员。这些有影响力的利益相关方很有可能会共同努力，保证项目顺利实施，市场充分发展，这种可能性是一个重要的迹象，表明现在氢能源可以得到未来发展所需的跨部门支持。

制定了政策直接支持氢技术投资的国家数量正在增加，与此同时，这些国家的目标行业数

量也在不断增加。截止至 2019 年年中，全球直接支持氢的目标、任务和政策激励措施的总数约为 50 个（图 2）。这些措施针对六个主要领域的具体部门，其中交通运输部门是迄今为止最大的。在二十国集团（G20）和欧盟国家中，有 11 个国家制定了这样的政策，9 个制定了氢能源国家路线图。仅在过去一年中，就有许多国家政府发布了明显与氢能相关的公告（表 1）。尽管仍低于 2008 年的峰值，在过去几年中，各国政府在氢能研究、开发和示范（RD & D）方面的全球支出有还是所增加（图 3）。

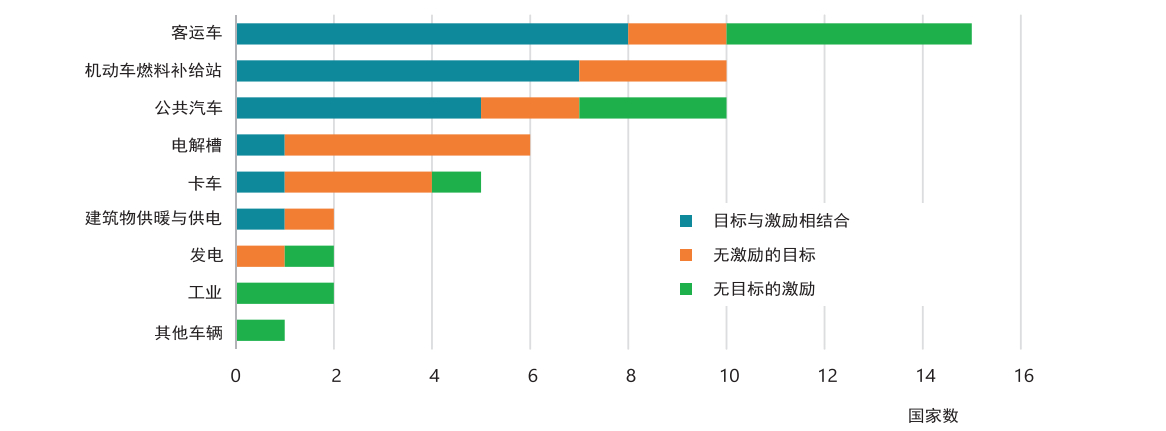


图 2. 按目标应用分类的政策直接支持的氢能源部署

注：基于截止至 2019 年 5 月的数据
来源：与国际能源署氢技术合作伙伴计划合作进行的国际能源署分析与政府调查；国际氢能与燃料电池合作伙伴组织（2019 年），国家更新。

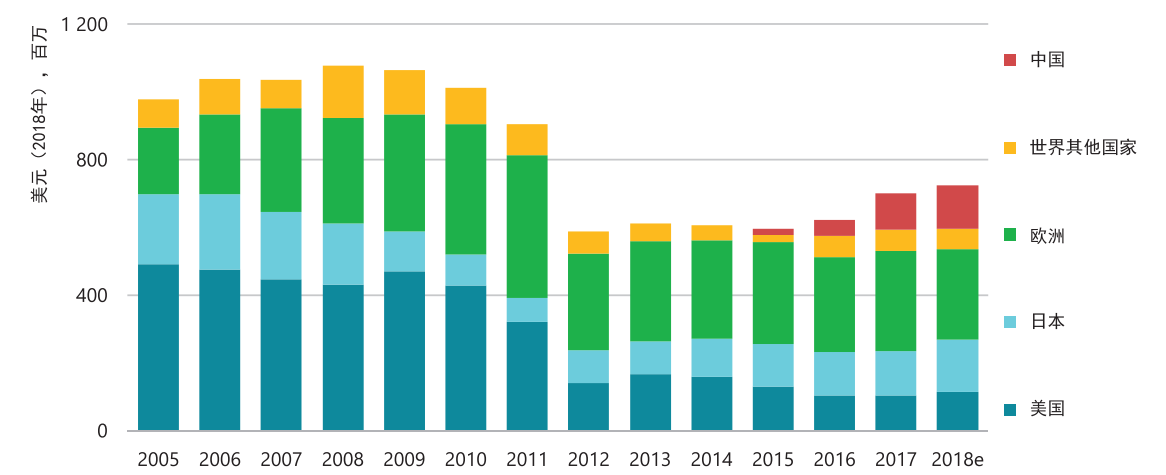


图 3. 用于氢能和燃料电池的政府研究、开发和示范预算

注：政府支出包括欧盟委员会的资金，但不包括地方政府资金。而地方政府的资金在一些国家可能相当可观。2018 e 为 2018 年估值；RoW 表示世界其他国家。
资料来源：国际能源署（2018a），研究、开发与示范统计

国际能源署
保留所有权利

表 1. 2018 年初以来，部分与氢能有关的政府公告

国家	2018 年初以来的公告和部署情况
澳大利亚	宣布将花费超过 1 亿澳元用于支持氢能研究和试点项目。发布了由联邦科学与工业研究组织（CSIRO）制定的澳大利亚氢能技术路线图。已成立政府工作组来制定国家氢能战略，并计划于 2019 年底完成。
奥地利	宣布将在 2019 年制定一项基于可再生电力的氢能战略，作为奥地利 2030 年气候与能源战略的组成部分。
比利时	于 2018 年发布了政府批准的氢能源路线图，制定了 2030 年到 2050 年的具体目标以及与之相关的 5000 万欧元的电制气区域性投资计划。
巴西	将氢能源纳入可再生能源和生物燃料的科学、技术和创新计划。2018 年主办并支持第 22 届世界氢能源会议。
中国	宣布在中华人民共和国（“中国”）推出电动汽车的“十城计划”模式也将在北京、上海和成都等地复制，用于推广氢能交通运输。宣布武汉将成为中国第一个氢能城市，到 2025 年，武汉将拥有多达 100 家燃料电池汽车制造商和相关企业以及多达 300 个加氢站；到 2020 年，该市将拥有 5000 辆燃料电池电动汽车（FCEVs）的目标，并重申了 2015 年提出的在 2030 年前拥有 100 万辆燃料电池电动汽车的目标，另外附加 1000 座加氢站，并免除燃料电池电动汽车（和电池电动车辆）的车辆和船舶税。
欧盟	欧盟委员会发布了一项长期减碳战略，其中包括用于实现碳平衡的氢能路线；重申《关于促进可再生能源利用的指导意见》，将有来源保证的可再生能源生产的氢纳入 2030 年可再生能源目标，并建立“氢能网络”，作为欧盟成员国讨论氢能问题的平台。28 个欧洲国家与大约 100 家企业、组织和机构签署了林兹宣言“氢能倡议”，以促进可持续氢能源技术方面的合作。
法国	公布了一项包括岛屿在内的氢能源部署计划和 1 亿欧元的资金，以及 2023 和 2028 年在工业、交通运输和可再生能源储存方面的低碳氢能源的目标。
德国	批准了又一个为期十年、投资 14 亿欧元的氢能源和燃料电池技术国家创新计划，包括对公众开放的加氢站、燃料电池汽车和微型热电联产的购买补贴，另外还补充了 20 亿欧元的私人投资。通过《氢能流动性计划》，支持了氢动力火车的首次商业运行及该国最大的燃料补给站年增长。
印度	最高法院要求德里探讨在城市使用燃料电池公共汽车来应对空气污染的方案，政府拿出了 6000 万印度卢比用于对氢和燃料电池的研究计划。
意大利	颁布法规，通过提高氢气分输的允许压力，加强安全、经济和社会方面的工作，克服加氢站部署的障碍。
日本	主持了来自 21 个国家和企业代表参加的首届氢能源部长会议，达成了国际协作东京联合声明。更新了其战略路线图，以实施基本的氢能源战略，包括氢能和燃料电池成本与部署方面的新目标，还包括在发电厂中燃烧氢载体。日本开发银行加入了一个由多家公司组成的财团，计划在日本中央政府可再生能源、氢能源及相关问题部长级理事会的指导下，推出日本的《氢能流动性计划》，在 2021 年前建成 80 座氢燃料补给站。跨部门战略创新促进计划（SIP）能源载体总结了其 2014–18 年的工作计划，并成立了绿色氢联盟，帮助支持下一阶段的发展。
韩国	发布了 2022–2040 年公共汽车、燃料电池电动汽车和燃料补给站氢能源经济路线图，并表达了到 2025 年将所有商用车换为氢能车车的愿景。为燃料补给站提供了财政支持并放宽了许可。宣布将制定氢能源经济技术路线图。
荷兰	发布了氢能源路线图，并在荷兰气候协议中加入了氢能源内容。带头召开了比利时、荷兰、卢森堡、法国、德国和奥地利五国能源论坛的第一次会议，以支持在西北欧开展氢能源合作。
新西兰	与日本签署了合作备忘录，共同开展氢能源联合项目。开始编制新西兰绿色氢能报告和氢能战略。设立绿色投资基金，投资氢能商业化等企业。
挪威	投资开发氢动力渡轮和沿海航线船。
沙特阿拉伯	沙特阿拉伯国家石油公司和空气化工产品公司宣布其将建造沙特阿拉伯的首个氢燃料补给站。
南非	将燃料电池汽车作为绿色交通战略的一部分，促进在该国大都市和城郊地区使用燃料电池公共汽车。
英国	设立了两个 2000 万英镑的基金，用于进行低碳氢能源供应方面的创新和包括“电制 X”项目在内的大规模储氢方面的创新。发表了包括为建筑物供应氢能源的实现长期热脱碳方法的论证综述。在部分英国天然气管网中测试了含氢达 20% 的混合气。宣布了由工业战略挑战基金公共投资支持的 1.7 亿英镑的脱碳产业集群任务。
美国	扩大并提高了 45Q 抵税，奖励在地质储集点储集二氧化碳，增加了通过与氢气结合等方式将二氧化碳转换为其他产品的奖励条款。加利福尼亚州修订了低碳燃料标准，要求到 2030 年更严格地降低碳强度，鼓励发展燃料补给站，并允许碳捕获、利用、储存运营商参与利用低碳氢发电。加州燃料电池合作伙伴计划提出了在 2030 年之前建成 1000 个加氢站和 100 万辆 FCEV 的目标，与中国的目标相当。

注：热电联产是指将生热与发电同时进行。

多种相互促进因素说明为何此次氢能会与以前不同

尽管最近在电池和其他低碳能源技术取得了瞩目进展，氢能仍然获得了前所未有的国际和跨行业关注。随着技术成本的下降和应对气候变化和空气污染雄心的壮大，人们对氢能源作为电能的灵活补充的潜在作用的认识也得到了提高。虽然与能源系统的规模相比，目前的投资水平仍然非常低，而且部署的挑战也十分巨大，但目前的关注程度为政策和私营部门的行动打开了真正的机会之窗。这一乐观前景有四个主要原因。

1) 更加关注氢能源可以帮助实现的深度减排，特别是在难以减排的行业

树立了宏伟温室气体减排目标的国家数量继续增加，考虑使用低碳氢能源的行业数也随之增加。2015 年《巴黎气候变化协定》的 195 个签署国同意在本世纪内使所有行业朝着零排放的碳减排目标努力。2018 年，政府间气候变化专门委员会发现，为了将全球气温上升幅度限制在 1.5° C 内，人为造成的净二氧化碳排放量需要在 2050 年左右减至零（IPCC，2018）。欧盟正在考虑将净零排放作为 2050 年的目标，其他国家似乎也会这样做。

将实现接近零排放的目标放到本世纪中叶，大大缓解了难以减少排放源的难题。排放源难以减少主要存在于电能不是终端用户使用形式、直接用电成本高或因技术缺陷导致不能直接用电的行业和应用中。³ 当前，终端用户总能源需求的五分之四是含碳燃料，而非电能。此外，许多化学品和其他产品的大部分原材料目前都含碳，并在加工过程中会产生二氧化碳排放。

难以减少碳排放源的行业包括航空、海运、钢铁生产、化工生产、高温工业热、远距离长途公路运输，特别是在人口密集的城市环境或电网外为建筑物供暖。由于低碳方案的成本、基础设施需求、其对已建立的供应链施加的挑战以及根深蒂固的习惯所制约，这些行业在碳减排技术进步方面取得的进展十分有限。尽管实现大幅减排需要做出重大的财政和政治承诺，但各国政府和企业越来越意识到，有必要开始制定适当的解决方案。作为一种低碳的化学能源载体，氢是难以减排的这些行业实现减排的主要手段，因为它能够以类似于天然气、石油和煤的方式在化学反应中储存、燃烧和结合。从技术上讲，氢能源还可以转化为目前燃料的“直接的”低碳替代品，这对于排放量难以减少的行业尤其具有吸引力，特别是在直接使用生物质和碳捕获、利用与封存受到限制的情况下。

2) 认为氢能可以为更广泛的政策目标做贡献

虽然目前对氢能的关注仍然与应对气候变化的宏图密切相关，但氢能可以做出贡献的政策目标范围明显扩大了。

现在经常提及氢对能源安全、当地空气污染、经济发展和能源获取方面的益处。

氢能够在多个方面支持能源安全。当氢能与电力基础设施共同部署时，可以将电能转化为氢能，也可以再将氢能转化回电能，或进一步将氢能转化为其他燃料，使最终用户减少对特定能源的依赖并提高能源供应的弹性。通过碳捕获、利用与封存从化石燃料生成的氢或从生物质生成的氢也可以增加能源的多样性，特别是在低碳经济中。如果建立了合适的基础设施，未来各国就有可能通过以氢和含氢燃料的形式出口低碳能源或进口氢能源，从而从打压价格的竞争中获益来实现经济多样化，将会变得有吸引力。拥有高质量氢能源生产资源的国家广泛分布在全球各地，目前许多能源出口国也拥有可再生制氢资源。在蓝图宏伟的低碳背景下，这种氢能源贸易将有效地促进不同地区之间的风能和太阳能的贸易和储存，从而克服季节性差异。最后，氢能源可以为各国在高度电气化的低碳世界中战略性储备能源提供额外的途径。

在最终能源应用中使用氢能源取代含碳燃料也可以减少当地空气污染，改善环境和健康状

³ 对于目前直接用电的能源应用，许多地区开始相信，能够以低成本向电网或远离电网的社区供应低碳电，从而在不改变燃料的情况下使这些最终用户实现脱碳。然而，实现脱碳电力供应仍面临重大的经济和技术挑战，特别是在变化的可再生电力输出的整合方面。

况。城市空气污染问题及其对健康的影响是当前能源政策决策的主要驱动因素，各国政府非常关注减少空气污染和改善空气质量的方法。氢能用于车辆和加热设备时不会产生微粒或硫氧化物，也不会提高地面臭氧含量（Stephens-Romero 等，2009）。氢能用于燃料电池时也不会产生氮氧化物。

氢能源的基础设施和技术的发展往往与更广泛的经济发展目标有关，特别是在能源转型的背景下。氢能源价值链涉及许多不同类型的技术和制造业。生产、输送和使用氢能源可能需要碳捕获溶剂或燃料电池膜等化学技术以及储罐或管道材料、燃烧器等新的精密工程产品。各国在这些领域形成领导力、发展专业技术、创造新工作的空间。若能强化现有技术和能力，这种空间会更大。

虽然一些现有技术和资产的所有者会在低碳情形下看到其价值下降，但是他们可以通过投资与当前基础设施兼容的低碳解决方案保住大部分价值。例如，一些天然气管网运营商正在寻找利用氢能等低二氧化碳含量替代品部分替代天然气的机会。同样，如果能以低成本使用氢气减少工业排放而无需迁徙制造业，那么可以保住当地的就业岗位。另外，如果通过碳捕获、利用与封存减少化石燃料制氢过程中产生的二氧化碳，就可以继续使用某些化石燃料资源。利用现有基础设施、资产和技术的转型道路可能比其他发展道路更容易、更经济。

改进电解槽、氢存储和燃料电池的集成设计后，有可能出现离网制氢和蓄氢系统。目前正在开发可与离网能源供应配套使用，能比电池系统为医院、储电间等重要设施提供更长时间备用电源的集装箱式系统。虽然这些系统成本仍然很高，但这种离网解决方案在用电需求不大且电网在短期内不会扩大的地方（如非洲的某些地区）可能具有吸引力。印度用许多燃料电池保障通讯塔不断电。目前，这类系统主要依靠进口的化石燃料甲醇来运行。

3）氢能源有助于确保目前可再生电力持续快速增长

可再生能源成本下降是推动氢能源潜力上升的因素之一。随着太阳能和风能成本的降低，预期它们在未来一次能源中所占的份额将上升。在太阳能和风能占比很高的情况下，其发电量波动性将成为棘手的问题。目前，许多国家和地区都制定了宏伟的低碳电能占比目标，澳大利亚南部计划到 2025 年低碳电能占比 100%；日本福岛县计划到 2040 年实现这一目标；瑞典计划到 2040 年实现该目标；加州计划到 2045 年实现该目标；丹麦计划到 2050 年实现该目标。其他国家也都有同样宏伟的减排目标。例如，欧盟的目标是到 2050 年碳排放量较 1990 年减少 80-95%，这意味着发电几乎完全脱碳化，发电量波动大的可再生能源占比也更高。

由于氢能源可以储存或用在各行各业，将电能转换为氢能源具有很多优点，可以随时、随地调节变化的能源供需关系，可以替代抽水蓄能水电站、电池和电网升级等设施。如果可再生能源发电成本降到足够低，普及程度足够高，那么它们不仅可用于提供低碳电力，也可用于制造低碳氢能源，代替交通运输、供暖和工业原料中所用的化石燃料。实际上所制成的低碳氢能源可用于任何不是非电能不可的领域。所有这些优点都使氢能源成为一系列能够很好地相互协同的技术之一，在总体能源系统层面上支持低碳能源的发展。

当然，将电能转换成氢能，成本问题依然是大问题。电力成本是电解氢生产成本中最重要的因素，因此近期太阳能和风能成本的急剧下降降低了可再生氢的实际和预期价格。例如，公用事业规模的太阳能光伏（PV）资本成本较 2010 年降低了 75%，目前陆上风力发电的成本也比 10 年前降低了约四分之一。这使得更多潜在的最终用户十分关注可再生氢能源是否正在成为满足其需求并减少其环境影响的一种有竞争力的方式。最近的投资包括利用电解槽生产低碳氢，以取代石油精炼和化肥生产中的基于化石燃料的氢所占份额的项目。

4）氢能可以从发展清洁能源技术的积极经验中受益

自本世纪初以来，一些清洁能源技术已成为主要的新兴产业。虽然太阳能光伏和风力涡轮

机的部署最初是由政府系统和政策直接支持的，但目前每年的投资额为 1240 亿美元，主要来自私人资本（国际能源署，2019）。电动汽车目前的发展道路类似，由政府支持的研究和试点项目转为自给自足的产业。这种经验给如今的投资者提供了更大的信心，相信各国政府有意愿和能力以与电动汽车类似的方式和规模帮助开发氢能源这种目前在很大程度上依赖于政府项目资助的潜在清洁能源技术。

全球已约有 11200 辆氢动力汽车投入使用，市场上有多款氢动力汽车供驾驶员选择。由于氢在仓储使用中的特殊优势，目前已经有超过 20000 辆氢动力叉车投入使用。当国际能源署于 2015 年发布氢燃料电池技术路线图时，第一辆商用氢动力燃料电池电动汽车才刚刚推出，并且只有 80 座加氢站（国际能源署，2015）。目前已经有 381 座加氢站投入运行（AFC TCP，2018）。目前，日本已经安装了大约 27.5 万套天然气燃料电池热电联产系统，燃料电池成本约为 2015 年水平的三分之一（2005 年水平的十分之一）。燃料电池耐用性高达 10000 小时，有报道称固定式燃料电池可运行 80000 小时。

近年来，用于能源和气候目的氢能源生产项目激增。自 2000 年以来，全球约有 230 个项目投入运营，将电能转换为氢能，用于各种能源和气候应用（图 4）。2017 年和 2018 年投入使用的水电解槽的资本成本约为每年 2 千万至 3 千万美元，与之相关的储罐、加氢站基础设施、管道和其他设备的投资使项目总投资进一步增加。在这些项目中，常用的是碱性和质子交换膜（PEM）电解槽：最近的项目倾向于采用碱性和质子交换膜电解槽可能反映了这样一个事实，即许多项目都在测试不太成熟的技术环境，这些技术具有很高的降本潜力。能够提高能效的固体氧化物电解槽也开始进入该市场。迄今为止，这些已安装项目的电解槽规模都不超过 10 兆瓦（MWe）（每个模块为 2-4MWe），而且通常要小得多。然而，目前正在建设一个 20 兆瓦的项目，一些具有里程碑意义的项目提议建设超过 100 兆瓦的工程。许多项目已实现了氢进一步转化为合成甲烷、甲醇、氨和其他含氢燃料和原料的目标。

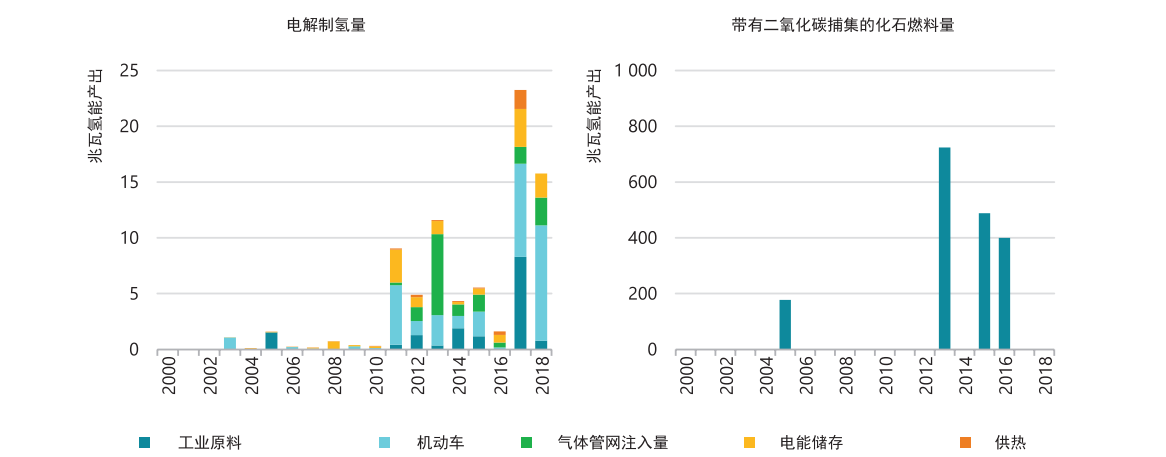


图 4. 按照技术和开工日期，列出为能源和气候目的生产氢气的新项目产能

资料来源：基于 Chehade 等人（2019 年）的国际能源署分析。“世界电制 X 道路示范项目的回顾和分析”，国际能源署（2018 年），世界能源投资和世界能源理事会（2018 年），“氢是大转型的推动者”，数据由国际能源署氢能源技术合作计划提供。

自 2000 年以来，已有 9 家工厂开始从化石燃料制氢中捕集工业用途二氧化碳，尽管预计最近几年不会再启动下一批此类项目。在此期间，还开发了百分之百燃烧氢的涡轮机，所燃烧的氢是使用碳捕获、利用与封存技术的煤气化制得的。这些项目大部分都在北美，但也有的在法国、日本和阿布扎比。虽然有些企业将捕获的二氧化碳出售用于工业用途，但大多数企业将其储存在地下、用于提高原油采收率或者专用于地质储存。

虽然这些项目中的大多数都得到了研究预算等直接的公共资金支持，但它们既有公共部门的合作伙伴，也有私营部门的合作伙伴，这些合作伙伴拥有有效的技术，懂得如何管理项目风险和合同方面的事宜。当前，许多利益相关者都认为，燃料电池、水电解槽、氢燃料补给和氢气涡轮机等技术目前主要是在等待大规模的需求和标准化，而非进一步的技术发展。特别是燃料电池成本，预计将因大规模制造而大幅降低（第 5 章）。

重大挑战依旧存在

尽管支持氢能源投资持续增长的因素比以往任何时期都要强大且更加协调一致，但仍然需要应对重大挑战。克服这些挑战对于启动有利于其他清洁能源技术的氢的良性循环至关重要：（a）需要政策支持和监管变革以鼓励低风险应用的先行者；（b）需要良好的业绩记录以吸引私人资金，使政策能够从直接支持转向基于市场的奖励；（c）需要高度且广泛的部署期望使公共和私人在长期基础设施和制造业中的投资能力得以释放；（d）需要创建一个价值数十亿美元的市场，以通过竞争和创新促进降低成本；（e）需要客户、投资者和供应商互相依赖技术和彼此，以形成长期稳定性。

目前，世界各地的决策者和企业正在与广泛的利益相关方合作以应对挑战，并降低当前因上述前两项内容导致的进展缓慢的风险。这些挑战可分为三大类。

挑战 1）政策和技术的确定性

应对气候变化的宏图仍然是广泛使用清洁氢的最重要的一个驱动因素。在不同国家和行业，政府推动向的低碳能源转型的速度仍然是主要的不确定因素。虽然低碳氢能源在短期内在某些领域中具有吸引力，但其主要优势在于能够大力降低排放，调节波动幅度大的可再生能源电力。在缺乏对长期可持续和弹性能源系统的明确且强有力的承诺的情况下，对氢能源技术和基础设施的主要财政承诺就不那么有吸引力了。此外，还需要制定支持短期低碳氢能源项目收入的政策框架。尽管最近政府开展了一系列活动，但大多数国家和地区的政策框架尚未制定完善。在一些国家，这种情况反映出缺乏总体的长期能源战略，同时也意味着技术的不确定性。

如果没有政府的直接支持，大多数低碳氢的应用都不具备成本竞争力。然而，目前还不清楚从不同地区、不同来源生产的氢的相对成本及其未来的竞争方式。这使得人们很难比较未来可能的氢价与固态电池、抽水蓄能水电、电动汽车、生物燃料和高温热能电气化等其他产品的价格，上述许多其他产品都具有先发制人的优势，并可以从对其发展路径的依赖中获益。就燃料电池而言，降低成本的速度是关键因素，但专家们对燃料电池需求规模、成本和性能改进之间的关系存在分歧。

在氢的长距离运输方式及其向最终用户交付形式的讨论中，技术不确定性也很明显。

挑战 2）价值链的复杂性和基础设施的需求

氢能源价值链有许多不同的途径（图 5）。对低碳氢能源的需求可以来自各个行业，有很多氢能源供应和处理方式可以满足对低碳氢能源的需求。此外，在不同的地区和应用中，最具成本竞争力的供应和处理方式也不同。对于每个可能的价值链，如果要生产氢能源并将其交付给准备使用它的最终用户，就需要在规模和时间上同步进行投资和政策部署。在整个价值链中建立能够协调投资的互信关系需要时间，而且可能需要的新的合同关系。在某些情况下，政府和企业需要以新的方式跨行业思考和行动，从而充分利用氢的灵活性。

管道和输送管网之类的基础设施对于氢等新型能源载体尤其重要。虽然氢能可以在当地生产，但其储存和分配受益于规模经济。特别是当从化石燃料生产氢时，集中供应会更便宜。在公路运输用氢的情况下，加氢站网络将成为燃料电池电动汽车广泛应用的先决条件，目前的基础设施发展速度是燃料电池电动汽车应用的制约因素。在许多国家和地区，政府承诺进行大规模必要基础设施投资的能力有限：公私合营的投资模式可能会有所帮助，但也可能会进一步增

加其复杂性。在某些情况下，这些投资还需要跨境协调，这就需要在氢能源领域以前所未有的水平进行合作。

挑战3）法规、标准与接受度

在世界各地，目前现有法规和标准限制了氢的使用。某些法规不明确或未考虑到氢能源的新用途，也不允许利用氢能源所能提供的全部优点。这些法规与标准涉及一系列技术性重要问题，例如加压或液化氢的使用方式和地点、谁可以处理氢能源、氢能源车辆可以去哪些地方、能源载体之间转换的征税制度、是否可以存储二氧化碳、天然气管道中可以存在多少氢气。若想让氢能源有机会发挥其潜力，就要针对这些问题更新法规与标准。

一些重要标准尚未达成一致，包括处理氢能源车辆燃料补给的标准、跨境销售的气体成分、安全措施、许可、材料以及如何衡量其生命周期对环境的影响。生命周期影响的问题在氢能源的情况下存在更特殊的挑战，因为可以从二氧化碳浓度完全不同的物源中得到完全相同的氢分子。与电力不同的是，氢和含氢燃料可以与化石燃料混合，但最终用户无法识别。供应链中不同氢来源的计量标准可能是创造低碳氢能源市场的基础，需要在国际商定的基础上制定。

氢能源伴随着安全风险、高前期基础设施成本以及化石燃料供应和分配（特别是与碳捕获、使用过与储存相结合时）的一些工业动态。目前尚不清楚老百姓将如何对氢的这些方面做出反应，也不清楚他们将如何权衡氢能源应用的便利性和环境效益，以及氢能源对长期可持续发展的潜在重要性。

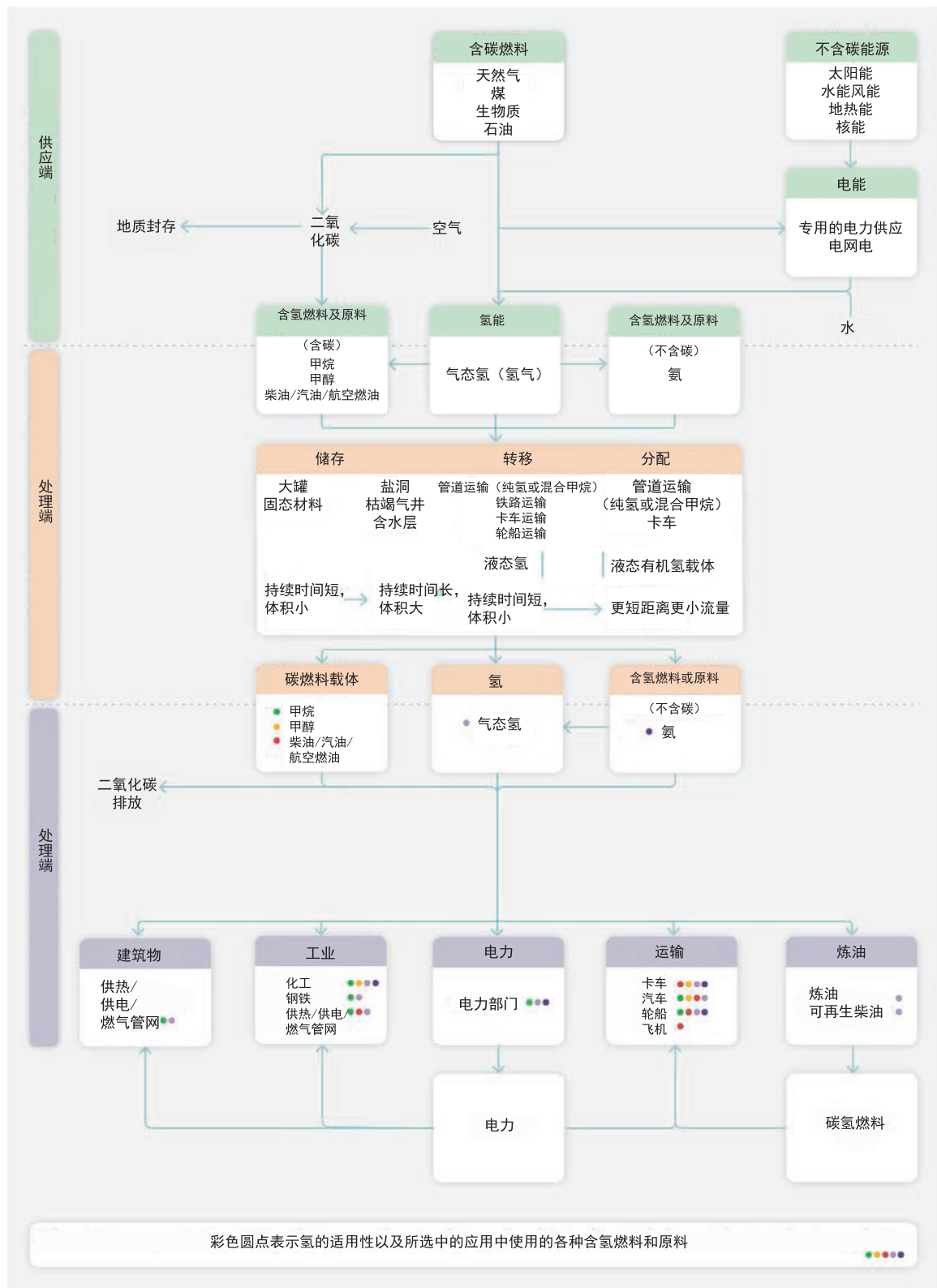


图 5. 从供应到最终使用的氢能价值链指南

资料来源：国际能源署 2019。版权所有。

氢可以从各种来源中生产，并用于各种各样的应用中。价值链包含不同的供应、处理和需求技术的组合。

政府的关键作用

目前对氢的兴趣无法转化为可持续部署，反而导致进一步失望的循环的风险是非常真实存在的。各国政府在避免这一结果并促进氢能发挥其潜力方面具有核心作用。这就提出了一个问题，即各国政府应该怎么做，使低碳氢在短期内得到大力发展。政府可能倾向于采取技术中立的方法，让市场来决定采用哪些技术。这种方法通常是明智的，但就氢能的特殊情况而言，也有更充分的理由让政府采取更有力的方法。实际上，正如前文所述，许多国家的政府已经这样做了，就像他们以前曾为各种低碳技术所做过的那样。

本报告旨在通过提供以下内容来帮助公共和私营部门决策者：

- 第 2 章至第 5 章将关于氢和能源的关键事实与严格分析结合起来。这些章节阐述氢的供应（第 2 章）、储存、运输和分配（第 3 章）及其各种最终用途应用（第 4 章和第 5 章）。包括敏感性在内的前沿分析旨在帮助各国政府将事实放在不同背景下衡量其重要性。本报告未介绍氢气部署的新方案，而是概述了当前技术的现状、其未来可能的发展以及经济和政策背景（专栏 2）。在本报告提供的基础以及世界各地迅速增长的证据基础上，需要在全球和地方层面开展进一步的工作，以便为具体政策的制定者提供信息。
- 第 6 章提出了政策建议，通过最有前景的短期价值链，为未来十年氢的更广泛用途搭建跳板。本章确定了四个现实世界中相互关联的价值链，这些价值链提供了扩大清洁氢能源和降低成本的现实潜力。第六章最后提出了政府应考虑的具体的以行动为导向的建议。

目前决策者面临的问题没有简单的答案，但本报告发现了几个令人信服的理由，说明了为什么政府可能会考虑加大力度支持低碳氢能源。各国政府当然要根据本国的情况正确权衡所有相关事实，考虑分析结果，得出自己的结论。本报告旨在为政府的审议和决策提供信息，并为各国政府之间以及各国政府与各企业以及其他利益相关方之间的讨论提供资料。

专栏 2. 本报告如何处理关于当前和未来成本和潜力的不确定性

本报告的目的不是描述未来能源系统中氢的前景，而是描述技术现状及其未来可能的发展，并描述其经济和政策背景。鉴于某些相关技术及其竞争对手的不确定程度，为了对现在和未来进行合理的比较，做出了一些假设。

技术的成本和性能参数基于广泛的文献分析、专家交流和同行评审。报告中数字和图表背后的数值列在报告的附件中，可从国际能源署网站下载。为了方便使用，在许多地方的文本和图中给出了单值或中点。在某些情况下，特别是对于不太成熟的技术，这种方法并不能反映该领域可靠专家所引用的各种不同值的全部。在可能的范围内，突出显示了社会和政治风向方面的其他考虑因素，并将材料放在国际能源署网站上，供读者探索分析其敏感性。

为便于说明，本报告提供了三个不同时间的成本和需求水平的示例：当前（以 2018 年为基准年），2030 年和长期（2030 年之后）。未来时间的燃料价格、需求水平和其他参数是根据国际能源署最新的全球能源系统模拟工作得出的。提及当前到 2030 年的趋势时，所用的参数与国际能源署《2018 年世界能源展望》的新政策情景一致（国际能源署，2018c）。提及与《巴黎气候变化协定》目标相容的道路时，所用参数均符合国际能源署《2018 年世界能源展望》的可持续发展方案（SDS），可持续发展方案与《巴黎气候变化协定》的目标完全一致，都是将全球平均气温较工业化前水平升高幅度控制在 2 摄氏度以内，并进一步努力将温度升高幅度控制在 1.5 摄氏度以内。与此同时，实现联合国制定的全球各地都可获得能源、减少空气污染对健康严重影响的可持续发展目标。

氢与能源：引言

目前氢气是如何生产并使用的？

本报告认为，全球目前对“纯”氢的需求量约为 7000 万吨，“纯”指的是，特定应用只允许氢气中含有少量的添加剂或污染物（图 6）。这种氢的主要应用是炼油和产氨（主要用于化肥制造）。另外需要 4500 万吨的氢作为混合气体（如合成气）的组分、燃料或原料。氢气作为气体混合物组分的主要应用是甲醇生产和钢铁生产。虽然如今氢气需求的三分之一用于广义上的运输部门应用（在炼油厂和车用燃料中使用的甲醇），但是每年在燃料电池电动汽车中使用的纯氢不到 1 万吨（少于 3 万吨油当量），且大多数燃料电池电动汽车用氢还是来自天然气。

目前生产的绝大部分氢能源来自化石燃料，其中约 60% 是在专用的氢能源生产设施中生产的，这意味着氢气是其主要产品。这些氢气中的大部分来自天然气，有些来自煤炭，还有一小部分来自水的电解（一种用水和电产生氢气的过程）。全球供应的三分之一是“副产品”氢，这意味着其来自主要用于生产其他产品的设施和工艺。这种副产物氢通常需要脱水或其他类型的净化，然后可以送到各种使用氢的工艺和设施中。目前，大多数氢能源是在其最终用途附近生产的，使用的是同一国家开采的资源。

总体而言，目前氢能源产量的不到 0.7% 来自可再生能源或配备有碳捕获、利用与封存设施的化石燃料工厂。因产氢而带来的二氧化碳排放总量每年达 8.3 亿吨。一般而言，专用设施提供的纯氢需求最容易用低碳氢源直接替代。

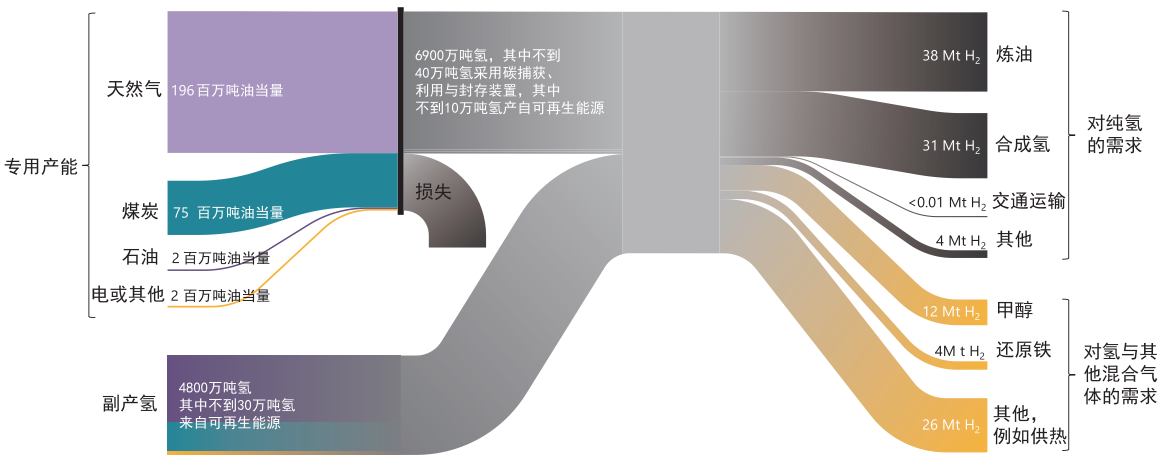


图 6. 目前的氢价值链

注：其他形式的纯氢需求包括化工、冶金、电子产品和玻璃制造业。对氢气与其他气体（例如一氧化碳）混合的其他形式的需求包括从钢厂产生的热量、气体和来自蒸汽裂解炉的副产物气体。基于可再生能源的氢能源的生产份额是根据全球发电中可再生能源的份额计算的。使用带有碳捕获、利用与封存装置生产的专用氢的份额是根据现有的永久地质储存设施，假设利用率为 85% 来估算的。对各种最终用途中的副产品和专用发电的份额进行了若干估算，同时假定副产品生产的输入能量等于未经进一步分配而产生的氢的能量含量。所示的所有数字均为 2018 年的估计值。Sankey 图中线的粗细是根据所描绘的流的能量含量来确定的。

资料来源：国际能源署 2019。版权所有。

如今的氢能源工业规模很大，氢的来源多、用途广。大多数氢能源是在专用设施中由天然气生产的，目前来自可再生能源的份额很小。

第 2 章介绍了有关氢能源生产过程和成本的更多细节。本章得出的结论是，生产成本高度依赖于电力成本和税费、电网费用、天然气价格、碳捕获、利用与封存服务的可用性和价格以及电解槽的产能利用率等因素。氢能源的价格在不同地区 and 不同最终用途之间变化很大（不同的最终用途需要不同的氢体积、压力和纯度）；同时也随氢的不同运输方式而变化。

成为化学能源载体而非能源意味着什么？

氢不作为能源，而作为一种能量载体，这意味着其潜在作用与电力的作用相似。氢和电都可以通过各种能源和技术生产。两者都是通用的，可用于许多不同的应用中。使用氢或电力不会产生温室气体、微粒、硫氧化物或地面臭氧。如果氢用于燃料电池，它只会排出水。然而，如果氢和电都用煤、石油或天然气等化石燃料生产，那么二者的生产上游都具有高二氧化碳强度。这种缺点只能通过使用可再生能源或核能作为初始能源输入，或为化石燃料工厂配备碳捕获、利用与封存设施来克服。

氢和电之间的关键区别在于氢是一种化学能载体，由分子而不是电子组成。这种区别是使氢在某些情况下优于电的原因（反之亦然）。化学能源很有吸引力，因为它可以以稳定的方式储存和运输，就像如今的石油、煤炭、生物质和天然气一样。⁴ 分子可以长期储存，可以用船只通过海运的方式运输，可以燃烧产生高温，也可以用于针对化石燃料设计的现有基础设施和商业模式。由于其分子性质，氢还可以与其他元素（如碳和氮）结合，生成更易于处理的含氢燃料，并可用作工业原料，有助于减少排放。

没有氢，基于电力的脱碳能源系统将更加基于流动。基于流动的能源系统必须在很远的距离内实时匹配需求和供应，并且容易受到供应中断的影响。化学能源可以将基于库存的因素添加到能源经济中，从而显着提高能源系统的灵活性。

所有能量载体（包括化石燃料）都会在每次生产、转换或使用损失效率。以氢能源为例，效率损失会在价值链的各个环节累积。将电力转换为氢能源、运输并储存，然后将其转换回燃料电池中的电能后，得到的能量可比初始电能低 30%。这就使氢能源比用于生氢的电或天然气更“贵”。这也说明了为什么要在价值链中最大限度地减少能量载体之间的转换次数。

也就是说，在没有能源供应限制的情况下，只要将二氧化碳排放价值化，那么效率在很大程度上也是需要在整个价值链上考虑的经济问题。这一点很重要，因为在某些应用中氢能源使用效率更高，并且有可能在不排放温室气体情况下生产。例如，车辆中的氢燃料电池效率约为 60%，汽油内燃机的效率约为 20%，现代燃煤电厂的效率约为 45%，输电时，电线会进一步损耗 10% 以上。

氢和含氢燃料及含氢原料之间有什么区别？

氢不仅能以纯氢的形式作为能量载体或工业原料，也可以与其他物质相结合使用，生成所谓的含氢燃料和原料。含氢燃料和原料可以使用来自电、生物质或化石燃料等任何来源的氢，且可以容易地用于发动机、涡轮机和化学过程等应用中。合成甲烷、合成液体燃料和甲醇等衍生产品都需要碳和氢。也可以通过将氢与氮结合制氨，用作化学原料或燃料。

本报告讨论了氢和含氢燃料及原料的生产和使用。尽管不同的生产方式有不同的二氧化碳强度，但都能产生氢需求，都对能源安全和脱碳化有贡献。

“电制X”是一个常用术语，表示将电转换成其他能量载体或化学品，对于氢而言，通常是电解水。“X”可代表所产生的化学品、电或热等任何燃料。例如，电制气是指电解氢本身或由电解氢与二氧化碳结合产生合成甲烷。同样，电制液是指生产含氢液体燃料。有时将结合了电解氢的含氢燃料称为“电能燃料”，在太阳能发电的非常特殊情况下，也称为太阳能燃料。⁵

4 电池也存储化学能，但不存储在可以大量存储能量的分子键中。在电池中，化学能是在特殊制备的化学品组合中阴极和阳极上的离子和电子的累积；但通常这些化学品很复杂，且稳定性差。随着时间的推移，电池中的化学能衰减地很快。

5 在其他地方也有更广泛的定义，包括使用电力作为输入，但不通过电解氢作为中间体的生物化学过程的电制燃料（Ridjan, 2016）。

为什么有人谈论黑色、蓝色、棕色、绿色和灰色氢？

近年来，人们用颜色指代不同的氢能生产来源。“黑色”、“灰色”或“棕色”分别指从煤、天然气和褐煤中生产的氢。“蓝色”通常指通过使用减少二氧化碳排放的碳捕获、利用与封存技术从化石燃料中生产的氢。“绿色”是指从可再生电力生产的氢。一般而言，从生物质、核能或不同种类的电网电产生的氢都没有确定的颜色。由于每种生氢途径的环境影响会因为所用的能源、所在的地区和采用的碳捕获、利用与封存技术类型不同而有很大差异，因此本报告中未使用颜色术语。

本报告重点介绍了低碳制氢途径。包括利用可再生能源和核电制氢，利用生物质制氢，通过碳捕获、利用与封存技术利用化石燃料制氢，但这种制氢方法的前提是上游排放足够低、在所有相关的二氧化碳流程中应用了二氧化碳捕集，且二氧化碳未被排放到大气中去。同样的原则也适用于利用低碳氢和可持续碳源制造低碳含氢燃料和原料。

氢最相关的物理性质是什么？

单位质量的氢比天然气或汽油含有更多能量，因此氢是一种非常有吸引力的运输燃料（表 2）。然而，氢也是最轻的元素，因此每单位体积的能量密度低。这意味着与其他燃料相比，为满足相同的能量需求，必须转移更大体积的氢。例如，可以通过使用更大或流动更快的管道以及更大的储罐来实现这一目的。氢可以被压缩、液化或转化为具有更高能量密度的含氢燃料，但是这种转化（以及任何后续的再转化）需要消耗一定的能量。

表 2. 氢的物理性质

物性	氢	对比
密度（气态）	0.089 千克 / 立方米（0 摄氏度，1bar 条件下）	天然气的十分之一
密度（液态）	70.79 千克 / 立方米（零下 253 摄氏度，1bar 条件下）	天然气的六分之一
沸点	零下 252.76 摄氏度（1bar 条件下）	比液化天然气低 90℃
单位质量所含能量（低位发热值）	120.1 兆焦耳 / 千克	汽油的三倍
能量密度（环境条件，低位发热值）	0.01 兆焦耳 / 升	天然气的三分之一
特定能量（液化，第低位发热值）	8.5 兆焦耳 / 升	液化天然气的三分之一
火焰速度	346 厘米 / 秒	甲烷的 8 倍
点火范围	空气中体积分数 4%–77%	比甲烷宽 6 倍
自燃温度	585 摄氏度	汽油为 220 摄氏度
点火能量	0.02 兆焦耳	甲烷的十分之一

注：cm/s 表示厘米 / 秒；kg/m3 表示千克 / 立方米；LHV 表示低位发热值；MJ 表示兆焦耳；MJ/kg 表示兆焦耳 / 千克；MJ/L 表示兆焦耳 / 升。

有哪些健康和安全考虑因素？

与其他能源载体一样，氢能源在大规模使用时会带来一定的健康和安全风险。如果风险得不到很好的沟通和管理，安全考虑因素和事故可能会减缓甚至阻碍氢能源技术的部署。碳捕获、利用与封存技术就是一个典型的例子，锂离子电池也面临着担忧。另一方面，现有的能源产品（汽油、柴油、天然气、电、煤炭等）对消费者的健康和安全影响已经为人所熟悉，而且很少受到质疑，这表明可燃性、推测致癌性和毒性等内在风险方面的管理可以使用户满意。

作为小分子的轻气体，氢的处理需要特殊的设备和流程。氢分子很小，可以扩散到某些钢管和铁管等材料中，增加其失效的几率。与天然气等大分子相比，氢也更容易通过密封材料和连接部件逃逸。第 3 章讨论后得出的结论是，尽管存在这些问题，利用现有天然气基础设施仍

然具有巨大潜力。

氢气是一种无毒气体，但其火焰速度高、点火范围广和点火能量低的特性使其极易燃烧。由于氢浮力大、扩散性强，可快速消散，其危险性得到了一定程度的缓解。氢焰肉眼无法识别，无色无味，使人们更难以发现火灾和泄漏。工业用氢已经有数十年的经验，其中包括在大型专用传输管道中用氢。已经针对用氢场所和特定地点的加氢设施制定了完善的安全处理规定。然而，与其他能源载体的安全处理规定相比，氢的安全处理规定仍然很复杂且不为公众所熟悉。在能源系统中广泛用氢会带来新的挑战，需要进一步制定安全规定，缓解公众担忧。

能源部门熟悉大多数含氢燃料和原料的健康和安全考虑因素。唯一例外的是氨和液态有机氢载体（LOHC，在第3章中讨论），最近才认真考虑了这两种氢载体在能源系统中的潜在用途。与氢相比，氨通常会引发更多的健康和安全方面的担忧，可能仍然只有经过专业培训的操作人员才能使用氨。氨具有剧毒性、易燃性、腐蚀性，不会以气态形式泄漏。然而，与氢能源不同，氨具有刺激性气味，更容易检测泄露。此外，氨也是空气污染的先兆。与氢一样，氨在工业上也有很长的应用历史。自19世纪初以来，氨一直被用作制冷剂，而且用氨大规模生产化肥的时间也超过了一个世纪。氨通常使用远洋油轮等工具储存和运输，在农业上有时直接注入土壤中。甲基环己烷也可能作为液态有机氢载体，其具有易燃性，摄入后很危险，生产时需要甲苯（有毒）。但甲基环己烷是液体，与很容易吸入的气体相比，其危害较小。普遍认为二苄基甲苯是替代液态有机氢载体的另一种更安全的选择。除了在特定的化学设施中以外，目前这两种方法的处理量都不是很大，但认为只要有合适的控制，在管道或船舶中进行处理不会造成重大的安全问题。

参考文献

AFC TCP（先进燃料电池技术合作伙伴关系）（2018年），AFC TCP 2018 燃料电池电动汽车、氢燃料补给站实际数量及目标数量调查，由AFC TCP提供给国际能源署。

Chehade, Z 等（2019年），“世界范围内电制-H₂途径的示范项目的回顾与分析”，国际氢能期刊，正在出版。

GCCSI（全球CCS研究所）（2019年），全球碳捕集与封存情报数据库，<https://co2re.co/>（2019年4月9日访问）。

国际能源署（2019年），世界能源投资2019，巴黎，www.iea.org/wei2019/。

国际能源署（2018a），研究、开发与示范统计，巴黎，

www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/（2019年4月5日访问）。

国际能源署（2018b），世界能源投资2018，巴黎，www.iea.org/wei2018/。

国际能源署（2018c），世界能源展望2018，巴黎，www.iea.org/weo2018/。

国际能源署（2015），氢燃料电池技术路线图，巴黎。

IPCC（政府间气候变化专门委员会）（2018年），“全球变暖1.5°C：IPCC特别报告之全球温度较工业化前水平变暖1.5°C的影响以及在加强全球应对气候变化威胁、追求可持续发展、努力消除贫困的背景下的全球温室气体排放途径”，世界气象组织，瑞士日内瓦。

IPHE（经济中的氢和燃料电池国际合作伙伴关系）（2019年），国家更新，www.iphe.net/（2019年4月8日访问）。

Ridjan（2016）“用于基于电能转换的可再生液态和气态燃料的术语综述”，清洁生产杂志，第112卷，第3779-20页，doi: 10.1016/j.jclepro.2015.05.117。

中国汽车工程师学会（2016），氢燃料电池汽车技术路线图[英文版]，《节能与新能源汽车技术路线图》战略咨询委员会，www.ihfca.org.cn/file/FCV%20Tech%20Roadmap.pdf。

Stephens-Romero, S. 等（2009），“确定氢能源基础设施和燃料电池汽车对空气质量和温室气体的影响”，环境科学与技术，第43卷，第23期，第9022-9页，<https://doi.org/10.1021/es901515y>。

世界能源理事会（2018年），氢是大转型的推动者，未来能源领导者氢能工作组，世界能源理事会。

第 2 章：氢气生产与含氢产品

- 当前，全球氢气的年产量约为 7000 万吨，其中 76% 以天然气为原料，剩余部分（23%）几乎都以煤炭为原料。每年，氢气生产共消耗天然气约 2050 亿立方米（占全球天然气总消耗量的 6%），煤炭 1.07 亿吨（占全球煤炭总消耗量的 2%），可实现减排二氧化碳 83 亿吨，相当于印度尼西亚与英国的年排放量之和。中国是煤制氢项目的主要聚集地。
- 虽然电解法制氢仅占全球氢气总产量的 2%，但该方法在制备低碳氢气方面具有极大发展空间。以不同种类可再生能源为原料来生产盈余电力，可降低发电成本，但也存在盈余时间较短的缺陷。对于可再生资源条件较好的地区而言，较低的电能成本对氢气的生产极为有利，并可为其提供稳定的原料。如果当前所有的氢能产品都采用电解水工艺（使用水与电能来制备氢气）制取，则年耗电量将达 3600 太瓦时（TWh），超过欧盟的年发电总量；耗水量将达 6.17 亿立方米，占全球能源行业总耗水量的 3%，约为甲烷制氢耗水总量的两倍。
- 当前，各地的制氢成本差异明显，制氢经济性受区域差异性因素（包括：化石燃料、电与碳源价格）的影响。在世界大部分地区，未装配二氧化碳捕获、利用与封存设施（CCUS）的天然气制氢工厂是制备氢气的最经济选项，其成本甚至可降至 1 美元 / 千克氢气（中东）。在所有的低碳选项中，电解法所需的电价达 10-40 美元 / 兆瓦时，满载运转时长达 3000-6000 小时，这使其在成本上可与装配碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢厂相竞争（受当地气价的影响）。可再生资源丰富或建设有核能发电站的地区，电解法制氢是极具吸引力的选项，尤其在当地天然气进口价格较高的情况下。
- 如果当地可选用的低碳方法较少，则将氢气转化为其他种类的氢能燃料具有较强的吸引力；但针对当前的氢能价格，这种方法尚不具备经济性。得益于已建设施与庞大的市场需求，目前尚可将氢气转化为氨。此过程无需使用碳源。在不考虑建设费用或二氧化碳原料成本的情况下，电解制氢并最终合成液体燃料的成本为 60-70 美元 / 桶（耗电成本为 22 美元 / 兆瓦时）。合成甲烷的成本为 10-12 美元 / 百万英热单位。因此，政府需制定适宜的碳排放价格或等价政策，来拉近合成烃与化石燃料的价格。

氢气的制备可选用多种原料与技术。当前，全球制氢工业主要以化石燃料为原料，而电解水制氢（即：使用水与电能来制备氢气）的占比较少（在 20 世纪 20-30 年代，其为工业氢气的主要来源，前期电能主要由水力发电厂供应，后逐渐被燃气发电厂所取代）。随着可再生能源发电成本的不断降低，电解水制氢并将氢气进一步转化为氢能燃料或原料（相比于氢气，其更适用于现有工业设施）的方法受到人们的关注。

本章对氢气与氢能产品的多种生产方式进行了介绍。首先，分析了现有的制氢原料与工艺。随后，依次介绍了天然气、水与电能、煤炭与生物质等关键制氢原料，及制氢技术与成本。本章还介绍了将氢气转化为氢能燃料与原料（相比于氢气易于储存、运输与使用）的相关内容。

制氢产业的发展现状

目前，可由化石燃料、生物质、水或其混合物中提取出氢气（图 7）。当前，氢气生产的年能耗约为 2.75 亿吨油当量，约占全球一次能源需求总量的 2%。天然气是制氢的主要原料，且以其为原料的甲烷蒸汽重整器是氨与甲醇合成行业及炼厂的主力制氢设备。每年，天然气制氢总量约达 7000 万吨，占全球氢气总产量的三分之二，共消耗天然气 2050 亿立方米（占全球天然气总消费量的 6%）。其次，煤炭制氢总量占全球氢气总产量的 23%，共消耗煤炭 1.07 亿吨（占全球煤炭总消费量的 2%）。其余的氢气以石油与电能为原料。

制氢产业对天然气及煤炭具有极高的依赖性，且制氢过程排放大量的二氧化碳。如以天然

气为原料，每生产 1 吨氢气排放 10 吨二氧化碳（吨二氧化碳 / 吨氢气）⁶；而石油产品或煤炭制氢的碳排放系数分别为 12 与 19 吨二氧化碳 / 吨氢气。每年，全球制氢行业共排放二氧化碳 830 亿吨，相当于印度尼西亚与英国的年排放量之合。产生的二氧化碳主要被排入大气；而在合成氨 / 尿素工厂中，通过使用甲烷蒸汽重整技术（SMR），可捕集二氧化碳蒸汽（约到 130 亿吨二氧化碳），并将其用于尿素化肥的制备。⁷

重整技术是最被广泛使用的天然气制氢技术。主要可分为三类：蒸汽重整（以水作为氧化剂与氢源）、部分氧化重整（以空气中的氧气为氧化剂）与上述两种方法的结合——自热重整（ATR）⁸。蒸汽重组主要提取天然气（少数情况下，可为液化石油气或石脑油）中的氢。部分氧化重组提取重质燃料油与煤炭中的氢。三种方法都可产生由一氧化碳与氢气组成的合成气，并进一步转化为氢气与二氧化碳（在纯氢气为主要产品的情况下）。其他的制氢方法还包括：气化制氢法（煤炭、生物质等原料转化为合成气，随后将其转化为氢气与二氧化碳）与电解法制氢（将水分解为氢气与氧气）。虽然电解制氢法已有很长的研究历史，但当前其在制氢产业中的占比较小，且主要集中于氯碱行业（氢气为副产品）。

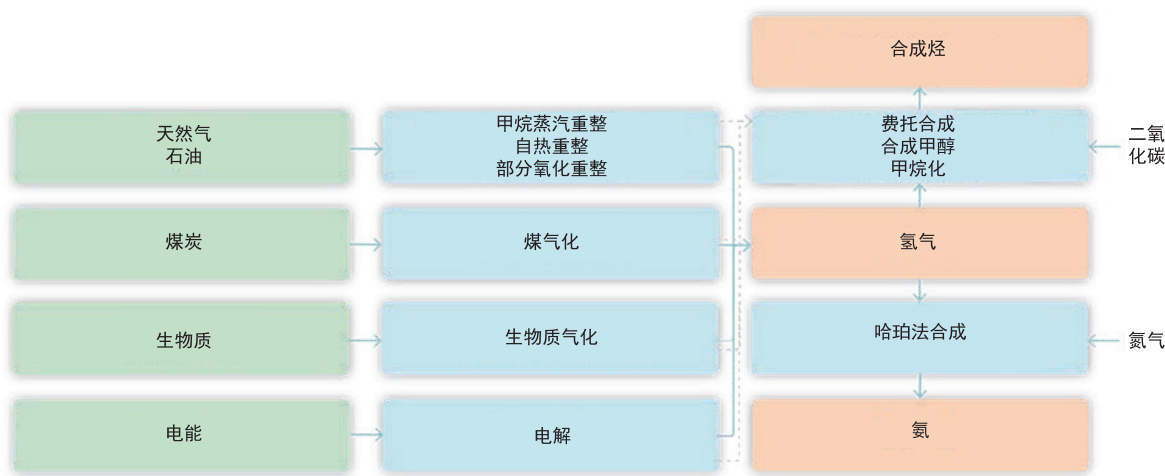


图 7. 氢气与氢能产品的生产方法

注释：N₂= 氮气。虚线表示含氢合成气（一氧化碳与氢气的混合体系）的反应路线，其由烃类燃料进一步转化为其他种类的合成烃（例如：煤制气或气制油）。虽然本章并未对该方面内容进行讨论，但在实现二氧化碳减排（尤其在组合使用碳捕获、利用与封存技术的情况下）与降低成本方面，相比于直接转化的方式（将烃类转化为合成气，并最终制得其他种类合成烃的），间接转化的方式（首先使用烃类生产纯氢气，并将制得的纯氢气与二氧化碳组合来制备合成烃的方式）更为有利（尤其在以二氧化碳为碳源的情况下）。

来源：国际能源署 2019。版权所有。

制氢存在多种不同的方法，其中甲烷蒸汽重整、煤气化与电解水的方法较为常用。

天然气制氢

在大型天然气制氢项目中，最普遍使用的技术为甲烷蒸汽重整，同时还有部分项目使用自热重整。对于甲烷蒸汽重整技术而言，天然气被同时用作燃料与原料（以及水）。在通常情况下，30-40% 的天然气被用作燃料，用以生产低浓度的二氧化碳蒸汽；其余的天然气被分解为氢气与高浓度二氧化碳蒸汽。由于甲烷蒸汽重整具有较高的经济性，且目前已建有大量的甲烷蒸汽重整装置，所以在短期内，其仍将是大型制氢项目的主力技术。

6 在天然气生产、加工与运输过程中存在逃逸性排放，其是实现二氧化碳减排的重要方面，所以在对比不同制氢工艺中需对其进行重点关注（Tlili 等人，2019 年）。

7 农民将尿素化肥施入土壤后，其内的碳将被再次释放。

8 蒸汽重整为吸热反应，而部分氧化重组为放热反应。自热重整以空气与水为氧化剂，所以该反应既不需要提供热量，也不释放热量。

低碳氢气的制备方法

碳捕获、利用与封存技术可被用于甲烷蒸汽重整与自热重整制氢项目中。通过在甲烷蒸汽重整工厂装配碳捕获、利用与封存技术，并将其用于制氢气过程与排放蒸汽的处理过程中，可使碳排放量降低 90% 以上。目前，已有数座甲烷蒸汽重整 - 碳捕获、利用与封存工厂投入运营，氢气总产量达 50 万吨 / 年。在甲烷蒸汽重整工厂中，可通过多种途径来对二氧化碳进行捕集。可分离高压合成气中的二氧化碳，降低 60% 以上的排放量（图 8）。依据欧洲当前的天然气价格，商业制氢厂（即：不具有合成氨与甲醇能力的制氢厂）捕集二氧化碳的成本通常约为 53 美元 / 吨二氧化碳。另外，为进一步提升二氧化碳的整体减排率（达 90% 以上），可从浓度更低的炉烟气中捕集二氧化碳，这将使二氧化碳的捕集成本升高至 80 美元 / 吨二氧化碳（商业制氢厂）或 90-115 美元 / 吨二氧化碳（具有合成氨 / 尿素与甲醇能力的制氢厂，其二氧化碳蒸汽的浓度更低）[国际能源署温室气体研发中心（IEAGHG），2017 年 a 与 b 报告]。

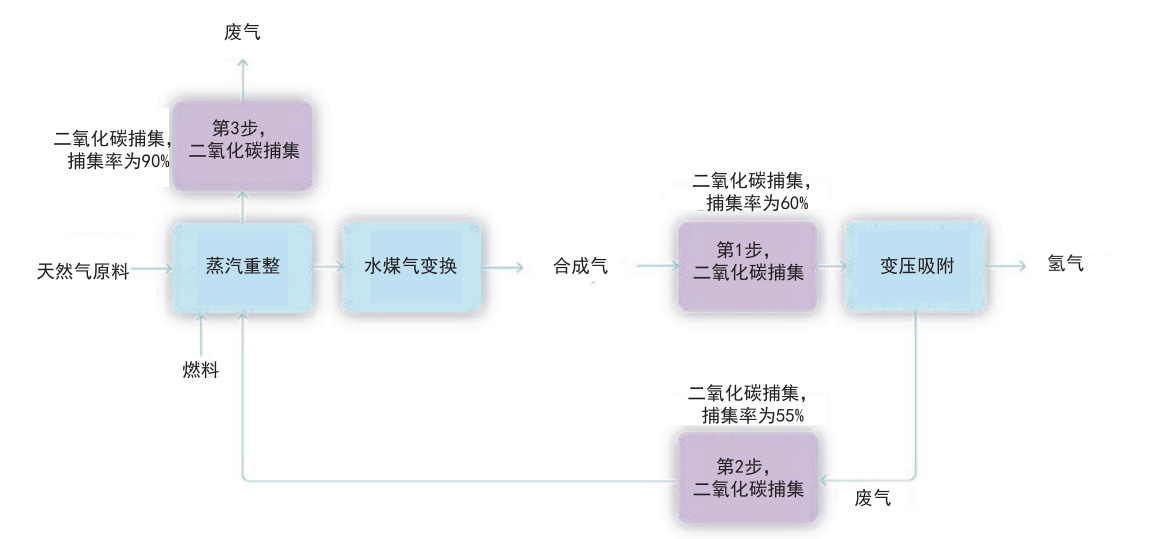


图 8. 装配碳捕获、利用与封存技术的制氢流程

来源：IEAGHG（2017 年 a 报告），“装配碳捕获与封存技术的甲烷蒸汽重整制氢工艺的相关参考数据与支持文件”。
当前，碳捕获、利用与封存技术是大型甲烷蒸汽重整设施实现脱碳的关键。

制氢还可使用自热重整技术，重整器为该过程提供所需的热量。这就意味着，自热重整技术所产生的二氧化碳主要集中于反应器中，相比于甲烷蒸汽重整技术，其可实现更高的二氧化碳捕集率。同时，受益于二氧化碳的集中排放，该技术相较于甲烷蒸汽重整技术，具有低成本的优势。多项研究指出，在捕集率大于 90% 的情况下，甲烷蒸汽重整技术的成本高于捕集率相当的自热重整技术（H21，2018）。多数合成氨与甲醇的工厂都组合使用了甲烷蒸汽重整与自热重整技术，且美国的 HyNet 与 H21 项目计划推广应用装配有碳捕获、利用与封存技术的自热重整技术，以取代甲烷蒸汽重整技术。另外，还存在其他种类的天然气制氢技术，但其目前仍处于示范项目或实验规模阶段（专栏 3）。

国际能源署
保留所有权利

专栏 3. 制氢新技术

甲烷分解技术为制氢产业发展开辟了新途径。自 20 世纪 90 年代以来，研究人员先后开发出了多种技术，主要技术以三相交流电等离子体为基础，使用甲烷作为原料，电能作为能源。该工艺过程可生成氢气与固体碳，且无二氧化碳排放（Fulcheri，2018 年）。

甲烷分解制氢技术需使用高温等离子体，并消耗大量热能，这使其效率优势有所降低；在生产的等量氢气的情况下，电解法制氢的耗电量是前者的 3-5 倍。甲烷分解产生的二氧化碳极少，且生成炭黑形式的固体碳。相比于电解法，该方法消耗天然气的总量较大，但其可通过销售副产品——炭黑（用于制造橡胶、轮胎、打印机与塑料）的方法，可带来其他收益。美国的巨石材料公司（Monolith Materials）在加利福尼亚州运营着一座甲烷分解制氢试验工厂，且在內布拉斯加州修建了一座工业化工厂；该工业化工厂以低碳电能为能源，可向內布拉斯加州公共电力区（其计划使用燃气电厂来替换 125 兆瓦的燃煤电厂转换为）供应氢气燃料。虽然，相比于直接使用天然气的发电厂，其总效率有所下降，但却可避免气体燃烧产生的二氧化碳排放，并可通过制备氢气，来实现电网中多余电能的有效储集。

在未来 5 年中，炭黑的全球需求量将由 1200 万吨攀升至 1600 万吨，且使用现有技术将产生更多的二氧化碳排放。通过使用甲烷分解法来实现 500 万吨氢气 / 年的产量，既可满足炭黑需求量的攀升，还可避免二氧化碳的排放。虽然相比于炭黑，市场上其他特殊形式的固体碳——碳纳米管、碳纤维、石墨烯的产量小 1-2 个数量级，但随着电池或碳纤维加固混凝土行业的不断发展，其需求量将快速攀升（Dagle 等人，2017 年）。其他的固体碳市场可为其提供所需的固体碳（Hanson，2018 年）。

同时，研究人员还对甲烷蒸汽重整的过程设计进行了深入研究。虽然仍以天然气为原料，但可使用其他种类的能源来产生所需的蒸汽，这可促进高浓度二氧化碳蒸汽的捕集。可使用电能来制备高温蒸汽（Bazzanella 与 Ausfelder，2017 年），在太阳能资源丰富的区域还可使用太阳热能。

如果可进一步提升太阳能的聚集度，以产生 800-1000℃ 的高温，则可直接使用太阳能来将水分解为氢气与氧气，该过程不消耗天然气，且不产生二氧化碳。但是，上述高聚集度的太阳能仍处于室内实验研究阶段。

来源：Fulcheri（2018 年）：“使用氢气与碳纳米材料的合成产物——热等离子体实现甲烷的直接脱碳”；Dagle 等人（2017 年）：“使用氢气与增值固体碳的天然气转化技术概述”；Bazzanella 与 Ausfelder（2017 年）：“欧洲化工工业的低碳能源与原料”；与 Rob Hanson 的个人通信资料，2018 年。

天然气制氢的成本

天然气制氢的成本主要受技术、经济等多方面因素的影响，气价与资本支出是最为重要的两个因素。

在世界范围内，燃料成本是最大的成本支出，约占制氢总成本的 45-75%（图 9）。中东、俄罗斯联邦与北美地区的低气价，一定程度上降低了其制氢成本。如日本、韩国、中国与印度等天然气进口国，天然气价格较高，这也促进了这些区域制氢成本的升高。

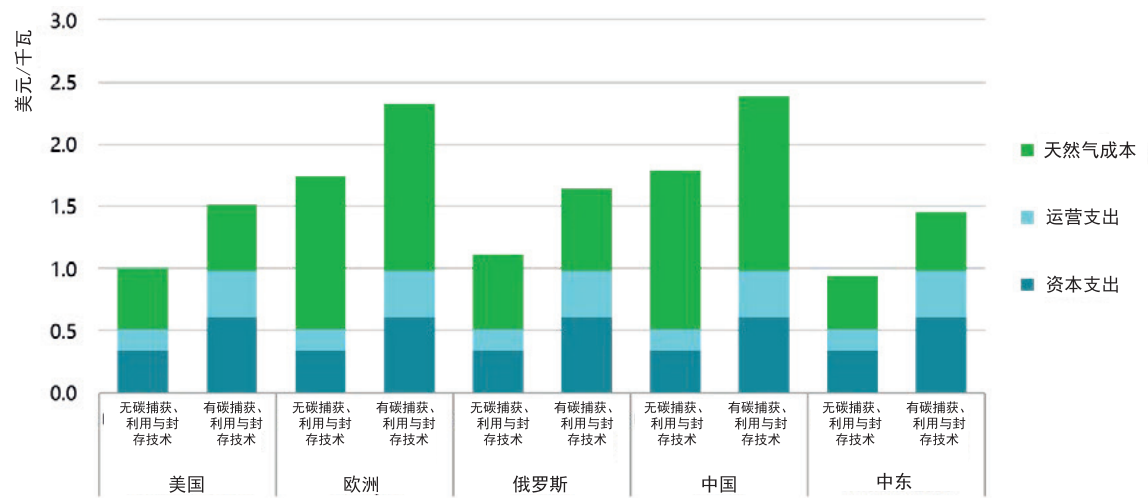


图 9. 2018 年不同地区的天然气制氢成本

注释：kgH₂= 千克氢气；OPEX= 运营支出。2018 年的资本支出：未装配碳捕获、利用与封存技术的甲烷蒸汽重整 =500–900 美元 / 每千瓦氢气 (kWH₂)；装配碳捕获、利用与封存技术的甲烷蒸汽重整 =900–1600 美元 /kWH₂，具体数值随区域而变化。天然气的价格 =3–11 美元 / 每百万英热 (MBtu)，具体价格随区域而变化。更多信息请详见网址：www.iea.org/hydrogen2019。来源：国际能源署 2019。版权所有。

低成本天然气的可用性是决定甲烷蒸汽重整制氢成本的关键因素。

在甲烷蒸汽重整工厂装配碳捕获、利用与封存技术，将使资本支出升高约 50%，燃料成本升高约 10%，准确数值由设计决定。二氧化碳的运输与储集将使运营支出平均升高一倍。在最具潜力的区域，装配碳捕获、利用与封存技术的甲烷蒸汽重整工厂的制氢成本平均为 1.4-1.5 美元 / 千克氢气，使其成为成本最低的低碳制氢路径（详见本章中的“不同制氢工艺的对比”，将其与其他的制氢技术对比）。

电解水制氢

电解水是一个电化学过程，其可将水分解为氢气与氧气。当前，电解法制氢的产量占全球氢气总产量 0.1% 以下，该方法生产的氢气主要用作高品质氢气（例如，可用于电子产品与多晶硅的制备）。除了电解水制得的氢气外，电解氯碱（生产氯气与烧碱）的副产品约占全球氢气总产量的 2%。

随着可再生能源发电成本的不断降低（尤其针对太阳能光伏与风能），电解水制氢引起业内的广泛关注（第 4 章）。近年来，已有数个示范项目投入运营。当前，电解槽系统的效率为 60-81%，主要受技术类型与载荷系数的影响。如果电解水制氢的总产量达到当前全球氢气的总产量（6900 万吨），则需消耗电能 3600 万亿瓦时 (TWh)，超过了欧盟的年度发电总量。

电解技术需消耗水与电能。每生产 1 千克氢气，需消耗 9 升水⁹，且生成 8 千克的氧气。少量的氧气可用于健康安全部门，而大量的氧气可满足工业部门的需求。如果使用电解法生产 7000 万吨氢气（当前的全球氢气总产量），则需消耗水 6.17 亿立方米，相当于全球能源行业总耗水量的 1.3%（国际能源署，2016 年）或约为当前甲烷蒸汽重整制氢耗水总量的 2 倍（使用甲烷蒸汽重整生产 5200 万吨氢气，需消耗水 3.45 亿立方米）。

在缺水地区，淡水的获取将成为一大难题。而在沿海地区，可使用海水来生产氢气。使用反渗透法进行海水脱盐，处理每方水的耗电量为 3-4 千瓦时 (kWh)，成本约为 0.7-2.5 美元 / 立方米 (Tractebel, 2018 年；Caldera 等人，2018 年)。这将使制氢的成本提升 0.01-0.02 美

⁹ 作为对比，装配碳捕获、利用与封存技术的甲烷蒸汽重整制备 1 千克氢气需消耗 7 升未经处理的水（IEAGHG，2017 年 b 报告）。

国际能源署
保留所有权利

元 / 千克氢气，对电解水制氢的总成本影响较小。在电解水制氢中直接使用海水，将导致设备的腐蚀破坏，并产生氯气。目前，研究人员正致力于研究：如何在电解制氢中更为简易地使用海水。

可选的电解水制氢技术

目前，常用的 3 种电解水制氢技术为：碱性水电解技术、质子交换膜（PEM）水电解技术与固体氧化物电解槽技术（SOECs）。技术与经济方面的主要特征如表 3 所示。

碱性水电解技术是成熟且已实现商业化应用的技术。该技术于 20 世纪 20 年代投入使用，主要用于化肥与氯碱工业中氢气的生产。碱性电解槽的操作范围为：最小负荷的 10%- 最大设计容量。在上个世纪，多个水能资源丰富的国家（加拿大、埃及、印度、挪威与津巴布韦）修建了数个用电容量可达 165 兆瓦电能（MWe）的碱性电解槽；但到 20 世纪 70 年代，天然气与甲烷蒸汽重整技术被开发后，这些电解槽都相继退役。相比于其他电解槽技术，碱性水电解无需使用高价的材料，具有低成本的优势。

为克服碱性电解槽的部分操作缺陷，通用电气公司于 20 世纪 60 年代首次引进了质子交换膜电解槽系统。该系统以纯水作为电解质溶液，避免了碱性电解槽中氢氧化钾电解液的回收与循环使用。相比于碱性电解槽，这些系统的体积相对较小，更适用于人口密集的城市区域。质子交换膜电解槽系统可生产高度压缩的氢气，便于实现氢气在加氢站内的分散生产与储集（不装配压缩机的情况下压力可达 30-60 巴，部分系统中可达 100-200 巴，而碱性电解槽的压力仅可达 1-30 巴）；同时，其可实现灵活操控，包括：具有电能储存以及其他电网相关服务的能力。质子交换膜电解槽的操作范围为：零负荷 - 设计容量的 160%（如果工厂与电力电子设备按照该系统进行设计，则可允许电解槽的短时超载）。然而，其需要昂贵的电极催化剂（铂、铱）和膜材料，且运行寿命较碱性电解槽要短。目前，质子交换膜电解槽的总成本高于碱性电解槽，尚未被广泛应用。

固体氧化物电解槽技术是最不发达的电解技术。尽管一些公司正规划将其推向市场，但仍未实现其商业化应用。固体氧化物电解槽技术使用陶瓷作为电解质，材料成本较低。该电解槽在高温下运转，具有较高的电流效率。使用蒸汽进行电解时，需要外部提供热源。如果产生的氢气用于合成烃的制备（电制液与电制气技术），则可回收合成过程（例如：费托合成与甲烷化）中产生的废热，并将其用于固体氧化物电解槽中蒸汽的制备。同时，核电站、太阳能热能或地热系统也可作为高温电解的热源（专栏 4）。

与碱性电解槽及质子交换膜电解槽不同的是，固体氧化物电解槽可作为燃料电池反向运行，将氢气转化为电能，这也就意味着其可与储氢设施组合使用，来为电网提供平衡服务，从而提高设备的整体利用率。同时，还可使用固体氧化物电解槽来，来实现甲烷蒸汽和二氧化碳的同时电解，产生气体混合物（一氧化碳和氢气），之后将其转化为合成燃料。开发固体氧化物电解槽所面临的一大关键挑战为：如何解决由于高温操作导致的材料降解的问题。

表 3. 不同电解槽技术的技术 – 经济特征

	碱性电解槽			质子交换膜电解槽			固体氧化物电解槽		
	当前	2030 年	长期	当前	2030 年	长期	当前	2030 年	长期
电效率（%，低位发热值）	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
工作压力（巴）	1-30			30-80			1		
工作温度（℃）	60-80			50-80			650-1000		
运行时间	60000-90000	90000-100000	100000-150000	30000-90000	60000-90000	100000-150000	10000-30000	40000-60000	75000-10000

国际能源署
保留所有权利

	碱性电解槽			质子交换膜电解槽			固体氧化物电解槽		
	当前	2030 年	长期	当前	2030 年	长期	当前	2030 年	长期
负载范围（%，相对于名义负载）	10–110			0–160			20–100		
工厂占地面积（m ² /kWe）	0.095			0.048					
电效率（%，LHV）	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
资本支出（美元/kWe）	500–1400	400–850	200–700	1100–1800	650–1500	200–900	2800–5600	800–2800	500–1000

注释：LHV= 低位发热值；m²/kWe= 平方米/千瓦电能。未对未来的工作压力、工作温度或负荷范围进行预测。对于固体氧化物电解槽技术而言，电效率未考虑制备蒸汽所需的能量。
资本支出表示系统成本，包括：电力电子设备、气体净化处理设备与工厂的辅助设施；资本支出的范围反映了系统规模与对未来预测的不确定性。
来源：Buttler 与 Spliethoff（2018 年）：“实现能量储集、电网平衡与领域耦合的电解水工艺的发展现状概述”；Agora Verkehrswende、Agora Energiewende 与经济学前沿（2018 年），电力合成燃料的未来成本；NOW（2018 年），德国水电解制氢技术的工业化：用于运输、发电与制热的稳定氢气的机遇与挑战；Schmidt 等人（2017 年），“电解水工艺的未来成本与性能：专家启发研究”；燃料电池和氢能联合企业（FCH JU）（2014 年），欧盟电解水技术的发展情况；元素能源（2018 年），“氢能供应链的论据基础”。

随着质子交换膜技术的不断发展，为了以水为原料来制备氢气，过去 10 年间世界范围内投入运行的电解装置不断增多。多数电解水制氢项目位于欧洲，只有少数位于澳大利亚、中国和美洲。电解槽的平均单位容量已由 2000 年的 0.1 兆瓦电能增加到 2015 年的 1.0 兆瓦电能，标志着电解槽技术由小型试点项目向商业规模的转变。规模经济的形成有助于成本降低，并进一步扩展电解槽行业的供应链（图 10）。数个在建项目的电解槽容量已达 10 兆瓦电能及以上，而容量达 100 兆瓦电能及以上的电解槽正处于讨论阶段。

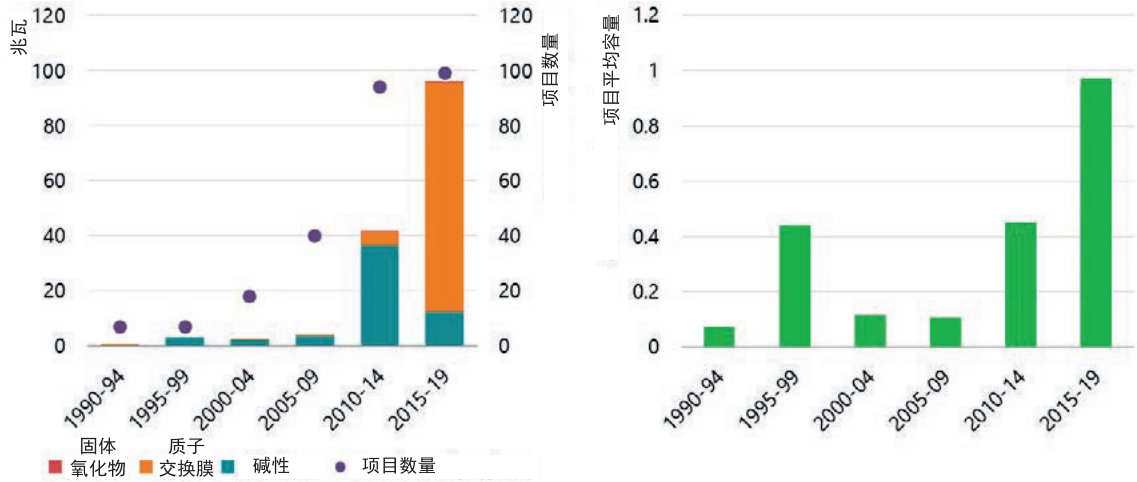


图 10. 1990–2019 年间，以供能为目的的电解槽新增容量及其平均单位容量的发展情况

注释：新增容量是指新增装机容量，且其为 5 年期限内的累计值。
来源：基于 Chehade 等人（2019 年）的论文，国际能源署开展总结分析，“世界范围内电制 X 产物示范项目的总结与分析”，国际能源署（2018 年）、世界能源投资报告与世界能源委员会（2018 年），“氢能可实现全球能源大转型”与国际能源署氢能技术合作项目所提供的数据库。

近年来，全球范围内以供能为目的的电解槽新增容量快速攀升，电解槽设备的规模也持续增大，经济规模的实现与学习效应应该该类项目的成本有所降低。

专栏 4. 制氢工艺的热路径——以核能为热能供应源的一个实例？

在制氢过程中，可使用多种不同的方式来利用热能。在甲烷蒸汽重整过程中，热能以蒸汽的形式被消耗；在电解水制氢过程中，通过将液态水转变为水蒸汽，使所需消耗的部分电能转变为热能，降低电能的总消耗量。固体氧化物电解槽技术即为高温电解的实例。这也意味着，研究人员开始重视如何将热能引入制氢过程中，以及如何满足该过程中的热能需求。这种将热能与制氢工艺相整合的方式，适用于存在低成本热能资源的区域，这些热能既可为工业进程中产生的废热，也可为地热能或太阳能。

核能发电厂可为制氢过程供应热能。在天然气与甲烷蒸汽重整过程中，热能可用于制备所需的蒸汽。根据具体情况，相比于使用天然气制得的蒸汽，核能发电厂生产蒸汽的成本更低，并可降低制氢过程中的碳强度。同时，其还可为核能发电厂提供额外的收益。

在约 300℃ 的温度条件下，核能发电厂可产生电能与热能，并满足固体氧化物电解槽的需要。研究人员正致力于固体氧化物电解槽新材料的研发，这种材料能够适应核能发电厂热源的温度水平。[美国能源部（US-DOE），2018 年]。

未来，小型模块化的反应器将在固体氧化物电解槽工艺中扮演重要角色。例如，总容量达 300 兆瓦电能的 6 座小型模块化的反应器，可满足中等规模合成氨工厂的氢气需求 [7.3 万吨氢气 / 年]。作为美国模块化反应器联合使用（JUMP）研究项目的一部分，研究人员正探寻小型模块化反应器的非电气应用的情况（例如：制氢）。

长远来看，先进的核能反应堆（例如：中国正在建造的两座具有工业原型的高温热载体床式反应堆）可成为水热化学分解反应的热源，其冷却剂的出口设计温度达 800-1000℃。

来源：US-DOE（2018 年），“能源部宣布投资 350 万美元开发与核能发电站兼容的制氢项目”。

电解水制氢的成本

电解水制氢的成本主要受技术、经济等多方面因素的影响，其中最重要的影响因素为：资本支出、转换效率、电力成本和年度工作时间。

当前，碱性水电解的资本支出为 500-1400 美元 / 千瓦，质子交换膜电解为 1100-1800 美元 / 千瓦，而固体氧化物电解槽为 2800-5600 美元 / 千瓦（表 3）。对于碱性水电解与质子交换膜电解系统而言，电解槽的成本占总成本的比例分别为 50% 与 60%。剩余的成本主要涉及电力电子设备、天然气处理和工厂设备。

在未来，通过技术创新（例如：开发低成本的电极与膜材料）与实现制氢过程的规模经济（例如：开发容量更大的电解槽），可进一步降低制氢成本。图 11 展示了，将当前使用的碱性水与质子交换膜电解槽转换为大型多槽电解槽系统（组合使用多个电解槽，提高电解槽系统的总容量），可明显降低电解制氢成本。

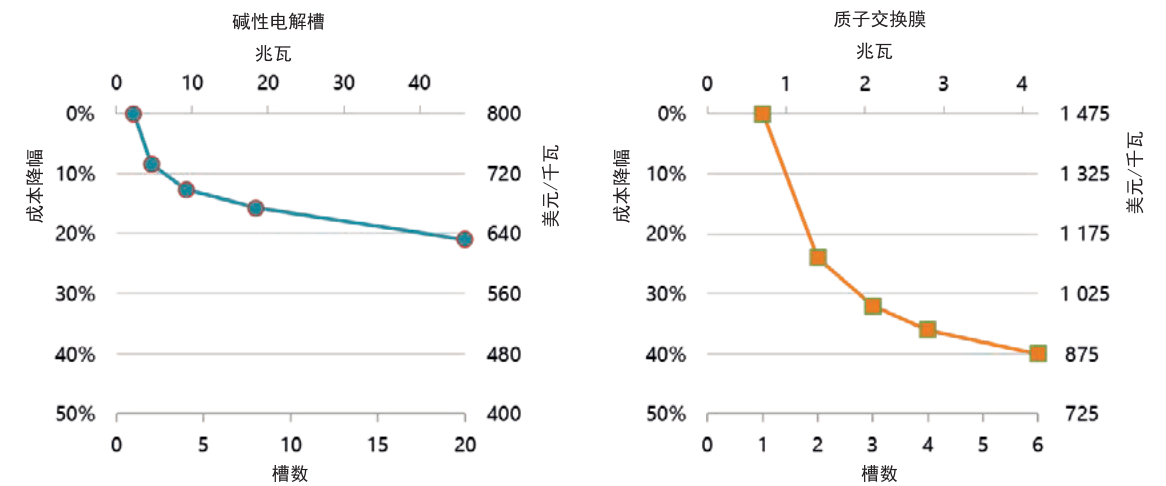


图 11. 使用多槽电解槽系统后，电解槽资本支出的降低情况

注释：对于单个电解槽而言，碱性水电解槽与质子交换膜电解槽的容量分别为 2 兆瓦与 0.7 兆瓦。
来源：国际能源署氢能技术合作项目中任务 38 所完成的分析结果及 Proost（2018 年）刊登的论文，“水电解槽的最新资本支出数据及其对可再生氢能价格的影响”。
电解槽规模的增大及生产过程的自动化，导致资本支出的显著下降。

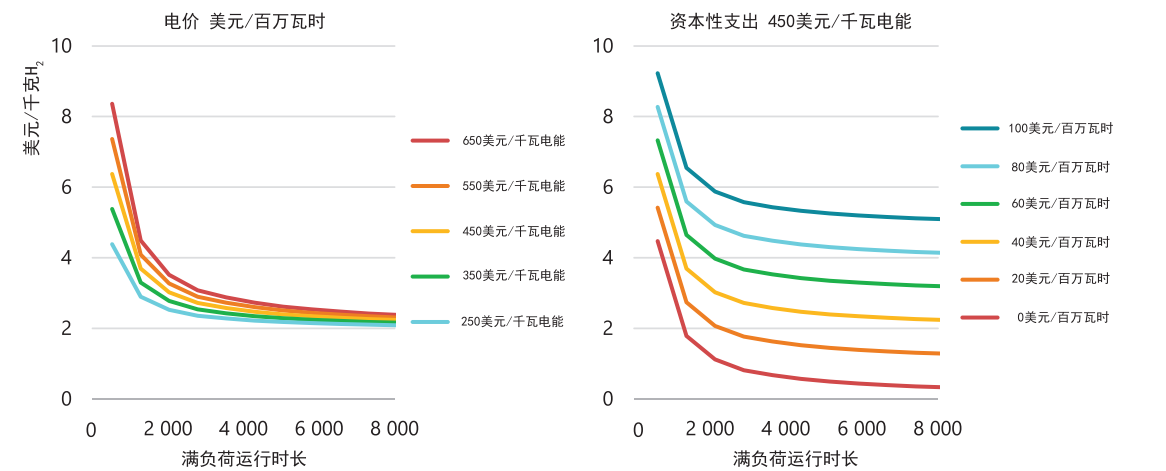


图 12. 在不同电解槽投资成本（左图）与电价（右图）条件下，针对运行时间的未来制氢平准化成本

注释：MWh= 兆瓦时。电解槽效率为 9%（LHV），贴现率为 8%。
来源：国际能源署，2019。版权所有
随着满载运转时长的增加，资本支出对制氢成本的影响降低，且电力成本成为电解水制氢成本的主要部分。

随着电解槽运行时间的延长，资本支出成本对平准化制氢成本的影响降低，且电力成本的影响升高（图 12）。因此，为降低制氢成本，需供应充足的低成本电力，以确保电解槽长时间、满负荷的运行¹⁰。

随着可再生能源的推广应用，电力系统中产生了一定量的低成本盈余电力。因此可利用盈余电力来进行水电解制氢，并将氢气予以储存，以达到降成本的目的。但如果盈余电力的可用性受季节性影响，则依赖盈余电力实现降本，将变得毫无意义。对于满负载长时间运转且支付

10 满负荷运行时间是评价电解槽年度利用情况的指标。满负荷运行时间表示：在 1 年中，为实现特定量的产量，电解槽按其设计容量（即：“满负荷”）运行的小时数。8760 小时的满负荷运行时间代表最大的可能利用率，意味着电解槽将按设计容量运行整整 1 年。依据给定的满负荷运行时间与电解槽容量，可计算得到氢气的年产量（由于电解槽的容量常用输入电量来评价，所以需考虑转换效率）。

国际能源署
保留所有权利

额外电力的电解槽而言，其比仅使用盈余电力且满负载短时间运转的电解槽成本更低。

分析使用电网电力进行制氢的电解槽，可清楚地观察到电力成本与运行时间之间的对应关系（图 13）。在 1 年内，极低成本的电力通常只可供应几个小时，这也就意味着电解槽利用率较低，资本支出导致制氢成本的升高。虽然电力成本随运行时间的增加而升高，但电解槽利用率提高将导致单位体积制氢成本的下降，且使其达到 3000-6000 等效满载小时数的最佳水平。除此之外，峰期的高电价将导致单位体积氢气生产成本的增加。

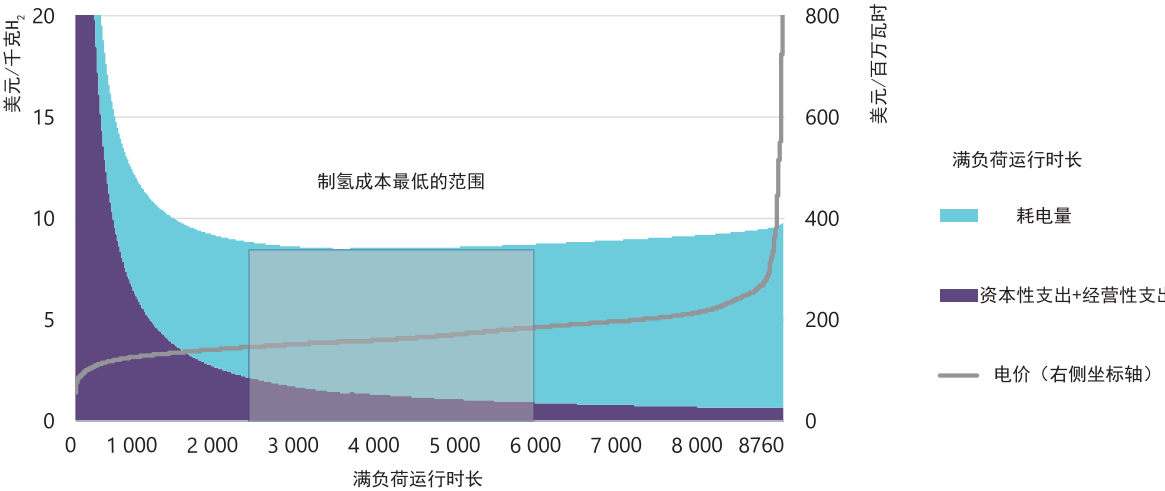


图 13. 使用电网电力情况下电解制氢的成本

注释：资本支出 =800 美元 /kWe；电解槽效率（LHV）=64%；折现率 =8%。
来源：国际能源署的分析以 2018 年的日本现货电价为基准，2018 年盘内市场交易结果。

电解槽的高利用率有助于降低资本支出的影响，但对于并网电解槽而言，这就意味着较高的电价；中等负载条件下运转可实现最低的制氢成本。

除了电网电力制氢法，使用可再生能源或核能发电，还可提供其他的制氢方案。随着太阳能光伏与风力发电成本的降低，在可再生资源丰富的地区建造电解槽，可有效降低制氢成本（即便在考虑氢气输送至终端用户所需的运输与配送成本的情况下，详细内容见第三章）。

针对上述情况，最理想的工区位于巴塔哥尼亚、新西兰、北非、中东、蒙古、澳大利亚的大部分地区以及中国和美国的部分地区（图 14）。位于西澳大利亚州的亚洲可再生能源项目，计划修建 7.5 吉瓦的风电机组和 3.5 吉瓦的太阳能光伏发电装置，其中约 8 吉瓦的电专供制氢（氢气供国内使用，并用于出口）行业使用（亚洲可再生能源中心项目，2019 年）。在世界各地，有数个制氢项目正处于筹备阶段或已公布，其都使用可再生能源来供应电力。在太阳能和陆上风能资源都较丰富的地区，通过修建混合型发电厂，可进一步降低制氢项目的成本。

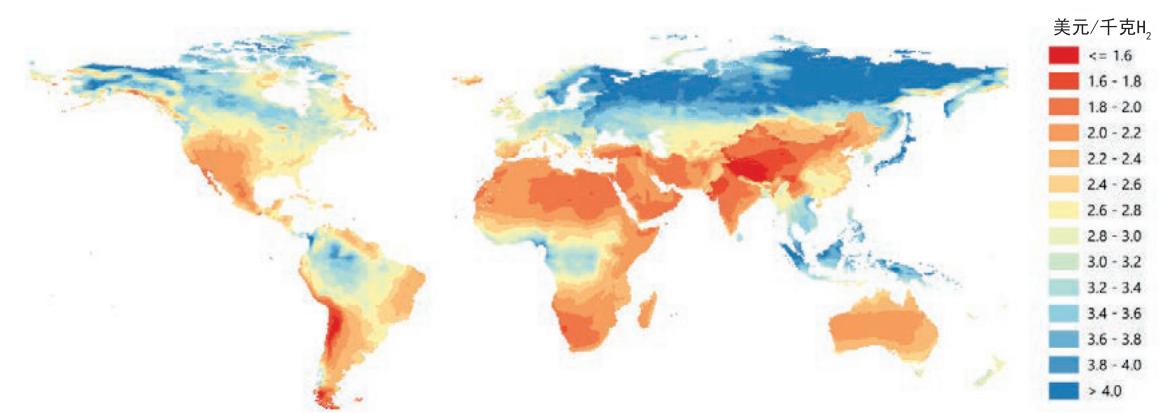


图 14. 太阳能光伏 – 陆上风电混合发电系统的长期制氢成本

注释：本图不影响任何领土的状态或主权、国际边界或界限的划定以及任何领土、城市或地区的名称。电解槽资本支出 =450 美元 / 千瓦电能，电解槽效率（LHV）=74%，太阳能光伏资本支出与陆上风电资本支出 =400–1000 美元 / 千瓦与 900–2500 美元 / 千瓦（视地域而定）；折现率 =8%。
来源：国际能源署分析所使用的风能发电数据来源于 Rife 等人（2014 年），美国国家大气研究中心（NCAR）使用 40 千米每小时的再分析法进行全球气候资料的四维同化（CFDDA）；使用的太阳能数据来源于 Renewables.ninja 平台（2019 年）。
太阳能光伏与风能发电成本的降低，为资源丰富地区的制氢工业供应了低成本电力。

煤制氢

煤气化制氢是一项成熟的技术。几十年来，该技术被用于合成氨，且被化学和化肥行业广泛使用（尤其是在中国）。目前，全球投入运营的煤气化厂达 130 座，其中 80% 以上位于中国。煤制氢的二氧化碳排放量约为 19 吨二氧化碳 / 吨氢气，是天然气制氢的两倍。

技术方案

煤制氢技术的二氧化碳排放强度较高。考虑到构建低碳能源体系的实际需求，需在煤制氢项目中使用碳捕集技术。碳捕获、利用与封存技术的使用将带来多方面挑战：煤制氢的氢碳比较低（煤制氢的氢碳比为 0.1:1，而甲烷制氢的却可达 4:1），且对原料（硫磺、氮气与矿物质）的纯度要求较高（Muradov，2017 年）。

煤气化厂通过装配碳捕获、利用与封存装置，可使生产的合成气可用作联合循环电厂的燃料，并产生低碳电能。通过装配水煤气变换（WGS）装置，可使用合成气来生产更多的氢气。同时，煤气化厂可依据电能与氢气的市场价格，来调整所生产的产品种类。现有的大型商业化装置，尚不能实现氢气与电能的同时生产。

在二氧化碳去除率、氢气及二氧化碳纯度方面，不同的二氧化碳捕集技术与方法存在一定差异。氢气的纯度要求主要受其用途的影响。多数的燃料电池需要较高纯度的氢气，而低纯度的氢气即可满足燃气轮机、炼油过程与工业锅炉的要求。由于气体分离技术需同时清除氢气与二氧化碳，所以仅有少数技术可制得高纯度（满足其他用途或储集的需要）的氢气与二氧化碳。因此，制氢工艺路线与捕集技术的最优组合形式，主要由氢气的用途及生产成本所决定。

在中国，多数煤制气工艺所制得的氢气，被主要用于合成氨。中国开展了大量工作，以探索氢能在该国经济发展中的作用。煤制氢是产氢成本最低的方式，成本总计 0.6-0.7 人民币 / 立方米（约为 1 美元 / 千克氢气）。中国最大的电力公司——国家能源集团，也是世界上最大的制氢公司。该公司共拥有煤气化炉 80 座，年产氢气总量达 800 万吨，约占全球氢气总产量的 12%。在中国，装配有碳捕获、利用与封存技术的煤制氢系统，是成本最低的清洁制氢设备。现有技术的二氧化碳排放强度最低仅为 2 千克二氧化碳 / 千克氢气，而其他先进的技术却可将排放强度降低至 0.4 千克二氧化碳 / 千克氢气（图 15）。

国际能源署
保留所有权利

在澳大利亚，氢能供应链（HESC）拉特罗布山谷项目通过使用高压部分氧化工艺，来以褐煤为原料制备氢气。与其相关的 CarbonNet 碳捕集与封存项目，能够减少商业制氢过程中二氧化碳的排放。制得的氢气被液化，并运送至日本。该项目的第一阶段工作为 1 年期的试验项目，计划以 160 吨褐煤为原料制备 3 吨氢气。

煤制氢工艺的成本

资本支出约占煤制氢工艺总成本的 50%，燃料成本占 15-20%（图 15）。煤炭的供应情况及其成本对煤制氢项目的可行性影响重大。

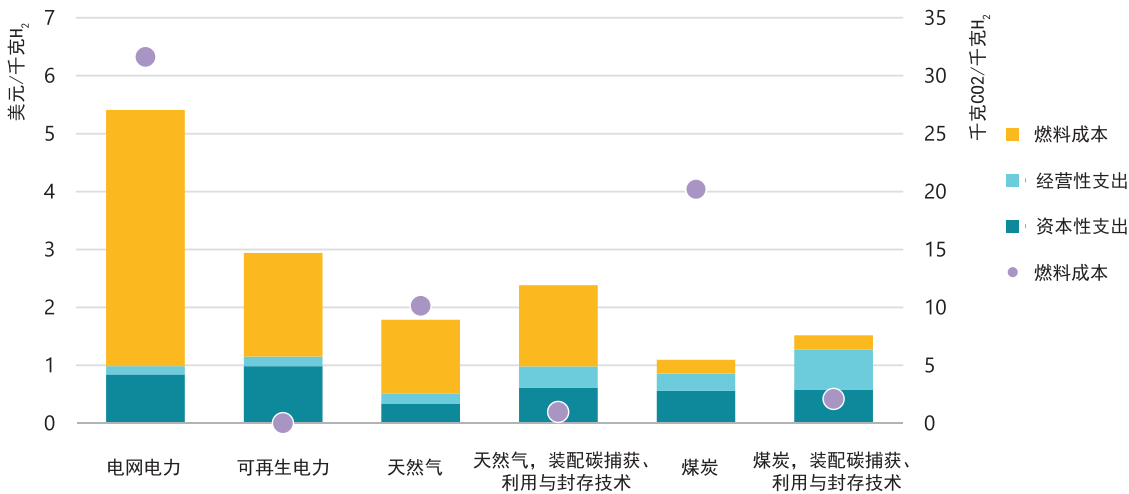


图 15. 当前中国的制氢成本

注释：装配有碳捕获、利用与封存技术的煤制氢项目资本支出=1475 美元 / 千瓦氢气。在满负荷运转时间为 4000 小时的情况下，可再生能源的发电成本 =30 美元 / 兆瓦时。更多信息请详见网址：www.iea.org/hydrogen2019。
来源：国际能源署 2019。版权所有

对于中国而言，装配有碳捕获、利用与封存技术的煤制氢工艺中期内仍将是成本最低的制氢工艺。

在低碳经济的大背景下，降低碳排放是决定煤制气技术发展前景的关键因素。在煤制气工厂装配碳捕获、利用与封存设备，将使资本支出与燃料成本各增加 5%，运营支出（OPEX）增加 130%。在中国与印度，低价天然气短缺，且存在大量已建的煤矿设施，所以在中期内，装配有碳捕获、利用与封存技术的煤制氢工艺仍将是最低廉的制氢工艺。

生物质制氢

可采取不同的方式来实现生物质制氢。在生物化学反应过程中，微生物可利用有机质来生产沼气（一种称为厌氧消化的过程）或酸、醇与气体的混合物（发酵过程）。与煤气化技术相似，生物质热化学转化气化技术可将生物质转化为一氧化碳、二氧化碳、氢气与甲烷的混合体系。在多种生物质热化学转化技术中，厌氧消化制取沼气技术最为成熟，但该技术只限于处理污水污泥、农业、食品加工及生活垃圾、部分能源作物。发酵技术可以实现一些植物中不可食用的纤维素组分的处理。气化技术可转化所有有机物，尤其是生物质的木质素组分。尽管世界上已建有许多生物质气化示范工厂，但该技术尚未被完全开发，目前尚不能解决焦油的形成引发催化剂中毒的相关问题（Ericsson，2017 年）。对于所有的生物质制氢技术，都需对产生的气体进行进一步处理，以提取氢气。

相比于太阳能或风能电解制氢工艺，生物质制氢（低碳氢气）的加工处理工艺较为复杂，成本相对较高。低成本生物质供应短缺，限制了大规模生物制氢工艺的推广应用。例如：如要满足美国市场对氢气的理论需求总量（为美国当前需求量的 4 倍）——6000 万吨，则需动用几

乎全部的生物质制氢潜力；但对于风能和太阳能电解制氢而言，仅需消耗 6% 的风力发电总量和不到 1% 的太阳能发电总量（Ruth、Jadun 与 Pivovar，2017 年）。然而，将生物质制氢与碳捕获和储集相结合，可实现所谓的“负排放”，这种组合工艺在未来具有极大的应用前景。¹¹

不同制氢工艺的对

对于世界多数地区而言，在短期内（2030 年以前）化石燃料仍将持续具有一定的成本优势。未装配碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢成本将为 1-2 美元 /kgH₂，其主要受局部气价的影响。¹²

除煤制氢工艺外，燃料成本是其他制氢工艺的最大成本构成（图 16）。因此，未来的制氢成本将在很大程度上取决于电力成本、天然气成本或其他参数（例如：转换相率）。另外，电解制氢的成本还对资本支出极为敏感，尤其工厂在短时间满负荷运行的情况下。

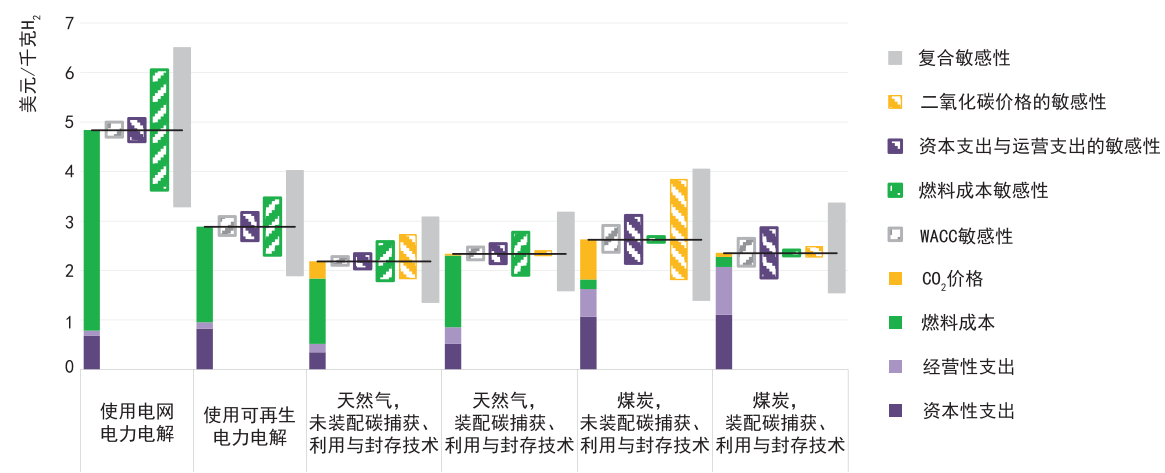


图 16. 2030 年，不同制氢工艺的成本

注释：WACC= 加权平均资本成本。假设条件参考欧洲 2030 年的成本估算的情况。在区域位置最优且满负荷运转时间为 4000 小时的情况下，可再生能源的发电电价 =40 美元 / 兆瓦时；依据资本支出、运营支出与燃料成本的变化范围为 +/-30%，8% 默认 WACC 的变化范围为 +/-3%，默认二氧化碳价格为 40 美元 / 吨二氧化碳，其变化范围为 0-100 美元 / 吨二氧化碳，来开展敏感性分析。更多信息请详见网址：www.iea.org/hydrogen2019。
来源：国际能源署 2019。版权所有。

在多数情况下，以化石燃料为原料的制氢工艺短期内仍将是具有经济性的工艺。

不同制氢工艺的碳排放强度差异明显（图 17）。在不装配碳捕获、利用与封存技术的情况下，天然气制氢工艺的碳排放强度约为煤制氢工艺的一半。水电解制氢工艺的碳排放强度，主要取决于发电过程的排放强度。发电过程存在转换损耗，这就意味着：相比于直接使用天然气或煤炭来制备氢气，使用燃气或燃煤发电厂所生产电力的制氢工艺的碳排放强度较高。这也就意味着，为使电解制氢工艺的碳排放强度等于或低于未装配碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺，其发电过程的排放强度需低至 185 克二氧化碳 / 千瓦，这恰好高于现代联合循环燃气发电厂排放强度的一半。

11 通过将生物能的利用与碳捕获、利用与封存技术相结合，生物能转换过程中形成的二氧化碳可被有效捕集，并回注地层以实现长期的地质封存。该工艺可有效去除空气中的二氧化碳，同时产生能量。
12 考虑 1 千克氢气的低位发热值内能，即：忽略氢气后续的用途，1 美元 / 千克氢气的成本与 30 美元 / 兆瓦时及 50 美元 / 桶油当量相对应。

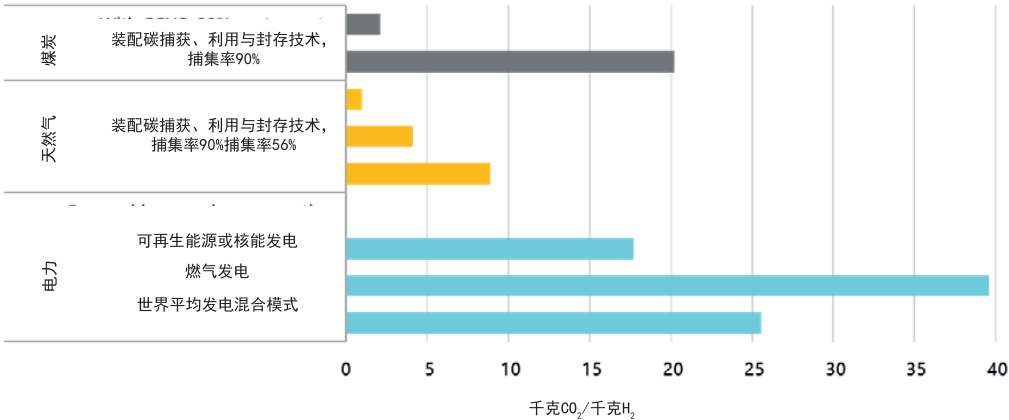


图 17. 制氢工艺的二氧化碳排放强度

注释：装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺的捕集率为 56%，是指针对原料相关的二氧化碳捕集；而捕集率为 90% 的碳捕获、利用与封存技术还被用于燃料相关二氧化碳的捕集；发电过程的二氧化碳排放强度仅为发电厂的二氧化碳直接排放量：2017 年，世界范围内发电过程二氧化碳排放强度的平均值 =491 克二氧化碳 / 千瓦时，燃气发电的二氧化碳排放强度 =336 克二氧化碳 / 千瓦时，燃煤发电的二氧化碳排放强度 =760 克二氧化碳 / 千瓦时。与氢气运输与配送相关的二氧化碳排放量（例如：氢气压缩所消耗电能相关的二氧化碳排放量），并不被纳入制氢工艺的二氧化碳排放强度。更多信息请详见网址：www.iea.org/hydrogen2019。

来源：国际能源署 2019。版权所有。

天然气制氢工艺的二氧化碳排放强度为煤制氢工艺的一半，且近似为燃气发电的一半；电解制氢工艺的二氧化碳排放强度取决于发电厂的排放强度。

在当前的多数情况下，相比于使用化石燃料直接制氢的工艺，使用碳捕获、利用与封存技术或可再生电能生产低碳氢气工艺的成本更高。天然气制氢的成本价格一般为 1.5-3 美元 / 千克氢气，而可再生（太阳能光伏或陆上风能）电能生产氢气的价格则为 2.5-6 美元 / 千克氢气。针对中东地区，如要对比装配碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢成本与化石燃料制氢成本，则需考虑二氧化碳的价格（50 美元 / 吨二氧化碳）或碳捕获、利用与封存技术所产生的等价成本效益。

在未来，装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制低碳氢工艺或可再生（太阳能光伏或陆上风能）电能制氢工艺的竞争力，主要取决于天然气价格和电价。在天然气价格较低的情况下，可再生电能成本只有低于 1 美元 / 兆瓦时，才能使电解制氢工艺较装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺更具成本优势。若天然气价格升高，则可再生能源发电制氢工艺的成本效益将提升：当天然气价格为 11 美元 / 百万英热单位时，可再生能源电力只有达到 30-45 美元 / 兆瓦时时，才具有竞争力（图 18）。

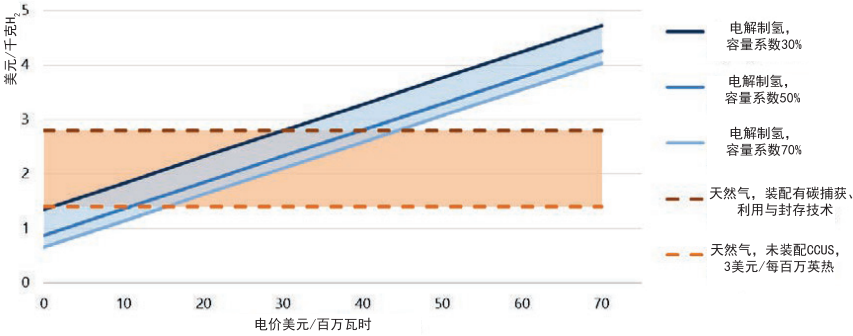


图 18. 短期内，装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺与电解制氢工艺的成本对比

注释：更多信息请详见网址：www.iea.org/hydrogen2019。

来源：国际能源署 2019。版权所有。

为使电解制氢工艺较装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺更具成本优势，电价需为 10-40 美元 / 兆瓦时，且满负荷运行时间需约为 4000 小时。

对于某些特定国家而言，可再生能源发电成本与天然气成本对制氢经济性的影响更为显著（图 19）。若某国可再生资源丰富，但天然气（尤其是液化天然气）完全依赖进口，则可再生能源制氢成本较天然气低很多；而若某国天然气价格较低，且可提供二氧化碳储集设施时，则装配有碳捕获、利用与封存技术的天然气制氢工艺的成本较低。

其他因素也与制备低碳氢气的工艺选择相关。为实现二氧化碳储集与化石燃料制氢工艺的相结合，需满足的前提条件为：该地地质情况可行，且公众同意在该地开展二氧化碳储集。对于水电解制氢项目而言，虽然水处理（例如：海水淡化处理）成本仅为制氢总成本的一小部分，但水源供应仍是项目开展的前提条件。如第三章所述，如果某些国家进口氢气或氢能产品的价格低于国内的价格，则这些国家可考虑对依赖进口。

从投资角度来看，投资规模也影响着制氢工艺的选择。虽然只有当碳捕获、利用与封存工厂达到一定规模时，其才有必要投资建设二氧化碳输送与储集设施，但对于电解槽而言，可使用模块化技术来实现小规模开发，这样可以按照市场需求来实时调整氢气产能。例如，英国北部的 H21 项目计划使用 12 座装配碳捕获、利用与封存技术的自热重整单元来生产氢气，各单元的容量约为 1350 兆瓦氢气，投资成本为 9.45 亿美元，而当前最大的电解槽模块的容量为 20 兆瓦电能（14 兆瓦氢气），投资成本约为 0.18 亿美元（或实现容量 220 兆瓦氢气，需投资 2.8 亿美元）。

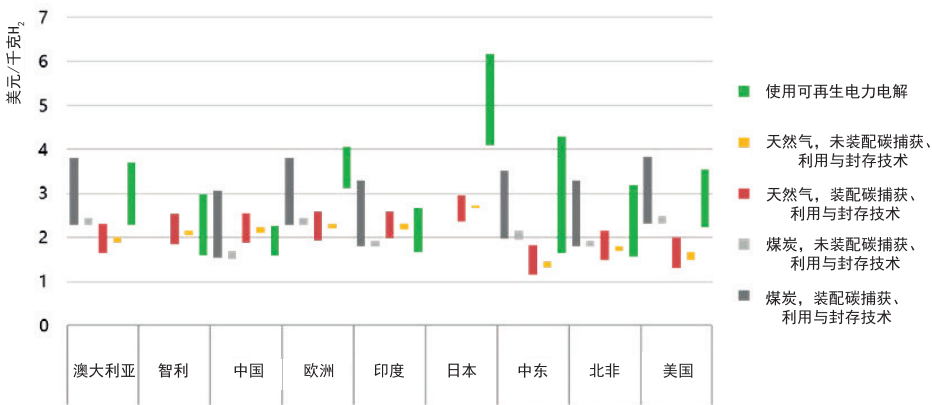


图 19. 世界各地的制氢成本

注释：图中的圆柱表示短期与长期内的制氢成本，其包含二氧化碳的价格（短期内为 25 美元 / 吨二氧化碳，长期内为 100 美元 / 吨二氧化碳）。对于煤制氢与天然气制氢工艺而言，长期的成本相对较高（由于在长期内 CO2 的价格升高）；而对于可再生电能制氢而言，长期的成本相对较低。
来源：国际能源署 2019。版权所有。

对于天然气依赖进口且可再生资源丰富的国家而言，可再生电能制氢工艺与天然气制氢工艺具有同等的竞争。

将氢气转化为燃料与原料，以便于其储存、运输与使用

氢气具有较低的能量密度，因此相比于化石燃料，其储存和运输的难度较大。通过一定的化学反应，可将氢气转化为含氢燃料与原料，例如：合成甲烷、合成液态燃料与合成氨。通过使用现有设施，来实现氢气的运输、储集与配送，可有效降低输送至终端用户的相关成本。由氢气制得的部分合成烃，可充当化石燃料的直接替代品。现在，氨已被用作主要的化工原料（见第 4 章），其还可作为未来氢气的长途运输载体（见第 3 章）或船运所需的燃料（见第 5 章）。

在使用这些氢能燃料或原料之前，需充分权衡其潜在优势及其转换成本。针对氢能燃料与原料，多数的转换工艺都尚处于初期示范阶段，转换工艺的成本都较高。合成氨需分离空气中的氮气，而合成烃需使用碳源，这些都会增加转换成本。碳源的获取将会对环境产生影响，同时增加合成烃制备的碳排放强度。

国际能源署
保留所有权利

技术方案

可采用多种不同的工艺，来将氢气转换为易于处理、运输与使用的燃料与原料。将氢气与氮气相结合，可合成氨；将氢气与碳源（以二氧化碳的形式）相结合，可合成烃（如甲烷、甲醇、柴油或喷气燃料）。基于电解氢气的转换过程中，多数电能将被损失（图 20）。

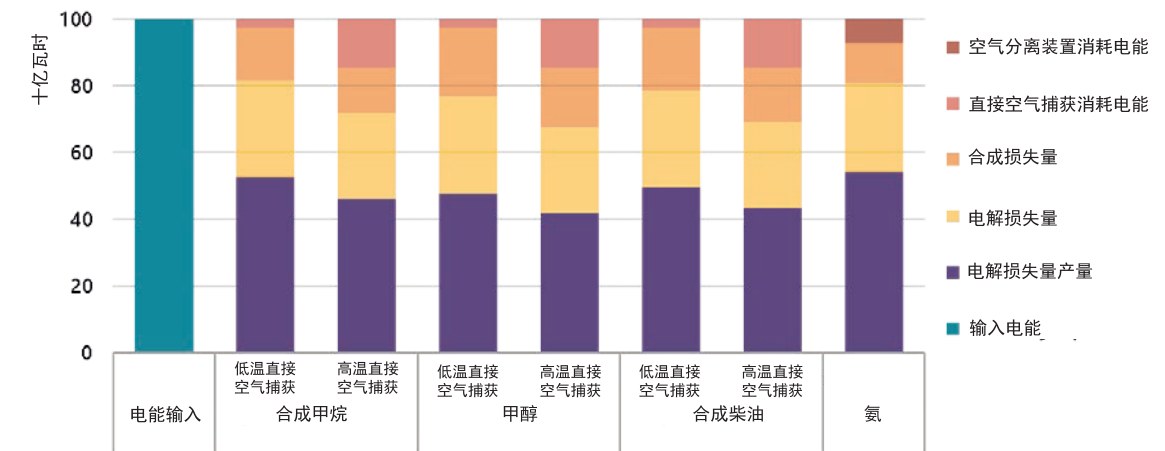


图 20. 针对不同种类的电解氢法，氢能燃料与原料的产量与损失量

注释：ASU= 空气分离装置（制备氮气）；DAC= 直接空气捕获，GWh= 十亿瓦时。产品（甲烷、甲醇、柴油和氨）的内能由其低位发热值确定。对于甲烷、甲醇及柴油而言，假设直接空气捕获为二氧化碳原料的来源，低温直接空气捕获移除每吨二氧化碳的电需求量为 250kWh，而高温直接空气捕获的需求量为 1750kWh。另外，高温直接空气捕获移除每吨二氧化碳还需消耗 1535kWh 的热能，且合成过程中的热损失可供应多数热能。
来源：国际能源署 2019。版权所有。

在合成烃或合成氨的生产过程中，约 45–60% 的电能被损失。

氨

氨是氮和氢的化合物，燃烧不会产生二氧化碳排放。在常温常压下，氨呈气态；但当温度降至 -33℃（通常较难达到该温度）时，其变为液态。液氨的体积能量密度较液氢高 50%。氨作为制冷剂已有 170 年的历史，且一个世纪以来其一直被用作生产氮肥和炸药的化学原料。目前，业内主要使用远洋油轮等方式，来实现氨的运输与储集。原则上，氨可用作各种能源应用中的燃料（例如，用于燃煤电厂的共燃），但目前尚未实现商业化。氨具有一定的毒性，需对其进行小心处理，且操作人员需经过专业培训，这在一定程度上限制了其技术 - 经济方面的潜力。

自上世纪 20 年代以来，化工行业通过将水电站电解槽制得的氢气与空气分离装置分离出的氮气相结合，来合成氨。目前，挪威的少数工厂生产的合成氨，即可满足整个欧洲对氮肥的需求量（国际能源署，2017 年）。近年来新投产的新项目，主要使用可再生电能来合成氨。例如，南澳大利亚州林肯港修建了一座日产能达 50 万吨的商业化合成氨工厂与容量达 30 兆瓦电能的电解槽，这些厂区及装置由太阳能及风能供电（合成氨工业，2018 年）。

合成烃

氢可与二氧化碳相结合来制备烃类，例如甲烷与甲醇、柴油、汽油和喷气燃料等合成液体燃料。其中部分产物的能量密度比氢或氨要高。

- 合成甲烷：以二氧化碳与氢气为原料，采用甲烷化工艺，即可合成甲烷。目前，最常用的工艺为催化（热化学）甲烷化。在厌氧环境中，微生物可将氢气和二氧化碳转化为甲烷，但这种生物甲烷化的方法尚处于开发阶段的初期。迄今为止，已建的氢能燃料与原料的生产项目共约 70 个，多数项目以合成甲烷为目的（图 21）。多数项目位于德国及欧洲其他国家。

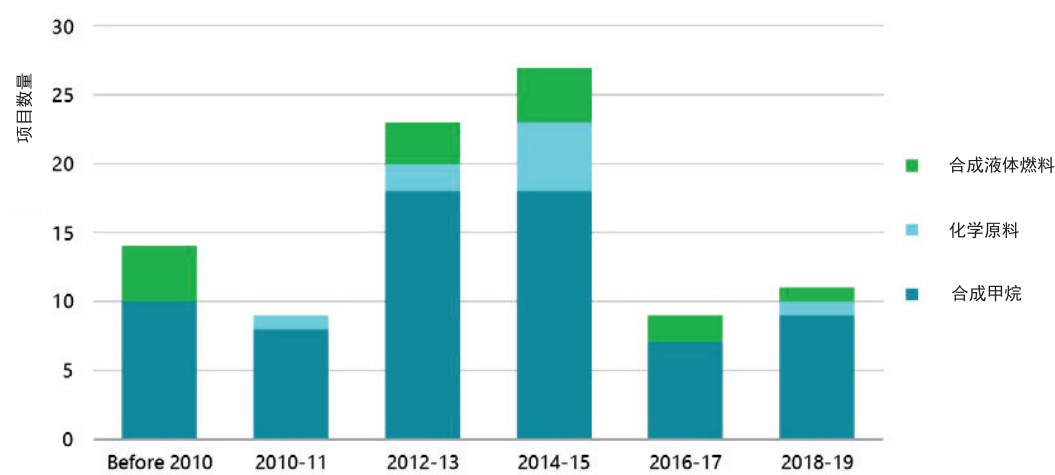


图 21. 电解氢来制备不同氢能燃料与原料的新项目数量

来源：国际能源署分析基于 Chehade 等人（2019 年）的成果，“世界范围内电制 X 产品的示范项目的总结与分析”，国际能源署（2018 年）、世界能源投资报告与世界能源委员会（2018 年），“氢能可实现全球能源大转型”与国际能源署氢能技术合作项目所提供的数据。

在生产氢能燃料与原料的示范项目中，多数项目以生产合成甲烷为目标。

- **合成柴油或煤油：**合成柴油或煤油的生产需以氢气和一氧化碳为原料。由于一氧化碳较难获得，因此可使用二氧化碳来代替。在制备反应过程中，二氧化碳首先转化为一氧化碳，产生的一氧化碳与氢气的合成气随后被转化（通过费 - 托（FT）合成）¹³ 为液态燃料，随后进一步升级，形成柴油或煤油。费托合成的速度较慢，且成本较高。
- **合成甲醇：**甲醇是最简单的醇类。其能量密度为 19.9 兆焦 / 千克（LHV），较液态氢高 80%。与其他种类的石油燃料相似，呈液态的甲醇易于运输。且与常见的液态石油燃料相似，其具有一定毒性，但不具有致癌性与致突变性。甲醇可溶于水，能被生物降解，且合成气制备甲醇技术已完全实现了商业化。全球约 40% 的甲醇被用作能源，同时其还可用作合成一系列化工产品所需的原料，例如：生产塑料。

由于合成甲烷过程的整体效率较低，所以其需消耗大量的电能与发电容量。若甲烷的合成总量约为当前全球油气总产量的 1%，则合成甲烷将消耗 1000 太瓦时与 700 太瓦时的电能，约占全球发电总量的 4% 与 3%。若太阳能光伏的容量系数为 20%，则所需装机容量为 600 吉瓦与 400 吉瓦；若陆上风能的容量系数为 35%，则所需装机容量为 340 吉瓦与 230 吉瓦。

使用氢气与二氧化碳来生产合成烃，存在多种不同的方法（专栏 6）。例如：自 2013 年以来，德国韦尔特的某工厂装配了容量达 6 兆瓦的电解槽，其每小时可生产 300 立方米的甲烷。所需的二氧化碳原料由沼气厂提供。自 2012 年以来，位于冰岛的某合成液体燃料工厂（生产甲醇）装配有容量达 6 兆瓦的电解槽，其甲烷的年产量达 4000 吨。其所需的二氧化碳原料由地热发电厂提供。

¹³ 费托合成是完全商业化的过程。数个大型项目已投入运营，其使用费托合成法来将煤炭或天然气转化为液态燃料。世界上最大的煤制油工厂位于南非塞康达，其于 20 世纪 80 年代投入运行，日产量达 16 万桶。世界上最大的气制油工厂位于卡塔尔，其于 2011 年投入运行，产量达 14 万桶 / 日。

专栏 5. 合成烃的二氧化碳来源

使用氢气来制备甲烷、液态烃类燃料与原料，常需以二氧化碳为原料。例如：当前全球煤油的年需求量达 26 亿桶，如完全依赖合成煤油，则每年需消耗 10 亿吨的二氧化碳。如果合成的烃类燃料被燃烧，则上述二氧化碳将再次被排入大气（假设燃烧过程未装配碳捕获、利用与封存技术）。从气候变化的角度考虑，二氧化碳的来源极为重要。

为满足合成烃的二氧化碳需求，可捕集化石燃料燃烧过程中释放的二氧化碳，也可由不同的工厂（例如：水泥厂）来供应高浓度的二氧化碳蒸汽。虽然二氧化碳来源于化石燃料，但将二氧化碳用作合成烃的原料，可实现二氧化碳的减排。一般而言，各个碳原子都被使用了两次：化石燃料中的碳被用于产生能量；随后，燃烧产生的二氧化碳可与氢气相结合，来生产合成烃类燃料。但是，在烃类燃料合成过程中，该系统仍会存在化石燃料的二氧化碳排放，其减排率的理论上限值为 50%（Bennett、Schroeder 与 McCoy，2014 年）。

如果要降低二氧化碳的排放量，则需使用非化石燃料的二氧化碳来源，包括：沼气与生物乙醇生产过程中产生的高纯度二氧化碳。实现该类二氧化碳的捕集，仅仅需要增加适当的投资，并消耗少量的能量。二氧化碳的捕集成本可低至 20-30 美元 / 吨二氧化碳（Irlam，2017 年）。如果氢能燃料与沼气及生物燃料的生产位于同一厂区内，则可将两种产品混合，并使用相同的设施输送。这也可以实现原始生物质原料中碳利用率的最大化。由于生物质气化项目的二氧化碳捕集成本较低，且可与多数生物质原料兼容，如果生物质气化项目达到商业化规模，则其可作为潜在的二氧化碳来源（Ericsson，2017 年）。如果可将外部氢气直接与气化产物（内含二氧化碳、氢气与一氧化碳）混合使用，则为提高转换效率，无需分离二氧化碳，仅通过复合反应过程来将其转化为合成燃料（Hannula，2016 年）。但是目前尚不确定，在未来生物二氧化碳的供应量是否足以满足氢能复合烃类燃料的生产需要。

另外，也可通过分离空气来生产二氧化碳，这种工艺对二氧化碳的可利用性不存在限制。但是，由于空气中二氧化碳的浓度较低，所以相比于发电厂或工业设施中二氧化碳的捕集，直接空气捕获的能耗更高。当前，直接空气捕获设备需同时消耗电能与热能。直接空气捕获系统主要分为两种类型：高温直接空气捕获与低温直接空气捕获。高温直接空气捕获系统的运行温度约为 900℃，使用水溶液来吸收二氧化碳；而低温直接空气捕获系统的运行温度约为 100℃，使用固体吸附剂来吸收二氧化碳。每捕集 1 吨二氧化碳，直接空气捕获系统需消耗 250-400 千瓦时热能与 1500-1750 千瓦时电能。将直接空气捕获系统与复合烃类燃料的生产相结合，可显著降低系统的热能需求量（Fasihi 与 Breyer，2017 年）。当前，加拿大、冰岛、意大利与瑞士有数座直接空气捕获工厂，其二氧化碳的捕获量等于或少于 900 吨 / 年，商业化应用的实践经验仍较为有限。目前尚不确定直接空气捕获项目的成本，但有研究指出：对于高温直接空气捕获项目而言，其长期运行的成本为 94-232 美元 / 吨二氧化碳（Keith 等人，2018 年）；而对于低温直接空气捕获项目而言，成本为 130-170 美元 / 吨二氧化碳（Fasihi、Efimova 与 Breyer，2019 年）。

对于以氢能为基础的烃类燃料而言，其合成工艺所产生的环境影响，主要取决于制氢与二氧化碳获取工艺的碳排放强度。因此，相关政策法规需对整个价值链的碳排放强度（包括：二氧化碳的来源）进行综合考虑，以避免导致二氧化碳排放总量的升高。相关政策鼓励对氢气与氢能燃料进行独立生产，这可能无意间促进以下程序：甲烷制得的氢气中二氧化碳的分离，并将分离出的二氧化碳与氢气在此结合以生产甲烷，该过程中外部需供应一定的能量。在扣除沼气碳源或大气碳源的二氧化碳排放量后，低碳氢能燃料的燃烧后净排放量为零，或近似为零。有效管理上述政策挑战极为重要，通过“矿物”与“非矿物”供应链来验证或跟踪碳，是最为简易的方式。二氧化碳捕集设施的运营商需证实，其相关进程的排放量小于未装配二氧化碳捕集设施的相同进程。

国际能源署
保留所有权利

来源: Bennett、Schroeder 与 McCoy (2014 年), “在气候变化的大背景下建立二氧化碳利用的讨论与评价框架”, Irlam (2017 年), “碳捕获和储集的全球成本: 2017 年更新版”; Ericsson (2017 年), “在欧洲, 使用生物质二氧化碳来生产化学产品与燃料的技术 – 经济评价”; Hannula (2016 年), “氢气对欧洲合成生物燃料的增产潜力的技术 – 经济评价”; Keith 等人 (2018 年), “从大气中捕获二氧化碳的一种方法”; Fasihi 与 Breyer (2017 年), “基于风 / 光混合发电厂来生产合成甲烷与甲醚”; Fasihi、Efimova 与 Breyer (2019 年), “直接空气捕集工厂的技术 – 经济评价”。

生产成本

资本支出和氢气组成是生产氨和合成烃的主要成本构成; 且如果氢气由电解制得, 则电力成本也是主要的成本组成; 对于合成烃而言, 主要的成本组成为二氧化碳原料的成本。

如果氢气由电解制得, 则资本成本约占生产氨与合成烃总成本的 30-40%。资本支出成本以电解槽的成本为主, 而合成过程的成本及其他装置的成本占比较小¹⁴。长期来看, 学习效应可使不同生产工艺的成本减半, 从而降低整体成本 (图 22)。

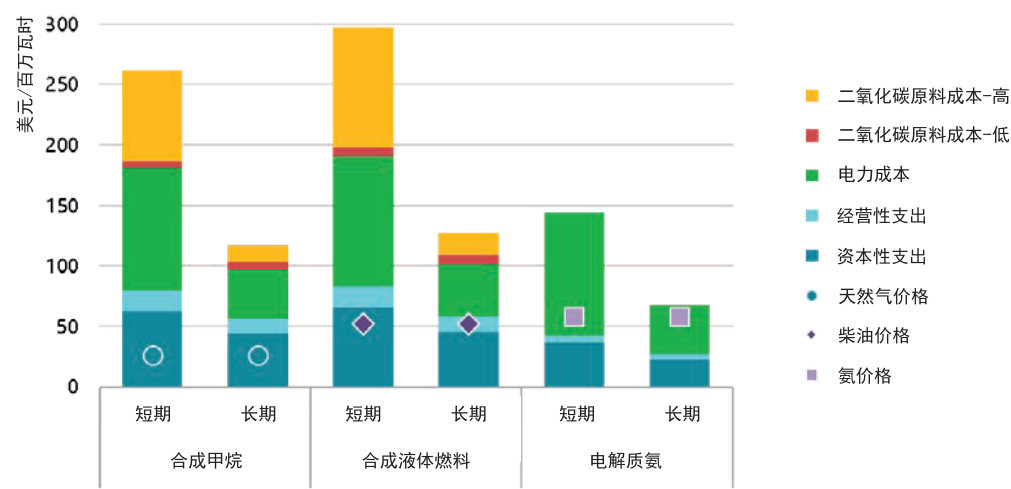


图 22. 短期与长期内，耗电工艺的指示性生产成本

注释: NH₃= 氨; 满负荷运行条件下, 可再生能源的发电电价 =50 美元 / 兆瓦时 (短期) 与 25 美元 / 兆瓦时 (长期); 生物乙醇制备所产生的二氧化碳原料的成本最低, 短期及长期内为 30 美元 / 吨二氧化碳; 直接空气捕获工艺生产的二氧化碳原料的成本最高, 短期为 400 美元 / 吨二氧化碳, 长期为 100 美元 / 吨二氧化碳, 折现率 =8%。更多信息请详见网址: www.iea.org/hydrogen2019。
来源: 国际能源署 2019。版权所有。

在未来, 为降低氢能产品的成本, 需压低电力成本, 同时二氧化碳原料成本的降低对合成烃极为关键。

对于电解相关工艺而言, 电力成本通常为生产氢能产品的最大成本组成, 其约占总成本的 40-70%¹⁵。在液态烃的生产中, 20 美元 / 兆瓦时的电价等价于 60-70 美元 / 桶; 而在甲烷的生产中, 20 美元 / 兆瓦时的电价等价于 10-12 美元 / 百万英热单位¹⁶。即便在不考虑资本支出、运营支出、二氧化碳原料成本及其他成本的情况下, 这些价格就已逼近化石燃料的价格。因此, 为降低氢能产品的成本, 最重要的是压低电价, 并提高转换链的整体效率 (图 20)。

对于合成烃类燃料而言, 二氧化碳原料的成本也是重要的成本组成。该成本主要受二氧化碳来源的可获得性的影响。如果现场可使用其他生产过程中产生的纯二氧化碳, 则合成烃类燃料的成本将降低; 反之, 成本将升高。对于合成柴油而言, 二氧化碳原料的成本 30 美元 / 吨二氧化碳等价于 13 美元 / 桶, 而 100 美元 / 吨二氧化碳等价于 42 美元 / 桶。但是, 受现行的二氧化碳排放价格或二氧化碳长期地质储集经济效益的影响, CO₂ 生产商未必愿意以与捕集成本

14 例如, 对于使用电解水制氢工艺的合成氨项目而言, 合成进程与空气分离设备的成本占总资本支出的 5% 以下。
15 图 22 展示了 CO₂ 原料成本较低的情况。
16 具体取值主要受电解槽效率的影响。

相近的价格，将二氧化碳卖给合成燃料的生产商。

对比不同种类电解工艺的生产成本，可发现：合成氨的成本低于合成烃（图 22）。受益于化石燃料现有的运输与配送设施，合成氨供应至终端用户的成本被显著降低，并使其拥有更多的终端用户。氨的用途目前只局限于化工行业的原料，而能源行业尚未将其用作燃料。

提高二氧化碳的排放价格(或等价于，制定政策，以限制化石燃料的使用)，可增强合成烃（相对于化石燃料）的市场竞争性。例如：如果合成柴油的生产成本为 150 美元 / 桶，为使其可与 75 美元 / 桶的石化柴油相竞争，则需确保二氧化碳的排放价格为 180 美元 / 吨二氧化碳，或制定具有相同效力的政策措施（图 23）。为实现合成烃类燃料（电解法制得）与化石燃料相竞争，需确保设定价较高的二氧化碳价格，这也就意味着：短期内，合成烃类燃料的使用不会进一步扩展。氢能燃料与原料的经济性主要受当地实际情况及制备工艺进程的影响，专栏 6 展示了中国不同地区合成氨的情况实例。

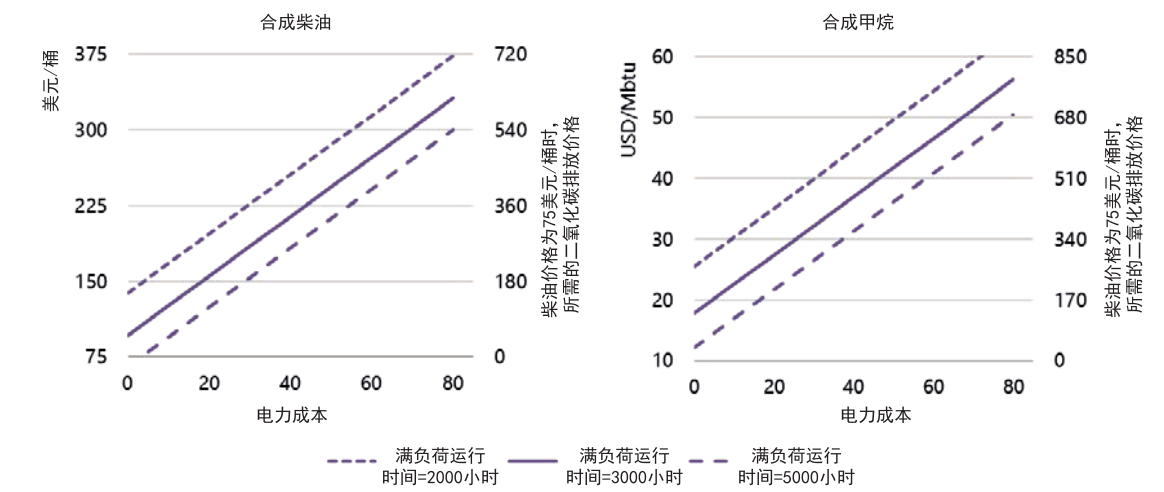


图 23. 在长期内，相对于石化柴油与天然气，为实现合成柴油与甲烷的市场竞争性，所需满足的生产成本与二氧化碳排放价格

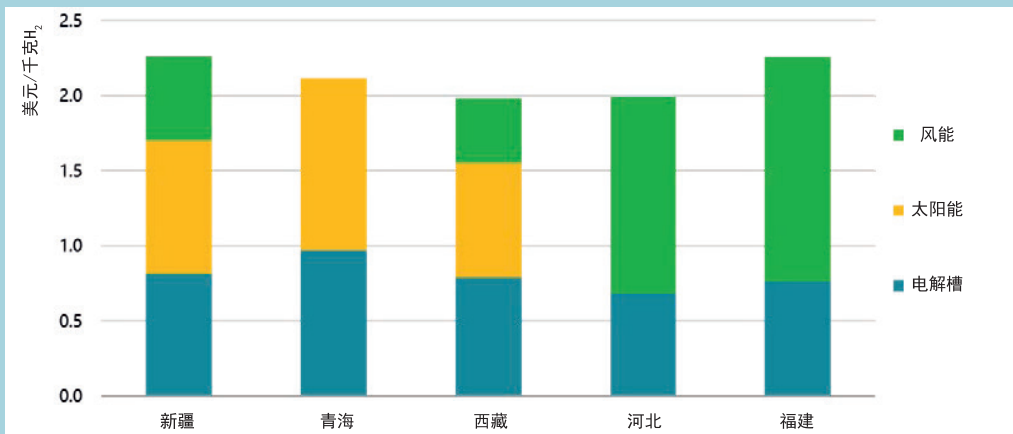
注释：FLH：满载小时数。左侧坐标轴为合成柴油与甲烷的生产成本；右侧坐标轴表示，当石化柴油价格为 75 美元 / 桶，天然气价格为 10 美元 / 百万英热单位时，实现竞争性所需的二氧化碳价格。更多信息请详见网址：www.iea.org/hydrogen2019。
来源：国际能源署 2019。版权所有。

综合低电力成本与高二氧化碳排放价格，来提高合成柴油与甲烷的市场竞争性。

专栏 6. 在中国，基于太阳能与风能的制氢与合成氨产业的发展情况

为开发经济有效的氢气供应链（氢气与氢能产品），需依据区域的实际情况，来优选不同的技术工艺。中国即是一个比较有代表性的实例：该国可再生能源丰富，通常分布于面积辽阔且人烟稀少的区域，远离大型的工业集群区。在电网难以实现覆盖的部分地区，可再生能源的发电项目被快速部署。这为氢气与富氢化学物质的生产商使用可再生能源创造了有利条件。中国是全球最大的氮肥消费国，每年总计消耗氮肥 4600 万吨，而可再生能源的开发可为合成氨产业的升级创造条件。

在 1 年多的时间，国际能源署针对分布于不同省份内的 5 个地区，测取了逐时的太阳能与风能数据，并开展了详细的经济评价，其指出：这些区域的制氢成本为 2-2.3 美元/千克氢气。在部分省份，通过单独使用太阳能（青海省）或风能（河北省与福建省），可使制氢成本降至最低；而在新疆与西藏地区，可将两种可再生资源有效结合，来实现制氢效益的最大化。

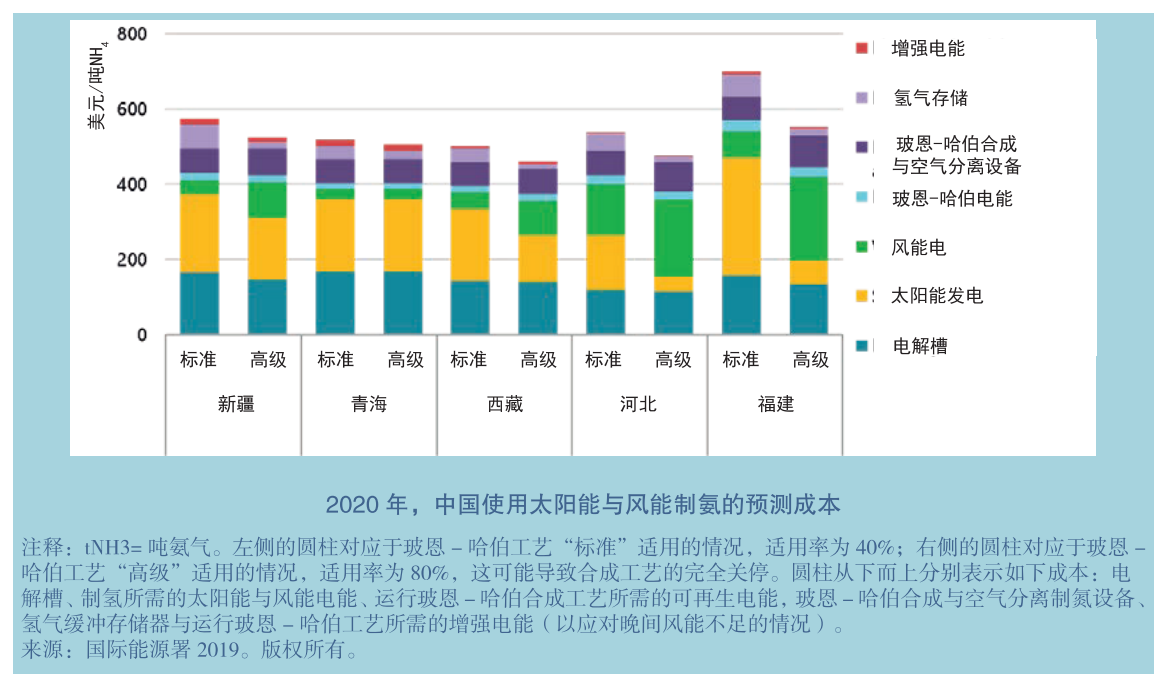


2020 年，中国使用太阳能与风能制氢的预测成本

来源：国际能源署 2019。版权所有。

针对使用不同种类可再生能源来合成氨的最优方式的研究，极为复杂。为计算太阳能与风能发电总量，需考虑电解槽、氢气缓冲存储器与玻恩 - 哈伯循环的规模，并考虑成本较高的“增强”电能（以确保玻恩 - 哈伯循环持续运转）的使用。

尽管两种资源的利用成本存在差异，但对于所有省份而言，通过将太阳能与风能进行组合使用，可实现经济效益的最大化。两种资源的组合使用可降低氢能缓冲器的规模，减少高成本增强电能的需求量，略微提升玻恩 - 哈伯循环与电解槽的容量。



参考文献

Agora Verkehrswende、Agora Energiewende 与经济学前沿（2018 年），电力合成燃料的未来成本，www.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf。

Albrecht,F.G. 等人（2017 年），“可替代燃料技术经济评价的标准化方法——实例研究”，燃料，194 卷，511-526 页。

合成氨工业（2018 年），“ThyssenKrupp 绿色制氢与可再生能源合成氨的价值链”，2018 年 6 月 26 日，<https://ammoniaindustry.com/thyssenkrupps-green-hydrogen-and-renewable-ammonia-value-chain/>。

亚洲可再生能源中心项目（2019 年），“亚洲可再生能源中心的相关内容”，<https://asianrehub.com/about/>。

Bazzanella,A.M. 与 F.Ausfelder（2017 年），“欧洲化工行业的低碳能源与原料,”德国化工与生物技术协会 (DECHEMA) 技术研究，https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry-p-20002750.pdf。

Bennett,S.J.、Schroeder,D.J. 与 S.T.McCoy（2014 年），“在气候变化的大背景下建立二氧化碳利用的讨论与评价框架”，Energy Procedia，63 卷，7976-7992 页。

Buttler,A. 与 H.Splithoff（2018 年），“通过电气与电液技术，实现能量储集、电网平衡与领域耦合的电解水工艺的发展现状概述”，可再生与可持续能源评论，82 卷，2440-2454 页。

Caldera,U. 等人（2018 年），“沙特水与 100% 可再生能源综合发电行业中海水淡化技术所扮演的角色”，水，第 10 卷。DOI: 10.3390/w10010003。

Cehade,Z. 等人（2019 年），“世界范围内电制 X 产品示范项目的总结与分析”，国际氢能期刊，印刷中。

Dagle,R. 等人（2017 年），“使用氢气与增值固体碳的天然气转化技术概述”，阿贡国家实验室（ANL）-17/11；西北太平洋国家实验室（PNNL）-26726，美国能源部。

Ericsson,K.（2017 年），“使用生物质二氧化碳来生产化学产品与燃料：工艺在欧洲的技术 - 经济评价”，环境与能源系统研究，隆德大学。

元素能源（2018 年），“氢能供应链的论据基础”，为英国商务部编写，能源与工业战略文件，https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760479/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf。

Fasihi,M. 与 C.Breyer（2017 年），“基于风 / 光混合发电厂来生产合成甲烷与甲醚”，第 11 届国际可再生能源储能大会，杜塞尔多夫，3 月 14-16 日。

- Fasihi,M.、O.Efimova 与 C.Breyer (2019 年),“直接空气捕集工厂的技术 - 经济评价”, 清洁生产期刊, doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>。
- FCH JU(燃料电池和氢能联合企业)(2014 年), 欧盟电解水技术的发展情况的最终报告, www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf。
- Fulcheri,L. (2018 年),“使用氢气与碳纳米材料的合成产物——热等离子体实现甲烷的直接脱碳”, 第 15 届国际高技术等离子体处理会议, 图卢兹, 2018 年 7 月 2-6 日。
- H21 项目 (2018 年), 英国北部的 H21 项目, H21 NOE 报告 /2018 年, <https://northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-23Nov18-v1.0.pdf>。
- Hannula,I.(2016 年),“氢气对欧洲合成生物燃料的增产潜力的技术 - 经济评价”; 能量, 第 104 卷, 199-212 页。
- 国际能源署 (2018 年), 世界能源投资报告, 国际能源署, 巴黎, www.iea.org/wei2018/。国际能源署 (2017 年), 工业的可再生能源: 绿色能源、绿色材料与绿色燃料, 国际能源署, 巴黎。国际能源署 (2016 年), 世界能源展望 2016, 国际能源署, 巴黎。 <http://www.iea.org/wei2018/>
- 国际能源署温室气体研发中心项目 (2017 年 a 报告),“装配碳捕获与封存的甲烷蒸汽重整制氢的相关参考数据与支持文件”, 2017-TR03, 2017 年 3 月, https://ieaghg.org/exco_docs/2017-TR3.pdf。
- 国际能源署温室气体研发中心项目 (2017 年 b 报告),“装配碳捕获与封存技术的甲烷蒸汽重整独立制氢工厂的技术 - 经济评价”, 2017/02, 2017 年 2 月。
- Irlam,L.(2017 年),“碳捕获和储集的全球成本: 2017 年更新版”, 全球碳捕获与储存研究所, 2017 年 6 月, <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>。
- JEPX(日本电力交易所) (2019 年), 2018 年盘内市场交易结果, www.jepx.org/english/market/index.html。
- Keith,D. 等人 (2018 年),“从大气中捕获二氧化碳的一种方法”, 焦耳, 第 2 卷, 1573-1594 页。
- Mignard,D. 与 C.Pritchard (2008 年),“基于多种可再生能源与电解制氢工艺来促进生物质向燃料的转换”, 化工研究与设计, 第 86 卷, 第 5 期, 473-487 页。
- Muradov,N.(2017 年),“低碳 - 近零碳化石燃料制氢技术的现状与展望”, 国际氢能期刊, 第 42 卷, 第 20 期, 14055-14088 页。
- NOW(国家氢能与燃料电池技术组织)(2018 年),“德国水电解制氢技术的工业化: 用于运输、发电与制热的稳定氢气的机遇与挑战”, www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-undbrennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf。
- Proost,J.(2018 年),“水电解槽的最新资本支出数据及其对可再生氢能价格的影响”, 国际氢能期刊, 第 44 卷, 第 9 期, 4406-4413 页。Renewables.ninja 平台 (2019 年), www.renewables.ninja。
- Rife,D.L. 等人 (2014 年), NCAR 使用 40km 每小时的再分析法进行全球气候资料的四维同化 (CFDDA), 研究数据存档于国家大气研究中心计算和信息系统实验室, <http://dx.doi.org/10.5065/D6M32STK>。
- Ruth,M.F.、P.Jadun 与 B.Pivovar (2017 年),“H2@Scale: 氢气作为能量中介质的技术与经济潜力”, 燃料电池研讨会及能源博览会, 长滩, 加拿大, 11 月 9 日, <http://dx.doi.org/10.5065/D6M32STK>。
- Schmidt,O. 等人 (2017 年),“电解水工艺的未来成本与性能: 专家启发研究”; 国际氢能期刊, 第 42 卷, 30470-30492 页。
- Tlili,O. 等人 (投稿),“依据政府路线图对当前与未来的多个地区的氢气市场进行概述: 通过制定适当的政策来挖掘氢气的潜力”。
- Tractebel(2018 年),“在阿塔卡马与安托法加斯塔地区发展太阳能制氢行业的潜力评价: 对 100% 的可再生能源系统进行创新”, 智利生产促进会太阳能委员会, www.comitesolar.cl/wp-content/uploads/2018/08/Comite-Solar-2018-Oportunidades-Industria-del-Hidrogeno-Informe-Final.pdf。
- US DOE(美国能源部)(2018 年),“能源部宣布投资 350 万美元开发与核能发电站兼容的制氢项目”, www.energy.gov/eere/articles/energy-department-announces-35m-nuclear-compatible-hydrogen-production。
- 世界能源委员会 (2018 年),“氢能可实现全球能源大转型”, 未来能源领袖氢能特别小组, 世界能源委员会。

第 3 章：氢气的储存、运输和配送

- 运输和储存成本将对氢能源的竞争力产生重要影响。如果氢能源能够在距产地很近的地方得到利用，这些成本将接近于零。然而，如果氢要运输很长一段距离之后才能得到使用，那么其运输和分配成本将达到生产成本的三倍。
- 大规模洲际氢能价值链的顺利运作将受到氢储存能力的制约。如今有各种各样的储存方式可供选择，其中地下设施可以储存数万吨的氢。需要进行进一步的研究以根据储存容量、储存时间、储存价格及释放速度等因素来选择具体的存储方式并对氢储存技术的各种改进方案进行研究。
- 氢的能量密度低，长距离输送和本地配送较为困难。压缩、液化或将氢合并成更大的分子是克服这一障碍的可能途径。每种解决方法都各有优劣，即便是最为经济的解决方案将随着地理位置、运输距离、规模以及最终用途的不同而不同。
- 将氢气混合到现有的天然气管网中将促进氢气供应技术的发展，而不会带来新建氢气输配基础设施的投资成本和风险隐患。积极对相关的国家规定进行更新和调整并对天然气流中的氢允许浓度加以限制将有利于这种混输策略的推行。
- 如果需要将氢运往海外，通常必须将其液化或通过氨或液态有机氢载体（LOHCs）进行运输。当运输距离小于 1500 千米时，管道运输将是最经济的运输方式；当运输距离大于 1500 千米时，以氨或液态有机氢载体的形式进行运输可能更为划算。虽然这些方式能够在一定程度上降低氢的运输成本，但出口前的液化和使用前的气化过程仍旧成本巨大，同时也会引起安全和公众接受度方面的问题。
- 如果有足够大的长期本地需求，那么管道运输很可能是本地氢气配送最具成本效益的方式。然而，如今氢的配送基本都是以气体或液体形式通过专用的运输车量来完成的。在未来十年，车辆运输仍将是氢能源的主要配送途径。
- 在一些地区，进口氢能源可能比在国内生产要更便宜一些。到 2030 年，日本国内使用电解装置来生产氢气的成本以及后续分配氢气的运输成本将达到约 6.5 美元 / 千克的水平；相比之下，从澳大利亚进口氢气的价格约为 5.5 美元 / 千克氢气。韩国和欧洲部分地区可能也会出现类似情况。直接在终端行业使用氢气可以进一步提高氢能源的竞争力。即使进口氢气不是最经济的选择，一些能源进口国也希望通过进口氢能源来增加能源（尤其是低碳能源）使用的多样性。

氢能源之所以能够在清洁、灵活的能源系统中发挥着重要的作用，很大程度上是因为其能够实现长期的大量存储，并且可以运输到很远的地方。因此，储运设施的选择和建造运维成本便显得十分重要。

当今氢气通常以压缩气体或液体的形式进行储存和输送。大多数氢气或是在生产现场直接被使用（约 85%），或是通过卡车或管道运输到其他地方（约 15%）。未来新的运输方式的出现将会对当前不同运输方式之间所形成的平衡局面产生影响。不同运输方式的竞争力将取决于氢气的运输距离、运输规模以及最终的用途。长距离运输会促使氢气从低成本生产区出口到高成本生产区（图 24）。对依赖能源进口的国家来说，这既可以改善能源的多样性又能增强能源供给的安全性。

本章首先介绍了氢气和氢运输载体的可能存储方式。然后对利用现有天然气管网运输和配送氢气的可能性进行了研究。之后，还将对长距离运输和本地配送的各种交付方案及相关的成本费用展开讨论。在报告的最后，还对使用不同贸易路线进行氢气储存、运输和分配的总成本进行了评估。在成本的评估过程中，相关的参考数据均为于工业和科学文献中的最新数据；然而，

国际能源署
保留所有权利

其中的许多估计数值，包括对与未来技术发展有关的一些数据的预测，不可避免地存在高度的不确定性。

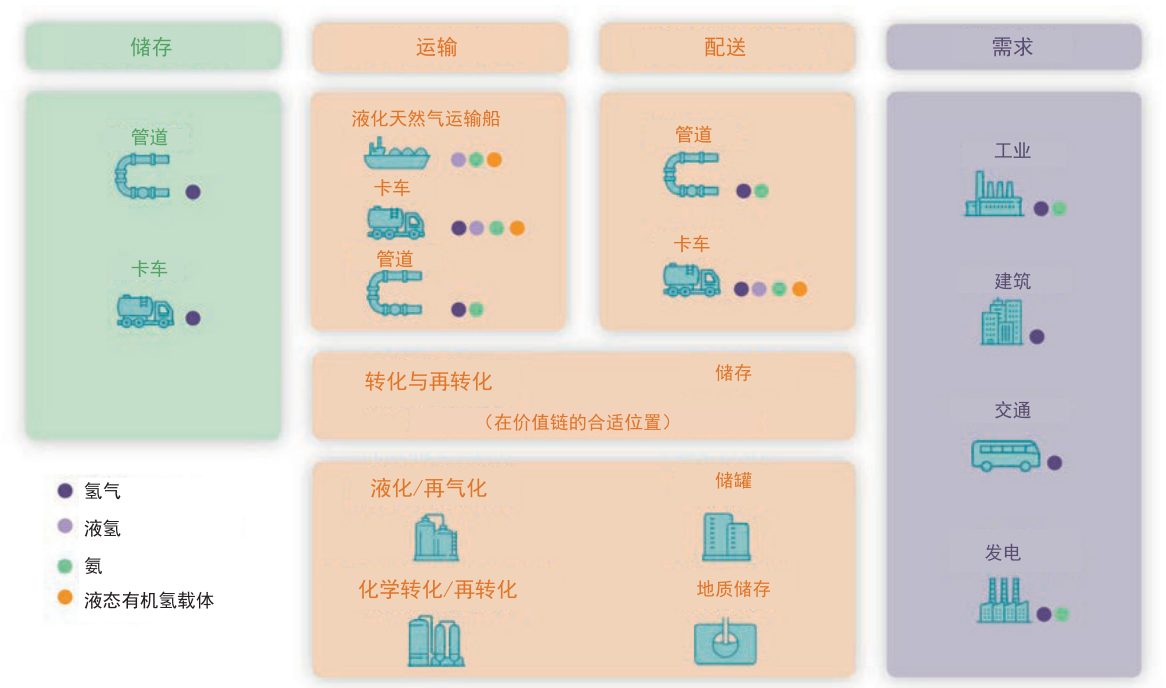


图 24. 氢价值链的输送、分配和储存

注：LOHC= 液态有机氢载体。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。
由于不同的氢运输载体拥有不同的适用环境，因而可以在价值链中使用不同类型的载体来进行氢气的运输和配送，因此运输地点的不同相应的运输成本也有所不同。

氢的储存

如今，氢通常以气体或液体的形式储存在罐中，作为小型移动设备和固定的工业设施提供燃料。然而，未来大规模洲际氢价值链的顺利运作将需要更多的存储途径。例如，在船运之前可能需要在出口终端先将氢进行短时间的存储。汽车加气站需拥有数小时的储氢能力，而几天甚至几周的储氢能力将有助于用户实现氢气供需之间的平衡。若想通过氢的使来弥补供电或供热需求的巨大季节性差异，或提升供能系统的弹性，则需要选择更为长期和更大容量的储存方式¹⁷。存储介质是否最为合适取决于氢的存储体积、存储时间、所需的释放速度以及不同储运在地理上的可用性。一般来说，地质储存是大规模储存和长期储存的最佳选择，而储罐更适合小规模储存和短期储存。

地质储存

盐穴、枯竭的天然气藏、油藏及含水层等地下空间均适用于氢的大规模及长期储存（HyUnder, 2014; Kruck 等, 2013）。目前天然气的地质存储不仅能够带来显著的经济效益，还拥有较高的利用效率（氢的注入量除以氢的可提取的量）以及较低的运营成本和低土地使用成本。这些优点意味着，尽管氢的能量密度比天然气低，地质储存很可能是成本最低的储氢方式（Bunger 等人, 2014）。

17 另一种选择是为氢提供短时间（如少于一天）的电力储存。然而，抽水蓄能水力发电、压缩空气的储存以及电池相比现有的氢能源更具优势。

自 20 世纪 70 年代以来，英国和美国的化学领域就开始使用盐穴储存氢。其成本大都少于 0.6 美元 / 千克，储气效率约为 98%，且所储氢气受到污染的风险较低（H21，2018；Bünger 等人，2014；Lord，Kobos 和 Borns，2014）。盐穴储气库的高压使所储的氢具有较高的释放率，因而对工业和电力行业的应用设施具有吸引力。由于盐穴储气库通常为一系列独立运营的相邻储气库，因而随着氢气用量的增加，天然气储气库可以一次转化为氢气储气库，从而降低了前期的成本费用。美国目前拥有最大的在运盐穴储氢系统，能够储存附近蒸汽甲烷转化炉近 30 天的氢气产量（1 万到 2 万吨 H_2 （10-20 kt H_2 ）），从而有助于调整炼化上的供需关系。英国有三个可以储存 1 千吨氢气的盐穴，而德国正在筹备一个可容纳 3500 吨氢气的盐穴储存示范项目（计划将于 2023 年正式启动）。

枯竭油气藏通常比盐穴的容积更大，但与此同时渗透性也更强，并且含有一定的污染物质，因此在将氢用于燃料电池之前必须先清除这些污染物。含水层是三种地质储存方式中最不成熟的一种，但有各种证据表明其仍适用于氢气的储存（尽管其多年来一直被用于储存含氢量为 50-60% 的城镇煤气）。与油气藏一样，其天然屏障能够将绝大多数的氢圈闭在地下深处。然而，与微生物、液体和岩石的反应会导致氢的损失。由于以前没有对利用含水层来储存纯氢的商业用途进行研究，因此要使用含水层来储氢也会产生相应的勘探开发费用。在枯竭油气藏和含水层中进行储氢的可行性和成本方面的可接受性仍有待证明。如果这两种储气设施能克服以上问题，同时经证明确实具有可行性，那么均可作为氢的季节性大规模储存场所，尤其是在无法寻得盐穴的地方。

虽然地质储存是长期大规模储存的最佳选择，但储库的地理位置、较大的容量以及较小的压力要求，使其不太适合短期小规模氢储存。对于短期小规模的应用，储罐仍是最佳的选择。

储罐

用于储存压缩氢气或液化氢的储罐具有较高排放率以及 99% 左右的使用效率，因此适用于需随时获得本地燃料或原料供应的小规模应用。

压缩氢气（在 700 巴的压力下）的能量密度仅为汽油的 15%，因此若在一个汽车加油站使用压缩氢作为燃料，那么所需的储存空间将是拥有相同能量汽油的 7 倍。氢具有更大的能量密度，因此将减少对大容量储罐的需求，但这些优点必须与氢的转化和再转化过程（在终端需要利用纯氢时）中的能量损失以及设备的投入成本之间进行权衡考虑（见下文）。当应用于汽车而非加氢站时，压缩氢罐比锂离子电池具有更高的能量密度，因此使用氢气作为能源的汽车或卡车的续航里程比纯电动汽车更大。

目前正在寻找减少储罐体积的有效方法，以便为氢能源在人口密集地区的使用提供方便。其中就包括寻找可以承受 800 巴压力的地下储罐的安置空间，从而可以更大限度地压缩氢气。在固态材料（如金属和化学氢化物）中进行氢的储存尚处于研究的早期阶段，一旦成功将能够在常压下储存更大密度的氢气。

氢的运输和配送

氢的能量密度很低，这意味着长距离运输氢的成本很高。尽管如此，目前还是有很多方法可以克服这一障碍，包括压缩、液化或将氢合并成更大的分子，使其更容易以液态形式运输。目前许多国家都拥有大量的天然气管网可用来运输和分配氢气。当然，也可以开发新的基础设施，专用的氢管道和航运航线可实现大规模的海外氢能源运输。然而，每一种运输方式都各有优劣，即使是最经济的运输方式也会因地理位置、运输距离、运输规模以及氢气最终用途的不同而有所不同。本节将对氢气的各主要运输和分配方式的使用前景以及可能存在的问题进行讨论。

在现有的天然气管网中混入氢气

能否成功地开发一个新的氢价值链将取决于能否顺利地建设好并衔接好氢气生产、运输、分配、储存和终端利用的每套基础设施。这需要不同市场中的诸多参与者共同进行投资，而具体如何进行协调实施是摆在这些市场参与者面前的一个巨大挑战。然而，将氢气掺混到现有的天然气基础设施中将规避开发新的氢气输配设施所需要的巨额资本投入。此外，如果以较低的比例进行混合，虽然可能会增加向消费者输送天然气的成本，但也会减少二氧化碳的排放量。如果能够对国家层面上现有的一些关于天然气中混氢的规定进行变更与调整，那么这一策略的实施将容易很多。

世界各地目前拥有近 300 万千米的天然气输送管道和近 4000 亿立方米（400 bcm）容积的地下储库；国际液化天然气（LNG）的航运基础设施业已建成（Snam、IGU 和 BCG，2018；Speirs 等，2017）。如果能够利用这些基础设施中的一部分来储运氢气，那么这将为氢能源的发展提供一个巨大的推动力。例如，若在全球所需的天然气总量（2018 年约为 3.9 万亿立方米）中混入 3%¹⁸ 的氢，就需要使用接近 12 兆吨的氢气。如果这些氢大部分来自电解装置，那么就需要大约 100 吉瓦（GW）的装机容量（在 50% 的负载系数下），这一水平可以使电解装置的资本性成本降低 50% 左右。然而，在天然气中混入氢气也面临着许多挑战：

- 由于氢的能量密度大约是天然气的三分之一，将两者混合后将减少所输送气体的能量值：在天然气输送管道中混入 3% 的氢将使管道输送的能量降低约 2%（Haeseldonckx 和 D haeseleer，2007），因而终端用户将需要更大体积的气量来满足同等的能量需求。同样，依赖天然气中的碳来进行生产的工业领域（例如金属处理）也将不得不使用更多的可燃气体的。
- 由于氢的燃烧过程比甲烷要快得多，因而增加了火焰蔓延的风险。此外，由于氢燃烧时所发出的火焰不是特别的明亮，因而当混入的氢气量较高时，可能需要使用新的火焰探测器。
- 掺混到天然气流中的氢的含量变化将会对某些只能使用低浓度天然气的设备的运行产生不利影响（Abbott，Bowers 和 James，2013）。此外，还可能影响某些工业产品的质量。
- 天然气管网中所能混入氢气量的上限值将取决于与之相连的设备性能，当然这需要根据具体的运行情况进行评估。而适应性最低的组件将决定整个网络的适应性。

天然气价值链上的一些现有设施对氢气的混入具有很高的适应性（图 25）。例如，聚乙烯输配管道可以适应 100% 的氢气混入量。英国利兹市 H21 城市门站项目对利用天然气输配管网输送氢气以为家庭和企业进行供热的可行性进行了研究。类似地，氢气可以直接代替天然气储存于盐穴中而无需对储库进行升级改造。在欧洲，经证实，许多燃气加热设备和烹饪器具均可以适应高达 23% 的混氢率，但潜在的长期影响尚不明确（Altfeld 和 Pinchbeck，2013）。

尽管如此，现有天然气价值链的其他设施仍然无法承受较高的混氢率。最大的限制往往出现在工业领域，许多工业应用直到目前还没有任何有关氢气混入量的技术认证或详细评估报告。

例如，使用天然气作为原料的化工企业可能需要对工艺流程进行调整。同时由于与天然气供应商所签订的供应合同往往对天然气组分含量作出了较为精准的规定，因而还需对这些合同的相关条款进行变更。现有燃气轮机的控制系统和密封部件并不是根据氢气的特性来设计的，因而往往只能承受低于 5% 的氢气混入量（ECS，2015）。许多已安装的燃气发动机也会出现类似的问题，而建议的最大混氢浓度仅为 2%。对现有的涡轮机和发动机进行小幅改造可提高对更高氢气混入量的适应性。新建的设备设施可以针对高混氢率来进行专门设计，但需要时间和资金投入。

18 本节中的所有混氢比均为体积比。

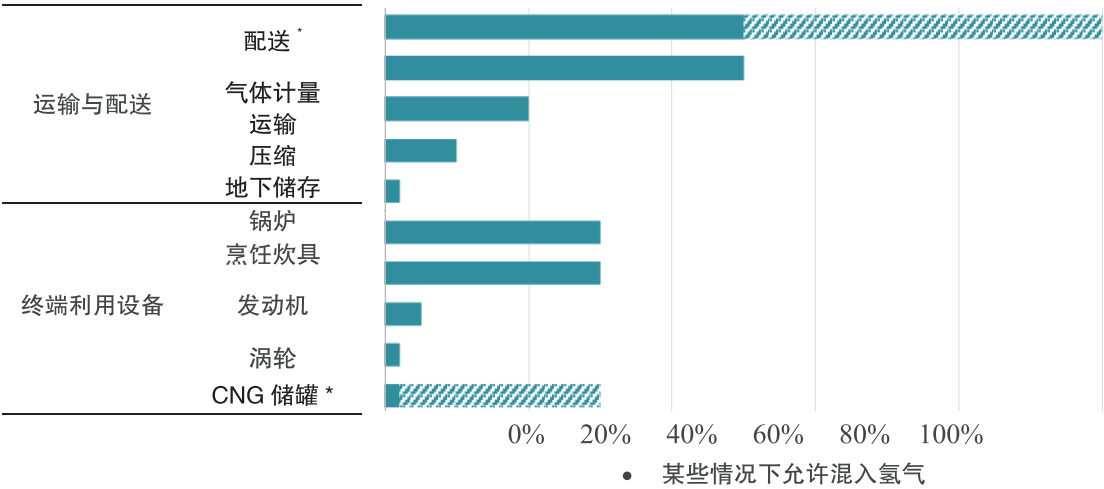


图 25. 天然气输送流程中各设施对氢气混入量（体积比）的适应性

* 各 CNG 储罐中对氢适应性较高的是 IV 型储罐（虽然随着天然气湿度变化 CNG 储罐对氢气混入比率的适应性可能低至 0.1%）（联合国，2014）；燃气分配过程中的适应性则需要具体的安全评估。

注：CNG = 压缩天然气

资料来源：Altfeld 和 Pinchbeck（2013），“天然气系统中氢的容许浓度”，《气体能源》，<http://www.gasfor-energy.com/products/2013-admissible-hydrogen-concentrations-in-natural-gas-systems-1/>；Jones, Kobos 和 Borns（2018），“氢的地质储存：扩大规模以满足城市交通的需求”，《国际氢能期刊》；Kouchachvili 和 Entchev（2018），“智能能源运输管网中的电转气与氢气/天然气的掺混”，《可再生能源》；Melaina, Antonia 和 Penev（2013），“在天然气管网中混入氢气：关键性问题综述”，美国国家可再生能源实验室；Müller-Syring 和 Henel（2014），“沃瑟斯托弗容纳兹与他的朋友们”，德国燃气与水工业协会（DVGW）；Reitenbach 等人（2015），“混氢对地下储气库的影响：关键性问题综述”《地球环境科学》；Weidner 等人（2016），“行业论坛能源管理 / 工作组关于氢能的最后报告”。

CNG 储罐、涡轮和发动机对氢的适应性最弱。小幅的设备改造不仅可以提高管网的适应性还能够提升其传输能力。

关于天然气质量的现行国家规定是根据天然气价值链中最不能够适应氢气掺混的设施部件来进行确定的。许多设备明确规定了最大掺混比不能超过 2%，少数设备所规定的掺混比为 4% 到 6%（图 26）。德国规定的掺混上限为 10%。然而如果将压缩天然气站连接到输送管网，那么掺混上限仅为 2%。此外，某些设备的规格参数也对混氢率进行了限制：例如，欧洲标准中规定燃气轮机的控制系统和密封件只能应用于氢含量低于 1% 的天然气环境。

由于天然气是国际贸易货物，因而对跨境的氢气掺混限制进行协调是支持氢能源跨境输送的关键一步。在标准的制定过程中，还应考虑到混氢比率随着时间而可能出现的变化。欧洲的一些技术委员会和行业工作组（如 HyReady 和 HIPS-Net）正在研究混氢率的相关标准，而欧盟委员会也在研究相应的标准并对可再生气体和氢气在天然气管网中的作用进行评估（欧洲天然气协会（Eurogas），2018）。

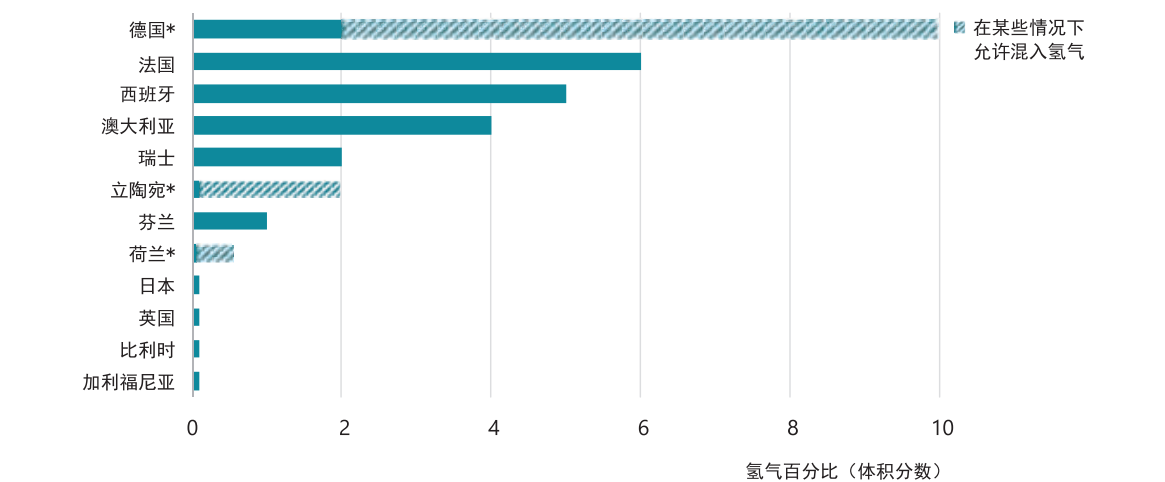


图 26. 目前天然气输送管网对氢气混入量的限制

* 如果 CNG 加气站未连入运输管网，那么德国可以承受更高的混氢比；在荷兰，高热量气体可以适应更高的混氢比；当管道压力大于 16 bar 时，立陶宛的设施可以适应更高的混氢比。
资料来源：Dolci 等人（2019），“电解制氢工艺的刺激因素和法律限制：国际概览快照”，《国际氢能期刊》；HyLaw（n.d.），《在线数据库》；Staffell 等人（2019），“氢和燃料电池在全球能源系统的作用”，《能源和环境科学》。

如今，大多数国家都对天然气管网中的氢浓度进行了限制；但为了鼓励必要的、有意义的混氢作业，有必要对相关规定进行修改。

对管网中的混氢量以及所混合介质的碳强度进行跟踪也是十分重要的。向运营商支付供应低碳气体的溢价（有时被称为“原产地担保”费用）是必不可少的。加利福尼亚的燃气运输系统就是一个很好的例子，尽管无法对掺混后的气体分子进行追踪，但一些客户仍然可以购买到掺混入管网的可再生甲烷的证书。在欧洲，CertifHy 项目为原产地担保设计了一个运行框架，截至目前已签发了超过 7.5 万份数码证书。

除了管网本身的问题之外，若要实现更高的氢气掺混率还需要对家庭、办公室用具以及工厂设备的替换战略进行整合。该过程可以分地区逐步进行。此类政策的实施往往既费时又费钱，但并非史无前例：英国、奥地利、德国和美国早在 20 世纪 60 年代和 70 年代便从煤气（含 50% 氢气）的使用转向了天然气。英国在 10 年内花费 120 亿美元更换了 4000 万台设备（Dodds and Ekins, 2013）。

目前，全球共有 37 个示范项目正在研究向天然气管网中混入氢气。荷兰的 Ameland 项目发现，30% 的氢气混入量不会对家庭设备（包括锅炉、气垫和烹饪用具）的使用造成任何影响（Kippers, De Laat 和 Hermkens, 2011）。同时，还在输气和配气两个层面对氢气的混入进行了测试。而欧洲的其他项目正在对地下储存的技术和监测要求进行研究（Hypos, 2017）。

将氢气掺混到天然气流中之后，如果能在最终使用地点将氢气分离，则可提供较纯的氢气流。目前有很多方法可以实现这一目标，但是这些技术的使用成本，以及提取氢后重新对天然气进行压缩的成本，使这一过程的总成本相对较高。此外还有一种变压吸附方法，根据混氢率和终端使用需求的不同，其使用成本一般在 3-6 美元 / 千克之间（Melaina, Antonia 和 Penev, 2013）。

总的来说，混入氢气可能会在氢气的生产成本上稍微增加 0.3-0.4 美元 / 千克左右的其他成本。成本增加的原因主要是需要在输配管网中增设注入站。除此之外，管网的运营成本可能会更高（Roland Berger, 2017）。

新的氢气输送和分配设施

可以开发若干新的途径来将氢气从生产地点运送到终端用户。和天然气一样，纯氢在运输前可以进行液化以增加其密度。然而，对氢气进行液化需要将温度降低至 - 253℃；如果用氢气本身来提供液化过程中所需的能量，那么以目前的技术水平将消耗大约 25% 到 35% 的初始氢气量（Ohlig 和 Decker，2014）。这比液化天然气所需的能量要高得多，液化天然气大约只消耗天然气初始量的 10%。

另一种选择是将氢分子合并成更大的分子，使其更容易以液体形式进行运输。可供选择的介质有氨和液态有机氢载体（见专栏 7）。¹⁹ 氨和液态有机氢载体比氢更容易运输，但往往不能作为最终产品来使用，因此在最终使用之前需进一步将氢释放（除了氨可以直接被最终客户利用的情况之外）。而这需要额外的能源和成本，在实际运营中必须与较低的运输成本进行权衡考虑。

分析结果表明，如果氢的运输距离不超过 1500 千米，那么通过管道进行输送通常是最经济的选择。如果运输距离较远，尤其是如果需要将氢运至海外，那么即使将氢转化为氨或液态有机氢载体后再将其转化为氢气的成本很高，以氨或液态有机氢载体的形式来对氢气进行运输也可能是更划算的输送方式。对于局部地区的配送而言，利用管道实施大量氢气的长距离输送是划算的；但在其他情况下，选择卡车进行配送可能是更为经济的选择。

专栏 7. 氨和液态有机氢载体的优缺点

根据系统的规模大小和位置的不同，将氢转化为氨所需要的能量相当于氢自身所含能量的 7-18%（Aakko-Saksaa 等人，2018；Hansen，2017；Bartels，2008）。如果需要在目的地重新将氨转化为高纯氢，也会损失这么多能量（Brown，2017；Giddey，2017）。然而，氨的液化温度为 -33℃，这比氢气液化所需的温度要高得多，且氨的每立方米含氢量是液化氢的 1.7 倍，这意味着其运输成本要比氢低得多。虽然液化氨已经有一个完善的国际运输和分配网络（见第 2 章），但作为一种有毒化学品，其在一些终端领域的使用可能会受到一定的限制。此外，一些未燃烧的氨可能存在逸出的风险，这可能会导致颗粒物（一种空气污染物）和酸化的形成（下表）。

制造液态有机氢载体时，需要先在“载体”分子上“装载”氢，然后再将其运输，最后在目的地再次提取纯氢。液态有机氢载体与石油和石油产品具有相似的性质，其主要优点是无需冷却就可以作为液体进行运输。然而，与氨一样，其涉及的转化和再转化过程也会发生成本费用。这些过程所需要的能量相当于所运氢气能量的 35% 到 40%（Wulf 和 Zapp，2018；Reuß 等人，2017）。此外，液态有机氢载体中的载体分子通常很贵，但当运输过程结束后对氢气进行释放的过程中并不会被消耗，因此需要将这些载体分子运回氢气的原产地。

相关人员正在考虑使用几种不同的液态有机氢载体分子，每种分子都有不同的优点和缺点。在本章中，液态有机氢载体指的是甲基环己烷（MCH），这是一种相对廉价的有机物质，在使用过程中以甲苯分子为载体分子。目前全球每年大约生产 2200 万吨甲苯（作为商业产品），如果全部用作液态有机氢载体，可以携带 1400 万吨的氢气，成本约为 400-900 美元/吨。然而，甲苯是有毒的，需要小心处理。另一种无毒的液态有机氢载体是二苄基甲苯。尽管这比现在的甲苯要昂贵得多，但从长远来看，尤其是考虑到其无毒的性质，扩大其在英国的使用规模可能会使其成为一个更具吸引力的选择。甲醇和甲酸是另外的可供选择的载体，但如果直接使用会导致温室气体排放（除非使用非化石燃料进行制备）。

¹⁹ 氢还可以被纳入其他成熟终端所使用的燃料，如合成甲烷或生物燃料（正如第 2 章所讨论的），然后通过这些产品的现有基础设施中运输，并分配到它们现有的需求中心，从而降低它们的二氧化碳排放强度。这一过程是否具有成本效益取决于如何在额外处理工艺所产生的较高成本和现有基础设施较低的使用成本之间的权衡。在第 4 章将进一步对此展开讨论。

有效利用氨和液态有机氢载体在转化过程中所释放的热量可以提高价值链的运作效率并降低总成本。

选定氢载体的性质

		液氢	氨	液态有机氢载体
工艺和技术的成熟度 *	转化	小规模：高 大规模：低	高	中等
	罐储	高	高	高
	运输	船运：低 管输：高 罐车：高	船运：高 管输：高 罐车：高	船运：高 管输：高 罐车：高
	再转化	高	中等	中等
	供应链整合	中等 / 高	高	中等
风险 **		可燃；无气味或明火	可燃的；急性毒性；空气污染的前兆；腐蚀性	甲苯；易燃物；中等毒性；其他 LOHC（液体有机氢载体）可能更安全。
转换和再转换所需能量 ***		目前：25–35% 将来：18%	转换过程：7–18% 再转换过程：< 20%	目前：35–40% 将来：25%
改进技术、扩大需求		生产装置效率；蒸发管理	与灵活的电解装置相结合；提高转换效率；进一步对 H ₂ 进行净化	对转换过程中释放的热量进行利用；提高再转换过程的效率
开发氢气供应链的企业与组织		HySTRA；澳大利亚联邦科学与工业研究组织（CSIRO）；福斯科金属集团（Fortescue Metals Group）；液化空气集团（Air Liquide）	绿色氨财团（Green Ammonia consortium）；石川岛重工（IHI Corporation）；美国能源部	AHEAD；千代田公司（Chiyoda）；Hydrogenious；法马通公司（Framatome）；科莱恩公司（Clariant）

* 成熟度高 = 已得到验证且已实现商业化；成熟度中等 = 处于原型演示阶段；成熟度低 = 已通过论证或正处于开发阶段；小规模 = < 5 吨 / 天；大规模 = > 100 吨 / 天。
** 根据人体吸入所产生的毒性进行判断。
*** 以氢燃料较低的热值进行计算；该数值是指可用于燃料电池的氢；低纯度的氢则需要更少的能量。
资料来源：Aakko-Saksaa 等（2018），“可再生能源运输与储存用液态有机氢载体综述与探讨”，《电力资源学报》；Bartels，（2018），“氨经济实施的可行性研究”，爱荷华州立大学；Brown（2017），“氨作为可再生能源运输媒介的往返效率”，《氨能源》；Giddey（2017），“氨作为一种可再生能源的运输媒介”，《美国化学学会（ACS）Sust. 化学工程师》；Hansen（2017），“固体氧化物电池使氨合成和利用氨进行发电成为可能”；Reuß 等人（2017），“季节性存储和替代载体：一种灵活的氢供应链模型”，《氢能源应用》；Wulf 和 Zapp（2018），“利用液态有机氢载体（LOHC）对氢气运输系统的变化进行评估”，《国际氢能期刊》。

长距离输送

当所使用的能源是化学燃料而非电力时，长距离能源运输就容易多了。化学燃料往往具有较高的能源密度，在运输过程中也不会遭受损失。同时，还能够从规模经济中获益，并可通过广泛的运输网络进行点对点交易或运输。大多数天然气和石油均通过大型管道和船舶输往世界各地，这两种方式也可以用于氢和氢载体的运输。对一些内陆地区来说，利用火车运输氢气也是一种可能的选择，尽管这通常要比管道输送更加昂贵。

管输

目前世界上仅有近 5000 千米的氢气管道，而天然气输送管道则有 300 万千米。这些现有的氢管道均由工业制氢企业运营，主要用于向化工和炼油设施输送氢气。美国有 2600 千米的氢气运输管道，比利时有 600 千米，德国的氢气管道不足 400 千米（壳牌，2017）。

管道运营的成本较低，使用寿命通常在 40 到 80 年之间。管道输送的两个主要缺点是高

国际能源署
保留所有权利

昂的基建投资成本以及需要获得管道的通行权。这就意味着，在新管道铺设前，应对未来氢气的需求量做出明确准确的判断并要获得政府的支持。现有高压天然气输送管道如果未来不再用于运输天然气，则可以作为纯氢输送管道，但必须根据管道的钢材型号以及所运氢气的纯度对这些管道的适用性逐一进行评估（NREL，2013）。²⁰ 荷兰最近的研究结果表明，现有的天然气管网只需要进行少量的改造便可用于氢气的输送（Netbeheer Nederland，2018；DNV GL，2017）。目前的主要问题是，三倍体积的氢气仅相当于一倍体积天然气的能量。因此，可能需根据氢气输送量的增长情况来增加管网的运输能力和储存能力。

氢通常经由管道进行运输，且新建一条氢输送管道的成本要比新建一条纯氢输送管道更低。美国的氢输送管道总长度达 4830 千米，可为数百个零售点提供原料。在东欧，2400 千米长的敖德萨运输管线可将俄罗斯的氢输送至乌克兰的化肥和化工厂。

由于液态有机氢载体与原油和柴油的性质相类似，因此可以使用现有的石油管道进行运输。然而，由于需要利用卡车或反方向运行的管道将氢载体运送回来以便再此对氢气进行运输，因而这种方式通常拥有较高的运行成本。

船运

氢气的进口进一步实现了各国能源进口多样化的目标，并使各国对氢气的船舶运输产生了浓厚的兴趣。

目前尚不拥有能够运输纯氢的船只。这类船与液化天然气船大致相似，均要求对氢气进行液化。虽然船舶和液化过程都会产生大量的成本费用，但一些项目正在积极寻求开发合适的运输船舶。预计这些船只将会以运输途中所蒸发的氢气作为航行燃料（每天可能消耗约 0.2% 的氢气，这一数值与液化天然气运输中消耗的天然气量相当）。除非可以使用同一艘船只对一种高价值的液体进行反向运输，否则船只只能空载返回。

就洲际运输而言，所有氢载体中应用最广、技术最成熟的是氨，主要依赖化学和半制冷液化石油气（LPG）运输船进行运输。如今的贸易路线包括从阿拉伯海湾和特立尼达多巴哥到欧洲和北美的运输路线。由于可以使用油品运输船进行运输，液态有机氢载体是最容易通过船舶来实现的氢气运输形式，不过也需要考虑到在最终使用前所进行的氢气转化和再转化过程的成本。此外，船只还需要搭载原始载体返程，从而增加了补给路径的复杂性。

在任何情况下，航运供应链的运作都需要在适当的装卸码头拥有必要的基础设施，包括储罐、液化和再气化工厂以及转换和再转换工厂。

长输成本

对于管道输送而言，需对所有的投资成本和运营成本进行统筹考虑。国际能源署估计，如果将氢以气体状态进行运输，那么运输 1500 千米的成本约为 1 美元 / 千克（图 27）。将氢转化为氨的运输成本大约是 1 美元 / 千克（不同区域之间有一定的差异）。虽然用管道运输氨比运输氢气更便宜，但这些转换成本意味着将氨运输 1500 千米的总成本约为 1.5 美元 / 千克。随着运输距离的增加，需要建设更多的压缩站，因此通过管道输送氢气的成本比运输氨的成本的增幅更高。如果输送距离为 2500 千米，那么通过管道输送氨的成本（包括转换成本）将与以气体形式输送氢的成本大致相当（约 2 美元 / 千克）。

20 氢气的纯度至关重要，高纯度氢比纯度为 99.5% 的氢气具有更弱的适应性，后者可以用于家庭的氢燃料锅炉。

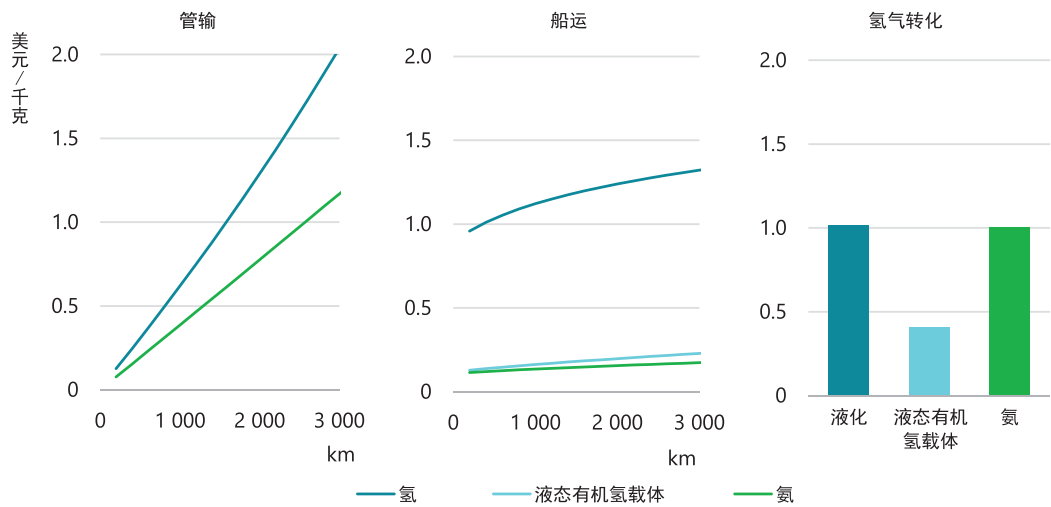


图 27. 通过管道和船舶来储存和运输氢气的成本，以及氢气液化和转化的成本

注：管道输送的氢为气态；船舶运输的氢为液态。成本费用包括运输费用以及与氢气储存有关的任何费用；但不包括氢气分配和再转化的成本费用。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

对氢气来说，最经济运输方式的选择很大程度上取决于运输模式和运输距离；同时，需要在转换过程中所发生的额外费用以及氢气运输所节省的费用之间进行权衡。

氢气在由船舶运输前必须先进行液化或转化。这就导致在氢、液态有机氢载体或氨的运输和储存之外又有新的成本发生。

在进出口终端，以液态形式对氢气进行储存的成本也相对较高。对氢气进行转换以及以液态有机氢载体的形式船运 1500 千米的成本为 0.6 美元 / 千克，而以氨形式船运的相应成本为 1.2 美元 / 千克，以液氢形式船运的成本为 2 美元 / 千克。考虑到更多船只、更长航程和更大储存能力的需求，船运费用将随着运输距离的增加而增加，但与转换费用相比并没有明显的增加。运输距离越远，船运成本增加的幅度也要比管道运输小得多。如上所述，这些费用仅与氢的运输有关；对不同运输模式的总成本进行对比需要对本地的氢气配送成本和再转化为氢气的成本进行考虑。

本地配送

一旦氢气运抵进口终端或运输枢纽，就需要在本地对其进行配送给终端用户。与运输过程一样，氢、氨和液态有机氢载体的最佳配送方式的选择将取决于运输量、距离和最终用户的使用需求。

卡车

如今，距离小于 300 千米的氢气配送大都依赖于压缩气体运输罐车。在供给需求可靠以及液化成本可被低廉的单位运输成本抵消的情况下，可以使用液氢罐车来进行配送。²¹ 无论是上述哪种运输方式，氢气均储存在车上的管状储罐中。罐车可以用相似的方式来配送氨或液态有机氢载体。

从理论上讲，一辆装载压缩氢气的罐车可以装载 1100 千克氢气的轻质复合气瓶（工作压力为 500 bar）。然而，由于世界各地的行业规定对管状储罐的允许压力、高度、宽度和重量进行了限制，因而在实际使用中很少能达到这一载重。例如，在美国，钢管的较低压力极限值意

21 据业内人士透露，目前加利福尼亚对汽车的氢气供应量即将达到这一临界点。

味着罐车的最大负载只能为 280 千克（尽管美国交通部最近批准制造和使用高压复合容器）。

高度隔热的低温油罐车可以装载多达 4000 千克液化氢气，目前普遍用于长达 4000 千米的长途运输。这些罐车不适合更长距离的运输，因为氢气的升温会导致压力上升。

大约有 5000 千克的氢气以氨的形式或有 1700 千克的氢气以液态有机氢载体的形式通过公路罐车来进行运输。当以液态有机氢载体的形式进行运输时，在氢被提取出来之后，还需要一辆卡车将载体分子运送回原处。

管输

许多现代低压气体输送管道都是由聚乙烯或纤维增强聚合物制成的，一般来说，只要稍加升级，其就可以输送氢气。在英国，作为天然气基础设施升级计划的一部分，几乎整个运输管网（大约是该国输气管网总长度的 14 倍）都被塑料管道取代。天然气输配管道广泛分布在北欧、中华人民共和国、北美等供热需求量大的地区，这些管网大多延伸至城市和工业区。

新的氢气专用输送管道将需要更大的投资建设成本，尤其是在考虑到建筑供暖所需要的氢气供应规模之后。通过管道对氨进行长距离运输的成本较低，但由于氨在使用前需要转化为氢，因而只有在氨需求量大的情况下这种运输方式才具有吸引力。与长输一样，利用管道对液态有机氢载体进行配送是不切实际的，这是因为用管道进行液态有机氢载体的运输与配送需要在运输结束时将载体分子运回原处。

本地配送成本

虽然目前卡车的运输量占据了氢气运输总量的绝大部分，但运输成本相对较高（图 28）。随着配送距离的增加，管道与卡车之间的成本竞争会越来越激烈。氢气配送的一个关键考虑因素是终端用户对氢气的需求量。如果氢气需求量大，那么可以使用更大尺寸的管道进行运输，从而降低氢气的运输成本。例如，如果距离进口点 500 千米的地方每天拥有 100 吨的氢气需求量（大约相当于一个 200 兆瓦氢气发电厂所需的氢气量），那么使用卡车运输将比新建管道更为经济；如果氢气需求量为 500 吨 / 天，那么管道的单位运输成本就会降低。不过，在未来十年，预计压缩气体管状储罐卡车和液氢罐车仍将是主要的氢气配送方式，正如当今向各地加油站配送汽油和柴油的主要是通过卡车来完成的情形一样。

配送成本在很大程度上也取决于氢气的最终用途。如果需要纯氢，则必须承担从氨或液态有机氢载体中提取氢所发生的额外成本。这种再转化过程中的成本大小取决于所需氢的纯度：如果氢气用于燃料电池而不是用于燃烧供热，那么再转化的成本就会更高。此外，在最终使用点（例如在氢燃料补给站）进行氢气再转化所需要的成本要高于集中再转换的成本（例如在运输进口终端）。

据国际能源署估计，用卡车将液态有机氢载体运送到 500 千米以外的地方所需的成本费用为 0.8 美元 / 千克，而在最终使用前提取和纯化氢气的成本为 2.1 美元 / 千克。因此，局部配送的总成本为 2.9 美元 / 千克。相比之下，氨的总配送成本为 1.5 美元 / 千克；但是，如果最端客户可以直接对氨进行使用而不需要将氨重新转化回氢，那么配送成本将会大大降低，仅为 0.4 美元 / 千克。

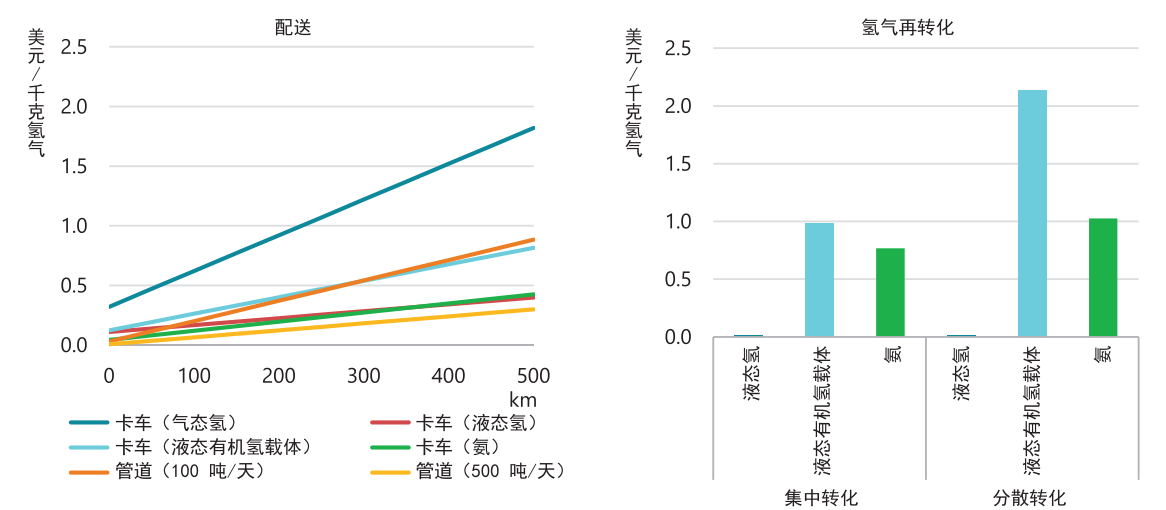


图 28. 将氢分配到大型集中设施的成本以及将其再转化为气态氢的成本

注：更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。
新建专用的氢气输送管道可能是输送大量氢气的最为经济的选择；从氨和液态有机氢载体中提取纯氢是较为昂贵的。

运送和储存氢气的总成本

向终端用户运送氢气过程中所发生的全部成本，必须包括供应链所有阶段的成本费用。氢载体和运输方式不同，所对应的转化、运输、分配、储存和再转化成本也明显不同。虽然对于价值链的特定部分，采用某一种运输方案可能更为经济，但这可能会被价值链另一部分更高的成本所抵消。同时，不同工艺技术的成熟度也不尽相同，因此未来降低成本的潜力也大不相同。未来，能源、热量和储存需求之间可能存在更大的协同作用空间。例如，如果某一特定价值链出口终端的能量需求高于进口终端（例如液氢），那么与相反的情况（例如液态有机氢载体）相比，拥有更多对相对成本和温室气体的排放量进行调控的空间。

氢气运输的总成本将根据出口国和进口国现有的基础设施水平、运输和配送距离、运输方式以及最终使用需求的不同而有所不同。尽管这些因素均存在较多的不确定性，但国际能源署的分析结果表明，对于内陆地区的运输和分配来说，若运输距离小于 3500 千米，那么以气体形式对氢气进行运输是较为经济的选择（图 29）。超过这个距离，通过液氨管输进行运输将是更为经济的选择。对于管输和船舶运输而言，当距离小于 1500 千米时，通过管道输送和分配氢气将更为划算。在超过这一距离时，通过船舶以液态有机氢载体和氨（两者的总成本大致相当）的形式进行运输将是更为经济的选择。然而，氨或某些液态有机氢载体的运输和使用可能会存在一定的安全风险或不被公众所认可，从而对某些情况下的应用造成了限制。

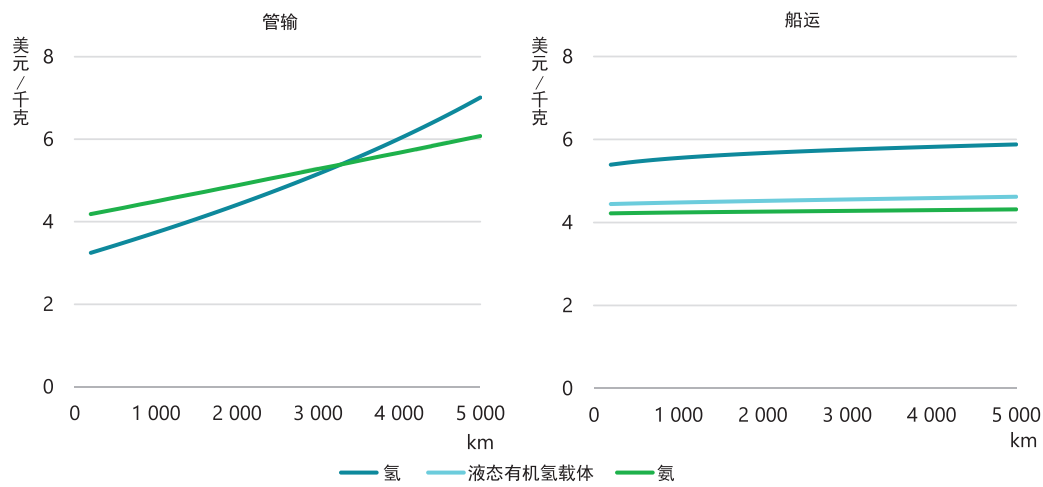


图 29. 2030 年通过管道或船舶在不同运输距离条件下向工业领域输送氢气的全部成本

注：氢气生产成本 =3 美元 / 千克；假设 100 吨 / 天氢气需求量的最终使用点距离接收终端 50 千米。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

通过管道将氢输送到工业领域，输送距离小于 1500 千米的运输成本更低；当运输距离更长时，以液态有机氢载体和氨的形式进行运输是更为经济的选择。

国际能源署的分析结果表明，在未来的许多情况下，进口氢气的费用可能比在国内生产氢气的成本更低。例如，日本目前 90% 的能源需求依赖于进口，正如其氢能源战略所述，日本将氢气视为能够实现能源多样化、有助于减排并具有产业领先地位的资源。据国际能源署估计，到 2030 年，日本工业领域从澳大利亚进口电解氢气的成本（5.5 美元 / 千克）将低于国内生产氢气的成本（6.5 美元 / 千克）（图 30）。然而这一切都基于这么一个假设前提，即澳大利亚所生产的氢气是在太阳能和风能资源丰富的地区通过电解装置、太阳能发电厂和风力发电场等设施进行制备的，并且制得的氢气全部以氨或液态有机氢载体的形式出口到日本。从澳大利亚到日本运输氢气的总成本（包括转化和再转化成本）将超过 1.5 美元 / 千克，相当于 45 美元 / 兆瓦时。如果氨可以直接被终端消费者使用，那么就节省了将其重新转化为氢气的额外成本费用，因而氨的使用将更具吸引力。

然而，即使是最便宜的氢资源也要比天然气贵很多。到 2030 年，预计日本的天然气进口价格为 10 美元 / 百万英热单位，相当于约 1.2 美元 / 千克。虽然实际的成本差异可能比看上去的要小一些（这是由于一些氢气的终端使用设备可能比天然气终端使用设备的燃料利用效率更高），但未来仍需要进一步降低成本才能提高氢气对天然气的竞争力。

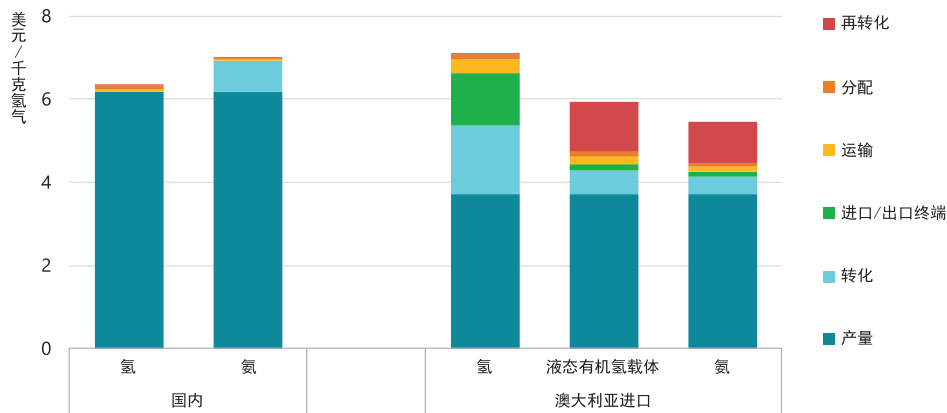


图 30. 2030 年，将澳大利亚电解生产的氢或氨输送到日本工业客户的成本

注：假设利用管道将 100 吨/天的氢气配送至距离接收终端 50 千米的最终使用站点。储存成本包含在进出口终端的运营成本中。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署基于应用能源研究所的研究结果所做的分析（2019），“能量载体系统的经济性评价与特性分析”与 Reuß（2017），“季节性存储和替代性载体：一种灵活的氢供应链模型”。版权归其所有。
从澳大利亚到日本的运输成本可能占氢气总成本的 30–45%；即便如此，进口电解氢气的成本仍然低于国内生产氢气的成本。

进口利用可再生能源发电技术所制备的氢气可能会提升其他一些贸易路线的氢气运输水平。如果终端用户可以直接对氨进行使用而无需重新将其转化为氢气，那么氨的进口成本将更低。由北非生产的电解氢气所转化成的氨，将其进口到欧洲的成本可能比在欧洲本地生产的成本更低（图 31）。

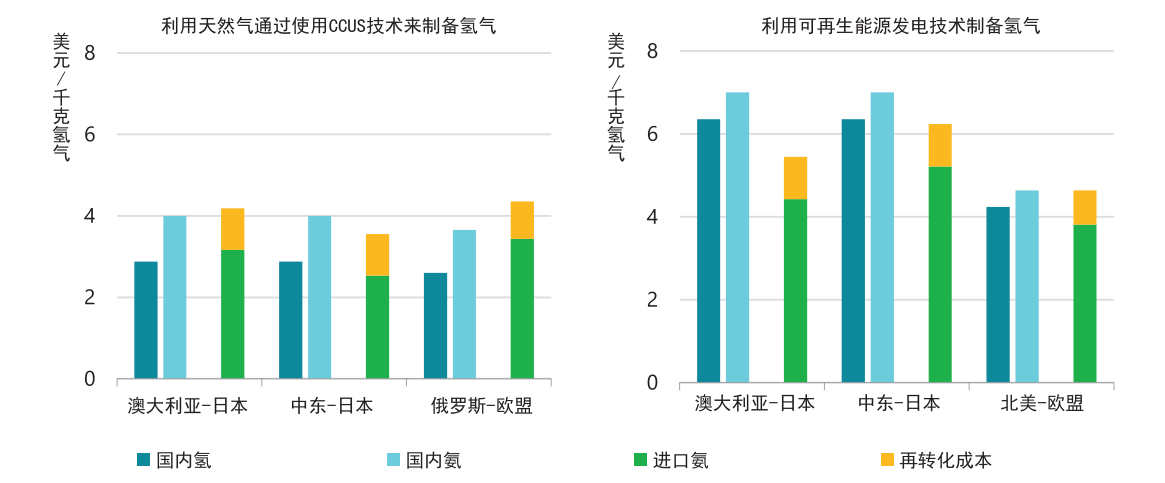


图 31. 2030 年各贸易路线中的氢气进口国家在国内生产氢气的成本和进口氢气的成本

注：“国内”成是指进口国（即日本或欧盟）生产和分配氢气的全部成本。假定所有成本都发生在 50 千米的配气范围内。更多信息，请浏览 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。
对许多国家来说，进口氢气的成本可能比国内生产氢气的成本更低，特别是如果终端用户可以直接使用氨而无需将其重新转化为氢气的情况下。

然而，对于许多其他的贸易路线来说，氢气的运输和分配成本相对较高，这意味着在国内生产氢气通常比进口氢气更加便宜。这种情况通常是因为运输成本超过了可再生能源的发电成本，或者天然气价格和碳捕获、利用与封存成本之间的差值。例如，在工业和电力应用方面，在欧洲国内使用碳捕获、利用与封存技术通过天然气所制得的低碳氢气，可能比从俄罗斯进口的低碳氢气更为便宜。即便如此，一些二氧化碳储量有限或未对可再生资源进行开发的国家可能仍然认为进口低碳氢气相比之下更为划算，他们认为如此一来不仅实现了本国能源体系的多元化还为二氧化碳的减排做出了贡献。

在运输方面，将液态有机氢载体或氨集中再转化为氢气（如在进口终端）通常比在最终使用点（如加油站）进行再转化要便宜得多。然而，在这一过程中需要在再转化成本与以液体或气体形式进行配送的较高成本之间进行权衡。

对于在北非生产并运往欧洲的氢气，以氨或液态有机氢载体的形式进行运输可能是最为经济的，后续将氢气配送到 1 吨/天需求量的加气站²²的最为经济的方式将根据氢气运输的距离进行选择。对于氨而言，如果配送距离小于 100 千米，那么最为经济的方案可能是在所进口的氨运抵之后立即将其再转化为氢气，并使用压缩氢气运送卡车对产生的氢气进行分配。如果分配距离大于 100 千米，那么先用卡车对氨进行配送，然后在加油站将其重新转化为氢气可能会更

22 这大概是在德国《氢气利用倡议书》中所规定的大型氢燃料补给站的规模。

为便宜。对于液态有机氢载体而言，当配送距小于在 500 千米时，集中将其再转化为氢气的成本会更低一些。

当输配距离为 100 千米时，氢气的交付价格（税前利润）介于 7.5-9 美元 / 千克之间（图 32）。由于燃料电池比内燃机拥有更高的转换效率，因此这一价格相当于 1.1-1.3 美元 / 升的汽油价格；这是基于欧洲当前 1.4 美元 / 升左右的税后气油价格来进行计算的。

如果现有管道基础设施可以用于运输氢气，那么输送和分配的成本将会低得多。据估计，将英国天然气管网改造以进行纯氢输送的成本连同向建筑物分配氢气的成本将在 0.6 美元 / 千克左右（CCC，2018）。由于氢的能量密度较低，还需要额外的存储容量来满足等量的供热需求，因此这还需要 0.5 美元 / 千克的额外容量扩建成本。在这种情况下，从北非进口那些利用 CCUS 技术从天然气中所提取的氢气并将其运送至欧盟国家各建筑物的总成本可能会达到 4.5 美元 / 千克（即 135 美元 / MWh），最终进口电解氢气并进行运输的总成本约为 6 美元 / 千克。

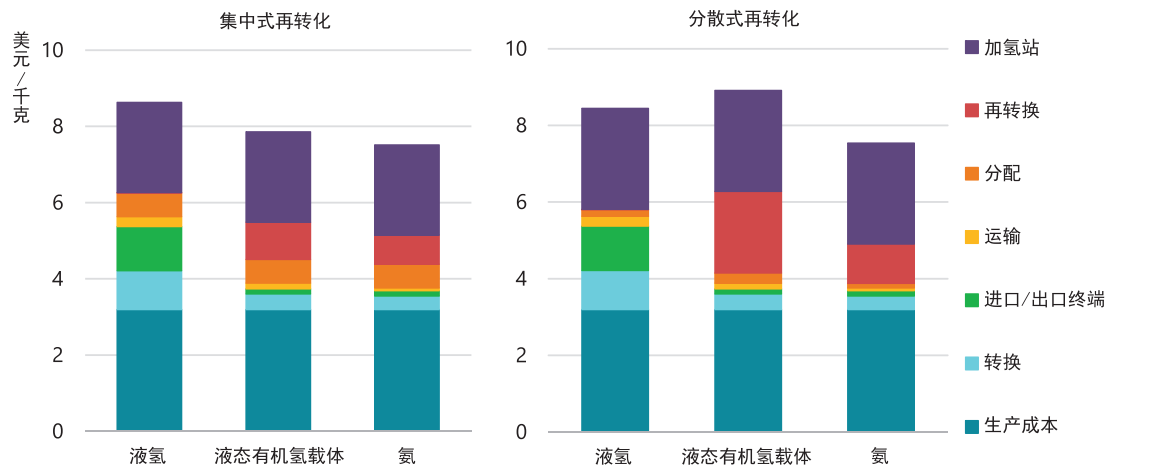


图 32. 2030 年从北非进口电解氢气并对欧洲某氢燃料补给站进行分配的成本

注：假设配送距离为 100 千米。更多资料，请浏览 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署基于应用能源研究所的研究结果所做的分析（2019），“能量载体系统的经济性评价与特性分析”以及 Reuß（2019），“具有空间分辨率的氢供应链：德国基础设施技术的对比分析”。版权归其所有。
到 2030 年，向欧洲加氢站输送氢气的成本可能将达到 7.5-9 美元 / 千克。集中式或分散式再转化工艺的选择将取决于配送距离的远近。

参考文献

Aakko-Saksaa, P. T 等人（2018），“液态有机氢载体在可再生能源运输和储存领域的应用研究——综述与讨论”，《电源学报》，第 396 卷，803-23 页，<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.011>。

Abbott, D. J., J. P. Bowers 和 S. R. James，“天然气成分变化对燃气轮机发电运行的影响”，《未来燃气轮机技术第六届国际会议》，2012 年 10 月 17-18 日，比利时布鲁塞尔，https://gasgov-mst-files.s3.eu-west-1.amazonaws.com/s3fs-public/ggf/Impact%20of%20Natural%20Gas%20Composition%20-%20Paper_0.pdf（2019 年 4 月 5 日通过）。

Altfeld, K. 和 D. Pinchbeck（2013），“天然气系统中氢的容许浓度”，《气体能源》，www.gas-for-energy.com/products/2013-admissible-hydrogen-concentrations-in-naturalgas-systems-1/。

Bartels, J.R.（2008），“氨经济实施的可行性研究”，爱荷华州立大学，<https://lib.dr.iastate.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2119&context=etd>。

Brown, T.（2017），“氨作为可再生能源运输介质的往返效率”，《氨能》，www.ammoniaenergy.org/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewableenergy-transportation-media/。

国际能源署
保留所有权利

Bünger, U. 等人 (2014), “运输中的电转气工艺 (PtG): 现状和发展前景”, 向联邦运输和数字基础设施部所做的报告 (BMVI), 德国。

CCC (英国气候变化管理委员会) (2018), “英国热脱碳工艺的替代方案分析 (英制标准) 及相关的支持性数据”, www.theccc.org.uk/publication/analysis-of-alternative-uk-heatdecarbonisation-pathways/.

Dodds, P. 和 P. Ekins (2013), “英国电力设施的投资组合: 能源系统分析”, 《国际氢能期刊》, 第 39 卷, 第 26 期, 13941–53 页。

Dolci, F. 等人 (2019), “电解制氢工艺的刺激因素和法律制约: 国际概览”, 《国际氢能期刊》, doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.045.

DNV GL (2017), “Verkenning Waterstofinfrastructuur” (氢气运输基础设施的现状研究), OGNL151886, Rev. 2, www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf

Eurogas (欧洲天然气协会) (2018), “欧洲燃气行业的内部讨论文件”, 第 18PP309 号意见书, <https://eurogas.org/website/wp-content/uploads/2018/10/18PP309-Eurogas-discussion-paper-for-2020-gas-package-October-2018.pdf> (2019 年 5 月 24 日通过)

ECS (欧洲标准化委员会) (2015), “欧洲标准: 燃气基础设施——燃气质量——H 集团”, <https://standards.globalspec.com/std/10009928/din-en-16726>.

Giddey, S. 等人 (2017), “氨作为一种可再生能源运输介质的优势”, 《美国化学学会 (ACS) 化学工程师》第 5 卷, 第 11 期, pp. 10231–39, doi: 10.1021/acssuschemeng.7b02219.

H21 (2018), 《英格兰背部 H21》, 挪威国家石油公司 (Equinor) 以及 Cadent 油田北部的天然气运输管网, www.northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-26Nov18-v1.0.pdf.

Haeseldonckx, D. 和 W. D'haeseleer (2017), “在不断变化的市场结构中, 利用天然气管道基础设施对氢气进行运输”, 《国际氢能期刊》, 第 32 卷, 第 10–11 期, 1381–6 页。

Hansen, J.B. (2017), “固体氧化物电池使氨合成和基于氨的发电工艺成为可能”, 托普索公司 (Haldor Topsøe) A/S, <https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2017/11/NH3-Energy-2017-John-Hansen.pdf>.

HyLaw (n.d.), 《在线数据库》, www.hylaw.eu/database#/database/gas-grid-issues/injection-ofhydrogen-at-transmission-level-for-energy-storage-and-enhancing-sustainability.

Hypos (2017), “东德氢能发电和蓄能问题的解决方案”, www.hyposeastgermany.de/die-projektvorhaben/hypos-projekte/transport-und-speicherung/ (2019 年 5 月 24 日通过)

HyUnder (2014), “潜力评估, 利用欧洲地下储氢库对可再生能源实施大规模、长期储存的商业案例分析 (执行摘要)”, http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D8.1_HyUnder-Executive-Summary.pdf.

IAE (应用能源研究所) (2019), “能源载体系统的经济评价和特性分析, 2016 年最终报告”, 日本, 数据更新于 2019 年。以及 Y. Mizuno 等著, “国际氢能载体供应链的经济性分析”, 《日本能源与资源学会期刊》, 第 38 卷, 第 3 期, 第 11 页, www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/38/3/38_11/_article/-char/en

Jones, D. R., W. A. Al-Masryb 和 C. W. Dunnill (2018), “富氢天然气作为一种家用燃料: 对英国家用天然气器具的废气外排限制进行分析”, 《可持续能源和燃料》, 第 2 卷, 第 710–23 页。

Kippers, M. J., J. C. De Laat 和 R. J. M. Hermkens (2011), “荷兰埃姆兰岛 Ameland 天然气注氢试验项目”, 2011 年国际天然气联盟研究会议, http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc2011/igrc-2011-proceedingsand-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf (2019 年 4 月 5 日通过)。

Kouchachvili, L. 和 E. Entchev (2018), “智能能源网络概念下电转气与氢气/氨的掺混”, 《可再生能源》, 第 125 卷, 第 456–64 页, doi:10.1016/j.renene.2018.02.088.

Kruck, O. 等人 (2013), “当前地下储氢技术概述”, HyUnder, Huesca, 西班牙。

Lord, A.S., P. H. Kobos 和 D. J. Borns (2014), “氢的地质储存: 扩大规模以满足城市交通的需求”, 《国际氢能期刊》, 第 39 卷, 第 28 期, 第 15570–82 页。

Melaina, M., O. Antonia, 和 M. Penev (2013), “在天然气管网中混氢: 关键问题综述”, 美国国家可再生能源实验室 (TP-5600-51995), <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>.

Müller-Syring, G. 和 M. Henel (2014), “沃瑟斯托弗容纳兹和他的朋友们” “[Hydrogen tolerance of the natural gas infrastructure including all associated facilities]”, DVGW, 项目编号 G 1-02-12: 46.

Netbeheer Nederland (2018), Toekomstbestendige gasdistributienetten [永不过时的配气管网], www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Kiwa%20-Toekomstbestendige%20gasdistributienetten%20-%20GT170272%20-%202018-07-05%20-D_.pdf.

Ohlig, K. 和 L. Decker (2014), “氢气液化技术的最新发展与展望”, 《美国物理学会 (AIP) 会议录》, 第 1573 卷, 第 1 期, <https://doi.org/10.1063/1.4860858>.

Reitenbach, V. 等人 (2015), “混氢对地下储气库的影响: 关键问题综述”, 《地球环境科学》, 第 73 卷, 6927–37 页, doi:10.1007/s12665-015-4176-2.

Roland Berger (2017), “燃料电池的开发以及区域、城市氢能应用的业务案例: 将氢气注入天然气管网”, 燃料电池与氢能联合项目, www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-Package_WG5_P2H_Hydrogen%20into%20gas%20grid%20%28ID%202910558%29%20%28ID%202911642%29.pdf (2019 年 4 月 5 日通过)。

Reuß, M. 等人 (2017), “季节性存储和替代载体: 一种灵活的氢供应链模型”, 《应用能源》, 第 200 卷, 第 290–302 页, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>.

Reuß, M. 等人 (2019), “具有空间分辨率的氢供应链: 德国基础设施技术的比较分析”, 《应用能源》, 第 247 卷, 438–53 页, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.064>.

Shell (2017), 《壳牌公司的氢能源研究》: 未来能源?, https://www.shell.de/medien/shellpublikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968967778/1c581c203c88bea74d07c3e3855cf8a4f90d587e/shell-hydrogen-study.pdf, (2019 年 4 月 5 日正式通过)。

Snam, IGU (国际燃气联盟) 和 BCG (波士顿咨询公司) (2018), 《2018 年全球天然气报告》, www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gasreport/global_gas_report_2018.pdf (2019 年 4 月 5 日通过)

Speirs, J. 等 (2017), 绿色天然气管网: 未来究竟有哪些选择? 伦敦帝国理工学院可持续气体研究所, www.sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2017/12/SGL-A-greenegas-grid-what-are-the-options-WP3.pdf?noredirect=1 (2019 年 4 月 5 日通过)

Staffell, I. 等人 (2019), “氢和燃料电池在全球能源系统中的作用”, 《能源和环境科学》, 第 12 卷, 第 463–91 页, doi: 10.1039/C8EE01157E.

联合国 UN (2014), UN 文件号 110 ——压缩天然气和液化天然气系统的组件, 补编 109, 第 3 次修正, 附件 3A, 第 62 页, www.unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29regs/2015/R110r3e.pdf.

Weidner, E. 等人 (2016), “行业论坛能源管理 / 氢能工作小组最后报告”, 联合研究中心 (JRC)。

Wulf, C. 和 P. Zapp (2018) “以液态有机氢载体形式运输氢气的系统变化评估”, 《国际氢能期刊》, 第 43 卷, 第 11884–95 页, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.198>.

第 4 章：氢气目前和潜在的工业用途

- 目前氢气在工业中的应用非常广泛。氢气(在纯净状态和混合状态下)的四大用途包括炼油(33%)、生产合成氨(27%)、生产甲醇(11%)、通过直接还原铁矿石来生产钢铁(3%)。事实上，所有这些氢气都是以化石燃料为能源而进行生产的。氢气的这些用途对全球经济和我们日常生活来说十分重要。氢气未来的增长趋势取决于人们对下游产品需求的变化，特别是对运输领域的精炼燃料、农作物肥料和用于建筑材料的需求。
- 目前炼油厂所使用的氢气有超过 60% 是以天然气为燃料生产出来的。到 2030 年，与空气污染物相关的标准将更为严格，从而会使炼油领域的氢气使用量提高 7%，达到 4100 万吨 / 年的水平。未来的政策变化可能会抑制石油需求的进一步增长，并在一定程度上降低氢气需求的增长趋势。目前普遍认为全球现有的炼油能力足以满足不断增长的石油需求，这意味着未来氢气的需求量很可能来自于已配备氢气生产装置的现有炼油设施。这表明未来仍有机会对碳捕获、利用与封存 (CCUS) 技术加以完善，并作为温室气体减排的理想途径。
- 新增产能为低排放氢气技术的应用提供了重要机遇，预计在短中期内，全球对氨和甲醇的需求量将有所增长。燃料利用效率的提高可以降低整体的需求水平，当然这只会抵消部分需求。无论是通过天然气及碳捕获、利用与封存技术来生产氢气还是利用电解法来制备氢气，该技术都可以以低碳环保的方式满足氨及甲醇生产过程中更多的氢气需求量(到 2030 年，年需求量将达到 14 万吨)。需要优先考虑的是，在尚不能借助碳捕获、利用与封存技术进行氢气制备的情况下，以煤炭为燃料的低排放生产方式将大大有助于减排。
- 从长远来看，钢铁生产和其他需要高温热量的行业为低排放氢气提供了巨大的应用空间。假设目前阻碍这些领域大规模使用氢气的技术难题能够被攻克，那接下来的问题是如何降低使用成本并扩大使用规模。从长远看，利用氢气作为能源来生产所有主要类型的钢材在技术上是可行的，但这需要大量的低碳电力(约 2500 太瓦 / 年，约占当今全球发电量的 10%)，而且在没有政策支持的情况下，只有当电价非常低时才具有经济效益。

氢气目前多用于三个工业领域：炼油、化工和钢铁。为满足这些行业的需求所生产的氢气往往具有一定的商业规模，而且基本上是使用天然气、煤炭和石油作为能源而进行制备的，如此一来便会对环境造成一定的影响。但是，现有的一些技术可通过生产和供应低碳氢气来降低这些化石燃料在燃烧过程中的温室气体排放量。在某些情况下，这一替代方案已经在一些能够获得政策和资金支持的地方得到应用了。表 4 对氢气当前和未来可能的工业用途进行了概述。

本章将探讨目前氢气如何在炼油、化工品和钢铁行业中进行使用的。在这部分内容中，首先对上述行业氢气需求量的变化趋势以及与氢气使用相关的减排解决方案进行了回顾。最后对氢气的应用前景进行了展望：如果使用氢气来满足全球的炼钢需求，或利用氢气来提供没有直接碳排放的高温热能，那么未来可能会在工业领域出现新的氢能源应用市场。

表 4. 目前氢气在工业中的运用及未来的发展潜力

行业	目前氢气的使用目的	2030 年对氢气需求情况	长期需求	低碳氢气供应	
				机遇	挑战
炼油	主要用于去除原油中的杂质(例如硫)并对稠油进行炼化。小部分用于油砂和生物燃料的开发。	现有政策不变的情况下，未来将增加 7% 的需求量。未来更严格的污染物排放管制会促进氢气需求的增长，但另一方面也会受到石油需求增长放缓的影响。	高度依赖未来的石油需求走势，但在 2050 年可能仍然拥有巨大的需求量。	用碳捕获、利用与封存技术改进基于天然气或煤的制氢工艺。利用低碳电力所生产的氢气来替代购买的氢气。	氢气的生产和运用与炼油行业关系密切，但现有产能的替代进程仍然举步维艰。氢气的成本对炼油行业的利润有很大影响。

国际能源署
保留所有权利

行业	目前氢气的使用目的	2030 年对氢气需求情况	长期需求	低碳氢气供应	
				机遇	挑战
化工品生产	对氨和甲醇生产来说不可或缺，此外还用于几个规模较小的化学制备工艺。	由于经济和人口的增长，在现有政策下，氨和甲醇制备工业对氢气的需求将增加 31%。	尽管物料的利用效率很高（包括回收利用），但氢气的需求量仍将不断增长；清洁的氢燃料可能会进一步提升氨和甲醇的需求量。	使用碳捕获、利用与封存技术对现有工艺进行改进或建立新的氢气制造厂，使用低碳氢气生产氨和甲醇（尿素和甲醇的生产仍然需要碳源）。	低碳氢气的竞争力大小取决于天然气和电价。碳捕获、利用与封存技术改造在有些情况下并不适用。
钢铁生产	7% 的主要钢铁产量是通过直接对铁进行还原（DRI）而实现的，这一过程需要用到氢气。高炉冶炼所产生的氢气副产物的纯度很低，在原地就得到利用。	相对于目前占主导地位的高炉冶炼，在现有政策下，使用直接还原铁的工艺手段将使氢气的使用量翻倍。	即使考虑到物料利用效率的提高，钢铁需求仍在不断上升。从长远看，完全基于氢气的钢铁生产可以大幅增加对低碳氢气的需求量。	使用碳捕获、利用与封存技术对直接还原铁的设备设施进行改造。利用当前的直接还原铁工艺，大约 30% 的天然气可以用于对电解氢气进行替代。对钢铁厂进行改造，从而利用氢气作为关键还原剂。	所有的方案都会导致更高的生产成本或需要对流程进行改造。尽管均具有高度的不确定性，碳捕获、利用与封存技术的直接应用还是会带来较低的成本费用。在直接电气化领域将存在长期的竞争。
高温热量行业（除化工和钢铁行业以外）	实际上没有专用于提供热能的氢气生产工艺。来自钢铁和化工行业的含氢气废气具有一定的运用。	在现行政策下，高温热能供应行业对氢气的需求将增长 9%。如果没有重要的政策支持，氢气的需求将不会进一步增长。	热能需求可能会进一步增加，如果能够在主流政策环境中保持较低的成本，则将会为氢气的使用提供机遇。	任何来源的氢气都可以代替天然气。与天然气的混合虽更加容易但对环境会造成一定影响。	氢气的竞争力可能不如生物质和直接使用的碳捕获、利用与封存技术，但与直接电气化相比仍然具一定的有竞争力。所使用的燃料会完全改变，而碳捕获、利用与封存技术往往需要大量的投资。

氢气在炼油行业中的应用

炼油——将原油转化为各种最端产品，如运输燃料和石油化工原料——是氢气目前最大的用途之一。炼油厂将氢气用作原料、试剂和能量来源，每年需要消耗约 3800 万吨氢气，占全球氢气需求量（包括在纯净和混合状态）的 33%。，大约三分之二的氢气是通过炼油厂的专用设施生产出来的，或者是从商业供应商那里购买来的（二者合称“专门”供应）。因使用氢气而产生的外排气体占炼油厂总气体排放量的 20% 左右，其中二氧化碳的年排放量达 2.3 亿吨。随着石油产品含硫量监管的收紧，炼油厂现有的大规模氢气需求量将会继续增长。由于使用清洁的氢气可以降低运输燃料的污染物排放强度，这就为以清洁方式生产的氢气提供了的早期市场。

目前炼油行业如何对氢气进行使用？

加氢处理和加氢裂化是炼油厂中主要的耗氢过程。加氢处理用于去除原油中的杂质，特别是硫（通常简称为脱硫）²³，这一过程占据了全球炼油厂氢气使用量的很大一部分。利用目前的工艺技术，炼油厂能够从原油中去除约 70% 的天然硫磺。由于对空气质量的担忧日益增加，监管压力越来越大，炼油厂不得不寻求进一步降低最终产品中的含硫量。尽管对石油的需求仍在持续增长，但到 2020 年，炼化后的石油产品中的含硫量将比 2005 年减少 40%（图 33）。

23 同时还对其他的化学成分进行了处理——如含氮和氧的化合物或金属——这些成分不利于提高燃料的质量，并可能对炼化设备造成损害（如催化剂）。

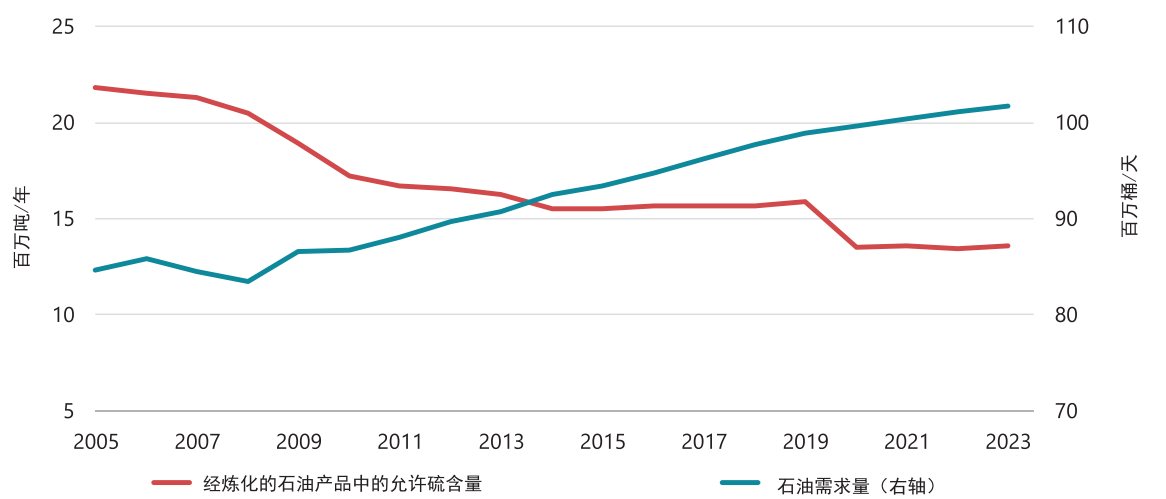


图 33. 石油产品中所允许的硫含量

注释：mb/d 为百万桶每天
资料来源：国际能源署（2018a 版），《2018 年世界能源展望》
炼化后的石油产品中所允许的硫含量持续下降，而石油需求在不断增长。

加氢裂化是一种利用氢气将重质原油升级为价值更高的石油产品的过程。对轻质和中间馏分石油产品的需求量正在逐渐增长，而对重质原油的需求正在下降，这也使得未来加氢气裂化的使用将更加广泛。除了加氢处理和加氢裂化之外，另外一些炼油厂使用或生产氢气因无法经济地进行回收，往往在与废气进行混合作为燃料直接燃烧掉。

美国、中华人民共和国（“中国”）和欧洲是炼油厂氢气的最大消费者。这三个地区约占炼油厂总耗氢气量的一半，这反映了其所加工的原油总量以及产品质量标准的严格程度。

此外，氢气还用于油砂的优化提纯和生物燃料的加氢处理。在油砂提纯的过程中，原料沥青脱硫所需的氢气量因加工技术和所生产的合成原油质量的不同而明显不同。

总的来说，每加工一吨沥青大约需要使用 10 千克氢气。²⁴ 所生成的合成原油仍然需要使用氢气在炼油厂进行精炼。对于生物燃料，加氢处理可以实现氧气的脱除并提升作为柴油替代品的植物油和动物脂肪的燃料品质。该工艺每生产一吨生物柴油大约需要使用 38 千克的氢气，随后的精炼过程不再需要氢气。

炼油厂所需氢气的来源和成本

在全球范围内，可通过现场副产品的使用、现场专门生产或商业供应三种途径来满足炼油厂的氢气需求（如图 34 所示）。

作为现场副产品的氢气主要来自石脑油的催化重整过程，该过程在生产高辛烷值汽油调和组分的同时还会产生一定量的氢气。具备一体化石化运营能力的炼油厂还可以从蒸汽裂解中获得副产物氢气。然而，除了那些只能处理含硫量极低的原油并且只能生产少量车用燃料的小型炼油厂之外，现场副产品氢气无法完全满足其他炼油厂的需求。一般来说，现场副产品氢气只能满足炼油厂三分之一的氢气需求量。其余的需求量还需要通过专门的现场生产（约占全球氢气产量的 40%）或从供应商那里购买（约四分之一）来弥补。

24 每年约 6 万吨氢气用于处理 100 万桶 / 天的沥青。

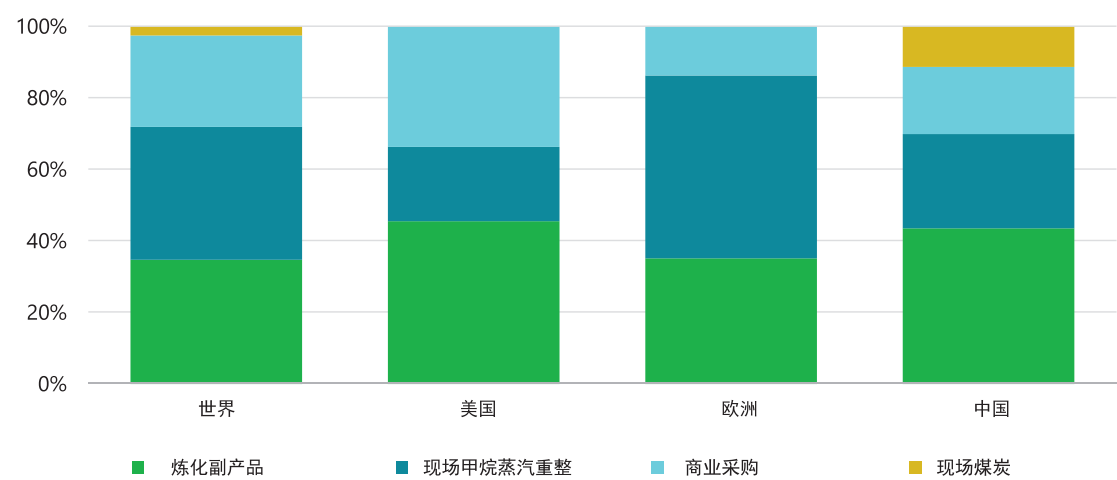


图 34. 2018 年部分地区炼油厂的氢气供应来源

注释：SMR 是指甲烷蒸汽重整。在中国，炼化副产物还包括一体化炼化厂所产出的氢气。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

作为炼化厂副产品的氢气只能满足三分之一的氢气需求。剩余的需求量还需要通过专门的现场生产以及从商业供应商那里进行采购来弥补。

大多数专门的现场生产均使用天然气作为原料，但在有些地方也使用石油蒸馏的轻质馏分和一些较重的原料——石油焦、减压渣油和煤进行生产。印度和中国等需要进口天然气的国家往往使用重质原料进行生产。中国新建炼油厂设施中通常拥有煤气化设施，并将其作为主要或辅助的氢气生产装置进行使用。

在拥有发达氢气管道设施的密集工业化地区，例如美国墨西哥湾沿岸和欧洲的阿姆斯特丹 - 鹿特丹 - 安特卫普工业带，通过商业购买获得氢气是一种不错的选择。与专门的现场生产一样，商业购买所供应氢气也主要是通过天然气来进行制备的。另外也有一部分来自于化学处理工艺，通过这种方式制得的氢气通常为蒸汽裂解和氯气生产等过程的副产品。在美国墨西哥湾沿岸等地区，商业供应的氢气量可满足三分之一以上的工业需求。

氢气生产成本的差异反映了天然气价格的差异。美国的氢气生产成本是世界上最底的，而欧洲和亚洲的成本则要高得多。在美国，氢气的生产成本约为 1.1 美元 / 千克氢气或 0.7 美元 / 桶精炼油。对于整个炼油行业而言，这似乎只是很小的一部分成本费用（例如与原油成本相比），但即使是氢气成本上的微小优势也会对炼油利润产生显著影响，毕竟在竞争激烈的市场中，炼油的利润通常很低（如图 35 所示）。

国际能源署
保留所有权利

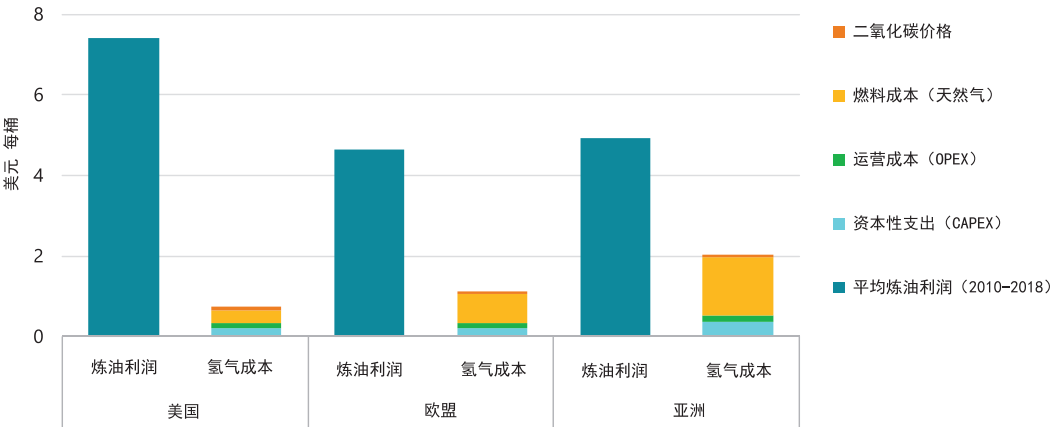


图 35. 2018 年氢气生产成本与炼油利润的对比

注释：基于天然气甲烷蒸汽重整工艺的氢气生产成本。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

在许多地区，氢气成本是影响炼油厂利润的重要因素。

炼油行业未来的氢气需求

近几十年来，由于炼油活动的增加以及对加氢处理和加氢裂化的要求不断提高，炼油厂的氢气需求量出现大幅增长。随着全球燃料中允许含硫水平的进一步降低，未来将继续维持这一增产趋势。包括中国在内的许多国家已将公路运输燃料（如汽油或柴油）的硫含允许值降至 0.0015% 以下，其他国家也可能会陆续引入类似标准。国际海事组织还颁布了新的船用燃料法规，从 2020 年起将海洋燃料的硫含量限制规定为 0.5%（国际能源署，2019a），这很可能会导致船用燃料生产行业对氢气需求量的大幅提升。然而，氢气需求量也与原油中固有的硫含量有关。随着美国致密油产量的大幅提升，近年来轻质原油的供应比例越来越倾高，这在一定程度上会缓解氢气的需求量。按照目前的变化趋势，炼油厂的总体氢气需求量将在 2030 年增长 7%，达到 4100 万吨 / 年。

2030 年以后，随着产品质量标准提升空间的缩小，以及以原油作为运输燃料的需求受到燃料利用效率提升和电气化进程的共同影响，氢气需求量的增长速度将放缓。炼油厂也可能通过提高废气中的氢气回收效率来降低额外的氢气生产需求。同时，随着“巴黎协定”中长期目标的逐步实现，石油需求量下降所带来的影响将会超过氢气能量密度提升的优势，届时炼油厂的氢气需求量可能会呈现下降趋势。

无论未来全球能源需求的发展轨迹如何，都会呈现出一个共同的特点，即现有炼油厂的氢气需求量中都将占据氢气总需求量的绝大部分。全球已有足够的炼油能力来满足石油产品的预期需求，再加上炼油厂的寿命比较长，这两方面因素限制了炼油能力的大幅提升。因此，到 2030 年之前，约 80-90% 的累计专门氢气供应量（包括专门现场生产和商业采购获得的氢气）将来自现有的炼油厂。未来炼油厂的氢气需求可能会呈现两种不同的变化趋势（如图 36 所示）。

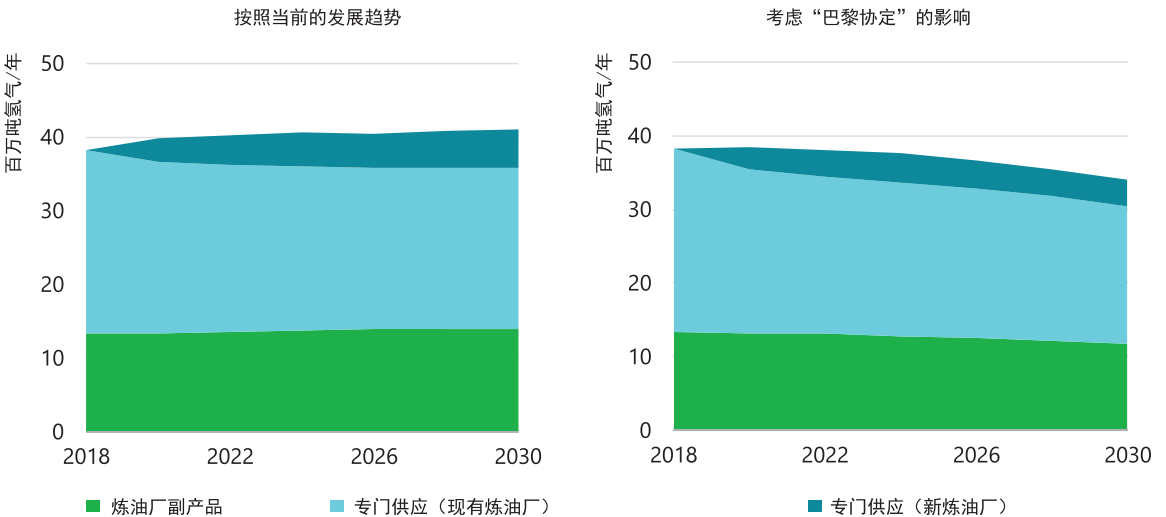


图 36. 两种不同情况下的炼油厂未来氢气需求变化趋势

注释：专门供应的氢气包括现场专门生产以及通过商业渠道购得的氢气。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

炼油行业未来的氢气需求量主要来自目前的产能。

在满足炼油行业未来氢气需求的同时进行减排

对于氢气生产过程中，除了作为炼油过程副产品的氢气之外，其他氢气生产方式都会导致相当大的二氧化碳排放量。在全球范围内，炼油厂所需求的氢气在制备过程中所造成的二氧化碳排放量为 2.3 亿吨 / 年，约占炼油厂总排放量的 20%，且未来的需求量和排放量都将不断上升。由于中国等国家并没有广泛使用碳捕获、利用与封存技术来通过煤炭生产氢气，因此如果使用煤炭来满足未来的增长需求，二氧化碳排放量将进一步增加。

因此，以更清洁的方式生产氢气对于显著减少炼油过程中的污染物排放来说至关重要。由于其他关键性措施（例如提高能源利用效率以及使用更清洁的燃料替代温室气体排放量较高的燃料）已经在许多炼油厂得到广泛应用，因而限制了进一步减排的机会，再加上目前对氢气的大量需求，使得炼油行业为低碳氢气提供了潜在的早期市场。

清洁氢气生产工艺的成本竞争力

目前炼油厂主要有两种较为清洁的氢气生产工艺：一是为通过碳捕获、利用与封存技术并以煤炭或天然气作为原料来制备氢气；二是使用低碳电解法来制备氢气。鉴于未来的大部分氢气需求来自现有的炼油厂，并且大多数炼油厂已经配备了甲烷蒸汽重整装置，因而与基于可再生能源的电解法相比，利用碳捕获、利用与封存技术以现有设备来生产氢气将是更好的选择。生产低碳氢气的新增成本仅限于碳捕获、利用与封存设施，这使得利用碳捕获、利用与封存技术来生产天然气的方法比其他基于电力的生产工艺更具竞争力。此外，由于大部分二氧化碳是以高浓度气流的形式被排放的，因而对甲烷蒸汽重整装置所排放的二氧化碳进行捕集是炼油厂最为经济地使用碳捕获、利用与封存技术的方式之一。

然而，尽管碳捕获、利用与封存技术的成本正持续下降，但该技术在炼油厂氢气生产装置中的大规模应用需要得到政策制定者的支持，特别是考虑到炼油行业的利润率较低且竞争非常激烈。引入碳捕获、利用与封存技术将增加约 0.25-0.5 美元 / 桶的额外成本，高于今天的碳价水平（0 至 0.1 美元 / 桶）。²⁵ 这意味着炼油厂可能更倾向于支付二氧化碳的排放费用而不是直接捕获和储存二氧化碳。碳价格的升高或相应激励政策的出台将改变这种情况。例如，高于 50 美元 / 吨的二氧化碳碳价将使得利用碳捕获、利用与封存技术来制备天然气在成本上具有吸引力，并可能促进该技术在甲烷蒸汽重整设施的广泛使用（如图 37 所示）。到 2026 年，美国将针对排放的二氧化碳征收高达 50 美元 / 吨的排放税，以促进碳捕获、利用与封存技术的使用。如果捕获的二氧化碳可以出售给工业用户或上游石油公司作为提高石油采收率（EOR）的气源，那么将有更多的炼油厂愿意投资对碳捕获、利用与封存技术加以使用。低碳燃料标准也有助于这一技术的推广应用，加拿大、欧洲以及美国的一些州（包括加利福尼亚州）已经采用了此类标准（详见专栏 8）。

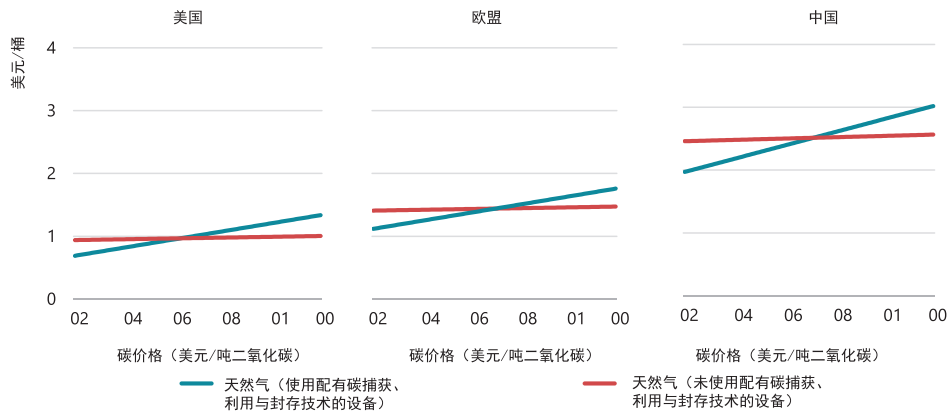


图 37. 到 2030 年，配备和未配备碳捕获、利用与封存技术的设施以天然气为原料来生产氢气的成本随碳价格的变化趋势

25 配有 CCUS 技术设备的安装成本也高于国际能源署新政策中设定的 2030 年碳价水平（约为 0.2 美元 / 桶）。

注释：为了显示氢气成本对炼油厂成本的影响，分别对美国、欧盟和中国使用了 0.64、0.63 和 1.04 千克 / 桶的价格。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

如果二氧化碳价格高于每吨 50 美元，那么在成本上，碳捕获、利用与封存技术对大多数地区的炼油厂来说将具有吸引力。

引入碳捕获、利用与封存技术的成本还取决于二氧化碳封存的成本，也就是说能否成功地引入碳捕获、利用与封存技术还取决于已知且可管理的成本和风险下可用的二氧化碳封存技术。因此，为降低成本，还需要借助政策手段在适当的地点建立二氧化碳封存基础设施并开展相应的业务。这也为其他行业碳捕获、利用与封存技术的应用奠定了基础。

许多炼油厂已开始使用碳捕获、利用与封存设施来制备氢气。一家位于鹿特丹具有每天 40 万桶原油炼化能力的 Pernis 炼油厂通过碳捕获、利用与封存技术对一部分二氧化碳排放物进行了捕获并运往附近的温室中进行使用。2017 年，德克萨斯空气产品公司的 Port Arthur 项目已经通过了示范阶段；该项目捕获的二氧化碳被用于 West hastings 油田的提高采收率措施。在法国，液化空气公司的 Port Jerome 项目在将二氧化碳捕获后对其进行出售。此外，日本北海道的炼油厂也已建成了应用碳捕获、利用与封存技术的试点设施。如今还有一台配备该技术的沥青升级设备（加拿大的 Quest 项目），能够对这台拥有 255 千桶 / 每天产能的沥青升级设备所排放的 20% 的气体进行捕获。这四台目前应用于炼油厂的碳捕获、利用与封存装置每年总共能生产超过 150 万吨的低碳氢气。²⁶

炼油厂也存在使用电解氢气取代天然气或煤炭来进行专门氢气生产的潜力。目前尚无炼油厂使用电解制氢气技术，但壳牌在德国 Rheinland 炼油厂（拥有 200 千桶 / 天的产能）已宣布启动一项 10 兆瓦的电解装置项目，到 2020 年该项目将能够为炼油厂供应约 1 千吨的氢气，占炼油厂氢气需求量的 1%。德国汉堡附近的一家小型炼油厂 Heide 宣布推出了一款 30 兆瓦的电解装置，该装置能够与海上风电相适配以取代每年高达 3 千吨的氢气采购量。英国石油公司、诺力昂和鹿特丹港务局正在共同对一款 250 兆瓦电解装置的可行性进行评估，该装置旨在每年为英国石油公司位于鹿特丹的炼油厂提供 4.5 万吨的氢气。尽管取得了上述进展，倘若电解制氢气想要大规模发展起来，还需要得到相关政策的支持。

在某些情况下，通过“门外协作”（CIEP，2018 年）也可以避免一些氢气生产过程中的温室气体排放。石化蒸汽裂解装置一般会产生过剩的氢气，这些氢气可用于炼油厂；反之，炼油厂所生产的低热值燃气可用于蒸汽裂解装置。通过推进相关必要的基础设施建设以在不同工业部门之间交换这些产品，将有助于减少总的碳排放水平。

专栏 8. 加利福尼亚州的低碳燃料标准能否对低碳氢气产生起到支持性作用？

近些年来，人们对氢气的兴趣出现过几波高潮，但均未完全转化为持续增长的投资。对早期阶段的行为进行简要分析后不难发现，氢气的大规模生产高度依赖于石油和天然气价格的上涨，并且在很大程度上集中于某一使用部门：即交通运输部门。

2007 年，加州颁布了世界首个减少运输燃料碳排放量的法令。其要求炼油厂和分销商采取措施以减少运输燃料整个生命周期的温室气体排放量，并计划到 2030 年，将碳排放强度减少到 2010 年水平的 80%。欧盟、俄勒冈州和加拿大也已经颁布了类似的法案，并正在为所有燃料和终端产品制定清洁燃料的标准。

2019 年，加州颁布了修正案扩大了符合条件的减排技术的范围，并出台了鼓励新建加氢站和电动汽车快速充电站的一系列措施。修正案还包括使 CCUS 技术设备运营商获得减排信用的举措，包括通过在加州以外地区直接捕获空气中的二氧化碳。

国际能源署
保留所有权利

26 通过将氢气生产能力与二氧化碳捕获率相乘来进行计算，将一部分产量定为“低碳”氢气。

加州的低碳燃料标准（LCFS）是一种基于市场且具有可交易信用的标准。碳排放强度高于此标准的燃料供应商会产生赤字，必须购买相当于低碳燃料供应商赤字的信贷。该体系促使燃料供应商不断降低其燃料的碳排放强度，即便他们正在生产可再生燃料或正在为电动汽车进行充电。贷款额的大小则根据汽油、柴油或飞机燃料的标准值（CARB, 2019a）而定，并以吨二氧化碳当量为单位进行签发。随着时间的推移，贷款来源的多样性亦有所增加。2011 年，生物乙醇供应商获得了 80% 的贷款。2018 年，可再生柴油、生物柴油、电力和生物甲烷的供应获得了超过 60% 的贷款。2018 年总价 1300 万贷款的平均交易价格为 160 美元 / 吨二氧化碳当量。

氢气可以通过多种方式产生信贷，包括：

- 加氢气站的运营
- 向燃料电池电动汽车（FCEVs）或叉车供应氢气
- 供应使用低碳氢气生产的石油产品，例如利用碳捕获、利用与封存技术、生物甲烷的蒸汽重整工艺或炼油厂的电解工艺制得的氢气。
- 供应使用低碳氢气生产的可再生柴油或替代性飞机燃料
- 利用低碳排放工艺所产生的电力来使用电解槽

单位氢气的价值根据其使用和生命周期中二氧化碳的排放量而有所不同。例如，如果直接用于燃料电池汽车，那么在贷款交易价格为 160 美元 / 吨二氧化碳的情况下，零排放的一千克低碳氢气的价值大约为 4.3 美元，如果直接用于燃料电池叉车则为 3.6 美元，而对于以天然气为原料生产出来的氢气，如果用在炼油厂或可再生柴油设施中则价值为 2.3 美元。2018 年大部分由氢气产生的低碳燃料标准贷款额，来自用于汽车的从天然气中分离出来的氢气；在贷款的交易价格为 160 美元每吨二氧化碳的情况下，每千克氢气的价值为 2.2 美元（CARB, 2019b）。

燃料供应商尚未在炼油厂使用低碳氢气来获得贷款以履行其义务。单一设施可以通过使用太阳能和电网电力电解产生的氢气为公共汽车提供燃料来获得贷款。一些使用氢气的可再生柴油设施已通过认证。在贷款的交易价格为 160 美元 / 吨二氧化碳的情况下，贷款价格高于使用碳捕获、利用与封存技术从天然气中获取氢气所需的成本。低碳燃料标准还与加利福尼亚州的其他政策进行了结合，例如零排放车辆授权、总量排放交易体系以及燃料电池电动汽车的基础设施补助和税收抵免，这些政策将有可能提高合规项目的盈利水平。

氢气在化工行业的应用

目前氢气需求量的第二和第三大来源均处于化工行业：每年需消耗 3100 万吨的氢气来生产氨，而生产甲醇每年需消耗 1200 万吨的氢气。加之其他需求量相对较小的工业产品使化工行业每年对氢气的总需求量达到了 4600 万吨，占全球总氢气需求量（包括纯氢气和混合形式下的氢气）的 40%。化工行业同时也会产出大量的副产品氢气，这些氢气既被用于行业内部，也被用于其他领域。化工行业所消耗的绝大部分氢气是使用化石燃料生产出来的，这会导致大量的温室气体排放量。降低排放水平是该行业实现能源可持续性利用的重要挑战，也是低碳氢气得以使用的重要机遇。

目前化工行业如何使用氢气？

化工行业生产的产品种类非常多，从塑料、化肥，到溶剂和爆炸物。本节主要对氨和甲醇进行讨论，同时对乙烯、丙烯、苯、甲苯和混合二甲苯也进行了提及。这七种“主要化学产品”

约占化工行业能源消耗量的三分之二，其所需要的能源产品绝大部分用作其他产品的原材料（所谓的“原料”）。

氢几乎是所有工业化学品的分子结构组成部分之一，但只有一些初级化学品需要大量专门生产的氢气作为原料，特别是氨和甲醇（如图 38 所示）。每年有超过 3100 万吨的氢气用作产氨原料，超过 1200 万吨的氢气用于生产甲醇。在较小规模的生产工艺中（例如在过氧化氢和环己烷的生产过程中）每年会消耗 200 万吨的氢气，但其所使用的大部分氢气来自该行业内部所产生的副产物氢气。

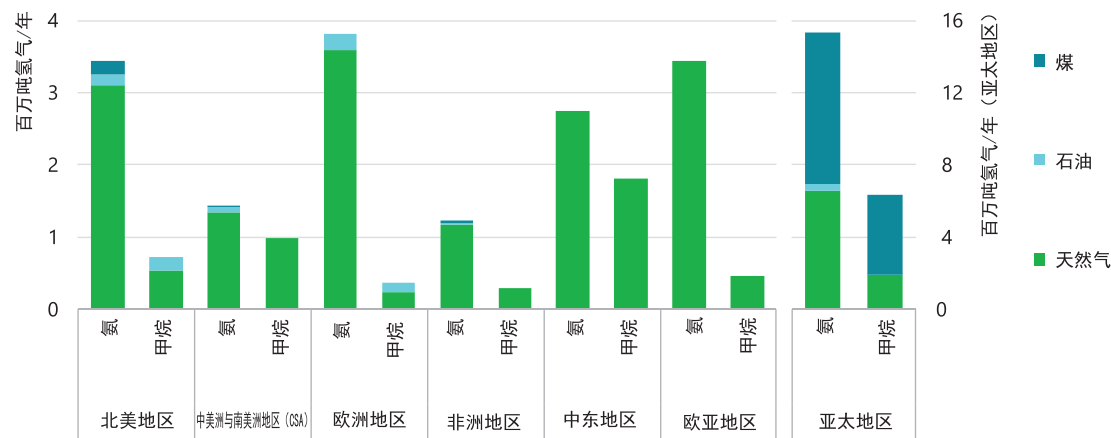


图 38. 2018 年氨和甲醇生产对氢气的需求量

注释：仅包括产量大于 1 百万吨 / 年的初级化学品生产工艺的数据；石油指的是精炼原油产品，包括石脑油和液化石油气。CSA 代表中美洲与南美洲地区。2018 年的数据是基于以下来源的数据而进行估算的。
资料来源：IFA（2019），国际肥料工业协会数据库；WoodMackenzie（2018），甲醇生产与供应数据库。
目前，以天然气为原料所生产的氨和甲醇占氨和甲醇总产量的 65%；以煤为原料的产量占 30%。

长期以来，化石燃料一直为氨和甲醇的生产提供了成本较低且较为方便的氢气和碳的制备原料。2018 年，大约有 2700 万吨石油当量的化石燃料用于制造氨和甲烷生产过程中所需要的氢气²⁷，这一数值大致相当于巴西和俄罗斯联邦的石油总需求量。由于使用天然气（利用重整工艺）比使用煤（利用气化工艺）生产氢气更为有效，因此通过前者所制备的氢气产量占总产量的 65%，但其生产所需的能源投入的占比则不到 55%。不同地区天然气和煤炭价格的差异也是制备工艺选择的关键因素。几乎所有以煤为原料所生产的用于化工行业的氢气都产自中国并基本在当地进行使用。

氨主要用于制造肥料，如尿素和硝酸铵（约占氨总消耗量的 80%）。其余用于制造炸药、合成纤维和其他特种材料，而这些方面正逐渐成为重要的液氨需求来源。

甲醇的工业用途非常广泛，例如用于制造甲醛、甲基丙烯酸甲酯和各种溶剂。此外，甲醇还用于生产一些其他的工业化学品，以及用于通过天然气和煤炭来生产汽油的甲醇制汽油工艺，这在煤炭或天然气储量丰富但国内石油产量非常低或几乎不产石油的地区具有很大的吸引力。这是甲醇在燃料方面的主要应用之一，约占全球化学品生产所需氢气总量（包括直接以纯净状态进行混合或在进一步转化后再进行使用（例如甲基叔丁基醚））的三分之一（Levi 和 Cullen，2018 年；Methanol Institute，2019 年）。甲醇制烯烃和甲醇制芳烃技术的发展间接性地开辟了一条将甲醇转化为高值化学品（HVCs）的途径，尤其可用于塑料产品的生产。甲醇制烯烃技术目前在中国已形成商业规模，年产量可达 900 万吨，占 2018 年国内高值化学品总产量的 18%。用于生产更复杂高值化学品分子的甲醇制芳烃技术目前仍处于示范阶段。

与氨和甲醇不同，高值化学品（大多数塑料的初级产品）主要来自乙烷、液化石油气和石

27 包括作为原料的氢气和在生产工艺中作为能量物质的氢气。

脑油等石油产品。直接通过石油产品所生产的高值化学品不需要氢气为原料，并能够在生产过程中释放出副产物氢气，可用于炼油和其他化工行业，例如其他裂化副产物的升级。全球范围内高值化学品制造领域中的蒸汽裂化和丙烷脱氢过程每年能够产生约 1800 万吨的氢气副产物。对高值化学品需求的增长速度快于对成品油需求的增长速度，这意味着将有越来越多的此类副产品氢气可供用于其他行业。

氯碱过程是化工行业副产物氢气的另一个重要来源，每年可供应约 200 万吨的氢气。蒸汽裂解过程中的副产物氢气来自石油产品（主要是乙烷和石脑油），而氯碱过程则是电解（盐水）工艺的一种，以电作为能量的来源。还有少量的副产物氢气来自其他工艺过程，例如苯乙烯的生产过程。

未来氢气的需求将呈现何种变化趋势？

随着对氨和甲醇需求的增长（如图 39 所示），初级化学品生产过程中的氢气需求量将从目前的 4400 万吨 / 年增长到 2030 年的 5700 万吨 / 年（如图 39 所示）²⁸。目前各应用领域对氨的需求量将在 2018 至 2030 年之间以每年 1.7% 的速度增长，此后仍会继续呈现递增趋势。在此期间，来自工业应用领域的需求将以更快的速度增长；2030 年以后，许多地区对氮肥的需求量可能会保持稳定甚至出现下降。

在 2018 年至 2030 年期间，预计目前各应用领域对甲醇的需求量将以每年 3.6% 的速度进行增长。在此期间，甲醇制烯烃 / 甲醇制芳烃过程对甲醇需求的增长速度将超过整体水平，平均年增长速度将达到 4.1%，其增长动力主要来自于中国。若按照这样的增长趋势，到 2030 年，目前各应用领域每年将需要 1900 万吨的氢气用于甲醇生产，而目前每年的氢气需求量为 1200 万吨。

在国际能源署大力推行脱碳政策的背景下，提高原料和能源的利用效率是减少碳排放量的重要方式，但同时也可能会降低上述需求的增长速度（国际能源署，2019b；Allwood 和 Cullen，2012 年）。塑料和其他材料的回收和再利用可以减少未来所需初级化学品的产量，尽管这对氨和甲醇需求所造成的影响不如对乙烯等其他初级化学品的需求所造成的影响。此外，提高肥料利用效率也可以减少未来对化学品的需求。一些国家已经颁布了关于限制化肥使用的具体政策，例如中国制定了保持化肥使用量零增长的目标（Shuqin 和 Fang，2018 年）。

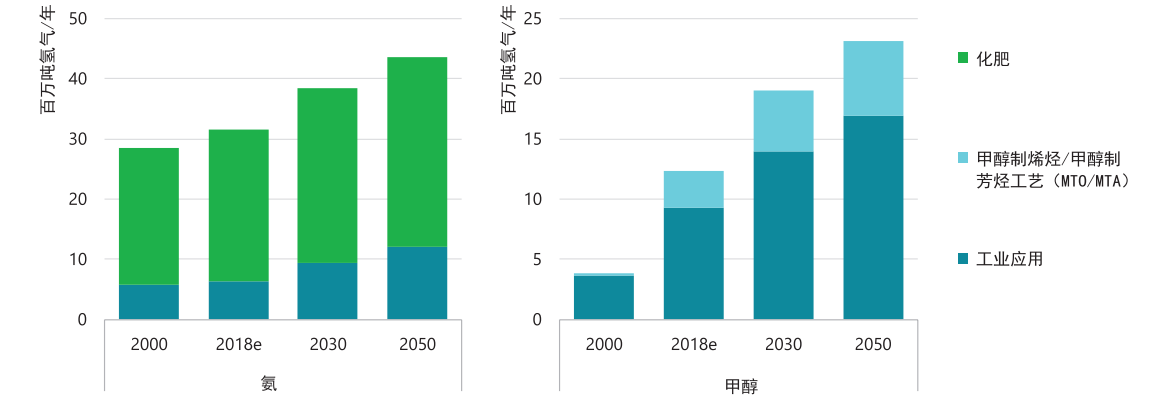


图 39. 按照当前趋势对各应用领域初级化学品生产过程中的氢气需求量进行预测

注释：MTO 为甲醇制烯烃工艺；MTA 为甲醇制芳烃工艺。甲醇的工业用途包括生产目前的燃料添加剂（例如甲基叔丁基醚）和热固性塑料（例如苯酚甲醛）。氨水的工业应用包括制造炸药（例如硝酸铵）和塑料（例如尿素甲醛）。2030 年和 2050 年的需求数据与参考技术情景（国际能源署，2018b）下的预测数据一致，未来的需求是按当前的趋势发展进行预测的。2018 年的数据是基于以下来源的数据而进行估算的。
资料来源：IFA（2019），国际肥料工业协会数据库；WoodMackenzie（2018），甲醇生产与供应数据库。

目前各应用领域氨水和甲烷生产过程的氢气需求未来将继续呈现增长趋势。
28 国际能源署最近出版的有关化学行业未来发展趋势的刊物是 IEA（2018b）《石油化工的未来》。

相反，如果这些化学品成为输送、分配和储存氢气的能源载体，并促进氢气在其他新兴领域的应用，或者它们本身就被用作燃料，那么氨和甲醇的需求可能会进一步提升（见第 2 章和第 3 章）。如果这些新的应用领域得到快速发展，那么化工行业就可以发展成为炼油厂如今所扮演的角色，并在向下游用户提供能源方面发挥作用。

在当前的经济环境或生产监管制度不发生任何变化的情况下，化学产品目前的需求增长态势可能会促使更多的人选择不使用碳捕获、利用与封存技术来制备氢气。如果按照目前的趋势进行预测，那么预计在 2018 年至 2030 年间生产氨和甲醇所直接排放的二氧化碳总量约增加 20%。

在满足未来 化工行业对氢气需求的同时实现减排

目前，全球每年因氨和甲醇生产所造成的二氧化碳排放量约为 6.3 亿吨。²⁹ 全球因生产氨所导致的二氧化碳直接排放强度为 2.4 吨二氧化碳每吨（tCO₂/t），世界主要地区的平均排放强度在 1.6-2.7 吨二氧化碳 / 吨之间。亚太地区新建的使用天然气作为原料的工厂的排放强度较低，而在中国普遍使用的纯煤原料生产是二氧化碳排放量最大的生产方式（约 4 吨二氧化碳 / 吨）。对于甲醇的生产来说，全球平均的二氧化碳排放强度为 2.3 吨二氧化碳 / 吨，主要地区的平均排放强度在 0.8-3.1 吨二氧化碳 / 吨之间。至于氨，以纯煤作为原料的生产工艺是排放量最大的生产方式。

高值化学品的生产过程每年也会产生 2.5 亿吨的二氧化碳。然而，目前正处于研究阶段的主要减排方案（包括将碳捕获、利用与封存技术直接应用于现有的生产工艺装置或使用干甲烷重整工艺和蒸汽裂解电气化方法）不涉及额外的专门氢气生产过程。此外，高值化学品也可以通过甲醇进行生产，这同样不会涉及超过甲醇所需量的额外的氢气生产过程。因此，本节的讨论重点是氨和甲醇。

替代工艺技术和原料可以满足化学领域氨和甲醇生产过程对大量专用氢气原料的需求，同时也可减少二氧化碳的排放量（详见专栏 9）。可供选择的三种主要的清洁工艺技术是：使用碳捕获、利用与封存技术减少与化石燃料相关的排放（假设有足够的二氧化碳输送和储存基础设施；使用电解氢气工艺（假设有可再生电力的供应）；使用生物质原料（假设有可持续的生物能源供应）。目前这三种工艺技术的运行成本均高于使用化石燃料而不使用碳捕获、利用与封存技术时的成本更高。

专栏 9. 现有及开发中的低碳氨和甲醇的生产工艺

近些年来，人们对氢气的兴趣出现过几波高潮，但均未完全转化为持续增长的投资。对这些早期阶段的行为进行分析后不难发现，上述情形的出现这可能是因为氢气能否实现大规模生产将高度依赖于石油和天然气价格的上涨情况，并且在很大程度上集中于单一的最终使用部门：即交通运输部门。

2018 年，美国有三家工厂对以为氨基化肥提供原料为目的的氢气生产过程中所产生的二氧化碳进行了捕捉。这些工厂每年能够生产超过 15 万吨的低碳氢气，同时每年能够捕获近 200 万吨的二氧化碳。捕获的二氧化碳目前被输入管道并用于提高油田的采收率（国际能源署，2016）。到 2022 年，将有四个类似的项目投入运营。其中两个在美国，一个在加拿大，一个在中国，这些项目所捕集的二氧化碳会用于提高油田的采收率。从长远来看，随着石油产量的下降，提高油田采收率所使用的二氧化碳量将会减少，而且这一处理方式并不适用于所有的地区。澳大利亚西南部的另一个大型项目计划在 2025 年之前投入运营，其所捕获的一部分二氧化碳（250 万吨 / 年）将来自为氨基化肥提供原料的氢气制造过程，而其余所捕集到的二氧化碳将进行地质封存。

29 这包括约 1.3 亿吨 / 年的浓缩二氧化碳，它们被分离出来并用于制造尿素。但当尿素施用于土壤时，其中所含的大部分二氧化碳仍会释放到大气中。

自 2018 年末以来，世界上最大的氨生产商雅苒国际集团公司一直在使用来自蒸汽裂解装置的副产品氢气，并以此降低其在荷兰合成氨工厂的天然气消耗量（据报道，每年能够同时减排 1 万吨二氧化碳）（Brown，2019 年）。目前雅苒国际集团公司正与法能集团公司合作，正在对将电解氢气工艺与其在澳大利亚的设备进行整合的可行性进行评估（ENGIE，2019 年）。此外，位于智利（出资方为德国政府，2018 年）和摩洛哥（Fraunhofer IMWS，2018 年）的电解氢气项目也正在进行类似的可行性研究。美国爱荷华州正在开展相关工艺的研究，旨在利用太阳能电解工艺所产生的氢气来生产氨，并将其用作化肥和燃料（Schmuecker Pinehurst Farm LLC，2017 年），在英国牛津大学和美国明尼苏达州也有类似的研究和试验设施。

VärmlandsMetanol AB 和 ThyssenKrupp 工业解决方案计划在瑞典建设世界首个具有商业规模的生物质气化示范工厂来生产甲醇（VärmlandsMetanolAB，2017 年）。该工艺将使用类似的设备来利用煤生产甲醇，目前这一工艺已在中国广泛使用。此外，有关机构正在对该工艺替代印度所使用天然气的可能性进行了调研（ET 能源世界，2018 年）。在荷兰，BioMCN 公司利用生物沼气对甲醇进行了生产（BioMCN，2019 年）；而加拿大也通过城市固体废物实现了甲醇的生产（Energkem，2019 年）。欧洲的 Carbon2Chem、Steelanol 和 Vulcanol 项目以及日本的三井化学项目正寻求利用钢铁生产和发电过程所产出的二氧化碳（和一氧化碳）来生产甲醇和其他化学品。

资料来源：Brown（2019 年），《为氨制造工厂脱碳：Yara Sluiskil》；法能集团公司（2019 年），《法能集团和雅苒国际集团让绿色氢气进入工厂》；德国政府（2018 年），《“绿色”氢气在对智利工业进行召唤》；Fraunhofer IMWS（2018 年），《Fraunhofer IMWS 和 OCP 集团所签署的谅解备忘录》；Schmuecker Pinehurst Farm LLC（2017 年），《碳释放自由再生能源》；VärmlandsMetanol AB（2017 年），《VärmlandsMetanolLtd 简介》；ET 能源世界（2018 年），《研究煤制甲醇可行性的行动小组》；BioMCN（2019 年），《BioMCN 生产甲醇和生物甲醇》；Energkem（2019 年），《Energkem 通过回收垃圾中的碳使化学工业实现可持续性发展》。

使用生物质来生产氨和甲醇的成本显著低于其他方式（如图 41 所示），因此本节所阐述的重点是如何使用天然气和碳捕获、利用与封存技术以及如何使用电解法来制备氢气。

如果能够利用这些清洁工艺来满足氨和甲醇未来的使用需求，那么将大大增加化工行业对能源的需求（如图 40 所示）。如果考虑巴黎协定所带来的影响，且未来的需求完全由利用天然气和碳捕获、利用与封存技术所制备的氢气来满足，那么到 2030 年将需要约 3200 亿立方米的天然气，其中近一半的天然气将用作原料，这一数值约占目前全球天然气需求的 10%。每年需要捕获约 4.5 亿吨二氧化碳，其中只有约三分之一会用于尿素生产。目前最大的碳捕集装置每年只能捕获不到 100 万吨的二氧化碳。到 2030 年，若每年需要捕获 4.5 亿吨的二氧化碳，则将需要大约 450 个同等处理能力的新装置投入使用，也就是说从现在到 2030 年每月需建造约 4 个新装置。

如果未来的氢气需求量完全由低碳电解法所制得的氢气来满足，那么到 2030 年每年需要大约 3020 太瓦时的额外电力，相当于当今全球发电量的 11% 左右。此外，大约还需要 350-450 吉瓦的电解槽容量，具体的容量大小将取决于设备的能效水平和容量系数。目前正在开发的最大单个电解槽的规模为 100+ 兆瓦，这意味着到 2030 年需要建造 3500-4000 个此类设施，即 2018 年到 2030 年每周需要建造 6-7 个设施。每年还需要使用约 6 亿立方米的水作为电解槽的原料，这约占当今能源行业总耗水量的 1%。每年将产生约 5 亿吨的副产品氧气，可用于其他工业过程。

电解工艺将使用一部分二氧化碳来制造尿素（CH₄N₂O）和甲醇（CH₃OH）。³⁰ 为了避免化石燃料在 2030 年完全用于甲醇的合成工艺，每年需要从生物活动（例如使用生物质气化工艺）或大气（例如直接从空气中捕获）中获取和捕获 2 亿吨的二氧化碳（或等量的一氧化碳，如果

30 二氧化碳只是暂时存在于尿素之中，因为尿素在农业生产应用过程中会分解，二氧化碳也因此会重新释放。从理论上讲甲醇中二氧化碳的封存可以是永久性的，尽管如今许多甲醇的应用方式都会导致甲醇中的碳（及其化学衍生物）被氧化为二氧化碳而被释放出来。

有的话）。对于尿素而言，每年还需要额外捕获 1.7 亿吨的二氧化碳或其等价物。

在没有经济的生物源或大气二氧化碳来源的情况下，捕获和利用那些来自稳定供给源（例如钢和水泥的生产过程）的二氧化碳气体将是一种更加有益的方式。在短期或近期内，这种方式的成本可能更低。但是，除非不可避免地对二氧化碳进行排放，否则二氧化碳的总排放量将大大降低（详见第 2 章）。但是，想找到一个同时拥有低成本可再生电力、充足水源和价格低廉且稳定持久的二氧化碳气源的地点是非常困难的。

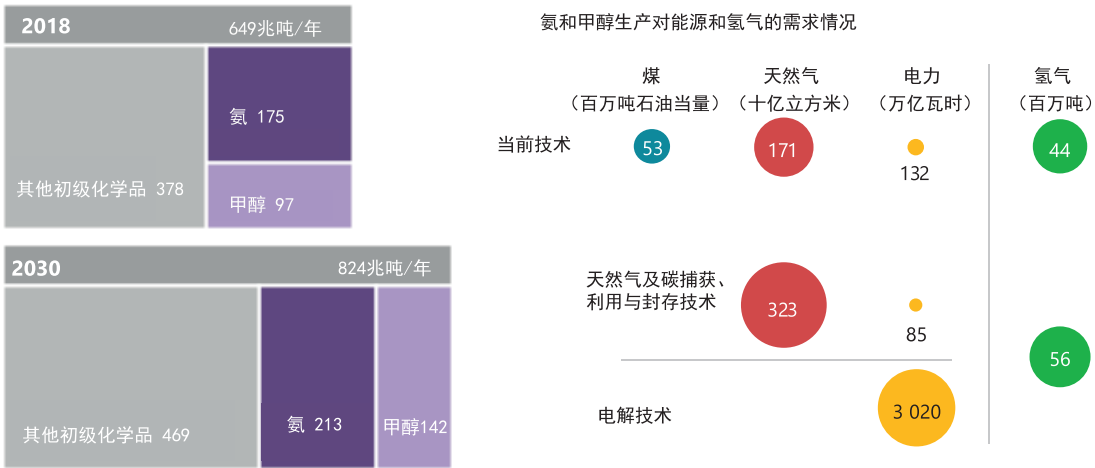


图 40. 清洁工艺技术给甲醇和氨的生产带来的影响

注释：2030 年的天然气数据是基于最佳的能源利用效率来进行预测的。若按照低热值进行计算，2030 年的电解槽效率将为 69%。2030 年的需求数据与清洁技术情景（国际能源署，2018a）的预测结果相一致，这是假定巴黎协定的目标能够实现的一种情景，其中包括原料利用效率提升战略的实施。表示能量和氢气需求的气泡的大小是基于低热值能量含量来进行计算的。氢气和能量是等价的，而不是累加的。
来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

到 2030 年，若通过低碳生产来满足氨和甲醇的全部需求，则需要 3230 亿立方米的天然气或 3020 太瓦时 / 每年的可再生电力。

清洁工艺技术在成本方面的竞争力

相比目前商业上普遍采用的氨和甲醇的制备方法，清洁工艺技术具有更高的成本。然而，不同地区之间的生产成本差别很大，而这往往取决于各地区天然气、煤炭、生物质和电力的价格成本（如图 41 所示）。

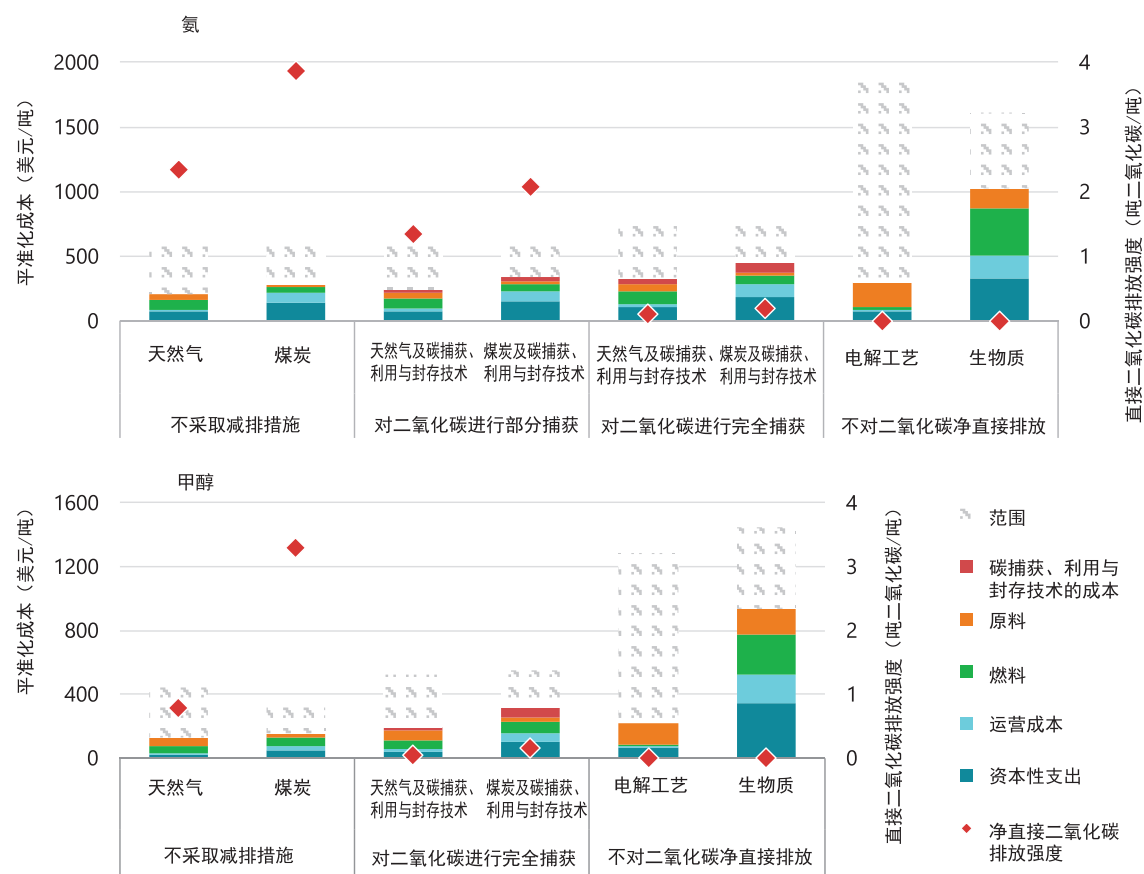


图 41. 2018 年，氨和甲醇新增产能的成本投入以及二氧化碳的排放强度

注释：碳捕获、利用与封存技术的成本包括捕获、运输和封存二氧化碳的成本。范围指的是跨区域的整体平准化成本的范围，最低的界限代表每种技术的最佳情况。假设电解法所需的能量 100% 来源于可再生能源，并且相关的生物质来源是稳定持续的且没有净二氧化碳排放。完全捕获指的是在生产过程和获取能量的过程中所排放的二氧化碳均被捕获，而部分捕获是指仅捕获生产过程中排放的二氧化碳。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

目前低碳氨和甲烷生产的成本远远高于使用化石燃料来进行生产的成本。

在可再生能源成本最低的国家（例如智利、摩洛哥和中国），不使用碳捕获、利用与封存技术只通过电解法来制备氢气的成本接近于使用天然气和煤炭来制备氢气的成本。虽然这些地区目前并不是氨和甲醇的核心需求地区，但它们可能会吸引未来的投资，尽管储存方面的需求及应对可再生能源政策的间歇性变化可能会使成本高于图 41 所示的成本。另一种选择是向主要需求中心输送可再生能源，但这也需要花费额外的电力设施建设成本（详见第 2 章专栏 4）。

化学领域的清洁工艺所需的大部分技术和设备已在整个行业内得到广泛使用，其中就包括捕获 CO₂ 所需的泵、压缩机和分离装置等设备。虽然目前电解槽的建造规模已经超过了 100 兆瓦，但业内正在努力进一步地降低其使用成本（详见第 2 章）。天然气价格和电价是影响电解法和天然气 / 碳捕获、利用与封存技术生产工艺经济性的关键因素（如图 42 所示）。

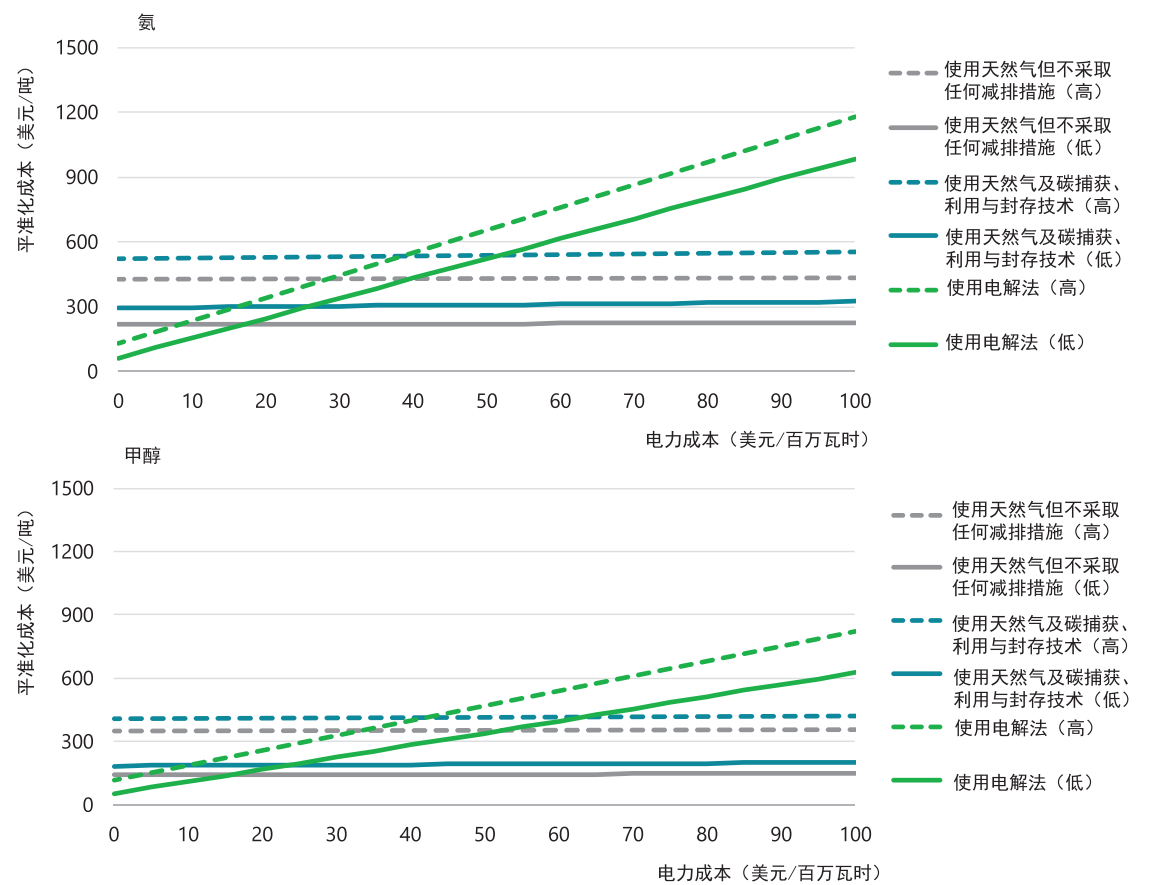


图 42. 氨和甲醇的生产成本随燃料价格的变化趋势

注释：平准化成本包括在主要生产设备上所投入的资本性支出、固定的运营成本、能源和原料成本以及捕获、运输和封存二氧化碳的成本。这里假设使用天然气的生产工艺的能源利用效率最优。电解法制氢气的资本性支出范围在 455–894 美元 / 每千瓦电能。按照低热值基准进行计算，电解法制氢气的效率为 64%–74% 更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

在电价较低的情况下，电解法是生产低碳氨和甲醇的最佳选择。但天然气配合碳捕获、利用与封存技术在电价较高的情况下更具竞争力。

假设天然气价格为 3-10 美元 / 百万英热单位，对于氨的生产过程来说，当电价在 15-50 美元 / 兆瓦时的范围内时电解法具有竞争力；而对于甲醇的生产过程来说，当电价在 10-65 美元 / 兆瓦时的范围内时，电解法与天然气 / 碳捕获、利用与封存技术相比更具竞争力。³¹ 如果想要在上述天然气价格下与使用天然气来制备氢气的方法（不使用碳捕获、利用与封存技术）相竞争，那么对于氨的生产过程来说电力价格需要降至 10-40 美元 / 兆瓦时，而对于甲醇的生产过程来说则需降至 5-50 美元 / 兆瓦时。

虽然在一定的电价范围内这些替代性制氢工艺在价格上具有竞争力，但大多数地区的经济现状是如果想要把低碳生产工艺发展起来，就必须在中短期内获得相关政策的支持。运用政策手段可以刺激化工行业对低碳氢气的需求，从而促进在清洁的氢气生产领域的投资。这些政策手段包括利用相关的认证、公共采购或资产标准为由低碳工艺所生产的化学品创造市场价值。在生产过程中使用甲醇作为燃料或燃料添加剂的情况下，上述手段可能还包括制定相应的燃料技术规范或燃料标准（详见专栏 8）。此外，政府也可以制定相关的标准来扶持二氧化碳排放强度较低的氨生产企业。在短期内，那些在碳捕获、利用与封存技术或用于化学生产的电解制

31 基于这样一个假设：电解槽的资本性支出下降 50%，而效率则提高 15%，并且天然气的转换效率或 CCUS 技术没有得到相应的改善。

氢工艺进行投资的初始项目还承担着一一定的价值链和市场风险，因此政府需要对这些项目给予直接支持。这种支持应旨在帮助其应对这些风险，并将成本分摊的收益扩展到产业集群中的其他设施。

氢气在钢铁制造中的应用

直接还原铁是一种用铁矿石生产钢铁的方法。该工艺目前是第四大氢气的需求来源（每年需求量为 400 万吨，约为纯净和混合形式氢气总使用量的 3%），位居在炼油、氨和甲醇的生产之后。按照目前的趋势，到 2030 年，全球钢铁需求量将增加 6% 左右，基础设施建设和发展中国家的人口增长弥补了其他国家钢铁需求的下降趋势。

与化工行业一样，钢铁行业也会产生大量由氢气和其他气体组成的副产品（例如焦炉煤气），其中一部分在该行业内部被消耗掉，另外一部分则输送到其他领域进行利用。实际上所有这些氢气都是由煤和其他化石燃料生成的。为了减少温室气体排放，业内正在努力尝试使用氢气作为钢铁生产中的关键还原剂（与化石燃料产生的一氧化碳相反），预计在 2030 年至 2040 年期间将进行首次具有商业规模的工艺设计。与此同时，低碳氢气可用于目前使用天然气和煤作为原料的现有工艺中以降低总体二氧化碳的排放强度。

钢铁制造行业目前是如何使用氢气的？

如今全球超过四分之三的钢铁产量是通过将铁矿石转化为钢铁这种初级生产方法来实现的，而次级生产工艺则利用有限的再生废钢作为原料（如图 43）。³² 这两种主要的生产方式已经涉及了一些氢气的生产和消耗过程。

高炉 - 碱性氧气转炉（BF-BOF）炼钢法所生产的钢铁占全球初级钢铁产量的 90% 左右。该工艺在生产过程中会产生副产品氢气。这种氢气与一氧化碳等气体一起构成所谓的“副产煤气（works-arising gases）”（WAG）中。³³ 副产煤气除用于现场的各种用途之外，还会运输到其他行业进行利用（包括发电领域，在中国则通常用于甲醇的制备）。目前每年在钢铁行业中使用的氢气约为 9 亿吨，占全球以混合形式存在的氢气（即不是纯氢气）消耗量的 20%。

直接还原铁电弧炉（DRI-EAF）炼钢法所生产的钢铁占全球初级钢铁产量的 7%，该工艺使用氢气和一氧化碳的混合物作为还原剂。氢气是在专门的设施中进行制备的，而非副产品。其中约四分之三的氢气是使用天然气通过重整方式来制备的，其余的氢气则使用煤（气化）进行制备。2018 年该炼钢方法所使用的氢气量约为 400 万吨，占全球以混合形式存在的氢气的消耗量的 10%。³⁴

32 通过在电弧炉（EAF）中重新熔化废钢来满足其余的钢铁需求。除高炉 - 碱性氧气转炉法和直接还原铁电弧炉法外，目前还有一些其他的初级钢铁生产途径，如冶炼还原工艺（通常与碱性氧气转炉结合使用）和比较落后的平炉炼钢法。这些通过其他途径生产的钢铁加起来仅占初级钢铁产量的 1% 左右。

33 焦炉煤气的氢气含量通常为 39% 至 65%，而高炉煤气的氢气量含为 1% 至 5%（欧盟委员会，2000 年）。碱性氧化转炉气体是副产煤气的另一种成分，通常含有 2% 至 10% 的氢气。

34 本文中所有直接还原铁电弧炉工艺的氢气需求量均是根据与 Voestalpine 和其他钢铁行业专家代表的沟通结果而估算出的。

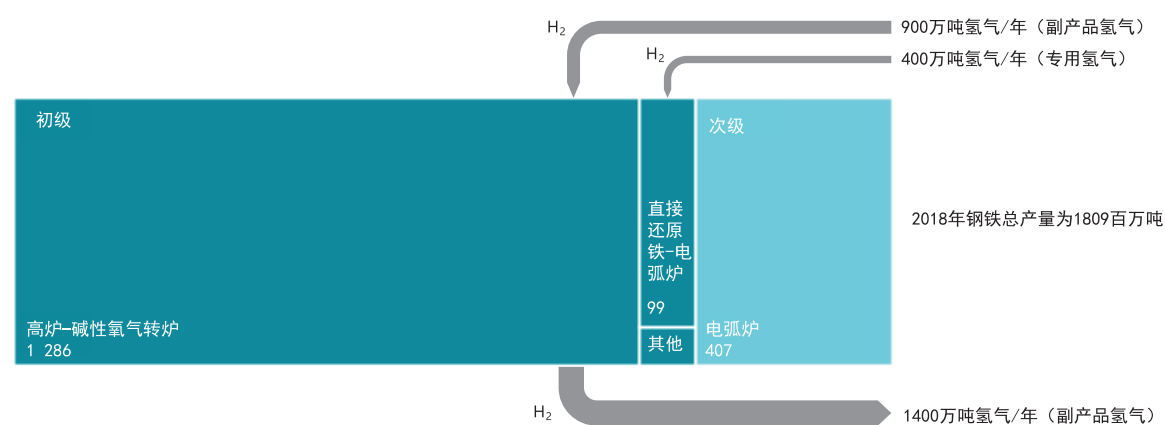


图 43. 目前钢铁行业所消耗和生产的氢气

注释：钢铁数量是基于以下来源的最新数据来进行估算的，以百万吨 / 年为单位。相关的氢气消耗量和产量数据则来源于国际能源署，是基于能源统计数据 and 直接还原铁电弧炉法 43 千克氢气 / 吨的具体需求量得出的。在直接还原铁电弧炉法中每年使用 400 万吨氢气用作还原剂，而在高炉 - 碱性氧气转炉法（以及在相关过程）中每年所消耗的 900 万吨氢气主要用于燃烧。资料来源：世界钢铁协会（2018 年），《2018 年钢铁统计年鉴》。世界钢铁协会（2019 年），《世界粗钢生产概述》。

目前钢铁行业每年需要消耗 400 万吨的专用氢气。在该行业每年所产出的 1400 万吨含氢气体副产品中，每年约有 900 万吨在行业内部被消耗，其余部分则用于其他领域。

钢铁行业未来的氢气需求

如果没有政策的干预，预计炼钢领域对专用氢气的需求将持续增长，大致与以天然气作为燃料的直接还原铁电弧炉法的需求量相一致（如图 44 所示）。³⁵ 使用天然气的直接还原铁电弧炉法可能比高炉 - 碱性氧气转炉法更加耗能，其使用的设备相比之下更为简单且资本密集程度也更低。³⁶ 该工艺一般运用在天然气价格较低的地区（如中东）或煤价较低的地区（如印度）。

影响钢铁生产领域未来氢气需求量的两个主要因素是：在初级炼钢中直接还原铁电弧炉法所占的份额，以及初级和次级钢产量分别占总产量的比例。考虑到建筑领域中钢铁库存量的动态变化，按照目前的趋势，废钢生产在钢铁总产量中的份额预计将从现在的 23% 增长到 2030 年的 25%。在这种情况下，基于天然气的直接还原铁电弧炉法可提供 14% 的初级钢需求。这需要每年将 800 万吨的氢气作为还原剂（图 44 中的第二列），并使得直接还原铁电弧炉工艺的氢气需求量在当前的水平上增加一倍。在同样的情况下，如果次级钢产量占总产量的份额持续增大（到 2050 年达到 29%），并且利用基于天然气的直接还原铁电弧炉法来满足全部的初级钢生产需求，那么理论上该行业每年的氢气需求量可以达到 6200 万吨（图 12 中的第三列）。图 12 中右侧的两列数据将在下一节中进行介绍。

35 未来对副产品煤气中氢气的利用将继续与高炉 - 碱性氧气转炉工艺紧密结合。因此，该工艺对氢气的利用不能成为替代氢气供应的需求来源，例如电解法制氢气或以化石燃料配合碳捕获、利用与封存技术来制备氢气。

36 这些工艺之间还存在其他重要差异。在高炉 - 碱性氧气转炉工艺中，原料制备通常在现场进行（例如附聚、石灰生产），且该工艺可接受的矿石等级范围更广。由高炉 - 碱性氧气转炉工艺生产的粒状炉渣作为副产品往往比直接还原铁电弧炉工艺中所产生的更为有用。两种工艺都倾向于使用一些废铁和铁矿石，但直接还原铁电弧炉法会比高炉 - 碱性氧气转炉使用更多的废料。这两种工艺的能源消耗量与现场特定条件有很大的关系，例如生产工艺的整合程度。

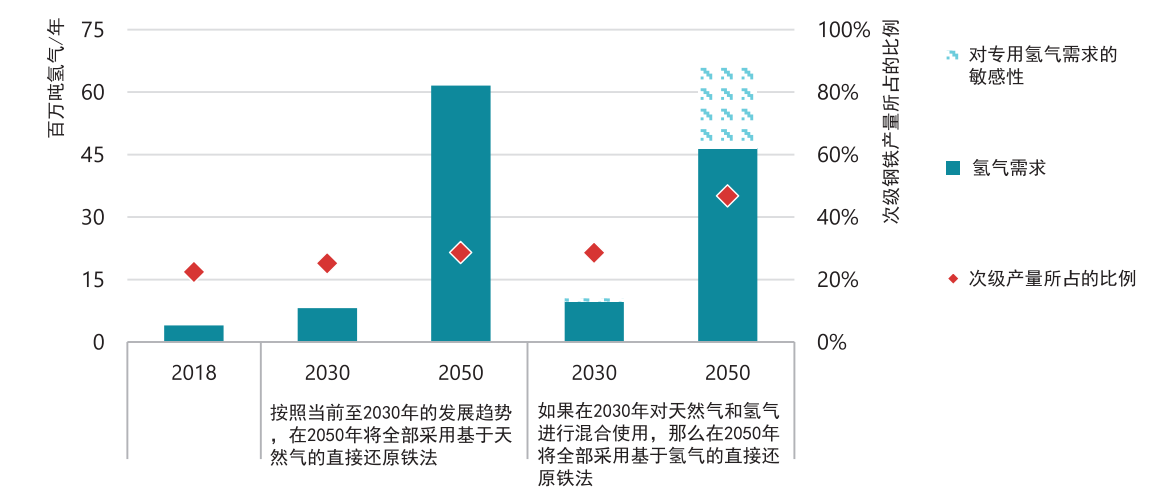


图 44. 初级钢生产过程对专用氢气的理论需求量

注释：100% 基于天然气的直接还原铁法是按当前到 2030 年发展趋势所进行的预测结果。2030 年对天然气和氢气进行混合使用以及到 2050 年将全部采用基于氢气的直接还原铁法是 HYBRIT 项目在 2030 年前大规模（150 万吨 / 年）进入示范阶段的结果，其余 30% 基于天然气的直接还原铁电弧炉法的钢铁产能将使用外部氢源来进行生产。按照这种发展趋势，到 2050 年，HYBRIT 技术将运用于所有初级钢的生产。在前一种情况下，初级钢产量比例和整体钢产量是按照当前趋势进行预测的，而后者则考虑了“巴黎协定”的影响（更多地使用次级生产工艺并提高原料的利用效率）。氢气的需求量假定为：基于天然气的直接还原铁电弧炉法为 43 千克 / 吨；基于混合气体的直接还原铁电弧炉法为 51–55 千克 / 吨，其中有 23 千克可以通过外部进行供应；100% 基于氢气的直接还原铁电弧炉法为 47–68 千克 / 吨。同时所有情况下都采用 95% 的原料利用率。目前的直接还原铁电弧炉设施通常以较高的废料比例运行以降低成本。

来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

到 2030 年，直接还原铁电弧炉工艺的氢气需求量可能增加一倍以上。到 2050 年，如果这种方法被用于所有初级钢铁的生产，那么可以使氢气的需求增长 15 倍。

在使用氢气来满足不断增长的钢铁需求的同时减少二氧化碳的排放

目前生产一吨粗钢平均产生约 1.4 吨的直接二氧化碳。³⁷ 正在开发中的几种清洁工艺技术将大大减少初级钢铁生产过程中的二氧化碳排放量（详见专栏 10）。这些清洁工艺技术大致可以分为两类：

- “避免产生二氧化碳”的工艺旨在通过采用低碳能源和还原剂（通常使用氢气）来完全避免大部分的二氧化碳排放。
- “二氧化碳管理”工艺则旨在通过直接应用碳捕获、利用与封存技术来捕获使用传统化石燃料的炼钢方法所产生的二氧化碳。

世界各地正在开展各种相关的技术研究项目，以加快这些清洁生产工艺的商业化开发进程。这些清洁工艺技术相比本章前面所提到的化工行业处于更为早期的发展阶段。

37 这并不考虑后续使用 WAG 产生过程的排放，也不考虑与集中发电相关的间接排放。这些及其他几个因素会显着影响碳的排放强度。

专栏 10. 低排放钢铁生产项目

近些年来，人们对氢气的兴趣出现过几波高潮，但均未完全转化为持续增长的投资。在对这些早期阶段的行为进行分析后不难发现，这种现象的出现可能是因为氢气能否实现大规模生产高度依赖于石油和天然气价格的涨幅情况，并且在很大程度上集中于单一的最终使用部门：即交通运输部门。

避免产生二氧化碳的工艺

HYBRIT 项目。瑞典的 SSAB 公司（一家钢铁生产商），LKAB 公司（一家铁矿球团制造商）和 Vattenfall 公司（一家电力公司）一起成立了 HYBRIT 合资企业，以探索利用一种改进的直接还原铁电弧炉工艺实施基于氢气的炼钢生产（HYBRIT，2019 年）。目前该项目正处于试验阶段，预计将于 2036 年建成第一座商业化生产工厂。试验工厂的建设成本预计为 14 亿瑞典克朗（约合 1.47 亿美元），瑞典能源署将为其中的 5.28 亿瑞典克朗（约合 5600 万美元）提供财政支持，其余则由组建该合资企业的各家公司承担。

SALCOS 项目。与 HYBRIT 项目一样，Salzgitter AG 公司和弗劳恩霍夫研究所展开了合作，并开展了在直接还原铁电弧炉工艺中使用部分氢气作为还原剂对铁矿石进行还原的试验（SALCOS，2019 年）。HYBRIT 项目的目标是从一开始就完全采用氢气作为还原剂，而 SALCOS 项目则是以天然气作为还原剂的基础之上逐渐增加氢气的比例。

GrInHy 和未来氢气项目。这两个计划均由欧盟的燃料电池和氢气联合事业（FCH JU）资助，旨在扩大新型电解槽的运用规模，以确保不同来源的可再生电力可以有效地用于钢铁生产和其他工业领域。与奥地利公用事业公司 VERBUND 公司合作开发的未来氢气项目采用了 6 兆瓦的质子交换膜设计（H2FUTURE，2019 年），而 GrInHy 项目则采用了新型可逆固体氧化物电池单元（GrInHy，2019 年）。这些项目于 2016/17 年开始启动，将于 2020 年至 2030 年间结束。

Siderwin 和 Boston Metal 项目。Siderwin 项目是一个最初由欧盟资助的研究项目，现在该项目已由 ArcelorMittal 公司推进到试验阶段。该项目采用电解冶金法生产钢材（SIDERWIN，2019 年）。Boston Metal 公司是一家初创企业，最近吸引了 2000 万美元的投资，并将其投入到用于生产各种金属的熔融氧化电解工艺的研究开发（Boston Metal，2019 年）。这两种方法可以在而不使用氢气的条件下直接利用电力进行铁矿石的还原。

用氨炼铁。日本研究人员已经实现了在实验室条件下用氨来还原赤铁矿（铁矿石的一种成分）（Hosokai 等人，2011 年）。如果这项工艺能够得到商业化应用，将能够为那些不易获得通过低碳途径所生产的廉价氢气（和氨）的地区提供了便利。

二氧化碳管理工艺

Hlsarna 工艺。Hlsarna 工艺是在超低二氧化碳炼钢技术（ULCOS）的研究过程中发展起来的，该工艺研究项目得到了欧盟和几家大型钢铁生产商的资助。目前已进入示范阶段，是一种具有显著减排潜力的炼钢工艺（特别是与碳捕获、利用与封存技术结合使用）。该工艺是升级版的熔炼还原工艺，只需对铁矿石进一步进行处理而无需炼焦炉和凝聚过程。全新的商业化生产工厂可在当前示范项目完成后的 10 年内建成。

结合碳捕获、利用与封存技术的直接还原铁工艺。Al Reyadah 公司是阿布扎比国家石油公司的全资子公司，正在对由 Emirates Steel 公司运营的具有商业规模的直接还原铁电弧炉工厂所产生的二氧化碳进行捕捉（Al Reyadah，2017 年）。这种燃烧后再进行捕捉的方法使用了一个化学分离过程，该过程比 Hlsarna 工艺过程的化学分离过程更加耗能，但是优点是可以直接应用于现有的生产设备。

以副产煤气作为原料的化学品生产工艺。目前有几个大型的试点项目已将副产煤气中包

含的氢气、一氧化碳和二氧化碳等组分应用到多个领域。这些项目所使用的工艺可以减少现有的碳排放量。此外，这些项目还提供了各种合理利用大量现有炼钢设备的方法。欧洲公私合营的 Carbon₂Chem 和 Steelanol 项目就是典型的例子。

COURSE 50 工艺。日本钢铁联合会计划对高炉 - 碱性氧气转炉工艺中用作还原剂的氢气的比例进行提升，并从高炉煤气中捕获二氧化碳气流。该工艺项目计划在 2030 至 2040 年期间进入全面示范阶段（COURSE 50，2019 年）。工艺中所使用的氢气来自处理后的高浓度副产煤气气流。这些改进工艺可以使钢铁生产过程中的二氧化碳排放量减少 30%。

资料来源：HYBRIT 项目组（2019 年），《HYBRIT - 让钢生产脱离化石燃料》；SALCOS（2019 年），《项目概况》；H2FUTURE（2019 年），《绿色氢气的生产》；GrInHy（2019 年），《项目概述》；SIDERWIN（2019 年），《利用电解冶金技术为无碳排放的工业钢铁生产提供新的工艺方法》；Boston Metal（2019 年），《我们有效地将废物转化为金属》；Hosokai 等人（2011 年），《低温氨法炼铁》，环境科学与技术；HIsarna（2019 年），《HIsarna：钢铁行业的变革者》；COURSE 50（2019 年），《通过创新技术减少炼钢过程中的二氧化碳排放》。

如果不按照当前的趋势，而是寻求一种替代性的工艺技术来使能源行业的未来发展与“巴黎协定”的目标保持一致，那么该行业的氢气需求和生产前景可能会大不相同。在这种情况下，以回收废钢为原料所生产的钢材在钢铁总产量中的份额将增长得更快，预计将从现在的 23% 增长到 2030 年的 29% 和 2050 年的 47%，而且这种增长仅受到废钢供应量的限制。相关分析研究结果表明，到 2030 年，初级钢铁产量中直接还原铁电弧炉法所产钢铁所占的比例将略有增加，预计将达到 16%。此外，提高原料利用效率战略进程的加速将导致总体钢铁产量水平的下降。

目前已有两个与直接还原铁电弧炉法相关的平行技术正处于发展阶段。到 2030 年，直接还原铁电弧炉法生产过程中所消耗天然气量的 30% 将由以电解法制备的外部来源纯净氢所代替，这可在主要设备不发生变动的情况下完成（Chevrier，2018 年）。其次，以 HYBRIT 技术（详见专栏 10）目前的开发进度，到 2030 年将建成第一个具有商业规模且 100% 基于氢气的直接还原铁电弧炉工厂，届时每年将能够供应 150 万吨的粗钢，占全球钢铁总需求量的 0.1%。

如果未来这些技术能够得到商业化应用，那么到 2030 年，钢铁行业对氢气的需求量将达到 900-1100 万吨 / 年的水平（如图 44 中的第四列），与按目前趋势所预计的 800 万吨 / 年的水平相近。然而，每年只有约 450 万吨的氢气是通过可再生电力进行制备的，其余均来自使用天然气的生产工艺。当前，只能通过传统方法（即不使用碳捕获、利用与封存技术）利用天然气所制备的氢气来满足所有额外的氢气需求。如此一来，每年将需要 230 太瓦时的电力，大约相当于目前土耳其的年均总用电量（如图 45 所示）。尽管如此，天然气仍将在 2030 年为额外的氢气的供应作出重要贡献，并将带来每年 310 亿立方米的天然气需求，这大约相当于目前西班牙的年均天然气总消耗量。在这种情况下，到 2030 年，以煤为原料的直接还原铁电弧炉法的钢铁产量将消失，并且每年将减少 1200 万吨石油当量的耗煤量，这大致相当于目前墨西哥的年度耗煤量。

从长远看，能够实现“巴黎协定”战略目标的工艺技术都在寻求如何大幅减少初级钢铁生产中的二氧化碳排放量。³⁸ 如果所用电力来自可再生能源，且所有初级钢铁的生产过程均使用 100% 氢基直接还原铁电弧炉工艺，那么将大大减少二氧化碳的排放量。如图 12 所示，这每年将需要 4700-6700 万吨的氢气（如图 44 中的第五列），而生产这么多氢气每年需要超过 2500 太瓦时的电力，大致相当于目前印度、日本和韩国三个国家的年度总耗电量（如图 45 所示）。同时还需要大量可控的水作为电解槽的原料：约 6 亿立方米 / 年，约占当今能源行业总耗水量的 1%。此外，这一过程每年还将产生约 5 亿吨的副产品氧气，可以将其应用于其他的工业领域。

38 “不产生二氧化碳排放”与“无碳”不同。在炼钢过程中还是会需要一些碳，因为它是最终材料的关键化学成分。

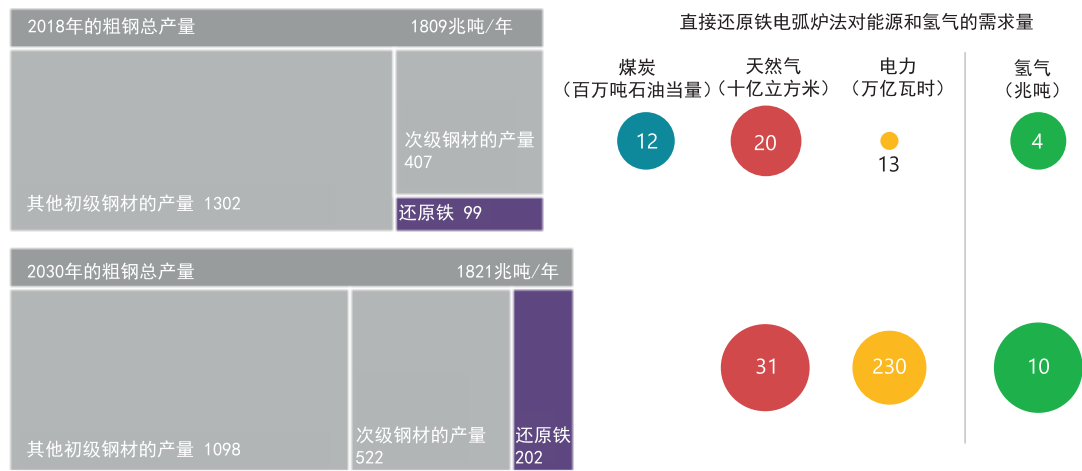


图 45. 为提供直接还原铁电弧炉工艺所需的氢气量所需消耗的能量

注释：仅包括具有商业规模的煤 / 天然气基和 100% 氢基直接还原铁电弧炉工艺的能源和氢气需求。相关需求数据是在考虑了“巴黎协定”所造成的可能影响的条件下进行预测的，包括提升原料利用效率战略的实施和最大限度地运用次级生产工艺。在计算氢气和能源的需求时，对天然气基和 100% 氢基直接还原铁电弧炉工艺的平均氢气需求进行了假设。表示能量和氢气需求量的气泡的大小是以低热值能量含量来进行计算的。氢气和能量是等价的，而不是累加的。在所有情况下都采用 95% 的原料利用率来进行计算。目前在用的直接还原铁电弧炉设施通常以较高的废料比例运行以降低成本。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

虽然氢气的作用可能在中长期内得到大幅提升，但即使在 2030 年发生转变之后，天然气仍将继续发挥重要的作用。

清洁工艺技术在成本方面的竞争力

虽然足够高的二氧化碳价格会促使人们不得不转向使用低碳氢气，但在价格未达到足够高的情况下，在直接还原铁电弧炉工艺中使用可再生氢气对天然气进行取代将进一步扩大商业化直接还原铁电弧炉法和高炉 - 碱性氧气转炉法之间的成本差距（如图 46 所示）。能源和其他原材料的投入成本占直接还原铁电弧炉工艺生产成本的 45% 左右，因此价格上的微小差异可能会对成本方面的竞争力产生重大影响。目前的天然气价格使具有商业规模的直接还原铁电弧炉生产工艺在特定情况下能与高炉 - 碱性氧气转炉工艺相竞争，而氢基直接还原铁电弧炉工艺仅在某些地方电价非常低的地区具有竞争力。氢基直接还原铁电弧炉工艺比基于天然气的直接还原铁电弧炉工艺的成本要高出许多（约高出 15-90%），甚至比使用碳捕获、利用与封存技术的工艺成本还要高（高 10-85%）。

如果以目前的能源价格作为衡量标准，那么在其他低排放钢铁生产工艺中，“结合了碳捕获、利用与封存技术的富氧熔炼还原转炉”（Hlsarna）工艺似乎拥有最低的生产成本。根据目前在公共领域的技术经济信息分析结果，该工艺技术比当前商业化高炉 - 碱性氧气转炉工艺的资本密集程度还要低，并且可以将直接二氧化碳的排放量减少 80-90% 左右。在全球大多数地区，“二氧化碳管理”工艺似乎处于更为领先的地位。然而，在与“巴黎协定”战略目标保持一致的背景下，必须对 Hlsarna 生产工艺、广泛的二氧化碳运输网络以及大规模的二氧化碳地质储存基础设施一起进行部署。

在图 46 中没有进行探讨的另一个关键因素是现有产能的存量。尽管钢铁行业近期一直在努力削减其未得到充分利用的资产，但钢铁行业仍然存在产能过剩的问题，2018 年的钢铁市场仍然比较疲软（OECD，2019 年）。此外，高炉 - 碱性氧气转炉法约占现有初级产能的 90%，该领域的钢铁生产商在未来几年内不会进行大规模的绿地投资。由于许多利用该工艺的设施是在过去的 10-20 年间建成的，新的替代性生产工艺很难在没有政策干预的情况下超越其他的生产工艺。这些状况促进了二氧化碳管理工艺的发展（详见专栏 10），二氧化碳管理工艺通常是在

国际能源署
保留所有权利

对现有综合性钢铁设施进行使用的基础上进行减排。但 Hlsarna 项目是一个例外，因为它需要进行绿地投资。

100% 氢基生产工艺若要与使用天然气 / 碳捕获、利用与封存技术的生产工艺相竞争，就必须将低碳电力的价格降至 5-35 美元 / 兆瓦时（如图 47 所示）。假设电解槽具有较高的效率且对资本性支出要求较低，那么每千克氢气的生产成本为 0.7-2.0 美元。如第 2 章所述，在能够获得低成本可再生能源的地区或许是可以实现如此低水平的成本，但在其他地方则比较困难。此外，如果这些拥有低成本可再生能源的地区没有足够的铁矿石或其他原料储备，或这些地区与钢铁需求中心相距甚远，那么可能还会涉及额外的成本费用。

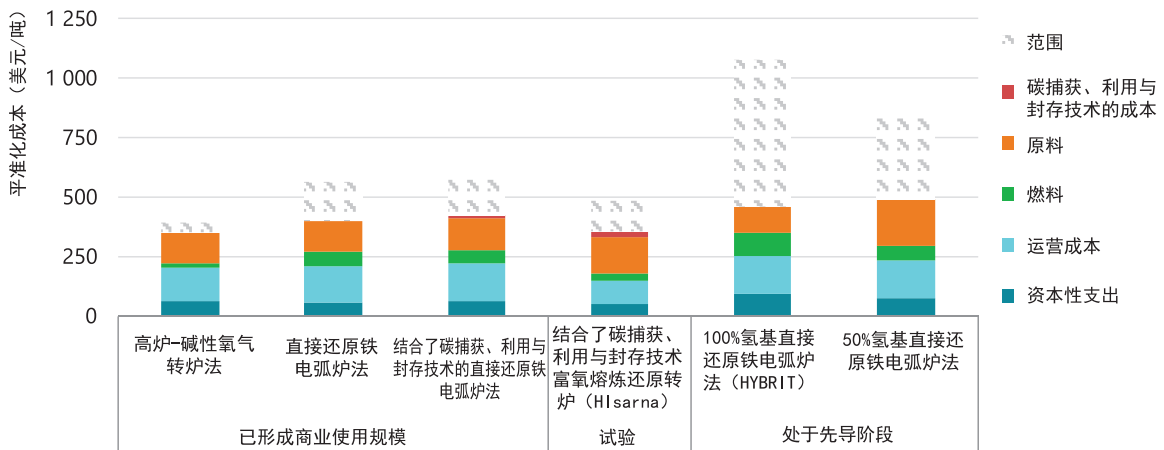


图 46. 2018 年部分新型生产工艺的钢材生产成本

注释：Oxy. SR-BOF 为富氧熔炼还原。碳捕获、利用与封存技术的成本包括捕获、运输和封存二氧化碳的成本。范围是指跨区域的整体平准化成本的范围，最低的界限代表每种技术的最佳使用情况。所有设备均采用 95% 的可用率，并使用 8% 的折现率。假设电解法生产过程全部使用可再生能源。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

氢基直接还原铁电弧炉工艺比基于天然气的工艺成本高 10% 至 90%，并且受电力成本的影响较大。

从政策角度来看，需要对两个关键领域进行扶持来推动氢气作为钢铁行业还原剂的可持续发展战略。首先，需要支持那些寻求全部以氢气作为还原剂的直接还原铁电弧炉工艺的示范项目；例如，可以采取获准得到低成本融资的政策以扩大示范规模，并为涉及技术与研究开发（R & D）的具体项目提供资金支持。

其次，必须建立差异化市场，以解决钢铁生产商引入可再生氢气后所面临的成本问题。在短期内也应对氢气与天然气的混合使用工艺给予一定的支持，以帮助扩大电解工艺和可再生能源装置的应用规模。然而一旦达到商业示范规模，就应该转为只对 100% 氢基生产工艺提供支持。例如，可以对公共采购合同进行修改，并要求公共建筑或基础设施项目的承包商逐渐提高“绿色钢铁”的使用比例。这有助于提升具有更高生产成本的产品的需求量。由于这种大量交易的大宗商品往往拥有相对较低的利润率，因而仅凭钢铁生产商自身难以承担这些成本。除此之外，在一些产品市场，特别是工业化经济体中的消费者可以接受略高的终端产品生产成本，例如将汽车价格提升 1%（ETC，2018）。

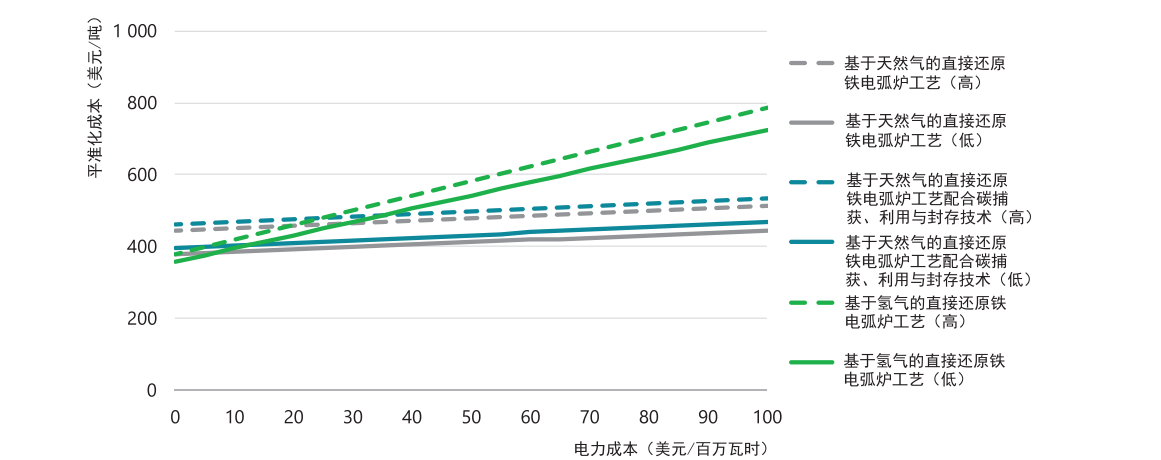


图 47. 钢铁领域中各种清洁生产工艺的长期成本对比

注释：平准化成本包括在主要生产设备上投入的资本性支出、固定的运营成本、能源和原料成本以及捕获、运输和封存二氧化碳的成本。对于使用天然气生产的途径，假设能源的利用效率最优。电解制氢气的资本性支出范围在455–894美元/千瓦电能。在低热值基准下，电解制氢气的效率为64%–74%。有关这些假设的更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权所有。

当电价为 5–35 美元 / 百万瓦时时，基于电解氢气的途径可以与配备碳捕获、利用与封存技术的天然气途径相竞争。

氢气用于产生高温热量

工业高温热量是未来氢气需求增长的一大潜在来源，但目前几乎没有为此应用生产专用氢气。工业将热量用于各种不同的方面，包括熔化、气化、干燥和催生各种化学反应。热量既可以直接使用，例如用在熔炉中，也可以间接使用，例如首先加热蒸汽，然后将其转化以满足加热需求。工业加热有三个主要温度范围：低温（<100℃），中温（100–400℃）和高温（>400℃）。

全球对工业中高温热的需求在 2018 年约为 1280 兆吨石油当量 / 年，其中仅 370 兆吨石油当量不在前几节所涵盖的化学和钢铁行业范围内（如图 48 所示）。剩下的一半以上用于水泥生产（IEA 和 CSI，2018）。根据目前的趋势，这一需求水平将逐步上升，到 2030 年将略高于 400 兆吨石油当量 / 年。即使采取了强有力的气候变化缓解措施，这一需求轨迹也不会发生重大变化，尽管能源和材料利用效率的提供可能会带来一些微小的改变。

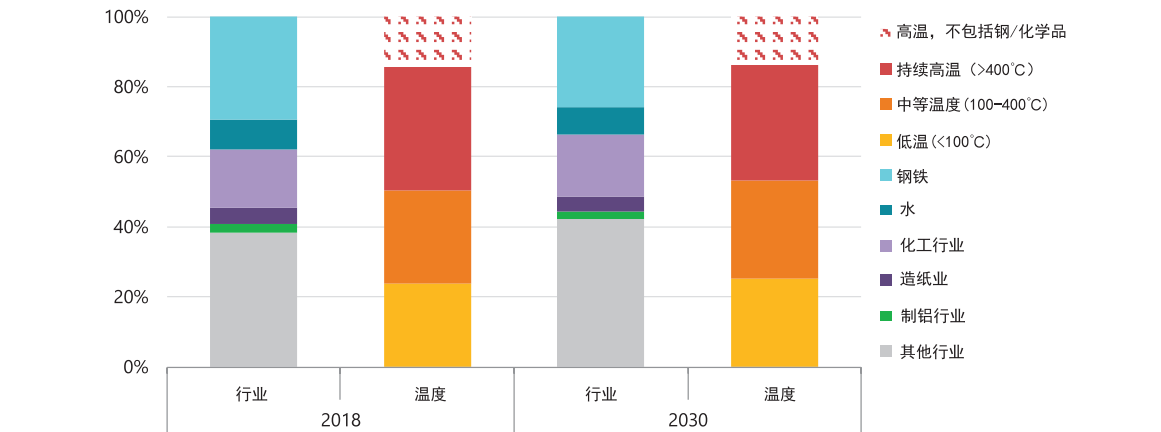


图 48. 按目前趋势工业对高温热的需求预测

资料来源：国际能源署 2019。版权所有。

工业中近 30% 的高温热量用于化工和钢铁以外的行业，这一比例在当前趋势下将基本保持稳定。

国际能源署
保留所有权利

化石燃料是当今高温热量的主要来源（约 65% 来自煤炭，20% 来自天然气，10% 来自石油），此外还有一些行业使用少量的生物质和废物供热。在某些特定领域中电力也广泛用于直接（例如钢铁工业中的电弧和感应炉）或间接（例如驱动铝熔炼中的电化学反应）地产生高温热量。电阻加热器可用于生产碳纤维，能够达到 1800℃ 的温度。有多种方法可以利用电磁加热技术（例如微波和红外线）在某些特定应用中达到类似的温度（Beyond Zero Emissions, 2018 年）。然而，尽管在这些领域都进行过可行性研究并开展了相关的示范性项目，但蒸汽裂解装置和水泥窑等几个大型工艺设备仍难于实现电气化（BASF, 2019 年；Cementa, 2019 年）。

用氢气来生产高温热量的经济性

除化工和钢铁行业之外，工业生产过程所需的高温热量每年导致约 11 亿吨的直接二氧化碳排放量，约占全球能源行业二氧化碳总排放量的 3%。经验证，使用可持续生物能源或氢气作为燃料（或直接使用氨等基于氢气的燃料）可以大幅减少碳排放水平。但是，目前用于此目的的氢气还非常少，几乎可以忽略不计。³⁹

尽管工业用高温热量领域有减少碳排放的潜力，但在现有的低碳能源中，即便二氧化碳价格达到 100 美元 / 吨，氢气仍然是化石燃料的一种昂贵替代品（如图 49 所示）。预计 2030 年生物能源的价格为 8-12 美元每十亿焦耳，在这一价格水平下，生物能源将在成本方面更具竞争力。在图 49 中所研究的所有国家中，生物能源均比含氢燃料更为便宜，因此与煤炭和天然气价格的差异较小。

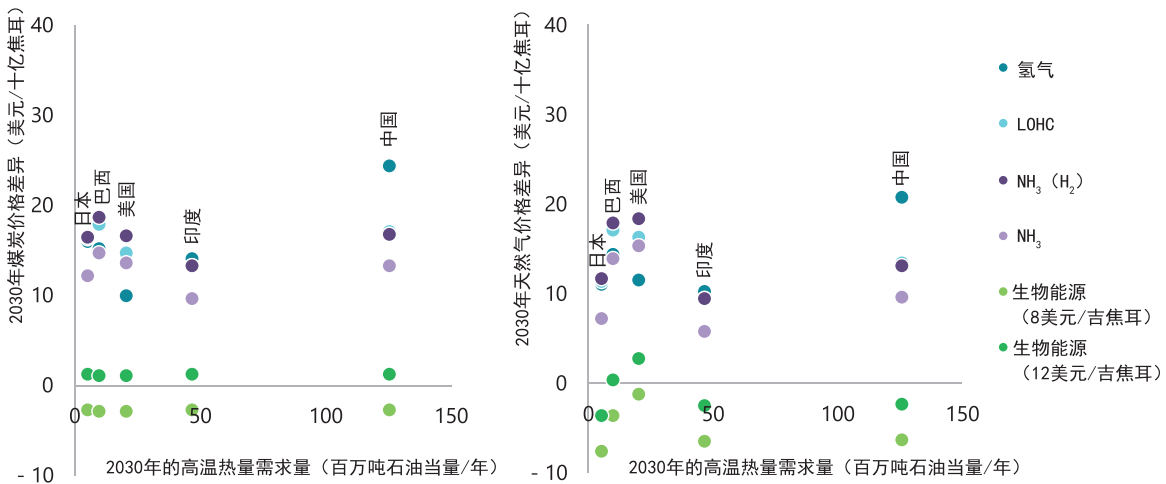


图 49. 当碳价格在 100 美元 / 吨时，使用氢气提供高温热量的经济性和未来发展潜力

注释：LOHC 为液态有机氢气载体；NH₃ (H₂) 为先以氨的形式进行输送，然后再转化为氢气；NH₃ 为以氨的形式进行运输并以氨的形式作为燃料燃烧掉。高温热量需求是指除化工和钢铁行业之外的其他行业对大于 400℃ 的热量的需求。区域价格差异是根据每种含氢燃料（无论是进口的还是国产的）的最低价格与国内煤炭和天然气价格而进行计算的。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

到 2030 年，对那些拥有高温热量需求的主要地区来说，低碳含氢燃料可能是比生物能源更加昂贵的化石燃料替代品。

到 2030 年，生物能源将在印度、中国和日本成为与天然气具有成本竞争力的高温热源，即使届时生物能源价格仍处在较高的水平（12 美元每十亿焦耳）。这考虑了“巴黎协定”对能源系统所造成的影响，这些地区的天然气价格相对较高（3.8-10.6 美元 / 百万英热单位）。若要使最便宜的含氢燃料（交付成本为每千克氢气 2.3-2.7 美元）与煤炭和天然气相比在价格方面具备竞争力，则需要将二氧化碳的价格提升到 200 美元 / 吨左右。

³⁹ 没有将再循环用于燃烧的燃料气体中的氢气（例如焦炉煤气，蒸汽裂化产生的副产物气体）包括在内。本次分析没有对这些副产品气体的利用进行考虑，因为它们无法代表未来低碳氢气产量的增长。

然而，尽管氢气成本相对较高且需要克服某些实际困难，但氢气确实为不同领域的脱碳工艺带来了益处（详见专栏 11）。例如，低碳氢气可有助于分布较为分散的工业高温热量需求地区实现脱碳，因为在这些地区直接应用碳捕获、利用与封存技术可能是不切实际的。通过管道输送或使用小规模现场电解制备氢气可以为这些“难以到达”的工业区域供应低碳能源。如果未来可持续生物能源的供应量有限，那么届时氢气便可以发挥其潜在的用途；生物能源也可以在航空等其他终端行业中得到应用。

专栏 11. 在工业中利用氢气提供热量所面临的普遍问题

由于一些行业所使用的能量转换装置（如窑炉、熔炉、锅炉、反应堆）具有多样性和特殊性，使得纯氢气不能简单地对许多工业领域中所使用的煤或天然气进行取代。例如，在水泥行业，下列问题的出现对现有设备和工艺的改进提出了要求，当然这会增加能量转换的总成本：

- 氢气相比含碳燃料具有更高的燃烧速度，且具有不发光的火焰，因而难以进行光学监测。由于氢气的燃烧速度很低并拥有可见的火焰，使用氢气 / 氢气混合物可以在一定程度上解决这一问题，同时也有助于减少 NO_x（氮氧化物）的排放（Li 等人，2014 年）。
- 与其他燃料相比，氢气燃烧火焰的辐射传热相对较低，需要将其他（无碳）介质（如熟料粉尘）加入到燃料流中（Hoenig、Hoppe 和 Emberger，2007 年）。
- 可能需要对目前的燃烧器进行重新设计，使其能够很好地适应所加入的任何新介质（例如，应对熟料粉尘的磨蚀性）。
- 氢气与某些金属接触后会导致金属的腐蚀并增加金属的脆性，因此需要采取新刷涂层或采取其他保护性措施。
- 间歇性的氢气供给可能会给采用“按需生产”工艺模式的用户带来困难，并可能会产生昂贵的现场储存成本。
- 由于氢气具有爆炸性，因此与传统燃料相比，氢气现场处理和储存为使用者增添了额外的困难。虽然许多工业企业拥有非常丰富的有害物质处理经验，但以其他形式来储存氢气可能会更加安全，例如以氨的形式（Hoenig、Hoppe 和 Emberger，2007 年）。

资料来源：Hoenig、Hoppe 和 Emberger（2007 年），《碳捕集技术 – 水泥行业的选择和潜力》；Li 等人（2014 年），《对使用氢气和氨作为燃料的研究：燃烧特性和 NO_x 组成的研究》，国际能源研究杂志。

参考文献

Al Reyadah (2017 年),《CSLF 认可项目审查: Al Reyadah 碳捕获、利用与封存项目 (第一阶段 Emirates Steel)》(报告), [www.cslforum.org / cslf / sites / default / files / documents / AbuDhabi2017 / AbuDhabi17 -TW-Sakaria- Session2. pdf](http://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/AbuDhabi2017/AbuDhabi17-TW-Sakaria-Session2.pdf)。

Allwood, J. 和 J. Cullen (2012 年), 《可持续原料的研究进展》, UIT Cambridge。

BASF (2019 年), 《气候友好型化学品生产的创新举措》, [www.basf.com / global / en / media / news-releases / 2019/01 / p-19-103.html](http://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2019/01/p-19-103.html)。

Beyond Zero Emissions (2018 年), 《电气化行业的零碳工业计划》, [https // bze.org.au/wpcontent/ uploads / electrifying-industry-bze-report-2018.pdf](https://bze.org.au/wpcontent/uploads/electrifying-industry-bze-report-2018.pdf)。

BioMCN (2019 年), 《BioMCN 公司的甲醇和生物甲醇的生产过程》, [www.biomcn.eu / our-product /](http://www.biomcn.eu/our-product/)。

Boston Metal (2019 年), 《我们有效地将废物转化为金属》, [https: // www.bostonmetal.com/ moetechnology/](https://www.bostonmetal.com/moetechnology/)。

Brown, T. (2019 年), 《为氨生产工厂脱碳: Yara Sluiskil》, <https://ammoniaindustry.com/ammonia-plant->

国际能源署
保留所有权利

revamp-to-decarbonize-yara-sluisil/。

CARB (加州空气资源委员会) (2019a), 《行政法办公室 (OAL) 于 2019 年 1 月 4 日批准的低碳燃料标准规定》, [www.arb.ca.gov / fuels / lcfs / fro_oal_approved_clean_unofficial_010919.pdf](http://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/fro_oal_approved_clean_unofficial_010919.pdf)。

CARB (2019b), 《获得认证的低碳燃料标准生产工艺的碳排放强度》, [www.arb.ca.gov / fuels / lcfs / fuelpathways / pathwaytable.htm](http://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/fuelpathways/pathwaytable.htm)。

Cementa (2019 年), 《CemZero – För en klimatneutral cementtillverkning》, [www.cementa.se / sv / cemzero](http://www.cementa.se/sv/cemzero)。

Chevrier V. (2018 年), 《钢铁生产行业对氢气的使用》(报告), Midrex Technologies, [www.energy.gov / sites / Prod / files / 18/58 / ff / o-Scale-kickoff-2018-8 -chevrier.pdf](http://www.energy.gov/sites/Prod/files/18/58/ff/o-Scale-kickoff-2018-8-chevrier.pdf)。

CIEP (Clingendael 国际能源计划) (2018 年), 《炼油厂 2050 规划: 对清洁分子进行提纯》, CIEP, 海牙。

COURSE 50 (2019 年), 《通过 Cool Earth 50 计划的创新技术来减少炼钢过程中的二氧化碳排放》, www.jisf.or.jp/course50/research/index_en.html。

能源转型委员会 (ETC) (2018 年), 《可以完成的任务: 到本世纪中叶实现零碳排放目标》, www.energytransitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf。

Enerkem (2019 年), 《Enerkem 通过回收垃圾中的碳使化工行业实现可持续发展》, <https://enerkem.com/biofuels-and-green-chemicals/renewable-chemicals/>。

法能集团公司 (2019), 《法能集团和雅苒国际集团共同让绿色氢气进入工厂》, [www.engie.com/en/news/yara green-hydrogen-factory](http://www.engie.com/en/news/yara-green-hydrogen-factory)。

ET Energy World (2018 年), 《研究煤制甲醇可行性的行动小组》, 经济时报, <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/coal/task-force-to-study-feasibility-ofmaking-methanol-from-coal/62417181>。

Remus, R. 等人 (2000 年), 钢铁生产的最佳可行技术 (BAT) 参考文件, 联合研究中心, 欧盟委员会, 布鲁塞尔。

Fraunhofer IMWS (2018 年), 《Fraunhofer IMWS 和 OCP 集团签署的谅解备忘录》, Fraunhofer 材料与系统微结构研究所, www.imws.fraunhofer.de/en/presse/pressemitteilungen/OCP-group-cooperation-fertilizersammonia-hydrogen.html。

德国政府 (2018 年), 《“绿色”氢气召唤着智利工业》, 联邦环境、自然保护和核安全部, [www.international-climateinitiative.com / en / news / article /%27green%27_hydrogen beckons_for_chilean_industry](http://www.international-climateinitiative.com/en/news/article/%27green%27_hydrogen beckons_for_chilean_industry)。

GrInHy (绿色工业氢气) (2019 年), 《项目概述》, [https://www.green-industrialhydrogen.COM /](https://www.green-industrialhydrogen.COM/)。

H2FUTURE (2019 年), 《绿色氢气的生产》, [www.h2future-project.eu / technology](http://www.h2future-project.eu/technology)。

Hlsarna (2019 年), 《Hlsarna: 钢铁行业的变革者》, www.tatasteeleurope.com/static_files/Downloads/Corporate/About%20us/hlsarna%20factsheet.pdf。

Hoenig V., H. Hoppe 和 B. Emberger (2007 年), 《碳捕集技术 - 水泥行业的选择和潜力》, 波特兰水泥协会, www.nrmca.org/taskforce/item_2_talkingpoints/sustainability/sustainability/sn3022%5B1%5D.pdf。

Hosokai S. 等人 (2011 年), 《低温氨法炼铁》, 环境科学与技术, 第 2 期第 45 卷, 第 821-6 页。

HYBRIT (2019 年), 《HYBRIT - 走向无化石燃料的钢铁生产道路》, www.hybritdevelopment.com/。

国际能源署 (2019a), 《石油 2019》, IEA, 巴黎。

国际能源署 (2019b), 《清洁能源转型中的原料利用效率》, 国际能源署, 巴黎。

国际能源署 (2018a), 《2018 年世界能源展望》, 巴黎。

国际能源署 (2018b), 《石油化工的未来: 生产更具可持续性的塑料和肥料》, 国际能源署, 巴黎。

国际能源署 (2016 年), 《碳捕集与封存技术 20 年的发展历程》, 国际能源署, 巴黎。

国际能源署和水泥可持续发展倡议组织 (2018 年), 《技术路线图: 水泥行业的低碳转型》, 国际能源署, 巴黎。

IFA (国际肥料协会) (2018 年), 国际化肥协会数据库, <http://ifadata.fertilizer.org/ucSearch.aspx>。

Levi P. 和 J. Cullen (2018 年), 《绘制全球化工产品的流动图: 从化石燃料原料到化工产品》, 环境科学与技术, 第 4 期第 52 卷, 第 1725-34 页。

Li, J. 等人 (2014 年), 《对使用氢气和氨作为燃料的研究: 燃烧特性和 NOx 的组成的研究》, 国际能源研究杂志, 第 38 卷, 第 1214-23 页。

- 甲醇研究所（2019 年），《甲醇价格与甲醇的供应需求》，[www.methanol.org / methanol-pricesupply-demand /](http://www.methanol.org/methanol-pricesupply-demand/)。
- OECD（经济合作与发展组织）（2019 年），钢铁委员会第 85 届会议，www.oecd.org/industry/ind/Item_3.b_i_1_Market_report_Fabien.pdf。
- SALCOS（2019 年），《项目概述》，https://salcos.salzgitter-ag.com/en/index.html?no_cache=1。
- Schmuecker Pinehurst Farm LLC（2019 年），《无碳排放的可再生能源》，<http://solarhydrogensystem.com/>。
- Shuqin J. 和 Z. Fang（2018 年），《化肥和农药使用的零增长：中国的目标、进展和挑战》，资源与生态学杂志，第 1 期第 9 卷，第 50-8 页。
- SIDERWIN（2019 年），《利用电解冶金技术对为无二氧化碳排放的钢铁生产提供新的工艺方法》，www.siderwin-spire.eu /。
- VärmlandsMetanolLtd（2017 年），《VärmlandsMetanol 有限公司简介》，www.varmlandsmetanol.se/dokument/Folder%20VM%20nov%202017%20eng.pdf。
- WoodMackenzie（2018 年），甲醇生产及供应数据库，www.woodmac.com/research/products/chemicals-polymers-fibres/。
- 世界钢铁协会（2018 年），2018 年钢铁统计年鉴，[www.worldsteel.org/en/dam/jcr: e5a8eda5- 4b46-4892-856b-00908b5ab492 / SSY_2018.pdf](http://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:e5a8eda5-4b46-4892-856b-00908b5ab492/SSY_2018.pdf)。
- 世界钢铁协会（2019 年），《世界粗钢生产概述》，[www.worldsteel.org / en / dam / jcr: dcd93336-2756-486e-aa7f-64f6be8e6b1e / 20182520global%2520crude%2520steel%2520production.pdf](http://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:dcd93336-2756-486e-aa7f-64f6be8e6b1e/20182520global%2520crude%2520steel%2520production.pdf)。

第 5 章：氢在运输、建筑和电力方面的使用机遇

- 除现有的工业应用之外，氢在诸多领域均具有长期的应用前景。如果氢比其他能源物质的生产和使用成本更低，那么不论是运输、建筑还是电力行业都有可能对氢气进行广泛使用。然而，由于氢气的开发和部署过程相对复杂，这就意味着需要周密制定相关的扶持性政策来推动氢能源的广泛使用。
- 氢燃料电池电动汽车在交通运输中的竞争力取决于燃料电池的成本以及燃料站的建设和使用。若想将氢气应用于汽车，首先考虑的便是如何降低燃料电池和车载储氢设备的成本。一旦实现，氢能源汽车便能够在 400-500 千米的行驶里程上与纯电动汽车相竞争，这对优先考虑购买新能源汽车的消费者来说具有潜在的吸引力。而对于卡车来说，优先考虑的则是如何降低氢气的到货交付价格。在部署的早期阶段，建造加氢站来为辐射状交通网内的专用车队提供服务有助于保持较高的加氢站利用率，是一种可促使基础设施建设起步的方法。
- 海运和航空业的低碳燃料选择十分有限，这是氢燃料的一大机遇。氨和氢气虽然有可能解决运输过程中的环保问题，但与石油类燃料相比其生产成本很高。液体氢燃料为航空业提供了一个颇具吸引力的潜在选择，而代价则是更高的能源消耗量以及更高的潜在成本。低碳战略目标或其他形式的政策支持对氢能源的发展前景至关重要。
- 建筑行业近期为氢能源提供的最大的机遇是将氢气整合到现有的天然气管网中。到 2030 年，用于建筑供暖的低浓度混合氢气可能达到 400 万吨 / 年的潜在使用量，如果可以实现氢气的低碳生产，那么这将有助于减少温室气体的排放。对于多单元住宅和商业建筑，尤其是在人口稠密的城市的住宅建筑，氢气的使用价值最大。同时在建筑区域对热泵的能源转换要比在其他地点更具挑战性。氢能源在供热领域的长期前景可能包括直接在氢锅炉或燃料电池中使用氢气，但能否成功实现都将取决于基础设施的升级情况以及用以解决安全问题并为公众提供安全保障的措施的效果。
- 发电行业为氢和含氢燃料提供了许多使用机遇。短期内，氨可以在燃煤电厂中参与共同燃烧，从而减少二氧化碳排放。氢和氨在燃气轮机或燃料电池中的使用是较为灵活的应用方式。灵活性较高的发电厂通常拥有较低的容量系数，因此对这类发电厂来说只有当氢气成本低于 2.5 美元 / 千克时才具有较高的竞争潜力。在发电行业，氢能源的主要竞争对手为使用碳捕获、利用与封存技术制备的天然气以及沼气。从长远看，氢气可以在大规模的长期储能中起到平衡季节性需求变化的作用。

若要实现氢气长期的规模化应用，则需要第 4 章所述的工业用氢气的基础上更进一步对其进行提升，同时需要给出氢气在各新兴行业中可作为多用途燃料的强有力证据，而这在很大程度上取决于氢气帮助实现混合燃料多样化的能力。如果氢气是使用低碳能源制备的，那么氢气可帮助发电行业向清洁能源系统进行过渡。在工业应用之外，氢气仍然有很多应用机遇：几乎所有的运输工具都可以使用氢或含氢燃料；建筑物的加热、冷却和电力需求也可以利用氢气进行供应；此外，电力部门也可以使用氢气或氨等含氢燃料来生产电力。

考虑到氢的上述多功能性，一种全面的未来低碳氢经济社会构想可能会十分诱人。然而，最近其他清洁能源技术也面临较多的使用机遇，尤其是直接用电的解决方案，这意味着未来氢气更有可能整合到多样化的互补能源网络中。与其他低碳能源相比，氢气在特定终端行业的使面临着很多技术和经济方面的挑战，因此在这些行业中氢气更有可能与其他低碳能源进行整合。对运输系统的依赖也会对氢气的使用产生影响，例如，在许多国家铁路运输已普遍实现了电气化。

本章将探讨氢气在运输、建筑和电力部门的各种可能应用。为此，将对氢气和含氢燃料的潜在机遇及其相对其他替代性燃料的成本竞争力进行讨论。

国际能源署
保留所有权利

氢气可以作为一种基础性清洁运输燃料

长期以来，人们普遍认为氢气是一种潜在的运输燃料。因而一直被视为成品油和天然气的低碳替代品，同时也可作为诸如电力和先进生物燃料等其他替代能源的补充，。由于像纯电动汽车（BEV）一样，其尾气排放量为零，因此氢燃料电池电动汽车（FCEV）能够减少当地的空气污染。如第 2 章所述，氢气可以转化为含氢燃料（包括合成甲烷、甲醇和氨）以及具有一系列潜在运输用途的各种合成液体燃料。由电解氢制成的合成液体燃料通常被称为“电制液（power-to-liquid）”。

表 5 列出了氢气及上述含氢燃料在不同运输方式下的适用性，并对其部分优点和缺点进行了阐述⁴⁰。一般来说，含氢燃料可以利用现有基础设施进行运输，并仅需对价值链进行少量改动，但代价是利用效率的损失。含氢燃料为航空（以合成喷气燃料的形式）和海运（以氨的形式）提供了特殊的优势，而单纯的氢气或电能则很难在这些领域进行使用。

表 5. 氢及其衍生产品在运输中的潜在用途

	目前的使用情况	需求方面	未来部署	
			机遇	挑战
轿车和面包车（轻型车）	目前已有 11200 辆车正在投入使用，主要分布于加利福尼亚、欧洲和日本	全球汽车库存预计将继续增长；氢能源汽车可能将占据该市场的一些份额。	氢气：加气时间短，储能重量轻，无尾气排放。与锂电池相比，燃料电池所需的原料供应量可能更低。专用车队有助于提升加油站的低利用率；长途和重型车辆是最有潜力的使用方面。	氢气：最初加氢站较低的利用率提高了燃料成本；燃料电池和其储能成本需要进一步降低；“从油井到油箱”这一过程中会造成一部分的效率损失；电制液：耗电量大，生产成本高；氨：对终端用户具有腐蚀性和有害性。这意味着其使用可能仍将局限于专业作业人员。
卡车和公共汽车（重型车辆）	示范和利基市场：约 25000 台叉车 500 辆公共汽车 400 辆卡车以及 10 辆货车。预计到 2019 年底，中国*将有数千辆氢能公共汽车和卡车	长途和重型车辆更加青睐于氢气的使用。		
海运	限于小型船舶示范工程和大型船舶船载的供电	到 2030 年，海运活动将增长 45% 左右。2020 年的空气污染治理目标和 2050 年的温室气体减排目标可促进含氢燃料的发展。	考虑到其他燃料的使用受到了不同程度的限制，氢气和氨是国内航运脱碳国家战略和国际海事组织温室气体减排战略的候选方案。	氢气：比其他燃料拥有更高的储能成本 氢气 / 氨：储存燃料需要更多的空间应而损失了一部分货物运输量（由于其密度低于当前使用的液体燃料）
铁路	德国已有用两列氢能列车	在许多国家，铁路是运输的支柱。	氢能列车在铁路货运方面最具竞争力（运输网络利用率较低的地区性线路和跨境货运）	铁路是电气化程度最高的运输方式；氢能和电池电力列车亦实现了部分线路的电气化，这两种方式都可以替代非电气化运行的铁路运输，这对许多地区来说都十分重要。
航空	仅限于小型示范性项目和可行性研究	是增长最快的客运模式。由于纯氢需要大容量的储能设施，使得电制液和生物燃料更适用于这种运输模式。	电制液：需对现有的分配、运营模式和设施进行改造升级；通过提高产量来最大限度地利用生物量 氢能：与电池一起在机场和滑行期间提供机载能源供应。	电制液：目前比煤油贵 4–6 倍，从长期看，其成本会逐渐下降至煤油的 1.5–2 倍（见第 2 章），价格可能会出现上涨，届时需求量可能会降低。

* 中国 = 中华人民共和国。

40 车载存储的容量要求是氢气面临的一大关键挑战。虽然每千克氢的能量约为化石燃料的三倍，但当压缩到车载气态氢的典型储存压力（70 兆帕）时，氢的能量密度仅为传统燃料的八分之一。

公路运输

目前，轻型燃料电池电动汽车（FCEV）在行驶过程中对氢气的直接使用受到了最为广泛的关注。此外，燃料电池电动技术也可应用于材料的处理（主要是叉车）、公共汽车、火车和卡车⁴¹。

目前氢气是如何用于公路运输的？

汽车

汽车占据了公路运输燃料电池发电应用的绝大部分（E4Tech，2018 年）。2018 年燃料电池电动汽车的销售量约为 4000 辆，总库存量亦达到 11200 辆（图 50），比上年增长 56%（AFC TCP，2018 年）。然而，与 2018 年 510 万辆的纯电动汽车（BEV）库存量（国际能源署，2019A）以及超过 10 亿辆的全球汽车库存量相比依旧微乎其微。在已注册的燃料电池汽车中，美国约占一半，其次是日本（约四分之一）、欧盟（11%，主要在德国和法国）和韩国（8%）。几乎所有的乘用车燃料电池电动汽车都是由丰田、本田和现代等企业制造的，此外奔驰最近也开始租赁和销售数量有限的携带燃料电池的插电式混合动力汽车。

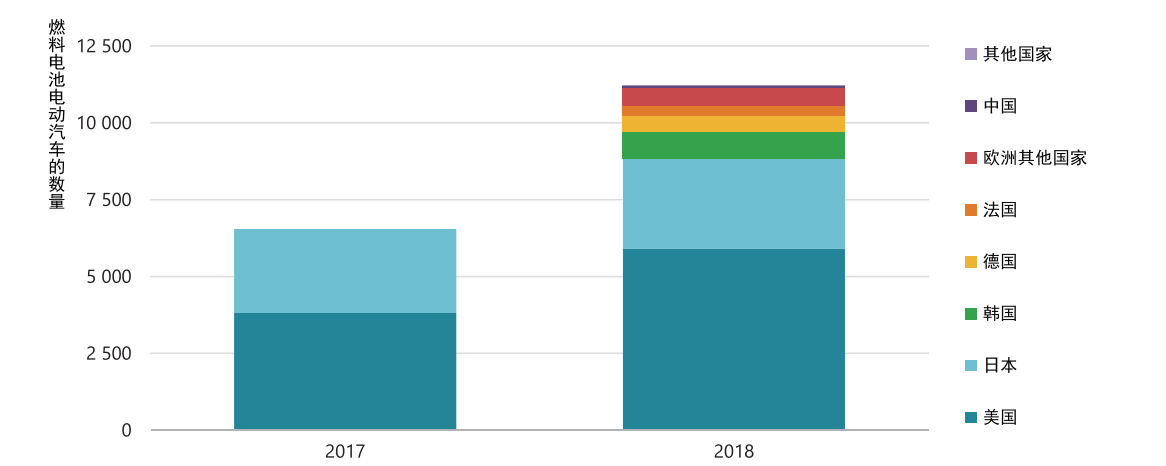


图 50. 流通中的燃料电池电动汽车数量，2017-18 年

资料来源：AFC TCP（2019），国际能源署关于燃料电池电动汽车数量、加氢站数量和其他使用对象数量的调查结果。

2018 年，全球约售出 4000 辆燃料电池电动汽车，同比增长近 56%，但这仍仅占全球轻型汽车市场的一小部分。

公共汽车、卡车及其他货车

氢燃料电池电动叉车作为现有普通电池电动叉车⁴²的替代品已在商业上证实可行，据估计全球已有 25000 台叉车使用燃料电池。就公共汽车而言，中华人民共和国（“中国”）所报告的部署规模最大，截至 2018 年底，用于示范项目的已登记公共汽车已达 400 多辆（AFC TCP，2019 年；Hongxiang，2018 年）。据估计，2017 年欧洲也有 50 辆燃料电池电动公共汽车投入运营，在加利福尼亚州有 25 辆投入了运营，美国其他州约有 30 辆（E4Tech，2018 年）。其他的示范项目也已经在韩国和日本推出了燃料电池电动公共汽车。氢燃料车辆的成交量正迅速扩大，预计到 2020 年底，将有数千辆汽车投入运营（大部分在中国）。

目前，全球至少已有 11 家公司正在生产燃料电池电动客车。因为其续航里程较长，因而一般白天不需要在白天进行充电，因此通常十分适合长程运输（每天 200 千米以上）或更大型的公共汽车车队，毕竟给汽车加氢比给普通电池电动公共汽车充电更简单。此外，也能够为车辆

41 燃料电池电动汽车在叉车市场上取得成功的关键在于其需要大量的电力并面临严格的尾气排放要求。叉车经常在封闭的环境中工作，而在封闭的环境中，内燃机会使人体暴露于较高水平的尾气中。

42 其经济性源于高利用率、快速充电、小型电网充电以及能够更好地利用投入资本（即充电时无电池离线）。一个关键的先决条件在于通过专用叉车车队能够确保加氢站的较高利用率。

提供了更为灵活的路线选择。例如，在一年中的某些时段延长给定路线的运输里程。

新型电池电动卡车和公共汽车最近已经被生产、购买并投入使用。用于组建车队的公共汽车的市场销量增长速度最快，这些汽车每天都能够活动充电机会并具有有限的日里程数（最高达 350 千米），尤其是城市公共汽车和运输车队的车辆。在这些车队中，某些特定的作业需要密集开展，并需要较长的续航距离。一些车队所有者和作业者发现，对于拥有氢站的地区，在轻型和中型卡车及公共汽车上安装燃料电池续航器具具有一定的成本效益。尤其是对于城际公共汽车，这可能是燃料电池动力系统的一种十分具有竞争力和使用前景的应用。

在卡车应用方面，中国引领着燃料电池电动卡车的全球部署，并承担了大部分示范项目。2018 年在全国范围已注册的车辆为 412 台（AFC TCP，2019 年），另外还有 100 辆面包车使用了燃料电池。另外，据报道，仅如皋市就有 500 辆氢燃料电池运输车辆处于运营状态，在上海及其周边地区全面运营的车辆也超过 100 辆（洪翔，2018；E4Tech，2018）。在中国以外的国家和地区，联邦快递和 UPS 这两家运输公司正在美国试用配有燃料电池续航器的 6 级运输车辆，而 H2share 项目则计划在欧洲测试一辆 27 吨重的卡车性能（E4Tech，2018；H2 Share，2018）（专栏 12）。法国邮政和法国其他物流公司也在其车队中的 300 辆电池电动汽车上安装了小型燃料电池作为里程续航器，而其他公司已将法国电动货车的燃料电池续航器推向了市场（Afhyprac，2017 年）。

加氢站

虽然目前加氢站的数量相对有限，但在过去几年中已呈现出上升势头。到 2018 年，公路运输车辆的加氢站（包括公共和私人两种类型）在全球范围内的数量达到了 381 个（如图 51）。其中，日本（100 个）、德国（69 个）和美国（63 个）是公共加氢站数量最多的三个国家。然而，与纯电动汽车相比，这些数字依旧很小：全球范围内，轻型汽车的公共快速充电器几乎达到 14.4 万个，公共慢速充电器也有 39.5 万个，而私人充电器则达到了 470 万个（国际能源署，2019a）。这些数字意味着，平均每个公用充电器要为 10 辆纯电动汽车提供服务，而私人充电器则为 1 辆。在大多数已部署加氢站的地区，每个加氢站平均所对应的燃料电池电动汽车数量要高得多（如图 51）。而那些得到完全开发的基础设施，每个站点预计对应应多达 2500-3500 辆燃料电池电动汽车（Robinius 等人，2018 年）。

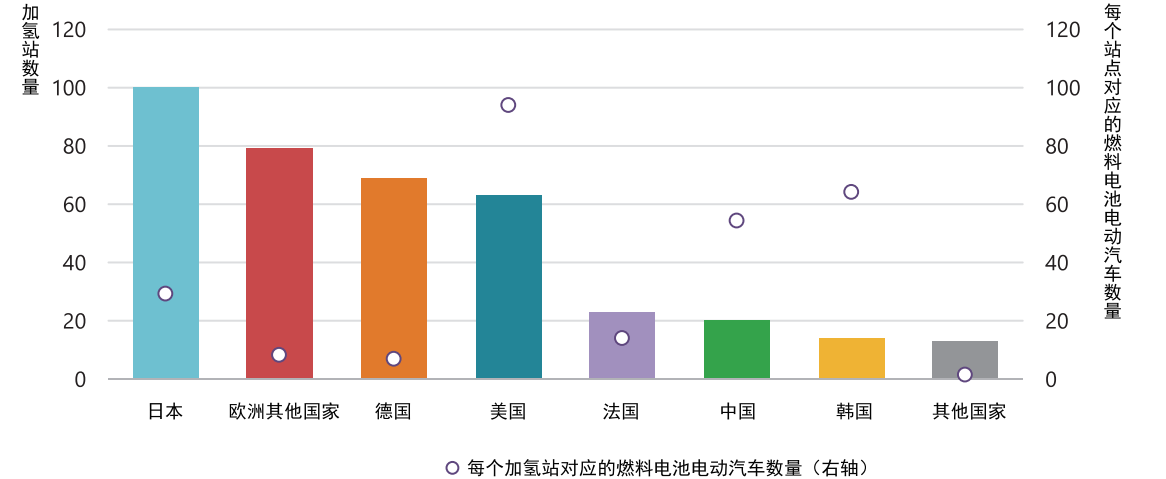


图 51. 加氢站及其利用情况，2018 年

注：加氢站数量包括了公用及私人拥有的加氢装置。用于估计比率的燃料电池电动汽车数量仅包括轻型车辆，因此不能反映服务于其他类型公路车辆的加氢站的情况。
资料来源：AFC TCP（2019），AFC TCP 关于燃料电池电动汽车数量、加氢站数量和目标数量的调查结果。
各国所拥有的加氢站数量与轻型燃料电池电动汽车数量的比例差异显著，这反映了不同国家氢燃料电池部署方式、加氢站规模、储能压力和利用率差异。

氢气的交付价格对加氢站的利用率高度敏感。例如，如果每个加氢站对应 10 辆车（例如在欧洲），且其氢气供应量仅为 50 千克氢气 / 天⁴³，那么意味着泵的运行时间将不足全天的 10%。如果加油站的建设和运营成本在加油站的整个使用寿命内由燃料销售来进行补偿，那么这就意味着氢气价格将高达 15-25 美元 / 千克⁴⁴。较高的汽车与加氢站的比例意味着车辆与基础设施的部署更加协调，同时可带来更低的氢气价格。然而，一些高比例国家现有的燃料电池电动汽车主要用作车队车辆，因而现有的固定路线和加氢模式并能代表性更加广泛的部署需求。中国和法国就是典型的例子。

各国之间这一比例的差异表明，其针对与基础设施开发有关的风险采取了不同的应对方法。加氢站投产一般需要 2 年，但在中国只需 6 个月（CEC，2017 年）。为了缓解与基础设施开发相关的协调性问题和时滞性问题，可以在制氢厂内或其附近（例如在工业场地、联运枢纽中心或港口）利用加氢站为专用车队（如工业作业车辆，公共汽车或出租车）提供服务。

专栏 12. 关于公路运输中氢能使用的国家及企业项目

- 如今，丰田和现代公司在燃料电池电动汽车的制造方面处于领先地位，并且都有雄心勃勃的增产计划。丰田所宣布的目标是在 2020 年后每年生产超过 3 万辆的燃料电池电动汽车，而目前的年产量约为 3000 辆（Tajitsu 和 Shiraki，2018 年）。目前现代汽车公司的燃料电池系统生产能力约为 3000 套 / 年，其目标是到 2030 年将这一产能扩大到 70 万套 / 年，其中 70% 将用于公路燃料电池电动汽车（Kim，2018 年）。
- 目前数千辆燃料电池电动公共汽车等待投入生产，并在未来五年内处于预定状态，其中大部分汽车为中国所有。一般来说，由政府支持的项目将直接支持这些订单，如欧洲的燃料电池与氢气联合项目以及美国的国家燃料电池巴士项目。在韩国，某公私合营企业计划在 2022 年前部署 1000 辆燃料电池电动公共汽车，以此推动并实现韩国 2040 年战略规划中部署 4 万辆燃料电池电动汽车的目标（Study Task Force，2019 年）。目前，韩国的天然气动力公共汽车队拥有 2.6 万辆汽车，这些汽车都可以转型为氢动力汽车（O'Dell，2018 年）。日本计划在国内部署 100 辆燃料电池电动公共汽车，并用于 2020 年东京夏季奥运会。
- 就卡车而言，一些成熟的卡车制造商，如现代、斯堪尼亚、丰田、大众、戴姆勒和标致雪铁龙集团正在开发相关的车型。一些新公司如成立于 2014 年的 Nikola Motor 公司也在开发此类车型。从订单数量来看，现代公司和 Nikola 公司处于领先地位，1600 辆现代公司的燃料电池电动卡车（与 H2 能源公司合作开发）计划于 2025 年在瑞士及其他欧洲国家推出（Actu，2019 年）。Nikola 公司也已经获得了大量的资金支持和半挂卡车的预购订单，其中包括最近推出的欧洲车型 Nikola Tre（Nikola，2018a；Nikola，2018b）。现代和 Nikola 公司都密切参与氢气燃料的供应（主要通过可再生电力制备），以确保一开始就能够满足用户的燃料需求。此外，丰田公司正与加州空气资源委员会、洛杉矶港和长滩港进行合作，对其所生产的 8 级卡车进行试验。此外，联邦快递、UPS 和 DHL 等运输公司也打算对燃料电池续航汽车进行试用。相比之下，Streetscooter 公司（现为 Deutsche Post DHL Group 所有）的目标是到 2020 年将燃料电池续航能力的面包车投入运营。

资料来源：Tajitsu 和 Shiraki（2018 年），“丰田计划扩大生产，降低氢燃料电池汽车的成本”；Kim（2018 年），“现代计划投资 67 亿美元以提高燃料电池的产量”；Study Task Force（2019 年），“韩国的氢能路线图：为韩国未来的氢能经济提出规划、路线图和建议”；O’ Dell（2018 年），“2018 年是商用车电气化的转折点”；Actu（2019 年）；Nikola（2018a），“Nikola 公司在第三轮竞标中以 2.1 亿美元进行了超额认购”；Nikola（2018b），“Nikola 公司在 8 月筹集到 1 亿美元”。

43 该结果是根据每辆车每年需要 160 千克的加氢量并具有每年 12000 千米的行驶里程来进行计算的。
44 虽然低于 50 千克 / 天的加氢站容量将带来更高的利用率，但小型加氢站属于资本密集型设施，无法发挥出加氢站强大的规模经济优势。因此，日加氢量小于 50 千克的加氢站营运过程中所增加的成本利差仍将超过 15 美元 / 千克氢气。

公路运输领域潜在的氢能需求

纯电动汽车与燃料电池电动汽车是唯一没有废气排放的车辆类型，因此为使用地区空气污染的缓解提供提供了帮助，在城市地区尤为适用。如果所使用的是低碳氢气，那么还可以显著减少二氧化碳的排放量。燃料电池电动汽车的行驶里程数和燃料加注方式与内燃机车相似。此外，与生物燃料相比，氢具有一些诱人的特性 其一般不会面临资源的限制或引发土地使用上的竞争。然而，燃料电池电动汽车的发展却较为缓慢。一系列技术问题和高昂的价格阻碍了其进入市场的步伐。虽然现代公司于 2013 年推出了图森 ix 35 车型，丰田也于 2014 年推出了 Mirai 车型，但如果想吸引更多的汽车制造商，还需要进一步降低成本，并对现有的加氢站网络进行完善以提高车辆的使用率。

在理论上，氢气在公路运输中的应用潜力巨大。任何公路运输模式都可以从技术上使用氢来提供动力，既可以直接使用燃料电池，也可以在内燃机中使用含氢燃料。作为该应用市场规模的标志，如果目前全球道路上的 10 亿辆汽车、1.9 亿辆卡车和 2500 万辆公共汽车全部被燃料电池汽车替代，那么氢需求将高达 300 兆吨 / 年，是目前全球纯氢需求量的四倍以上（图 52）。从理论上讲，氢能源未来的潜在需求将更大。在未来 10 年，如果不采取强有力的措施来实现《巴黎协定》的既定目标，公路运输方面的石油需求量将增长 10%。这一增量将由新兴经济体对卡车的需求以及不断增长的汽车保有量来推动。印度甚至是中国等国家的汽车保有量远低于欧盟和美国等工业化国家。美国的人均汽车保有量是印度的 25 倍。

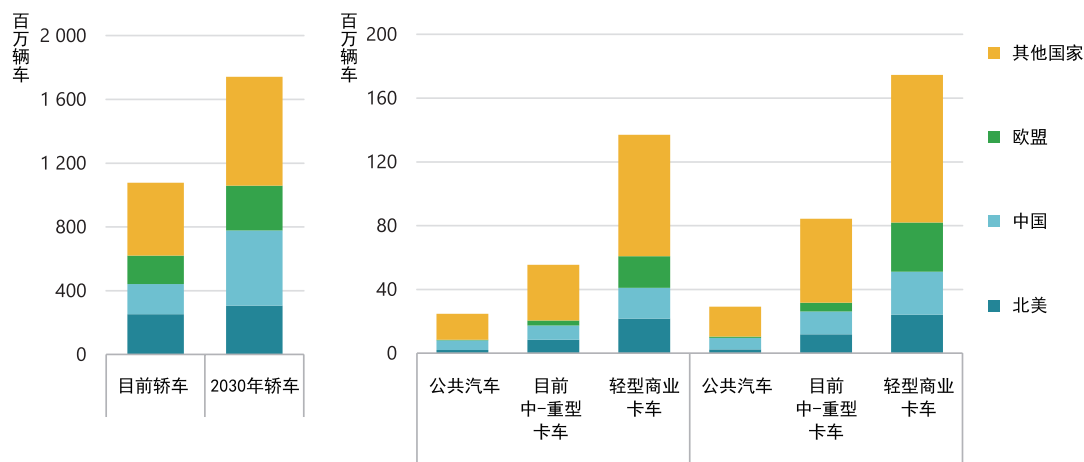


图 52. 按照当前发展趋势，到 2030 年时的公路车辆数量的增长情况

资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。
公路车辆目前对燃料的需求量很大，并且将随着汽车个人流动性需求和卡车货物运输需求的增加而增长，尤其是在发展中国家和新兴经济体。

虽然理论上的潜力很大，但氢能的实际部署将非常依赖于车辆的制造成本、燃油成本、相关政策的要求以及不同国家的替代品生产成本和不断变化的驾驶习惯。

公路运输中以直接和间接方式使用氢气的成本竞争力

下一节将讨论各种不同因素对氢燃料电池成本的影响以确定降低成本的关键时机。与其他类型的汽车（特别是纯电动汽车）相比，燃料电池电动汽车拥有最为广阔的应用前景。然而值得注意的是，从消费者的角度来看，汽车的购买成本只是众多用于判断的标准之一。汽车购买者倾向于将汽车购买决定建立在一系列评判标准上，包括性能、舒适性、感觉上的可靠性和是否为品牌汽车等。换言之，选择购买什么样的车辆并不只是成本或价格问题，也不只是车辆的

拥有成本和运营成本之间的比较计算。纯电动汽车和燃料电池电动汽车拥有一些共同的特点（例如，零尾气排放、加速起步较快和行驶时较为安静），这些因素不仅会对消费者产生一定的吸引了，而且还推动了运输行业向使用低碳燃料的过渡。此外，燃料电池电动汽车其还具有一些不同的性能，可能会使不同的消费者群体产生兴趣。

暂且不考虑第 2 章和第 3 章中所讨论的氢燃料成本问题，在燃料电池电动汽车中直接使用氢气是否具有成本竞争力取决于三种关键性成本的变化情况：燃料电池堆的成本；车载存储的成本；和汽车加氢的成本。

燃料电池成本和降本潜力

在过去十年中，燃料电池的成本虽然大幅降低（Yumiya, 2015 年），但依旧处于很高的水平，与此同时其产量却依旧很低。目前一台典型的燃料电池的商业成本大约为 230 美元 / 千瓦，而使用最先进的技术可以很快将成本降到 180 美元 / 千瓦（Papageorgopoulos, 2017 年）。

未来，通过研究型技术的进步，氢燃料电池的成本可能会进一步降低。此外，也可以通过提升催化剂的活性来降低铂的含量，毕竟铂是燃料电池的昂贵部件之一。当然要开发出一种不含铂的催化剂也不是没有可能的。未来还需要进一步研究，以优化膜电极组件中燃料电池部件的设计和集成方式并在降低双极板（预计未来占成本的比例将越来越大）成本的同时维持设备部件之间的平衡（例如压缩机和加湿器）。

未来也可以通过规模经济效应来降低成本：增加单个制造厂的产能可以降低每个部件的特定成本。双极板、膜、催化剂和气体扩散层占据了燃料电池大约一半的系统成本。通过将工厂的生产规模从每年 1000 台增加到每年 10 万台，可使电池系统成本降至 50 美元 / 千瓦，而上述部件的综合成本可降低 65%。但如果进一步将规模扩大到每年 50 万台，可能只会额外降低 10% 的成本，即降低至 45 美元 / 千瓦的水平（Wilson、Kleen 和 Papageorgopoulos, 2017 年）。必须在成本的降低幅度与同时提高燃料电池性能和耐久性所存在的困难之间进行权衡。更高的耐久性要求最终将增加燃料电池的制造成本，并将限制规模经济效益对降低成本所带来的积极影响。美国能源部（DOE）的近期数据也对上述这些权衡因素进行了考虑，并在对电池的耐久性要求进行调整后提出了 75 美元 / 千瓦的初步成本目标（US DOE, 2019 年）。汽车制造商正在努力提高燃料电池的耐久性，例如通过构建燃料电池操作图来减缓电池使用性能的下降。

制造业的规模经济效益可以快速实现。2017 年，全球中型卡车的销量约为 160 万辆，重型卡车的销量为 180 万辆。中型卡车需要的动力大约是轿车的两倍，而重型卡车所需要的动力大约是轿车的四倍。这些动力需求可以通过安装并列的燃料电池组来得到满足；最具成本效益的方法是为中型燃料电池电动卡车配备两个燃料电池组，为重型卡车配备四个燃料电池组。要想在全球卡车市场占有 5% 的份额，则需要将五家燃料电池系统工厂的产量提升到每年生产 10 万组（堆）。中国每年需要 10 家工厂来生产 10 万辆卡车来满足目前国内仅四分之一的中重型卡车年销售额。乘用车市场的规模远大于卡车，2017 年全年新车的销量约 8500 万辆，轻型商用车的销量为 1000 万辆。这些轻型车辆需要一个由单个燃料电池组所组成的动力系统，每辆车的峰值功率为 80-100 千瓦。要想占有全球汽车市场 5% 的市场份额，需要 40 家燃料电池制造厂同时进行生产，且每家厂商年均产量要达到 10 万组。

储罐成本和降本潜力

车载储罐的成本由价格昂贵的复合材料决定，因此降本速度预计会慢于燃料电池。车载储氢要求汽车和卡车能够在 350-700 巴的压力下对氢气进行压缩，这一过程需要使用 6-15% 的氢含量⁴⁵。目前在 1 万组的年产规模下，车载储能系统（包括配件、阀门和调节器）的成本大约为 23 美元 / 千瓦，而当规模达到 50 万组时，成本将下降至 14-18 美元 / 千瓦（Vijayagopal、Kim 和 Rousseau, 2017 年）。美国能源部的最终目标是 8 美元 / 千瓦。目前一辆续航里程为

45 必须注意的是，即使是在 700 巴的压力下，储氢所需的体积也是传统柴油的 7 倍。

600 千米的汽车成本约为 3400 美元；预计一个 225 千瓦时的储氢罐的长期成本约为 1800 美元。目前一辆拥有 700 千米续航能力的重型卡车的成本为 2.77 万美元；而一个 1800 千瓦时的储氢罐的成本可能会降至 1.67 万美元，相比之下，传统柴油拖拉机的全部成本为 10 万美元至 15 万美元。

加氢基础设施成本和降本潜力

加氢基础设施的推广是发展燃料电池汽车的关键性要求之一。氢燃料加注所需时间几乎与传统液体运输燃料的加注时间相同。然而，向加氢站供应氢气可能需要比向加油站供应传统运输燃料花费更多的时间和劳动力。由于全世界只有不到 400 个加氢站，而且其数据通常不对外公开，因此估算成本的确定具有一定的难度。尽管如此，也可以对加氢站的投资成本进行简单的估计：为 60-200 万美元（工作压力为 700 巴）和 15-160 万美元（工作压力为 350 巴）（图 53）。上述范围的下限值对应于加气量为 50 千克氢气 / 天的站点，而上限则对应于加气量为 1300 千克氢气 / 天的站点⁴⁶。

所占成本最大的两个设施部件分别是用以提升输送压力的压缩机（当输送压力为 700 巴时，该设备的成本可达总成本的 60%）和储罐（由于氢密度较低而需要相对较大的容量）。各国修建单个加氢站的实际成本差异很大，主要是由于各国的安全和许可要求不同。如果规模经济效益能将单个加气站的加气量从 50 千克 / 天增加到 500 千克 / 天，则可能会将特定的成本（即每千克氢气的资本成本）降低 75%。目前加气能力高达 1000 千克氢气 / 天的更大规模的电站正在规划中，主要为重型车辆提供服务，一旦投入使用可为规模经济效益的进一步提升提供潜力。通过使用更先进的供应方式（如超高压或液态氢）并扩大加氢站产品的制造规模（通过大量生产设施部件，如压缩机），未来还可进一步降低运营成本。

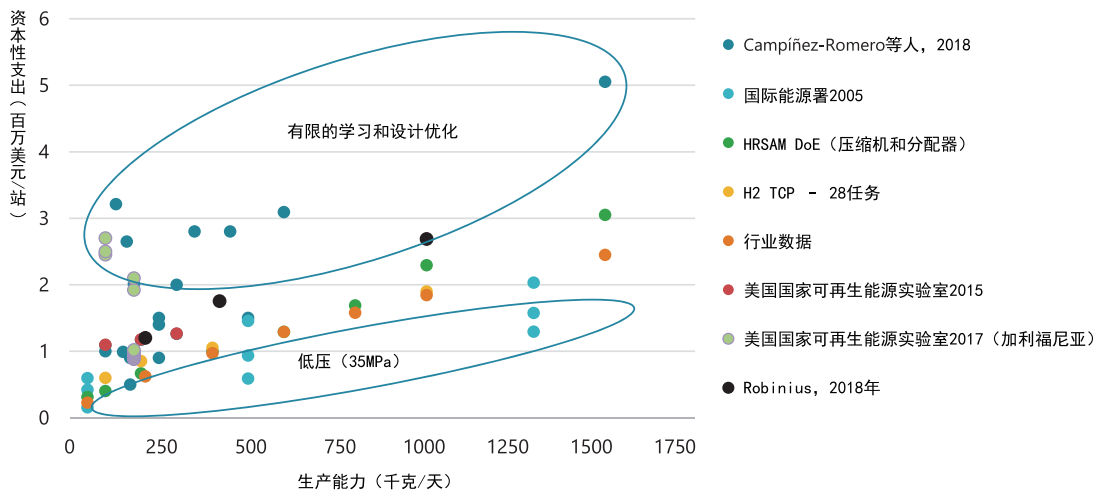


图 53. 加氢站的资本性支出随日加气能力的变化情况

资料来源：Campiñez-Romero 等人。“燃料电池出租车使用下的城市加氢站基础设施部署”国际能源署（2005），氢燃料电池的应用前景；Pratt 等人（2015 年），以 H2 为首选燃料的站点设计任务；美国能源部（2018 年）HRSAM DoE；行业数据，Robinius 等人（2018 年），“基础设施对比分析：汽车的加氢和充电”。

只要预期的氢需求达到一定的规模，燃料电池汽车的供氢成本可以通过建造更大的加氢站来抵消。

与加氢站规模、氢气成本和氢气需求之间的紧张关系有关的风险为氢气在运输领域的快速应用形成了阻力。在部署的早期阶段，小型加氢站更具经济意义，因为当运输车辆的氢气需求量有限时，小型加氢站有可能获得更高的利用率，但氢气的单价成本也会更高。一旦拥有足够

46 对于加气能力为 130 千克至 350 千克的加氢站，其工程、施工及一般管理性费用的总成本将更高（240-320 万美元）（Baronas 等人，2017 年）

的氢气需求量，大型加氢站就会变得更加经济，这有助于降低终端用户的氢气使用成本。氢气的交付成本还取决于氢气是在当地生产还是从集中化生产的工厂那里运输过来。集中生产所带来的成本优势可能会被卡车或管道的运输成本或分配至加油站的运输成本所抵消（第 3 章）。最经济的方案选择将视具体情况而定。

尽管初始成本高于纯电动汽车充电基础设施，加氢站在大规模部署时可以体现出明显的优势，例如拥有更快的燃料补给速度并可节省大约 15 倍的储存空间，此外还可以降低最终的投资成本（FCH2 JU，2019）。从长远看，如果加氢站和汽车的比例与目前的加油站和以化石燃料为动力的汽车相似，那么就需要 400 多个加氢站来为 100 万辆的氢燃料汽车提供服务（FuelseUrope，2018 年；ACEA，2018 年；Robinius 等人，2018 年）。相比之下，100 万辆纯电动汽车需要近 100 万个私人充电站和至少 1 万个公用的快速充电站。

为了满足燃料电池电动汽车车队不断增长的燃料需求，决策者需要选择在合适的时间进行投资。在燃料电池电动汽车部署的早期阶段，为非专用车队提供服务的加氢站大多规模较小（小于 200 千克氢气 / 天），建造这 400 个加氢站所需的总投资可能在 5-6 亿美元之间。然而，未来该数字将迅速增长，对于拥有更大加氢站点的成熟市场（加气量 >1000 千克 / 天），仅需 35-45 亿美元⁴⁷的投资就可以满足全球汽车车队 5%（约 6000 万辆车）的燃料需求。除了与行业内的利益相关者进行合作并在最初阶段为加油站建设路线图之外，在其盈利收入能够维持扩建投资之前，政策制定者还可以鼓励加氢站的所有者将那些专门服务于车队的加氢站对公众进行开放，从而为普通用户提供更多可用的加氢站（专栏 13）。

专栏 13. 促进氢能源在公路运输中使用的政策方针

促进燃料电池电动汽车普及的政策包括燃料经济性标准、零排放车辆（ZEV）规定、综合税制（以二氧化碳或空气污染物排放作为指标，对合规性最差的车辆进行征税，并对合规性最好的车辆进行补贴）以及购车补贴。前两项政策的主要适用于私营公司，可促使这些企业积极地为气候和空气质量问题的提供技术解决方案。另一方面，这些政策还给予了企业自由寻找最适合自身的解决方案的权利。燃料经济性标准和综合税制与具体的应用技术无关，而零排放车辆规定则作出了更为具体的要求，在部署的早期阶段能够在一定程度上降低加氢站对氢气运输成本的要求。

在加氢基础设施的建设初期，将服务重点放在专用车队的上可以解决利用率低的问题。专用车队可以包括工地的卡车和装卸车辆、港口的车群、公共汽车、出租车车队等。最初为专用车队建造的加氢站也可以对公众开放，从而能够以较低的边际成本为早期使用燃料电池汽车的用户提供更多可用的加氢站。另一种方法是根据实际利用率和目标利用率之间的差距，为加氢站（根据燃料标准）提供信贷。例如在加利福尼亚州，已出台一系列政策支持私人对加氢基础设施的投资（CEC 和 CARB，2018 年）。

- 此外，公共政策还可以在加氢设施建设初期阶段通过以下方式发挥其支持性作用：
- 减轻与氢气运输相关的监管负担（例如对桥梁和隧道中行驶的车辆），并允许建设必要的基础设施。
 - 与能够提供所需投资资金的行业利益相关者展开合作，并在行业合作伙伴之间促成承诺，从而对可靠且结构性良好的业务计划给予支持，并定期对此类计划的改进项目进行关键性评估（例如，基于审计）。
 - 暂时重新对车辆税或燃料税的资金进行利用，从而降低新建加氢站的投资风险。

资料来源：CEC 和 CARB（2018 年）。

47 假设随着市场的不断发展，20% 的加氢站点具有较小的规模（200 千克 / 天），其余 80% 的站点规模较大（1000 千克 / 天）。

汽车的总拥有成本

用于长距离运输的大型车辆的每公里能耗往往最大。这意味着重型车辆和利用率较高的车辆的燃料成本（如长途卡车、城际巴士和商用车车队）通常在总成本中占有更大的比例。由于汽车的资本性成本占到总拥有成本的 70% 到 95%（具体取决于车辆的类型），因此必须降低燃料电池的系统成本和储氢罐的制造成本，从而提升燃料电池电动汽车的成本竞争力。卡车的情况则有所不同，其资本性成本约占总拥有成本的 40% 到 70%，这意味着降低氢气的交付成本同样十分重要（见下文中重型车辆的讨论内容）。

购车者通常将总拥有成本视为几个决策标准之一。例如，一些买家十分重视车辆的续航里程数。目前全球所销售的纯电动汽车的平均里程约为 250 公里，这足以满足大多数日常旅行需求。而如今出售的燃料电池电动汽车具有更长的续航里程：丰田的 Mirai 车型的续航里程约为 400 公里，而现代 Nexo 车型的续航里程则更长。这一优势足以使其受到消费者的青睐⁴⁸。为了对上述相关性进行说明，假设加氢设施位于所需的路线上，在从巴黎行驶到马赛（约 750 公里）的过程中，燃料电池电动汽车只需一次短暂停车来补充氢气。而对于续航 250 公里的纯电动汽车来说，同样的行程则需要停车充电至少两次，同时还要根据站点的可用性选择快速充电。然而，燃料电池电动汽车提供的这一额外续航里程数是以车辆的生产成本为代价的。不同的消费者将根据各自的需求和偏好来在各因素之间进行权衡。

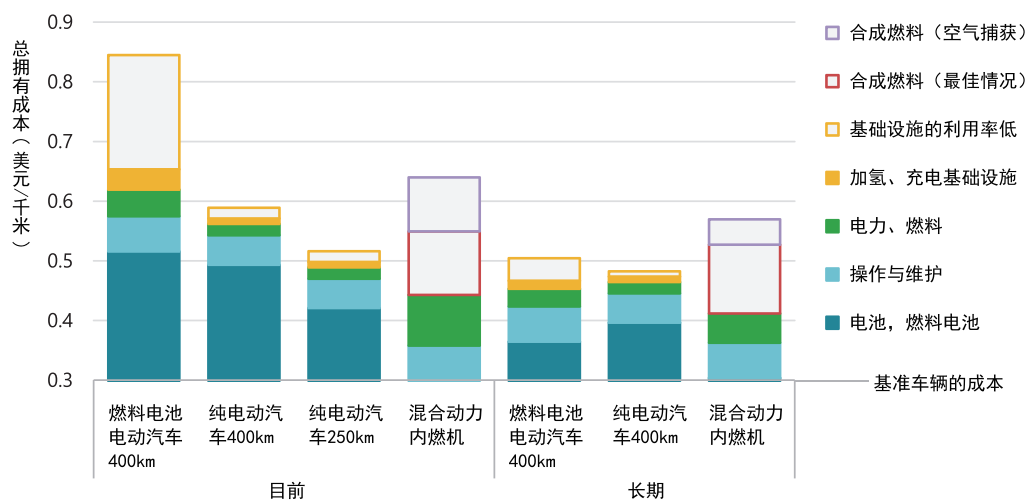


图 54. 按动力系统、续航里程数和燃料类型对汽车的总拥有成本进行划分

注：ICE= 内燃机。图中的 Y 轴截距对应于基准车辆“滑翔机”加上较小部件的成本，动力传动系统中的这些成本基本保持不变。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

在 400 公里的范围内，燃料电池电动汽车的成本可能与纯电动汽车的成本相持平。燃料电池和储罐成本的降低再加上加氢站的高利用率，是提升其竞争力的关键。

目前，由于燃料电池和储罐的成本很高，同时车辆还具有更长的续航里程数，使得氢燃料电池汽车通常比纯电动汽车更加昂贵（图 54）。假设燃料电池电动汽车和纯电动汽车的续航里程相同，纯电动汽车的竞争力便会提高，但这种情况目前仅适用于有限数量的纯电动汽车型号。如果通过规模经济效应来降低成本，并将燃料电池成本降至 50 美元 / 千瓦，而普通电池成本则降至 100 美元 / 千瓦时，那么在 400 公里的范围内，燃料电池电动汽车将可以与电动汽车相竞争。如果燃料电池的成本由于某些原因（例如由于本章前面所讨论的耐久性要求）仅下降到 75 美元 / 千瓦时。那么在 500 公里的范围内，燃料电池电动汽车才能与纯电动汽车进行竞争（图

48 与其他动力系统比，纯电动汽车的实际驾驶续航里程对温度和辅助系统（如空调）的使用更敏感。

55)。这突出了一个事实，即对于优先考虑行驶续航里程的消费者来说，燃料电池电动汽车在经济上具有吸引力。

加氢基础设施的利用率是燃料电池汽车未来竞争力的另一个决定因素。在初始推出阶段，氢燃料的成本预计为总拥有成本的 12%（9 美元 / 千克）至 22%（18 美元 / 千克）。如上所述，加氢站的额外成本费用将取决于其规模和利用率：加气量为 200 千克氢气每天并以 10-33% 的容量分配燃料的加油站会使利润率增加 4-13 美元 / 千克，但随着加氢站规模和利用率的上升利润率会不断下降。即使对于汽车这种燃料成本仅为最后考虑因素的交通工具，加氢站使用不足的风险也凸显了确保高利用率以降低初始阶段燃料电池汽车部署成本的重要性。

值得注意的是，在加利福尼亚州，花费了大约两年的时间才将加氢站的平均利用率从 5% 提高到 40%；目前，加氢站的平均规模约为 200 千克 / 天（CEC 和 CARB，2018 年），而一些站点的利用率仍低于 10%（NREL，2019 年）。然而，较高的合成燃料成本表明，转而使用替代性的动力系统（无论是普通电池还是燃料电池）或许可以成为通过汽车和卡车的使用来降低二氧化碳和当地污染物排放量的一种方法。这时还应同时对此种应对方式所造成的大量能源消耗以及对生物二氧化碳的需求量进行考虑。

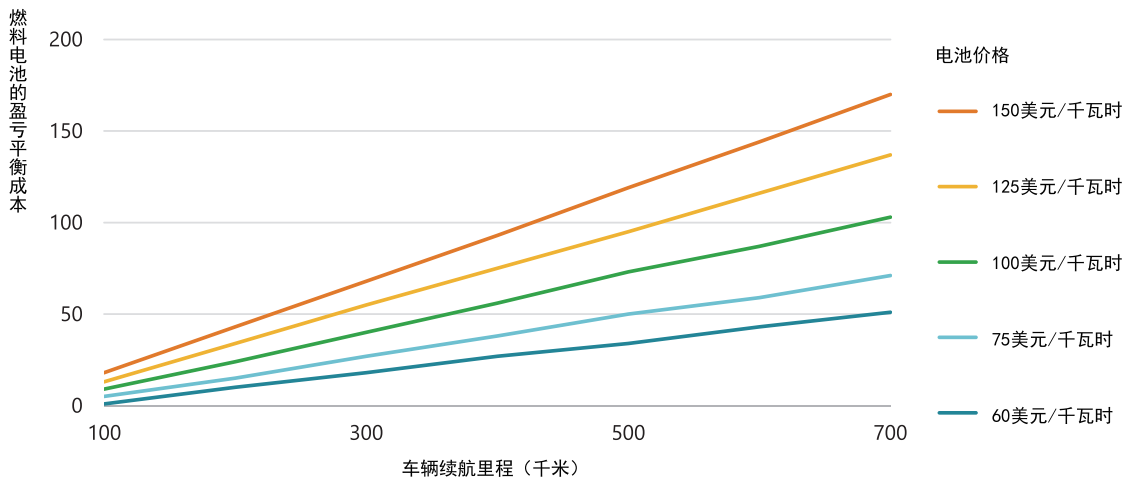


图 55. 与纯电动汽车长期竞争的燃料电池的盈亏平衡成本

注：更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

在更长的续航里程下，燃料电池电动汽车相对于纯电动汽车在总拥有成本方面最具竞争力。要在电池成本低于 100 美元 / 千瓦时的情况下实现平衡，可能需要燃料电池成本低于 60 美元 / 千瓦时。

上述分析表明，作为满足不同消费者的替代交通工具，纯电动汽车和燃料电池电动汽车可以进行相互补充，燃料电池电动汽车为需要长距离行驶、快速补充燃料的车辆以及可以廉价使用氢气的地区提供了希望。此外还建议，一旦加氢基础设施建成，具有不同配置的轻型燃料电池电动汽车（如装有燃料电池续航器的汽车）可以通过燃料电池和普通电池的成本和性能方面的改进来提升自身的竞争力。

中重型车辆的总拥有成本

对于诸如卡车和城际巴士（或“长途客车”）的重型长途运输汽车，其对长距离行驶和较高的功率的需要为氢燃料电池汽车提供了广阔的应用前景。与燃油汽车相比，重型燃料电池电动汽车往往更有能力与纯电动汽车进行竞争。对局部地区运营的公交，长途货运的重型卡车来说，直接对其实施电气化会面临电池容量大、充电时间长和对高功率需求大等问题，这些都会带来有效载荷的损失以及额外的充电设施成本。而燃料电池电动卡车则克服了这些挑战。

国际能源署
保留所有权利

由于重型长途卡车对耐久性的要求较高，使得燃料电池的成本通常高于轻型车辆。这就需要增加催化剂的使用量，从而意味着更高的成本。未来预计重型卡车燃料电池的系统成本为 95 美元 / 千瓦（年产量为 10 万台）（美国能源部，2019 年）。即使将燃料电池成本维持在当前水平，如果氢气的交付价格低于 7 美元 / 千克，那么在行驶里程大于 600 千米的重型运输方面，燃料电池电动汽车一般也能与纯电动汽车相竞争（其所使用的氢燃料的具体价格取决于年度的总行驶里程及其他运行指标）。

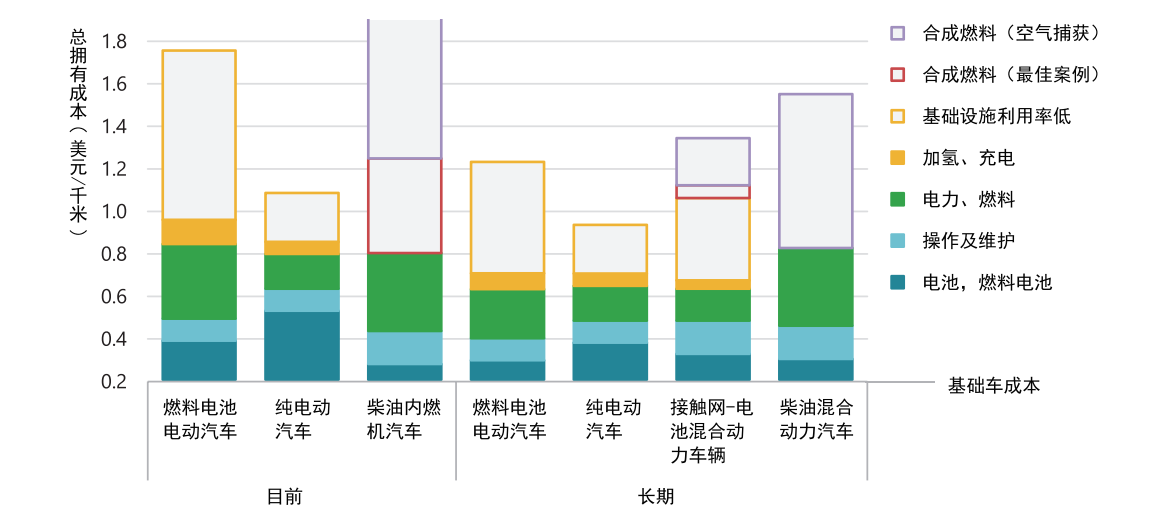


图 56. 长途卡车燃料 / 动力系统替代品当前的和未来的总拥有成本

注：图中的 Y 轴截距对应于基准车辆“滑翔机”加上较小部件的成本。基础设施包括车站、充电点和接触网线路。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

对重型卡车而言，燃料成本约占其总拥有成本的一半，因此如何降低氢的交付价格提升其竞争力的重点。

用于重型长途卡车脱碳的动力系统和燃料选择方案包括燃料电池电动汽车、纯电池电动卡车、动态充电汽车（使用接触网是现有公路运输领域中商业化程度最高、成本最低的方案）⁴⁹ 以及使用合成燃料（或高级生物燃料）的传统柴油混合动力车。在图 56 中还列出了具有 25 km 电动续航的接触网 - 柴油混合动力车。可以想象未来共同使用一系列低碳动力系统方案的情景：可以设计和采购插电式混合动力电动汽车、带或不带燃料电池续航器的纯电动汽车以及具有不同配置的燃料电池电动汽车来满足不同的使用需求。

如果将燃料电池成本降低到 95 美元 / 千瓦，那么在重型车应用领域氢燃料电池卡车便可以与柴油混合动力卡车相竞争。目前氢气的实际价格约为 7 美元 / 千克，只有达到 5 美元 / 千克的价格时才能够与柴油内燃机（ICE）卡车相竞争。在 500km 的里程范围内，如果使燃料电池电动卡车拥有与电动道路系统（ERS）或电池电动卡车相竞争的能力，那么需要将氢气的价格降低到 5 美元 / 千克以下。由于卡车市场的规模有限，因而仅在卡车上部署燃料电池可能无法实现降低燃料电池成本的目标，最终很可能还是要依赖于在轿车上的大量部署。用于小型移动设备（如叉车）的燃料电池生产也可能有助于成本的降低，但由于其功率需求通常不足轿车的三分之一，因此若要使成本低于 80 美元 / 千瓦，需要将燃料电池的年产量提高到 3000 台左右的水平。

卡车（也包括公共汽车）基础设施成本的降低可以通过采用辐射状的交通模式来实现：以

49 接触网可以为各种动力系统提供能量，包括柴油混合动力电动汽车以及燃料电池电动汽车和纯电动汽车。然而，这需要在卡车上安装变电装置、高架接触网以及伸缩式受电弓等设备，因而增加了投资风险。目前尚无法将上述成本与燃料电池卡车或电池电动卡车的成本进行比较。与氢能源的使用相类似，由于供能基础设施拥有较高的利用率，上述成本可由小型电池的成本和运营效益进行抵消。

固定路线运行的专用车队可以集中到一个加氢站补充燃料。由于炼油厂和工业区通常位于港口，因此为港口营运（和设备装卸）提供了更具吸引力的应用市场。中国氢燃料电池电动公共汽车和卡车的迅速部署证实了这些战略的有效性。此外，在中国还出现了一些通过降低氢气成本、提高加氢站利用率来强化密集型中 - 重型作业的成功案例。

海运行业：船舶和港口

海运行业是石油产品的重要消费部门，约占全球石油需求量的 5%。是最为经济的长途货运方式。本报告对这一部分的讨论主要关注国际海运方面。按货物体积计算，全球 90% 左右的实物商品贸易都依靠于海运，其中三分之一的商品为能源类产品，尤其是石油产品（IMO, 2014 年）。约 80% 的海运行业燃料用于国际海运，其中 90% 用于货运。因此，国际海运是导致全球气候变化的重要因素之一：造成了全球约 2.5% 的与能源有关的二氧化碳排放量。重质燃料油品的使用对空气质量（特别是在港口周围）带来了相当不利的影响。主要以含氢燃料形式存在的氢能源是国际航运应对上述挑战的主要选择。应用氢能的一大优点在于，通过与叉车、卡车和港口内外货物搬运的协作（见第 6 章），其不仅提供了海运过程中气体排放问题的解决途径，也提供了港口运营过程中气体排放问题的解决途径。在国家监管范围内，特别是从事轮渡作业的国家，短程海运也为氢能和燃料电池的使用提供了机会。

目前海运行业是如何对氢能源进行使用的？

目前化石燃料在海运行业所使用的燃料中占主导地位，因此在海运中所使用的含氢燃料非常有限。尽管如此，比利时的一个研究项目在船用内燃机中使用氢气与柴油共同作为燃料来产生能量。此外，目前还有 20 多个最大功率为 300 千瓦的燃料电池研究项目，主要关注于辅助动力装置上的应用（DNV GL, 2017 年）。加利福尼亚（GGZEM, 2018 年）、爱尔兰、挪威（AIRCLIM, 2018 年）和其他一些欧洲国家也正在计划开展海运行业使用的燃料电池项目（经常需要与传统电池一起使用）。

目前尽管船舶不使用氨气作为燃料，但在船上交易的氨气当量高达 3.5 兆吨氢气 / 年。一些研究和示范性项目正在考虑将氨作为船舶的燃料（Brown, 2018 年）。目前在用的发动机通常需要依靠点火促进剂（以克服其较低的点火能量）并对发动机进行改装才能获得满意的氨气燃烧效果。

海运行业中含氢燃料的应用潜力

按照目前的发展趋势，到 2050 年，国际海运规模预计将增加两倍以上。在缺乏能够缓解气候变化的政策的情况下，未来该行业对石油产品的需求量将增加 50%，达到约 600 万桶 / 天的水平。切实采取有效行动来减少石油产品使用过程中的温室气体排放量，可能会为含氢燃料的使用开辟出新途径。国际海事组织（IMO）已提出了旨在减少硫和温室气体排放的相关战略。

为了减少硫的排放，可能采取的措施包括安装洗涤器、转向使用液化天然气作为燃料以及使用含硫量极低的燃料油（VLSFO）。尽管如此，到 2050 年前上述措施也只能为 1990 年所制定的减排 50% 的目标的实现作出部分贡献。如第 4 章所述，排硫限制可能会刺激炼油厂对氢气作为产生原料的需求量，而不是作为运输燃料。为了实现温室气体的减排目标，先进的生物燃料、氢气、氨以及氢基合成液体燃料都是可行的选择。燃料类型的选择取决于那些不受船舶所有者控制的基础设施的部署情况。液化天然气、氢气和氨气都将需要燃料补给设施的完善，液化天然气和氨气都可以使用现有的配送管网进行运输。由于其他行业对数量有限的可持续生物燃料存在需求上的竞争，先进生物燃料的可用性和使用成本因而具有不确定性。

一些国家也制定了在国内航运中使用低碳替代性燃料的目标，瑞典和挪威就是其中的两个例子。欧盟委员会正在制定一项战略，将根据对大型船舶二氧化碳排放的监测、报告和核查，为海上运输设定二氧化碳的减排目标。从 2023 年起，航运业可能会并入欧盟排放贸易体系。

2018 年，世界上最大的海运公司马士基（Maersk）公司宣布其战略目标是到 2050 年实现碳中和。马士基公司认识到，为了实现这一目标，到 2030 年低碳船舶将需要具备商业使用的可行性（Jacobsen, 2018 年）。此外，行业领导人也起草了一项行动计划，以帮助海运行业实现脱碳，其中包括开展示范性项目、使用新技术、提高透明度和知识共享等方面内容（UNFCCC, 2017 年）。

在海运行业使用含氢燃料的成本竞争力

船舶的能源使用强度高，动力需求大（最大的集装箱船的功率高达 130 兆瓦），因此对燃料的需求也很高。在燃料及动力需求方面，船舶的主要构成与道路运输领域相同：基础设施（燃料加注设施）、船上设备（燃料电池 / 发动机和储罐）和燃料。

目前尚无法对国际海运领域以液态氢作为燃料的使用成本进行预测。一项关于燃料加注设施的额外成本预估报告表明，液态氢基础设施的成本可能要比液化天然气高 30%（Taljegard 等人，2014 年）。然而，这并没有将新建的氢能源基础设施的前期开发成本考虑在内。海运行业氢燃料的主要成本来自储存和燃料船，而且未来随着所需要服务船只数量的增加这两方面的成本也将不断增加。由于专用氢气管道的运输能力较小且成本较高，因此小型港口需要来自生产现场或生产现场附近的氢气气源。相反，在 15 年的使用寿命期内，船舶和基础设施的建造成本仅占总运输成本中的一小部分，燃料成本才是更为重要的因素。

作为含氢燃料之一，氨已经在全球范围内进行交易，一些基础设施需要使用氨作为燃料（通常将其配送到港口和储罐）。尽管如此，还是需要建设新的燃料加注设施，并大规模扩大氨的生产。此外，新的港口设施、分配设施以及储罐也十分必要。从长远来看，为了满足海运的使用需求，需要 5 亿吨的氨气供应量，这几乎是目前全球氨产量的三倍以及目前交易量的三十倍。

在缺乏政策支持的情况下，无论是给予授权、直接的碳定价系统，还是更为灵活、更容易接受的其他措施（如低碳燃料标准），都不太可能实现航运行业向低碳燃料使用的转变（ITF, 2018 年）。对于目前那些监管过半数量集装箱船队作业的租船人以及从船东那里一次性或按吨租用船舶的租船人来说，投资回收期很可能要短得多。

为海上贸易长途航线提供服务的船舶是氢气、氨和其他含氢燃料最佳的潜在使用对象。这是因为与燃料成本相比，燃料电池系统和储氢成本所带来的影响相对较低（图 57）。此外，燃料电池的空间需求也是一个问题，特别是对于小型船舶（<2 兆瓦），因为其对燃料电池的需求空间几乎是使用内燃机的两倍（Minnehan 和 Pratt, 2017 年；van Biert 等人，2016 年）。储存液态氢所需的体积至少是传统化石燃料的 5 倍，对于氨来说则为 3 倍。从长远看，这可能需要对船舶重新进行设计并缩短船舶的续航能力，而这会导致更加频繁的加油次数以及货运量的减少。或者，需要根据船舶和货物类型及航线来对上述因素进行综合考虑（UMAS, 2018 年）。

与燃料油和液化天然气相比，低碳燃料的价格目前最为昂贵（图 57）。燃料价格是成本竞争力的关键，因此相对于其他运输工具，船舶的基础设施成本占总成本的份额要低得多。在 10 美元 / 千克的氢气价格基础上，基础设施成本约占运输中使用氢气作为燃料的总成本的 3%。如果氢气价格降至 2 美元 / 千克，那么这一比例将上升至 17%，如果加油设施规模过大或使用率不足，这一比例可能会更高（高达 40%）。在公路运输领域，可通过以下方式规避加氢站使用率不足的风险：推出小型船舶；使用较小的储罐（随着需求的增加可进一步扩大容量）；使用油罐车为船舶加油；以及使用较小的加氢站。然而，为了降低燃料成本，需要为氢能燃料更大规模的使用建设更大规模的设施。

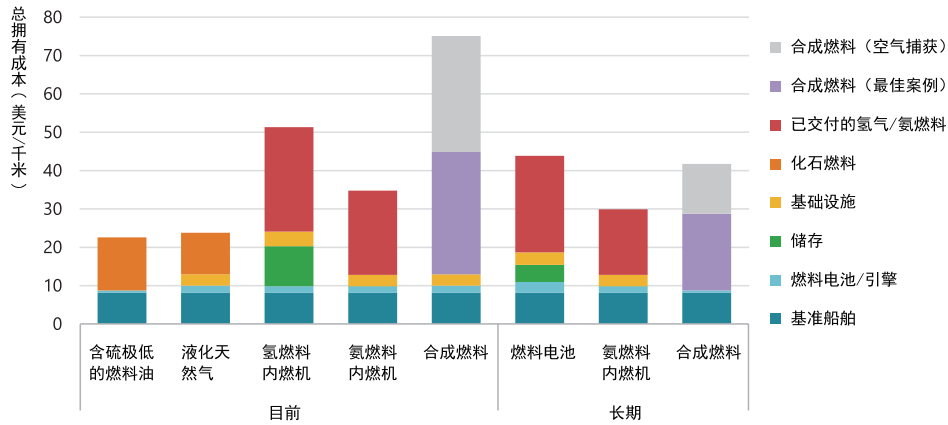


图 57. 散货运输船只的燃料 / 动力系统替代品在当前和未来的总拥有成本

注：更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。
由于液化成本和储存成本较高，长途海运船只所使用的氢燃料可能比其他低碳替代品燃料更加昂贵。

在 15 年的一手寿命期内，为了使氢的成本相对于化石燃料具有竞争力，需要使二氧化碳的价格达到 40-230 美元 / 吨，具体将取决于各地区氢的交付价格（图 58）。氢所具有的较低能量密度导致了更高的储存成本，因而其盈亏平衡碳价格要比氨高 35-45 美元 / 吨⁵⁰，这对于船东来说意味着成本的大幅增加。燃料使用的变更将需要相关政策的支持，以使提升氢的竞争力，例如强制要求低碳燃料的标准。尽管如此，将这些成本转移给终端消费者所带来的影响仍十分有限，因为运输成本仅占已装运货物总价格（ETC，2018a）的一小部分（通常不到 1%）。

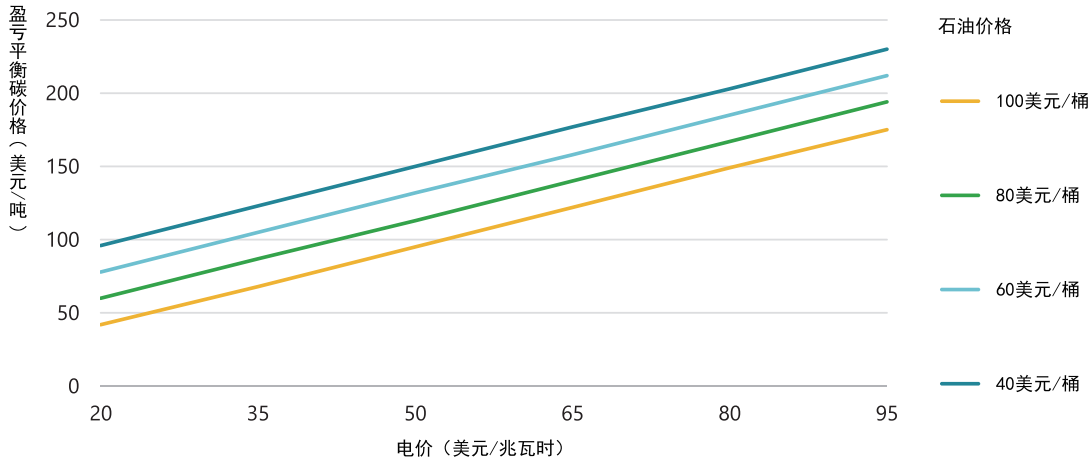


图 58. 能够使氢具有竞争力的盈亏平衡碳价

注：更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。
对于散货运输船只，需要出台能够使二氧化碳的碳价达到 40-230 美元 / 吨水平的政策，以使燃氢内燃机能够与燃油内燃机相竞争。盈亏平衡碳格对油价和电价都高度敏感。

50 对于寻求三年回报期的承租人来说，这一价值将更高（承租人目前监管超过一半的集装箱船队运营工作（Global Ship Lease，2019 年））。

铁路领域

铁路目前是电气化程度最高的运输方式。尽管大多数国家电气化铁路所占的比例仍在扩大，但由于利用率高的线路总是会最先实现电气化（国际能源署，2019B），因而随着铁路网电气化的不断进行可能会逐渐抵消并降低投资回报收益。例如，在法国和德国，尽管铁路网电气化率不足一半（欧盟委员会，2016 年），但电气化铁路线目前仍承载了 80% 的交通量。除了柴油-电力双模式动力系统的方案外，一些技术的应用使得非电气化轨道的营运实现了零尾气排放。在未来几十年，该行业似乎将朝着这些方向发展。其中最具创新性的是电池电动列车和氢燃料电池电动列车。配有较小电池的电池电动列车也可用于部分电气化线路，通过覆盖最难通电的轨道部分（如桥梁或隧道中的轨道），亦可大幅降低电气化成本。

目前许多国家已经制定了有关氢能列车的使用计划，至少已有三家公司在为氢能列车提供燃料。德国计划在 2021 年之前将氢能列车的数量增加到 14 辆；该国已有 5 个联邦州签署了从阿尔斯通购买 60 辆列车的意向书，并且截至 2019 年 5 月，已经订购了 27 辆（Schmidt, 2017 年）。在德国的下萨克森州，两列氢能列车在单次燃料补给的情况下，一天可行驶 800 千米（阿尔斯通，2018 年）。奥地利的 Zillertalbahn 公司计划在 2022 年前部署五辆氢能列车，总投资约 1.75 亿美元。英国政府表示，到 2022 年将研制出第一批氢能列车（怀斯曼，2019 年）。法国政府也同样考虑将 2022 年作为首列氢能列车的上线时间。此外，Japan Rail East 公司也在与丰田合作开发一个类似的项目（Kyodo, 2018 年）。

如果未来燃料电池的成本会进一步降低，那么氢能列车可能会与其他使用频率较低的客运服务方式形成竞争（国际能源署，2019B）。氢燃料电池技术对那些需要长距离行驶且使用低频铁路网的大型列车运输（为铁路货运中比较常见的运输方式）来说最具竞争力。可以将铁路运输中所使用的氢能源与叉车、卡车以及铁路站点和物流枢纽其他机械设备所使用的氢能源相结合以降低其成本并提高其灵活性。

航空领域

2017 年，航空业所产生的二氧化碳排放量占全球能源所产生的二氧化碳总排放量的 2.8%。按照当前的发展趋势，预计到本世纪中叶，航空客运量将翻一番，达到近 1600 亿千米 / 年的水平。能效的进步会降低能源的消耗量并减缓能源消耗的增长速度。然而，若要遏制该行业二氧化碳排放量的进一步增加，最终还是需要使用替代性燃料。其中，先进的生物燃料和含氢燃料是主要的选择。

虽然已经有可行性研究和示范项目对小型飞机的氢气使用范围进行了测试（DLR，2016 年；Schilo, 2009 年；Airbus, 2000 年），但使用纯氢气作为航空燃料则需要进一步的研究。氢气的低能量密度和对低温储存的要求将改变目前的飞机设计，此外还要在机场新建加氢和储氢基础设施。目前有更多的项目（2018 年共有 130 个）正在研究如何直接使用电力而非纯氢作为动力源，但这些项目将研究重点放在了城市出租车上（Thomson, 2018 年）。此外，直接电气化进程也面临诸多挑战，特别是电池重量和成本方面的问题。

相比之下，液体含氢燃料无需对机场的格局设计或燃料补给设施的结构进行改变。基于电解氢（所谓的电制液）的合成燃料估计比目前的传统飞机燃料贵四到六倍（第 2 章对有关含氢燃料成本的更多信息进行了阐述）。燃料成本占飞机运营总成本的很大一部分，上述燃料的使用将显著增加航空业的运营成本，并可能带来机票价格的上涨⁵¹。无论传统喷气式飞机的燃料成本如何，上述情况都会发生。此外，传统燃料自身的价格也会随碳价的提升或其他减排政策的实施而上涨。从长远看，无法对促使航空业转向使用液体能源所需的二氧化碳价格进行准确地预测，大体介于 115 美元 / 吨到 660 美元 / 吨之间，下限值对应的是通过电网向更广泛的能源系统提供的价格（ETC, 2018a; Malins, 2017 年）。鉴于缺乏其他的替代方案，这些成本将算

51 这也将有助于通过价格的弹性或运输方式之间的转换来减少需求量。据估计，若欧洲燃油价格增长四倍，那么票价将上涨近 60%，而需求量则减少 30%（Murphy 等人，2018 年）。

在向低碳能源系统过渡所需要的较高减排成本中。

与生物燃料一样，也可以通过混合燃料的模式来促进含氢燃料在航空业的使用。即使是相对保守的使用方式，也有助于证明其可行性并能够对含氢燃料的扩大生产提供支持。作为标准制定组织的美国材料试验协会（ASTM）已经为不同种类的替代燃料设定了混合浓度限定值：最低 10%，最高 90%。该些限制值可为政府和企业决策者自己所设定的限制值提供有用的参考，当然并随着新引擎技术的出现后续还会对这些限制条件进行更新。

氢气除了在飞机上使用以外，目前也已经在一些辅助动力装置中得到了使用，这些辅助动力装置能够在喷气发动机不运转时进行发电。上述通常以天然气为燃料的装置可占地面飞机排放量的 20%（Baroutaji 等人，2019 年）。

氢作为建筑物的供热燃料

建筑所消耗的能源占全球最终能源消耗的 30%，其中近四分之三用于空间供暖、热水生产和烹饪。若把发展中国家传统使用的固体生物质包括在内，2017 年的全球能源需求量约为 22 亿吨油当量。其中近一半直接来自化石燃料，单天然气就占了 6.2 亿吨油当量。其余大部分来自常规电气设备（例如电阻式散热器和炉灶）和商用供热系统（例如区域供暖），其中约 85% 是使用 2017 年的化石燃料生产的。总的来说，在全球因使用能源而产生的二氧化碳排放量中，有近 28% 是因建筑物的能源使用导致的。

用低碳替代能源取代供热或通过改造建筑来减少热量需求是一项艰巨的任务。建筑物能源使用的决策十分复杂，取决于建筑物类型、位置、所有权、客户偏好、设备成本、能源价格和整体便利性等多种因素。上述这些因素意味着未来各种能源和技术可能会同时得到使用，如天然气锅炉、电热泵、区域供热和太阳能热供热。氢气拥有促进能源转型（例如通过对燃料进行混合以及甲烷的生产制备）和供热脱碳等长期战略实施的潜力（例如使用可再生能源的纯氢生产工艺）（表 6）。如此即可利用现有的建筑和能源网络基础设施来提供氢燃料使用的灵活性和连续性。

表 6. 建筑物供热用氢的潜在使用方式

策略	优势	要求	示例
对燃料进行混合	是可用于大多数现有天然气基础设施和设备的低成本解决方案	大多数情况下，混合比例约为 5 – 20%。 采取更多能够进一步减少二氧化碳排放的增效措施	法国的 GRHYD 项目（2017 年）。 英国的 HyDeploy（2019）。
利用清洁工艺制备的氢气来产生甲烷	如果以低碳氢气和低碳二氧化碳为原料，则可完全实现天然气的脱碳生产。 可以利用现有天然气管网和设备	对甲烷化工厂进行投资。 开展相关的研究以提高甲烷化过程的效率。 提供合适的碳源，如二氧化碳	STORE&GO 项目（2016） 欧洲催化和生物甲烷化项目（200 千瓦至 1 兆瓦示范项目）
使用 100% 的纯氢气	如果原料是低碳氢气，则天然气的制备可实现完全脱碳。比合成甲烷的效率损失更低	投资升级天然气管网和设备。 如果同时存在多种管网，则需要在天然气供应商和分销商之间协调	H21 Leeds City Gate 项目（>2025）和 H21 管网设计创新竞赛（NIC-2018）项目
燃料电池和热电联产的使用	可实现多种能源服务（如供热和供电）。具有需求侧响应潜力。	需对燃料电池或热电技术的投资。 开展相关的研究以提高设备的使用效率	日本的 ENE-FARM 计划（2009 年）。* 德国的能效激励计划（2016 年）**

* 目前，ENE-FARM 项目所使用的装置均使用天然气或液化石油气作为燃料以降低成本。
** 该计划包括燃料电池在建筑物中的应用。

目前建筑领域是如何使用氢气的？

尽管目前正在对氢气的各种潜在用途进行测试，但在全球建筑领域仍然很少使用氢作为能源。目前共有 37 个示范项目正在对天然气管网的氢气混入进行测试（更多信息见第 3 章内容）。英国将高供热需求的解决放在供热方式上。英格兰北部的 H21 项目是其中最大的研究项目，该项目计划利用管道向建筑物供应 100% 的纯氢气。该项目的目标是到 2025 年使氢气的供应量达到 18 万吨 / 年；到 2035 年使氢气供应量达到 200 万吨 / 年。2016 年的研究证实了重新利用现有管网对氢气进行输送的可行性（北方天然气管网，2018 年）。

此外，欧洲和亚洲还开展了微型联合发电和氢燃料电池示范项目，尤其是日本的 ENE-FARM 项目（专栏 14）。欧洲在 2012 年启动了 ene.field 示范项目，并在 11 个国家为住宅和商业建筑安装了 1000 多个小型固定燃料电池系统，同时还计划将系统的数量增加到 2800 台（Raven Nielsen 和 Prag，2017 年）。在德国，消费者可以获得政府补贴来抵消建筑中燃料电池设备所带来的额外成本（KfW，2018 年）。目前还有许多数字系统示范项目正处于筹备阶段，其目的是促使可再生能源与一个或多个建筑物的电力和热能的储存及供应系统进行整合，英国就是积极推进此类项目的国家之一。

专栏 14. 日本的 ENE-FARM 计划

ENE-FARM 是一个大规模的燃料电池示范项目和商业化应用项目，旨在为建筑提供高效、经济的燃料电池技术。第一套系统已于 2009 年在一座住宅楼中启用，预计到 2020 年将有近 30 万套系统投入使用。该项目的目标是到 2050 年安装 530 万套系统。目前，ENE-FARM 项目正对天然气或液化石油气设施进行就地改造以便为燃料电池提供氢气。化石燃料的使用导致二氧化碳减排的效果十分有限，但一旦低碳氢气在成本上具有吸引力，将有助于降低系统的使用成本，并为低碳氢气的配送奠定了基础。在最近 10 年里，系统的单位初始成本下降了 75%（从 35000 美元降至 2018 年的约 9000 美元（长岛，2018 年）。

资料来源：长岛（2018），日本的氢战略及对经济和地缘政治的影响

建筑物未来的氢需求潜力

氢能源对所有建筑的应用都没有意义，影响建筑物的氢能需求的因素有很多，包括现有天然气的基础设施、热密度以及对其他建筑的能源需求和安全方面的考虑。目前氢能的发展在成本方面、消费者接受度方面以及政策方面都面临着不同的挑战，这就是为何氢能源的使用目前仅限于局部地区和一些大型的示范项目。尽管如此，未来氢能源仍有很多使用机会，主要体现在两个方面：一是在现有的天然气管网中混入氢气；二是直接利用氢气对建筑物进行供热。此外，氢气也可以间接用于加热或冷却当地的区域能源管网，然后再为建筑进行供热。

对于那些供热需求较高的国家以及在很大程度上必须向现有建筑物提供热能的国家，这些潜在的应用具有广泛的吸引力。例如，25 年以上（通常具有能源密集型热负荷）的建筑占欧盟总现有建筑总数的四分之三左右（FCH2 JU，2019 年），而美国和加拿大有大约三分之二的建筑是 1990 年之前建造的（OEE，2018 年；EIA，2015 年；EIA，2012 年）。现有建筑中有许多已有几十年的历史，并且未来将继续占据建筑总数的相当一部分比例（表 7）。这意味着在未来的几十年里，一定水平的热需求量已经基本上被“锁定”。

在区域的供热和制冷应用方面，氢气的混合使用、直接使用和间接使用的一个主要优势在于其可以对现有的基础设施进行利用。虽然在技术上可行，但其他潜在的解决方案将需要新建大量的基础设施，从而会带来十分高昂的成本费用。

另一个主要优势是，建筑物所使用的氢气可能会与更广泛的能源系统产生协同作用，从而使其在低碳转型的系统总成本方面具有吸引力。然而，这可能会给其他潜在的解决方案带来更为严峻的挑战。例如，即使使用高效热泵来实现供热过程的全面电气化也无法避免电力需

求的巨大季节性失衡，尤其是在大型建筑无法同时对能效进行提升的情况下（国际能源署，2019C）。如此便可能需要大规模的峰值功率或储能能力。使用生物甲烷对天然气部分或全部进行替代天然气也具有一定的局限性：例如在欧盟，2016 年建筑物所获得的天然气供热量约为生物甲烷产量的 90 倍（EBA，2017 年）。此外，全球沼气产量需要增加 20 倍才能满足建筑领域目前的天然气需求。

表 7. 2017 年全球建筑存量的预测以及在天然气供热所占比例

地区	占地面积（十亿立方米）	人均供热需求，兆瓦时	天然气在供热能源中所占的份额	现有建筑物在 2050 年建筑总数中的比例
北美 *	37	7.6	61%	55%
欧盟 *	29	7.2	43%	57%
其他发达经济体 *	13	4.9	33%	53%
俄罗斯 *	5	10.7	35%	55%
中国 *	58	2.2	17%	50%
印度	21	0.4	4%	17%
非洲	21	0.3	10%	18%
拉丁美洲	12	1.0	27%	32%
其他新兴经济体 *	39	1.2	44%	31%
全球	235	2.4	41%	39%

* 表示拥有大量供热需求的市場，代表着建筑领域最终总能耗量所占的份额。俄罗斯 = 俄罗斯联邦；中国 = 中华人民共和国。
注：m²= 平方米。不包括固体生物质的传统用途，也不包括为商业供热的天然气。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

在天然气中混入氢气作为供热燃料

在加拿大、美国和西欧等主要供热市场，将较低比例的氢气（体积百分比为 3%-5%）混合到所供应的天然气中。这不会对锅炉和燃气灶等终端设备产生较大的影响。如第 3 章所述，在 Ameland（荷兰）的 14 栋建筑中，使用 20% 的氢气混合比例并没有出现气体泄漏、火焰不稳定、回燃或点火方面的问题；当氢气比例达到 30% 时，亦未发现管道或加热设备未出现任何问题。此外，世界各地的其他项目也对特定的设备进行了类似测试，并得出了类似的结论。

尽管如此，由于无法对家用电器对较高的氢混合比下的总体耐受性进行预测（尤其是那些较为老旧的设备），因此仍然需要进行严格的测试才能确保系统的安全性、效率以及长期的环境性能，并确保所有设施的升级都能适用于未来更高的氢气混合比例，具有一定的意义。

在天然气中混入氢气可以在氢气的早期使用阶段为其创造出可靠的使用需求，但较高的管理成本仍是决策者所面临的一大难题。举个例子，如果氢气以 3% 的体积比例混合到全世界使用的所有天然气中，那么清洁氢气的年需求将会增加近 1200 万吨，相当于目前全球专用氢气产量的 17%。这可能会导致生产规模和设施安装规模的进一步扩大，进而对氢气供应技术的成本产生重大的潜在影响，但同时也会使氢气的供应成本增加 3%-15%。目前许多市场正接近天然气和电力价格之间的临界点，这可能会促使其转向使用更高性能的热泵技术（包括混合式或燃气热力泵），对于新建筑来说这种趋势尤为显著（图 59）。对混入氢气进行授权或由激励性措施所导致的天然气价格上涨将带来失去天然气客户的风险，这是政策制定过程中所需要考虑的因素。

国际能源署
保留所有权利

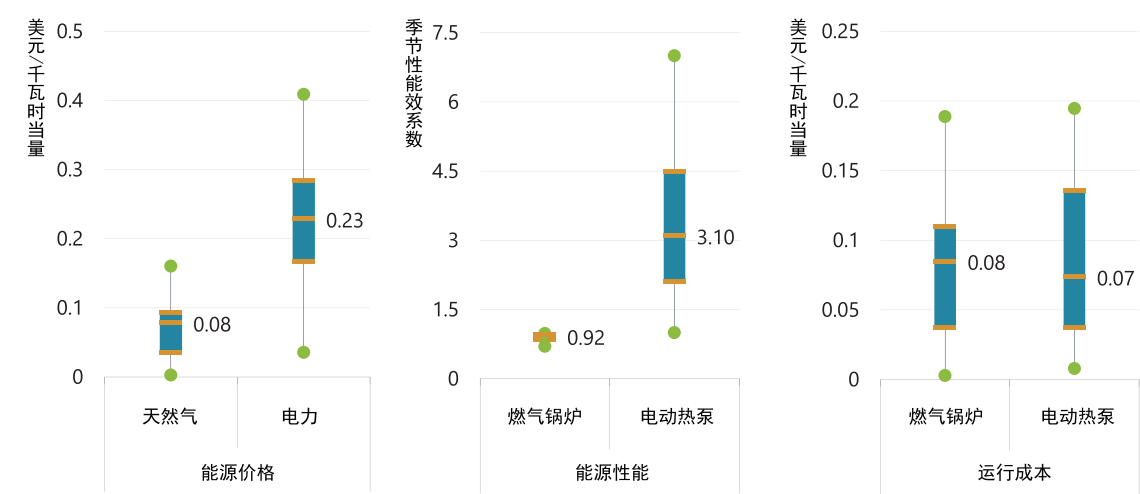


图 59. 2017 年国际能源署成员国的燃气和电加热设备所使用能源的价格、性能和运行成本的差额

注：kWh-eq= 千瓦时当量。价格指含税住宅价格（以 2017 年美元，以购买力平价计算）
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

在许多国家，燃气和电力的相对价格通常在不同程度上保持着良好的平衡状态以使新安装的热泵或燃气锅炉拥有最大的成本效益。

在天然气管网中，氢气比例超过 20% 的部分可以通过含氢燃料来实现。然而虽然在大多数情况下，注入合成甲烷可以避免对现有的设备进行更换，但却可能会使单位输送能量的天然气价格比纯氢混合物的价格要高得多。

使用 100% 的纯氢气进行供热

从成本的角度来看，在建筑物中使用 100% 的纯净氢气（即通过燃料电池或氢气锅炉）对较大的商业建筑、建筑群以及区域能源网络最具吸引力。凭借现场生产的可再生能源或较低的电价，燃料电池、热电联产装置或其他混合系统可用于具有储能能力（由蓄热或通过区域能源网络提供）的上述建筑区域，从而满足其供热、制冷和电力方面的需求。燃料电池和热电联产技术同样可用于区域能源网络，当与存储（热能或氢气）设施结合使用时，可以改善电力系统全年的平衡状态，避免出现较高的季节性峰值，并提高电网的灵活性。通过与大型热泵进行结合使用，这些地区能源问题的解决方案还可以显著提高建筑物的整体产热效率。

对于更广泛的建筑市场，特别是住宅建筑，能源结构向氢能转换的长期应用前景将取决于几个关键性因素，尤其是氢气价格和技术使用成本。在一些主要的氢气供热市场，为了与天然气锅炉和电动热泵竞争，需要将向消费者交付的氢气价格维持在 1.5-3.0 美元 / 千克的范围内(图 60)⁵²。相对某些国家或某些建筑类型所使用的天然气价格来说，高达 3-4 美元 / 千克的氢气价格可能仍然具有竞争力（最终的二氧化碳定价将缩小这一差距）。而在加拿大等其他天然气价格较低的国家，当氢气价格低于 1 美元 / 千克时才具有竞争力。

52 这还取决于热泵的类型、热泵在主导性气候下的效率以及建筑物的能源性能。

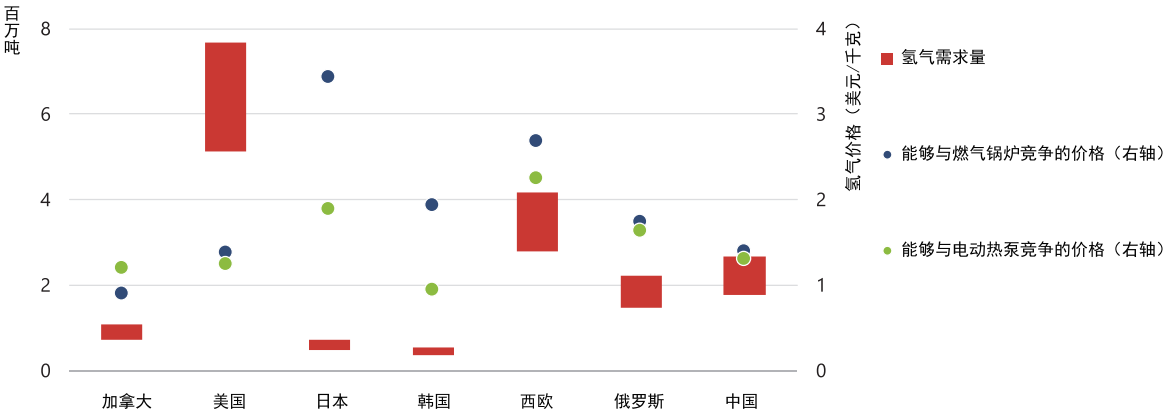


图 60. 2030 年建筑物供热的潜在氢气需求量和某些市场中具有竞争力的能源价格之间的差额

注：价格为 2017 年含税平均零售价（美元）。天然气需求用于空间供暖和热水生产，包括到在 2030 年完成对建筑保温层的改造以符合巴黎协定的既定目标。这里，假定这些国家的电动热泵竞争力具有典型的季节性能效。价格竞争力不考虑设备的资本性支出。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

对主要的供热市场来说，氢气的最终价格必须在 1.5–3.0 美元 / 千克的范围内才能在建筑供热方面与天然气和电力相竞争。

如果产品价格在一开始就比较高，那么随着时间的推移，产品最终不一定能具有较低的运行成本。消费者往往更重视前期的购买价格，而不是产品整个寿命期的使用成本。加热设备的成本变化很大并且在很大程度上取决于设备容量、品牌、当地市场的可用性以及产品需求的总体规模等因素。此外，消费者的偏好也会对设备的安全性和安装便利性造成影响。此外，某些特定类型的建筑比其他建筑更适合使用氢气。例如，在资本支出和运营支出方面，服务于大型商业建筑的大型热电联产项目可能比小型住宅更具成本效益。类似地，大规模燃料电池联产发电可能非常适合向使用高性能热泵和清洁热能（用以替代难以转换的燃气系统）的建筑物提供可再生电力，但不太适合其他类型的建筑物。

如果 100% 的纯氢气最终能够在一些市场具备资本性成本和运营成本方面的竞争力，那么其在建筑市场的应用潜力确实很大。即使在低碳环境下，供量需求也不可避免地成为建筑能源需求的核心。全面推进巴黎协定战略目标的背景下，预计到 2030 年供热需求将占全球建筑总能耗的一半以上，届时每年约有 5 亿吨的天然气将用于建筑空间和水的加热。

在这种情况下，如果从目前到 2030 年期间所有以预期的库存周转率进行安装或更换燃气锅炉设备均可使用氢气作为燃料，那么主要市场（加拿大、美国、西欧、日本、韩国、俄罗斯联邦 [俄罗斯]、中国）的理论潜在氢气需求量可能约为 1200-2000 万吨氢气 / 年（表 8）。将这一数值与更为广泛的天然气管网中的低浓度混入氢气相加后便可得出，2030 年全球氢气需求量的上限为 1400 – 2400 万吨。

表 8. 2030 年用于建筑供热的天然气需求量及选定地区的指示性理论氢气需求量

地区	天然气需求量（百万吨）	具有竞争力的氢气价格（美元 / 千克）	指示性氢气需求量（百万吨）
加拿大	21	0.8 – 1.2	0.7 – 1.1
美国	147	1.2 – 1.5	5.1 – 7.7
西欧	80	2.0 – 3.0	0.5 – 0.7
日本	14	2.0 – 3.5	0.4 – 0.6
韩国	11	0.9 – 1.9	2.8 – 4.2
俄罗斯	43	1.5 – 1.8	1.5 – 2.2
中国	51	1.2 – 1.4	1.8 – 2.7

国际能源署
保留所有权利

注：天然气需求量主要用于空间供暖和生成热水，包括为完成巴黎协定既定目标对建筑保温结构进行改造。指示性需求量是氢气价格具有竞争力时的需求量，不包括含氢燃料的潜在的氢气需求量。不包括用于生产商业供热的天然气。西欧包括法国、德国、意大利和英国。指示性需求考虑了建筑物内现有加热设备的一般使用寿命，并假定设备不会提前退役。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

要想使建筑物中所使用的氢气量达到上述水平（从长期看，上述数值可能会更高）尚有几个问题需要解决，包括更高的前期资本成本、对消费者来说更高的能源价格、消费者可能产生的安全顾虑等。近期，拥有很高政府和企业参与度的示范项目可以继续帮助寻找克服这些障碍的方法，特别是如果这些项目所提供的实用信息基于以下几个方面：

- 城市发展模式。例如，目前的示范项目大多不位于热需求量最大的城市地区，显然这些地区的氢气供应更具挑战性。同样，示范建筑通常是单户或低密度的商业建筑或多户住宅单元，因而无法证明氢气设备可以在密集的城市环境中或在不适合使用电动或混动天然气热泵的老建筑中得到很好的使用，亦无法证明其能够成为氢气使用的关键领域。
- 建筑类型。例如，在资本性支出和运营支出方面，服务于大型商业建筑的大型联产发电项目可能比服务于小型住宅更的大型联产发电项目具成本效益。大规模的燃料电池联产发电也很适合向装有高性能热泵和拥有清洁供热需求的建筑物提供可再生电力（作为难以转换的燃气系统的替代品），但不适用于其他类型的建筑物。

建筑物中氢气使用潜力的提升并推进行业向低碳氢气使用的过渡，决策者、行业从业者和投资者之间未来需进一步加强协调合作，并与消费者和设备服务部门进行更多的接触。例如，安装人员可能需要培训或被教授以特定技能。各国政府可以通过改善政策法规以及促进对话等方式来消除氢气的潜在使用障碍并就其对未来供热领域碳排放强度的期望（包括实现天然气管网脱碳的宏伟目标）给予明确的信号。此外，还应继续发掘关于氢能源在建筑物热能应用方面的证据并对相关的技术创新给予支持。

发电及储电领域对氢气的使用

目前，氢气在电力行业中的作用微乎其微：作为燃料的发电量不足 0.2%。该行业所使用的气体大多来自钢铁工业、石油化工厂和炼油厂。未来，这一情况有望得到改变。与氨进行共燃可以降低现有常规燃煤发电厂的碳排放强度，而随着各类可再生能源的使用比例的逐渐增加，氢燃气轮机和联合循环燃气轮机可以提升电力系统的灵活性。此外，氢气也可以以压缩气体、氨或合成甲烷的形式为长期储能提供了选择，从而对电力需求或可再生能源发电量的季节性变化进行平衡（表 9）。

表 9. 氢和含氢产品在发电中的作用

	目前作用	需求方面	未来应用	
			机遇	挑战
在火力发电厂中与氢进行共燃	迄今尚未得到应用；日本的一个商业煤电厂已经证明了共燃技术的可行性。	到 2030 年，在 20% 的共燃使用比例下，全球燃煤发电机组对氢的需求量可能高达 6.7 亿吨，或者相应的氢气需求为 1.2 亿吨。	在短期内可以降低现有燃煤电厂的碳排放量	二氧化碳减排成本可能很低，但必须依赖于低成本氢的供应。必须注意氮氧化物的排放；可能需要进一步对氮氧化物进行处理。仅能充当过渡措施——仍然存在大量剩余的二氧化碳碳排放量。
灵活发电	很少有商用燃气轮机使用富氢气体。安装了 36.3 万个燃料电池单元（共 1600 兆瓦）	假设到 2030 年，全球有 1% 的燃气发电量依靠氢气，这将意味着 25 吉瓦的发电容量，发电量将达到 90 太瓦时，耗氢量为 4.5 兆吨。	支持可变可再生能源在电力系统中的使用。一些燃气轮机设计已经能够在高含氢量下运行。	很难得到低成本的低碳氢和氨。与其他灵活发电方案（如在需求响应和储能方面）存在竞争。
备用和离网电源	农村电气化示范工程。将燃料电池系统与储能设备相结合	随着电信业的不断发展，对可靠电源的需求也日益增长。	燃料电池系统在与储能设备相结合后，可作为柴油发电机的一种低成本、低污染的替代品。比电池系统更坚固耐用。	与柴油发电机相比，其初始投资需求往往更高
大规模长期储能	美国有 3 个储氢盐穴；英国也有 3 个。	从长期来看，可变可再生能源的使用比例将达到非常高的水平，因此将需要大规模长期储存，从而应对季节性失衡或长时间无法产生可变可再生能源的情况。结合远程贸易的范围对全球可变可再生能源供应季节性差异进行利用。	由于氢气的能量含量高，因而其储存装置的资本性支出相对较低。很少有大规模长期储能方面的替代技术。如果储存的氢气或氨可以直接作用于终端，则可以减少转化过程中的损失。	在转换过程中具有较高的损耗率。储氢区域特定盐穴的地质可用性不确定。使用枯竭油气田或含水层进行储氢的经验不足（如存在污染问题）。

注：VRE= 可变可再生能源。

目前电力行业如何对氢气进行使用？

虽然目前纯氢气一般不作为发电燃料，但也有小规模例外情况。例如，意大利有一台 12 兆瓦的氢燃料联合循环燃气轮机就使用附近一个石化厂所产出的氢气进行发电；在日本神户，一台氢燃料燃气轮机可向当地社区提供热量（2.8 瓦热量）和电力（1.1 兆瓦电能）。但更为常见的情况则是使用来自钢铁厂、石化厂和炼油厂的富氢气体。如今，往复式燃气发动机可以处理含氢量高达 70% 的气体（以体积计）⁵³，而未来的燃气发动机甚至可以使用 100% 的氢气（Goldmeer，2018 年）。此外，燃气轮机还具有使用富氢气体作为燃料的能力。在韩国，一家炼油厂的一台 40 兆瓦燃气轮机已使用氢含量高达 95% 的气体运行了 20 年。

燃料电池是将氢气转化为电和热并生产水的一种装置，是避免直接排放的另一种选择。其可以实现高达 60% 以上的电效率。此外，燃料电池部分负载比满载拥有更高的效率，这使得其对于负载平衡等灵活作业来说尤其具有吸引力（专栏 15）。

53 与天然气（35MJ/m³）相比，氢气每立方米（m³）的能量值降低了三分之一以上，即 10 MJ/m³。因此，将 70% 的氢体积混入量，在能量上实际仅相当于混合了 20%。如果未另行说明，本节中的氢气比例指的是体积分数。

专栏 15. 固定发电设施所应用的燃料电池技术

目前有多种燃料电池技术适用于固定发电应用：

- 聚合物电解质膜燃料电池（PEMFC）能够在相对较低的温度（低于 100° C）下工作，并具有启动速度很快的特点。然而，如果使用天然气作为燃料，则需要使用纯氢气流或外部转化器。PEMFC 目前用作微型联产发电机组，在住宅建筑供电过程中与天然气或液化石油气配套使用。
- 以磷酸为电解质的磷酸燃料电池（PAFC）目前多用于固定发电设备，其输出功率介于 100 – 400 千瓦。除了供电以外，其还可以在 180° C 左右产生热量，可用于建筑空间 and 水的供热。
- 熔融碳酸盐燃料电池（MCFC）和固体氧化物燃料电池（SOFC）分别能够在 600° C 和 800 – 1000° C 的高温下运行，因而可以对多种碳氢燃料进行使用，而无需先通过外部转化器来生产氢气。MCFC 用于兆瓦级发电领域（其功率密度较低，导致使用规模相对较大）。产生的热量可用于建筑物和工业中的加热或冷却等用途。SOFC 也具有类似的用途，但功率通常在千瓦范围内且使用规模较小，例如微型联产发电机组或用于离网供电。

全球范围内所安装的固定燃料电池的容量在过去十年中得到快速增长，在 2018 年达到近 1600 兆瓦（图 61），尽管这其中只有大约 70 兆瓦使用氢气作为燃料；目前大多数现有燃料电池使用天然气作为燃料。全球范围内已安装的燃料电池单元数量约为 36.3 万个，主要由微型联产发电系统控制。仅日本的 ENE-FARM 项目（见专栏 14）就使用了约 27.6 万个微型联产发电系统，但仅占全球 193 兆瓦总装机容量的 12%（IPHE，2018a）。除日本以外，德国的住宅燃料电池市场也呈增长趋势，在 KfW433 支持计划的推动下，截至 2018 年 11 月，该国政府共为这一领域提供了约 1900 次的财政资助（IPHE，2018b）。容量为 100 千瓦到 2.4 兆瓦的大型燃料电池系统几乎全部部署在韩国和美国，装机容量分别为 300 兆瓦和 150 兆瓦。未来，燃料电池市场的增长空间将依靠备用电源和离网电力设施来实现（专栏 16）。

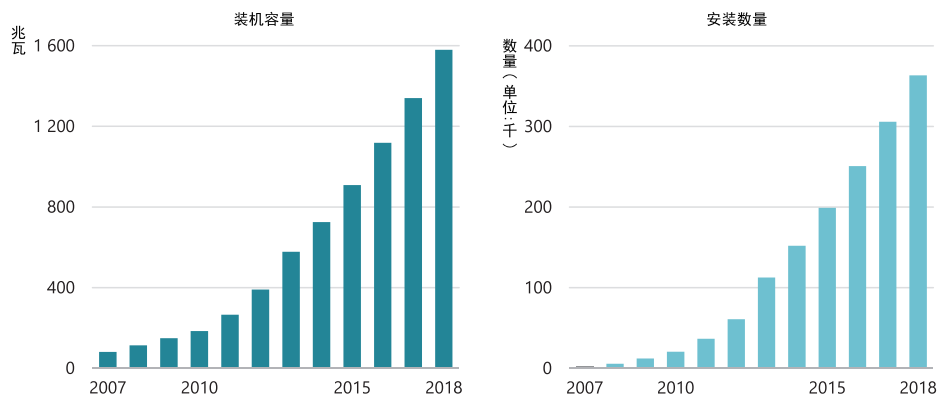


图 61. 2007–2018 年全球固定燃料电池容量的发展趋势

资料来源：E4Tech（多年），The Fuel Cell Industry Review；S&P Global Platts（2018），世界发电厂数据库。

在过去十年中，固定燃料电池在装机容量和安装数量方面获得了强劲的增长，但仍仅占全球发电能力的 0.02%。

目前除日本以外，很少有国家对电力部门所使用的氢气或含氢燃料作出了明确的战略规划。日本的目标是到 2030 年将使用氢能源的发电机容量达到 1 千兆瓦，相当于年耗氢量为 30 万吨氢气，从长期来看，若容量上升到 15-30 千兆瓦，则相当于年耗氢量为 1500-3000 万吨（Meti，2017 年）。韩国则是另一个例外：其氢能战略规划设定的目标是到 2022 年，电力行业的燃料电池装机容量达到 1.5 千兆瓦；到 2040 年，装机容量达到 15 千兆瓦。此外，许多其他国家也

已经认识到氢作为发电和供热低碳能源的潜力。

日本正在开展将氢气和氨作为燃气轮机和燃煤电厂燃料的研究和试点项目。荷兰正在将一座现有的 440 兆瓦联合循环燃气轮机（CCGT）工厂的燃料从天然气转换为氢气，并考虑将氨进行长期存储；在燃气轮机中燃烧氢气之前，氨将重新转化为氢气和氮气（荷兰北部创新委员会，2017 年）。澳大利亚正在建设的林肯港绿色氢气项目（The Port Lincoln Green Hydrogen Project）拥有一台功率为 30 兆瓦的电解装置、一套产氨设施、一台 10 兆瓦的氢燃料燃气轮机以及一组 5 兆瓦的氢燃料电池，将共同为电网和制氨工厂提供平衡服务。该设施还将对两个新太阳能电场以及附近的微型电网提供支持，后者将由当地那些备受老化备用发电设备困扰的水产农业学家使用。（Bruce 等人，2018 年）。

专栏 16. 将燃料电池作为备用电源并提供电力

目前，备用电力和离网电力的供应通常仍依靠柴油发电机来实现。燃料电池作为一种可能的替代品，在许多情况下，可以减少当地的空气污染和进口柴油的需求。2018 年全球大约部署了 2500 至 3000 个燃料电池系统（E4Tech，2018 年）。

移动通信行业是一个需要备用供电和离网供电的例子。该行业在全球大约有 700 万个基站，而且每年都会增加超过 10 万个，主要发生在发展中国家和新兴经济体。在电力基础设施薄弱或无连通电网的地区，为了确保这些基站的可靠供电，这些基站需进行自己供电。这些基站所需要的电力通常由柴油发电机或柴油电池混合系统来提供，平均每个基站每年大约消耗 10000 到 12000 升柴油。例如，印度目前拥有约 65 万个电信塔，其中约 20% 依靠柴油发电机提供电力，每年的柴油消耗量为 50 亿升，由此产生的二氧化碳年排放量为 500 万吨（Lele，2019 年）。

燃料电池系统依靠瓶装氢气、甲醇或氨作为燃料，可作为柴油发电机或电池系统的替代品。与传统电池系统相比，燃料电池可以在 -40°C 至 50°C 的环境中工作，无需任何冷却措施。（据报道，与柴油发电机、光伏系统和电池相比，燃料电池及其所使用的燃料对窃贼的吸引力似乎更小。）在肯尼亚，800 个基站正在从柴油发电机切换到 4 千瓦的氨碱性燃料电池系统，其中也包括一台将氨转化为氢的装置。一个容量为 12 吨的储氨罐所提供的燃料足够使一个基站运行一年（Ammonia Energy，2018 年）。在南非，沃达康（Vodacom）公司已推出 300 多个固定燃料电池系统以为电信基站提供备用电源。该公司计划在 2019 年再推出 250 个类似的燃料电池系统。

此外，燃料电池也有助于为停电期间提供备用电力，并为离网的村庄、学校和诊所进行供电。南非在 2014 年通过使用一个小型电网对一个由 34 户家庭组成的小村庄进行了供电，其主要发电设备包括 3 个 5 千瓦的甲醇燃料电池、一个 14 立方米的甲醇罐和一个 73 千瓦时的电池组。固定燃料电池系统的改进促进了更大规模实地试验项目的开展，最近在夸祖鲁-纳塔尔省所开展的项目对两个村庄的 500 多户家庭提供了能源供应并实现了该地区的水源分配。2015 年，豪登省的一家诊所安装了一个燃料电池系统，为断电期间关键药品和疫苗的制冷提供备用电源。同年，南非东开普省的学校也安装了氢燃料电池，用来满足基本电力需求（如平板电脑、传真机和计算机的充电站）。

不间断电源和备用电源的固定电源安装市场也在扩大（例如，在加利福尼亚州），这反映了不间断电源对数据中心、银行、医院和类似机构的重要性。这为燃料电池，特别是 SOFC 规模的进一步扩大提供了另一条潜在途径。燃料电池可以利用电子工业技术来进行制造，并在人口稠密的地区进行快速的模块化安装。燃料电池运行安静，无氮氧化物排放，并可以通过使用天然气电网提供对断电期间所供应的电进行恢复，从而避免了现场燃料储存的需要。燃料电池的模块化特性意味着其能够在不停机的情况下对组件进行实时监控与维护，

这很好地符合了运营和品牌化更加数字化的发展趋势。如果未来能够拥有一个收集二氧化碳的系统，例如地质储存系统，那么为了减少碳排放，可以在上述地点改用氢气能源或安装二氧化碳捕捉装置。

资料来源：E4Tech（2018 年），The Fuel Cell Industry Review；Lele（2019 年），“信实工业有限公司的氢能源和燃料电池”；Ammonia Energy（2018 年），“Gencell 公司利用裂解氨燃料推出了商用碱性燃料电池”。

电力行业未来的氢能源需求

氢气和含氢燃料，如氨和合成天然气，可以作为发电燃料。氨可以在燃煤发电厂中与其他燃料共同燃烧，从而减少煤炭的使用以及这些发电厂的碳足迹。如果是氨是通过低碳工艺制备的，那么也将减少碳的总排放量。氢气和氨也可以用作燃气轮机、CCGTs 或燃料电池的燃料，因而为业界提供了一个灵活且潜在的低碳发电方案。氢燃料也是大规模和长期的储能方式，并用于平衡电力需求或可变可再生能源发电的季节性变化。

火力发电厂的氨气混燃

2017 年，日本的中国电力株式会社成功地展示了氨和煤的共同燃烧，其中的一个商业燃煤发电站（装机容量为 120 兆瓦）使用了浓度为 1% 的氨（以总能量百分比计）（Muraki, 2018 年）。使用氨作为燃料引发了人们对氮氧化物排放量上升的担忧，但该示范项目已设法使氮氧化物排放量保持在限值范围内并避免了氨进入废气系统。从能量角度来看，只需对燃煤发电厂进行少量调整便可以对氨气混入量高达 20% 的燃料气体进行使用。对供热功率为 10 兆瓦的小型火炉来说，20% 的氨气混合比例已经实现应用，在使用过程中未出现任何问题且无任何氨进入废气中。

用氨代替煤的经济性取决于低成本氨气的可用性（第 2 章），但如果所使用的氢气是通过低碳工艺进行制备的，那么氨的使用则有助于减排。到 2030 年，全世界将有大约 1250 千兆瓦的燃煤发电厂将处于运营或建设阶段，这些发电厂届时不仅可以继续使用，而且还拥有至少 20 年的使用寿命。如果氨是由低碳氢气制备的，与 20% 的氨共燃可以将这些燃煤电厂的二氧化碳排放量从目前的 6 吉吨 / 年减少到 1.2 吉吨 / 年的水平。20% 的混氨比例将带来每年 6.7 亿吨的氨需求量，该数值是当今全球氨产量的三倍多，而这反过来又需要 1.2 亿吨的氢气。

灵活发电

氢气可作为燃气轮机和联合循环燃气轮机的燃料。大多数现有的燃气轮机可以处理混氢量为 3-5% 的燃料，部分燃气轮机甚至可以处理 30% 或更高氢气比例的燃料。电力行业相信，到 2030 年，其将能够提供完全依靠氢气运行的标准涡轮机（EUTurbines, 2019 年）。

氨是另一种潜在的燃气轮机燃料。某功率高达 300 千瓦的微型燃气轮机成功地证明了可以直接对氨进行利用（Shiozawa, 2019 年）。在 2 兆瓦以上的大型燃气轮机中，氨与空气较慢的反应机理、火焰稳定性和氮氧化物排放量仍然是相关人员正在研究的问题（Valera Medina 等人, 2018）。另一种方法则是先将氨转化为氢和氮，然后在燃气轮机的燃烧室中燃烧氢。在 600 - 1000° C（温度取决于催化剂）的温度水平下分解（或裂解）氨所需的热量可由燃气轮机提供，但这会导致整个工艺的发电效率略有降低。

燃料电池也可以用作一种灵活的发电技术。由于其发电效率与联合循环燃气轮机相似，可达 50-60%（目前较低，但未来仍有提高的潜力），具体选用哪种技术将取决于二者的资本性成本。然而，值得注意的是，目前的燃料电池堆的技术寿命仍然比燃气轮机（拥有 10000 到 40000 小时的运行时间）短，且目前固定燃料电池通常具有较小的输出功率（最大的燃料电池发电厂的功率不超过 50 兆瓦），这使得其最适用于分布式发电。相比之下，联合循环燃气轮机机组的容量可达到 400 兆瓦。燃料电池在发电时所产生的热量可以用来提供额外的收入来源。燃料电池未来的成本降低情况将取决于未来的使用规模以及由此产生的学习效应和规模经济效应。在顺利的情况下，到 2030 年，氢燃料电池的资本性支出可能会降至 425 美元 / 千瓦，相比之下，目

前装机容量为 1 兆瓦的聚合物电解质膜燃料电池机组的资本性支出为 1600 美元 / 千瓦，而联合循环燃气轮机的资本性支出则为 1000 美元 / 千瓦（Bruce 等人，2018 年）。

随着可变可再生能源使用比例的不断增加，氢气和氨为电力系统提供了更为灵活的低碳能源。使用碳捕获和利用技术的天然气发电厂和沼气发电厂是目前能够对低碳灵活发电进行替代的方案。但由于需要额外的碳捕获设备和额外的小型沼气发电厂，这两种替代方案单位功率的资本性成本往往高于氢燃料联合循环燃气轮机发电厂所需的资本性成本。当负荷系数较低时，氢燃料方案在资本性成本方面的优势更为明显（图 62），在可变可再生能源使用比例较高的系统中，氢燃料方案在资本性成本方面的优势通常较低。在 15% 的容量系数下，如果天然气价格为 7 美元 / 百万英热单位，那么低碳氢气将以 2.5 美元 / 千克的价格与使用碳捕获和储存技术的天然气发电形成竞争⁵⁴。

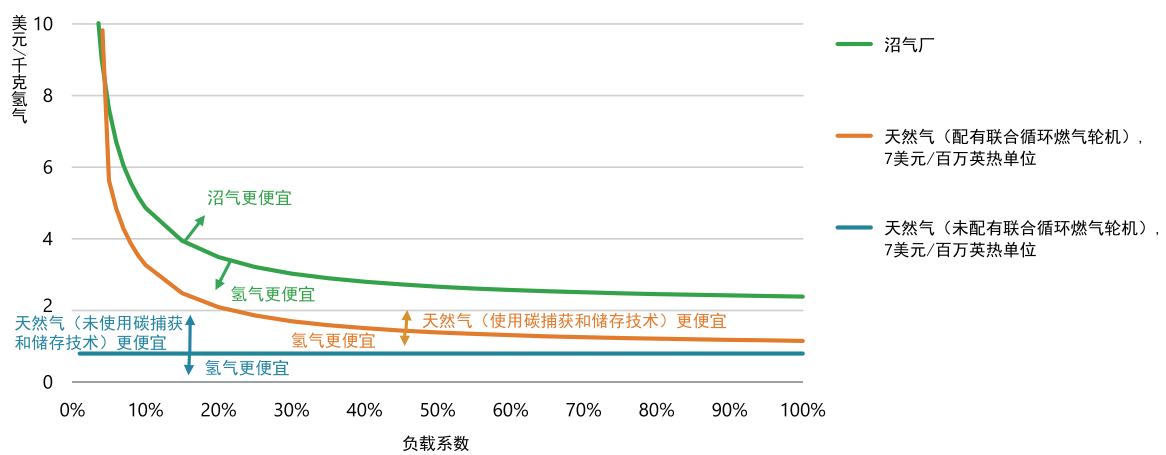


图 62. 使用氢燃料的联合循环燃气轮机相对于其他灵活发电方案的盈亏平衡价格

注：箭头表示在该氢气成本和负载系数下与其竞争的发电技术或氢气价格更为便宜。未使用碳捕获和储存技术的联合循环燃气轮机和燃氢联合循环燃气轮机的资本性支出 =1000 美元 / 千瓦；使用碳捕获和储存技术的联合循环燃气轮机的资本性支出为 1870 美元 / 千瓦，沼气发动机的资本性支出为 2000 美元 / 千瓦；未使用碳捕获和储存技术的联合循环燃气轮机和燃氢联合循环燃气轮机的总效率（低位发热值）=61%，而有碳捕获和储存技术的联合循环燃气轮机则为 53%，沼气发动机为 45%。经济寿命 =25 年。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

氢气可能在成本方面比天然气更具竞争力，而碳捕获技术和沼气则作为一种灵活的发电选择，尤其是在负载系数较低的情况下。

与天然气发电相比，氢能发电厂在负载平衡和峰值负载发电方面的竞争力要取决于潜在的天然气价格和碳价格水平。例如，当负载系数为 15% 时，如果天然气价格为 7 美元 / 百万英热单位，那么二氧化碳价格必须达到 100 美元 / 吨的水平才能使氢气发电所使用的氢气价格达到 1.5 美元 / 千克，从而与天然气相比更具竞争力。如果氢气价格为 2 美元 / 千克，那么二氧化碳价格必须达到 175 美元 / 吨时才能使氢气发电与天然气相竞争（图 63）。

举例来说，如果到 2030 年全球燃气发电装机容量（即 25 吉瓦）中有 1% 是通过氢气（或氨）燃烧实现的，这表示其年发电量约为 90 太瓦时（40% 负荷系数），所对应的氢气需求量为 450 万吨（或 3000 万吨氨）。这将有助于扩大氢气的需求量和基础设施的规模，因为 25 吉瓦氢电厂的年氢气需求量将相当于 2300 万辆燃料电池汽车的年氢气消耗量。即使是一个 500 兆瓦的发电厂，也会产生相当于 455000 辆燃料电池汽车的氢需求量，或是英国 22.1 万户家庭的供热需求量，因此可能为其他潜在的氢气用户（如运输或建筑领域）提供创建枢纽站的机会。

54 1 美元 / 千克氢气相当于 8.8 美元 / 百万英热单位。

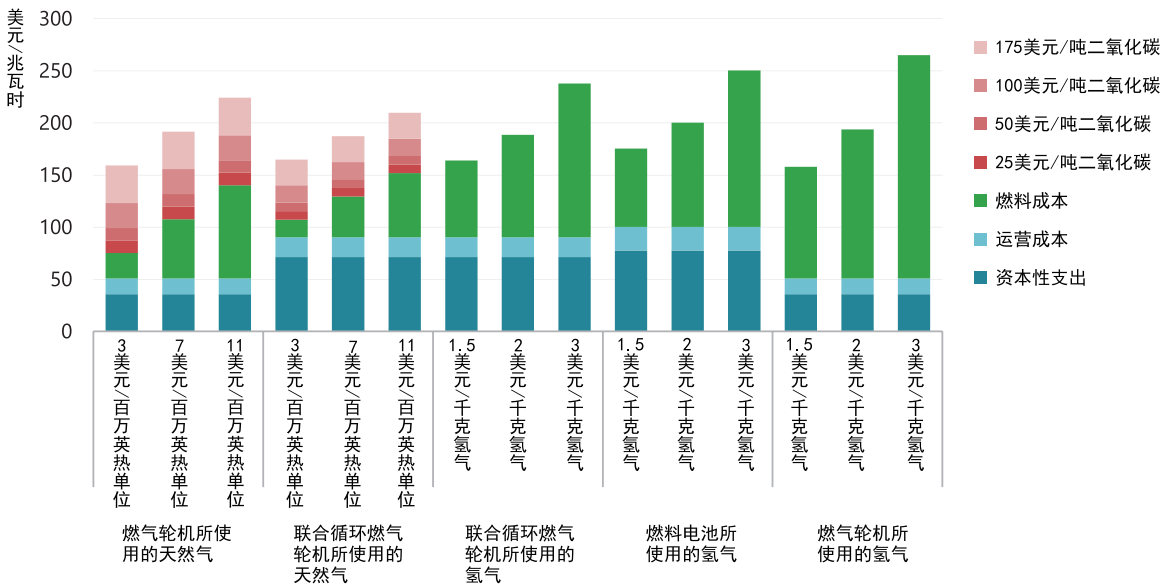


图 63. 使用天然气和氢气达到负载平衡的平准化发电成本

注：GT= 燃气轮机；CCGT= 联合循环燃气轮机；FC= 燃料电池；NG= 天然气。燃气轮机的资本性支出 =500 美元 / 千瓦，未使用碳捕获和储存技术的联合循环燃气轮机及燃氢联合循环燃气轮机的资本性支出为 1000 美元 / 千瓦，燃料电池为 1000 美元 / 千瓦；燃气轮机的总效率（低位发热值）=42%，未使用碳捕获和储存技术的联合循环燃气轮机及燃氢联合循环燃气轮机的总效率为 61%，燃料电池为 55%。燃气轮机和联合循环燃气轮机的经济寿命 =25 年，燃料电池为 20 年。容量系数 =15%。更多信息，请访问 www.iea.org/hydrogen2019。资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

以含氢燃料为基础的负载平衡发电能否在价格上与天然气相竞争将取决于区域氢气、天然气和二氧化碳的价格。

大规模长期储能

若要将越来越多的可变可再生能源应用于到电力系统中，则需要一个更加灵活的电力系统。高比例的可再生能源会带来长期和季节性的储能需求，例如在缺乏风和 / 或阳光的若干天内连续提供电力。

氢气和含氢燃料（如甲烷、液态有机氢载体（LOHCs）和电解发电产生的氨）是大规模长期能源储存的潜在选择。盐穴密封性好，污染风险低，是地下储氢的绝佳场所。此外，还研究了地下储氢的替代方案，如在枯竭的油气田中或孔隙中储氢。将电能转化为甲烷是另一个长期的储能选择，其好处在于可以对现有的天然气运输和储存基础设施进行使用。目前大约有 70 个用于甲烷生产的电制气（power-to-gas）项目已投入运营，其中大部分在欧洲（见第 2 章）。以氨的形式储存电力则是另一种大规模长期的储能选择。化肥工业目前已经普遍使用大型钢罐来储存氨气。

基于氢气的储能方案的往返效率较低：需先通过电解工艺将电转化为氢，然后再将氢转化为电，在这一过程中约 60% 的初始电能会损失，而对于锂离子电池而言，一个储能周期的损耗约为 15%（图 64）。抽水蓄能设施可以作为替代方案：其用于储存电力的历史已长达一个多世纪。电池则提供了另一种替代方案，但由于存在自放电的缺点且大规模储能往往需要数量巨大的电池，因此不太可能用于大规模的长期存储用途。直径为 50 米、高度为 30 米的大型冷藏液氨罐通常应用于化肥行业，可储存 150 吉瓦时的能量。这相当于一个 10 万人口城市的全年用电量。如果要用电池来储存同样多的电能，则大约需要 150 个澳大利亚霍恩斯代尔电池储能系统，后者是目前世界上最大的锂离子电池储能装置，容量为 129 兆瓦时。

所有的方案都各有优缺点。对于不足几小时的放电时间需求，氢气和氨的价格要比抽水蓄能或电池蓄能的成本高得多。随着放电时间的延长，压缩氢气和压缩氨气将变得更具吸引力，

这得益于其相对较低的能源储存成本（主要是开发地下盐穴或储槽的投资成本）。在不同的储能技术中，压缩氢气是放电时间超过 20-45 小时时的最经济选择。

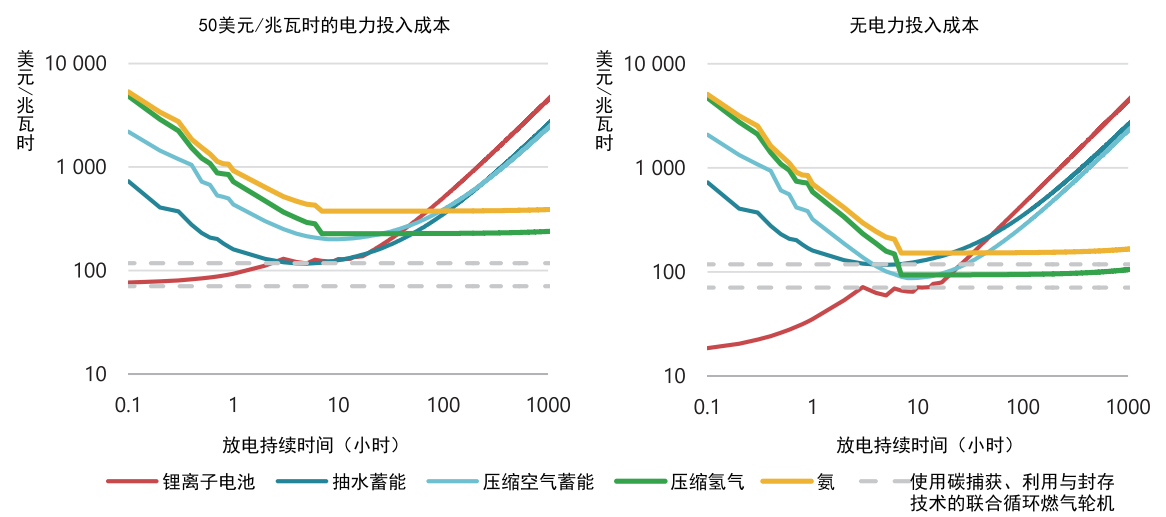


图 64. 平准化储能成本随放电持续时间的变化情况

注: PHES= 抽水蓄能; CAES= 压缩空气蓄能; Li-Ion= 锂离子电池。压缩氢气蓄能是指压缩气体储存在盐穴中, 氨则储存在罐中。资料来源: 国际能源署 2019。版权归其所有。

根据电力储存成本，压缩氢气蓄能是在放电时间超过 20–45 小时的情况下的最经济储能方式。

为了提高竞争力，氢气的储能用途也可以与氢气的其他应用相结合。例如，在美国，Three-State Generation and Transmission 公司正考虑利用电力为国内化肥市场生产氨。该项目位于风能、太阳能和水力发电成本较低的地区，当电力成本低于 25 美元 / 兆瓦时（在 85% 的情况下）时，该项目将使用可逆固体氧化物电解槽（RSOEC）来生产氢气，并将其转化为氨供应至市场销售。同时，将一部分氨储存起来以便在高峰时段对可逆固体氧化物电解槽进行供电，从而提高其整体利用率。该方法可能是新型发电资源部署的一种替代方法，而这种新的发电资源预计只需要在高峰负载时使用。

没有必要通过大规模的含氢燃料蓄能方式来覆盖整个蓄能周期（即以电能作为输入能源，并最终将其再转化为电能）。除了将来自使用国内电能所制备的氢气用于长期蓄能用途之外，利用可再生电力供应和需求之间的季节性互补的特点，氢气燃料也可以在可再生电能出现季节性盈余时通过从世界其他地区进口而得。

基于燃料进口的频率和规模，此举可降低进口地区所需的能源存储量。可能并非总是需要再转化为电能这一过程，所储存的甲烷、氨或氢也可直接用作燃料，从而满足季节性需求（如建筑空间供暖）。

参考文献

ACEA（欧洲汽车制造商协会）（2018 年），“ACEA 报告：欧洲 2018 年使用的车辆”，www.acea.be/uploads/statistic_documents/ACEA_Report_Vehicles_in_useEurope_2018.pdf.

ACTU（2019 年），“现代公司最终计划向瑞士和欧洲运送 1600 辆氢能卡车。” [现代公司最终计划向瑞士和欧洲运送 1600 辆氢能卡车], www.actu-transportlogistique.fr/routier/hyundai-prevoit-finalement-1-600-camions-hydrogenes-pour-la-suisse-etleurope-517674.php.

AFC TCP（先进燃料电池技术合作计划）（2019 年），“AFC TCP 关于燃料电池电动汽车、加氢站和目标数量的

国际能源署
保留所有权利

调查报告”，由 AFC TCP 提供给国际能源署。

AFHYAC (2017 年)，“在 H2ME 项目中部署的 100 辆氢气车”[在 H2ME 项目框架内部署的 100 辆氢气车辆]，www.afhyac.org/newsletter/65/100-vehicules-a-hydrogene-deploies-dans-le-cadre-du-projet-h2me-104/.

Airbus (2000 年)，“低温飞机——氢燃料飞机”，<http://staffwww.itn.liu.se/~clryd/KURSER/TNK027/Kurslitteratur2011/CRYOPLANE.pdf>.

AirClim (2018 年)，“挪威转向使用零排放船舶”，www.airclim.org/acidnews/norway-headingzero-emission-ships.

Alstom (2018)，“世界首发：阿尔斯通的氢气列车进入下萨克森州提供客运服务”，<https://www.alstom.com/press-releases-news/2018/9/world-premiere-alstoms-hydrogen-trainsenter-passenger-service-lower>.

《氨气能源》(2018 年)，“GenCell 公司利用裂解氨燃料推出了商用碱性燃料电池”；

www.ammoniaenergy.org/gencell-launches-commercial-alkaline-fuel-cell-using-crackedammonia-fuel/.

Baronas, J. 等人 (2017 年)，“联合机构工作人员关于大会第 8 号法案的报告：加利福尼亚拥有 100 个加氢站所需时间和成本评估 -2016 年年度评估报告”，www.energy.ca.gov/2017publications/CEC-600-2017-002/CEC-600-2017-002.pdf.

Baroutaji, A. 等人 (2019 年)，“关于航空航天部门所使用的氢气和燃料电池技术的综合调查”，《Renewable and Sustainable Energy Reviews》，第 106 卷，第 31-40 页。

Brown, T (2018 年)，“试点项目：以自运货物为燃料的氨槽车”Ammonia Energy，www.ammoniaenergy.org/pilot-project-an-ammonia-tanker-fueled-by-its-own-cargo/.

Bruce, S. 等人 (2018 年)，国家氢能源战略规划，澳大利亚 CSIRO。

Campíñez-Romero, S 等人 (2018 年)，“燃料电池出租车推进了城市加氢站的部署”，能源，<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.009>.

CEC (加利福尼亚能源委员会) (2017 年)，《联合机构工作人员关于大会的报告》第 8 号法案：加利福尼亚州拥有 100 个加氢站所需时间和成本评估 -2017 年年度评估报告，www.energy.ca.gov/2017publications/CEC-600-2017-011/CEC-600-2017-011.pdf.

CEC 和 CARB (加利福尼亚能源委员会和加利福尼亚空气资源委员会) (2018 年)，联合机构工作人员关于大会第 8 号法案的报告：加利福尼亚拥有 100 个加氢站所需时间和成本评估 -2018 年年度评估报告，加利福尼亚能源委员会 54，www.energy.ca.gov/2018publications/CEC-600-2018-008/CEC-600-2018-008.pdf.

DLR (2016)，“零排放航空运输——四座客机 HY4 的首飞”，DLR 德国航空航天中心，www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-19469/#/gallery/24480.

DNV GL (2017)，“燃料电池在航运中的使用研究”，欧洲海事安全局，106，

www.emsa.europa.eu/emsa-documents/latest/download/4545/2921/23.html.

E4Tech (2018)，《燃料电池行业综述》，www.californiahydrogen.org/wpcontent/uploads/2019/01/TheFuelCellIndustryReview2018.pdf.

E4Tech (历年)，《燃料电池行业综述》，各版，www.fuelcellindustryreview.com.

EBA (欧洲沼气协会) (2017 年)，EBA 统计报告 2017 年，EBA，布鲁塞尔，<http://europeanbiogas.eu/2017/12/14/eba-statistical-report-2017-published-soon/>.

EIA (美国能源信息管理局) (2015 年)，2015 年住宅能耗调查，EIA，华盛顿特区，www.eia.gov/consumption/residential/index.php.

EIA (2012)，2012 年商业建筑能耗调查，EIA，华盛顿特区，www.eia.gov/consumption/commercial/.

ENGIE (2018 年)，“GRHYD 项目的合作伙伴为法国第一个电制气示范项目揭幕”，[GRHYD 项目的合作伙伴为法国第一个电制气示范项目揭幕]，www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/grhyd-premier-demonstrateur-power-togas-france/.

ENGIE (2019 年)，“ENGIE 和 YARA 公司将绿色氢能源带入工厂”，www.engie.com/en/news/yaragreen-hydrogen-factory.

ETC (能源转型委员会) (2018a)，“可能任务——到本世纪中叶实现更易于实施减排行业的净零碳排放”，www.energytransitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf.

ETC (2018b)，“实现运输行业的零碳排放”，附录。

欧洲委员会（2016年），“电气化铁路线”，机动性和运输，https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/scoreboard/compare/energy-unioninnovation/share-electrified-railway_en.

EUTurbines（2019年），“燃气轮机行业推动欧洲向脱碳能源结构过渡的承诺”（新闻稿），2019年1月23日，<https://powertheeu.eu/wpcontent/themes/euturbines/dl/EUTurbines-press-release-on-the-Commitments.pdf>.

FCH 2 JU（关于燃料电池及氢气的联合承诺）（2019年），《欧洲氢能战略规划：欧洲能源转型的可持续途径》，FCH 2 JU，伦敦，https://fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf.

FuelsEurope（2018年），“2018年统计报告”，www.fuelsEurope.eu/wp-content/uploads/FuelsEuropeStatistical-Report-2018.pdf.

全球船舶租赁公司（2019年），“行业概况”，www.globalshiplinease.com/industry-overview.

GGZEM（Golden Gate Zero Emission Marine 公司）（2018年），“当前项目：水循环”，<https://watergoround.com/>.

Goldmeer, J.（2018年），《作为低碳或低碳能源生态系统推动者的燃料灵活性燃气轮机》，GE Power, GEA33861，www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuelflexibility/GEA33861%20-%20Fuel%20Flexible%20Gas%20Turbines%20as%20Enablers%20for%20a%20Low%20Carbon%20Energy%20Ecosystem.pdf.

H2 共享项目（2018），“TNO 公司加入 H2 共享项目，27T 氢燃料电池卡车和移动加氢站的建造和示范”，绿色汽车大会，www.engie.com/en/news/yara-green-hydrogen-factory.

Hongxiang, Z.（2018），如皋新能源汽车产业，https://www.iea.org/media/workshops/2018/cem/Plenary_5_Rugao.pdf.

国际能源署（2009年a）。2019年全球电动汽车展望：克服运输领域电气化存在的挑战，<https://webstore.iea.org/global-ev-outlook-2019>.

国际能源署（2019b），《铁路运输的未来：能源与环境机遇》，经合组织 / 国际能源署，巴黎，<https://webstore.iea.org/the-future-of-rail>.

国际能源署（2019c），《清洁能源的转型前景：建筑领域的关键作用》，经合组织 / 国际能源署，巴黎，<https://webstore.iea.org/perspectives-for-the-clean-energy-transition>.

国际能源署（2017年），《卡车的未来：对能源和环境的影响》，经合组织 / 国际能源署，巴黎，<https://webstore.iea.org/the-future-of-trucks>.

国际能源署（2015年），《技术路线图：氢气和燃料电池》，经合组织 / 国际能源署，巴黎，www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf.

国际能源署（2005），《氢气和燃料电池的前景》，经合组织 / 国际能源署，巴黎，<http://ieahydrogen.org/Activities/Subtask-A,-Hydrogen-Resouce-Study-2008,-Resource-S/2005-IEA-Prospects-for-H2-and-FC.aspx>.

IMO（国际海事组织）（2014年），IMO对温室气体的第三次研究，2014年，IMO，伦敦，www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf.

IPHE（国际氢能与燃料电池合作伙伴组织）（2018a），日本，IPHE国家更新战略规划，2018年12月，[www.iphe.net/japan](http://iphe.net/japan).

IPHE（2018b），德国，IPHE国家更新战略规划，2018年12月，www.iphe.net/germany.

KfW（2018），节能建筑和修复 - 对燃料电池的拨款（433）[节能建筑和修复 - 对燃料电池的拨款（433）]，[www.kfw.de/PDF/DownloadCenter/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/ArbeitshilfenPr%C3%A4sentationen/Pr%C3%A4sentationen/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-ZuschussBrennstoffzelle-\(433\).pdf](http://www.kfw.de/PDF/DownloadCenter/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/ArbeitshilfenPr%C3%A4sentationen/Pr%C3%A4sentationen/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-ZuschussBrennstoffzelle-(433).pdf).

Kim, S.（2018），“现代公司计划投资67亿美元以提高燃料电池的产量”，Bloomberg，www.bloomberg.com/news/articles/2018-12-11/hyundai-plans-6-7-billion-investment-to-boostfuel-cell-output.

Kippers, M.J.、J.C.de Laat 和 R.J.M.Hermkens（2011年），“荷兰阿默兰岛的天然气混氢试点项目”，国际天然气联盟研究会议，2011年，荷兰阿佩多恩，http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf.

Jacobsen, S.（2018年），“全球最大的集装箱运输商马士基计划将于2050年实现二氧化碳的中和”，路透社，www.reuters.com/article/us-maersk-emissions/worlds-largest-container-shipper-maerskaims-tobe-co2-neutral-by-2050-idUSKBN1O40QW.

- Kyodo (2018), “丰田公司与 JR East 公司合作开发氢能列车”, <https://this.kiji.is/418056389112202337>.
- Lele, A. (2019 年), “信实工业公司的氢能源和燃料电池”, 在国际能源署氢能研讨会上的演讲, 2019 年 2 月 11 日, www.iea.org/media/workshops/2019/2019hydrogen/Session1-3-LELE.pdf.
- Malins, C. (2017), “电子燃料技术在欧洲未来的低碳运输领域将起到什么样的作用?” Cerulogy, www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerulogy_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf
- METI (经济、贸易和工业部) (2017 年), 氢能源的基本战略, www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html.
- Minnehan, J. 和 J.Pratt (2017 年), “零排放船舶燃料电池和电池的实际应用限制”, Sandia 国家实验室, 70, <https://energy.sandia.gov/wpcontent/uploads/2017/12/SAND2017-12665.pdf>.
- Murphy, A. 等人 (2018 年), “欧洲航空的脱碳战略规划”, www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2018_10_Aviation_decarbonisation_paper_final.pdf.
- Muraki, S. (2018 年), “面向低碳社会的氢能源载体的研发”, 2018 年 10 月 12 日在国际能源署大会的演讲。
- Nagashima, Monica (2018 年), 日本的氢能源战略及其对经济和地缘政治的影响, IFRI 能源中心, 巴黎, www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategyand-its-economic-and-geopolitical-implications.
- Nikola (2018a), “Nikola 公司以 2.1 亿美元对 C 轮进行了超额认购”, https://nikolamotor.com/press_releases/nikola-oversubscribes-c-round-with-210-million-54.
- Nikola (2018b), “Nikola 公司在 8 月份筹集到了 1 亿美元”, https://nikolamotor.com/press_releases/nikolaraises-100-million-in-august-49.
- 北部天然气运输管网 (2018), 英格兰北部 H21, <https://northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-23Nov18-v1.0.pdf>.
- 北荷兰创新委员会 (2017), 荷兰北部的绿色氢经济, http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/uploads/bestanden/dbf7757e-cabc-5dd6-9e97-16165b653dad/3008272975/NIB-Hydrogen-Full_report.pdf.
- NREL (国家可再生能源实验室) (2019), 下一代加氢站的复合数据产品: 所有加氢站, www.nrel.gov/hydrogen/infrastructure-cdps-all.html.
- O'dell, J. (2018), “2018 年是商用车电气化进程的转折点”, www.trucks.com/2018/07/02/commercial-vehicle-electrification/.
- OEE (加拿大能源效率办公室) (2018 年), 国家能源应用数据库, 1990-2016 年能源应用数据手册表, OEE, 多伦多, http://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/menus/trends/comprehensive_tables/list.cfm.
- Papageorgopoulos, D. (2017), 《燃料电池子项目概述》, 美国能源部氢燃料电池项目, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress17/v_0_papageorgopoulos_2017.pdf.
- Pratt, J. 等人 (2015 年)。H2 第一参考站的设计任务, NREL, www.nrel.gov/docs/fy15osti/64107.pdf.
- Raven Nielsen, E. 和 C.B.Prag (2017 年), “关于 1000 个使用燃料电池的微芯片系统示范应用的学习要点——来自 ene.field 项目的分析结果”, <http://enefield.eu/wpcontent/uploads/2017/10/ene.field-Summary-Report.pdf>.
- Robinius, M. 等人 (2018 年), “基础设施对比分析: 对车辆加氢及充电”, 能源与环境, 第 408 卷, http://juser.fzjuelich.de/record/842477/files/Energie_Umwelt_408_NEU.pdf.
- Schiller, B. (2015 年), “世界上第一辆氢动力有轨电车正在中国运行”, Fast Company, www.fastcompany.com/3044383/the-worlds-first-hydrogen-powered-tram-is-now-running-inchina.
- Schilo, C. (2009), 燃料电池在新型飞机中的应用, Celina, https://trimis.ec.europa.eu/sites/default/files/project/documents/20121029_103328_25039_516126_972891_CELINA_Publishable_Report-v13.pdf.
- Schmidt, O. 等人 (2016 年), 《液体能源——未来可再生航空燃料供应的潜力和前景》, www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potentialsperspectives-for-the.
- Schmidt, N. (2017 年), “这种氢能列车只排放水”, CNN, <https://money.cnn.com/2017/04/12/technology/germany-hydrogen-powered-train/index.html>.
- Shiozawa, B. (2019 年), “SIP 能源载体——绿色氢联盟的更新和建立”, 汇报, 2019 年 2 月 26 日, <http://injapan.no/wp-content/uploads/2019/02/3-SIP-EnergyCarriers.pdf>.
- S&P Global Platts (2018 年), 世界发电厂数据库, 2018 年 3 月, S&P Global Platts, 伦敦。

- Study Task Force (2019 年), “韩国的氢能战略规划: 为韩国未来的氢经济提出展望、规划和建议”。
- Tajitsu N. 和 M. Shiraki (2018 年), “丰田公司计划扩大生产以降低氢燃料电池汽车的成本”, 路透社, www.reuters.com/article/us-toyota-hydrogen/toyota-plans-to-expand-production-shrink-cost-of-hydrogen-fuel-cell-vehicles-idUSKBN1KG0Y0.
- Taljegard, M. 等人 (2014 年), “在一个被碳制约的世界中对海洋燃料的成本效益进行选择: 全球能源模型的研究结果”, https://pubs.acs.org/doi/suppl/10.1021/es5018575/suppl_file/es5018575_si_001.pdf.
- Thomson, R. (2018 年), “目前全球电动飞机的数量超过 130 架”, Roland Berger, www.rolandberger.com/en/Point-of-View/Electric-propulsion-is-finally-on-themap.html.
- UMAS (大学海事咨询服务) (2018 年), 《零排放船舶: 一种能源使用的转型方式》, 劳埃德船级社, www.lr.org/en-gb/latest-news/lr-and-umas-release-new-zero-emission-vesselstransition-pathways-study/.
- UNFCCC (2017 年), “国际航运业在联合国气候变化框架公约第 23 届缔约方会议上在脱碳方面采取了重要行动。宏伟目标 1.5C- 全球航运行动计划”, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/PRESS%20RELEASE_INTERNA%20SHIPPING%20INDUSTRY%20TAKES%20SIGNIFICANT%20ACTION%20ON%20DECARBONIZATION%20AT%20UNFCCC%20COP23_0.pdf.
- US DOE (美国能源部) (2019 年), “燃料电池研发概述”, 2019 年年度绩效评估和行业评估会议, 华盛顿特区, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/plenary_fuel_cell_papageorgopoulos_2019.pdf.
- US DOE (美国能源部) (2018 年), “氢气输送情景分析模型 (HDSAM)”, 2018 年年度绩效审查和行业评估会议, 华盛顿特区, <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>.
- Valera Medina A. 等人 (2018 年), “作为发电燃料的氨能源”, 《能源与燃烧科学进展》, 第 69 卷, 第 63-102 页。
- van Biert, L. 等人 (2016) “海上应用燃料电池系统综述”, 《电源杂志》345-364, www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775316308631.
- Vijayagopal, R., N. Kim 和 A. Rousseau (2017 年), “燃料电池动力汽车: 技术进步如何影响技术和经济的可行性分析”。
- Wilson A., G. Kleen 和 D. Papageorgopoulos (2017 年), 燃料电池系统成本 -2017 年, 能源部氢气和燃料电池项目的有关记录, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/17007_fuel_cell_system_cost_2017.pdf.
- Wiseman, E. (2019), “从 2022 年起开始在英国铁路上运行的氢燃料电池列车”, 电报, www.telegraph.co.uk/cars/news/hydrogen-fuel-cell-trains-run-british-railways-2022/.
- Yumiya, H. (2015), “丰田公司的燃料电池系统 (TFCS)”, 世界电动汽车杂志, www.mdpi.com/2032-6653/7/1/85/pdf.

第 6 章：推动关键价值链发展势头的政策

- 目前氢能已经在一些行业得到广泛使用，但其在清洁能源转型过程中尚未起到任何辅助作用。氢气制备的途径有很多，未来，氢能将发挥各种非常重要的作用。近年来，在各国政府的支持下涌现出了许多成功的开发项目；现在是时候该出台相关的政策来刺激对清洁能源的商业需求，也是时候该让其支持者证明他们可以推进清洁氢能使用这一空前进程。
- 这就需要我们从现在开始采取更具雄心的务实行动，进一步克服各种障碍并努力降低氢能源的使用成本。对于长期更为广泛的氢能部署来说，2030 年这一节点至关重要。通过扩大低碳生产和促进创新，可以在当前的基础上开拓出更多的氢能用途。同时，还可以在新行业和新应用领域中的氢能需求并与市场做好对接。
- 在 2030 年以前，需要采取五项明智的政策性举措：（1）给予投资者长期的市场指导以培养投资信心；（2）刺激对各种用途氢气的商业需求；（3）协助缓解诸如价值链复杂性之类的突出风险；（4）促进研发和知识共享；（5）对各地区的政策标准进行协调最大程度上消除氢能源推广道路上的障碍。
- 以现有产业、基础设施和政策为基础的四条价值链为氢能供需的进一步扩大提供了跳板：
- 使产业集群成为扩大清洁氢能用途的核心中枢。主要产业不断增加的氢气需求量为我们提供了创建核心中心的机会，这些中心在建成后将会降低低碳氢气的供应成本并会开启新的需求来源。这对沿海产业集群、共处一地的邻近港口来说尤其具有吸引力。
- 运用现有的天然气基础设施来增加低碳氢气的供应量，并对可靠的需求来源加以充分利用。即使氢气的混入量为 5%，也会产生大量新的氢气使用需求；如果能利用 100% 的纯净氢气，那么从长远看将会实现大幅减排。
- 为以氢气为核心的运输方案提供重点支持。如此便可以使燃料电池汽车更具竞争力，并能促进核心基础设施的发展。现有的 2030 年政府目标要求届时投入使用的燃料电池汽车达到 250 万辆，并且建成 4000 座能源补给站。当使用规模扩大后，燃料电池的成本会降低 75%。
- 启动首条氢能贸易国际航线。可以充分利用全球液化天然气市场的成功经验。要想对全球能源系统产生影响，就必须尽快开启国际氢能贸易。

本报告各章节对作为不断变化的能源系统的组成部分——氢气的各种生产、配送和使用方式进行了重点介绍。氢能的每一种应用都可以在协助清洁能源转型方面发挥重要作用，但同时也面临着重大的挑战和竞争。

本章对前面各章所做的分析进行了总结概括。首先指出了为使氢能尽展潜能，未来十年是扩大氢能技术使用和供应链的一个关键机遇期。随后介绍了各国政府、公司和其他机构在短期内以及在全球不同政策背景下可以采取的各类措施。确定了在近期四条互补价值链部署过程中所存在的一些机会，并就决策者应采取哪些措施来为这些机会的把握提供指导进行了讨论。各国政府在制定长期投资总体政策框架、就国家层次的氢能使用达成共识、创造新的市场需求、消除监管障碍、开展指导研究以及国际参与等方面要发挥着重要作用。最后，本章对下一步应采取的重点措施进行了介绍。

国际能源署的分析结论

氢能已经在许多重要行业中得到使用，预计全球对纯净氢气的需求量约为 7400 万吨 / 年。

相关的行业实践已经证明，氢气可以大规模生产、储存和配送。而实际上，目前只有 6% 的天然气用于制氢，并主要供炼油和化工制造业使用。

当前，几乎所有的工业用氢气都是用需求强劲的化石燃料来进行生产的，尽管氢能源这个议题在此前曾引起过广泛的关注，但对清洁氢能的需求仍然有限。然而，目前已有充分的迹象表明这种情况正在发生改变。现在人们更加关注的是氢气如何帮助行业实现深度减排，同时人们还更为广泛地认识到，氢能源有助于一系列政策目标的实现。此外，人们也越来越意识到，氢能够在很多重要领域对未来的高能级可再生能源进行补充，政府和投资者都可以从中获得越来越多低碳技术使用经验。

总而言之，氢能的潜力主要表现在以下几个方面：

- 氢能的现有应用途径。即可以使用清洁的生产方式来制备氢气并对多种能源加以利用。
- 氢能的各种潜在新用途，即作为当前燃料和输入原料的替代品，或作为对这些应用中所使用的大量电力的补充。在这些应用领域（例如，运输、供暖、钢铁和电力行业）既可以使用纯净的氢气，也可以将其转化为含氢燃料。

随着人们对氢能源的第一种应用潜力的关注越来越多，以及对氢气在公路运输等新领域进行应用的支持，已有越来越多的国家制定了相关政策对氢能技术的投资提供了支持。政府可以与越来越强大的各种利益相关方进行合作，并在应对主要挑战的过程中发挥关键作用，这些挑战包括：高额的使用成本；政策和技术层面上的不确定性；价值链的复杂性和基础设施方面的要求；相关法规和标准的限制；以及公众的认可度。要想使氢能源能够在更为广泛的能源系统中获得一席之地，就必须应对这些挑战。

氢能的长期和近期的应用领域将有所不同

本报告所探讨的氢能的潜在应用几乎涵盖了现代经济中拥有能源需求的所有领域。这些领域在规模、成熟度或对所在行业深度减排的潜在贡献方面并不完全相同。从世界各国所制定的目标以及现有和规划中的项目可以看出，各行业在未来几年的部署速度预计会有很大差异。有些行业，例如航空，航运，钢铁和化工业，未来对氢能和含氢燃料的潜在需求将非常高，并且氢能在这些领域所面临的其他低碳竞争技术也很少。但因为这些行业可能需要进行投产准备，这就意味着其迫切需要在短期内加速开发进程以实现长期的气候治理目标。即便如此，在 2030 年以前进行部署的机会仍比较有限（表 10）。其他行业为近期氢能源的快速部署提供了机会。对近期氢能源大规模部署机会的认识将有助于推动低碳技术的普遍发展，例如将碳捕获、利用与封存技术应用于炼油厂制氢以及对以有利于电网的方式对电解槽使用和氢气储存的商业模式进行开发。

表 10. 依照 2030 年的理论使用规模来划分的低碳氢能应用情况

应用类型	应用	2030 的使用规模 (千吨氢气 / 年)	长期潜在规模
目前主要的氢能应用	化工行业 (制氨和甲醇)	大于 100	高
	炼油与生物燃料的制备	大于 100	中等
	钢铁行业 (作为混合燃料的组分之一应用于直接还原铁过程)	10-100	低

国际能源署
保留所有权利

应用类型	应用	2030 的使用规模 (千吨氢气 / 年)	长期潜在规模
清洁能源系统中的氢气 使用新途径	建筑领域 (转化为 100% 的纯氢气)	大于 100	高
	公路运输	大于 100	高
	客运车辆	大于 100	中等
	建筑领域 (混入供气网进行使用)	大于 100	低
	钢铁 (转化为 100% 的纯氢气)	10-100	高
	空运和海运	小于 10	高
	电能储存	小于 10	高
	作为灵活备用电源	小于 10	中等
	工业高温热源	小于 10	低

注：长期潜在规模是根据技术应用潜力以及氢气应用的其他低碳竞争方案的竞争程度而进行判断的。2030 年的预计应用规模考虑了各国清洁氢能源规模扩大计划所带来的影响。
资料来源：国际能源署 2019。版权归其所有。

根据目前的计划，到 2030 年现有工业应用和供气管网对低碳氢的需求量可能会超过 10 万吨 / 年；钢铁、空运和航运行业将具有更为长期的氢能使用潜力。

可以从战略角度对氢能源各种应用之间所存在的差异进行利用，逐步考虑如何对氢供应链进行构建，如何获取经验以及如何进行相关的基础设施建设。对某一行业或某一应用领域的近期投资可以使其他相关行业从中受益并促使该行业对氢能源进行长期部署。

氢气是一种相对昂贵的燃料和原料，目前可用于减轻大多数（而不是全部）能源应用所造成的气候变化影响。运用天然气和碳捕获、利用与封存技术所制备的低碳氢气的成本通常最低：目前在中东和北美地区的低碳氢气成本低至 1.5 美元 / 千克，在 2030 年以前，这种生产方式似乎仍将是一种低成本制氢方法。当碳捕获、利用与封存技术不是首选方案或不可行时，某些情况下的电解氢气价格也并不昂贵，但在满负荷高效生产时最为便宜，并且不受可再生能源相对罕见低价的影响。在中华人民共和国（“中国”）和其他一些国家，大多数电解氢气的生产成本可以达到 3-6 美元 / 千克，到 2030 年，这一成本有望降至 2-5 美元 / 千克。各地区之间的低碳电力成本以及碳捕获、利用与封存技术的吸引力方面存在的显著差异，而这为国际氢能贸易提供了绝佳的机会。根据终端用户的不同，氢气的交付成本可能会增加约 1.5-2.5 美元 / 千克。这相当于在电解氢气生产过程中的电价差为 31-52 美元 / 兆瓦时。

在运输行业，消费者已经支付了与低碳氢气供应成本相当的能源价格（包括税收）（图 65）。在氢能的早期使用阶段，成本差距可能不会太大，并且部分成本可能会得到政府的补贴，例如对先行者提供限时免税。在其他行业，如炼油行业，通过销售某种二氧化碳强度较低的现有工业产品有可能会弥补部分的成本差距。消费者需求或政策干预可以创造新的低碳工业产品市场，并有助于在这些行业降低低碳氢能源应用项目的纳税人所承担的直接成本。

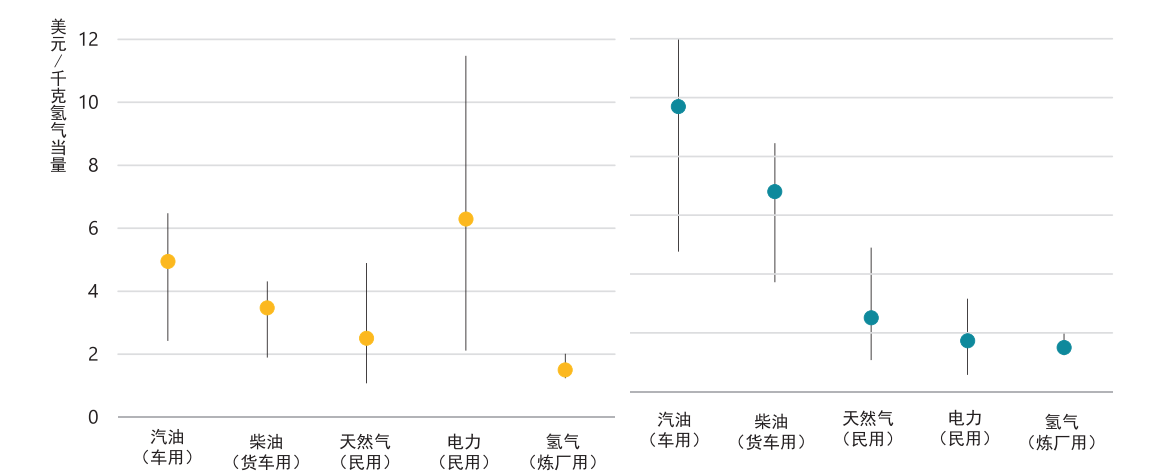


图 65. 目前以氢当量计的燃料价格（左）以及考虑到提供相同服务的不同相对效率的燃料价格（右）

注：国际能源署各国和中国的平均支付价格。价格包括税费和关税。假设燃料电池和电动机传动系统比内燃机效率高 96%。假定热泵效率比用氢气加热的效率高 3.6 倍。NG 为天然气。

资料来源：国际能源署（2018a），2018 年世界能源价格。

在考虑到将氢能转化为电力的效率之后，汽车驾驶员支付的汽油价格相当于 10 美元 / 千克左右的氢气价格，到 2030 年，这一氢燃料价格将在许多地区实现。

未来十年对于氢能源能否保留在能源政策工具箱中至关重要

广泛部署低碳氢能源的主要驱动因素源于其在减少碳排放方面所具有的潜力，及其有助于提高能源使用的安全性和适应性。世界各国政府都在致力于实现雄心勃勃的减排目标，并努力斟酌如何才能在最好地实现这些目标的同时不必承担任何能源安全性和适应性方面的风险。快速变化的世界发展节奏和所面临的巨大挑战意味着未来十年绝对是至关重要的时期。

确切地说，与其他低碳方案相比，氢能源的最终表现尚不得而知，但为了从长计议，我们需要确保制定周全的解决方案，以协助解决各种能源系统方面的挑战——包括能源安全、成本负担能力、可用性和可持续性，从而满足不断增长的全球人口和经济需要。换言之，如果不把大规模、清洁且灵活的氢能源的应用提上日程似乎不够明智。

“雄心勃勃的务实态度”对于推动能源发展、支持低成本和低碳氢能源的大规模开发以及帮助氢能源做好竞争准备和抓住长期机遇来说至关重要。在过去十年中，我们在氢能方面已经取得了很大进展，但假以时日才能使新能源技术渗透到现有市场中。要想进一步扩大供应和需求，就需要各政府、投资者、设备供应商和其他方对氢能市场的可持续性充满信心。十年的时间并不算长，从可再生电力首个市场回购费率的引入到太阳能光伏发电量达到全球电力输出的 1%，就花了将近 25 年的时间。

若要建立有效的跳板机制就需要以鼓励创新、提高效率和降低成本的方式来扩大低碳氢供应。电解槽、燃料电池和燃料补给站设施的大规模生产将促进成本的进一步缩减，尤其是在均采用国际标准的情况下。使用规模的扩大还将降低与制造含氢燃料和原料的技术以及公共基础设施（包括管道置换，新管道，碳捕获、利用与封存基础设施和运输终端）的主要投资相关的成本风险。

近期的应用机会

需要制定明智的政策来为世界需求一种能够实现这些长期目标的方法。氢能价值链非常复杂，投资者面临的风险也很大。价值链不同部分之间的协调问题依然存在，成本也正快速地发

生变化，相关技术（包括氢能在某些应用领域中的竞争技术）亦得到了较快的发展。各地区之间法规和标准的不同以及未来的变动性给各公司和投资者带来了不确定性。在此背景下，我们必须将近期的关注点集中在那些困难障碍最容易被克服的应用上。在未来十年中，四条价值链将为氢能源的部署提供一个重要的契机。

四条关键价值链

这四条价值链代表了建立 2030 年氢能跳板机制以实现氢能长期战略目标的重大机遇（表 11）。这些价值链是对第 2 章至第 5 章所提到的氢能供需情况的组合，其关注点落在建立在现有政策、基础设施、技能、地理优势和氢能需求上的低成本应用机遇。利用此方法可以在获得大规模应用的同时，最大限度地降低政府和私营部门的风险。

表 11. 代表能够扩大氢能应用规模近期机遇的四条价值链

价值链名称		对 2030 年目标的贡献	聚焦区域
1	沿海产业集群	开辟通往低成本和低碳氢能中心的通道	欧洲、中国、日本、拉丁美洲、美国
2	现有气体基础设施	通过利用可靠的能源需求来扩大低碳氢能供应规模	北美、欧洲
3	船队、货运和运输走廊	使具有竞争力的燃料电池汽车和燃料补给设施达到适当的规模	中国、日本、韩国、欧洲、南非、美国
4	首条航线	为全球终端低碳市场开启国际氢能贸易	亚太、中东、北非、欧洲

本章将对每条价值链进行更详细的描述，并确定各自的政策性要求。这四条价值链并不是独立存在的，因为一条价值链的发展将有利于其他价值链实现成本削减和创新。此外，在同一地区内，还能够对价值链之间的协同作用进行利用，例如在产业集群和沿运输走廊运营的卡车车队之间。要想在氢能供应和配送过程中获得规模经济的成本效益，将需要通过同一个地区中几个行业的累积需求而不是某一单独应用领域就可以实现的。例如，规模不断扩大的车辆补给用氢气管网将有助于灵活低碳发电应用的规模部署。每条价值链的成功运作都将有助于为其他价值链提供获得成功的条件。

五种政策之间需要通力合作

无论各国政府希望开拓和完善哪些价值链，都需要采取相应的政策性措施以便：

- 1. 给予战略规划目标和长期的政策信号。
- 2. 对能源需求的创造提供支持。
- 3. 降低投资风险。
- 4. 推动研究开发及战略示范项目的实施并扩大知识共享的领域。
- 5. 协调标准，消除壁垒。

为了让利益相关者确信氢能源将在未来市场会占有一席之地，需要制定战略目标并给出长期的政策信号。其中，气候政策便显得尤为重要。采取的行动可包括出台高水平政策，例如减排目标，或承诺部署某些能源资源或创立碳定价体系。在运输业，2030 年燃料电池汽车和加氢站的部署目标已在多个国家发挥作用。

然而，仅仅依靠目标本身并不足以在未来十年内为四条价值链建立有效的跳板机制。接下来将对这些近期价值链逐一进行说明，按上述五个政策类别给出每条价值链的具体实例和具有针对性的建议。提出这些建议是为了帮助各终端应用部门接受新的清洁燃料和原料。对于每条价值链而言，技术中立的政策更可取。同时，这些政策可以通过额外的措施加以补充，以便为那些可提高成本竞争力且具有应用前景的氢能技术提供支持。

国际能源署
保留所有权利

总的来说，这些价值链提供了一条具有成本效益的方法，这一方法可确保在 2030 年，氢能能够在全球长期以来一直在致力于实现的清洁，安全，富有弹性和具有成本效益的能源系统的构建方面发挥潜在的关键作用。除了对每条价值链所需采取的特定措施外，无论支持使用哪种氢源或采用哪种应用方式都可能需要一些其他的政策性措施。表 12 对这些适用于所有四条价值链的措施进行了描述。

没有一种氢能政策放之四海皆准

各国都是根据其自身所面临的社会和政治问题和制约因素，以及其自身的资源可用性和现有基础设施水平来制定其能源政策并付诸行动的。对所有能源技术而言情况均为如此，氢气也不例外。有些国家可能希望通过利用近期的某些化石燃料应用机会，采取分阶段的方式逐步向低碳氢能的使用进行过渡，从而为数量更大、更为清洁的未来氢能产品和应用市场奠定基础。这种分阶段的方式可能有助于在近期内实现应用规模的扩大。然而，由于此方法的环境效益有限，甚至会产生负面的环境影响，因而在后期采用碳捕获、利用与封存工艺或实施低碳氢能战略就显得至关重要。其他国家可能会仅仅依据一组选定的低碳工艺（例如可再生能源发电）来建立氢能产品的市场。不管是何种情况，均有机会对那些当前未充分利用或为了协助管理近期成本和风险而在低价值应用中使用的能源资源加以利用（专栏 17）。如果可以在高价值应用中使用这些资源，例如将其用于运输或化工领域，则可以提高整个系统的效率。

无论政府选择哪种政策方案，如果其期望程度和目标时限与其他各国政府以及国际组织大致保持一致，那么其所释放的信号将会更强。氢能源生产商和供应链需能够根据氢能在全球的前景和最大市场的扩大规模进行融资。

专栏 17. 将低成本能源资源用于更高价值的用途

作为一种化学能载体，氢可以将化学能和电能重新导入目前主要使用化学能源的应用领域中，例如运输业。以往被低估了的能源资源的四种主要来源可以转向供应加氢站或满足其他氢能源和氢载体的需求领域：

- 规模缩减以及效益回报不足的可再生能源。尽管中国的规模缩减速率在下降，但在 2017 年，该国的太阳能，风能和水力发电规模的缩减量还是超过了 100 太瓦时（国际能源署，2018c），这大致相当于整个荷兰的用电量。德国在 2017 年的电力缩减量为 5.5 太瓦时，电力重新配送和规模缩减成本为 12 亿美元（德国联邦网络管理局，2018 年）。英国在 2018 年的再配送和规模缩减成本为 11 亿美元（国家电网，2019 年）。通过对缩减的电量规模进行有效利用可以带来显著的效益。2018 年，三家德国电网运营商宣布计划在下萨克森州建设一台 100 兆瓦的电解槽，由于现有电网的海上风能供应通常过多，而加氢站则可以提供潜在的氢能需求（电网公司，2018 年）。除了发电量被缩减之外，一些可再生能源设施在大部分能源的生产过程中仅能获得较少的收益，这主要是由于风能或太阳能的发电量较大而导致了电价的下降。为了规避这种风险，项目开发商（包括有时会以“弃水发电”的方式来运行的水电运营商）可能会以约定的价格与承购商签订合同。然而，相关的激励措施和电价必须非常具有吸引力才能够抵消电解槽在使用这一电源时所减少的运行费率（第 2 章）以及为控制变化而减少氢储存量所产生的成本费用。
- 无操作弹性发电厂。在当地电网的电力需求不足时，一些热电联产电厂在供热需求旺盛时会生产过多的电力。例如，在中国东北地区，因热负荷而引发的燃煤电厂无操作弹性运行是导致风能发电量在 2017 年缩减 40 太瓦时的一个重要原因。在没有其他能量来源可以满足这些地区的供热需求时，可以通过电解制氢工艺来避免煤炭或可再生能源应用数量的缩减问题，但前提是电解槽全负荷运行的电价较低。从长远看，任何使用煤来制备氢气的方案都需要使用碳捕获、利用与封存技术才能实现减排。

▪ 副产物和排放掉的氢气。一些行业在生产过程中所生成的氢气为其不需要的副产品（例如蒸汽裂解装置和氯碱电解槽的使用过程以及丙烷脱氢过程）。商业用氢气供应商将部分此类氢气进行收集净化后出售给炼油厂、化工厂或其他用户。然而，在全球范围内，目前在生产过程中排放到大气中的氢气量达到了 50 万吨 / 年。另有 2200 万吨的氢气用于价值相对低的领域，例如无需净化的发热和发电领域。这两项加起来，从理论上足以满足 1800 万辆汽车的氢气需求。

▪ 可再生气体。产自厌氧消化池、奶牛牧场和垃圾填埋场的沼气通常用于价值相对相对低的本地供热。这些气体经过处理后可以注入供气管网。如果建立了类似加利福尼亚州的会计制度，则可以“虚拟地”将气体出售给用天然气来制备氢气的生产运营商。

这些资源并非在任何地方都能够获得，但如果能够拥有这些资源，就可以减少排放以及新的投资需求，进而减少政策协调方面的挑战。

资料来源：国际能源署（2018b），市场报告系列：2018 年可再生能源报告；德国联邦管网管理局（2018 年），2018 年监测报告——关键发现；国家电网（2019 年），月度系统平衡报告；电网公司（2018 年），“Gasunie、TenneT 和 Thyssengas 公司发布了用电产气技术的绿色“行业联合”计划”。

表 12. 五类关键政策以及与所推行的价值链无关但能够扩大氢能使用需求的跨领域政策

政策类别	政策需求	目的	跨领域政策示例
1. 目标和长期政策信号	在包含具体实施措施的整体能源、环境和产业政策框架中加入对 2030 年和 2050 年氢能战略目标的公私承诺。	让所有利益相关方更加确信低碳氢能源和相关技术将在未来市场中占有一席之地，对各公司和各国的投资行为及其之间的合作提供支持。包括：国家氢能战略规划和氢能源使用目标；经济领域的排放目标；国家产业战略；国际协议和承诺。	各国按《巴黎协定》所确定的任务目标；欧盟 2050 年气候中和战略；英国气候变化法案；法国和德国 2050 年碳中和法律草案；日本的基本氢能战略；中国的生态文明承诺；印度制造；荷兰气候法律与协定。
2. 创造应用需求	将氢能的经济价值用于新应用或新需求来源的政策，以综合方式在不同应用领域中增加氢能需求。 有助于同步扩大氢能需求的国际合作，降低与贸易型行业竞争所带来的相关风险，巩固在生产能力方面的投资。	通过需求方的政策扩大氢能的商业部署，从而“拉动”整条价值链的投资，使项目具有可融资性。据融资方了解，在一些应用中，氢能源技术已准备好在缩小价格差距的政策支持下跨出示范阶段并实现自给自足经营。 包括：投资组合标准；二氧化碳和污染排放物的定价体系；相关规定和禁令；绩效标准；公共采购规定；电力和天然气市场规则（包括辅助性服务市场和区域性的临时定价机制）；税收减免；反向拍卖。应该避免制定高技术指令性政策，但所有政策都应向氢能源同等开放，例如对与电能储存技术实现一体化的低碳电力进行拍卖。	加拿大清洁燃料标准；加州低碳燃料标准（LCFS）和零排放车辆（ZEV）规定；欧盟排放交易系统、清洁车辆指令和轿车及卡车排放标准；荷兰低碳材料公共采购规定；英国可再生运输燃料义务（RTFO）；美国对碳捕获、利用与封存技术实施 45 个季度的税收减免政策。
3. 减少投资风险	当风险由需求不确定、不熟悉和价值链复杂性进行主导时，制定相关措施以便在扩大应用规模的早期阶段将独立设施向私人投资方进行倾斜。	在仅依靠以创造使用需求为目的的政策已无法获得项目融资或无法克服市场协调障碍时，对那些已进入“死胡同”的氢能应用问题加以解决。需要制定相关的政策来应对与资本性支出和运营成本相关的风险。 包括：贷款；出口信贷；风险保证金；可以对“来源保证书”进行交易的会计系统；税收减免；受控的回报率；水资源和碳捕获、利用与封存技术应用计划。	中国的政策性银行贷款；澳大利亚的清洁能源金融公司；欧盟的欧洲共同利益项目；欧洲投资银行能源贷款政策；多边银行融资；欧盟接轨的欧洲设施；南加州天然气公司可再生天然气认证。

政策类别	政策需求	目的	跨领域政策示例
4. 技术的研究与开发，战略示范项目及知识共享	政府需要继续在制定早期高风险项目的研究议程、承担早期应用风险以及募集私人项目投资方面发挥核心作用。对于处于市场规模扩大阶段和低风险项目中所使用的技术，应利用一系列政策工具激励私营部门根据市场需求和竞争程度来带头推动创新。	满足那些对性能更好，成本更低的技术的使用需求，这些技术通常与其他技术一起应用，并且在生产和安装方面更具成本效益。 可采取的措施包括：直接为项目提供资金或共同对其进行资助；税收鼓励政策；优惠贷款；对复杂的示范项目进行协调；初创企业的股权；多边合作举措；有针对性的宣传活动；给予奖励。 跨领域而非特定行业的需求领域： ■ 电解槽：效率；寿命期；制造和安装费；循环利用性；制氧。 ■ 燃料电池：贵金属含量；效率；循环利用性；生产成本；储罐费用。 ■ 氢、氨、甲苯的安全性：理解新用途的含义；对技术进行管理。 ■ 碳捕获、利用与封存技术和甲烷热解工艺：捕集率 >90%；商业运营前的整体示范。 ■ 含氢燃料 / 原料：Haber-Bosch 合成氨工艺、甲烷化、费托合成工艺的灵活性和效率。 ■ 存储：固态；轻量级储罐；多孔介质。 ■ 直接从空气中捕集二氧化碳：资本成本；效率；吸附剂费用；与放热过程的结合（例如费托合成工艺）。 ■ 生物量：气化效率和成本。	美国能源部氢能和燃料电池计划以及氢能使用规模；日本新能源产业技术开发机构燃料电池和氢能战略目标；欧盟地平线 2020 计划及燃料电池和氢能的公私合作伙伴关系（FCH JU）；德国氢能和燃料电池技术的国家创新计划；法国氢能计划；使命创新挑战；清洁能源的部长级计划。
5. 协调标准，消除壁垒	减少或消除不必要的监管壁垒，建立促进贸易的共同标准，确保价值链中所有要素的安全性。与当地社区进行合作，确保其能够就新氢能项目的风险和影响做出明智的决策。	协助市场对氢技术进行应用，消除妨碍技术应用或增加风险的壁垒，并解决公众的担忧问题。 跨领域问题包括安全标准，适当避免对能源的双重征税，以及配送纯度和压力问题。关键问题在于二氧化碳强度的认证、氢能供应的来源，以及取代现有工艺的基准。必须建立一个强有力的国际框架以防止环境影响误判或重复计算（所谓的“来源保证”），框架内应涵盖作为含氢燃料原料的二氧化碳。	氢能技术合作计划；氢能和燃料电池经济国际合作伙伴计划（IPHE）；国际标准化组织（ISO）TC 197；国际电工委员会 TC105；欧洲标准化委员会行业能源管理论坛；HySafe 项目；欧盟 CertifHy 项目；加拿大标准协会集团。

1. 沿海产业集群：通往构建清洁氢能中心的通道

产业活动集群为加速低碳氢能源的部署提供了重要机遇。由于氢能的需求和供应位于同一地点，因此这些集群的存在降低了输配气基础设施的前期投资需求（图 66）。此外，因为许多工业中心已经拥有大量的炼油用和化工用氢气（包括氨）的用户，这些集群的存在也减少了新兴行业对氢能源及相关设备的进一步需求。这些中心的对氢能源的需求量大且一直不断增加，这反映出在所有国际能源署所预测的情景中以及许多现有的工业中心中，炼油、氨和甲醇的制造业以及炼钢业的氢能源用量必将不断增加（见第 4 章）。

但即使对目前在炼油、钢铁或制氢过程中所使用的氢气进行少量的替代，也需要大幅提高以电解方式或碳捕获、利用与封存工艺所制备的低碳氢气的供应量。目前计划部署的最大水电解槽拥有约 100 兆瓦的规模，其制氢能力约相当于单个钢厂氢气需求量的 10%。

沿海产业中心对于氢价值链特别感兴趣的原因包括以下四点：

- 目前 7400 万吨纯氢需求量大部分来自沿海产业中心，其中有 4500 万吨氢气是以混合

国际能源署保留所有权利

气体燃料方式通过专用管道和存储基础设施来进行运输的。在一些情况下，例如在美国墨西哥湾沿岸地区以及比利时，法国和荷兰的工业带，这些产业集群已经拥有可用于新氢源贸易的氢气管道网络。从现有炼油，炼钢和化工产业的全球分布情况可以看到数个此类集群的存在（图 66）。目前这些行业都在不断扩张：预计到 2030 年炼油、制氢和甲醇的氢气需求量将增加 20%，达到 9600 万吨的水平。

- 在欧洲北海沿岸地区，中国东南部，澳大利亚西部以及印度西北部地区等地区，沿海产业中心的工业或运输用氢有可能会与附近的海上风电和太阳能光伏电站实现一体化运行。
- 沿海产业中心通常位于石油和天然气工业区和潜在的二氧化碳储存地点（包括提高原油采收率措施的实施地点）附近，如墨西哥湾，波斯湾，澳大利亚维多利亚和皮尔巴拉斯特以及北海地区。
- 因此，未来可以利用港口设施来支持国际氢能源的海运贸易，并且还可以为卡车、车队车辆以及海运和内陆的运输提供氢气燃料和含氢燃料。

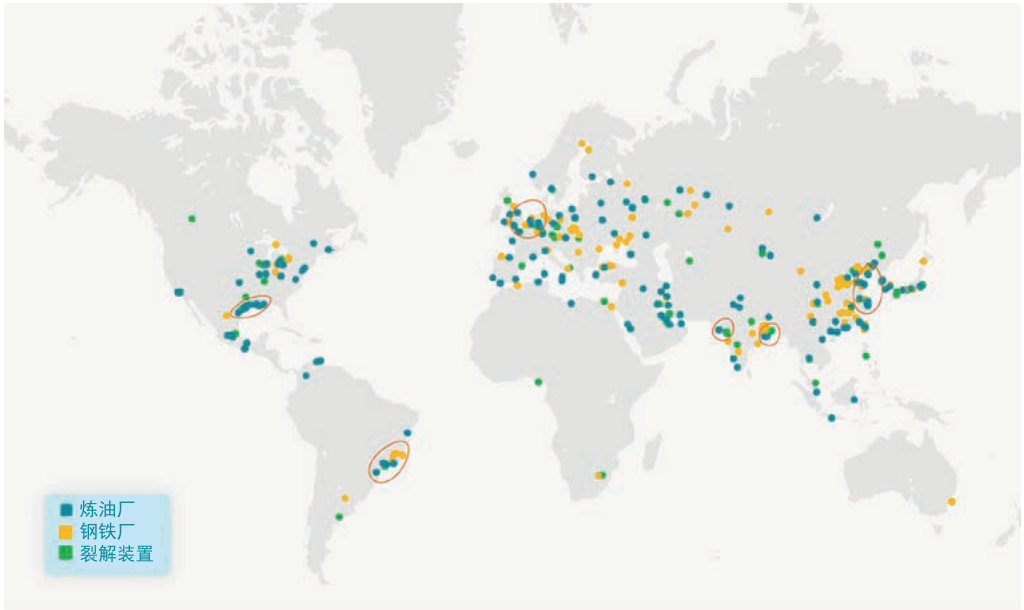


图 66. 全球现有大型炼油厂、炼钢厂和化工裂解装置的分布情况

注：本地图没有任何改变领土现状或主权的意图，也无意于对国界以及任何领土、城市或地区的名称进行改变。图上所示的各个工厂必须达到以下标准：对炼油厂来说，其产能要超过 20 万桶 / 天；炼钢厂的产能超过 200 万吨 / 年；蒸汽裂解装置的产能超过 30 万吨 / 年。
资料来源：国际能源署根据《石油与天然气杂志》（2018 年）所作的全球炼油厂情况调查（2018）；普氏能源资讯（2018 年），烯烃数据库；德国钢铁协会钢铁研究所（2018 年），Plantfacts 公司数据库。

如今的工业用氢需求分布集中在主要沿海集群。

目前，几个主要产业集群已经认识到了这一潜力，并已为氢能的使用制定了行动方案，其中一些为国家政府行为，而另一些则由地方性社区发起。这些主要的产业集群包括法国的 H2V 产业集群、英国西北部的 HyNet 产业集群、荷兰北部的创新委员会以及新西兰的塔拉纳基产业集群。

从长远看，产业中心是最有可能将氢气用途扩展到其他行业的地方。例如，民用氢气供暖，加氢站或可配给发电可以利用工业生产设施和基础设施实现。这些潜在的氢气需求来源通常位于产业中心附近，会产生许多协同效应。例如，一个 500 兆瓦的发电厂所拥有的氢气需求量相当于 65 万辆燃料电池电动汽车的用氢量，或 200 万户家庭供暖的需求量（见第 5 章）。氢气可以通过卡车，驳船或管道从沿海中心逐步输送到内陆其他地区进行使用（因为现有天然气管

国际能源署
保留所有权利

道通常位于产业集群分布地区）。

有迹象表明，沿海中心可成为氢能源的潜在用户。例如，在洛杉矶港和长滩的零排放和近零排放的货运设施项目中，部署了两个大型加氢站和 10 辆氢燃料货车用于在港口周围输送货物，目的是为了改善空气质量以及应对气候方面的问题。

各沿海产业集群都有潜力为商业规模的氢能源供需提供支持，包括将碳捕获、利用与封存技术应用于制氢装置。北海产业集群、中国东南部，美国墨西哥湾沿岸，澳大利亚和波斯湾地区都有可能实现这一目标。沙特阿拉伯计划将在波斯湾生产的氢气运往日本。一些内陆产业集群也可以对合理的氢能开发提供支持，例如在中国可以用氢气来生产化肥（第 2 章）而在奥地利则使用氢气来生产钢铁。工业应用的数十万吨氢气需求为电解槽生产的扩大以及碳捕获、利用与封存技术的规模使用带来了重大机遇。

专栏 18. 聚焦北海地区

北海地区的很多特点能够使其沿海产业中心成为首个大规模使用氢气的工业带：

- 是拥有九个重要产业中心的强大工业基地
- 其雄心勃勃的气候政策为低碳领域的投资提供了强大的动力
- 拥有现成的氢气输送管道
- 拥有一定的二氧化碳储存能力
- 其海上风电领域拥有巨大的发展潜力
- 在维持区域强大的工业基础的背景下，以氢气作为燃料和原料可带来一定的政治利益。

目前，北海周围的 9 个产业中心每年的耗氢总量达到了 170 万吨，其中近半数用于制氢（80 万吨），其余大部分用于炼油（60 万吨），少量则用于化工领域（20 万吨）。每年因制备氢气所排放的二氧化碳量为 1500 万吨，相当于德国制造业和工业二氧化碳排放量的三分之一。

北海拥有欧盟最为完善的二氧化碳储存资源。自 1996 年以来，二氧化碳已经以 100 万吨 / 年的速度注入位于挪威大陆架的储库中，是一座大型制氢厂所需减少排放量的两倍多。但之后的进展比较缓慢，北海项目在天然气制氢过程中所捕获和封存的二氧化碳量在欧洲所有碳捕获、利用与封存项目中居于领先地位。尽管最终投资决策尚未制定，但处于可行性研究阶段且将于 2030 年开始运行的项目包括：位于英格兰北部和东北部的 H21 项目，该项目共需要建造 9 套制氢装置，每套装置的产能为 20 万吨 / 年（H21，2018 年）；荷兰的 Macnum 项目，该项目将 3 套天然气发电装置改造为氢气发电装置，每套装置的耗氢量为 20 万吨 / 年（NIB，2018 年）；鹿特丹的 H-Vision 项目，将把二氧化碳捕集装置改造成可用于工业领域且拥有 60 万吨 / 年产能的制氢装置（PoR，2018 年）；以及位于英格兰西北部的 HyNet 项目，该项目的制氢能力为 20 万吨 / 年，所生产的氢气全部注入到供气管网并用于工业用途（Cadent，2018 年）。

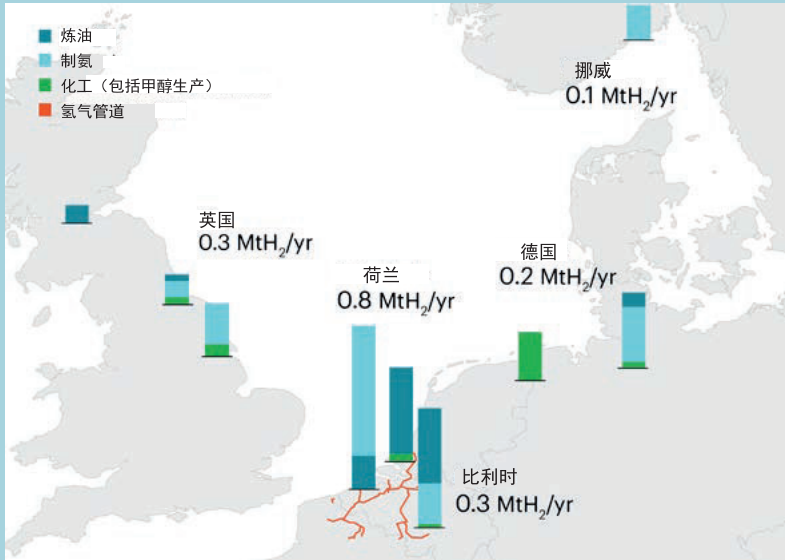
其中的一些项目计划使用国内的天然气资源并将二氧化碳封存在领海海域，但部分项目的倡议者则希望使用进口天然气在本地备氢气，然后再出口二氧化碳进行封存，例如将其封存在挪威大陆架。另一种方案是进口那些在国外二氧化碳封存场所附近所生产的氢气。政府的相关政策和公共资金的资助条件对方案的选定起到十分重要的作用（例如仅对使用本地所产氢气的方案进行支持）。

北海的海上风力发电能力已经达到 13 吉瓦 / 年，其沿岸国家预计在 2030 年风力发电量可以达到 50 吉瓦 / 年的水平。通过在沿岸地区创造新的电力需求，电解槽的应用可以防止季风由于电网传输能力不足而导致海上生产的电力无法全部输送到需求中心而造成的浪费。如果北海 2030 年海上风能目标产量的 5%（即德国目前需要缩减的风能发电规模）用于制氢，则每

国际能源署
保留所有权利

年的低碳氢气供应量可达到 20 万吨左右。这可以满足当今北海周围地区 10% 以上的工业用氢需求。目前已经提出了几项关于将海上风力发电与产业集群相结合的建议，包括对位于英格兰东北部（H21，2018 年）、荷兰北部（EnergyStock，2019 年；ReNews，2019 年）的大规模储氢设施及海上人工岛设施加以利用（NSWPH，2019 年）。从长远看，将可再生能源发电量与运输和工业用氢气的生产相结合，可能会对电力供需的平衡带来一定的益处。

资料来源：H21（2018 年），英格兰北部的 H21 项目；NIB（2018 年），“绿色氢经济”；PoR（2018 年），“H-Vision：应用于未来绿色经济的蓝色氢气”；Cadent（2018 年），西北部的 HyNet 项目：从愿景到现实；EnergyStock（2019 年），“HyStock 氢能项目”；ReNews（2019 年）；NSWPH（2019 年），“在此时对未来进行规划”。



2018 年北海地区各行业的氢气需求量及管道基础设施情况

注：本地图不会对任何领土现状、主权、国界以及任何国家、城市或地区的名称产生影响。挪威的 Tjeldbergodden 项目在甲醇生产过程中的耗氢量为 10 万吨 / 年，但未在地图上显示。

资料来源：法国液化空气集团（2019 年），“供应模式”；CF 实业公司（2017 年），获得胜利的更多途径：2017 年年度报告；Integeal waterstofplan Noord-Nederland（2019 年），Investeringsagenda Waterstof Noord-Nederland；Roads2Hy.com（2007 年），“欧洲氢能基础设施地图集”和“工业富余氢气的市场和生产”；雅拉公司（2018 年），“氢气的年生产能力”；由鹿特丹港直接提供给国际能源署的数据。

北海产业集群对氢能的需求量已经很大。

近期政策的着重关注点

战略目标和 / 或长期的政策信号。各级政府应严肃对待产业集群的发展问题并将产业集群视为 2030 年时间框架内进一步扩大氢能使用规模的机遇。制定跨行业的战略规划并致力于目标的实现将有助于促使所有利益相关方参与进来并确保不同行业的发展前景在规模和时间上保持一致。

需求创造。借助诸如二氧化碳定价系统的非技术性手段能够大大刺激低碳氢气的使用。50 美元 / 吨的二氧化碳价格可能会促使炼油厂或制氢厂这些能够储存二氧化碳的场所对碳捕获、利用与封存设施改造方面进行投资。其他可能会提供些许帮助的措施，包括达到行业级二氧化碳排放强度的法律要求或自愿承诺（类似于低碳燃料标准）或对低碳投入的特定产出份额作出规定（如可再生运输燃料义务）、公共采购规定或进行拍卖、税收减免以及允许消费者对不同产品进行区分以便能够购买到低碳产品的方案。

减少投资风险。未来十年，在大多数工业应用中，氢供应链风险和市场不确定性将持续存在，特别是在最终产品利润较小的情况下。具体风险还包括不同国家环境法规之间的差异，以及那

国际能源署
保留所有权利

些低碳氢气垄断供应商蓄意抬高价格的风险。为管控这些风险，政府可以参与到跨境项目融资上来（例如欧盟的欧洲共同利益重点项目（IPCEI）），或组织氢气供应合同的竞争性招标。在各产业集群中，或者在更为广泛的区域内，通过设立中介结构来签订未来长期的氢气供应合同。如此便可以根据预期需求的规模和时机把风险集中起来并为投资者提供更大的确定性，从而分散那些潜在氢气购买者所面临的风险。将碳捕获、利用与封存作为一项服务业务来开发以及建立特殊的开发区也能有助于管理风险，进而实现成本的最小化。

技术的研究与开发、战略示范项目 and 知识共享。目前，氢能已经在工业领域得到广泛使用，随着商业竞争（特别是需求方面的竞争）的加剧，私营企业也进行了大量的技术研究工作并降低了生产成本。在供应方面，公众对碳捕获、利用与封存技术在特定地区的首次规模应用的支持以及对大规模集成电解槽示范项目的支持可以促进相关经验和知识的广泛共享，进而加快了后续的规模应用。然而，对于新的应用（特别是技术成熟度较低的应用）和复杂的示范项目，可能仍然需要得到公立研发项目支持。示范项目必须与总体能源政策和战略相结合，以避免应用规模无法持续扩大的一次性项目的出现。在钢铁行业，利用 100% 纯氢气的直接还原铁项目均需要进一步改进和示范，同时还需要对该项目中的氢应急方案进行研究。为了提升对氢气和含氢基燃料的大规模需求，也需要对涡轮机中氢气的（混合）燃烧以及锅炉 / 涡轮机 / 燃料电池中氢的（混合）燃烧情况进行验证和改善以降低使用风险。此外，积极对氢气（包括液态氢）的储存设施进行完善也十分重要。

协调标准，消除壁垒。对国际上的不同标准进行协调以及通用标准的实现有助于对工业用氢气的纯度和氢气管道的设计规范进行规定。这些标准的作用不亚于 ISO 的运输行业标准、氢气和含氢燃料及原料的使用安全协议以及“来源保证书”（表 12）。

2. 现有的燃气基础设施：挖掘可靠的使用需求

目前，全球处于运营状态的天然气输送管道长度约为 300 万千米，而配送管道甚至要更长一些。这些管道对于氢能使用规模的扩大具有短期的战略价值（第 3 章）。只需对基础设施或终端设备进行适度的额外投资就能够利用这些管道以较低的边际成本运输由新制氢设施所生产的氢气，从而降低低碳氢气的供应成本。

在 2030 年之前，各国政府需要就天然气和燃气管道的长期规划做出重要战略部署，以确保顺利过渡到燃料的完全替换阶段，或者不再对供气管网进行使用。在没有合适的低碳替代品的情况下，如果要显著减少排放（包括逃逸排放），那么在某些时候就要对全部的供气管网进行考虑。这些战略部署将对电网的投资需求产生连锁反应。如果氢气的混合比例超过 20%，那么改造终端用户设备和电网本身的成本只有通过全部转换为氢气的使用才有可能收回。在供气管网中主要以两种方式对氢气进行使用：将氢气混入天然气或利用管网运输 100% 的纯净氢气，这两种方式是截然不同的，在下文会分别进行介绍。

混入氢气

可以将少量氢气混入到现有的天然气系统中。如果需要整改的话，只需对基础设施、设备和大多数终端用户设备进行微小改动。需要对氢气注入设施进行一些新的投资，但一般来说，只要制氢装置位于天然气输送或配送管网附近，就可以相对快速地将混入安全比例氢气的天然气供应给终端用户。

如第 5 章所述，全球已有数个项目在供气管网中混入了氢气并供应给楼宇使用。此外，还有更多的项目计划进行更大规模的混氢应用。未来几年较大的拟议项目包括欧洲和北美的 100 兆瓦 - 250 兆瓦的电解槽项目，这些电解槽将依靠风力或水力发电，每年可向供气管网注入数万吨氢气。此外，欧洲还计划将那些使用碳捕获、利用与封存技术从天然气中所制备的氢气混入

国际能源署
保留所有权利

到天然气管网中，其中包括在英格兰西北部向供气管网年注入约 60 万吨氢气并在 2030 年之前向化工厂提供氢气的项目，这样就可以将供气管网与产业集群连接起来。如果上述这些项目以及英格兰北部的 H21 项目可以继续实施，那么到 2030 年就可以创造超过 200 万吨 / 年的可靠氢气需求。

如果混合到欧盟所有天然气管网中的氢气量仅为 5%（按体积计），那么低碳氢气的需求量便会增加 250 万吨 / 年。若这些氢气需求量全部由电解槽所制备的氢气来满足的话，那么则需要消耗近 25 吉瓦的水电解容量。然而自 2000 年以来，全球的累计装机容量尚不到 1 吉瓦，因而要达到上述发电量就需要大幅扩大装机容量，这样就会在提升效率的同时使资本性支出降低三分之一。拥有 25 吉瓦电解能力的资本投资可能约为 200 亿美元，此外注入设施的投资也要超过 30 亿美元（FCH JU，2017 年）。但如果氢气来自那些使用了碳捕获、利用与封存技术的生产设施，那么成本预计会略有下降（尤其是因为规模经济给二氧化碳的运输和封存所带来的效益）。

混入氢气的成本和减少的碳排放量将取决于氢气的成本、天然气成本和氢气制备过程所排放的二氧化碳强度（图 67）。如果按照 5 美元 / 百万英热单位的现行天然气成本，混入 5% 氢气（按体积计）的成本为 4 美元 / 千克，那么输送气体的成本将增加约 8%⁵⁵，但是未来大规模生产的实现以及效率的提升会使氢气的成本有所减少。如果氢气和天然气与上游温室气体的排放量无关，那么混入 5%（按体积计）的氢气会使与输送气体相关的二氧化碳排放强度降低 2%。

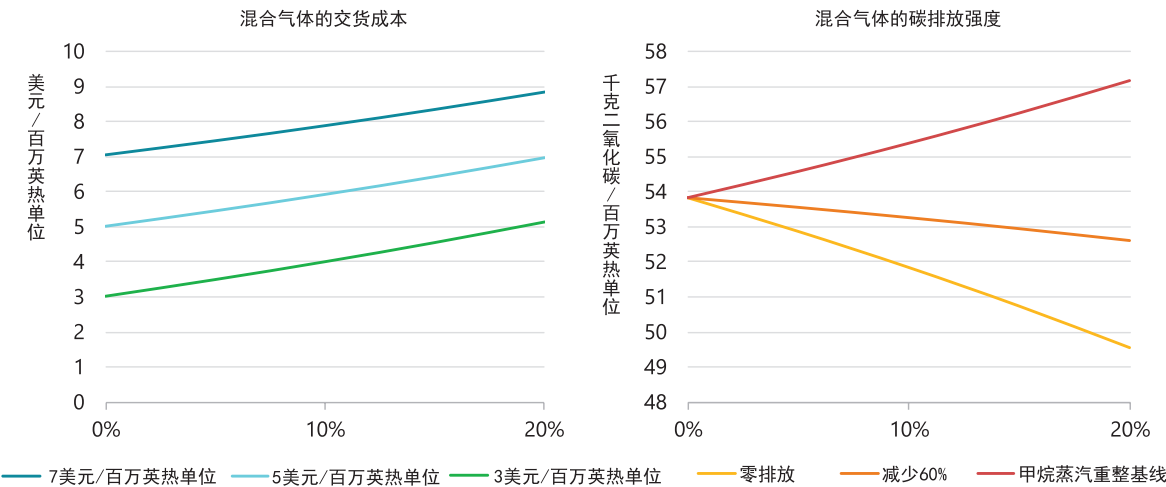


图 67. 以不同的比例将氢气混入供气管网的成本和碳排放强度

注：混合气体的交货成本假定为 4 美元 / 千克氢气，“甲烷蒸汽重整基线”的碳排放强度为 =91.0 千克二氧化碳 / 吉焦氢气和“减少 60%” =36.4 千克二氧化碳 / 吉焦氢气和“零排放” =0 千克二氧化碳 / 吉焦氢气。混合比例按体积计算。
资料来源：国际能源署 2018。版权归其所有。

氢气的混合成本和碳排放减少量取决于氢气的来源和天然气价格。混入 5% 的低碳氢气可以使二氧化碳的排放量减少 2%。

转化为 100% 的纯氢气

利用现有供气管网来供应 100% 的纯氢气不仅可以通过促进更大供应规模的实现来降低氢气的配送成本，还可以将纯氢需求源（例如运输行业和工业用户）连接到公共输气网络。

现有供气管网并不是开发未来氢输配基础设施的唯一可行方式，但可能是最具成本效益的方式，特别是在配送方面⁵⁶。供气管网的关键部件方面可能需要一些投资，尤其是在配送管

55 根据税收待遇，定价模式和纳税人的支持情况，最终用户的成本增加幅度可能会降低。
56 重新利用塑料配送管道运输 100% 氢气的成本尚不确定，但估计为 1.4 万美元 / 千米（H21，2018 年），而新的氢气配送管道成本为 13 万美元 / 千米 -270 万美元 / 千米，具体将取决于劳动力成本和人口密度等因素（SGI，2017 年）。在预计未来需求增长的情况下，扩大管道的需求将会增加前期的成本。

网的关键部件，且无论在技术上还是在经济上这都应该是可行的（NN，2018 年；Dodds 和 Demoullin，2013 年）⁵⁷。最近安装或升级的配送管道很可能会使用可以运送 100% 氢气的聚乙烯或尼龙管。使用现有管道无需办理新的许可证，毕竟要想取得许可证可能需要花费数年时间（而这势必会进一步增加成本和风险并影响变更的速度）。此外，利用现有基础设施也具有一定的非经济优势，包括制度安排的连续性以及不需要进行施工作业，后者可能会引起当地居民和现有资产所有者的反对。

与混入氢气相比，转换为 100% 的纯净氢气需要做出更大幅度的改变。例如，需要将供气管网的各个部分快速转为能够运输 100% 纯氢气的系统，这意味着需要提前安装新的压缩机，在某些情况下，甚至要提前建造新的存储设施⁵⁸。此外，还需要更换新的仪表、压缩机和监控设备、对管道的旧部件进行彻底检查，并对现有的燃气器具进行更换。并且，民众对此类项目的反应也尚未作过调查。预计到 2030 年，与氢气混入的方式相比，完全转换为纯净氢气的应用较少，并且这种现象仅会在国家供气管网的局部实现，例如城镇配送管网或特定未充分利用的输送管道。目前正处于可行性研究阶段的 H21 项目建议在本世纪 20 年代后期将英国利兹市的供气转换为 100% 的纯氢气，届时该项目的输气能力超过 100 万吨 / 年，这些氢气将由来自北海产业集群的天然气通过碳捕获、利用与封存技术制得（H21，2018 年）。

近期政策的重点

战略目标和 / 或长期政策信号。及时制定明确的路线图将有助于减少供气管网在转换过程中所遇到的障碍，并协助潜在的氢气供应商对未来的市场规模进行评估。供气管网升级和转换计划实施的时间范围很长，消费者使用的燃气电器的周转时间也很长。对于气候比较寒冷区域，由于供暖在能源使用和二氧化碳排放方面占据了很大比例，因而与未来供气基础设施和供热源相关的战略决策便显得尤其重要。第一批大型项目的时间线可以作为长期计划中的关键参考节点。

需求创造。在目前的成本水平下，即使是低浓度的氢气混合也需要政策的支持来刺激气

体供应商的需求并提升氢气设备生产和基础设施的使用规模。到目前为止，此类政策鲜有出台（Dolci 等，2019 年）。为了成为低碳氢气需求的可靠来源，可以通过设定低碳气体的配额、排放目标或混合水平等类似于可再生能源发电的机制来提升天然气混氢的应用水平。如果对消费价格的影响产生了适得其反的效果，则需要从战略角度对额外费用的分摊进行考虑。

减少投资风险。通过澄清市场和技术条件，政府可以降低与混入供气管网的新氢气供给相关的投资风险（Mulder、Perey 和 Moraga，2019 年）。需要澄清的问题包括与第三方准入、系统运营商的受控回报率和消费者保护相关的条件。政府和系统运营商可以通过采取措施确保供气管网上的现有和未来将安装的设备（包括储气设施，压缩机，涡轮机和家用电器）能够使用混合氢气来进一步协助投资者管理风险。

研究与开发，战略示范项目和知识共享。政府部门应当积极参与与制氢相关的技术（电解槽和碳捕获、利用与封存技术）的改进并向整个供应链提供关于氢气混合和转换技术的安全应用案例。此外，政府资助还可以加速那些使用 100% 纯氢气作为燃料的电器的开发进程，尤其是在未来市场规模不确定的情况下。有关对在枯竭的油气田和含水层中进行氢气储存的研究需要证明这些地下储存空间适用于氢气。本地供气管网用途转换的高风险示范项目也可能需要得到政府的支持。国际论坛可以促进知识的共享，例如国际能源署技术合作计划、清洁能源部长级会议氢倡议和国际氢能与燃料电池合作伙伴组织。

协调标准，消除壁垒。由于供气管网中的氢气，无论是混合氢气还是 100% 的纯氢气，都将

57 荷兰现有的低热值天然气输送管网尚未得到充分利用，其钢质管道等级适合氢气的输送（DNV-GL，2017 年）。到 2030 年，预计对这种天然气的需求将大幅下降，届时将会为该输气管道向输送 100% 氢气的转换带来绝佳的机会。

58 传输管廊由几条并行的管道组成，需要对管线逐条进行转换，本地配送管网在与更大的管网隔离后可以连接到专用氢源上。

在居民的家中使用，因此确保用气的安全性至关重要。公共安全问题或不良事件可能会严重影响部署的进度或使部署进程完全受阻。适用标准对于新器具和设备来说也十分重要。需要解决的一个主要问题是在许多辖区（包括跨境管道所在地）内目前仅允许的低浓度的氢气混合。那些为适用于不同氢气混合水平的器具和设备所设定的规范标准，显然也可以起到一定的作用（见第 3 章）。一些能源税制度在制定过程中没有考虑在将购买的能源产品（例如电力）转换为另一种零售能源产品（例如天然气）的过程中所存在的收取“双重”消费税的问题；因此，政府应确保税收制度的合理性。

3. 船队、货运和运输走廊：使燃料电池汽车更具竞争力

当前的运输行业过分依赖于石油（在该行业的能源用量中占 92%）。尽管受高度分散的基础设施以及一系列供应商、投资者和运输行业消费者的影响，很难实现向低碳燃料使用的快速转变，但随着世界向替代性运输燃料使用的过渡，低碳氢气能够在减少污染的同时，还可以在促进燃料安全和多样化方面发挥作用。在长距离、大载重的货物运输中，氢气可以成为纯电动汽车的有效替代方案（第 5 章）。

虽然目前已经存在几家令人瞩目的氢燃料电池汽车生产企业，但下一阶段对于广泛部署平台的创建至关重要。包括需要扩大零部件和车辆的生产规模、吸引更多的市场参与者、降低生产成本并确保补给基础设施充足且选址具有战略性。各国政府都制定了宏伟的 2030 年汽车和基础设施战略目标，这些目标不仅会为运输行业奠定坚实的基础还会降低车辆的成本（专栏 19）。这些政府目标通常以空气质量和气候变化承诺作为支撑，同时这些承诺也可为并行的、更高层次的纯电动汽车战略目标提供支持。⁵⁹

专栏 19. 当前政府目标的实现有助于在 2030 年前实现成本的降低

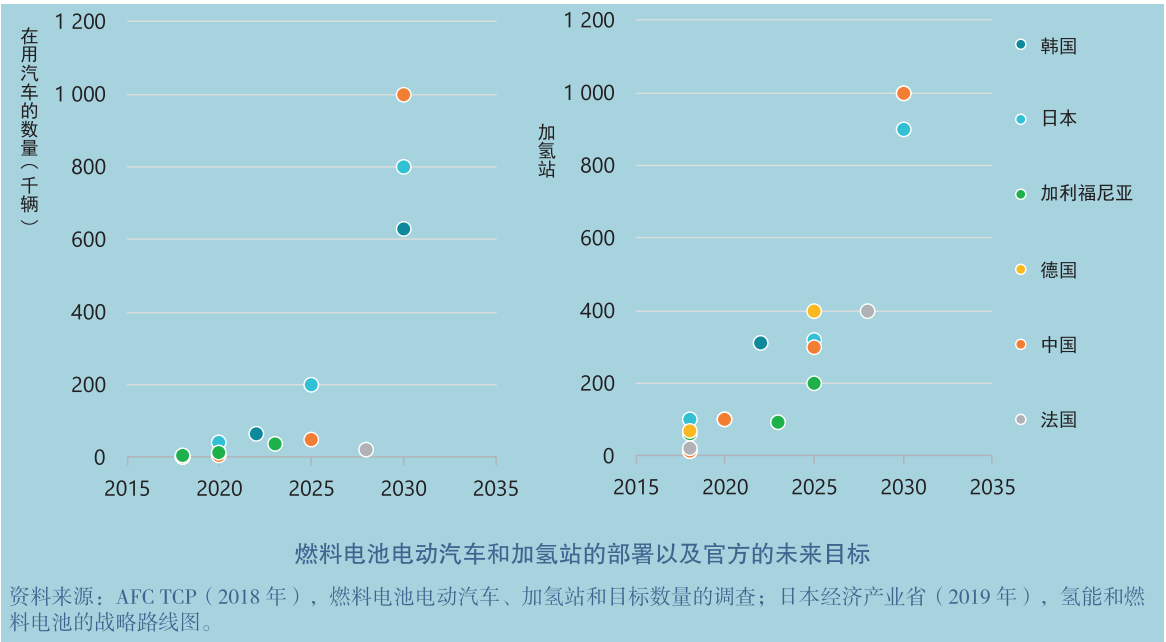
公路运输仍然是全球大多数氢能项目和政策的核心领域，自 2000 年以来，在那些由政府支持的能源项目中，40% 通过水电解槽制得的氢气作为公共汽车、商用车辆或客车的燃料进行使用。一些政府制定了部署燃料电池电动汽车和加氢站的目标，这些目标加起来意味着到 2030 年将有 250 万辆汽车投入使用，并由 3500 个加氢站提供补给服务。这些车辆所需求的氢气量将达到 40 万吨 / 年，几乎相当于两个大型氨工厂的年耗氢量。这些数字在 2030 年后有望继续上升：仅韩国为 2040 年制定的燃料电池电动汽车目标就达到 300 万辆（包括轿车、公共汽车和卡车），其主要目的为解决空气污染问题并促进工业增长（韩国贸易工业和能源部，2019 年）。

如果这些为 2030 年设定的目标能够实现，成本将大幅降低。分析结果表明，如果有 250 万辆燃料电池电动汽车上路并建成 3500 个加氢站，那么燃料电池的成本可减少约 75%，加氢站的资金成本亦可减半。据国际能源署估计，如果上述设备所使用的氢气均由电解装置供应，那么电解槽的成本也可降低约三分之一。这些目标的实现需要大幅增加氢气的产量和燃料电池电动汽车的数量，尽管该数量仅为目前所有电动车数量的一半，或占全球路上汽车总量约 0.2% 左右。

资料来源：（韩国贸易工业和能源部，2019 年），“政府发布促进氢能经济的路线图”。

国际能源署
保留所有权利

59 如果一些国家以氢气或氢载体的形式进口或储存低碳电力，那么在任何情况下，相对于将其转化为电动汽车的电能，在车辆中直接利用这些氢能会更加高效。



加快氢能部署的机会

氢动力汽车目前尚不具备成本竞争力，但随着生产和使用规模按照政府既定的速度不断增大，有可能会变得更具竞争力，进而提高创新水平并实现成本的降低（第 5 章）。公路运输行业也是当今最活跃的氢能部署领域，所开展的项目和相关的政策数量也最多（见第 1 章）。然而，要实现这些目标，需要同时扩大氢能供给、车辆加氢和车辆制造（包括燃料电池）的基础设施规模。对于价值链各组成部分的投资者而言，如果其他组成部分的投资存在不确定性，则其所面临的风险和承担的成本将成倍增加。

决策者的任务是要确定把重点放在何种类型的车辆上，以及如何及在何处鼓励基础设施开发，以便将纳税人的近期成本降至最低，同时实现运输领域脱碳战略长期价值的最大化。包括出租车、轻型商用车和公共汽车在内的日行驶里程较高的运输车队车辆以及已经在固定的运输走廊上行驶的货运车辆均是很有潜力的选择对象。此外，可以采取帮助提高位于这些车辆主要行驶路线上的加氢站的利用率，而这正是降低燃料成本的关键决定因素。这些车辆还可以与产业集群价值链相链接以降低供应链的风险，并促进包括航运中心在内的长期交通枢纽的形成。

卡车是空气污染的来源之一，预计未来出台的严格空气质量标准将使氢动力卡车更具吸引力。如第 5 章所述，高里程和较重的卡车非常适合使用氢燃料，但即使是全球卡车车队（目前约有 5600 万辆重型和中型车辆）都使用氢燃料，可能还不足以达到燃料电池所需的成本削减幅度。

随着市场的扩展，基础设施部署策略需要与不同类型的燃料电池车辆相适配。一旦在特定区域达到一定的使用规模，为运输行业建造的氢能基础设施就可以成为使用氢气进行灵活发电的基础。例如，鉴于全球最繁忙的高速公路承载了大量的商业交通，鼓励在主要交通走廊上增设加氢站不失为一种良好的策略：北京 - 香港 - 澳门高速公路、德国汉堡附近的 7 号高速公路、加拿大 401 高速公路以及美国洛杉矶的 I-405 高速公路每天行驶的客车和卡车数量约为 100 万辆。另一种方法是从那些在沿海工业中心外围运营的卡车车队开始，帮助集中和扩大在氢能供应方面的初始投资。

由于城市级别的治理将在支持城区氢动力车辆和基础设施的部署方面发挥关键作用，各级政府因而需要紧密合作，从而使选定的产业集群和城际走廊能够与那些氢能源运输行业可能首先获得繁荣的城市进行交汇。加州的零排放和近零排放货运设施项目以及德国的氢能流动性计划展示了应对这一挑战的不同方法。

国际能源署
保留所有权利

近期政策的重点

战略目标和长期政策信号。至少有 18 个国家和地区已制定了关于燃料电池电动汽车和加氢站部署的官方目标。其他国家和地区可能会考虑进行效仿。这些目标需要牢固地立足于一个强有力的整体运输战略中，应该确定氢燃料电池电动汽车、纯电动汽车以及其他运输方式的优先顺序。长期运输战略也可以涵盖空运、铁路和航运领域。

创造需求。燃料经济性标准、可再生燃料义务和低碳燃料标准等总体政策框架应当将所有类型的氢能供应情况考虑在内，并根据寿命周期的减排量以及其他技术方案对其进行评估。虽然零排放城市和优先通道、指定区域和停车位等非财务性激励措施可以提供一定的帮助，但如果车辆价格变得不可接受、燃料价格不可预测且不合理，那么消费者的重要需求将无法实现。最初这可能需要政府提供直接的购置性补贴、税收减免政策和其他补助措施（如来自供应商或政府的燃料价格保证）。如果可以得到大型车队或加氢站系统的大型设备订单，那么政策制定者可以选择提供更具吸引力的支持方式，或者出台相应的激励性措施来对走廊沿线现有的加油基础设施加以利用。

减少投资风险。公共政策可能需要对由供应链不确定性所引起的投资风险进行管控，以避免资本性成本和氢气的价格过高。例如，一部分电解槽或加氢站能够在一定时间内获得有保障收入（正如加利福尼亚州现行的政策）。与电池的情况一样，电解槽是否以及在什么情况下可以免除交纳电网费和税费，对许多市场来说十分重要。进行跨边界合作以最大限度地发挥氢能部署的协同作用，也有助于降低投资风险。

研究与开发、战略示范项目和知识共享。政府资助的研究项目可能会重点关注关键成本的组成部分，如燃料电池耐久性和回收利用、车载存储方案和电解槽效率以及可能对海运和空运比较重要的早期技术，包括在船舶上使用氨，获得“低碳”二氧化碳和生产合成燃料的低成本方式。涉及多个供应链合作伙伴的示范项目可能会很有价值，特别是如果该项目专注于 1. 通过中间存储来管理可变的氢气供应；2. 公共汽车，出租车和运输车辆等氢能车辆的性能；3. 未制定氢价值链安全法规的司法管辖区所采用的安全法规。

协调标准，消除壁垒。跨地区的最好是在全球范围内对相关标准进行协调将有助于促进成本的降低。其他方面，诸如车辆加油喷嘴、氢供应压力、加氢站运营许可、卡车运输高压氢气和液氢的安全协议等方面均需要制定相关的标准。还需要考虑的一种情况是是否可以对在目前桥梁和隧道中行驶的氢能车辆的使用限制进行合适地修改。联合国欧洲经济委员会第 13 号全球技术法规和国际标准化组织的各委员会目前正在对其中的一些问题进行讨论。

4. 首条海运航线：开启全球的氢能源贸易

各国之间进行的氢能源运输可能会成为未来可靠并富有弹性且具有竞争力的可持续能源系统的关键要素。那些最具能源进口和出口潜力的地区将对基础设施、船舶、标准和供应链公司的投资产生最大的影响。但如果没有政府之间的多边合作，其影响程度也较为有限。

不同地区的制氢成本各不相同，欧洲和日本的成本相对较高，而且对氢能源的政策支持力度也很强（图 68）。氢能进口商将受益于更为便宜的低碳能源，特别是在其国内可再生能源、核能或利用碳捕获、利用与封存技术制备的能源不易获得或开发成本较高的情况下。氢能进口有助于维持未来低碳社会的能源安全。出口商将在清洁能源的基础上创造新的经济价值来源。非洲有可能会以低于 2 美元 / 千克的氢气价格每年生产（供应国内和出口）约 5 亿吨的氢气，而仅智利一国就可以以相同的成本每年生产 1.6 亿吨的氢气。中东则能够使用现有的天然气储量（可与碳捕获、利用与封存结合）以 1.3 美元 / 千克的氢气价格生产出可满足 200 多年使用需求的氢气流。

国际能源署
保留所有权利

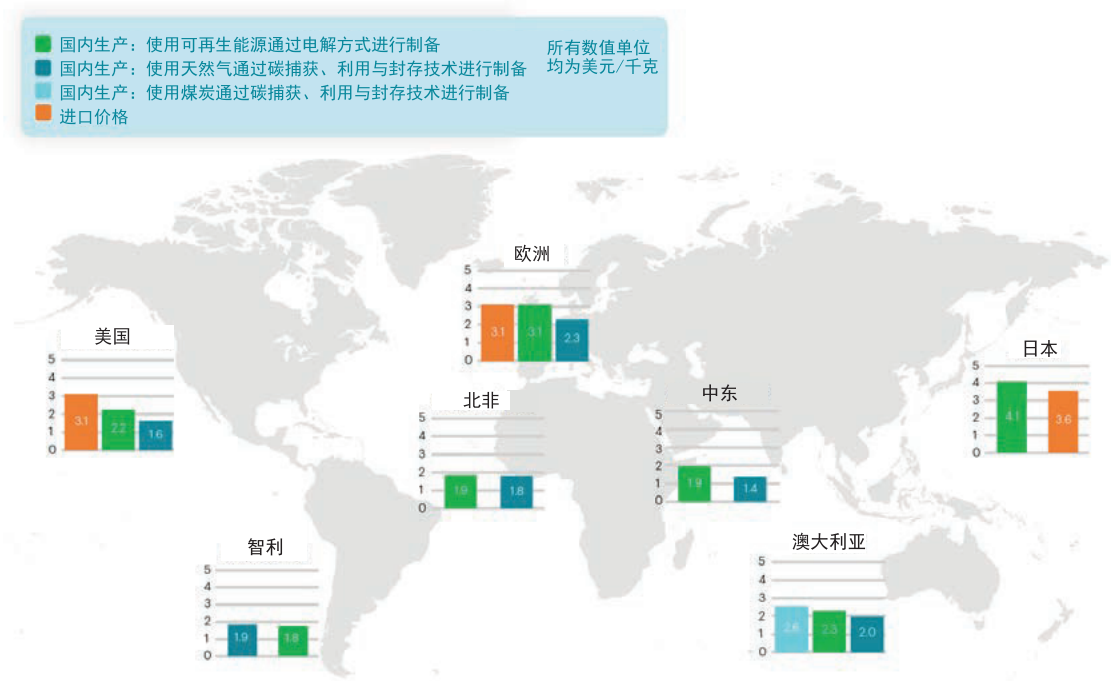


图 68. 在国内生产氢气的成本以及以长期氢能贸易价格进口氢气的成本

注：本地图不会对任何领土现状或主权、国际边界以及任何国家，城市或地区的名称产生影响。生产成本反映了氢能源的长期潜力（即风能和太阳能的资本性支出较低，见第 2 章）。假定电解制氢过程所使用的能源为专用的风能和太阳能。
资料来源：国际能源署，2019 年。版权归其所有。

国际氢能贸易将面临多种机遇，有助于促进能源的多样化和安全性，在欧洲和日本尤为如此。

能源产品国际贸易的发展需要时间。目前全球液化天然气的年进口量约为 4000 亿立方米，占全球天然气总需求量的 10%，仅澳大利亚和卡塔尔在液化天然气市场的供应量就占到了 55% 左右。然而这些出口量并不是一蹴而就的，澳大利亚在 30 年前的 1989 年就对首批液化天然气进行了装运，而那时距其签订的第一个合同已过去了 10 年。卡塔尔在 1997 年实现了液化天然气的首次装运，当时全球的交易量仅为当前的三分之一左右。总体而言，全球 31 个液化终端站现在可处理相当于日本一次能源总供应量的液化天然气，并且可以使用世界各地的 140 个接收终端站对其进行接收，而这一规模的实现整整历经了 60 年之久。虽然迄今为止尚未对任何纯净氢气进行出口，但氢的常规海运贸易量却达到了相当于 300 万吨 / 年氢气的水平。

2030 年亚太地区潜在的氢能贸易

日本、韩国和中国是全球氢能开发方面的领先者，都制定了雄心勃勃的 2030 年战略目标（表 13 和专栏 20）。这三个国家也是目前三个最大的液化天然气进口国，占全球市场份额的 55%。每个国家都将氢能视为是治理环境问题且不会影响能源安全的手段。这三个国家都把车用氢能源作为目标市场；此外，日本和韩国还制定了氢能的固定应用计划。韩国是拥有固定燃料电池最大应用市场之一，目前拥有 300 兆瓦的供电能力。此外，该国还计划在 2030 年之前将这一能力扩大至 3.5 吉瓦。日本制定的使用进口氢气作为发电燃料的计划反映出其可能会在现有发电厂实现氢气与进口氨气的共同燃烧，从而降低二氧化碳的排放强度。

国际能源署
保留所有权利

表 13. 亚太各国的 2030 年氢能供需战略目标

国家	2030 年之前的计划				备注
	氢气需求量 百万吨氢气/年	运输领域 (千辆)	发电行业 (10 亿瓦)	民用领域 (百万家庭)	
澳大利亚	0.5				澳大利亚的氢能战略可能以出口为主。
中国	0.2	1000 (轿车)			中国的战略重点则是满足国内的供 需要求。
日本	0.3	800 (轿车) 1.2 (公共汽 车)	1	5.3	需求主要用于发电。运输需求约为 15 万吨氢气/年，预计能够满足国 内的需求。
新西兰 (仅限 塔拉纳基地区)	0.7				塔拉纳基建议出口 30 万吨氢气 (相 当于 5-10 亿瓦电能)，或 40% 的 氢气产量。
韩国	0.2	630 (轿车) 150 (卡车)	3.5		发电行业的使用目标是燃料电池， 不一定是氢气。

资料来源：澳大利亚联邦（2018 年），澳大利亚氢能的未来；可再生能源、氢能和相关问题的部长委员会（2017 年），氢能基本战略；塔拉纳基的能源事业（2019 年），塔拉纳基的氢能路线图。

虽然中国目前的战略重点是在 10 个世界级零排放车辆城市中心实现运输领域的局部氢能供应，但该国很有可能成为国际氢能贸易的未来参与者。印度也正在氢能生产、储存和最终应用方面进行积极的研究，但尚未建成任何重大的示范项目。澳大利亚已经是亚太地区最大的液化天然气出口国，并与其他亚洲国家建立了广泛的贸易联系。该国拥有大量的煤炭和可再生资源，均可以转化为低碳氢气来满足日本和韩国不断增长的需求。同时，澳大利亚仍在制定国家氢能战略，但很可能在短期内优先发展出口型市场，而非在国内进行大量使用。有关研究指出，到 2030 年，氢能出口可能会为澳大利亚带来 12 亿美元的收入，并提供 2800 个就业机会（澳大利亚联邦，2018 年）。新西兰也在寻求可能的出口市场，估计到 2030 年该国通过可再生能源发电每年可以生产 70 万吨的氢气，其中的 30 万吨可供出口（冒险塔拉纳基，2018 年）。此外，新西兰还于 2018 年与日本签署了一份合作备忘录，旨在发展和扩大氢能源的出口。相比之下，新加坡则正在寻求进口氢能的途径。

专栏 20. 与亚太地区氢能贸易相关的主要在建项目

电解制氢项目。预计将于 2019 年对澳大利亚 Crystal Brook 能源产业园区的 50 兆瓦电解槽、风能、太阳能和电池（发电能力分别为 150 兆瓦、150 兆瓦和 400 兆瓦时）混合发电项目作出最终投资决定，并计划于 2021 年投入使用（Parkinson，2018 年）。位于澳大利亚林肯港附近的 30 兆瓦电解槽项目获得了 1.18 亿澳元的资金援助（南澳大利亚州政府，无日期）。该项目将于 2022 年正式启动，届时每年将生产 1.8 万吨的氢气。

基于化石燃料的制氢项目。在 2021 年之前，澳大利亚和日本将为两国间的一个价值 5 亿澳元项目的基础设施建设各提供一半的资金援助，该项目计划在 2021 年利用碳捕获、利用与封存技术将煤炭转化为 3 吨氢气，并在将其液化后运往日本（DIIS，2018 年；HESC，2019 年）。文莱的价值为 1 亿美元的项目目前正在建设中，将于 2020 年投入运营。该项目计划用天然气生产 210 吨氢气，并使用液体有机载体将氢气运输到日本供该国的电力部门使用。日本能源经济研究所正在探索从沙特阿拉伯进口氨气的可行性，该产品是利用碳捕获、利用与封存技术通过天然气来进行制备的。日本可以用这种进口的氨气来发电。氨的价格需

国际能源署
保留所有权利

达到 350 美元 / 吨时才能与日本的天然气和煤炭发电行业相竞争。关西电力公司计划在 2020 年推出氨与煤炭的共燃示范项目。而石川岛播磨重工业株式会社自 2016 年以来便一直在横滨对氨气与 20% 甲烷的共燃进行研究。

混合制氢项目。目前，挪威正在对通过水力发电和利用碳捕集封存技术通过天然气所制备的氢气的产量进行评估，所生产的氢能产品将运往亚洲。

消息来源：Parkinson（2018 年），“日本计划在南亚建造世界最大的以太阳能和风能作为能源的氢气制备中心”；南澳大利亚州政府（无日期），“氢气和绿色氨气的生产设施”；DIIS（2018 年），“拉筹伯山谷的本地就业情况和新能源产业”；HESC（2018 年），“拉筹伯山谷”。

2030 年时间框架内的欧洲氢能贸易

欧洲各国之间存在着广泛的氢能贸易机会。供气管网是实现这种贸易最有可能的途径，但也可以通过专用的跨境管道或国内航道来实现。氢能和电能贸易有助于在各国之间保持平稳的低碳能源供应，同时也有助于以低成本的能源供应满足相关的需求。进口的氢气比当地所生产的氢气可能更具有竞争力（第 3 章），对于用可再生能源生产的电解氢气来说尤为如此：北非的专用可再生能源的氢气生产能力超过了 5 亿吨 / 年⁶⁰，在不久的将来从这一地区进口氢气的成本可能会降低至 4.7 美元 / 千克，这与欧洲大部分地区的可再生电力价格（4.9 美元 / 千克氢气）相比非常具有竞争力。此外，也可以从中东进口那些使用碳捕获、利用与封存技术通过天然气所生产的氢气，这种氢气的成本非常具有竞争力，其价格可低至 2 美元 / 千克（以氨计价）或 2.6 美元 / 千克（以按裂解后的纯净氢气计价）。然而，如果在欧洲能够以相近的成本获得同等规模的二氧化碳储存能力，那么在欧洲利用进口天然气来生产氢气可能更具成本效益。可以在本地利用碳捕获、利用与封存技术将进口的天然气转化为氢气，成本为 2 美元 / 千克左右。

与这些地区进行能源贸易是欧洲邻国政策的支柱，预计这一状况将会持续下去。为支持这一政策目标，欧盟鼓励在非洲和中东进行能源基础设施投资。这些地区都覆盖在欧洲邻国政策的范围内，2014 年 -2020 年间对这一地区的投资预算将超过 150 亿欧元。非洲 - 欧盟能源伙伴关系的能源安全目标包括到 2020 年，电力互联和非洲对欧盟的天然气出口量将比 2010 年增加一倍。欧盟从北非（主要是阿尔及利亚）进口的天然气已满足了欧洲 12-14% 的需求量，但尚不清楚这些是否可以以较低的成本来利用这些管道输送更多的氢气。

近期政策的重点

战略目标和 / 或长期政策信号。通过双边和多边伙伴关系对各国的国家氢能战略和路线图进行协调将有助于对价值链两端的风险进行管控。

需求创造。进口氢气可应用于诸多领域，但只有在具有成本效益的情况下，最端用户才会对氢气或含氢燃料进行使用。政府可以通过使用投资组合标准、行政命令、绩效标准、免税政策和二氧化碳定价体系来帮助目标行业的氢能使用具有成本效益。出口国可以通过向买家提供具有时限的优惠政策来刺激早期出口。获得国际性支持的招标计划可以最大限度地降低基础设施的成本。若能够获得足够的氢能使用需求，便可以证明对进出口终端进行投资的合理性，同时还可以通过国际间的合作寻找到最佳的氢气供应途径。

减少投资风险。首批具有商业规模的氢气进出口基础设施项目需要相当大的投资，因而采用公私合营的运作方式将是最佳的选择。在这种情况下，虽然能够获得一些直接的政府投资，但同时也需要经历多阶段的竞争才能被授予合同。在某些情况下，最好采用模块化的方法来管理风险，并从较小的项目（出资人对这类更有把握）开始进行资助，尽管这对于油轮和存储设施等基础设施项目来说可能效果并不佳。后续项目应从对首批项目的学习和知识及经验交流中获益，因为这些项目不属于商业机密。政府应尽早对关税问题作出明确阐述，并为氢能源的进口以及各行业首批大型资本密集型基础设施项目制定明确的许可程序来进行风险的管理。

60 如果需要进行海水淡化，估计成本仅会增加 1%

研究与开发、战略示范项目和知识共享。尚不能对氢气运输领域最为有效的载体类型进行确定，在对方案研究优化、效率提升和资本成本管控方面还有很大的提升空间。此外，还需要对气体燃料的液化效率、汽化管理、可扩展性和冷却循环的效率进行改进和提升。战略示范项目应着眼于扩大氢气直接液化和再气化设施或氨气液化和再气化设施的规模。

协调标准，消除壁垒。国际标准化组织将在这一价值链中发挥至关重要的作用，其可发布包括“来源保证书”、⁶¹ 氢气纯度管理标准、液化 / 转化和再气化 / 再转化设施的设计以及其他设备的技术规范在内的国际化标准来对全球范围内的氢能源使用进行统一规定。此外，国际海事组织可能需要对一些旧规进行修订并制定新的规定标准。

下步措施

分析师们下一步该做些什么？

本报告是依据当时各种出版物以及政府和行业联系人所提供的最新信息和数据而编写的。文中对相关各行业所进行的讨论和比较均建立在国际能源署广泛的技术和经济模拟研究的专业知识基础上。尽管如此，在行业知识和专业分析方面仍存在许多不足，包括不同行业所能采取的最为有效的政策类型。在未来几年应通过在决策方面的协同努力来弥补这些不足。同时，未来五年将会得到更多有用的信息，尤其是在本报告中着重介绍的各个项目和计划的相关信息，这些信息将为进一步的定量和定性分析奠定基础。

后续，我们将采取四项举措来对本报告中的各项工作以及本报告所参考的由全球各地专家所发表的著作加以补充：

1. 在未来的能源应用情景中将所有氢能供需源之间的潜在联系进行整合，并对存在竞争关系的各能源转换方案之间进行权衡。由于需要同时多个行业及多个管理层面（从城市到国家和地区）对能源技术进行部署，我们因此面临的一个关键挑战是如何将学到的知识和经验进行整合。了解不同能源方案的基础设施需求也是决策制定的核心。
2. 根据政策、技术和成本的变化趋势来对可靠的“关键性”资源进行开发。如果没有关于成本和技术部署方面的准确信息，那么相关知识的学习速度仍将存在高度的不确定性，而分析师之间的分歧也将持续存在。此外，还可以通过政府和私营企业的报告机制来造福各方。
3. 对此领域现有和计划实施的多边举措进行协调和提升，包括国际能源署氢能和先进燃料电池技术合作计划、氢能经济国际合作伙伴、氢能部长级会议、清洁能源部长级会议、使命创新和行业协会等。
4. 在国家、州一级和地方一级的政府、私营部门以及其他主要利益相关方之间建立知识交流论坛。如果无法在那些能够提供资金、从事监管工作以及从事安全管理工作的各方以及那些与当地社区进行接触的各方之间无法建立有效的伙伴关系，那么氢能基础设施的部署就无法实现。

除了本报告之外，国际能源署计划将继续对氢能源进行前沿分析，包括在 2019 年 5 月启动的清洁能源部长级氢能倡议会议上积极做好协调员的角色。任何其他新数据及其他分析结果（以及所作的一些其他假设、交互式图表、表格和地图）均可在国际能源署氢能源门户网站 www.iea.org/hydrogen 上获取。

⁶¹ 表 12 已对其进行了阐述。注：对于从碳捕获与封存技术制氢过程所获取的永久性二氧化碳封存量或其等效物的数量来说，一种简单的计算方法是将产氢量乘以二氧化碳的捕获率，就会得到“低碳氢气”的数量。其余的氢气则为“非低碳氢气”（即拥有与化石燃料燃烧拥有相同二氧化碳排放强度的氢气）。

各政府和各行业接下来应采取什么措施？

目前氢能的发展顺风顺水，似乎有可能会按照当前这种前所未有的发展势头而获得成功。本报告对氢能源领域在 2030 年左右的发展情况进行了介绍，并将该时间点视为更为广泛部署清洁且经济的氢气能源的关键时期。需要在工业领域可靠的氢能应用基础上制定明智的政策并扩大低成本氢气和低碳氢气的生产规模，同时刺激新的氢能需求并与市场做好对接。

本章所介绍的四条主要价值链依据现有行业、基础设施和政策的现状，为短期最有发展潜力的低碳氢气利用领域提供了扩大使用需求及供应规模的机会。文章对于每条价值链所给出的政策建议虽具体但并不详尽。与所有其他新技术一样，在低碳氢能源的发展过程中肯定会出现很多其他的机遇和挑战。

在全球长期致力于构建清洁、安全、富有弹性且具有成本效益的全球能源系统的过程中，充分把握这些近期机会可以使低碳氢气发挥出关键性作用。在某些行业，氢气和含氢燃料可能是极少数低碳替代品之一；而在其他行业，该能源却可能没有任何经济意义或无进一步分析的必要。总的来说，氢能潜在的关键作用正越来越多地得到全世界的认可。

对于本报告最初提出的问题，我们的回答是：是的，实际上这个时间范围可能会有所不同，但只要各政府、公司企业以及其他参与者抓住这些机会，就很有可能在全球能源系统中找到一条以较为经济且清洁的方式对氢能源进行广泛使用的可靠途径。

参考文献

AFC TCP（先进燃料电池技术合作计划）（2018 年），AFC TCP 2018 年关于燃料电池电动汽车、加氢站和目标数量的调查，由 AFC TCP 提供给国际能源署的调查报告。

法国液化空气集团（2019 年），“供应模式”，www.airliquide.com/industry/supply-modes。

德国联邦网络管理局（2018 年），2018 年年度监测报告——主要调查结果，Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/KernaussagenEng_MB2018.pdf?blob=publicationFile&v=2。

Cadent（2018 年），西北部的 HyNet 项目：从愿景到现实，https://hynet.co.uk/app/uploads/2018/05/14368_CADENT_PROJECT_REPORT_AMENDED_v22105.pdf。

CF 实业公司（2017 年），获胜的更多方式：2017 年年度报告，www.cfindustries.com/globalassets/cf-industries/media/documents/reports/annual-reports/cf-industries-2017-annual-report.pdf。

DNV-GL（2017 年），Verkenning Waterstofinfrastructuur，DNV-GL/Topsector Energie，www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/DNVGL%20rapport%20verkenning%20waterstofinfrastructuur_rev2.pdf。

DIIS（工业、创新和科学部部长）（2018 年），“拉筹伯山谷当地就业情况和新能源产业”<https://www.minister.industry.gov.au/ministers/cash/media-releases/local-jobs-and-new-energy-industry-latrobe-valley>。

Dodds, P.E. 和 S.Demoullin（2013 年），“将英国天然气系统转为运输氢气”，《国际氢能源杂志》，第 30 卷，<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.03.070>。

Dolci, F. 等。（2019 年）“电转氢领域的激励手段和法律障碍：国际快照”，《国际氢能源杂志》，<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>。

EnergyStock（2019 年），“HyStock 氢气项目”，<https://www.energystock.com/about-energystock/the-hydrogen-project-hystock>。

澳大利亚联邦（2018 年），澳大利亚氢能的未来，氢能战略集团，68，www.chiefscientist.gov.au/wp-content/uploads/HydrogenCOAGWhitePaper_WEB.pdf。

FCH JU（燃料电池和氢能联合项目），（2017 年），“燃料电池和氢能源的开发案例。各地区和城市的应用情况”，

www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/hydrogen_injection_into_the_natural_gas_grid_-_development_of_business_cases_for_fuel_cells_and_hydrogen_applications_for_regions_and_cities.pdf。

Fraile, D. 等。(2015 年), “基于关键应用领域潜在客户群体的氢能市场细分概述”, www.fch.europa.eu/sites/default/files/project_results_and_deliverables/D%201.2.%20Overview%20of%20the%20market%20segmentation%20for%20hydrogen%20across%20potential%20customer%20groups%20based%20on%20key%20application%20areas.pdf。

《前沿》(2018 年), “天然气基础设施对德国能源转型的重要性”, Frontier Economics/IAEW/4 Management/EMCEL, www.frontier-economics.com/media/2247/fnb-green-gas-study-english-full-version.pdf。

南澳大利亚州政府(无日期), “氢气和绿色氨气生产设施”, www.renewablesa.sa.gov.au/topic/hydrogen/hydrogen-projects/hydrogen-green-ammonia-production-facility (2019 年 4 月 9 日访问)。

H21 (2018 年), 英格兰北部的 H21 项目, H21/ 北部天然气网 /Equinor/Cadent, www.northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-26Nov18-v1.0.pdf。

HESC (氢能供应链) (2018 年), “拉筹伯山谷”, <https://hydrogenenergysupplychain.com/latrobe-valley>。

国际能源署 (2018a), 世界能源价格, 巴黎, <https://webstore.iea.org/world-energy-prices-2018>。

国际能源署 (2018b), 市场报告系列: 2018 年的可再生能源, 巴黎, <https://webstore.iea.org/market-report-series-renewables-2018>。

Integraal Waterstofplan Noord-Nederland (2019), Investeringsagenda Waterstof Noord-Nederland, www.provinciegroningen.nl/fileadmin/user_upload/Documenten/Beleid_en_documenten/Documentenzoeker/Klimaat_en_energie/Energie_transitie/Investeringsagenda_waterstof_Noord-Nederland.pdf。

METI (日本经济产业省) (2019 年), 氢能和燃料电池的战略路线图, www.meti.go.jp/english/press/2019/0312_002.html。

可再生能源、氢能和相关问题领域的部长理事会 (2017 年), 氢能源基本战略, 日本经济产业省, www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf。

MOTIE (贸易工业和能源部) (2019 年), “政府发布促进氢能经济的路线图”, www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=161262&bbs_cd_n=81。

Mulder, M., P.Perey 和 J.L.Moraga (2019 年), “对荷兰氢能市场的展望——经济状况和方案分析”, 能源经济研究中心, 政策文件第 5 号, www.rug.nl/ceer/blog/ceer_policypaper_5_web.pdf (2019 年 4 月 9 日访问)。

国家电网 (2019 年), 月度系统平衡报告 (2018 年 1 月 -12 月), www.nationalgrideso.com/balancing-data/system-balancing-reports (2019 年 4 月 29 日访问)。

NIB (Noordelijke 创新委员会) (2018 年), “绿色氢能经济”, <http://verslag.noordelijkeinnovationboard.nl/>。

NN (2018), Toekomstbestendige gasdistributienetten, Netbeheer Nederland/KIWA, www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Kiwa%20-Toekomstbestendige%20gasdistributienetten%20-%20GT170272%20-%202018-07-05%20-D._.pdf。

NSWPH (北海风能中心) (2019 年), “在现在规划未来”, <https://northseawindpowerhub.eu/vision/>。

《石油与天然气杂志》(2018 年), 全球炼油厂调查——2018 年, <https://ogjresearch.com/products/worldwide-refinery-survey-2018.html> (专有数据)。

Parkinson, G. (2018 年), “日本计划在南亚建造世界最大以太阳能和风能为能源的制氢中心”, <https://reneweconomy.com.au/neoen-plans-worlds-biggest-solar-wind-powered-hydrogen-hub-in-s-a-53674/>。

普氏能源资讯 (2018 年), 烯烃数据库, www.spglobal.com/platts/en/products-services/petrochemicals/global-polyolefins-outlook (专有数据)。

PoR (鹿特丹港) (2019 年), “H- 愿景: 未来绿色世界中的蓝色氢气”, www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/h-vision-blue-hydrogen-for-a-green-future。

ReNews (2019 年), “Engie Hydrogen 公司计划在海上为 100 MW 的荷兰电解槽供电”, www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2019/04/reNEWS_April-2019.pdf。

Roads2Hy.com (2007 年), “欧洲氢能基础设施地图集”和“工业过剩氢气的应用市场和产量”, <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=2CE6E8E0372BA3DFB981E8F506C7E6AA?doi=10.1.1.477.3069&rep=rep1&type=pdf>。

SGI (2017 年), 一个更为环保的天然气管网: 有哪些选择? 可持续气体研究所 / 伦敦帝国理工学院, www.sgi.org.uk。

sustainablegasinstitute.org/wp-content/uploads/2017/12/SGI-A-greener-gas-grid-what-are-the-options-WP3.pdf?noredirect=1。

德国钢铁协会钢铁研究院（2018年），Plantfacts数据库，https://en.stahl-online.de/wp-content/uploads/2016/04/Plantfacts_englisch_2015_Internet.pdf（专有数据）。

Tennet（2018年），“Gasunie、TenneT和Thyssengas公司发布了关于电产气技术的绿色“行业联合”计划”，www.tennet.eu/news/detail/gasunie-tennet-and-thyssengas-reveal-detailed-green-sector-coupling-plans-using-power-to-gas-tec/。

冒险塔拉纳基（2018年），塔拉纳基氢能路线图，Tapuae Roa项目，68，<http://about.taranaki.info/Taranaki2050/Work-Group-Files/H2-Taranaki-Roadmap.pdf>。

雅拉（2018年），公司的年产能，www.yara.com/siteassets/investors/040-analyst-information/020-sensitivities/production-capacities-march-2018.pdf（2019年4月9日访问）。

缩写和首字母缩略词

ASU	空气分离装置
ATR	自热蒸汽重整
BEV	纯电动汽车
BF-BOF	高炉 - 碱性氧气炉
CAES	压缩空气储能
CAPEX	资本性支出
CCGT	联合循环燃气轮机
CH ₃ OH	甲醇
CNG	压缩天然气
CO	一氧化碳
CO ₂	二氧化碳
CCS	碳捕获与封存
CCUS	碳捕获、利用与封存
CNG	压缩天然气
CSA	中美洲与南美洲
CSIRO	联邦科学与工业研究组织
DAC	直接空气捕获
DRI	直接还原铁
DRI-EAF	直接还原铁 - 电弧炉
EAF	电弧炉
EOR	提高原油采收率
FC	燃料电池
FCEV	燃料电池电动汽车
FLH	燃料装载小时数
FT	费托合成
G20	20 国集团
GHG	温室气体
GT	燃气轮机
H ₂	氢气
HESC	氢能供应链
HVC	高值化学品
ICE	内燃机
IEA	国际能源署
IMO	国际海事组织
IPHE	国际氢能与燃料电池合作伙伴组织
ISO	国际标准化组织
JUMP	联合使用模块化电站
LCFS	低碳燃料标准
LHV	低位发热值
Li-Ion	锂离子
LNG	液化天然气
LOHC	液体有机氢载体
LPG	液化石油气
MCFC	熔融碳酸盐燃料电池
MCH	甲基环己烷
MeOH	甲醇
N ₂	氮气
NG	天然气
NH ₃	氨
NO _x	氮氧化物
OPEX	经营性支出
PAFC	磷酸燃料电池
PEM	质子交换膜

PEMFC	聚合物电解质膜燃料电池
PHES	抽水蓄能
PV	光伏
R&D	研究与开发
RD&D	研究、开发和示范
RoW	世界其他地区
rSOEC	可逆固体氧化物电解槽
SDS	可持续发展情景
SMR	甲烷蒸汽重整
SOEC	固体氧化物电解槽
SOFC	固体氧化物燃料电池
US DOE	美国能源部
VLSFO	含硫极低的燃料油
VRE	可变可再生能源
WACC	加权平均资本成本
WAG	副产品煤气
WGS	水煤气转换
w/	有
w/o	无
ZEV	零排放汽车

计量单位

bbbl	桶
bbbl/d	桶 / 天
bcm	十亿立方米
bcm/yr	十亿立方米 / 年
cm/s	厘米 / 秒
gCO ₂	克二氧化碳
gCO ₂ /kWh	克二氧化碳 / 千瓦时
GJ	吉焦耳
Gt/yr	吉吨 / 年
GtCO ₂	吉吨二氧化碳
GtCO ₂ /yr	吉吨二氧化碳 / 年
GW	吉瓦
GWh	吉瓦时
h	小时
kb/d	千桶 / 天
kg	千克
kgCO ₂	千克二氧化碳
kgH ₂	千克氢气
kg/m ³	千克 / 立方米
km	千米
ktH ₂	千吨氢气
ktH ₂ /yr	千吨氢气 / 年
kW	千瓦
kWe	千瓦电能
kWh	千瓦时
kWh-eq	千瓦时当量
kWH ₂	千瓦氢气

m ²	平方米
m ² /kWe	平方米 / 千瓦电能
m ³	立方米
mb/d	百万桶 / 天
MBtu	百万英热单位
MJ	兆焦耳
MJ/L	兆焦耳 / 升
MJ/kg	兆焦耳 / 千克
Mt	兆吨
Mt/yr	兆吨 / 年
MtH ₂	兆吨氢气
MtH ₂ /yr	兆吨氢气 / 年
MtCO ₂ /yr	兆吨二氧化碳 / 年
Mtoe	兆吨石油当量
Mtoe/yr	兆吨石油当量 / 年
MW	兆瓦
MWe	兆瓦电能
MWh	兆瓦时
MWH ₂	兆瓦氢气
t	吨
tCO ₂	吨二氧化碳
tCO ₂ /t	吨二氧化碳 / 吨
tCO ₂ /tH ₂	吨二氧化碳 / 吨氢气
tH ₂	吨氢气
tH ₂ /yr	吨氢气 / 年
tNH ₃	吨氨气
tpd	吨 / 天
TWh	太瓦时
TWh/yr	太瓦时 / 年

日本 G20 峰会报告，国际能源署编著

2019 年日本作为 G20 峰会轮值主席国，要求国际能源署基于对氢能源应用现状及前景的认识，对 G20 国家氢能源领域的进展进行分析，并为氢能源领域的高水平探讨奠定基础。日本的主席国任期为 2018 年 12 月 1 日至 2019 年 11 月 30 日，该国所关注的重点领域为创新、商业与金融⁶²。在能源和环境方面，日本希望建立一个“环境与经济增长之间的良性循环”，这也是 2019 年 6 月 15 日至 16 日在日本轻井泽举行的关于促进能源转型和全球环境可持续发展的 G20 部长级会议的核心主题。

于 2019 年 4 月 18 日至 19 日举行的 G20 能源转型工作组（ETWG）第二次会议提交了第一份报告草案。最终版报告包含了 G20 成员国在四月份所提交的反馈和意见，并与能源转型工作组成员进行共享。

这份最终报告在“G20 轮值主席国日本的提议文件”中得到了引用，该文件已分发给 2019 年 6 月 15 日至 16 日参加轻井泽会议的 G20 国家的能源部长。

作为 2019 年 G20 大阪峰会的一项调研材料，本报告是国际能源署所作出的又一贡献，但并未得到各国能源部长的正式批准，也不代表 G20 各成员国和 G20 集体的任何观点。该报告阐述了全球氢能源的使用现状，并对如何利用氢能源构建一个清洁、安全和经济的未来能源未来以及政府和相关行业如何发挥其潜力进行了分析。该报告以及其他相关信息可通过国际能源署氢能官网查看：<https://www.iea.org/topics/hydrogen/>。

62 如需了解 G20 峰会轮值主席国日本的愿景和优先考虑事项，请访问 www.japan.go.jp/g20japan

国际能源署

国际能源署对包括石油、天然气和煤炭资源的供应与需求、可再生能源技术、电力需求市场、能源利用效率、能源获取途径、需求侧管理等方面在内的各类能源题进行了调查。在调查过程中，国际能源署也提出了自己的政策主张，这些政策的实施将提高其 30 个成员国、8 个联盟国及其他国家能源使用的可靠性、经济性和可持续性。

国际能源署成员国：
澳大利亚
奥地利
比利时
加拿大
捷克共和国
丹麦
爱沙尼亚
芬兰
法国
德国
希腊
匈牙利
爱尔兰
意大利
日本
朝鲜
卢森堡
墨西哥
荷兰
新西兰
挪威
波兰
葡萄牙
斯洛伐克共和国
西班牙
瑞典
瑞士
土耳其
大不列颠联合王国
美国
欧盟委员会也参与了国际能源署的相关工作。

国际能源署联盟国
巴西
中国
印度
印度尼西亚
摩洛哥
新加坡
南非
泰国

请注意，本出版物的使用和发行有特定的限制。相关条款和要求，请访问 www.iea.org/t&c/
来源：国际能源署。版权归其所有。
国际能源署
官网：www.iea.org



本出版物代表了国际能源署秘书处的意见，但未必代表国际能源署各成员国的意见。国际能源署对本出版物中的内容（包括其完整性或准确性）不作任何明示或暗示性的表述和保证，也不对任何对本出版物的使用或引用行为负责。除非另有说明，否则图片和表格中的所有信息均来自国际能源署的数据库和分析结果。

本出版物及其中所包含的任何地图无意于损害任何国家领土的地位或主权，也不会对任何国际边界的划定以及任何领土、城市或地区的名称存在偏见。

国际能源署。版权所有。
国际能源署出版物
国际能源署
网址：www.iea.org
联系方式：www.iea.org/about/contact

由国际能源署于法国进行排版 -2019 年 6 月
封面设计：国际能源署
图片来源：@Shutterstock

