

绿氢 GREEN HYDROGEN

政策制定指南

A GUIDE TO POLICY MAKING



© IRENA 2020

除非另有规定，本出版物中的材料可以免费使用、共享、复制、转载、印刷和/或保存，但要适当声明IRENA作为这些资料的来源及版权所有人。本出版物中第三方提供的材料可能另有使用规定和限制条款约束，使用前可能需要征得这些第三方机构的相应许可。

引用：IRENA（2020），《绿氢：政策制定指南》，国际可再生能源机构，阿布扎比

国际标准图书编号：978-92-9260-341-0

本文件为《**Green hydrogen: A guide to policy making**》的译本，ISBN: 978-92-9260-286-4 (2020)。

如中文译本与英文原版的内容不一致，概以英文版为准。

关于IRENA

国际可再生能源机构（IRENA）是开展国际合作的主要平台、优秀人才中心，是政策、技术、资源和金融知识资源库，同时也是全球能源系统转型的切实推动者。作为成立于2011年的国际政府间组织，IRENA旨在促进各种可再生能源的广泛应用和可持续利用，包括生物能源、地热能、水能、海洋能源、太阳能和风能，以实现可持续发展、能源获取、能源安全和低碳经济发展和繁荣。

www.irena.org

致谢

本报告根据各位专家的审稿修改意见进行了修改，包括Cédric Philibert（独立咨询顾问）、Matthias Deutsch（Agora Energiewende）、Frank Wouters（欧盟-海湾合作委员会清洁能源技术网络）、Ruud Kempener（欧洲委员会-DG能源）、Antonello di Pardo（GSE S.p.A.）、Jose Miguel Bermudez 和 Peerapat Vithayasrichareon（国际能源机构）、Pierpaolo Cazzola 和 Matteo Craglia（ITF）、Karl Hauptmeier（Norsk e-Fuel）、Massimo Santarelli（都灵理工大学）、Duncan Gibb（REN21）、Thierry Lepercq（Soladvent）、Hergen Thore Wolf（Sunfire GmbH）、Kirsten Westphal（SWP）、Ad van Wijk（代尔夫特理工大学）、Rina Bohle Zeller 和 Andrew Gordon Syme McIntosh（维斯塔斯）。

IRENA同事也对本报告做出了重要贡献，包括Dolf Gielen、Diala Hawila、Emanuele Taibi、Paul Durrant、Raul Miranda、Barbara Jinks、Nicholas Wagner、Sufyan Diab、Jinlei Feng和Abdullah About Ali。

本报告在Rabia Ferroukhi的指导下，由Emanuele Bianco和Herib Blanco著述。

下载网址：www.irena.org/publications

关于更多信息或本报告的反馈信息，请发送邮件至publications@irena.org。

免责声明

本出版物及使用的材料是“按原样”提供。IRENA采取了所有合理的防范措施，确认本出版物使用材料的可靠性。但是，IRENA或其高级管理人员、代理人，或数据及其他第三方内容提供者均不提供任何形式的担保，无论是明示还是暗示，并且不对使用本出版物或所用材料产生的任何后果负责或承担任何义务。

本报告信息不一定代表IRENA所有成员国的意见。本报告提及的具体公司、项目或产品不代表IRENA支持或推荐，也不意味着这些公司、项目或产品优于本报告未提及的其他类似公司、项目或产品。本报告提及的材料名称和描述也不代表IRENA对区域、国家、领土、城市或地区或主管部门的法律地位以及边境或地界划分有任何意见。

目录

前言	04
关于本指南	05
1. 绿氢：现状、驱动因素和面临的障碍	06
1.1. 不同颜色的氢能	08
1.2. 绿氢的新兴驱动因素	10
1.3. 绿氢发展的障碍	13
1.4. 绿氢的支持政策	16
2. 绿氢政策制定的四大支柱	18
2.1. 政策支柱1：国家能源战略	19
2.2. 政策支柱2：确定绿氢政策优先顺序	26
2.3. 政策支柱3：来源保障认证制度	29
2.4. 政策支柱4：治理体系和有利政策	31
3. 绿氢的支持政策	34
3.1. 电解政策支持	36
3.2. 氢能基础设施的政策支持	38
3.3. 工业应用领域中氢气的政策支持	40
3.4. 航空领域合成燃料的政策支持	42
3.5. 海运领域氢能使用的政策支持	44
4. 结论	46
参考文献	48
图片来源	50
缩略语和度量单位	51

图

图1.1. 能源体系中绿氢的生成、转换和终端使用	07
图1.2. 氢能的不同颜色标号	08
图1.3. 氢气生产成本取决于电解槽系统成本、电价和运转时长	14
图1.4. 氢能价值链各个环节的全球性氢能政策数量	16
图2.1. 国家战略制定步骤	20
图2.2. 2018年6月和2020年11月期间政府发布的氢能相关倡议书	22
图2.3. 欧盟氢能源战略制定的主要方面和工具	25
图2.4. 氢能是终端领域几种脱碳途径的补充选择	27
图2.5. 能源生命周期排放保证（说明）	30
图3.1. 氢能价值链各环节难题与政策	35

表

表2.1. 来源保障认证实例	29
-----------------------	----

方框

方框1.1. 绿氢在不同能源转型场景中的作用	12
方框1.2. 绿氢的主要成本因素	14
方框1.3. 电网电力电解过程产生的氢气	15
方框2.1. 欧盟氢能源战略	24

前言

世界正面临着全球气候变化的重大挑战。2015年，国际社会积极采取行动，目的是将本世纪全球平均气温较前工业化时期的升幅控制在2°C之内。越来越多的国家承诺，到本世纪中期达到二氧化碳（CO₂）净零排放，实现气温升幅低于1.5°C。实现深度或完全脱碳经济需要所有经济行业齐心协力，采取广泛行动。

我们才刚刚取得甚微的减排成就。据估计，在全球新冠肺炎疫情（COVID-19）疫情传播和各国采取隔离措施之后，2020年前6个月二氧化碳排放量比2019年同期减少了8.8%（Liu等，2020）。但是，要实现持续性长期减排，我们一定要让全球能源生产、消费和基础社会经济体系完成结构性改变和转型。

实现大幅减排须兼具技术可行性和经济适用性。IRENA《全球可再生能源展望》报告提出了在2050-2060年期间实现净零排放的远期目标。更深度脱碳目标表明我们有潜力加快行动实施，降低CO₂排放，同时在能源转型期间实现1: 1.5-5（即，每投入1美元回报1.5至5美元）的经济回报（IRENA，2020a）。

能源转型需要实现发电行业从化石燃料转向太阳能和风能等可再生能源的重大变化，需要提高能源效率以及广泛实现汽车、建筑供暖和制冷领域的电气化。然而，不是所有部门或行业都容易实现从化石燃料到电力的转变。很难实现电气化（因此也很难实现减排）的行业包括钢铁、水泥、化工、长途公路运输、海运和航空运输（IRENA，2020b）

绿氢能够在不断增长的可持续性可再生能源发电量与难以实现电气化的行业之间建立一种联系（IRENA，2018）。

一般来说，氢是一种能源载体，适用于远离电网或能量密度高的领域，并且可以作为化工原料，合成一系列燃料和原料。

绿氢的其他好处还包括：提高能源体系的灵活性和存储能力，以支撑波动性可再生能源（VRE）的进一步利用；提高能源安全；减少空气污染；以及其他社会效益，例如促进经济增长、创造就业机会以及提高工业竞争力。

然而，绿氢要发挥其全部的潜力，就必须克服一些障碍，而成本是主要的障碍。

要解决这些障碍以及实现绿氢从小众能源转变为广泛应用的能源载体，我们需要在技术准备、市场渗透和市场增长的每个阶段制定专门的政策。想要克服初期阻力和达到市场渗透的最低门槛，我们需要一种整体性的政策制定方法，这种方法依靠四大中心支柱：建立国家氢能战略、提出政策优先顺序、建立治理体系和有利政策、创建绿氢来源保障制度。



关于本指南

本出版物是系列综述的第一册，主要目的是指导政策制定部门设计和执行绿氢支持政策，以将绿氢发展为一种实现能源行业脱碳的可行方案。

本指南由三章组成。第一章重点介绍绿氢的现状、驱动因素以及面临的难题。第二章探讨了国家制定氢能支持政策的政策支柱，第三章提出了绿氢价值链各个环节的主要政策建议。

即将要发表的这份政策综述将针对性的解决供应端问题，包括电解和基础设施。接下来的若干政策综述首先将探讨在很难实现减排行业中支持绿氢不同用途的具体政策，包括工业应用领域和长途运输领域（空运、海运）。其中部

分政策建议在本文第三章有所呈现。将来发表的政策综述还会探索氢能的小众应用领域，如发电和供热，以及陆路运输。

每一份这些政策综述都会介绍一些相关的案例研究，总结以往经验，为各国政府探索绿氢进一步应用的支持政策奠定基础。这些政策综述报告也会提出政策建议，可根据各国的国情和除能源体系以外的其他需要优先解决的发展问题进行调整和定制，例如经济发展目标。

能源部门已经使用了部分必要的政策工具，只需要扩宽政策范围。但是，也可能需要特别专注一些其他情况。

IRENA在绿氢以及很难实现减排领域的相关工作

本报告是IRENA现阶段工作计划的一部分，旨在为成员国和更多国家提供专家分析意见，为实现经济深度脱碳提供更多能源应用选择、有利条件和政策。

IRENA的《全球可再生能源展望》年度报告提出了详细的全球和区域减排蓝图，并评估了对社会经济带来的影响。2020年《全球可再生能源展望》包括了深度脱碳目标前景，详细介绍了实现净零排放或零排放的能源解决方案。

2021年的报告将详细分析为实现全球气温升幅低于1.5摄氏度目标将要采取的行动与措施。

在技术和社会经济评估的基础上，IRENA目前正在分析实现这一目标的具体行动与措施，包括所需的政策和金融框架。报告重点介绍了绿氢的应用潜力。

近期及不久以后即将出版的刊物包括：

- 《氢能：一种未来的可再生能源》[2019]；
- 《利用可再生能源实现零排放》[2020]及其在工业和运输领域的扶持政策综述；
- 《降低绿氢成本：扩大电解槽规模，实现1.5°C气候目标》[即将出版]；
- 《转型时期的可再生能源政策：供热与制冷》[即将出版]；
- 以及本报告的后续政策要点综述。

这些报告展示了IRENA在可再生能源电气化、生物燃料、合成燃料以及适用于很难实现减排领域的所有能源选项方面做出的工作。

本分析报告得到了IRENA各项目和活动的大力支持，得以召集专家和利益相关者共同参与，这些活动包括举办IRENA创新周、IRENA政策日和政策会谈活动，以及推出IRENA绿氢合作平台。这些活动吸引了大量成员国和其他利益相关方一起通过IRENA平台交流知识和经验。

1

绿氢的现状、驱动因素和面临的障碍

H

氢

1.01

1766年
Henry Cavendish
发现了氢元素

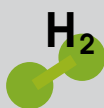
1766

宇宙中最丰富的
化学结构

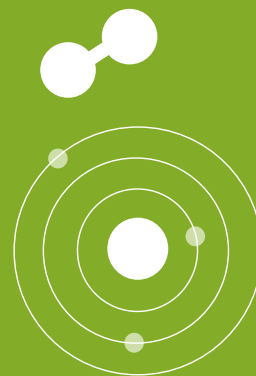
1888年开发了
第一个工业化的
水电解槽

1888

氢是“水的创造者”，氢燃烧只生成水



H₂O

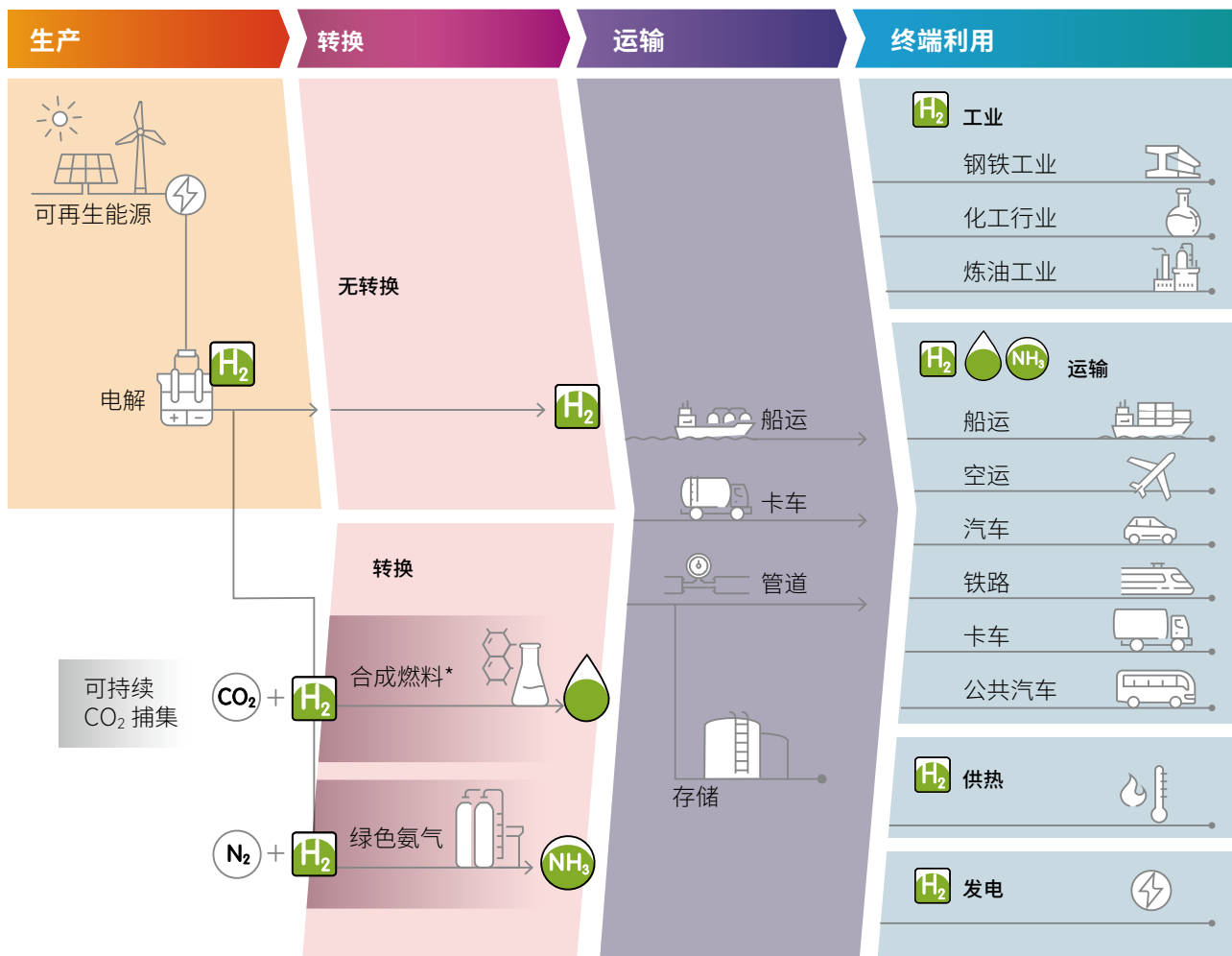


绿氢是一种能源载体，可用于许多应用领域（如图1.1所示）。然而，在实际应用中，氢的使用仍然非常有限。每年全球生产大约1.2亿公吨氢气，其中三分之二为纯氢气，三分之一是与其他气体的混合气体（IRENA，2019a）。氢气产量主要用于原油精炼以及氨和甲醇合成，这些领域对氢气的的需求量几乎占纯氢气和混合氢气总需求的75%。

目前，氢气生产主要以天然气和煤炭燃料为基础，这两种燃料生产的氢气产量占氢气总产量的95%。电解方法产生的氢气约占全球氢气总产量的5%，主要以氯气生产的副产品形式。然而，目前用可再生能源生产的氢气非常有限：绿氢生产仅限于示范项目（IRENA，2019a）。

H₂

图1.1. 能源体系中绿氢的生产、转换和终端利用



来源：IRENA.





* 合成燃料是指一系列以碳为原料（从各种排放流、生物源或直接从空气中捕集CO和CO₂）通过化学过程产生的氢基燃料。合成燃料包括甲醇、航空煤油、甲烷和其他碳氢化合物。这些燃料的主要优点是可以取代以矿物燃料为基础的同类燃料，在许多情况下可用作直接替代燃料——即作为普适性燃料。合成燃料燃烧时会产生碳排放，但如果生产过程消耗同样数量的二氧化碳，原则上可以实现碳净零排放。

1.1. 不同色彩的氢能源

氢能可以采用多种工艺和能源生产；为了方便论述，我们常用颜色标号进行描述（如图1.2所示）。但是，政策制定部门在制定政策时，应根据整个生命周期的温室气体（GHG）排放量来客观衡量其政策影响，特别是有些情况下，某种氢能并不能完全属于某一种颜色（例如混合氢源、利用电网电能进行电解）（见第2.3节）。

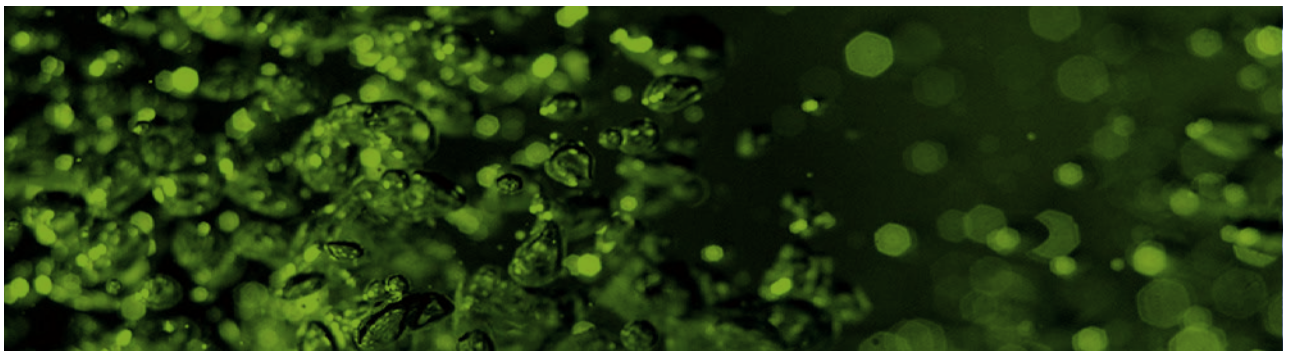


图1.2. 氢能的的不同颜色标号

颜色	灰 氢	蓝 氢	蓝绿 氢*	绿 氢
工艺	SMR或煤气化	SMR或煤气化 +碳捕集(85-95%)	裂解	电解
能源	甲烷或煤炭 	甲烷或煤炭 	甲烷 	可再生能源 

备注：SMR=蒸汽甲烷重整。

*蓝绿氢是一种新兴的能源脱碳选择





灰氢¹ 用化石燃料生产（即，蒸汽甲烷重整（SMR）或煤气化制备氢气）。

使用灰氢会产生大量的二氧化碳排放，因此这些制氢技术不是实现净零排放的合适路径。



能源转型的早期阶段，使用**蓝氢**（即，使用碳捕集和封存（CCS）技术脱碳的灰氢）可以促进氢能市场的发展。目前大约四分之三的氢气利用天然气为燃料生产。CCS技术改造的好处是可以继续使用现有资产，同时又能减少温室气体排放。这种方法可以降低氢气制备过程中的温室气体排放，同时减轻制备绿氢的可再生能源装机压力。然而，钢铁生产等工业生产可能需要稳定的氢气供应；蓝氢能可以作为早期的解决方案，等待绿氢的生产和储存能力上升，以满足氢气稳定供应的需求。

然而，到目前为止，蓝氢也有局限性，制约着其推广应用：使用限定的资源品类，易受化石燃料价格波动的影响，不符合能源安全的目标。而且，蓝氢也面临着社会接受度的问题，因为二氧化碳运输和储存会增加整体成本，并且需要对储存的二氧化碳进行监测。此外，CCS捕集率预计最多可达85-95%，²意味着依然会有5-15%的二氧化碳排放。而且，目前还CCS技术未达到这么高的捕集率。

综上，CCS技术可以减少氢气制备带来的碳排放，但不能完全消除。而且，制备过程使用甲烷，上游会存在泄漏，并且甲烷每分子温室效应比二氧化碳高很多。这表明虽然蓝氢能可以减少二氧化碳排放，但它不能满足未来净零排放的要求。因此，蓝氢能只能作为加速绿氢推广、实现净零排放道路上的一种短期过渡选择。



蓝绿氢使用天然气作为原料，且不会产生二氧化碳。甲烷中的碳通过裂解过程变成固体炭黑。目前市场上有炭黑需求，增加了收入来源。炭黑比气态二氧化碳更容易储存。目前，蓝绿氢仍处于工程示范阶段（Philibert, 2020；Monolith, 2020）。



不同颜色标号表示的氢能中，绿氢——即用可再生能源生产的氢能——是最适合实现完全可持续能源转型的一种氢能。最成熟的绿氢制备技术是基于可再生电能的水电解技术。该技术是本报告研究的重点。本报告也分析了其他可再生能源制氢方案。³然而，除了利用生物沼气的SMR外，这些技术还达不到商业生产的要求（IRENA, 2018）。通过电解技术生产绿氢符合净零排放目标路线，各行业各部门可以协同合作，降低技术成本，为电力系统提供灵活性。低成本的波动性可再生能源，加上生产技术水平提升，正逐步降低绿氢的生产成本。因此，水电解技术生产绿氢备受关注。

¹ 有时也称为黑色或棕色氢能。

² SMR的另一种替代方法是一种称为自热重整的工艺，据估计，通过该方法，排放二氧化碳的可能捕集率高达94.5%（H-Vision, 2019）。

³ 例如，生物质气化与裂解、热化学水分解、光催化、生物质超临界水气化、暗发酵与厌氧消化结合等。

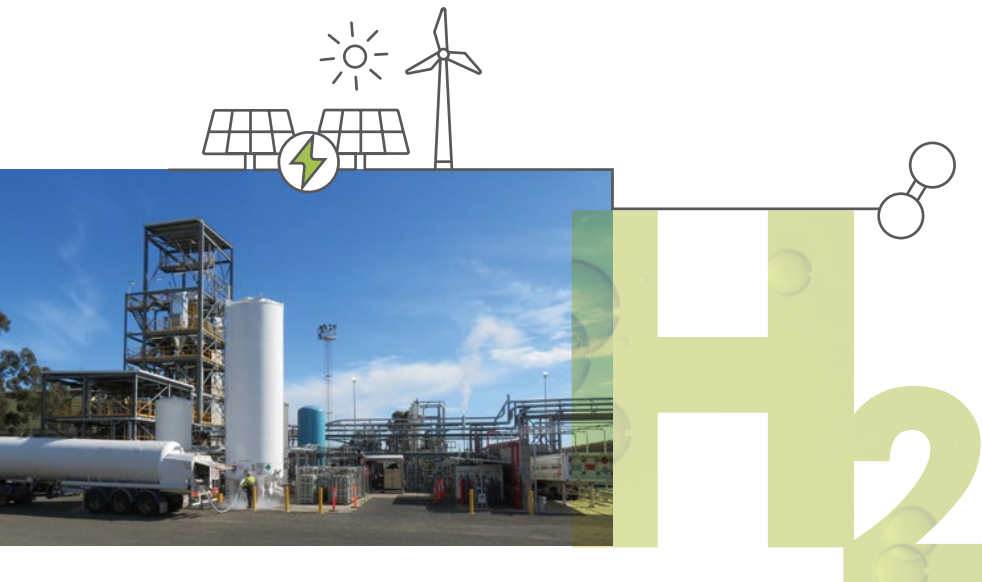
1.2. 新一波绿氢浪潮的驱动因素

过去几十年，氢能多次引起了人们关注。驱动因素主要包括油价冲击、对石油需求峰值或空气污染的担忧、以及对替代燃料的研究。氢可作为多个供应链、生产商和市场的另一种能源载体，促进能源安全，实现能源结构多样化，提高能源体系弹性。用于燃料电池时除了水之外不产生其他排放物，因此，氢能可以减少空气污染。考虑到将氢能从工业原料进化为未来的能源载体需要大量投资，氢能还可以促进经济增长，创造就业机会。

因此，越来越多的能源应用领域将绿氢放在首要位置，尽管渗透率显著不同（见方框1.1）。对氢能的新关注点集中于提供低碳解决方案以及发挥绿氢的独特优势。绿氢的驱动因素包括：

1. 可再生能源（VRE）电力成本低。 绿氢的主要成本因素是电力成本。近十年来，太阳能光伏发电厂和陆上风场发电价格大幅下降。2018年，太阳能光伏全球平均合同价格为56美元/MWh，而2010年为250美元/MWh。同时期（2010至2018年）陆上风电价格也有所下降，从75美元/MWh降至48美元/MWh（IRENA，2019b）。2019年和2020年全球价格继续创下新低：葡萄牙太阳能光伏合同价格为13.12美元/MWh（Morais，2020），阿拉伯联合酋长国（阿布扎比）为13.5美元/MWh（Shumkov，2020）；沙特阿拉伯陆上风电合同价格为21.3美元/MWh（Masdar，2019），而巴西为20.5至21.5美元/MWh（BNEF，2019）。随着太阳能光伏和风能发电成本的不断下降，生产绿氢更具经济优势。

2. 技术水平达到规模化条件。 氢能价值链中许多环节已经实现了小规模部署，目前正具备商业化条件，所以现在需要做的是引入投资，扩大规模。自2010年以来，电解水技术的资金成本下降了60%（氢能委员会，2020年），使得同期氢能成本从10-15美元/kg下降到4-6美元/kg。未来推出的许多策略的目的都是为了进一步降低成本，促进氢能的广泛应用（IRENA，即将出版）。自2006年以来，汽车燃料电池⁴的成本下降了至少70%（美国能源部，2017年）。



⁴ 燃料电池的原理与电解槽相同，但方向相反，燃料电池发电过程中将氢和氧转化为水。燃料电池可用于固定发电应用（例如，集中发电）或分布式应用（例如，燃料电池电动汽车）。燃料电池还可以转化其他反应物，例如碳氢化合物、醚类或醇类。

虽然一些技术尚未进行大规模示范（如氨燃料船）（IRENA, 2020b），但随着生产成本降低，扩大绿氢规模可以使这些技术得到更快推进。

3. 对电力系统带来的益处。随着全球市场中波动性可再生能源的份额迅速增加，需要提高电力系统的灵活性。⁵用于绿氢生产的电解槽可以快速启动和停止，因此可通过对电价的响应，作为一种灵活性资源来补偿可再生能源发电的波动性（Eichman、Harrison和Peters, 2014）。绿氢可以长期储存，并且可以在波动性可再生能源发电不足时用于固定燃料电池或氢气燃气轮机发电。利用电解槽为电力系统提供灵活性可减少波动性可再生能源的弃电量，稳定批发市场价格，减少电力零价或低于零价（或负价）的时段，增加可再生能源发电厂的投资回报，促进扩大可再生能源规模。最后，氢能适用于长期、季节性储能，补足抽水蓄能电站的短板。因此，绿氢可以支撑更高渗透率的波动性可再生能源并网，提高系统效率和成本效益。

4. 实现政府的净零排放能源系统目标。到2020年中，有七个国家已将温室气体净零排放目标写入立法，另有15个国家提出了类似的立法或政策文件。总计有120多个国家宣布了净零排放目标（世界经济论坛，2020年），其中包括温室气体最大排放国——中华人民共和国（以下简称“中国”），该国最近承诺未来40年内将净碳排放量减至零。尽管这些净零排放承诺还未转化为实际行动，但这些承诺都要求“难以减排”的行业削减温室气体排放，其中绿氢可以发挥重要作用。

5. 氢能的广泛应用。过去对氢能的关注主要在扩大氢能在燃料电池电动汽车（FCEVs）领域的应用。相比之下，当前对氢能的关注在于绿氢在整个经济体系中的广泛应用，包括将氢转化为其他能源载体和产品，例如氨、甲醇和合成液体燃料。这使未来氢能的需求量大大增加，并且可以利用不同行业 and 部门之间的协同合作来降低绿氢价值链的成本。事实上，绿氢不仅可以提高将氢技术摆在首要位置的国家的工业竞争力，而且还可以为现有行业在未来低碳经济中保留一席之地提供可能性。在全球绿氢经济中，可再生资源丰富的国家可以发展成绿氢净出口国，从而实现重大经济利益。

6. 多方利益相关者的关注。综上，目前公共和私营机构都对氢能产生了广泛的关注，包括能源供应公司、钢铁制造商、化工企业、港口机关、汽车和飞机制造商、船舶公司和航空公司，以及意欲利用可再生能源出口或使用氢能提高能源安全的多个国家和地区。许多参与部门还建立了合作关系并提出倡议，促进能源合作和协调。⁶

然而，绿氢仍面临着一些障碍。

⁵ 此处的系统灵活性是指电力系统始终匹配发电和需求的能力。

⁶ 氢能委员会属于非公共倡议组织，自2017年成立，目前已有92家成员公司（截至2020年10月）。清洁能源部长会议提出的氢能倡议属于公共倡议，其中九个国家和欧盟正在合作推进氢能源。燃料电池和氢能联合体属于欧洲联盟下的一个公私合伙组织。

方框 1.1. 绿氢在不同能源转型情景中的作用

由于各种各样的因素，绿氢在现有区域和全球能源转型情景中的作用也大有不同。

第一，不同情景下有不同的温室气体减排目标。温室气体减排目标越高，系统中绿氢使用量就越大。对于实现较低的脱碳目标，使用可再生能源和电气化技术可能就足够了。但对于实现更深度的脱碳目标，就需要绿氢在未来能源结构中发挥更大的作用。

第二，不同情景下都有不同的支持性政策。例如，取消化石燃料补贴将会增加无碳解决方案的发展空间。

第三，不同情景中技术路线也不相同。如果审慎考虑核能、碳捕集、使用和储存以及生物能源在社会、政治和可持续性等方面的挑战，则该情景下这些技术在能源转型中的作用将比较局限，而绿氢的使用量会大大增加。

第四，在情景中绿氢的终端用途越多，氢能的使用量就会越高。对于覆盖所有氢能应用领域及后阶段转化为其他能源载体和产品的情景，实现脱碳的路径会更灵活。这也助于提高规模经济和加快部署推广，实现需求和供应同步增加的良性循环。

最后，不同情景中成本假设也各有不同，典型的输入数据包括资本成本和运营成本（Quarton等人，2019）。对于氢能发展越好的情景，其成本缩减预期也最乐观。

由此可以看出，不同情景中绿氢的作用也有很大差异。然而，随着越来越多的情景需要实现零排放或净零排放，绿氢在应用情景和公共话语中的地位会更加显著。



1.3. 绿氢发展障碍

绿氢面临着诸多障碍，限制其在能源转型中发挥全部作用。这些障碍包括所有颜色标号的氢能共同面临的，例如缺少专门基础设施（例如运输和存储基础设施），以及只有绿氢所面临的电解水制氢环节相关的障碍（例如，能量损失、缺乏价值认同，以及耐久性和高成本）。

1. 生产成本高。2019年利用普通波动性可再生能源发电厂电力生产的绿氢价格比灰氢高两到三倍（见方框1.2）。此外，在终端用途使用绿氢的技术成本可能很高。使用燃料电池和氢气罐的汽车比化石燃料汽车的成本高至少1.5到2倍（NREL，2020）。同样地，目前即使世界上成本最低的国家，航空用合成燃料的成本也比航空煤油贵8倍（IRENA，2019a）。方框1.2对绿氢的生产和运输成本进行了举例说明。

2. 缺少专用基础设施。至今，由于缺乏专用运输设施，氢气的生产地点被限制在距离使用地点很近的范围内。在世界范围内，目前只有大约5000公里（km）的氢气输送管道（氢分析资源中心，2016），而天然气的输送管道超过300万公里。世界范围内建设了470个加氢站（AFC TCP，2020），而美国和欧盟地区有20多万个汽油和柴油加油站。天然气基础设施可以改为氢能设施（IRENA、IEA和REN21，即将出版），但不是世界上所有地区都已建设天然气基础设施。相反，绿氢产生的合成燃料可以使用现成的基础设施，但是也可能需要扩大规模。

3. 能量损失。绿氢价值链的每个环节都会产生大量的能量损失。通过电解技术生产氢气，约有30-35%的能量损失（IRENA，即将出版）。此外，氢转化为其他载体（如氨）的过程中可能会产生13-25%的能量损失，而且氢气运输也需要输入其他能源，一般相当于氢能自身能量的10-12%（BNEF，2020；Staffell等人，2018；Ikaheimo等人，2017）。燃料电池使用氢能会额外导致40-50%的能量损失。但是，总能量损失取决于氢能的最终使用。能量损失越大，生产绿氢所需的可再生电力容量就越高。

然而，关键问题不是所需的总容量，因为按量级来算，全球可再生能源的潜能比氢能需求高很多，而绿氢开发商可能会首先选择可再生能源资源丰富的地区。关键在于太阳能和风能的每年开发速度是否足够快，能够满足终端用途的电气化需求和全球绿氢供应链的发展需求，以及容量增加带来的成本增加是否可承受。

4. 缺乏对绿氢价值的认识。目前还没有建立绿氢市场，没有生产出绿色钢铁和绿色航运燃料，而且基本上也没有评估绿氢带来的温室气体减排价值。氢能甚至都没有计入官方终端能源消耗总量的能源统计数据，国际上也没有公认的方法来区分绿色和灰氢。同时，由于缺少促进绿色产品应用的目标或激励措施，也限制了绿氢的下游应用。因此，绿氢的需求受到限制。



5. 需要保证绿氢的可持续性。电解槽所用电量可直接由可再生能源发电厂供应，也可从电网获取，或两者结合使用。但只使用可再生能源电力可以确保生产的氢每时每刻都是“绿色”的。电解槽连接电网可以增加生产时长，降低氢气成本。然而，电网电力可能包括化石燃料发电厂产生的电力，所以在评估氢能的可持续性时，必须考虑其导致的二氧化碳排放。因此，对电解水氢气生产企业，计量所使用的化石燃料发电量可能成为难题，特别是根据国家排放系数来衡量相对碳排放量时更是如此。方框1.3讨论了如何确保电解槽连接电网生产氢气的同时，产生最低的温室气体排放。

方框1.2. 绿氢的主要成本因素

绿氢生产既要与化石燃料竞争，也要和其他颜色标号的氢能一争高下。因此了解绿氢成本的决定性因素至关重要。

绿氢的生产成本取决于电解槽的投资成本、容量系数⁷（可表示电解槽实际利用率），以及可再生能源发电成本。

截止到2020年，碱性电解槽的投资成本约为750-800美元/千瓦（kW）。如果绿氢设施的容量系数很低，比如低于10%（每年小于876全负荷负荷小时），相关投资成本将分摊到少量单位的氢上（投资成本影响较大），即使电解槽使用零价电力时，换算出氢能成本也为5-6美元/kg甚至更高。相比之下，灰氢的成本约为1-2美元/kg（天然气的价格范围约为1.9-5.5美元/千兆焦耳[GJ]）。然而，如果容量系数较高，则投资成本对每公斤绿氢气的成本影响不大。因此，随着设施的容量系数增加，电解槽投资成本对单位制氢成本的贡献度下降，而电价与氢气成本的相关性会增加。

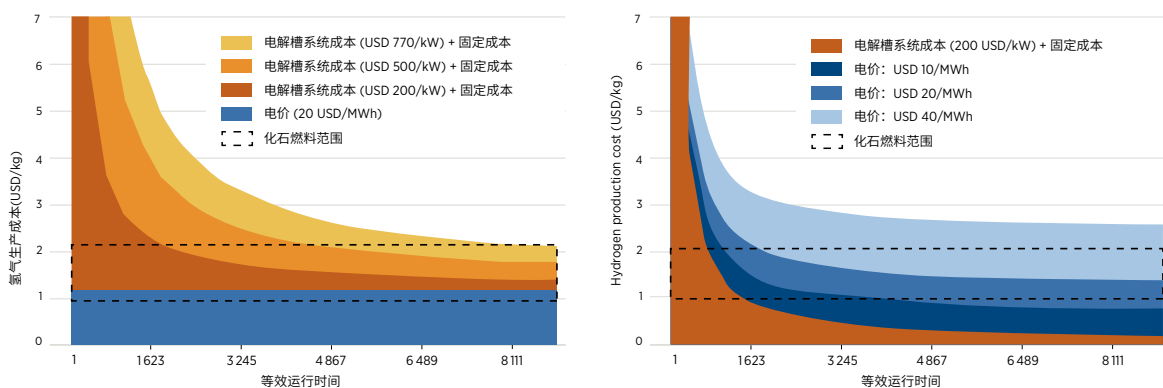
电价给定时，氢气最终成本中电力因素成本取决于电

解槽效率。例如，如果电解槽效率为0.65，电价为20美元/兆瓦时（MWh），则总成本中电力因素成本将增加至30美元/MWh，相当于1美元/kg。⁸

鉴于目前电解槽成本相对较高，需要低成本电力（大约20美元/MWh）才能生产成本与灰氢相当的绿氢（见图1.3）。当前绿氢生产企业的目标是，通过不同策略来降低成本（IRENA，即将出版）。一旦电解槽成本下降，使用成本较高的可再生电力来生产出低成本的绿氢就成为可能。

氢气运输也会产生额外成本。运输成本取决于运输容量、距离和能源载体形式。运输容量较低时，一辆卡车运输压缩氢1000公里时成本约为3.5美元/kg。运输容量较大时，绿色氢运输的成本最低，每公斤氢气只增加0.15美元（不考虑转化成本，即裂解）。同样，使用大型管道短距离输送（大约每天2000公吨）也可以降低成本（BNEF，2020年）。通过管道输送氢气的成本是电力运输相同能源成本的十分之一（Vermeulen，2017）。

图1.3. 氢气生产成本取决于电解槽系统成本、电价和等效运行时间



备注：效率= 65%（低热值）。固定运营成本=资本成本的3%。寿命= 20年。利率= 8.0%。化石燃料范围：灰氢，煤和天然气的燃料成本为1.9-5.5美元/千兆焦耳。来源：IRENA，即将出版。

⁷ 容量系数范围为0至100%，表示电解槽使用的平均满负荷小时数占一年总小时数的百分比（8760）。例如，50%的容量系数表示平均使用时间为4380小时

⁸ 1kg氢大约为33.33千瓦时（kWh）

方框1.3. 用电网电力采用电解制氢的排放量

想要电解制氢的总排放量低于灰氢，每单位电力产生的二氧化碳排放量需要低于190克/千瓦时（ gCO_2/kWh ）（Reiter和Lindorfer, 2015）。只有少数国家（主要受益于水力发电）每千瓦时的平均二氧化碳排放量低于该阈值，因此能够确保电解氢的可持续性。目前其他大多数国家都高于该阈值。

然而，电解槽可以设计为一种灵活的需求侧资源。当国家电力结构产生的二氧化碳排放量超过特定阈值时，电解槽系统可以降低负荷或关闭；当可再生能源发电量较高时，特别是发生波动性可再生能源弃电时，电解槽可以重新开机运行。一般来说，低电价代表可再生能源发电高（IRENA, 2020c），因此电价可自然而然地作为控制电解槽运行的信号。而且，当电价过高，生产氢气无法维持一定成本水平时，无论如何都要关闭电解槽系统。电力生产中较大（对一些国家而言）且不断提高的可再生能源比例，也会减少电解氢生产过程中的碳排放。

也可以使用混合模式，在这种模式下离网型可再生能源发电是电力的主要来源，但电网电力可以提高产量，减少初始投资成本的影响，且仅仅导致电解厂碳排放量的略微增加。

与连网可再生能源电厂签定购电协议也可能确保用电的持续性，同时使绿氢成为促进电网实现脱碳的一大额外驱动力。



1.4. 绿氢的支持政策

从历史上看，能源体系的每一部分都享受了某种形式的政策支持。化石燃料（直接和间接的补贴支持）和可再生能源也是如此，且覆盖所有部门——电力、供暖和制冷以及交通运输等（IRENA、IEA和REN21，2018）。氢能行业也受到了政策制定部门的一定关注，并且制定了专门的政策。但是，在技术准备、市场渗透和市场增长的每个阶段都还需要更多的专项政策支持。

绿氢政策支持现状

截止到2019年，至少有15个国家以及欧盟都制定了（除标准化流程或国家战略以外的）⁹支持性政策，推进氢能源的利用。这些政策直接或间接地促进了氢在各种终端用途中的使用。然而，由于过去对氢气的关注点在于氢气的陆地运输用途，约有三分之二的政策与运输行业有关（如图1.4所示）。

大多数国家的汽车零排放政策中包括FCEV和纯电动汽车。因此，FCEV也有机会享受到与零排放汽车相同的奖励措施，无需制定专项政策促进氢气的使用。

然而，随着全世界对绿氢的关注日益增加，过去两年绿氢政策有了重大变化。许多国家（包括奥地利、澳大利亚、加拿大、智利、法国、德国、意大利、摩洛哥、荷兰、挪威、葡萄牙和西班牙以及欧盟）宣布、起草或发布了国家氢能战略以及COVID-19后经济恢复计划，其中包括清洁氢能的扶持措施。

图1.4. 氢能价值链各个环节的全球性氢能政策数量



来源：基于国际能源署的IRENA分析（2019）

⁹ 比利时、加拿大、中国、法国、德国、冰岛、意大利、日本、荷兰、挪威、新西兰、大韩民国、西班牙、英国和美国。

这些政策带来的变化不仅是数量上的改变（承诺增加资金数十亿美元），也有质的飞跃：这些新战略的重点已经从过去只注重氢在运输行业中的使用转向了工业和产品的差异化以及未来的工业竞争力上。

氢能源确实可以满足许多用途要求，如图1.1所示。重要的是，要优先考虑使用氢能效益增加最大的行业，以避免我们在各个行业平均用力，或将氢能陷入与其他有效脱碳解决方案的无意义竞争中，如纯电动汽车。当绿氢在终端能源消费中的比重增加时，应该扩展和改变政策重点（见第2.2节）。

绿氢政策支持的不同阶段

随着绿氢技术的日益普及和成本降低，氢能政策也必须做出相应的调整。本报告的后续政策综述采纳了政策阶段的概念，反映随着绿氢的不断推广，政策需求的也发生了相关变化。以下是氢能政策支持三个基本阶段以及每个阶段的总体目标：

第1阶段

第一阶段：技术准备。在这一阶段，绿氢是一种小众技术，除示范项目外很少使用；因为基础设施有限，主要在使用现场生产。在这一阶段扩大氢能使用的最大困难是成本。政策制定部门的主要作用是鼓励和加速进一步部署电解槽。这可在一定程度上通过设立长期目标来实现，例如，承诺实现零排放，从而为私营部门提供信心，推动绿氢的商业发展。

然而，缩短投资和运营成本差距的短期政策也同样重要。包括研发（R&D）资金、风险保障政策以及大型原型机和示范项目的联合资助，以降低资金成本。此外，仍处于示范阶段的终端使用可能需要专门的任务导向型创新项目，这些项目规定了明确的时间节点，与私营部门开展合作，加速商业化进程。在这一阶段，支持性治理体系和指导方针也应落实到位，保障绿氢的可持续发展。

第2阶段

第二阶段：市场渗透。在这一阶段，某些应用已经开展起来，并能够证明绿氢能够做什么，成本处于什么水平。通过边做边学的方式，扩大技术规模及开发经验，以降低成本，缩小盈利差距。这一阶段也开始享受到不同应用领域之间协同合作带来的好处，从而增加氢能需求量，实现氢能生产和基础设施建设的规模经济。这一协同效应可能发生在产业集群地区、氢谷（如城市）或枢纽中心（如港口）。

工业用户可以加快发展专门的“绿氢走廊”，将低成本可再生能源的生产地区与需求中心联系起来。大部分基础设施并非从零开始，而是由现成的天然气管道网络和电网改造而成。第一条氢能（或氢能衍生产品）国际贸易路线将在这一阶段建立，众多生产企业和用户推动建立了真正的全球氢能市场。随着绿氢应用的不断增加，必须要确保有足够的可再生能源发电能力，保证绿氢生产不会取代更有效的直接电气化技术。

第3阶段

第三阶段：市场增长。在这一阶段，绿氢将发展成一种普遍流行并广泛使用的能源载体，潜能几乎完全发挥。在供应侧和终端使用方面更具竞争力。在推动氢能发展的过程中，大多数应用领域不再需要直接的激励政策，私营资本已取代了公共部门的支持。在这一阶段，氢能转化为其他能源载体的过程也十分灵活，并且有可能根据每个地区的具体情况使用最方便的替代能源。第三阶段电力系统已经实现脱碳，且只部署绿氢。大多数天然气基础设施也重新改造，用于输送纯氢气。

目前，对于大多数行业来说，绿氢仍处于第一阶段。在一些地区，某些领域或应用可能进展稍快一点，但在其他领域或应用仍不成熟。例如，加利福尼亚州在FCEV方面处于领先地位，却没有大规模的电解工业，而德国则将重点放在将天然气基础设施进行氢气的适应性改造。这些案例表明，不同国家在不同方面取得了进展，不要刚开始就专注于绿氢的所有终端利用。

这里介绍的分阶段方法为第二章的政策制定提供了背景支撑。

2 绿氢政策制定的四大支柱

绿氢从小众市场参与者向普遍流行的能源载体的转变，需要依靠一套整体性的政策途径，来克服初期阻力，突破市场渗透的最低门槛。这一套政策途径应该有四个核心支柱：国家氢能战略、政策优先级设定、来源保障和有利政策。

除了本章提出的四大支柱外，氢能政策的成功制定还应该包括电力行业中可再生能源解决方案部署所需的支持性因素。例如，做出长期目标承诺。长期目标对于私人 and 机构投资者承担投资新技术的风险来说至关重要，绿氢尤其如此。一般来说，绿氢所需的投资规模巨大，这意味着想要氢能从小众市场推向主流市场仅凭公共资本是不够的。

政府必须做出长期承诺，私营资本才会参与助力绿氢转型。

国际能源合作在许多方面对各国都有益，例如研发示范和协调国家议程，以加速能源转型。氢能有关解决方案的部署合作（例如，几个国家联合升级天然气管网）可以实现风险共担，分享经验教训和最佳范例，进一步降低成本。氢能安全和标准合作保证各国话语体系的一致性，实施跨国项目，并保证项目的可复制性。

以下章节将更详细地探讨支撑绿氢转型政策制定的四大支柱。

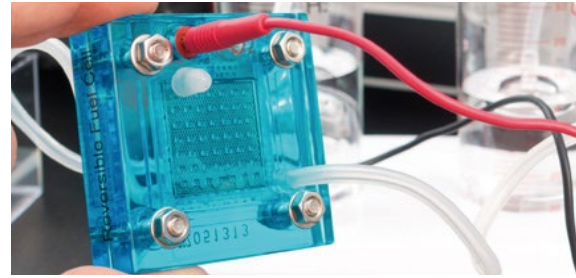
P1

P2

P3

P4





2.1. 政策支柱1：国家能源战略

最近发布的氢能战略是长期发展的结果，标志着新一轮政策的开始。战略制定往往先从确立**研发项目**开始，目的是弄清技术的基本原理，为未来的发展阶段建立知识基础，以及探索多种技术和可能性，因为在早期阶段，终端应用领域尚不清晰。

下一步通常是发布**愿景文件**，阐明“为什么”：“为什么选择氢能”，“为什么选这里”，以及“为什么是现在开始执行”。愿景文件是指路明灯，指导研究、工业发展及早期项目示范。愿景文件通常由政府及关注突破领域发展前景的私营企业共同编写。

接下来是制定**路线图**。这里提到的路线图是一份综合计划，描述了所有必要的活动，便于更好地评估氢能潜力。路线图要提出氢能近期行动计划，确定优先实施的研究领域，以及最需要开展示范项目的应用领域。

最后，**能源战略**主体框架确定了能源目标，描述具体的能源政策，并且评估这些政策与现有能源政策的连贯性。

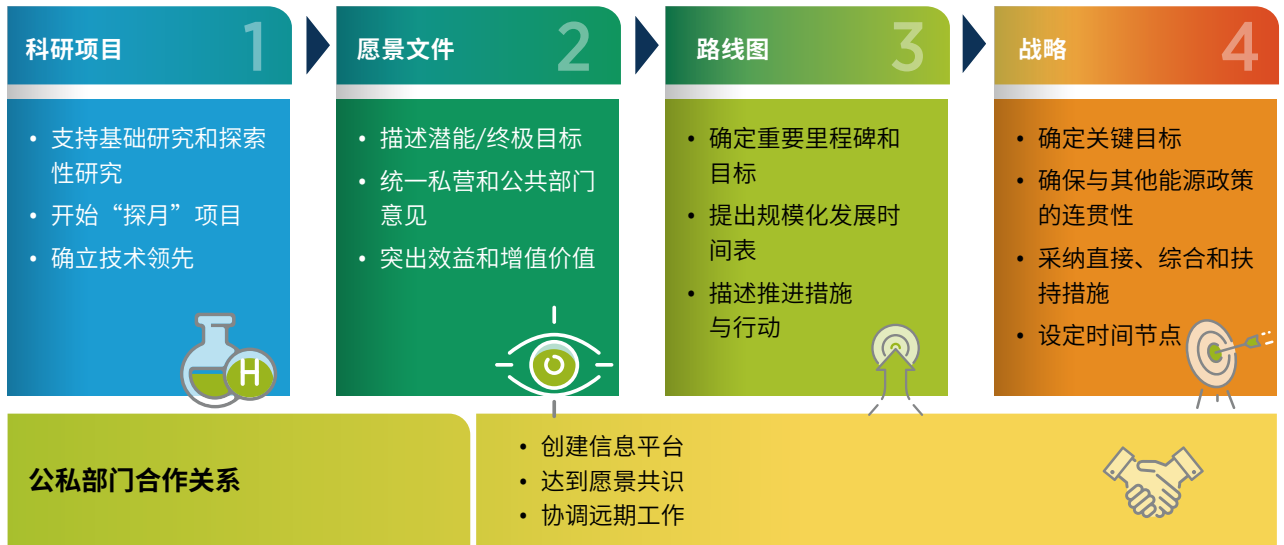
能源战略不仅包括具体的直接政策（比如绿氢发电上网电价补贴），还包括保障氢能在整个能源体系中部署的整合与扶持政策，例如促进专业技能人员发展的扶持政策。能源战略的制定需要参照大量的应用情景建模，通常会考虑学术界和工业届的相关意见。另外，战略也设定了后续阶段工作目标的目标水平。

战略制定过程（如图2.1所示）往往会推进**公私部门合作关系**的形成。公私部门合作作为交流信息提供了平台，以促进技术进步，达成合作共识，统一意见，制定激励措施及协调行动开展。公私部门合作可以减少氢能早期阶段的风险，进一步促进从示范项目到商业化生产的过渡转型。一旦取得成功，发起公司在享受先发利益的同时也积累了经验。能源战略的目标应该是让绿氢的发展进入良性循环，不再需要政府的进一步支持。这一模式已经在交通出行领域取得了成功，并且在欧盟（通过燃料电池和氢能联合体）已成功示范了用于多种途径的氢能技术。

P1

国家能源战略

图2.1. 国家战略制定步骤



P1 国家能源战略

国家能源战略完成后，下一步要做的是进行一系列分析工作，评估具体政策实施或改变后产生的影响。这些分析工作评估战略措施实施带来的经济、社会和环境的影响，也评估可能的时间安排和范围，以及与其他技术的相互影响。完成分析后，要颁布具体的法规和法律，并根据进度和最新趋势定期修订，调整法律法规内容。

从研发项目到战略制定的过程远非一气呵成，也不会一蹴而就。另外，各国可以跳过本文所述的面向公众步骤，直接发布国家氢能战略，并开展非公开的调研行动。

20世纪70年代发生的石油危机引发了政府对氢能研发项目的支持，尤其是**美国和欧洲**首先开展了相关行动。大约在同一时期，国际社会建立了多个国际合作平台，例如《国际氢能期刊》（1976）。**加拿大**和日本政府分别于20世纪80年代和1992年开始提供支持（Behling、Williams 和Managi，2015）。几个世界前列的国家包括美国在1999年建立了公私部门合作关系（加利福尼亚州），并在2002年发布了愿景文件和路线图（美国能源部，2002）。

当前，研发项目仍然非常必要且活跃，**中国**最近也刚刚推出了一项大型研发项目。目前中国正在探索城市中利用氢能的解决方案：定点城市进行为期四年的试点示范项目取代之前的FCEV补贴。试点的主要内容是开展关键环节的研究和应用，将中央政府的扶持改为对这些城市给予财政奖励，而不是为消费者提供购车补贴。

其他国家已经制定了愿景文件或路线图，预计最终战略将在未来几年实施。例如，2019年**新西兰**发布了愿景文件，概述了氢能的潜在用途，以非定量的方式探讨了关于氢能使用的一些问题。预计下一阶段将制定路线图，确定实施路径，扩大氢能应用范围。

行动的步伐正在加快。近两年来，随着新一轮氢能关注浪潮的兴起，许多国家已经进一步完成了图2.1所示的过程，并颁布了国家战略（如图2.2所示）。2018年**法国**首先发布了氢能战略，2020年6月进行了更新。2002年**欧盟**成立了高级氢能工作小组（包括来自学术界、工业界、公共机构和终端用户的19个利益相关方），次年发布了愿景文件（欧洲委员会，2003）。2004年欧盟成立了燃料电池技术平台，为燃料电池和氢能事业联合体的成立奠定了基础（FCH JU，2017）。

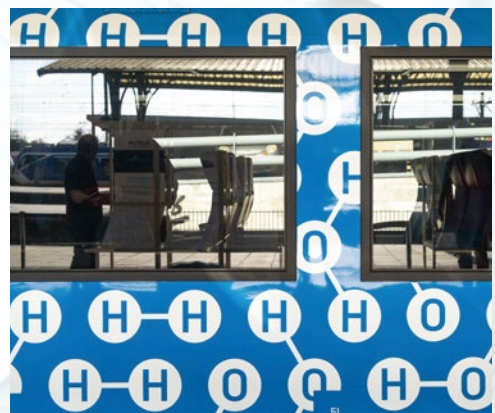
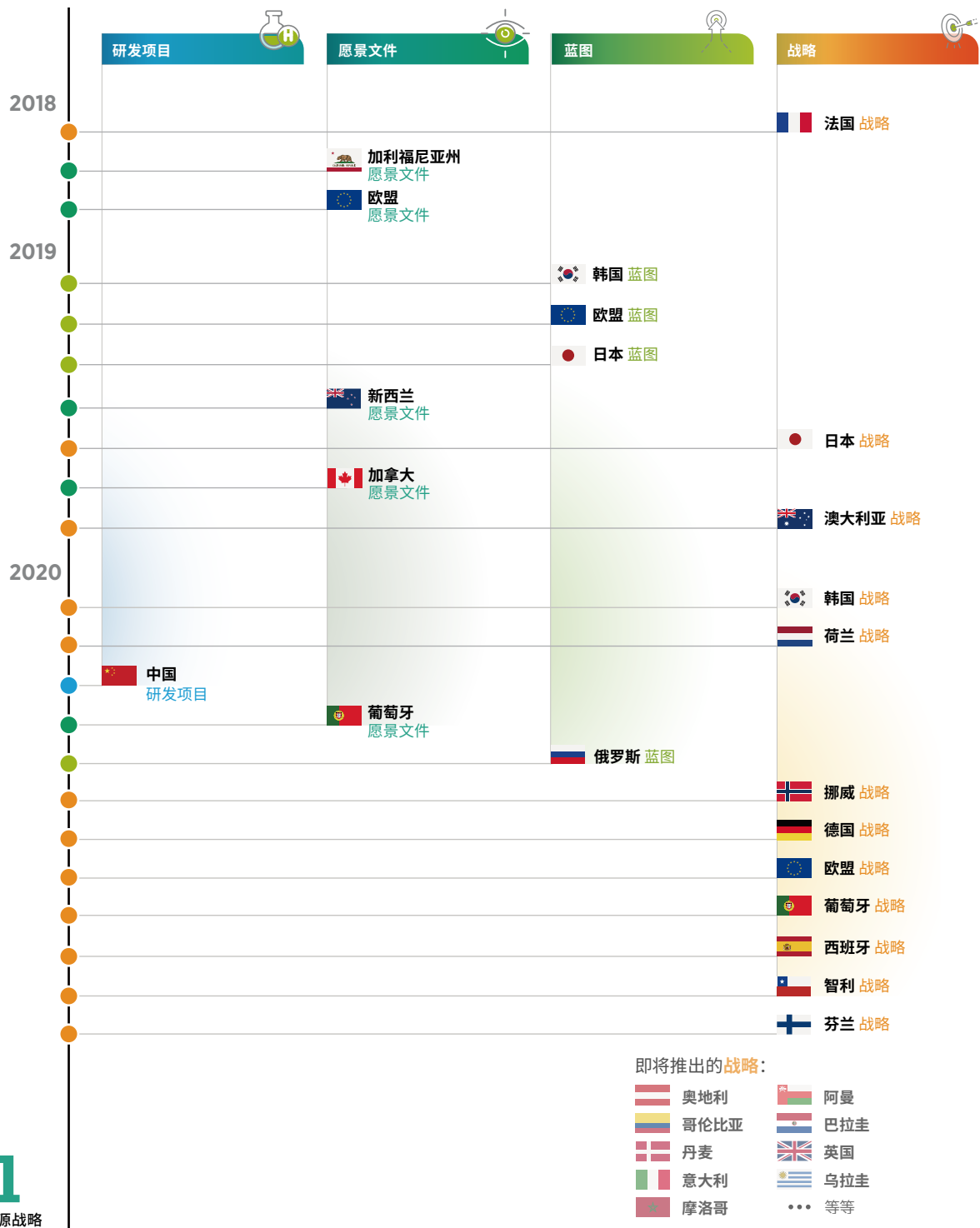


图2.2. 2018年6月到2020年11月期间政府发布的氢能相关战略



备注：氢能源政策正取得飞速进展。在本报告撰写时，本图信息已尽可能总结详尽和完整，但是可能还有更多国家发布、起草和公布了愿景、路线图和战略文件。

随着新一轮关注浪潮的到来，欧盟终于发布了其整体绿氢战略（如方框2.1所示），其中一些政策计划在2021年推出。

未来几年，预计还有许多国家会发布氢能战略。智利宣布了国家战略后，预计拉丁美洲会紧随其后；另外，欧盟战略发布后，阿拉伯半岛和欧洲联盟成员国也会相继跟进。例如，奥地利和意大利已经将氢能作为国家能源和气候计划（NECP）的一部分；欧洲各国希望协同开展相关工作，确保能源战略符合整体NECP及欧盟战略。

地方政府也正在开展相关行动。加利福尼亚（美国）、荷兰北部省份以及南澳大利亚、西澳大利亚、维多利亚州、昆士兰州和塔斯马尼亚岛也陆续发布了绿氢路线图和战略，澳大利亚也提出了国家战略（COAG，2019）。

制定最佳的二氧化碳零排放或净零排放战略——包括最有效的绿氢战略——是一项极具挑战性的任务。大多数应用领域和终端用途都有多个可选的脱碳解决方案，随着技术的创新和发展，每种解决方案的相对成本和效益都会不断变化。因此，各国政府很难确定哪些技术最适合本国未来的发展，以免陷入数不清的可能误区，例如采用了速度慢效率低的减排方式。因此，确定政策的优先顺序也是绿氢政策制定的重要部分。



P1

国家能源战略



方框2.1. 欧盟氢能战略

欧盟战略的目标是综合评估氢能价值链，建立支持性治理体系和政策框架，促进氢能部署（如图2.3所示）。

欧盟政策制定部门致力于将欧洲工业发展成为全球领先产业，包括绿氢设备制造业以及零碳重工业。为此，能源战略中明确了，所有氢能中只有绿氢与净零排放系统契合。

欧盟能源战略预计到2024年电解槽容量至少达到6GW，保证绿氢年产量达到1百万公吨/年。到2030年，欧盟国家的电解槽容量将增加至40GW，南部和东部邻国（比如乌克兰和摩洛哥）的电解槽容量将额外增加40GW，欧盟将从这些国家进口绿氢。

欧盟能源战略制定了一系列行动，不仅包括根据影响评估对监管规则进行适当修改，还为启动绿氢项目投入扶持资金。

欧盟能源战略采取分阶段实施的方式，类似于本报告的阶段化方法：

第1阶段

（2020-2024年）：电解槽容量扩大到6GW，可再生能源制氢产量达到1百万公吨/年。这一阶段的重点是使已经使用氢的应用领域实现脱碳，以及促进绿氢在新终端应用领域中的使用。氢气主要采用本地生产的方式，避免大规模基础设施建设，但同时做好基础设施扩建的规划，为现有的一些氢气生产装置改装碳捕集设备。

第2阶段

（2025-2030年）：欧盟国家电解槽容量扩大到40GW，可再生能源制氢年产量扩大到1000万公吨/年。通过与周边地区合作，或额外增加40GW电解槽容量。改造现有的天然气基础设施，建设泛欧洲供气网基础设施，实现绿氢运输。在氢能市场配置效率高以及跨境贸易无阻碍的前提下，与周边地区进行国际绿氢贸易。

第3阶段

（2030-2050年）：绿氢发展成熟，在所有很难实现减排且其他方案成本更高的行业中实现大规模应用。许多行业将使用氢合成燃料，包括空运和船运等。

要实现2030年能源目标，预计需要投资240-420亿欧元，扩大电解槽容量；另外需要投资2200-3400亿欧元使可再生能源发电容量额外增加80-120GW；投入650亿欧元用于基础设施建设，以及110亿欧元改造现有天然气工厂。



图2.3. 欧盟氢能源战略制定的要领和工具



备注: CEM = 清洁能源部长组织; ETS = 排放贸易体系; IPHE = 国际氢能经济与燃料电池合作伙伴组织; MI = 创新任务; REACT-EU = “凝聚与区域复苏援助” 倡议。

来源: 欧洲委员会, 2020。

2.2. 政策支柱2：确定绿氢政策的优先顺序

每个国家都有各自的国情。因此，国家绿氢政策制定部门应该慎重评估氢能价值链各个环节的关键因素，确定政策的优先顺序包括国家可再生资源的规模、能源部门的成熟度、当前经济竞争力水平、以及潜在的社会经济影响。

例如，可再生能源资源丰富地区可以利用电解技术提高绿氢的成本竞争力，而对于其他地区，政策制定部门可能认为进口氢能可能更有价值，所以将工作重点放在支持能源转型的其他技术上。

各国制定净零排放和绿氢战略时，最好牢记三个基本概念来确定政策的优先顺序。

1. 氢能不是化石燃料的完全替代能源

第一个要牢记的概念是，尽管绿氢前景广阔、适合替代化石气体，但不能完全替代化石燃料。相反，绿氢只是几种可能的脱碳解决方案中的一个（图2.4），在确定优先顺序时应该慎重权衡。同样，选择扶持政策时，必须考虑终端使用中绿氢相对于其他脱碳解决方案的成本和效益，特别要考虑到竞争技术的不断进步。

在许多情况下，利用可再生能源直接电气化，加上提高能效，比使用绿氢能更快速地解决能源系统的脱碳问题，并且成本更低。例如，在运输部门，由于电池成本迅速下降和技术改进，电动汽车是交通运输脱碳的一种常用解决方案。在一些特殊情况下，如不通电网的地区，仍然可以使用氢燃料电池汽车。在国际航空和航运两个分支行业，尚无绿氢的低碳替代能源，因此绿氢很可能成为这两个行业的低碳未来解决方案。

P2 确定政策的 优先顺序



图2.4. 氢能作为终端领域几种脱碳途径的补充

	可再生能源 	直接电气化 	能源效率 	绿氢绿氨 
供热 	<ul style="list-style-type: none"> • 太阳能热水器，直接地热利用，生物质（低位能供热） 	<ul style="list-style-type: none"> • 热泵 	<ul style="list-style-type: none"> • 建筑改造 • 技术进步 	<ul style="list-style-type: none"> • 高位能供热
工业 	<ul style="list-style-type: none"> • 太阳能干燥，生物质（生产使用） 	<ul style="list-style-type: none"> • 电气化工业应用（例如电弧炉） 	<ul style="list-style-type: none"> • 最佳可用技术使用 	<ul style="list-style-type: none"> • 钢铁精炼厂 • 化工行业
陆路运输 	<ul style="list-style-type: none"> • 生物燃料 	<ul style="list-style-type: none"> • 纯电动汽车 	<ul style="list-style-type: none"> • 能效标准 • 避免旅行 • 发动机设计 	<ul style="list-style-type: none"> • FCEV
海运 	<ul style="list-style-type: none"> • 生物燃料 • 风能 	<ul style="list-style-type: none"> • 短途海运 	<ul style="list-style-type: none"> • 船舶设计 • 运营优化 • 避免旅行 	<ul style="list-style-type: none"> • 绿色氨 • 甲醇
航空 	<ul style="list-style-type: none"> • 生物航空煤油 	<ul style="list-style-type: none"> • 短途航空 	<ul style="list-style-type: none"> • 飞机设计 • 避免旅行 	<ul style="list-style-type: none"> • 航空用氢能和合成燃料

改编自：IRENA、IEA 和 REN 21（即将出版），以及 IRENA，2020b。

2. 需要找出高价值的应用

一旦决定了要推广绿氢，政策决策就需要考虑哪些是重点应用领域，以及如何迅速地从化石燃料向绿氢转型。根据绿氢的产能规模，政策制定部门应该研判出受益最大的应用领域，从而集中政策资源，提供最直接的有利条件和实现规模经济。

绿氢政策的一个潜在作用是支持并加速目前已经使用氢能的工业应用领域，如炼油厂、氨和甲醇生产等向绿氢转型。值得注意的是，这些设施对氢能的需求巨大，足以在生产基础设施方面实现规模经济，因此这些领域向绿氢转型比分散式应用领域更具成本效益。

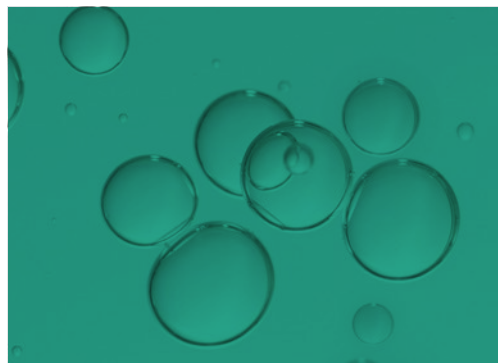
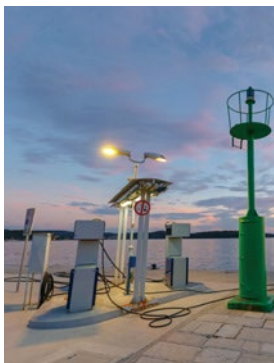
例如，每天使用2250公吨绿氢可以满足100万以上人口城市的供热需求。反过来，相同数量的氢能可以为一个绿色氨工厂提供能源。由此，使用氢气制氨够避开基础设施成本高以及千家万户取暖设施适应氢能改造所需时间长的问题。同时，住宅楼的供热需求可以由其他解决方案轻松实现，比如由可再生能源电力驱动的热泵（IRENA、IEA和REN21，即将出版）。

另一个可考虑的方案是，将各种用途结合起来，以实现更大规模经济。产业集群、港口和城市往往会发生协同效应（Roland，2018），类似的协同合作有助于实现供求良性循环，通过大规模生产降低了成本，反过来又促进了同一地区的需求发展。需求增加会促进生产扩张，进一步降低成本，甚至扩大用途范围。

最后，在确定优先顺序时，政策制定部门必须慎重权衡绿氢与现有化石燃料之间的经济差距以及减排的紧迫性，尤其在除了绿氢之外几乎没有其他选择的情况下。例如，直接还原铁（DRI）¹⁰中，绿氢是实现钢铁生产零排放的少数几种选择之一。但这项技术还处于试验阶段，可能需要几年时间才能进入商业化生产。同样地，合成燃料也是实现航空脱碳的少数几种选择之一，但目前绿氢成本远远高于化石航空煤油成本。然而，尽管成本很高，但我们必须从现在开始努力，降低生产成本，扩大产能。

P2

确定政策的 优先顺序



3. 可再生能源 额外性原则

最后一个概念是可再生能源额外性原则，这对可再生能源生产绿氢至关重要。换句话说，如果可再生能源产生的电力有其他有效用途，那么就不应该将电力用于生产绿氢。反过来讲，绿氢只应该利用额外的可再生能源产能来生产，否则这部分产能不会参与调度，而且所发的电力也会放弃不用。

如果不能遵循这一原则，对能源成功转型至关重要的使用可再生能源的住宅、工业和交通等电气化进程会减缓，实际上还会提高化石燃料在电力结构中的比例。同时，随着可再生能源产能的提高，发电过剩时段会延长，可能会导致两种结果：VRE弃用，要么用于生产绿氢。在这种情况下，生产氢能不仅可以用于很难减排部门的脱碳，还会提高这些发电厂的价值，有利于电网吸纳大量的可再生能源电力。



¹⁰ 在自然界中的铁都与氧结合在一起。去除氧气的过程叫还原反应。现在还原反应通过不同比例的一氧化碳（CO）和氢气（H₂）的混合物完成：氧气与CO和H₂结合，产生二氧化碳和H₂O。单独使用氢也可以实现同样的功能，又避免了二氧化碳产生。

2.3. 政策支柱3：来源保障认证制度

绿氢的分子同灰氢一样。因此，一旦氢气被生产出来，就需要认证体系进行认证，使最终用户和政府了解氢能的来源和质量。

这种来源追踪模式通常被称为提供“来源保障”（GO）。¹¹例如，欧盟有一个氢能CertifHy项目，该项目已经为绿色或低碳氢签发了76000份GO证书，其中到2019年已使用了3600份。








这只是一个试点项目，覆盖了不到0.05%的欧盟市场份

额，且可再生能源证书占比不足4%。表2.1描述了这一例子和其他GO认证方案例子。特别注意的是，这些计划的作用是跟踪从氢生产到使用过程中二氧化碳的排放，以便确认何时何地使用氢比直接电气化或使用生物能源更有效地实现脱碳目的。

P3

来源保障 认证制度

表2.1. 来源保障认证制度实例

	主体	基准	阈值	合格工艺
	法国氢燃料电池协会	无	100%可再生	所有可再生能源解决方案
	低碳燃料标准	新汽油汽车从油井到车轮的排放量	温室气体降低30% 氮氧化物降低50%	绿氢、生物甲烷催化裂化或生物质热化学转化，包括废弃物
	CertifHy	灰氢	比基准值低60% (36.4 gCO ₂ /MJ)	两个标签： • 如果氢气由可再生能源生产，则为“绿氢” • 否则为“低碳氢” 氢必须达到纯度99.5%的阈值
	TÜV SÜD	灰氢	取决于不同工艺， 比参考值低35-75%	可再生能源电解；生物甲烷蒸汽重整； 丙三醇热解重整
	清洁能源伙伴关系组织	灰氢	100%可再生	可再生能源电解；生物质
	REDII ¹²	运输燃料	降低70%	非生物来源的可再生运输燃料
	可持续财政技术专家组	无	5.8 tCO ₂ /tH ₂ 或 100 gCO ₂ /kWh用电	水电解

备注：REDII = 可再生能源——截止 2030 年重组；NOx = 氮氧化物；gCO₂/MJ = 每百万焦耳二氧化碳克数；gCO₂/kWh = 每千瓦时二氧化碳克数；tCO₂/tH₂ = 每吨氢气产生的二氧化碳吨数。

来源：Jensterle 等人，2019；Velazquez Abad和Dodds，2020。

¹¹ 在本报告中，GO可表示所有量化氢或其衍生物生产中的温室气体排放量的方案。

¹² 适用于所有先进可再生燃料，包括氢能及衍生产品。

前面的案例表明，氢能认证尚没有统一定义，这意味着各种方案可能不兼容。例如，认定氢能为“绿色”或“低碳”的二氧化碳阈值差别很大（35-100%）。其中一些方案涵盖多种制氢技术（如低碳燃料标准，CertifHy），而其他方案则特别关注绿氢（如AFHYPAC）。

当涉及到终端用途时，这些方案也有所不同。有些涉及到所有可能的行业（例如CertifHy），而另一些只侧重于特定应用，例如，低碳燃料标准只适用于汽车。此外，参考基准可以有所不同：例如，TÜV SÜD将灰氢生产作为基准，而REDII则与现有技术（运输用化石燃料）的二氧化碳排放参考值进行比较。最后，应该注意上面提到的某些方案是强制规定，以获取补贴激励或被认定为可再生能源（如LCFS和REDII，二者皆与运输部门相关），而另一些为生产商采用的自愿方案，以保障他们的可持续性。

为了对生产商、政策制定部门和最终用户有用，氢产品的所有GO认证制度都应该有清晰的标签，以提高消费者意识，并准确描述该商品的价值（Veum等人，2019，Mehmeti等人，2018）。所提供的信息应能明确区分各种氢气生产途径。

GO认证制度还应以发电等上游活动到运输产生的整个生命周期温室气体排放为基础（见图2.5）。这将确保与其他商品的温室气体排放认证方案的一致性和兼容性，如电力或化石气体。

绿氢解决方案可与其他颜色标号表示的氢、化石燃料、直接电气化和生物能源的使用具备可比性。

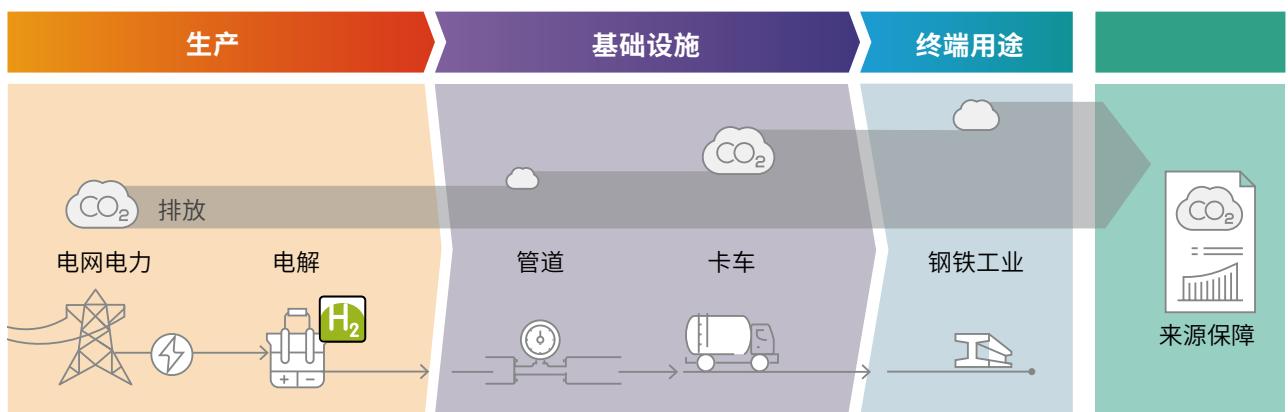
生物燃料认证方法为氢能的追踪和认证提供了经验。在生物燃料认证方法中，部分生产链可能有默认的二氧化碳参考值。这样可加快新应用领域的认证过程。这些默认值会定期更新，以反映技术的变化。如果生产企业认为其实际数值优于参考值，仍然可以申请使用具体经过审计的排放值。

生物燃料认证方法也涉及到生物燃料的运输问题，考虑了原料和生物燃料的运输方式和运输距离。氢GO认证也需要这样做，因为在某个专用风电场生产，然后用柴油卡车运输的氢气，可能会比通过网上电力生产并用管道运输的氢气产生更多的碳排放。

最后，GO证书应该涵盖绿氢的国际交易，以助于形成全球市场。国际氢能经济和燃料电池合作伙伴关系组织下的氢生产分析工作组就是国际合作的一个例子（IPHE，2020）。该工作组的目标是统一方法和术语，对不同国家的清洁氢能进行定义和标准化，推动通用GO认证制度的实行。

至少在高碳氢停止生产之前，GO认证制度仍是绿氢体系的关键因素。然而，还需要其他有利政策推动绿氢的发展。

图2.5. 来源保障的生命周期排放（图示）



2.4. 政策支柱4：治理体系和有利政策

随着绿氢从小众市场向主流市场的过渡，促进这一转型的相关政策不仅要涵盖绿氢的部署（见第3章），还要促进其融入更广泛的能源系统。整体经济的相关政策都会影响到这种转型的可持续性和速度。民间团体和工业界必须参与到这一新兴行业中来，以收获利益成果。

有了政策扶持的广泛基础，就可以为绿氢的参与者创造有利环境，为整个能源和社会体系增加价值。考虑到这些目标，政策制定部门可以采取的具体行动包括：

- **征求民间团体和工业界的意见。**随着发展进步，民间团体和工业界可以就提案、行动以及对战略的修订向政策制定部门提出建议。可以设立专家咨询委员会，向政府提供高质量意见。委员会应包括来自学术界、商界和民间团体的参与者，以确保考虑到了各方利益。委员会可以利用行业或专题表格收集各利益相关方的意见。然后，委员会总结表格结果，并向政府提出建议。例如，意大利的“氢能表”。它涵盖了机构和研究领域的所有公司和其他利益相关者，目标是使政府及时了解技术进展，识别氢价值链中可能的项目及潜在的社会经济影响，以及维持国际合作（MISE, 2020）。

- **采取措施保持工业竞争力和创造出口机会。**政策制定部门可以评估绿氢价值链中的哪些环节可以在国内生产，对比其他国家，评估本国现有的生产能力，以及要实现领先地位所需采取的行动。在某些情况下，如加拿大、德国和韩国，其战略都是制定一个国家目标，发展国内工业，使其成为领先国家，继而实现将技术出口到其他地区。一些国家（例如澳大利亚、智利、葡萄牙和海湾合作委员会区域的一些成员国）也可以利用极其丰富的国内可再生资源，建立氢出口产业来促进国内经济增长。
- **找出经济增长和创造就业的机会。**作为战略的一部分，政策制定部门应评估氢能源产业对经济体系带来的价值及其对相关行业的影响，从而量化设备制造、建设和运营以及供应链和支持行业中间接创造的就业岗位数量。例如，在各绿氢先行国家经常会分析某个经济体中绿氢对就业带来的影响，这些分析为国家战略提供支撑。例如，在荷兰（CE Delft, 2018；荷兰政府，2020）就是如此。此外，当地的劳动力需要能够胜任这些活动中创造的新工作岗位，甚至负责产业监管的工作。因此，各国需要推出教育和培训方案，确保目前已有的专业技术和所需的技能相匹配。

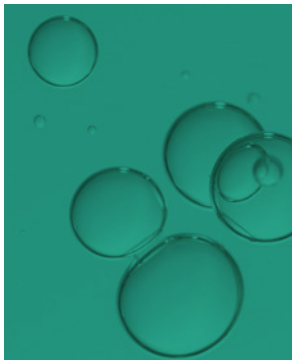
P4

治理体系与扶持政策

P4

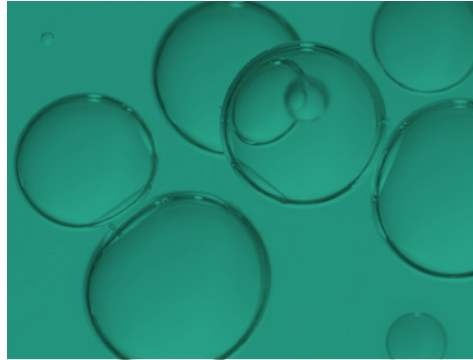
治理体系与 扶持政策

- **将氢作为能源安全的一部分。**不是所有国家都拥有大量的化石燃料储备，这意味着供应连续性取决于不断变化的政治和经济因素。绿氢的生产可以减轻对化石燃料的需求，特别是工业和难以实现减排的行业，从而提高国家的能源安全。
- **制定国际规范和标准。**国际标准不仅使实施跨境项目成为可能，而且还能跟随设计和建造设备的外国公司在边做边学过程中受益。从而更迅速地降低成本，并将通过应用最佳范例提高安全性，也会给终端消费者带来其他好处。
- **建设或改造基础设施。**政策制定部门应该评估改造现有天然气管道用来运输氢气的可能性，以降低总体成本。政策制定部门还需要通过考虑潜在需求集群和供应中心的位置来指导氢气管网的建设。在早期阶段，为氢网骨干网、储存、加氢站和港口基础设施制定透明的计划和时间表，将有助于指导未来发展路线，找出可能的障碍。欧盟氢战略中包括了改造电网基础设施的计划（欧盟委员会，2020）。
- **确保获得资金融资。**政策制定部门可以从国家预算中直接提供专项资金，或通过制定指导方针或新的促进机制，打通获得私营资本的渠道。初期投资可能需要公共部门支持，以吸引私营资本。考虑到氢能的用途广泛，有多种方法可用来扩大现有的融资方案，保证氢能的整体发展。
- **收集统计信息。**目前氢气不列入国家能源平衡表中，因为它被认定为一种化学产品。将氢气供应和需求作为单独的类别列入国家能源平衡表（类似于电力、矿物燃料或生物能源）有助于更好地确定能量流，并为进一步分析提供坚实的基础。建立中央数据库，收集各不同行业中的氢能使用量（如电解兆瓦数或FCEV车辆数），有助于公开市场信息（如绿色和低碳氢的价格、交易量和份额），提高透明度。这一行动还需要国际合作，统一方法，确保相互理解。
- **确定研究重点。**通过了解技术需求，政策制定部门就能确定工作重点，缩小创新差距。这个过程包括定期检查资金落实情况、研究进展和优先顺序。由于许多长期需要的氢能源发展路径仍处于早期阶段，政策制定部门应该确保研究计划中包括重点示范项目，以加快商业化进程。



H₂

- **实施碳定价。**当许多终端行业用绿氢取代化石燃料时，会大大减少温室气体排放。然而，在许多情况下，这种效益并没有在商品价格中反映出来，因此降低了对生产绿氢的经济积极性。通过碳税形式（即一种事先确定的价格路线）或交易系统（即用一种可变价格确定排放的上限），将各种外部效应（如极端天气事件的影响，包括对农作物和其他设施的破坏等）内在化，政策制定部门就可以为减排效益定价，缩小与使用化石燃料的经济差距。



- **逐步取消化石燃料补贴。**化石燃料补贴引发了各种财政、社会和环境问题，包括对能源市场的有害影响，增加了各国政府财政负担，并造成了环境破坏。通过逐步取消化石燃料补贴，政策制定部门就能缩小与绿氢的经济性差距，同时减少市场扭曲，使化石燃料的真实价格更加明确。当能源补贴用于帮助能源贫困人口或保证国内公司的竞争力时，应谨慎安排逐步取消这些补贴，尽量避免能源价格激增，或对家庭和公司的预算带来过重的负担。



虽然这里所述的各项措施能够促进绿氢的利用，但可能仍需要落实支持机制。下一章对这些措施举例说明。



3 绿氢的支持政策

本章将为考虑在本地区启动绿氢产业的政策制定部门提供思路和建议。在大多数应用领域中，绿氢处于早期阶段，需要政策支持，使其从小众市场转向主流市场，促进能源转型。在不同行业利用绿氢的某些障碍对各种终端使用差别不大（如1.3节所述），其中成本是主要障碍。

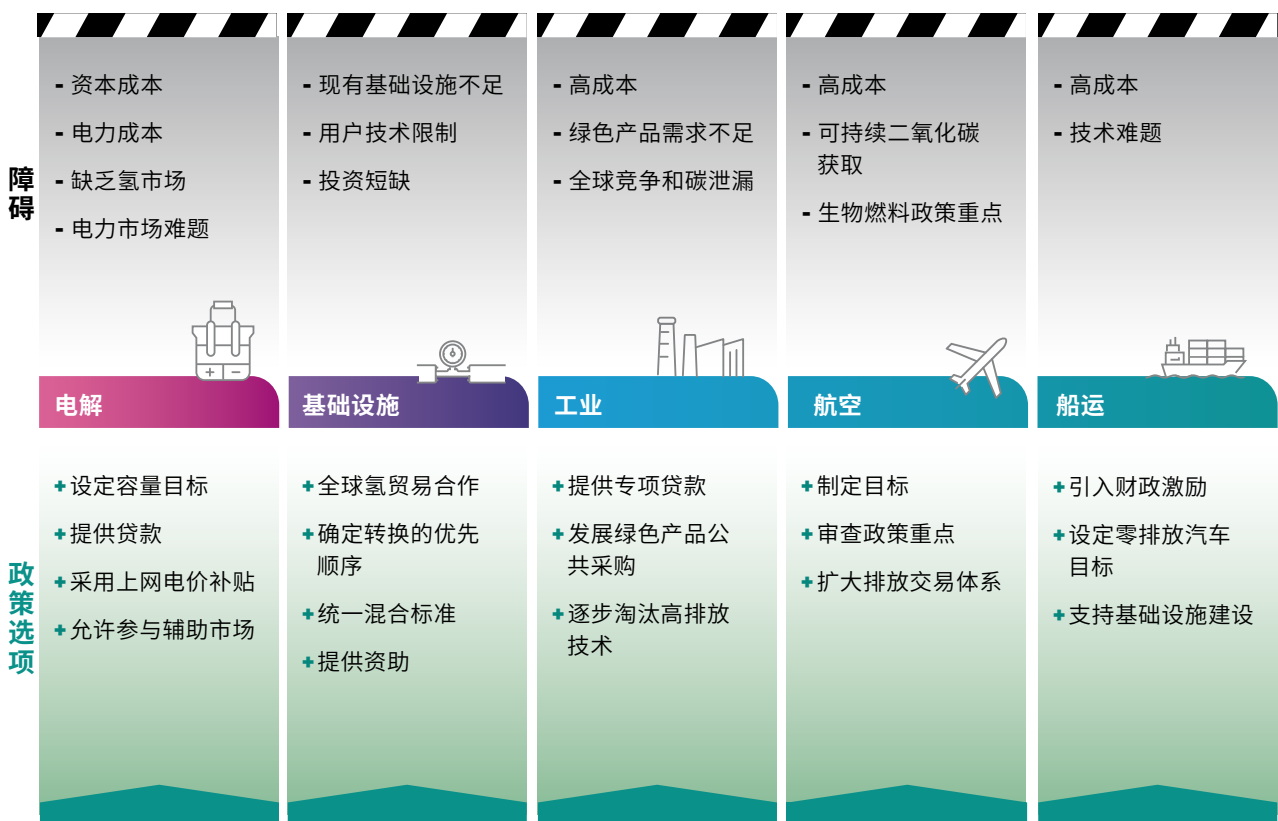
有一些其他障碍更具行业性特点，需要采取特殊的办法来克服（图3.1）。

确定了优先顺序后，政策制定部门需要解决各行业应用绿氢所面临的具体困难。在本章中，对氢价值链的特定环节提出了具体的政策和措施。后续发布的政策综述将对每个要素开展更详细的探讨。





图3.1. 氢能价值链各环节障碍与政策



3.1. 电解政策支持

绿氢通过可再生能源电力的电解过程产生。电解是一种成熟的商业化工艺，有各种技术可用，每种技术都有优点和缺点（IRENA，即将出版）。虽然电解技术已经成熟，但目前使用的氢能中，约95%仍利用化石燃料，通过SMR或煤气化（灰氢）工艺生产。在几百个示范项目中，水电解生产绿氢的电解槽容量不超过200兆瓦。

但绿氢的生产有快速增长的潜力。电解槽的制造能力正在快速提高，多个百万千瓦规模的项目已经推出（IRENA，即将出版）。

障碍

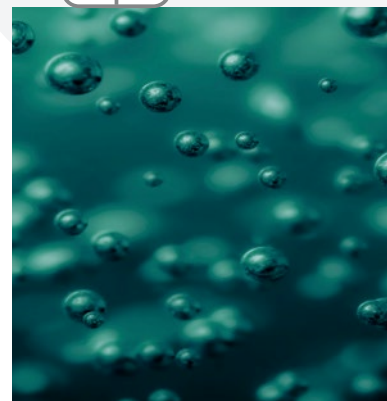
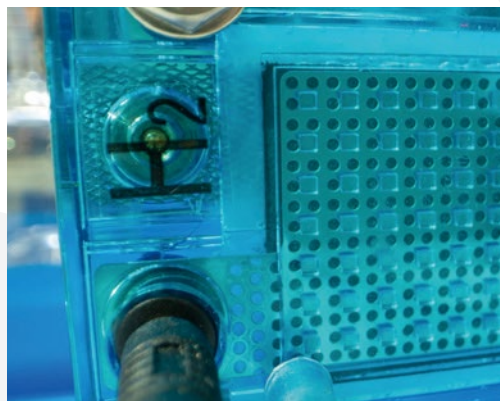
生产绿氢的最大障碍是成本——目前生产绿氢的成本是灰氢的两到三倍（见方框1.2）。

制约绿氢应用的另一个障碍是缺乏对绿氢价值的认识。氢气不公开交易：目前使用的氢气多数采用现场发电制造，以及公司之间签署的双边协议。

因此，需要建立绿氢市场，实现跨境贸易和发挥市场力量。这种市场将需要反映可持续生产的价值，随着将绿氢视为一种宝贵资产，反过来就会加快电解槽的推广应用。

政策建议

所有这些障碍都可以通过精心设计的多种政策来解决。通过规模经济、创新、效率提高和电解槽制造水平的提升，降低成本。其中一些政策可以加速电解槽产能和绿氢产量的增长，从而有助于降低成本。同时，还有其他一些政策可以通过缩小绿氢和灰氢生产成本差距，增加对绿氢生产的财政激励。这些政策包括：



- **设定电解槽容量目标**，如欧盟计划到2030年将电解槽容量增加到80GW（欧洲40GW，邻国40GW）的目标（欧洲委员会，2020）。与可再生能源目标类似，这些目标促使私营部门了解各国承诺，有助于吸引投资。
- **应对高资本成本**。政府贷款、资金拨款和其他形式的财政援助可以为安装电解槽提供商业案例。例如，英国已拨款980万美元进行可行性研究，扩大电解槽规模至100MW，并在2025年前将制造能力增加至1GW/年（元素能源，2020）。
- **改进电解槽税收制度**。降低绿氢的生产成本可以通过降低电解槽使用电力的税收和费用来实现。降低对绿氢的营业税、商业税和销售税也可以提高收入和项目回报率。
- **通过上网电价或其他补贴，给予绿氢价格补贴**。可再生沼气和生物甲烷补贴已经在欧洲六个国家实施，并有可能扩大到绿氢。荷兰的SDE++项目会为电解制氢提供补贴（RVO，2020）。
- **确保可再生能源发电的额外性**。随着氢产量的增长，必须采取措施确保电解槽使用的电力尽可能低碳，并确保有足够的可再生能源电力用于终端用途的直接电气化和氢气生产。政策制定部门可能需要为可再生能源发电能力增长设定更加宏大的目标。另外，政策制定部门可以考虑采取激励措施和利用市场规则，鼓励电解槽运营商利用可能被弃用的可再生能源电力；其中一种策略是将电解槽用于经常出现电网拥堵的地区。
- **增加对研究的支持**，提高电解槽效率，优化和标准化大型电解槽设计，从而降低电解槽成本。



3.2. 氢能基础设施的政策支持

虽然有丰富的可再生资源可以用来生产绿氢，但很大一部分资源距离氢使用地点很远，例如沙漠中的太阳能光伏。即使当电解槽位置离需求侧很近时，氢气仍可能需要运输。因此，需要各种形式的基础设施来储存和运输绿氢及氢基合成燃料。

氢可以通过卡车、船舶或管道运输。按照体积计算，气态氢的能量含量较低（比甲烷少三倍），但是加压后，可以通过管道输送，能量流与天然气相同。为方便运输，氢可以液化或转化为氨或液态有机氢载体（LOHC），单位体积内能量更大。转化需要消耗额外的能源，以完成液化和持续冷却。

关于储存，氢气可以储存在钢罐中或封存在地下地质构造中。虽然不是所有国家都有适合的地下岩层，但总体可利用的容量很大。例如，欧洲的潜在氢储存容量约为2500Mt，约合82.8千兆瓦小时（Caglayan等人，2019）。此外，当氢转化为LOHC、绿色甲醇或合成碳氢化合物时，可以使用现有的储罐、管道和其他基础设施储存和运输。

使用现有的天然气基础设施运输和储存绿氢可降低转型的总成本，既减少了氢基础设施投资，也避免了电网扩建投资。事实上，在能源转型的早期阶段，绿氢可以以小比例与天然气混合在现有的管道进行使用。然而，随着绿氢生产和使用增加，未来还是需要新建基础设施。

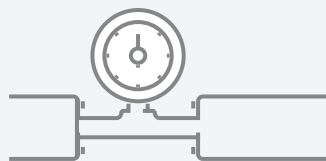
障碍

随着绿氢生产的扩大，氢气运输和储存的挑战将继续加大。

在早期阶段，有可能将产生的大部分氢气混入现有的天然气基础设施中，或者就地或就近使用，即使这样也会带来挑战和成本。虽然部分供气管网可以承载更高比例的氢气，但许多管道只能处理有限比例的氢气。同样，许多下游天然气应用领域，如涡轮机，不能处理太多的氢气，如果终端用途没有准备好，即使有适合氢气运输的管道也无济于事。同样地，例如目前各国存在不同的氢气与天然气混合限制，这也阻碍了跨境运输。

后期阶段需要大范围将天然气网、装置和工业用户进行氢气适应性改造。德国已经计划将5900公里的天然气管道改为氢气管道（约占全国供气网总量的15%），到2030年将完成前1200公里（DW，2020年）。这些改造需要投资修建新的压缩站和安装压力调节器。

尽管如此，可能仍然需要新建输氢管道来连接氢气生产中心和需求中心。如果可再生资源距离需求中心很远，最好是就地将绿氢转化为氨，然后运输氨，而不是氢。因此，需要使用将氢转化为氨和其他能源载体和燃料的设施。



政策建议

释放绿氢潜力需要精心的政策支持，以应对运输和储存面临的挑战。重要的是，需要从现在开始规划未来的基础设施；与电网规划类似，几十年后才能看到规划带来的效果。

政策制定部门应该考虑：

■ **启动全球氢能贸易的国际合作。**有些国家可能对从低成本可再生能源地区进口氢气很感兴趣。目前氢气跨境运输的基础设施有限，而且尚不清楚如何更好地长距离运输氢。因此，需要短期内达成协议和合作，启动航线和载体试点，逐渐建立全球供应链。

■ **确定改造项目的优先顺序。**氢混合极限由天然气网络中最不耐受的元素确定。部分终端用途对低水平混合比例十分敏感。这需要开展调研，以确定管道改造项目潜力大小，也可以促进适氢设备的利用。

■ **统一标准和混合目标。**邻国之间需要统一气体成分，特别是氢气含量，以促进氢气跨境贸易。有必要制定国际标准，以规范绿氢和相关产品运输船舶和其他设施的运行和设计，这包括可持续性标准、运行安全标准、管道完整性要求、燃料规格和设备兼容性标准。如果考虑气体混合目标，则需要各国统一，以利于开展氢气贸易。

■ **资助基础设施发展。**为实现大规模扩张，资本需求可能超出了经营者能力，则需要来自公共和私营的资金资助。应落实政策，促进资金流动，用于天然气管网扩建和改造。



3.3. 工业应用领域中氢气的政策支持

绿氢转型可以大幅减少工业部门的碳排放。目前，工业部门的碳排放约占全部能源二氧化碳排放的四分之一（约合8.4GtCO₂/年）。特别是钢铁、化工石化、水泥石灰、铝等四大行业的排放量约占工业总排放量的四分之三（IRENA，2020b）。

目前灰氢用作生产甲醇和氨的原料。绿氢可以在不改变设备或技术的情况下取代大部分灰氢，消除生产灰氢导致的二氧化碳排放。

全球70%以上的钢铁通过高炉/基础氧炉（BF-BOF）方式生产，主要依靠煤炭；剩余的大部分钢铁是通过电弧炉（EAF）直接还原铁（DRI）或废钢而生产。化石燃料为直接还原铁提供还原剂和能量，并为熔炉提供电力。随着可再生能源在能源和还原剂方面逐渐取代化石燃料，钢铁制造业必然发生结构性转变。其中一种选择是采用能够利用可再生能源和绿氢的替代工艺（IRENA，2020b）。



障碍

限制工业中绿氢使用的主要障碍是成本高、投资者信心弱、竞争力差和缺乏政策关注度。

氢基工艺和化石燃料基工艺之间的成本差别因地点和应用领域而不同。但是，除非实行碳价或其他调整，否则目前使用绿氢要比化石燃料贵得多。绿色氨（由绿氢制成的氨）成本比灰色氨高两到三倍，绿色甲醇比灰色甲醇贵三到四倍。而且，以氢为基础的工业工艺还没有完全进行大规模验证。大规模资金投入的投资者们通常缺乏充分信息，无法充分评估绿氢投资的相关风险。

钢铁和化学品等商品在全球交易，往往是国家贸易政策的重要组成部分。因此，国家工业的竞争力是政府和公司的主要关注点。如果部分国家，而非所有国家，对工业过程实行排放限制，提高了成本，工业生产可能会转移到没有这些限制的地区，以降低生产成本，这样却会导致温室气体排放增加（这种现象也被称为“碳泄漏”）。工业能源政策倾向于关注能源效率。虽然需要提高能源效率，但政策制定者应该把政策重点转移到要求使用绿氢的燃料替换上——而这恰是往往被忽视的政策。

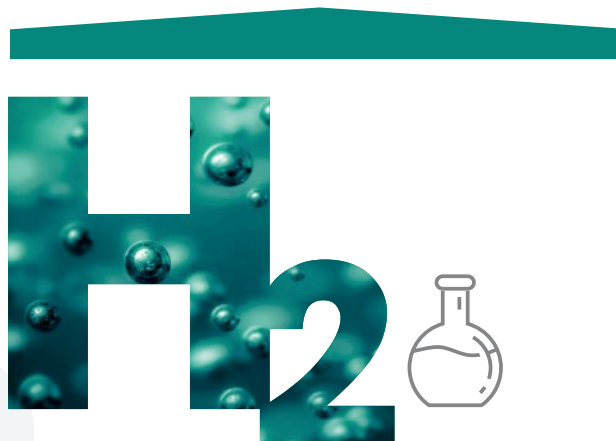


政策建议

为解决这些障碍，政策制定部门必须采取措施，缩小当前工业工艺与绿氢之间的成本差距，鼓励建立绿氢市场，并解决碳泄漏等问题。这些政策包括：

- **调整绿氢产业政策。** 这项调整包括两个步骤：首先，确保出台促进燃料替换的政策，而不是只是关注一些边际改善，这种改善本身并不足以实现净零排放。例如，按照工业类型提出宏伟的温室气体减排长期目标，这类工业无法只通过提高能效来实现净零排放，并将绿氢纳入受政策支持的技术范围。政府还可以将减少二氧化碳排放目标与碳交易机制结合起来，允许排放量低于目标的公司将盈余碳指标出售给排放量更高的公司。例如，加拿大基于产出的定价体系设定了钢铁、化工和炼油行业温室气体减排80-95%的目标。低于阈值的设施将获得可交易的盈余信用（Turcotte、Gorski和Riehl，2019）。
- **计划逐步淘汰高排放技术。** 政府可以制定分阶段工业转型战略。钢铁行业可以通过增加现有高炉中的氢能份额来减排，然后改用流化床炉将绿氢的使用比例提高到100%。

- **提供贷款、补助金或专项基金。** 需要这些措施使绿氢投资更具经济吸引力。例如，德国能源和气候基金已经拨款4500万欧元，帮助钢铁、水泥和化学行业实现脱碳。德国2020年预算包括4.45亿欧元绿色专项经费特别地支持在2024年之前扩大绿氢的工业使用（BMU，2020年；BMW，2020）。瑞典HYBRIT项目得到了政府的资金支持，建成了绿氢钢铁厂试点项目（HYBRIT，2020）
- **绿色产品的价值认知。** 政策制定部门应认识到绿色产品具有更高的社会价值，并给予相应的奖励。早期阶段可用的政策工具包括价格溢价、上网电价补贴或差异化碳合约价，确保了投资者实施相应减排获得的价值高于当前二氧化碳交易价格。
- **启动低碳产品市场。** 各国政府可以通过政府采购优先购买使用绿氢生产的钢铁或其他产品，或要求整个产品结构中增加这些产品的配额。
- **解决碳泄漏问题。** 绿氢支持政策应与碳泄漏解决政策相结合，这些政策应考虑到国际竞争公平性、实施便利性和暴利风险性，同时仍需要提供需求侧减排激励措施（例如材料效率和替代）。可能的政策包括跨境贸易调整或退税，减少或消除生产成本低但排放高的“伪绿色”设备的工业设备竞争优势。

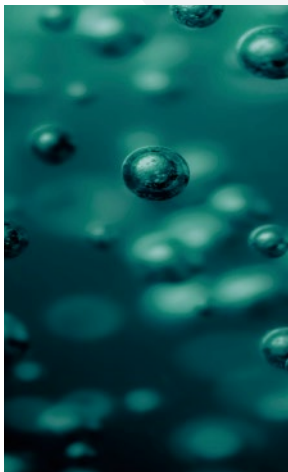


3.4. 航空领域合成燃料的政策支持

航空领域占全球能源排放的2.5%，这主要是飞机的质量和体积大，需要使用高能量密度的燃料造成的。

由绿氢生产的合成喷气燃料可以用作一种替代燃料，在航空部门实现脱碳过程中补充生物航空煤油的不足（IRENA, 2020b）。合成喷气燃料由氢和一种碳源（通常以CO或CO₂的形式）生产，是与化石燃料精炼产品具有相同物理性质的碳氢化合物。

航空领域需要的合成燃料数量（以及航空领域能源转型的总体成本）可以通过提高飞机能源效率、降低长距离飞行需求（例如通过换乘火车、减少空中飞行、更多使用电子办公和电话会议）以及短途航班的直接电气化等方式进一步降低。电力推进技术可应用于小型飞机和短途飞行。目前也在考虑在飞机上直接使用氢气。



障碍

飞机上用的合成燃料非常昂贵，目前比化石航空煤油贵8倍。成本因素包括电力成本、电解槽和合成工厂成本、运营成本和碳捕集成本。在撰写本报告时，还没有市场重视绿氢合成燃料分子的低碳特性，如果没有了这些特性就和化石燃料的分子没有什么区别了。另外，合成燃料的可持续性与所使用碳的来源有关（从排放流、生物源或直接从空气中捕集的CO和CO₂），这可能导致成本增加。

大多数国家对整个运输部门都制定了减排目标。但工作重点可能会放在其他运输方式上，拖后了航空领域减排准备工作的实施。此外，这些目标主要针对的是生物燃料，错过了推广使用合成燃料的机会，但后者可以丰富技术组合，且从长期看具备成本降低潜力。

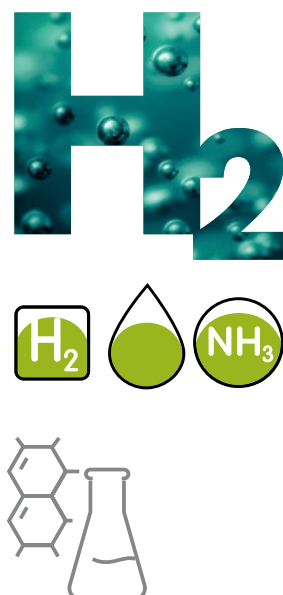
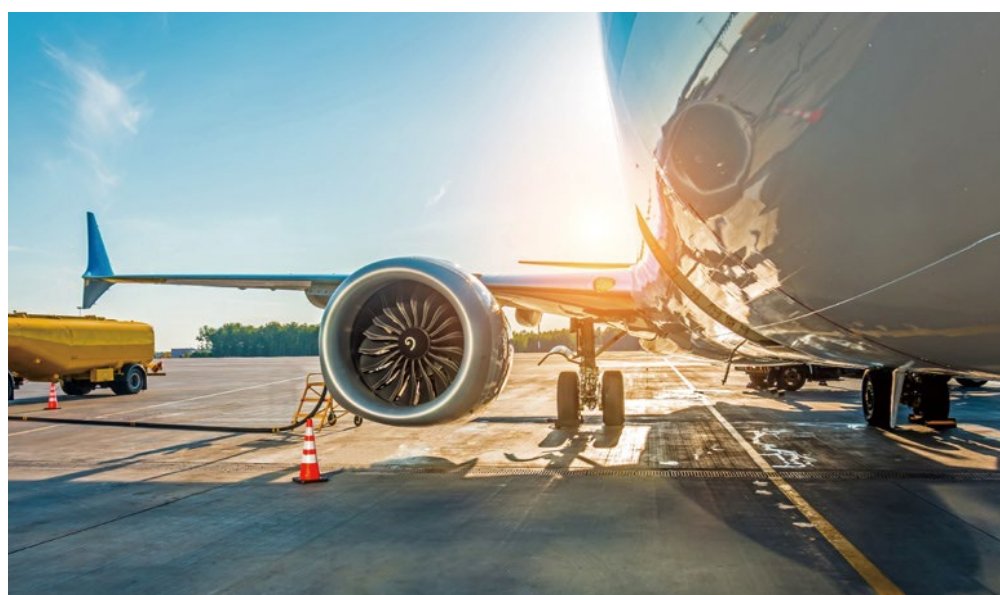


政策建议

要抓住使用合成燃料减少航空排放的机会，政策制定者可以考虑：

- **制定明确的航空减排目标。**航空用可再生燃料应明确计入运输部门的脱碳目标。可赋予航空减排额外的权重，以反映它们的更高成本，且在优先级方面稍微倾斜，例如在欧盟REDII中，航运和航空的可再生燃料在计算完成目标的减排效果时，可乘以1.2倍（欧洲议会，2018）。
- **更多关注合成燃料。**至今，二氧化碳减排工作重点主要在于能源效率（导致减少燃料消耗、降低燃料成本和提高利润）和生物燃料上。作为一个概念，可持续航空燃料应同时包括生物燃料和合成燃料。政策应该着重促进这两种能源载体的同步发展。

- **提供财政优惠政策，缩小化石燃料和合成燃料之间的成本差距。**可能的策略包括取消化石燃料补贴，提供资金用于投资合成燃料生产和将航空部门纳入现有的排放交易体系，如欧盟排放交易体系。这些政策的目标应该是致力于创建一个重视使用合成燃料实现减排的市场。然而，即使从长期来看，合成燃料的成本可能也无法降至化石燃料成本水平。因此，混合使用可能是一种临时的可行方案。
- **保证可持续碳源。**合成燃料对环境的影响是由电力和二氧化碳的来源决定的。应提倡使用与净零排放系统兼容的二氧化碳碳源，即生物源或直接从空气中捕集的二氧化碳碳源。为确保合成燃料的环境可持续性，需要对生产过程中使用的氢气和二氧化碳进行认证。



3.4. 海运领域氢能使用的政策支持

海运是目前效率最高的货物运输方式；在重量和距离给定时，比铁路运输节省30%的能源，比重型卡车节省90%。但目前正在用的95000艘船舶承载着80-90%的全球贸易，2015年二氧化碳排放量达到了930 MtCO₂，占全球能源相关排放总量的2.8%，这是由于四分之三船用燃料来自重油。船舶也是硫、微粒和其他空气污染物的主要排放源（IRENA，2020b）。

全球约20%航运船队产生的温室气体净排放量占与航运部门相关总排放量的85%。因此，少量干预措施可能会对航运部门的脱碳产生重大影响。通过电池或燃料电池实现电气化可在短程航运中起到重要作用。生物燃料是航运部门脱碳的一种现成方案，无论是以混合还是完全替代的形式。然而，生物燃料的潜力目前尚未发挥（IRENA，2020b）。

绿氢在航运部门能起到重要作用，但是使用前需要对现有的船载和岸上基础设施进行大规模改造。另外，绿色氨正在发展成为最可行的低碳燃料路径。领先制造商正在研制可以用氨燃料的发动机，预计将在2024年实现。



障碍

与其他行业一样，高成本也是面临的主要挑战。最近的一项研究表明，在国际航运中，使用绿色氨作为主要燃料实现脱碳目标，至少需要投资1万亿美元（Raucci等人，2020）。除了成本，还包括技术和实际的难题。对于相同量的能源，为使用氨气，船舶需要安装比现有燃料罐大三到四倍的燃料罐，而使用液态氢则体积要增加40%。燃料罐增大会压缩货物空间，使普通货船的载货量减少约10-15%。

而且，氨气具有腐蚀性和侵蚀性，需要进行特殊燃料处理，而液化氢则需要相当多的额外能量。这些燃料还需要建设新的燃料补给基础设施。



政策建议

本报告中已经描述的许多旨在减少化石燃料与绿色氢及其相关燃料之间的成本差距的政策，从征收碳税到实现规模经济以降低可再生能源电力和氨厂价格，还将有助于使这些绿色合成燃料在经济上更适合在船舶上使用。

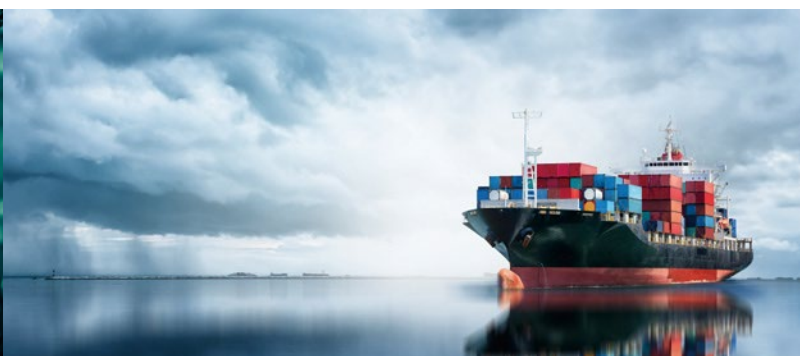
除了一般性政策，各国政府还可以采取具体措施，加快海运的脱碳进程。虽然这些政策均可以在国内或国际上执行，但在国际上产生的影响更大。政策制定者应该考虑：

■ **实施财政激励。**对温室气体排放量较低的船舶，可以减免按货物吨数征收的税费，如挪威和葡萄牙。另外，世界上100个最大的港口中，有28个港口的港口费根据船舶对环境的影响的不同而不同，其中5个港口的港口费包括温室气体排放费（ITF，2019年）。其他可能的政策工具可以依据化石燃料消耗对所有船舶征收固定税，或将船舶纳入排放交易体系，如欧盟将在2022年采取的做法（Reuters，2020）。这种财政激励措施有助于缩小化石燃料和绿色替代能源之间的成本差距。

■ **扩大对绿色海洋燃料的需求。**例如，政府可以设定零排放船舶数量目标，或者可以要求提高合成燃料与现有船舶燃料的混合比例，或更激进的市场化措施。

■ **支持基础设施发展。**世界上只要有一些港口使用绿氢、氨或甲醇，就足以大幅度减少全球温室气体排放，因为目前仅仅7个国家就覆盖了约60%的全球船用燃料油销售量（最大的是新加坡，其次是美国和阿拉伯联合酋长国）（IRENA 2019c）。这样可以简化物流路径，降低保障替代燃料的成本。港口也需要针对输送氢气或氨气做适应性改造。

■ **支持国际政策与法规。**如果只有一个或几个国家颁布海运排放限制政策，那么大部分海运业务会流向其他国家。因此，需要许多国家统一行动，减少国际航运排放。而且，需要开展替代燃料的国际管理框架制定，并落实到位。这包括GO制度和对燃料温室气体排放的精确测量。



4 结论

H

氢

1.01

国家承诺
实现净零排放

扩大氢能使用

相关技术
日益成熟

电力系统
灵活性效益

可再生能源
成本低

利益相关者
基础广泛

作为实现向零排放或净零排放过渡的解决方案之一，全球对绿氢的关注度日益增加。过去氢能源在全球也风靡过多次，然而这一轮新浪潮主要关注可再生能源和难以实现电气化的终端用途之间的联系。发展绿氢产业的驱动因素包括：可再生能源电力成本低、相关技术日益成熟、对电力系统灵活性有利、国家承诺实现净零排放，以及利益相关者基础更加广泛。

事实上，近两年来随着世界上许多国家实施或宣布国家氢战略，绿氢的发展势头日益增强。绿氢的支持性措施甚至已经列入了COVID-19后复兴方案。尽管人们对绿氢的关注度达到了前所未有的水平，但仍有一些难题阻碍绿氢的转型。主要难题包括与灰氢和化石燃料相比，绿氢的成本更高。其他难题包括缺乏专门的基础设施、对温室气体减排缺乏价值认同，以及与新产业发展相关的其他难题。

虽然氢能产业已得到各国政府的重视，但仍需要提供更多的具体政策支持，以确保技术准备、市场渗透和市场增长。IRENA提出了绿氢政策制定的四大支柱：国家氢能战略、绿氢政策优先顺序、来源保障制度和有利政策。

国家氢能战略制定国家氢能目标，概述实现这一目标所需的政策支持。这些战略为氢能行业中私营企业参与者提供参考，有助于鼓励增加融资。有效的国家战略应该对加快氢能的发展给出清晰的布局。

越来越多的终端用途可以使用绿氢。为了避免平均用力，国家政策制定部门应该确定受益最大的应用领域，优先采取行动。由此，政府可以确保其政策支持提供更直接的有利条件，从而增加对绿氢的更大需求。

来源保障制度应以全生命周期温室气体排放为基础。其作用应使政策制定者和最终用户了解这种能源载体的影响，确保与其他商品在温室气体排放的一致性和兼容性，并且可以与其他能源进行比较。

扶持政策是指能够帮助缩小氢能和化石燃料之间成本差距的经济政策。这些政策应该能促进氢能参与者为整个能源系统增加价值，扩展经济和社会体系。

本指南阐述了加快绿氢发展的关键建议。本出版物之后将会发表一系列行业综述。第一份综述将专门介绍供应侧（电解和基础设施），后续其他综述将重点介绍难以实现减排的部门（工业和长途运输）。这些综述旨在指导政策制定部门设计和实施绿氢的扶持政策，分析相关技术现状，概述各行业的难题和成本，并根据实施阶段提出更多的政策建议。



参考文献

- AFC TCP (先进燃料电池技术合作计划) (2020), 《2020年能源技术展望》, 国际能源署, 巴黎, www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020。
- Behling, N., M. Williams 和 S. Managi (2015), “燃料电池和氢能革命: 日本战略计划分析”, 《经济分析与政策》, 第48期, 第204-221页, www.doi.org/10.1016/j.eap.2015.10.002。
- BMU (2020), *Neues Förderfenster im Umweltinnovationsprogramm*, <https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundesumweltministerium-foerdert-projekte-zur-dekarbonisierung-der-industrie/>。
- BMWi (2020), *Bundshaushalt 2020, Einzelplan 09: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Ministerium/haushalt-2020.html>。
- BNEF (彭博新能源财经资讯) (2020), 《氢能经济展望》, 彭博新能源财经资讯。
- BNEF (2019), 《可再生能源拍卖数据库》, 彭博新能源财经资讯。(需要订阅)。
- Caglayan D. 等人 (2019), “欧洲盐穴储氢技术潜力”, 国际氢能期刊, 第45期, 第6793-6805页, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>。
- CE Delft (2018), *Werk door groene waterstof* [绿氢工作总结], <https://www.ce.nl/publicaties/2202/werk-door-groene-waterstof>。
- COAG (澳大利亚政府委员会) (2019), 《澳大利亚国家氢战略》, COAG 澳大利亚政府理事会能源委员会, www.industry.gov.au/sites/default/files/2019-11/australias-national-hydrogen-strategy.pdf。
- DW (Deutsche Welle) (2020), “德国与氢能——战略支出90亿欧元”, Deutsche Welle, <https://www.dw.com/en/germany-and-hydrogen-9-billion-to-spend-as-strategy-is-revealed/a-53719746>。
- Eichman, J., K. Harrison 和 M. Peters (2014), 《新电解槽应用: 不仅仅生产氢能》, 国家可再生能源实验室, www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf。
- 元素能源 (2020), ‘Gigastack: 可再生氢能大量供应——对外报告’, Gigastack, (1月), <https://www.itm-power.com/news-item/new-factory-update-and-senior-production-appointment>。
- 欧洲委员会 (2020), COM (2020) 301 - 《氢能源战略实现欧洲气候零负荷》, 欧洲委员会, www.ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf。
- 欧洲委员会 (2003), 氢能源和燃料电池- 未来愿景展望, 欧洲委员会, www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/hlg_vision_report_en.pdf。
- 欧洲议会 (2018), 欧洲议会指令和2018年12月11日理事会关于促进使用可再生能源的2018/2001年指令 (欧盟) (重组)。
- FCH JU (燃料电池和氢能联合企业组织) (2017), 《燃料电池和氢技术: 欧洲绿色世界之旅》, 燃料电池和氢能联合企业组织, www.fch.europa.eu/sites/default/files/2017_FCH%20Book_webVersion%20%28ID%202910546%29.pdf。
- 荷兰政府 (2020), 《政府氢能策略》, <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>。
- H-Vision (2019), 《氢能展望主要报告附录》, <https://www.deltalinqs.nl/h-vision-en>。
- HYBRIT (2020), 《HYBRIT 下一步得到了瑞典能源机构的支持》, <https://www.hybritdevelopment.com/hybrits-next-step-receives-support-from-swedish-energy-agency>。
- 氢分析资源中心 (2016), 《2016年9月氢气管道》, 氢能工具, www.h2tools.org/sites/default/files/imports/files//Hydrogen%2520Pipelines%2520September%25202016.xlsx。
- 氢能委员会 (2020), 《氢竞争力之路: 成本分析》, 氢能委员会, www.hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf。
- IEA (国际能源署) (2019), 《氢能的未来》, IEA, 巴黎。
- Ikäheimo, J. 等人 (2018), “未来北欧100%可再生能源电力和热能系统的氢气发电”, 《国际氢能期刊》, 第43期, 第17295-17308页, www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319918319931?via%3Dihub。
- IPHE (国际氢经济和燃料电池合作伙伴关系组织) (2020), 《参考术语: 氢生产分析工作小组》, 国际氢经济和燃料电池合作伙伴关系组织。
- IRENA (国际可再生能源机构) (即将出版), 《降低绿氢成本: 扩大电解槽的规模, 达到1.5°C的气候目标》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA (2020a), 《全球可再生能源展望: 2050年能源转型》(版本: 2020), 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA (2020b), 《可再生能源零排放: 消除工业和交通领域的二氧化碳排放, 达到1.5°C的气候目标》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA (2020c), 《可再生能源时代的电力系统组织结构》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA (2019a), 《氢能: 可再生能源前景》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA (2019b), 《可再生能源拍卖: 价格现状和趋势》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。

- IRENA (2019c), 《可再生未来之路: 航运脱碳解决方案》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA (2018), 《从可再生能源技术角度展望氢能转型》, 国际可再生能源机构, 阿布达比。
- IRENA、IEA和REN21 (21世纪可再生能源政策网络) (即将出版), 《转型时期的可再生能源政策: 供暖和制冷》, IRENA、OECD/ IEA 和 REN21。
- IRENA、IEA 和 REN21 (2018), 《转型时期的可再生能源政策》, IRENA、OECD/ IEA 和 REN21。
- ITF (国际交通论坛) (2019), “海事补贴: 是否物有所值?”, 国际运输论坛政策文件, No. 70, OECD 出版社, 巴黎。
- Jensterle, M. 等人 (2019), 《清洁氢在日本和德国未来能源系统中的作用》, 阿德尔菲Adelphi。
- Liu, Z. 等人 (2020), “对全球二氧化碳排放的近实时监测揭示了COVID-19全球疫情的影响”, 《自然通讯》, www.nature.com/articles/s41467-020-18922-7。
- Masdar (2019), “Dumat Al Jandal”, Masdar 网站, 1月10日, <https://masdar.ae/en/masdar-clean-energy/projects/dumat-al-jandal>。
- Mehmeti, A. 等人 (2018), “氢生产方法的生命周期评估和水排放: 从传统技术到新兴技术”, 环境, 第5/2期, 第24页, www.doi.org/10.3390/environments5020024。
- MISE (2019), 《Tavolo Idrogeno 2019》[2019年氢能报告], https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Report_Tavolo_Idrogeno.pdf。
- Monolith (2020), 《Monolith Materials计划建造首个大型无碳氨工厂》, Monolith Materials, 内布拉斯加州, www.monolithmaterials.com/news/monolith-materials-carbon-free-ammonia-plant。
- Morais, L. (2020), “葡萄牙宣布670兆瓦太阳能发电厂拍卖的获胜者”, 可再生能源, 9月8日, www.renewablesnow.com/news/portugal-announces-winners-in-670-mw-solar-auction-712816/。
- NREL (国家可再生能源实验室) (2020), 《汽油内燃机汽车》, 国家可再生能源实验室, www.atb.nrel.gov/transportation/2020/index.html?t=lg。
- Philibert, C. (2020), 《甲烷裂解和蓝绿色氨气》, 氨能源协会, 纽约, www.ammoniaenergy.org/articles/methane-splitting-and-turquoise-ammonia/。
- Quarton, C. 等人 (2020), 《氢在全球能源场景中冲突案例》, 英国皇家化学学会, www.pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2020/se/c9se00833k。
- Rauci, C. 等人 (2020), 航运部门脱碳投资总额, <https://www.globalmaritimeforum.org/content/2020/01/Aggregate-investment-for-the-decarbonisation-of-the-shipping-industry.pdf>。
- Reiter, G. 和 J. Lindorfer (2015), “通过电转气技术可再生电力生产氢气和甲烷的全球变暖潜力”, 《国际生命周期评估杂志》, 第477-489页, www.doi.org/10.1007/s11367-015-0848-0。
- Reuters (2020), “欧盟立法者同意将航运排放纳入欧盟碳市场”, Reuters, <https://www.reuters.com/article/us-climate-change-eu-shipping-idUSKBN2481UD>。
- Roland, B. (2018), 《欧洲城市和地区的绿色能源燃料电池和氢》, 燃料电池和氢联合企业, www.fch.europa.eu/sites/default/files/181123_FCHJU_Regions_Cities_Final_Report_FINAL.pdf。
- RVO (2020), 《促进可持续能源生产和气候转变 (SDE++)》, <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde>。
- Shumkov, I. (2020), “阿布扎比2 GW太阳能发电项目创纪录新低”, 可再生能源, www.renewablesnow.com/news/record-low-bid-for-2-gw-solar-project-shines-in-abudhabi-696804/。
- Staffell, L. 等人 (2018), 《氢和燃料电池在全球能源系统中的作用》, 英国皇家化学学会, www.pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2019/ee/c8ee01157e。
- Turcotte, I., Gorski, J. 和 Riehl, B. (2019), “碳排放: 谁来为污染者买单”, 彭比纳研究所, (11月), 第27页。
- US DOE (能源部) (2017), 《燃料电池子项目概述》, 美国氢和燃料电池计划, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress17/v_0_papageorgopoulos_2017.pdf。
- US DOE (2002), 《国家氢能蓝图》, 能源部, www.hydrogen.energy.gov/pdfs/national_h2_roadmap.pdf。
- Velazquez Abad, A. 和 P. E. Dodds (2020), “绿氢的特性: 定义、标准、能源保障计划和挑战”, 《能源政策》, 第138期, www.doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300。
- Vermeulen U. (2017), 《把氢经济变成现实》, IPHE第二十八届会议督导委员会, 海牙, 2017年11月21日。
- Veum, K. 等人 (2019), 《能源保障和运输用可再生氢认证建立双氢认证基础设施蓝图》, 燃料电池和氢联合企业。
- WEF (世界经济论坛) (2020), 《洞察报告: 净零排放挑战: 加快气候行动》, 世界经济论坛与波士顿咨询集团合作, www3.weforum.org/docs/WEF_The_Net_Zero_Challenge.pdf。

图片来源

- 第08页: 储氢罐; petrmalinak; shutterstock
- 第08页: remotevfx.com; shutterstock
- 第10页: 氢试验工厂, 澳大利亚维多利亚州Loy Yang; Dorothy Chiron; shutterstock
- 第12页: 荷兰首列氢火车, 荷兰格罗宁根; Sander van der Werf; shutterstock
- 第12页: hramovnick; shutterstock
- 第12页: 带钢生产车间; zhengzaishuru; shutterstock
- 第12页: 氢燃料罐在华盛顿车展上展出, 美国华盛顿特区; Nicole玻璃摄影; shutterstock
- 第12页: 氢燃料电池公交车; alexfan32; shutterstock
- 第12页: IAA BMW I Vision Hydrogen NEXT 概念原型车, 燃料电池, 德国 法兰克福市; Grzegorz Czapski; shutterstock
- 第13页: 利用可再生能源储存氢能源; petrmalinak; shutterstock
- 第15页: 在建氢炼油厂; Sergio Bertino; shutterstock
- 第15页: remotevfx.com; shutterstock
- 第19页: 氢燃料电池; luchschenF; shutterstock
- 第21页: 氢火车, 荷兰格罗宁根; Sander van der Werf; shutterstock
- 第21页: 荷兰格罗宁根主火车站氢列车; Sander van der Werf; shutterstock
- 第23页: diyanski; shutterstock
- 第24页: 欧洲议会的官方席位, 法国斯特拉斯堡; olrat; shutterstock
- 第26页: 共享汽车司机在为氢动力汽车加氢, 德国汉堡; Hadrian; shutterstock
- 第26页: 黑斯廷斯氢能项目, 澳大利亚维多利亚; Dorothy Chiron; shutterstock
- 第28页: 船舶和游艇的船用燃料站, 克罗地亚亚罗维尼; Fesus Robert; shutterstock
- 第28页: eischilebt; shutterstock
- 第28页: 德国风电场; Stephan Langhans; shutterstock
- 第32页: Alexander Kirch; shutterstock
- 第33页: 加油站燃油分配器上的氢能标志; Alexander Kirch; shutterstock
- 第33页: 加氢裂化装置; diyanski; shutterstock
- 第34页: 港口气体运输船; Wojciech Wrzesien; shutterstock
- 第34页: 现代氢汽车; Mr Doomits; shutterstock
- 第36页: 氢燃料电池; luchschenF; shutterstock
- 第37页: 氢试验工厂, 澳大利亚维多利亚州Loy Yang; Dorothy Chiron; shutterstock
- 第37页: 风力涡轮机; zhengzaishuru; shutterstock
- 第38页: 燃气管道建设工作; Maksim Safaniuk; shutterstock
- 第39页: 瑞典Mariestad; Daniel E Beckman; shutterstock
- 第39页: photocreao; envatoelements
- 第40页: 电弧炉车间 EAF; D.Alimkin; shutterstock
- 第41页: Maxim Blinkov; shutterstock
- 第42页: 飞机补充燃料; Standard store88; shutterstock
- 第43页: aapsky; shutterstock
- 第44页: 波兰格但斯克湾; Klara Bakalarova; shutterstock
- 第45页: 货物运输; Aun Photographer; shutterstock

缩略语

ATR	自热重整
CCS	碳捕捉与封存
CCUS	碳捕捉、使用与封存
CEM	清洁能源部长级会议
CO ₂	二氧化碳
DRI	直接还原铁
ETS	排放交易体系
FCEV	燃料电池电动汽车
GO	来源保障
H ₂	氢
IEA	国际能源署
IPHE	国际氢经济和燃料电池合作伙伴关系组织
IRENA	国际可再生能源机构
LOHC	液态有机氢载体
MI	创新任务
NECP	国家能源和气候计划
REACT-EU	“凝聚与区域复苏援助”倡议
VRE	波动性可再生能源

度量单位

EJ	艾焦耳
g	克
GJ	千兆焦耳
Gt	十亿公吨
GW	千兆瓦
kg	千克
km	千米
kW	千瓦
kWh	千瓦时
Mt	百万公吨
MW	兆瓦特
MWh	兆瓦时
t	公吨
TWh	太瓦时



H₂

绿氢 GREEN **HYDROGEN**

政策制定指南

A GUIDE TO POLICY MAKING

www.irena.org

ISBN 978-92-9260-341-0