

氢能产业发展分析报告



版权声明

本报告仅供香橙会研究院（以下简称“香橙会”）的客户使用。香橙会不因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，香橙会接受客户的后续问询。

香橙会的销售人员和其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或观点。香橙会没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。

香橙会的投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

香橙会系列报告的信息均来源于公开资料和自采信息，我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，投资者据此做出的任何投资决策与香橙会和作者无关。若本报告的接收人非香橙会的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告的版权归香橙会所有。香橙会对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属香橙会。未经香橙会事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯香橙会版权的其他方式使用。未经授权的转载，香橙会不承担任何转载责任。

目录

第 1 章 氢能产业介绍.....	1
1.1 氢能产业概述.....	1
1.1.1 氢的特点.....	1
1.1.2 氢安全.....	1
1.2 全球氢能产业发展进程.....	2
1.1.1 美国氢能产业发展现状.....	2
1.1.2 日本氢能产业发展现状.....	2
1.1.3 韩国氢能产业发展现状.....	3
1.1.4 欧洲氢能产业发展现状.....	3
1.3 中国氢能产业发展进程.....	4
第 2 章 氢能产业相关政策及发展规划.....	7
2.1 国外氢能产业相关政策及发展规划.....	7
2.2.1 美国.....	7
2.2.2 日本.....	8
2.2.3 韩国.....	10
2.2.4 欧洲.....	11
2.2 中国氢能产业相关政策及发展规划.....	12
2.2.1 国家层面.....	12
2.2.2 地方政府.....	15
第 3 章 氢能市场规模.....	20
3.1 全球氢能市场规模.....	20
3.2 中国氢能市场规模.....	21
第 4 章 氢能产业全景图.....	23
4.1 氢能产业概览.....	23
4.2 氢制备.....	24
4.2.1 工业副产氢.....	24
4.2.2 电解水制氢.....	26
4.2.3 化石原料制氢.....	27

4.2.4 化工原料制氢.....	29
4.2.5 新型制氢技术.....	30
4.3 氢储运加注.....	31
4.3.1 氢气储存.....	32
4.3.2 氢气运输.....	37
4.3.3 加氢站.....	39
4.4 氢应用.....	44
第 5 章 现有氢气技术的经济性分析.....	47
5.1 氢气制备成本.....	47
5.1.1 工业副产氢.....	47
5.1.2 电解水制氢.....	47
5.1.3 化石原料制氢.....	48
5.1.4 化工原料制氢.....	49
5.1.5 各种制氢方法成本分析.....	50
5.2 氢气储运成本.....	51
5.2.1 气氢拖车运输.....	51
5.2.2 气氢管道运输.....	52
5.2.3 液氢罐车运输.....	52
5.2.4 各种运输方式成本对比.....	53
5.3 氢气加注成本.....	54
第 6 章 中国氢能产业发展的投资机会分析.....	56
6.1 氢能产业价值链分析.....	56
6.2 氢能产业发展的制约因素.....	57
6.2.1 主管部门不清晰.....	57
6.2.2 技术和产品还不满足商业化要求.....	57
6.2.3 标准体系不完善.....	58
6.3 氢能产业的投资机会.....	58
6.3.1 氢制备.....	58
6.3.2 氢储运加注.....	59
第 7 章 中国氢能产业典型企业分析.....	62

7.1 舜华新能源.....62

7.2 国富氢能.....64

7.3 氢枫能源.....66

7.4 中集安瑞科.....68

7.5 中石化.....69

7.6 申能集团.....71

7.7 美锦能源.....72

7.8 上汽集团.....73

7.9 潍柴集团.....75

7.10 亿华通.....76

附 录 1.....79

 加氢站数据.....79

附 录 2.....82

 氢能及燃料电池国家标准.....82

第1章 氢能产业介绍

1.1 氢能产业概述

氢位于元素周期表之首，在地球上主要以化合态的形式出现，是宇宙中分布最广泛的物质，它构成了宇宙质量的 75%，是二次能源。氢通常的单质形态是氢气，氢气可从水、化石原料、化工原料等含氢物质中制取，是重要的工业原料和能源载体。氢能是指氢在物理与化学变化过程中释放的能量，其燃烧的产物是水，被视为 21 世纪最具发展潜力的清洁能源。

1.1.1 氢的特点

来源多样。作为二次能源，氢不仅可以通过煤炭、石油、天然气等化石能源中重整、生物质热裂解或微生物发酵等途径制取，还可以来自焦化、氯碱、钢铁、冶金等工业副产气，也可以利用电解水制取，特别是与可再生能源发电结合，不仅实现全生命周期绿色清洁，更拓展了可再生能源的利用方式。

清洁低碳。不论氢燃料还是通过燃料电池的电化学反应，产物只有水，没有传统能源利用所产生的污染物及碳排放。此外，生成的氢还可继续制氢，反复循环使用，真正实现低碳甚至零碳排放，有效缓解温氏效应和环境污染。

灵活高效。氢热值高（140.4MJ/kg），是同质量焦炭的 4.5 倍，酒精的 3.9 倍，汽油的 3 倍，通过燃料电池可实现综合转化效率 90%以上。氢能可以成为连接气、电、热等不同能源形式的桥梁，并与电力系统互补协同，是跨能源网络连接的理想媒介。

应用场景丰富。氢可广泛应用于能源、交通运输、工业、建筑等领域。既可以直接为炼化、钢铁、冶金等行业提供高效原料、还原剂和高品质的热源，有效减少碳排放；也可以通过燃料电池技术应用于汽车、轨道交通、船舶等领域，降低长距离高负荷交通对石油和天然气的依赖，还可应用于分布式发电，为家庭住宅、商业建筑等供电供暖。

1.1.2 氢安全

氢气具有燃点低，爆炸区间范围宽和扩散系数大等特点，长期以来被作为危化品管理。氢气是已知密度最小的气体，比重远低于空气，扩散系数是汽油的 12 倍，发生泄露后极易消散，不容易形成可燃爆炸雾，爆炸下限浓度远高于汽油和天然气。一般来说，氢气爆炸要达到两个条件，除了要满足氢气的爆炸极限（在空气中体积浓度在 4.0%-75.6%），还要施加静电、明火或混合空气温度达到 527°C 及以上，才会爆炸，而且氢气的泄露能量和爆炸当量也只有天然气的 40%，汽油气的 1/22。因此，在开放空间情况下安全可控，但氢气在不同形式受限空间中，如隧道、地下停车场的泄露扩散规律仍有待深入研究。

表 1 氢气与汽油蒸汽、天然气的性质比较

技术指标	氢气	汽油蒸汽	天然气
爆炸极限 (%)	4.0-75.6	1.4-7.6	5.3-15
燃料点能量 (MJ)	0.02	0.2	0.29
扩散系数 (m ² /s)	6.11×10 ⁻⁵	0.55×10 ⁻⁵	1.61×10 ⁻⁵
能量密度 (MJ/Kg)	143	44	42

1.2 全球氢能产业发展进程

近年来，氢能利用技术的发展愈发成熟，在储能、发电、交通运输等领域得到广泛运用。美国、日本、韩国、德国等发达国家高度重视氢能产业发展，已将氢能上升至国家能源战略高度，不断加大对氢能的研发和产业化扶持力度。

1.1.1 美国氢能产业发展现状

美国是最早将氢能作为能源战略的国家。在 1970 年就提出“氢经济”概念，并出台《1990 年氢研究、开发及示范法案》，布什政府提出氢经济发展蓝图，奥巴马政府发布《全面能源战略》，特朗普政府将氢能作为美国优先能源战略，开展前沿技术研究。

美国政府持续支持氢能产业的发展，近十年资金支持累计超过 16 亿美元，并积极为氢能基础设施建设和氢燃料的使用指定相关财政支持标准和减免法规。美国能源局（Department of Energy, DOE）主导氢能计划的实施，将资金集中用于解决制约氢能产业发展面临的技术难题，以保持美国在世界范围内的领先地位。

美国目前是氢能应用最大的市场。液氢产能和燃料电池乘用车保有量全球第一，40 多个州的仓库和配送中心运营着超过 23000 台燃料电池叉车，加利福尼亚州、俄亥俄州、密歇根州、伊利诺伊州和马萨诸塞州都在使用或计划使用数十种燃料电池客车。

H2stations 数据显示燃料电池乘用车数量达到 5899 辆。全年固定式燃料电池安装超过 100MW，累计固定式燃料电池安装超过 500MW。

1.1.2 日本氢能产业发展现状

日本是最支持氢能产业发展的国家，提出“成为全球第一个实现氢能社会的国家”，先后发布《日本复兴战略》《能源战略计划》《氢能源基本战略》《氢能及燃料电池战略路线图》，规划了实现氢能社会战略的技术路线。日本希望以 2020 年东京奥运会为契机，推广燃料电池车，打造氢能小镇。

在过去的 30 年里，日本政府累计投入数千亿日元用于氢能技术的研究和推广，并对加

氢基础设施建设和终端应用进行补贴。日本已实现氢能技术的大规模商业化推广，尤其是在燃料电池车和家用热电联供固定电站方面。2014 年量产的丰田 Mirai 燃料电池车在全球累计销量为 7000 辆，占全球燃料电池乘用车总销量的 70%以上，家用热电联供系统累计部署 27.4 万套。为解决氢源供给问题，日本经济产业省下属的新能源与产业技术综合开发机构（NEDO）出资 300 亿日元支持国内企业探索在文莱和澳大利亚利用化石能源重整制氢并液化海运至本土。

截至 2018 年底，日本在营加氢站 113 座，计划 2020 年建成 160 座，2025 年建成 320 座。燃料电池乘用车保有量达到 2839 辆，计划保有量 2025 年 20 万辆，2040 年实现燃料电池车的普及。

1.1.3 韩国氢能产业发展现状

韩国从 2008 年持续加大对氢能技术研发和产业化推广的扶持力度，先后投入 3500 亿韩元实施“低碳绿色增长战略”“绿色氢城市示范”等项目，持续推进氢能及燃料电池技术研发。韩国 2018 年将氢能产业确定为三大战略投资领域之一，2019 年 1 月正式发布《氢能经济发展路线图》，提出 2030 年进入氢能社会。

2018 年 3 月，韩国现代汽车开始发售第二代燃料电池乘用车 Nexo，续航里程达 800 千米，在蔚山还进行了现代汽车的氢燃料电池出租车示范。韩国完备的天然气基础设施支持了燃料电池项目的迅速普及，已部署近 300MW 装机，并计划 2040 年将燃料电池产量扩大至 15GW。

截至 2018 年底，韩国在营加氢站 14 座，计划 2020 年建成 80 座，2025 年达到 210 座，2030 年 520 座。燃料电池乘用车保有量约 300 辆，计划 2025 年 15 万辆，2030 年 63 万辆，2040 年分阶段生产 620 万辆。

1.1.4 欧洲氢能产业发展现状

欧盟把氢能源和燃料电池技术发展成为能源领域的一项战略高新技术，使欧盟在能源和燃料电池技术处于世界领先地位。高新技术的研究和发展以及新型能源市场的建立，其主要目的都是为了更好地应对能源和气候变化的挑战，帮助欧盟实现其 2020 年的减排目标。

欧盟在能源战略层面提出《2005 欧洲氢能研发与示范战略》《2020 气候和能源一揽子技术》《2030 气候和能源框架》《2050 低碳经济战略》等文件，在能源转型层面发布了《可再生能源指令》《新电力市场设计和规范》等文件。欧盟燃料电池与氢联合行动计划项目（FCH JU）对欧洲氢能及燃料电池的研发和推广提供了大量的资金支持，2014-2020 年间预算总额为 6.65 亿欧元。截至 2018 年底，欧洲在营加氢站 152 座，规划到 2025 年建成 770 座，2030

年 1500 座；部署的燃料电池乘用车约 1080 辆，其中 380 辆是通过 FCH JU 项目产生，142 辆燃料电池巴士已实现在意大利、英国、德国、丹麦等 9 个城市运营，发电装机 28.8MW。

德国是欧洲发展氢能产业最具代表性的国家。氢能与可再生能源融合发展是德国可持续能源系统和低碳经济中的重要组成部分，政府专门成立了国家氢能与燃料电池技术组织（National Organization Hydrogen and Fuel Cell Technology, NOW GmbH）推进相关领域工作，并在 2006 年启动了氢能和燃料电池技术国家创新技术（National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology, NIP），从 2007 年至 2016 年共投资 14 亿欧元，资助了超过 240 家企业、50 家科研和教育机构以及公共部门；第二阶段即 2016 至 2026 年，联邦政府预计在接下来十年内提供 14 亿欧元左右公共扶持资金的资助，注重于解决市场开拓的问题，建立相应的基础设施。凭借 FCH JU 和 NIP 项目支持，德国确立了氢能及燃料电池领先地位，可再生能源氢规模全球第一，燃料电池的供应和制造规模全球第三。

德国运营着世界第二大加氢网络，在营加氢站 60 座，仅次于日本，全球首列氢燃料电池列车已在德国投入商业运营，续航里程接近 1000 公里，计划 2021 年增加氢燃料电池列车 14 列。德国有 1200 座微型家用热电联供燃料电池分布式电站在运行，并安装了 300 座通信基站燃料电池电源，家用燃料电池寿命达到 8 万小时。

1.3 中国氢能产业发展进程

我国作为世界上最大的能源生产和消费国，确保能源安全始终是一个重大战略问题。氢作为二次能源，来源多样，清洁低碳，灵活高效，属于未来的优质能源。加快推进我国氢能产业发展，是积极应对气候变化、保障国家能源安全的战略选择。我国接连颁布了一系列氢能和燃料电池汽车相关的支持性政策，2019 年 3 月两会更是将“推动充电、加氢等设施建设”写入政府工作报告，政府工作报告首次提出氢能源，标志着氢能发展进入顶层设计，得到政府高度的重视。

我国氢气年产量已逾千万吨规模，位居世界第一大产氢国，主要为工业用氢，用于合成氨、石油加工、甲醇制造。根据中国氢能联盟统计，中国 2018 年氢气产量约为 2100 万吨，换算热值占终端能源总量的份额为 2.7%。

截至 2019 年 10 月，我国建成和在运营加氢站共 49 座，其中已拆除 3 座，已投入运营的有 41 座。这 49 座加氢站分布极为分散，覆盖全国十多个省份，可见目前国内加氢站网络建设还未成体系，大部分拥有加氢站的省份以社会示范性运营站或企业研发测试用场内站为主。2016 年以后加氢站建设开始提速，2016-2018 年翻倍增长，2019 年前 10 月建成的加氢

站数量已超过 2018 年全年，高速增长的态势有望延续。加氢基础设施的不断完善有利于燃料电池汽车的进一步普及。

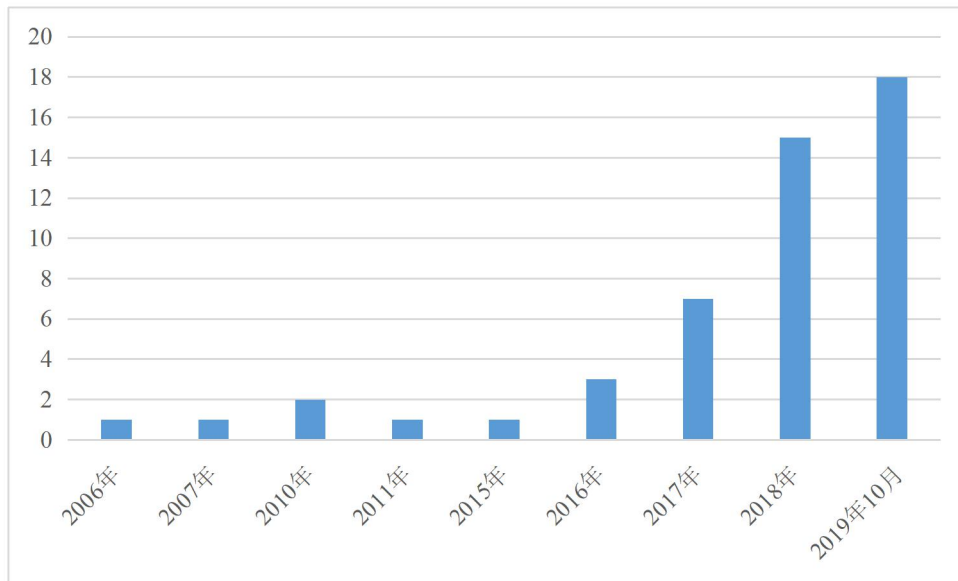


图 1 我国已建成加氢站情况

中国燃料电池汽车市场发展比较缓慢，与新能源汽车总体相比，还处在导入期。2016 年燃料电池车总产量为 629 辆，2017 年燃料电池车总产量为 1272 辆，2018 年燃料电池车总产量为 1619 辆，近三年复合增速达到 60.4%。

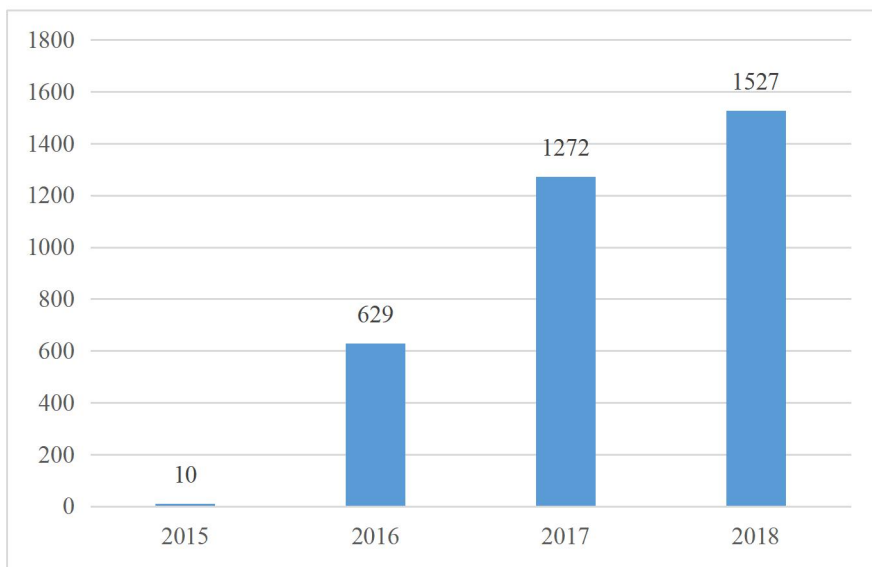


图 2 中国 2015-2018 年燃料电池汽车销量一览

随着各国政府越来越关注氢燃料电池汽车的发展，在未来，各国加氢站数量将保持持续增长，并且氢燃料电池汽车也将逐渐实现规模化和产业化。以中国为例，由于国家和地方政府对于氢能源的大力支持，我国加氢站及燃料电池汽车在未来几年呈快速增长的态势。

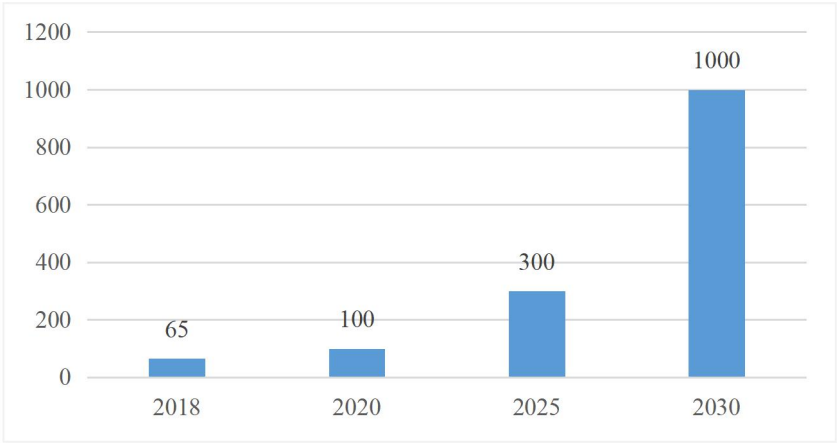


图 3 全国加氢站数量统计及未来规划

中国 2018 年燃料电池汽车总产量为 1619 辆，工信部组织制定的《节能与新能源汽车技术路线图》明确提出，到 2025 年国内实现 5 万辆氢燃料电池汽车的商业化应用，建成 300 座加氢站，标志着我国氢燃料电池汽车将进入规模化商用阶段，行业将迎来大爆发。

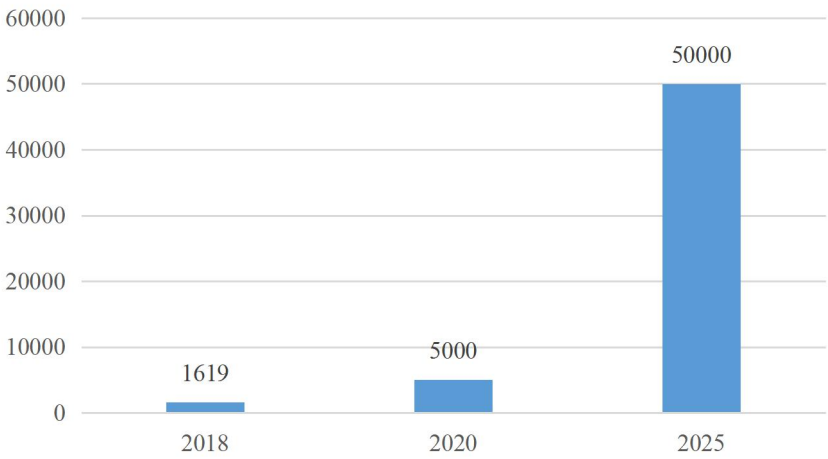


图 4 中国燃料电池汽车发展规模

第2章 氢能产业相关政策及发展规划

2.1 国外氢能产业相关政策及发展规划

近年来，能源安全问题和环保压力愈发凸显，全球各国都在大力推动氢能和燃料电池汽车发展，并发布相关产业政策及规划以推进行业发展。2017年11月国际氢理事会发布了氢能普及和能源结构转型方面的发展蓝图，在2050年之前，氢能源将占整个能源消耗量的大约20%，全年的CO₂排放量能够较现在减少约60亿吨。

2.2.1 美国

美国对能源变革重要性的理解较为深入，产业发展思路相对成熟。这导致其自1990年起制定推动氢能源产业发展的种种政策时，保持着从政策评估、商业化前景预测，到方案制定、技术研发，再到示范推广的成熟产业发展思路。美国政府为支持燃料电池汽车的发展，对燃料电池在内的新能源公司提供资金支持和税收减免，其中，对于燃料电池和任何氢能基础设施建设实施30%-50%的税收抵免。

表2 美国对氢能和燃料电池发展相关政策

年份	相关扶持政策
2001年	发布《2030年及以后美国向氢经济转型的国家愿景》，标志着美国“官、产、学、研”各界对发展氢能基本达成共识，从而转入制定国家氢能战略阶段。
2002年	1月布什政府提出了“自由车”（FreedomCAR）项目，该项目取代和进一步改进原有的PNGV项目，其长期目标是高效、价廉、无污染，研究先进、高效的燃料电池技术，用氢燃料作动力，不产生任何污染。4月美国完成战略研究并发布了《国家氢能路线图》。
2003年	布什政府又提出“自由燃料”（Freedom Fuel）计划（氢计划）作为对FreedomCAR计划的补充，旨在开发可用于商业用途的氢燃料，以降低对石油的依赖度，两计划共耗资17亿美元，并于2005年8月通过的能源立法法案将FreedomCAR计划的5年预算增加到38.7亿美元。
2003年	布什发布总额超过12亿美元的氢燃料电池开发计划，该计划的核心是“氢、燃料电池及基础技术”（HFCIT）开发项目，是美国能源部氢能计划的核心组成部分，由美国能源部下属节能与新能源开发局（EERE）负责实施。
2005年	美国出台《能源政策法》，法案规定今后10年间将投入123亿美元支持氢能和燃料电池技术研发，同时对购买燃料电池汽车返税8000美元以上，对加氢站建设或家用燃料电池给予30%的补偿。
2007年	南加州对氢燃料电池的生产和研究的设备实行税收全免政策；Ohio州为250kW以下的燃料电池系统实行税收全免政策，但对250kW以上的系统征收替代税。
2010年	加州宣布为零排放、轻量型汽车提供15750元的回扣激励措施。加州自给自足激励计划项目延长至2014年底，每年为加州CHP，风能、废热循环利用和储能项目提供5.229亿元资金支持。
2012年	奥巴马向国会提交了2013财年政府预算案，根据预算法案，美国联邦政府将向美国能源部（DOE）拨款63亿美元，用于燃料电池、氢能、车用替代燃料等清洁能源的研究、开

	发、示范、部署等活动。
2012 年	美国联邦政府重提氢能、燃料电池汽车等新能源项目并在《美国复兴和再投资法案》中对美国未来十年的氢能燃料电池发展重新做了概括，“燃料电池技术和汽车制造补贴 20 亿美元，电气化项目奖励 4 亿美元”，基于对未来市场的预期，2015 年美国将有 30 个加工厂生产汽车用燃料电池，预计大概占全球 20%的比例。
2012 年	美国能源部（DOE）宣布将投资 240 万美元用于收集和分析加氢站氢气加注部件的数据。该计划通过分析加氢站、加注 部件和创新技术的实际运行数据，帮助制造商提高相关部件的设计和制造水平，促进氢气加注技术的进步。
2012 年	美国国会在新一期的能源修订会议上重新修订了氢燃料电池政策方案。新法案重新修订了新能源投资税抵免政策（简称 ITC），政策主要包括：第一层次，5,000 美元/千瓦时的燃料电池系统，实现至少 70%的效率转换对应 50%的税收抵免；第二层次，4,000 美元/千瓦时的燃料电池系统，实现至少 60%的效率转换对应 40%的税收抵免；第三层次（现行的氢燃料电池政策），3000 美元/千瓦时任何燃料电池系统，只要达到 30%的效率转换就可进行 30%的税收抵免；重新修订的燃料电池政策还包括了 HFV 以及储氢、制氢以及加氢站等基础设施的奖励政策，根据新法案的规定，任何氢能基础设施的运行均可享受 30%-50%的税收抵免。
2018 年	美国能源部（DOE）宣布了 3400 万美元的关于小企业创新研究和小企业技术转让的项目。作为该项目的一部分，美国能源部能效和可再生资源办公室将拿出总计近 1300 万美元的资金，用于资助 34 个州的 87 个新项目，其中包括 4 个燃料电池项目。
2019 年	11 月，燃料电池和氢能源协会（FCHEA）发布美国氢经济路线图执行概要报告。到 2022 年底，美国所有细分市场的氢气市场总量将达到 1200 万吨，在美国的道路上行驶 FCEV 约 50000 辆，以及物料搬运领域实现 50000 个 FCEV 物料搬运工具；2025 年，各种应用的氢总需求量将达到 1300 万吨，实现 125000 辆 FCEV 物料搬运工具，在美国道路上可行驶多达 200000 辆轻、中、重型 FCEV；2030 年，氢需求量将突破 1700 万吨，在美国道路上有 530 万辆 FCEV，在物料搬运中有 300000 辆 FCEV 搬运工具，在全美范围内有 5600 个加氢站；2050 年，美国氢气行业的总收入每年可能达到 7500 亿美元。其中包括 6300 万吨的氢气需求以及包括 FCEV 在内的所有设备。

美国政府对燃料电池汽车大力支持的态度使其成为各大车企的燃料电池汽车的首选上市地（除本土外），丰田 Mirai、本田 Clarity Fuel Cell、现代 ix35 FCV、现代 NEXO 都已在美国上市。而对于美国本土车企，正在研发推进中，但并未商业化销售。根据 Marketlines 数据，2018 年美国燃料电池汽车销量 2368 辆，同比小增 3%，其中 Mirai 销量为 1700 辆，占比达到 71.79%。美国加氢站保有量居世界第三，截至 2018 年底美国拥有 42 座公共加氢站，主要集中在加利福尼亚和东北部城市。

2.2.2 日本

日本是全球发展燃料电池尤其是燃料电池汽车最积极的国家，除了对环保的重视之外，还与其本身石化燃料等资源储备不丰富等原因有关。从 2009 年开始，日本政府便通过购置补贴、免费加氢、放宽行业标准、制定长期规划等手段，鼓励燃料电池产业的发展。以经产省为代表的日本政府高度重视并持续开展燃料电池汽车和氢能开发，在过去 30 年时间内先

后投入上千亿日元用于燃料电池汽车和氢能的基础科学研究、技术攻关和示范推广。

表 3 日本对氢能和燃料电池发展相关政策

年份	相关扶持政策
2004 年	在《国家新产业创新战略》中将燃料电池列为国家重点推进的七大新兴战略产业之首，从国家层面上着力推进。日本政府支持燃料电池相关技术开发的经费逐年增加，仅经济产业省 2002 年度就达 230 亿日元（约合 2.1 亿美元），2003 年度为 325 亿日元（约合 3 亿美元），2004 年和 2005 年财政年度均为 662 亿日元，2006 年财政年度为 340 亿日元。
2007 年	日本政府提出“下一代汽车与燃料行动计划”，确定了各阶段燃料电池汽车在成本、性能、寿命等方面的指标。
2008 年	日本制订了氢能与燃料电池示范运行计划，并投入 2.32 亿美元进行燃料电池技术研究与市场化推广，投入 1400 万美元 建构氢能国家技术标准，同时还积极推行家庭用燃料电池热电共生系统补助计划。
2009 年	日本发布了一个经济刺激方案，总投资 15 万亿日元，为可再生能源发电项目提供资金，包括电动车、燃料电池以及和二氧化碳的捕集和存储（CCS）技术的开发。同时为购买包括混合动力车在内的环保汽车的业主提供 10-25 万日元的补贴，为购买 Ene-Farm CHP 的企业或个人提供了大约 50% 的费用减免。
2009 年	隶属于经产省的燃料电池商业化组织（FCCJ）发布了《燃料电池汽车和加氢站 2015 年商业化路线图》明确指出 2011 年-2015 年开展燃料电池汽车技术验证和市场示范，随后进入商业化示范推广前期。2011 年计划在 5 年内斥资 2090 亿日元开发以天然气为原料的液体合成燃料技术、车用电池，以及氢燃料电池科技。
2012 年	日本经济产业省（METI）向议会递交了一项 300 亿日元（约为 4 亿美元）的提案，其中部分用于开发高效的氢气储存系统，发展日本燃料电池电动汽车（FCEV），旨在通过该方案减少日本对进口石油的依赖。
2013 年	METI 启动了对商业化加氢站的补贴计划，每个加氢站可以获得最高相当于投资成本 50% 的政府资金补贴。通过 NEDO（日本新能源产业的技术综合开发机构）和 METI 对氢和燃料电池的投入在 2013 年为 359.6 亿日元（约 3.6 亿美元）。
2014 年	日本经济产业省发布《氢燃料电池车普及促进策略》，将氢燃料、氢燃料电池车相关的国际技术标准引入日本国内，并将其作为国内行业标准。还修改《高压气体保安法》，将每次补给的氢燃料压力上限由大约 700 个大气压提升至 875 个大气压，从而扩大氢气罐容量，将续航里程提升 20%。
2014 年	为了在日本本土市场大力推广燃料电池车，日本政府将为每辆燃料电池车提供至少 200 万日元的补贴。
2017 年	日本经济产业省发布了《氢能基本战略》，明确设定了中期（2030 年）、长期（2050 年）的氢能发展目标。
2018 年	日本新能源和产业技术综合开发机构制定了氢燃料汽车推广目标。根据目标规划，日本将在 2040 年普及氢燃料汽车，并且氢燃料电池车的续航里程将延长至目前的 1.5 倍，达到 1000 公里。到 2040 年该车型的保有量将由目前的 2000 辆增加到 300 万至 600 万辆。

目前日本燃料电池出货量和装机规模占全球 60% 以上，氢燃料电池领域的专利数目遥遥领先于其他国家，其专利数目超过 1500 个，在燃料电池汽车开发和商业化上取得了世界领先的成果。根据 Information Trends 数据，2013 年至 2017 年全球售出的 6475 辆氢燃料电池乘用车中，丰田 Mirai 销量占比为 76%，本田 Clarity Fuel Cell 销量占比为 13%。日本的

加氢站保有量位居世界第一，截至 2018 年底日本拥有 96 座公共加氢站。燃料电池汽车的发展将助推日本迈入氢能社会。

2.2.3 韩国

韩国政府为了应对全球能源短缺、环境污染和气候变暖等问题，积极推进新能源产业成为可持续发展的重要举措。为了提高能效和降低能源消耗量，要从能耗大的制造经济向服务经济转变，在 2008 年开始实施“低碳绿色增长战略”，其中对燃料电池研发项目投资金额达到 16 亿 3800 万元。2010 年又实施“百万绿色家庭”项目，推广家用燃料电池系统，计划在 2020 年前安装 10 万套 1kW 的燃料电池系统，安装补贴在 2010-2011 年之前达到 80%。2012 年政府投入预算总额达到 185 亿韩元建设氢城市示范项目。

表 4 韩国对氢能和燃料电池发展相关政策

年份	相关扶持政策
2008 年	实施“低碳绿色增长战略”，其中氢能燃料电池研发项目投资 16 亿 3800 万 RMB。
2009 年	韩国知识经济部（MKE）成立了韩国能源技术评估和计划机构，计划评价和管理包括氢燃料电池等在内的能源研发项目。
2009 年	韩国首都首尔计划推广氢燃料电池的使用，力争到 2020 年使氢燃料电池的使用量占首尔市全部替代能源使用量的 30%。
2010 年	实施“百万绿色家庭项目”，计划在 2020 年前向安装不同类型新可再生能源设施的家庭补贴 100 万。政府的目标是在 2020 年之前安装 10 万套 1kW 的燃料电池系统，安装补贴在 2010-2011 年之前达到 80%。
2010 年	韩国还公布了一项斥资 380 亿美元的“绿色新政”项目，其中许多计划都与燃料电池和氢能项目相关。目的在于，到 2012 年在绿色产业部门增加 600 万人的就业机会并且获得全球绿色技术市场 7% 的份额，到 2030 年要上升至 13%。
2012 年	实施“绿色氢城市示范”项目，计划在 2012 年到 2018 年间投入总额达到 877 亿韩元（中央政府出资 520 亿韩元，地方政府 185 亿韩元，私人投资 172 亿韩元）建设绿色氢城市。主要投资内容为氢气的生产和管理，燃料电池的生产等。
2015 年	韩国政府表示将满足该国对氢燃料电池汽车（FCEV）需求。主要是通过降低车辆售价并建立必要的基础设施来实现。在首尔购买燃料电池汽车的消费者可以得到 2750 万韩元的国家补贴，以及各种免税的优惠政策。除了补贴和税收减免，韩国政府也计划帮助汽车制造商降低生产成本。
2019 年	韩国政府发布《氢能经济活性化路线图》，旨在大力发展氢能产业，以引领全球氢燃料电池汽车和燃料电池市场发展。根据该路线图，政府计划到 2040 年氢燃料电池汽车累计产量由目前的 2000 余辆增至 620 万辆，氢燃料电池汽车充电站从现有的 14 个增至 1200 个。

韩国现代已推出商业化燃料电池汽车，在韩国、美国和欧洲上市销售，根据 Marklines 统计，现代最新一代燃料电池汽车 NEXO 已售出 796 辆。截至 2018 年底韩国有 14 座加氢站，规划中的加氢站有 27 座，而在 2014 年仅 1 座加氢站，加氢站的扩张或推动燃料电池汽车销量增长。韩国的目标是到 2030 年，力争在 氢动力汽车和燃料电池领域占据全球市场份

额第一的位置。氢动力汽车将在 2019 年普及 4000 辆，到 2022 年普及 8.1 万辆，2030 年普及 180 万辆，此后普及数量将逐渐扩大至数百万辆。

2.2.4 欧洲

欧洲对燃料电池发展的鼓励政策更为具体细致。欧洲凭借强健的政策支持以及深入人心的环保意识，在强调市场化运作的基调下，逐步打造起趋于完善的氢能和 燃料电池产业链，在燃料电池汽车推广层面取得了举世瞩目的成就。欧盟 2008 年出台了燃料电池与氢联合行动计划项目（FCH-JU），2008-2013 年共投入 9.4 亿欧元用于燃料电池和氢能的研究和发展；2011 年又启动“H2 moves Scandinavi”和欧洲城市清洁氢能项目（CHIC），出台 CPT 项目，计划投入 1.23 亿欧元建设 77 个加氢站，针对 15 个已有加氢站的国家，实现国与国之间的互通互联。

表 5 欧洲对氢能和燃料电池发展相关政策

年份	相关扶持政策
2003 年	欧盟促成了“欧洲研究区（European Research Area, ERA）”，作为该项目的一项内容，欧盟建立了大量的研发“平台”，其中就有“欧洲氢能和燃料电池技术平台（EHFCP）”。该平台的目的向欧盟委员会推荐燃料电池和氢能技术发展的一些关键性领域。
2007 年	欧盟的“第 6 科研框架计划（2002-2006）”（FP6）已对氢能技术和燃料电池技术各支持经费 1.257 亿欧元和 1.539 亿欧元。其第一轮资金支持涉及 30 个项目，涉及氢能制造（1460 万欧元）、氢能贮藏（1070 万欧元）、氢能的传输（2134 万欧元）、氢能的最终应用（1350 万欧元）、高温燃料电池（1510 万欧元）等项目。2007 年 3 月欧盟又发布了计划，拟于 2007-2015 年间投入 74 亿欧元的氢能和燃料电池技术研究实施计划。
2008 年	欧盟出台了燃料电池与氢联合行动计划项目（FCH-JU），决定在 2008 至 2013 年至少斥资 9.4 亿欧元用于燃料电池和氢能的研究和发展，涉及的项目包括氢气车队项目、ZERO-REGIO 项目和小规模车辆氢气链项目的公开实验。
2009 年	欧盟批准燃料电池与氢联合行动计划项目（FCHJU）。这个计划的目标是促进氢与燃料电池技术的发展，为 2015 年商业化进行技术储备。该计划的总预算是在 2008-2013 年至少投入 9.4 亿欧元，其中欧盟投入 4.67 亿欧元现金，产业界投入 2 千万欧元现金和至少 4.5 亿欧元资产，研究机构则投入 3 百万欧元现金。
2011 年	FCH-JU 运营基本正常，正在进行的项目 44 个，投资额达到 7.9 亿 RMB，涉及 250 家合作伙伴。2010 年又调用 27 个项目，投资 7 亿 RMB，将于 2011 年底正式启动，其中两个项目是大规模车辆示范项目“H2moves Scandinavi”和欧洲城市清洁氢能（CHIC）。
2012 年	实施了 Ene-field 项目。项目包含 12 个欧盟成员国，9 家燃料电池系统制造商和接近 1000 套微型 CHP 系统。项目至少会持续 3 年，有可能延续到 2017 年，计划投资 5300 万欧元。
2013 年	欧盟将为 TEN-T 项目提供大约 350 万欧元的资助，用以支持对荷兰和丹麦加氢站当前运营状态的分析以及制定扩大其应用的新策略。该项目将提出一个在 TEN-T 道路沿线将氢作为长距离替代燃料的部署提案，这将帮助决策者和基础设施管理者发展和使用有效的支持方案，以实现欧盟区氢基础设施的拓展和实用化。
2013 年	FCH-JU 项目运营基本正常，2013 年投入经费约 6300 万欧元。2014 年至 2020 年，欧盟将启动 Horizon 2020 计划，在该计划中氢和燃料电池的投入预算可能达到 220 亿欧元。

2016 年	欧盟发布《可再生能源指令》等政策文件均提出将能源作为能源系统的重要组成部分，正在推进的《燃料电池和氢能实施计划》的实施周期是 2014-2020 年，主要目标是到 2020 年实现氢能和燃料电池在固定式能源供应和交通方面的应用。
2017 年	德国政府组织本国汽车行业领导企业成立了一个 6000 万欧元、为期三年的联盟，研究汽车燃料电池堆的大批量生产。此次联盟名为“AutoStack-Industrie”，由德国联邦交通和数字基础设施部（BMVI）投资，第一年出资 2130 万欧元。
2018 年	法国政府拟计划拨款 1 亿欧元用于支持本国的氢能发展，从 2019 年起，法国环境和能源署将出资 1 亿欧元用于在工业、交通以及能源领域部署氢气。进一步发展氢动力车辆以及加速加氢站建设。2023 年计划拥有 5000 辆轻型商用车，2028 年增加至 20000-50000 辆。2028 年，加氢站规模建设增加至 400-1000 座。
2019 年	2 月，欧洲燃料电池和氢能联合组织(FCH-JU)发布《欧洲氢能路线图：欧洲能源转型的可持续发展路径》报告，提出了欧洲发展氢能的路线图，明确了欧洲在氢燃料电池汽车、氢能发电、家庭和建筑物用氢、工业制氢方面的具体目标。到 2050 年，欧洲氢能发电总量能够达到 2250 太瓦时，占欧盟能源需求总量的 1/4；氢能生产及相关设备的产值将达到 8200 亿欧元（2030 年预计为 1300 亿欧元）；整个氢能行业可提供 540 万个高技能就业岗位（2030 年预计为 100 万个）；欧盟碳排放量将减少约 5.6 亿吨，公路交通相关氮氧化物排放将减少 15%。

欧洲研发燃料电池汽车的车企主要是奔驰和大众，燃料电池商用车方面，欧洲也不断推进研发示范。截至 2018 年底，欧洲已有 19 个国家建立了加氢站，其中德国数量最多，引领加氢站建设。2018 年全球新增 48 座加氢站，其中德国新增 17 座，截至 2018 年底德国拥有 60 座公共加氢站，保有量仅次于日本；荷兰、法国等国家的加氢站扩张也在持续推进。2019 年 2 月 11 日，燃料电池和氢能联合组织（FCH JU）发布“欧洲氢能路线图”，报告指出，氢能的使用将带来巨大的社会经济和环境效益。预计到 2030 年，将为欧盟公司的燃料和相关设备创造约 1300 亿欧元的产业，到 2050 年达到 8200 亿欧元。

2.2 中国氢能产业相关政策及发展规划

2.2.1 国家层面

发展新能源汽车具有国家战略层面意义，长期以来，我国相关部委以及地方政府对发展新能源汽车一直给予政策支持，针对氢能和燃料电池汽车的发展应用也出台了多项国家扶持政策。早在 2001 年，燃料电池就纳入了中国新能源汽车的“三纵三横”总体路线。随着新能源汽车需求越来越急迫，全球燃料电池快速发展，我国接连颁布了一系列氢能和燃料电池汽车相关的支持性政策，燃料电池汽车是目前唯一没有退坡的新能源汽车。

表 5 国家支持氢能和燃料电池发展政策一览

时间	政策名称	相关内容
2001年9月	《“十五”电动汽车重大专项规划》	确立“三纵三横”（“三纵”指的是燃料电池汽车、混合动力汽车、纯电动汽车三种整车技术；“三横”指的是多能源动力系统、驱动电机、动力电池三种关键技术）研发格局，成立一批以整车单位牵头、零部件单位参加、产学研联合开发的研发团队。
2006年2月	《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2010）》	低能耗与新能源：重点研究高效低成本的化石能源和可再生能源制氢技术，经济高效氢储存和输配技术，燃料电池基础关键部件制备和电堆集成技术，燃料电池发电及车用动力系统集成技术，形成氢能和燃料电池技术规范与标准。
2007年4月	《能源发展“十一五”规划》	将氢能与燃料电池列为“十一五”重点发展的四大前沿技术之首，主要内容为高效低成本化石能源和可再生能源制氢、经济高效氢储存与配送、燃料电池关键技术等。
2009年2月	《节能与新能源汽车示范推广财政补助资金管理暂行办法》	首次开始在试点城市对燃料电池乘用车和客车分别给予25万/辆和60万/辆的财政补贴。
2009年12月	《国家火炬计划优先发展技术领域（2010年）》	1、计划指出氢能利用设备及技术方向将重点开发太阳能制氢技术与设备、储氢材料与技术，鼓励发展其它新型制氢和贮氢技术与设备；2、燃料电池及其相关产品与技术方向将重点支持：小型固体氧化物燃料电池及其关键材料研究、小型质子膜燃料电池及其关键材料研究、直接醇类燃料电池及其关键材料研究及其它小型燃料电池与相关技术研究。
2010年10月	《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》	将新能源产业、新能源汽车（包括燃料电池汽车）作为培育和发展的重点产业之一。开展燃料电池汽车相关前沿技术研发，大力推进高效、低排放节能汽车发展。
2011年2月	《中华人民共和国车船税法》	纯电动汽车、燃料电池汽车和插电式混合动力汽车免征车船税，其他混合动力汽车按照同类车辆适用税额减半征收。
2012年6月	《节能与新能源汽车产业发展规划（2012—2020年）》	1、强调我国燃料电池汽车、车用氢能源产业要与国际同步发展；2、开展燃料电池电堆、发动机及其关键材料核心技术研究；3、开展燃料电池汽车运行示范，提高燃料电池系统的可靠性和耐久性，带动氢的制备、储运和加注技术发展。
2013年9月	《关于继续开展新能源汽车推广应用工作的通知》	明确补贴范围为纯电动汽车、插电式混合动力汽车和燃料电池汽车，并明确补贴标准。
2014年8月	《关于免征新能源汽车车辆购置税的公告》	2014.9.1-2017.12.31，对购置的新能源汽车免征车辆购置税
2014年11月	《关于新能源汽车充电设施建设奖励的通知》	对符合国家技术标准且日加氢能力不少于200公斤的新建燃料电池汽车加氢站每个站奖励400万元
2015年4月	《关于2016-2020年新能源汽车推广应用财政支持政策的通知》	2017-2020年除燃料电池汽车外其他车型补助标准适当退坡，其中：2017-2018年补助标准在2016年基础上下降20%，2019-2020年补助标准在2016年基础上下降40%。

2015年5月	《中国制造 2025》	1、关键材料零部件逐步实现国产化；2、燃料电池和电堆整车性能逐步提升；3、燃料电池汽车运行规模要达 1000 辆；4、到 2025 年，制氢、加氢等配套基础设施基本完善，燃料电池汽车实现区域小规模运行。
2016年6月	《能源技术改革创新计划（2016-2030）》	1、实现大规模、低成本氢气的制取、存储、运输、应用一体化、以及加氢站现场储氢、制氢模式的标准化和推广应用；2、实现 PEMFC 电动汽车及 MFC 增程式电动汽车的示范运行和推广应用；3、研究燃料电池分布式发电技术，实现示范应用并推广。
2016年10月	《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》——氢能产业的发展路线图	到 2020 年，加氢站数量达到 100 座；燃料电池车辆达到 10000 辆，氢能轨道交通车辆达到 50 列；到 2030 年，加氢站数量达到 1000 座，燃料电池车辆保有量达到 200 万辆；到 2050 年，加氢站网络构建完成，燃料电池车辆保有量达到 1000 万辆。
2016年10月	《节能与新能源汽车技术路线图》	2020~2030 年燃料电池汽车逐渐由示范运行向大规模推广应用发展，2020 年、2025 年、2030 年燃料电池汽车规模分别达到 5000 辆、5 万辆和百万辆，燃料电池堆比功率分别达到 2kW/kg、2.5kW/kg、2.5kW/kg，燃料电池堆燃久性分别达 5000 小时、6000 小时、8000 小时。
2016年12月	《关于调整新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》	除燃料电池汽车外，各类车型 2019—2020 年中央及地方补贴标准和上限，在现行标准基础上退坡 20%。同时，有关部委将根据新能源汽车技术进步、产业发展、推广应用规模等因素，不断调整完善。
2016年12月	《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》	1、加强燃料电池基础材料的研究，推动高性能低成本燃料电池材料和系统关键部件研发；2、完善燃料电池堆系统相关技术标准；3、推动车载储氢系统以及氢制备、储运和加注技术发展，推进加氢站建设；4、到 2020 年，实现燃料电池汽车批量生产和规模化示范应用。
2017年4月	《汽车产业中长期发展规划》	1、加强核心技术攻关：加强燃料电池汽车、智能网联汽车技术的研发；2、创新中心建设工程：制定节能汽车、纯电动汽车和插电式混合动力汽车、氢能燃料电池汽车、智能网联汽车、汽车动力电池、汽车轻量化、汽车制造等技术路线图；3、加快新能源汽车技术研发及产业化：重点围绕燃料电池动力系统等 6 个创新链进行任务部署；4、加大新能源汽车推广应用力度：逐步扩大燃料电池汽车试点示范范围。
2018年2月	《关于调整完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》	燃料电池补贴政策基本不变，力度不减。
2019年3月	《政府工作报告》	推动充电、加氢等设施建设。
2019年3月	《关于进一步完善新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知》	地方应完善政策，过渡期后不再对新能源汽车（新能源公交车和燃料电池汽车除外）给予购置补贴，转为用于支持充电（加氢）基础设施“短板”建设和配套运营服务等方面。

2.2.2 地方政府

除了国家层面鼓励氢能和燃料电池汽车产业的发展外，地方政府也积极响应。据不完全统计，我国已有上海、山东、山西、浙江、江苏、盐城、苏州、张家港、佛山、武汉、济南、六安、北京、广州等多地出台了地方性氢能和燃料电池产业扶持政策，并有多个省发布了不同额度的燃料电池汽车和加氢站的地方性补贴。

表 7 地方政府支持氢能和燃料电池发展政策一览

省市	时间	政策名称	相关内容
上海	2017 年 9 月	《上海市燃料电池汽车发展规划》	到 2020 年建设加氢站 5-10 座、乘用车示范区 2 个，运行规模达到 3000 辆；到 2025 年建成加氢站 50 座，乘用车不少于 2 万辆、其它特种车辆不少于 1 万辆；在到 2030 年，实现上海燃料电池汽车全产业链年产值突破 3000 亿元。
	2018 年 5 月	《上海市燃料电池汽车推广应用财政补助方案》	燃料电池车按照中央财政补助 1: 0.5 给予本市财政补助。燃料电池系统达到额定功率不低于驱动电机额定功率的 50%，或不小于 60kW 的，按照中央财政补助 1: 1 给予本市财政补助。
盐城	2017 年 10 月	《氢燃料电池汽车示范工程项目实施方案》	2018 年运营 10 辆燃料电池公交车；“十三五”期间，1500 辆以上多种燃料电池汽车示范应用；最终目标形成年产 10 万套汽车燃料电池模块、5000 台客车、3 万台物流车、10-15 万台乘用车基地。
苏州	2018 年 3 月	《苏州市氢能产业发展指导意见（试行）》	到 2020 年，氢能产业链年产值突破 100 亿元，建成加氢站近 10 座，氢燃料电池汽车运行规模力争达到 800 辆；到 2025 年，氢能产业链年产值突破 500 亿元，建成加氢站近 40 座，氢燃料电池汽车运行规模力争达到 10000 辆，氢能分布式能源系统推广应用。
张家港	2018 年 12 月	《张家港市氢能产业发展三年行动计划(2018—2020 年)》	到 2020 年氢能产业链年产值突破 100 亿元，未来 3 年，建成加氢站 10 座，公交车等示范运行路线 10 条以上。运行规模达到 200 辆加氢能力 500kg/d 的 35MPa 加氢站或加氢能力 200kg/d 的 70MPa 加氢站，按加氢站设备投入金额的 30%补助，最高不超过 300 万元；加氢能力 1000kg/d 的 35MPa 加氢站或加氢能力 400kg/d 的 70MPa 加氢站，按加氢站设备投入金额的 30%补助，最高不超过 500 万元。
佛山	-	《佛山市南海区新能源汽车产业发展规划（2015—2025 年）》	到 2025 年，南海区推广燃料电池叉车 5000 辆，燃料电池乘用车 10000 辆，燃料电池客车 5000 辆。
	2018 年 4 月	《关于印发佛山市南海区促进加氢站建设运营及氢能车辆运行扶持办法（暂行）》	1、加氢站建设补贴。即按日加氢能力固定式加氢站 350 公斤-500 公斤、500 公斤以上，撬装式加氢站 350 公斤及以上，建成年限 2018 年底前建成、2019 年内建成、2020-2022 年内建成等依梯度分别给予 200~800 万元补贴。2、加氢站运营扶持补贴。2018-2019 年度，对加

			氢站销售价格为 40 元及以下的氢气给予 20 元/kg 的补贴；2020-2021 年度，对销售价格为 35 元及以下的氢气给予 14 元/kg 的补贴；2022 年度对销售价格为 30 元及以下的氢气给予 9 元/kg 的补贴。鼓励加氢站运营企业寻找性价比更优的氢气来源，促进服务能力的提升。 3、加氢站财政贡献奖励。2018-2020 年度奖励金额为其加氢业务增值税和所得税区级地方政府留成部分的 100%，2021-2022 年度为 50%。4、氢能源车辆运行补贴。该项补贴扶持对象为整车、动力系统总成或电堆为区内企业生产的氢燃料电池汽车。
云浮	2018 年 8 月	《加氢站管理办法》	对加氢站从立项、报建、施工、验收投产到运营等各个环节做出了明确规定，将为国内加氢站的建设运营提供良好的借鉴意义。
中山	2018 年 11 月	《中山市关于广东省新能源汽车充电基础设施财政补贴专项资金管理实施细则》	申请补贴的加氢站应满足以下条件：1.加氢站应符合国家技术标准且日加氢能力不少于 200 公斤；2.加氢站需纳入我市的年度建设计划或工作方案；3.加氢站需按规定完成竣工验收并投入使用。当满足上述条件后，申请补贴的加氢站可获得补贴 100 万元/站。
武汉	2017 年 1 月	《武汉“十三五”发展规划》和《武汉制造 2025 行动纲要》	建设氢燃料电池动力系统工程技术研发中心，到 2025 年，要累计实现燃料电池汽车推广应用规模达万辆级别。
	2018 年 1 月	《武汉氢能产业发展规划方案》	2018-2020 年，燃料电池汽车全产业链年产值超过 100 亿元；建设 5-20 座加氢站，燃料电池车示范运行规模达到 2000-3000 辆。到 2025 年，建成加氢站 30-100 座，基础设施，实现燃料电池汽车总计 1-3 万辆的运行体量，氢能燃料电池全产业链年产值力争突破 1000 亿元，成为世界级新型氢能城市。
	2018 年 2 月	《武汉市新能源汽车推广应用地方财政补贴资金实施细则》	对单位和个人购买的燃料电池汽车，按照中央财政单车补贴额 1:1 的比例确定地方财政补贴标准。
	2018 年 3 月	《武汉经济技术开发区（汉南区）加氢站审批及管理办法》	明确了加氢站的项目选址、报建、施工、经营全过程的审批及管理流程和相关监管职能部门。这是全国首个加氢站审批及监管地方管理办法。
	2019 年 10 月	《关于促进新能源汽车产业发展若干政策的通知（送审稿）》	对新建日加氢能力 500 公斤以下的固定式加氢站，一次性给予 100 万元建设补贴；新建日加氢能力 500 公斤（含）以上的固定式加氢站，一次性给予 300 万元建设补贴；新建日加氢能力 200 公斤（含）以上的撬装式加氢站，一次性给予 50 万元建设补贴；同时，加氢站运营期间，按 10 元/公斤标准给予运营企业补贴，年补贴最高达 200 万元等。
山东	2019 年 1 月	《山东省氢能源产业发展路线图》	到 2020 年，燃料电池汽车数量达到 2000 辆，加氢站达 20 座；到 2025 年，燃料电池汽车数量达到 5 万辆，加氢站达 200 座；到 2030 年，燃料电池汽车数量达到 10 万辆，加氢站达 500 座。

常熟	2019 年 2 月	《常熟市氢燃料电池汽车产业 发展规划》	规划期限为 2019 年-2030 年，分为近期（2019-2022 年）、中期（2023-2025 年）、远期（2026-2030 年）三个阶段。近期目标是，围绕氢燃料电池汽车的应用和推广示范建成一批市场优化运营的公共加氢站，推广示范一批公交、客车、物流配送车、环卫车等应用车辆；初步形成相对完整的产业链条。中期目标是，实现氢燃料电池汽车核心技术重点突破，产业规模突破百亿；建成更完善的加氢设施。远期目标是，形成千亿级产业集群；成为具有区域影响力的氢燃料电池汽车应用城市。
嘉善	2019 年 2 月	《嘉善县推进氢能和示范应用 实施方案（2019-2022 年）》	到 2022 年，力争完成 120kW 的单电堆设计与开发，燃料电池产能达到 10000 台，销售达到 5000 台，建成加氢站或综合能源站 3-5 座，燃料电池公交车占新能源公交车总保有量的 50%。
宁波	2019 年 2 月	《宁波市人民政府办公厅关于 加快氢能产业发展的若干意见》	到 2022 年，建成加氢站 10 至 15 座，氢燃料电池汽车运行规模力争达到 600 至 800 辆，初步形成燃料电池电堆、关键核心部件、燃料电池汽车等产业集群。到 2025 年，建成加氢站 20 至 25 座，氢燃料电池汽车运行规模力争突破 1500 辆，集聚一批具有国际影响力的氢能装备企业，成为具有全球影响力的氢能产业基地。
济南	2019 年 3 月	《先行区促进产业发展十条 政策》	鼓励氢能源产业基础设施建设运营。在先行区建设运营的商业化、公共服务用的加氢站、油电气氢合建站，最高给予建设企业 900 万元建设补贴。
山西	2019 年 4 月	《山西省新能源汽车产业 2019 年行动计划》	2020 年建设加氢站 3 座，运营公交车 700 台，2024 年加氢站 20 座，运营公交车 7500 台。
六安	2019 年 4 月	《六安市人民政府关于大力 支持氢燃料电池产业发展的 意见》	加氢能力达到 400kg/d 的 35MPa 加氢站或加氢能力达到 200kg/d 的 70MPa 加氢站，按加氢站设备投入金额的 30%补助，最高不超过 200 万元；对于加氢能力达到 1000kg/d 的 35MPa 加氢站或加氢能力达到 400kg/d 的 70MPa 加氢站，按加氢站设备投入金额的 30%补助，最高不超过 400 万元。
浙江	2019 年 6 月	《浙江省加快培育氢能产业 发展的指导意见（征求意见 稿）》	到 2022 年，氢燃料电池整车、系统集成以及核心零部件等产业链全面形成，氢燃料电池整车产能达到 1000 辆，氢燃料电池发动机产量超过 1 万台，氢能产业总产值超过 100 亿元；到 2025 年，基本形成完备的氢能装备和核心零部件产业体系；氢燃料电池电堆、关键材料、零部件和动力系统集成核心技术接近国际先进水平；加氢设施网络较为完善，氢能在汽车、船舶、分布式能源等应用领域量化推广，成为国内氢能产业高地。
张家口	2019 年 6 月	《氢能张家口建设规划 （2019-2035 年）》	到 2021 年，形成覆盖氢能制备、储运、加注关键装备、氢燃料电池整车及关键零部件制造的生态体系，全市年制氢能力达 2.1 万吨，园区引入企业数量 20 家以上。到 2035 年，全市氢能及相关产业累计产值达到 1700 亿元，年制氢能力达 5 万吨，园区累计引入企业 100

			家以上。
北京	2019 年 6 月	《北京市推广应用新能源汽车管理办法》	2019 年 3 月 26 日至 2019 年 6 月 25 日过渡期间,市级财政补助按照《关于调整完善北京市新能源汽车推广应用财政补助政策的通知》(京财经一〔2018〕1296 号)执行,对纯电动汽车(纯电动公交车、纯电动环卫车、行政事业单位使用财政性资金购买的纯电动汽车除外)、燃料电池汽车按照中央与地方 1:0.5 比例安排市级财政补助。自 6 月 26 日起,取消对纯电动汽车的市级财政补助,燃料电池汽车按照中央与地方 1:0.5 比例安排市级财政补助。
成都	2019 年 7 月	《成都市氢能产业发展规划(2019—2023 年)》	到 2023 年,全市氢能产业力争实现主营业务收入超过 500 亿元;全市在客车、物流车、环卫车、出租车、公务车、共享汽车等领域推广应用燃料电池汽车 2000 辆以上;建设燃料电池有轨电车示范线 2 条,示范线路总长 30 公里以上;燃料电池在无人机、分布式能源、船舶、各类电源等领域开展示范应用;建设覆盖全域成都的加氢站 30 座以上,形成以成都平原为中心,辐射全省的氢能综合交通网络。
江苏	2019 年 8 月	《江苏省氢燃料电池汽车产业发展行动规划》	到 2021 年,氢能及氢燃料电池汽车相关产业主营收入将达到 500 亿元,氢燃料电池车整车产能超过 2000 辆,电堆产能达 50 万千瓦以上,建设加氢站 20 座以上;到 2025 年,将基本建成完整氢燃料电池汽车产业体系,力争全省整车产量突破 1 万辆,加氢站将达到 50 座以上,基本形成布局合理的加氢网络。
广州	2019 年 8 月	《广州市新能源汽车发展工作领导小组办公室关于我市 2019、2020 年新能源汽车购置地方财政补贴标准的通知》	2019 年 1 月 1 日至 6 月 25 日(含),在我市推广应用的新能源汽车,取得中央财政购车补贴资金(以下统称国家补贴)后,经审核可获得地方补贴标准为:燃料电池汽车按照不超过国家补贴 1:1 的比例给予地方补贴,且国家补贴和地方补贴资金总额最高不超过车辆销售价格(国家补贴+地方补贴+消费者支付金额)的 60%。2019 年 6 月 25 日之后,在我市推广应用的新能源汽车,取得国家补贴后,经审核可获得地方补贴标准为:燃料电池汽车按照不超过国家补贴 1:1 的比例给予地方补贴,且国家补贴和地方补贴资金总额最高不超过车辆销售价格(国家补贴+地方补贴+消费者支付金额)的 60%。
广州 黄埔区	2019 年 8 月	《广州市黄埔区 广州开发区促进氢能产业发展办法》	对日加氢能力 350 公斤及以上的加氢站给予建设补贴,根据建成时间和日加氢能力,分时段、分档次给予固定式加氢站最高不超过 600 万元,撬装站加氢站最高不超过 250 万元。对加氢站予以运营补贴:2019 年度,补贴 20 元/kg,补贴后销售价格不高于 40 元/kg;2020 年度,补贴 14 元/kg,补贴后销售价格不高于 35 元/kg;2021 年度,补贴 9 元/kg,补贴后销售价格不高于 30 元/kg。

福州	2019 年 10 月	《福州市新能源非公交汽车推广应用补助暂行办法》	1.自 2019 年 6 月 26 日至 2020 年 12 月 31 日，对于在福州市销售并上牌的新能源汽车(燃料电池汽车除外)，我市不再给予购置补贴；新能源公交车的采购已纳入成本规制，因此不享受市财政资金补贴。2.燃料电池汽车推广应用补助标准按照同期国补资金的 15%执行。
济宁	2019 年 11 月	《关于支持氢能产业发展的意见》	探索加氢（油、气、电）等综合建设模式，探索推进氢分布式能源应用示范。对建设的 500kg/d 撬装式加氢站，每个补贴 400 万元；建设的 500kg/d 固定式加氢站，每个补贴 800 万元。加速氢燃料电池汽车、公交车、物流车等示范作用，稳步提升氢燃料电池汽车在全市新能源汽车中的比重。对氢能公交车和氢能物流车车辆购置款按照国家标准 1:1，对购车单位进行地方补贴。鼓励氢能公交车运营，氢能公交车运营纳入公交成本规制管理。对加氢站运营销售氢气，按 20 元/kg 补贴。

地方政府相关政策和规划内容涵盖燃料电池汽车地方性补贴、产业示范应用、产业技术研发、整车开发、产业集群打造乃至示范城市建设等，政策层面比国家积极，并有动力去推进产业发展过程中碰到的一些问题，特别是基础设施加氢站建设过程的审批问题。

第3章 氢能市场规模

3.1 全球氢能市场规模

氢能具备来源广、能量密度高、可储存、可再生、零噪音、零污染的优势，是唯一可同时用于交通、储能（可用氢来储存风能、太阳能）、发电等领域的新能源。近年来，随着新能源汽车产业发展日趋成熟，作为实现途径之一的燃料电池技术越来越被重视，由此将带动氢能产业链的整体发展。参考 2017 年传统能源消费量及单价，远期氢气全面替代传统能源后，市场规模达 15.5 万亿元。

表 8 远期氢能全面替代传统能源后，市场规模超 15 万亿元

	石油	天然气	煤炭
消费量（亿吨油当量）	46.2	31.6	37.3
单价（美元/吨油当量）	372.4	118.4	42.6
市场规模（万亿美元）	1.72	0.37	0.16
市场规模（万亿人民币）	11.9	2.6	1.1

资料来源：BP

氢能产业是从氢气制取、储运到应用的庞大产业链。氢能系统不仅是氢燃料电池车交通运输的能源，而且在大规模储能、绿色化工原料等方面起到重要作用。国际氢能委员会（Hydrogen Council）于 2017 年底提出，到 2050 年，全球 20% 的二氧化碳减排要靠氢能利用来完成，18% 的电力由氢能发电承担。



图 5 国际氢能理事会 2050 年氢能愿景

据 LMC Automotive 数据显示，2018 年全年全球整体轻型车销量达 9479 万辆，近年来全球汽车市场行业整体保持稳定发展态势。假设 2050 年全球汽车产量约 9700 万辆，燃料电池车占新车产量 40% 的份额，其中商用车占比 25%。商用车日行驶里程 300km，乘用车日行驶里程 40km，商用车百公里耗氢 2.5kg，乘用车百公里耗氢量 1kg，参考日本经济产业省 METI（Ministry of Economy, Trade and Industry）氢气价格，假设 2050 年氢气价格降至 15 元/kg，全球燃料电池车用氢气市场规模达 4620 亿元。

表 9 预计 2050 年全球燃料电池车用氢气市场规模达 4600 亿元

	全球 2050E
燃料汽车数量（万辆）	3880
商用车产量（万辆）	970
乘用车产量（万辆）	2910
氢气需求量（万 t）	3080
氢气价格（元/kg）	15
车用氢气市场规模（亿元）	4620

资料来源：Wind，国金证券研究所

3.2 中国氢能市场规模

氢能在能源、交通、工业、建筑等领域具有广阔的应用场景，尤其以燃料电池车为代表的交通领域是氢能产业早期应用的关键突破口和主要市场。全国政协副主席、科技部部长万钢曾在第十九届中国科协年会上表示，在未来车用能源中，氢燃料与电力将并存互补，共同支撑新能源汽车产业发展。

2016 年氢能标准委员会发布了《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书》，首次提出了我国氢能产业基础设施发展路线图，预计 2020/2030 年氢能源产业链目标市场空间将分别达 3000/10000 亿元，能源形式利用氢规模将分别达到 720 亿立方米/年和 1000 亿立方米/年。



图 6 中国氢能产业基础设施发展路线图

中国氢能联盟预计，到 2030 年，中国氢气需求量将达到 3500 万吨，在终端能源梯子中

占比 5%；2050 年氢气需求量接近 6000 万吨，氢能在中国能源体系中的占比约为 10%，年经济产值超过 10 万亿元；全国加氢站达到 10000 座以上，交通运输、工业等领域将实现氢能规模化应用，燃料电池车产量达到 520 万辆/年，固定式发电装置 2 万台套/年，燃料电池系统产能 550 万台套/年。

表 10 中国氢能及燃料电池产业总体目标

产业目标		现状（2019）	近期目标 （2020-2025）	中期目标 （2026-2035）	远期目标 （2036-2050）
氢能源比例（%）		2.7%	4%	5.9%	10%
产业产值（亿元）		3,000	10,000	50,000	120,000
装 备 制 造 规 模	加氢站（座）	23	200	1,500	10,000
	燃料电池车 （万辆）	0.2	5	130	500
	固定式电源 /电站（座）	200	1,000	5,000	20,000
	燃料电池系 统（万套）	1	6	150	550

数据来源：中国氢能联盟

第 4 章 氢能产业全景图

4.1 氢能产业概览

氢能产业链主要包括氢气制备、氢储运和加注、氢能应用等。我国氢源资源丰富多样，包括化石燃料制氢、可再生能源制氢及工业副产气制氢等；水电解制氢及变压吸附提纯氢等制氢技术与装备发展成熟。氢安全技术发展紧跟国际先进水平，高压氢气瓶和储罐技术已取得重大突破；氢能加注基础设施发展滞后于美国、日本及德国等发达国家，但近几年来呈现快速递增趋势。氢能传统应用主要在化工产业方面，新能源方面的用途可以替代传统能源的各个方面。近年来，随着以燃料电池车为代表的燃料电池技术的发展应用，氢能在下游应用逐渐丰富起来，产业链也大幅扩张，成为氢能源产业链的最重要一环。

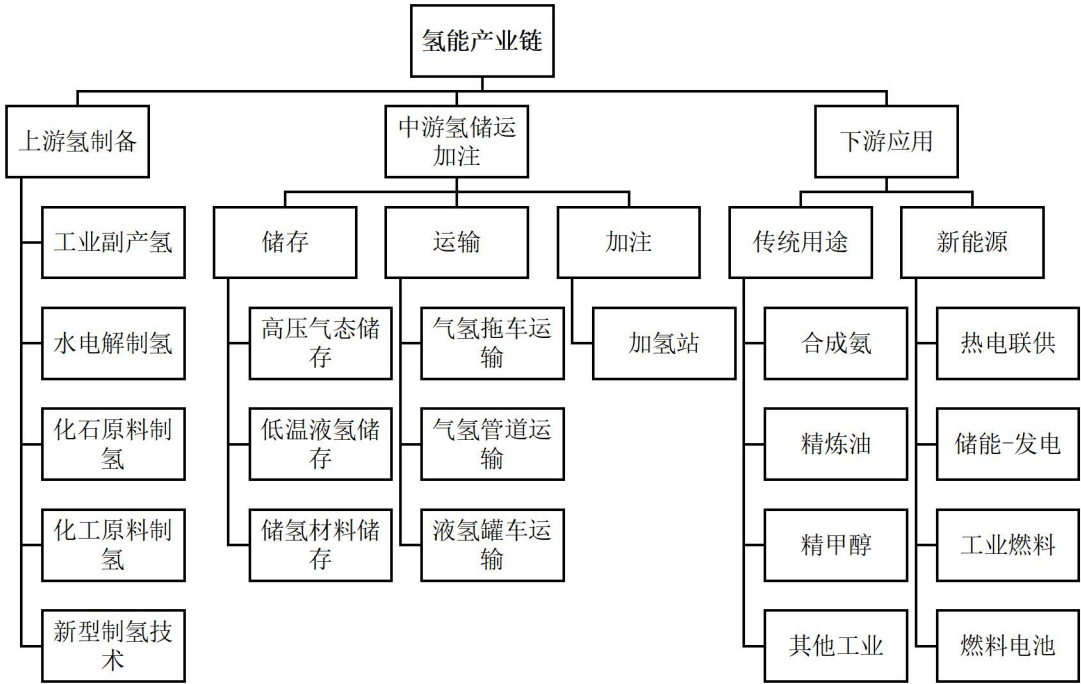


图 7 氢能产业链概览

工业和信息化部已经启动《新能源汽车产业发展规划（2021-2035 年）》编制工作，将以新能源汽车高质量发展为主线，探索新能源汽车与能源、交通、信息通信等深度融合发展的新模式，研究产业化重点向燃料电池车拓展。经过多年发展和科技攻关，中国已掌握了部分氢能基础设施与一批燃料电池相关核心技术，具备一定的产业装备及燃料电池整车的生产能力。中国燃料电池车经过多年研发积累，已形成自主特色的电-电混合技术路线，并经历规模示范运行。截至 2018 年底，累计入选工信部公告《新能源汽车推广应用推荐车型目录》的燃料电池车型共计 77 款（剔除重复车型），并在上海、广东、江苏、河北、河南等地实现

小规模全产业链示范运营，为氢能大规模商业化运营奠定了良好的基础。

4.2 氢制备

氢气制备是将存在于天然化合物或合成化合物中的氢元素，通过化学变化转化为氢气的方法。根据氢气的原料不同，氢气的制备方法可以分为非再生制氢和可再生制氢，前者的原料是化石燃料，后者的原料是水或可再生物质。

工业制氢技术主要有以煤、天然气、石油等为原料的催化重整制氢，氯碱、钢铁、焦化等工业副产物制氢，生物质气化或垃圾填埋气生物制氢，采用网电或未来直接利用可再生能源电力电解水制氢；处于实验室阶段但潜力大的有光催化分解水、高温热化学裂解水和微生物催化等先进制氢技术。煤炭和天然气是我国人工制氢的主要原料，占比分别为 62% 和 19%，电解水占比 4%，可再生能源电解水制氢占比不足 1%，未来发展潜力大。

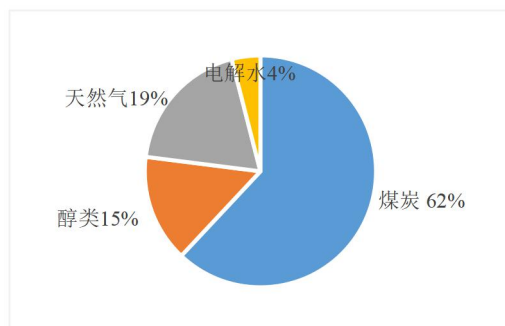


图 8 制氢路线占比

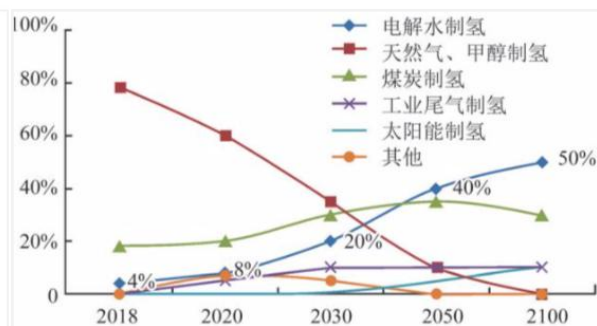


图 9 2018-2100 年制氢方式占比预测

制备氢气的方法目前较为成熟，从多种能源来源中都可以制备氢气，每种技术的成本及环保属性都不相同。主要分为五种技术路线：工业尾气副产氢、电解水制氢、化工原料制氢、石化资源制氢和新型制氢方法等。

4.2.1 工业副产氢

我国化工工业具有强大和广泛的制氢基础，在中国氢能经济发展的初期阶段，中国工业制氢基础有能力提供充足且廉价氢气资源。工业副产氢主要包括丙烷脱氢、乙烷裂解、氯碱化工和焦炉煤气等，它与化石能源制氢一起占到当前我国氢气来源的 96%。

4.2.1.1 氯碱工业

氯碱工业是通过电解饱和 NaCl 溶液来制取 NaOH 、 Cl_2 和 H_2 ，并以此为原料合成盐酸、聚氯乙烯等化工产品。目前国内很多氯碱企业主要关注氯和碱产品，往往忽略副产氢气的价值，氢气利用很不充分，甚至有大量氢气被白白放空（氢气直接燃烧，产生热能，需要的投

资较大)。

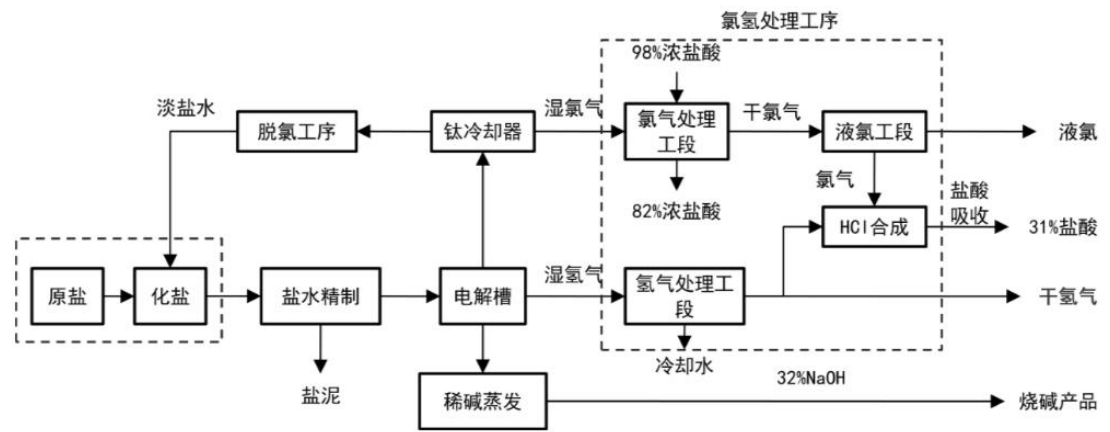


图 10 离子膜烧碱装置副产氢气的工艺流程

离子膜烧碱装置每生产 1 吨烧碱可副产 280Nm³（0.025 吨）氢气，理论上烧碱行业副产氢气量约为 85.3 万吨，尽管大型氯碱装置多数配套盐酸和聚氯乙烯装置，以平衡氯气并回收利用副产氢气，但是仅有 60%左右得到回收以生产盐酸、氯乙烯单体和双氧水等，其余氢气除少量经氢压站压缩后用钢瓶外送之外，大部分氢气都被用作锅炉燃料或者直接放空。理论上全国氯碱行业可以提供 25.6 万吨副产氢气用来满足燃料电池需求。代表企业有嘉化能源、鸿达兴业、滨化股份等。

4.2.1.2 烷烃裂解副产氢

烷烃裂解副产氢主要包括丙烷脱氢（PDH）副产氢和乙烷制乙烯副产氢，丙烷脱氢是以丙烷为原料来制造丙烯和氢气的一种工艺方式，生成产品丙烯的同时，副产同等摩尔量的氢气，混合在乙烷、乙烯、一氧化碳、甲烷等的混合尾气中，采用变压吸附 PSA（Pressure Swing Adsorption, PSA）的分离手段，可获得大量的高纯度氢气。

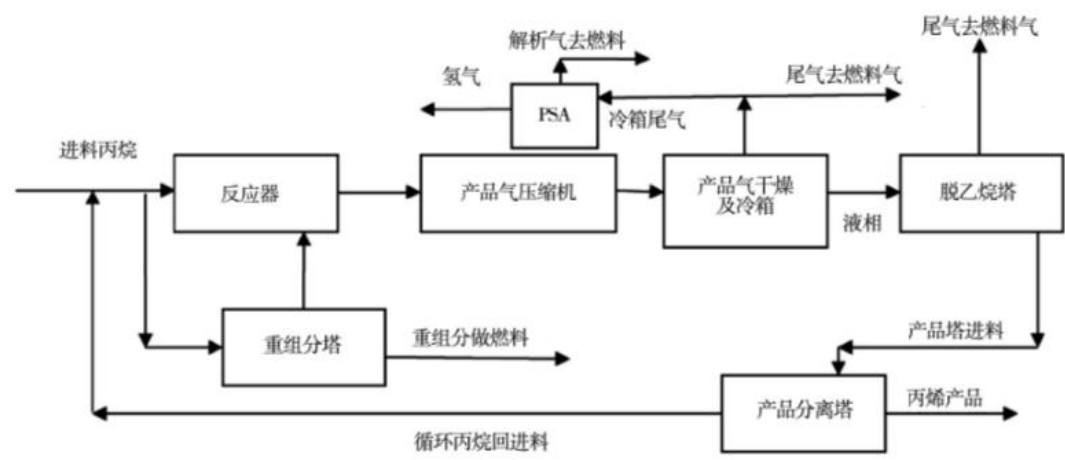


图 11 PDH 流程示意图

目前国内已投产装置合计产能约 558.5 万吨，而考虑在建和前期准备中的产能，未来国

内将合计拥有 915 万吨 PDH 产能，按照可副产并外售 30.5 万吨氢气的量，可以满足约 213 万辆燃料电池车用氢量；此外国内目前在建和规划中的约 1460 万吨乙烷裂解和轻烃裂解产能，按照副产可外售 93.4 万吨的氢气外售量，可满足约 653 万辆燃料电池车用氢需求。

中国 PDH 副产氢几乎可以覆盖整个华东区域，将为中国氢能产业现阶段的规模化发展提供有力支撑。代表企业卫星石化、东华能源、万华化学等。

4.2.1.3 焦炉气制氢

焦炉气是焦炭生产过程中的副产品，通常生产 1 吨焦炭可副产 420Nm³ 焦炉气。一焦炉煤气组成中含氢气 55-60%（体积）、甲烷 23-27%、一氧化碳 6-8%等，将其中的萘、硫等杂质去除之后，使用变压吸附装置可以将焦炉煤气中的氢气提纯。以年产 100 万吨的焦炭企业为例，可副产焦炉气 4.2 亿 Nm³，按 2.5 Nm³ 焦炉气提 1.0 Nm³ 氢气计，可制取 1.68 亿 Nm³（1.512 万吨）氢气。

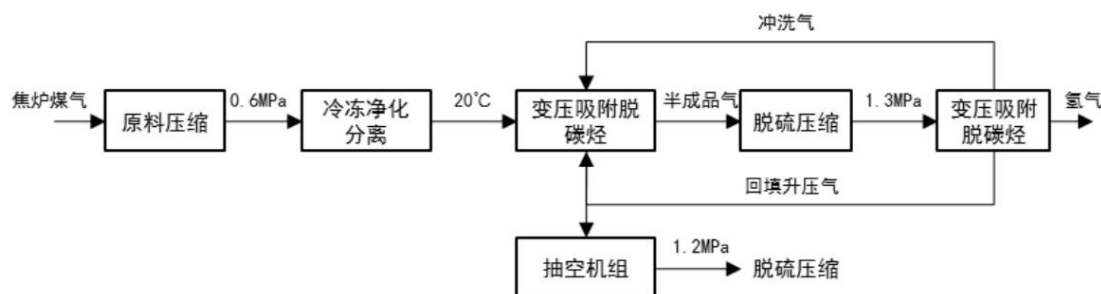


图 12 焦炉气制氢工艺流程

我国是焦炭生产大国，2018 年焦炭产量 4.38 亿吨，同比增长 1.6%。炼焦工业的副产品焦炉气中氢气含量约占 57%，是最主要的组成成分。按照每生产 1 吨焦炭可副产 425.6 立方米焦炉气，1 立方米焦炉气通过 PSA 技术可以产生 0.44 立方米氢气计算，2018 年我国炼焦工业副产氢气约 733 万吨。

4.2.2 电解水制氢

电解水制氢原理是在由电极、电解质与隔膜组成的电解槽中，在电解质水溶液中通入电流，水电解后，在阴极产生氢气，在阳极产生氧气。根据隔膜不同，可分为碱水电解、质子交换膜水电解、固体氧化物水电解。碱性电解槽是目前最成熟的技术，投资成本明显低于其他电解槽类型；PEM（Proton Exchange Membrane）、SOE（Solid Oxide Electrolyzer）电解在技术先进性上优于碱水电解，但目前 PEM 成本较高、SOE 尚处于研发阶段，但 PEM 电解槽在未来成本降低的潜力较大。

4.2.2.1 碱性电催化制氢

目前业内对碱性电解水研究已经较为透彻，工业上也有一定的应用。碱性条件下，一般采用 20%-30% 的 KOH 或 NaOH 水溶液，商用电解层工作温度为 60-80℃，电解电压为 1.8-2.1V，析氢阴极必须在高温、高碱浓度、高电流密度等条件下长期并间歇性工作，工业生产更多出于稳定性方面的考虑，仍以 Ni 合金为阴极，单位氢气的能耗约为 4.5-5.5kWh/m³，阳极主要为 Ni/Co/Fe 氧化物，石棉为隔层。

电解系统除电解槽外，还包括电源设备、纯水设备、电解质溶液调整设备、气液分离器、生成气中碱雾和水分等的去除设备、运输设备等。

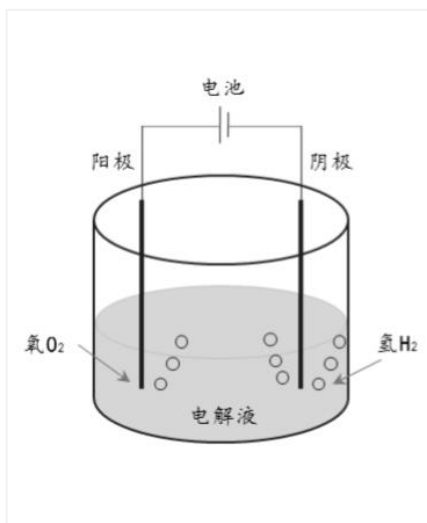


图 13 碱性条件电解水装置

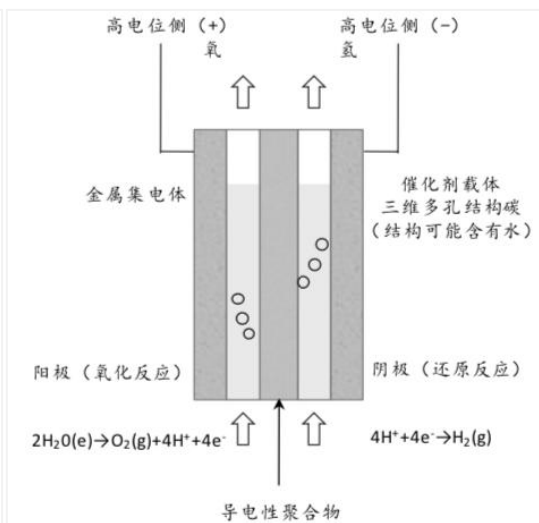


图 14 质子交换膜条件电解水装置

4.2.2.2 质子交换膜条件电催化制氢

质子交换膜条件是以 PEM 作为隔膜，目的在于提高电解效率、提高电解电流密度，从电解质膜的导电性和耐久性出发，通常采用杜邦 Nafion 膜等；阴极采用 Pt/C 为基本配置，阳极采用 IrO₂（氧化铱）或 RuO₂（氧化钌）。目前，氧析出常用的商用催化剂是 IrO₂，铱金属市价为 380-390 元/克，价格较高，而 RuO₂ 虽然价格较便宜，但性能一般，掣肘设备的商业应用。

质子交换膜条件电解水方法由于有贵金属应用于电极中，使固定资产投资较高，通过新材料技术降低成本是未来重要的方向。

我国已发展成为名副其实的水电解制氢产品生产大国，产品数量及规格种类在国际上均位居前列，拥有中船 718 所、天津大陆制氢及苏州竞立等多家企业。产品除满足国内生产需求外，还大量出口到世界各地。

4.2.3 化石原料制氢

化石原料制氢是我国现阶段氢气的主要来源，化石原料目前主要指天然气、石油和煤，

其他还有页岩气和可燃冰等。天然气、页岩气和可燃冰的主要成分是甲烷。甲烷水蒸气重整制氢是目前采用最多的制氢技术。煤气化制氢是以煤在蒸汽条件下气化产生含氢和一氧化碳的合成气，合成气经变换和分离制得氢。由于石油量少，现在很少用石油重整制氢。

4.2.3.1 天然气重整制氢

目前工业用氢中大部分是通过化石燃料的二次处理得到的，可通过蒸汽重整、氧化重整和自热重整等处理烃类或醇类，其中蒸汽重整应用最为广泛。重整产品中除氢气外还包括 CO、CO₂ 等杂质气体，必须通过净化工艺除去杂质气体，才能不影响燃料电池的正常使用。

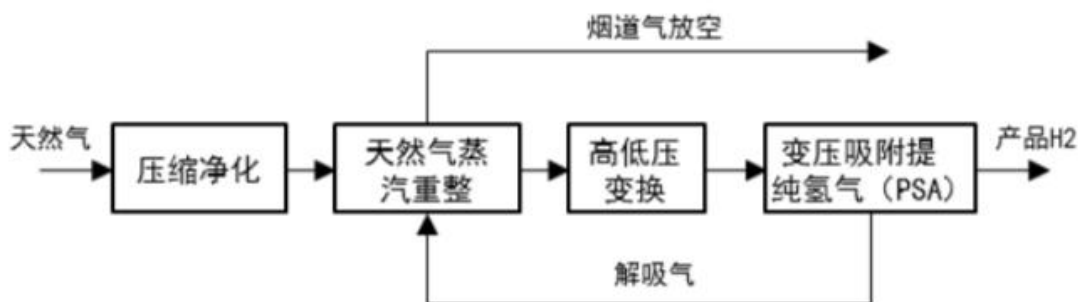


图 15 天然气制氢流程

天然气制氢过程：在一定的压力和高温及催化剂作用下，天然气中烷烃和水蒸汽发生化学反应。转化气经过沸锅换热、进入变换炉使 CO 变换成 H₂ 和 CO₂。再经过换热、冷凝、汽水分离,通过程序控制将气体依序通过装有 3 种特定吸附剂的吸附塔，由变压吸附（PSA）升压吸附 N₂、CO、CH₄、CO₂，提取产品氢气。

由于我国缺少天然气资源，天然气重整制氢目前大规模应用于合成氨、甲醇等化工原料气、炼化产品生产过程中的加氢，在工业应用广泛催生了一批提供天然气重整制氢设备和提供相关工程服务的公司，如昊华科技、蓝博科技等。

4.2.3.2 煤制氢

国内基于富煤缺油少气的资源结构，煤制氢成为目前制取工业氢的主流路线，煤制氢包括以下几个单元：煤气化、一氧化碳耐硫变换、酸性气体脱除、硫回收、变压吸附提氢（PSA）等。煤制氢以煤和氧气为主要原料，通过气化反应制取粗合成气，通过变换工艺把粗合成气中的 CO 转化为 H₂，变换气再经酸性气体脱除工艺脱除 CO₂、H₂S 和 COS 等，净化气送至 PSA 进行提纯，生产出氢气产品，而 H₂S 和 COS 进硫回收装置制硫磺或硫酸。

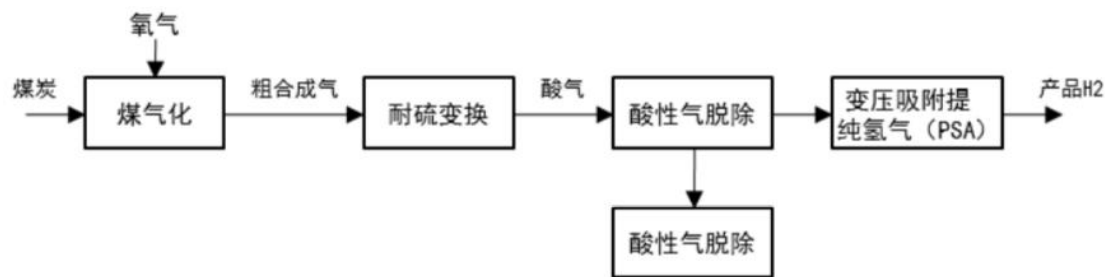


图 16 煤制氢工艺流程

已建的大型炼厂煤制氢装置中，除个别装置采用干煤粉气流床气化技术外，多采用水煤浆气流床气化技术，水煤浆气化的优势在于：（1）原料适应性好，水煤浆气化可以气化烟煤、次烟煤和部分石油焦；（2）制氢压力高，与后续系统需求压力匹配性好；（3）产品匹配性好，气化合成气中氢气含量高；（4）单台炉投资低，设置备炉可确保气化连续供氢。

目前，国内大部分的煤制氢项目为石化行业炼化配套。例如中海油惠炼二期 2200 万吨/炼油改建工程配套 278000Nm³/h 煤制氢装置，恒力石化 2000 万吨/年炼化一体化项目配套 500000Nm³/h 煤制氢装置，浙江石油化工 4000 万吨/年炼化一体化项目配套 494200Nm³/h 煤制氢装置，等等。代表企业有国家能源集团、中国石化、华昌化工等

4.2.4 化工原料制氢

化工原料制氢是利用化合物高温热分解制氢，甲醇裂解制氢、氨分解制氢等都属于含氢化合物高温热分解制氢含氢化合物由一次能源制得。

4.2.4.1 甲醇裂解制氢

甲醇重整制氢工艺使用甲醇和脱盐水为原料，在 220-280℃ 下催化发生重整反应，甲醇的单程转化率可达 99%以上，氢气的选择性高于 99.5%，转化气中除了氢和二氧化碳以外仅有微量甲烷和一氧化碳，通过变压吸附后可获得纯度为 99.999%的氢气，一氧化碳的含量低于 5ppm。

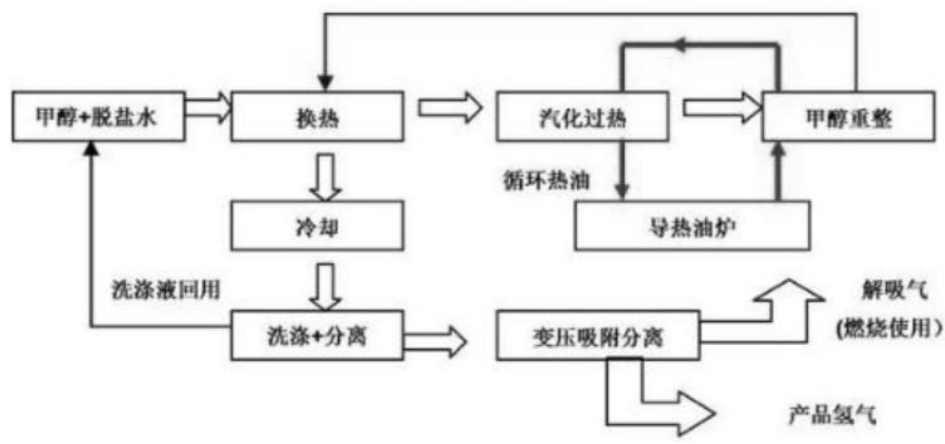


图 17 甲醇重整联合 PSA 制氢流程

上述装置已经广泛使用于航空航天、精细化工、制药、小型石化、特种玻璃、特种钢铁等行业。利用甲醇水蒸汽重整制氢规模一般在 20Nm³/h-3000Nm³/h 之间，属中小规模的氢气需求。由于甲醇具有易于运输、易于获得等特点，甲醇制氢技术备受关注。目前甲醇裂解制氢技术成熟，在石油化工能源上应用广泛，培育了一批提供甲醇重整制氢设备和提供相关工程服务的公司，如华西科技、蓝博科技等。

4.2.4.2 液氨制氢

液氨制氢是指液氨经预热器蒸发成气氨，然后在一定温度下，利用催化剂将氨气分解为含氢 75%和含氮 25%的混合气，再利用 PSA 吸附提纯。氨分解制氢产生的气体不含 S、C，且液氨储存安全、极易压缩，因此氨作为氢的载体具有较大应用前景。

国内氨制氢广泛用于炼油、电子、热处理、粉末冶金、玻璃等各行业。氨制氢适用于 300 Nm³/h 以下的小规模场景，可用于站内制氢，以 300m³/h 规模的制氢装置为例，投资额仅需 100 万元，按液氨 1800 元/吨，电价 0.5 元/kWh 测算液氨制氢成本约 20 元/kg，如未来有进一步的技术突破，液氨制氢的技术可以拓展到直接用于车载供氢。未来推广的难点主要在于液氨制氢的催化剂为稀有金属钌（Ru）。

4.2.5 新型制氢技术

新型制氢方法，包括生物质制氢、光化学制氢等技术。

4.2.5.1 生物质制氢

一是微生物法，指生物质通过气化和微生物催化脱氢方法制氢，在生理代谢过程中产生分子氢过程的统称。

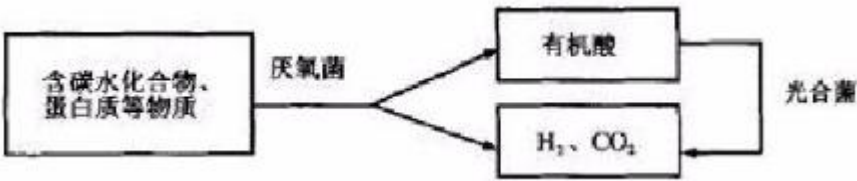


图 18 微生物制氢原理

二是热化学转化法，指在水系统中，不同温度下，经历一系列化学反应，将水分解成氢气和氧气，不消耗制氢过程添加的元素或化合物，可与高温核反应堆或太阳能提供的温度水平匹配。

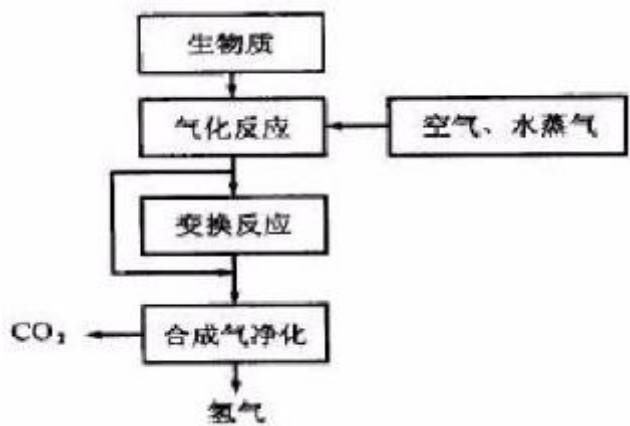


图 19 热化学转化法流程

4.2.5.2 光化学制氢

光化学制氢是将太阳辐射能转化为氢的化学自由能，通称太阳能制氢。这种制氢方法面临的技术仍然面临很多问题。制氢效率低（不到 4%）是最主要的问题，所以它离实际应用还有相当长的距离。

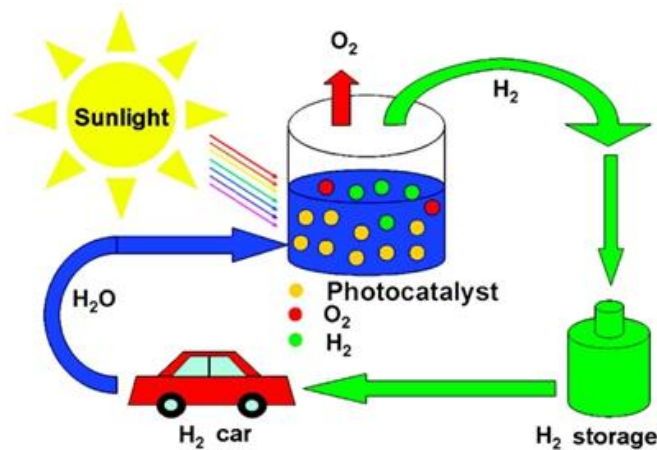


图 20 光化学制氢图解

从可持续发展的角度来看，制氢过程中的环境友好程度决定了氢气是否可作为清洁能源。煤气化制氢和天然气重整制氢尽管成本较低，且对于石油售价已经存在利润空间，但二者的二氧化碳排放量分别高达 193kg/GJ 和 69 kg/GJ，不能从根本上解决能源与环境的矛盾问题。煤制氢中的二氧化碳捕捉技术（CCS）的应用可以减少 80%-90%的二氧化碳排放量，对产煤大国的我们是可行性的机会。

4.3 氢储运加注

氢的规模制备技术已较为成熟，氢能产业的大规模应用的难点还在于氢气的储运和加注环节。

4.3.1 氢气储存

4.3.1.1 高压气态储氢

当前高压气态储氢技术比较成熟，是目前最常用的储氢技术。该技术是采用高压将氢气压缩到一个耐高压的容器里。储氢罐主要由压力部件金属套筒、聚合物或金属衬板、碳纤维增强层、防冲击外罩和底座组成，可有效增强气罐的抗冲击能力，提高安全性，同时灌装氢气方便。

国际主流技术以铝合金/塑料作为氢瓶内胆用于保温，外层则用 3 公分左右厚度的碳纤维进行包覆，提升氢瓶的结构强度并尽可能减轻整体质量。氢瓶阀门处利用细长的管道将几组氢瓶进行串联，并加装温度传感器等监控设备。安全性方面，当温度传感器感应到外界温度远高于正常温度时（一般超过 100℃时），会自动打开阀门快速释放瓶内所有气体。



图 21 储氢罐解剖示意图

目前应用的高压储氢气瓶主要有四类：全金属气瓶（I 型）、金属内胆纤维环向缠绕气瓶（II 型）、金属内胆纤维全缠绕气瓶（III 型）、非金属内胆纤维全缠绕气瓶（IV 型）。高压储氢瓶关键技术集中在内衬层、缠绕层和过渡层。

表 11 储氢罐的材料和类型

类型	材质
I 型储氢罐	金属（钢或铝）气瓶
II 型储氢罐	金属（钢或铝）内胆环向缠绕气瓶
III 型储氢罐	金属（钢或铝）内胆全缠绕气瓶
IV 型储氢罐	塑料内胆全缠绕气瓶

资料来源：《车用压缩天然气瓶》

根据应用方式的不同，高压气态储氢分为车用高压气态储氢和固定式高压气态储氢。

车用高压气态储氢主要应用于车载系统，大多使用金属内胆碳纤维全缠绕气瓶（III 型）和塑料内胆碳纤维全缠绕气瓶（IV 型），当前国内车载系统中主要以 III 型瓶为主，成熟的车载储氢技术为 35MPa 压力标准，70MPa 的 III 型储氢罐使用标准在 2017《车用压缩氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶》已经颁布，配套的 70MPa 加氢设备和系统在研发和小范围应用阶段。欧美日加氢站普遍采用与汽车配套的 70MPa 压力标准，并实现设备量产。国内目前生产车载高压储氢罐的企业有科泰克、天海工业、中材科技、斯林达安科等，具备高压储氢系统生产能力的企业有舜华新能源、伯肯节能、国富氢能、科泰克等。

固定式高压气态储氢主要应用在固定场所，如制氢厂、加氢站以及其他需要储存高压氢气的地方。目前主要使用大直径储氢长管和钢带错绕式储氢罐来储氢。石家庄安瑞科于 2002 年在国内率先研制成功 20/25MPa 大容积储氢长管，并应用于大规模氢气运输。钢带错绕式储氢罐目前有 45MPa 和 98MPa 两种型号，如浙大与巨化股份制造生产的两台国内最高压力等级 98MPa 立式高压储罐，应用在江苏常熟丰田加氢站中。国内生产固定式高压储氢罐的企业有石家庄安瑞科、鲁西化工、开原维科、巨化股份等。

虽然高压气态储氢技术比较成熟、应用普遍，但是体积比容量小，未达到美国能源部（DOE）制定的发展目标，是该技术一个致命的弱点。除此之外，高压气态储氢存有泄漏、爆炸的安全隐患，因此安全性能有待提升。未来，高压气态储氢还需向轻量化、高压化、低成本、质量稳定的方向发展。

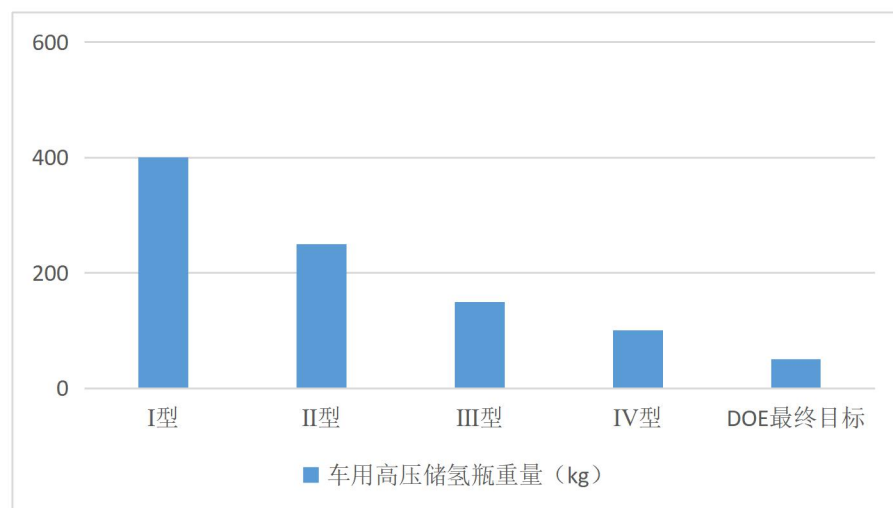


图 22 不同车用高压储氢罐类型的重量（按照储氢 5kg 对比）

4.3.1.2 低温液态储氢

低温液态储氢技术是将氢气压缩后冷却到-253℃以下，使之液化并存放在绝热真空储存器中。与高压气态储氢相比，低温液态储氢的质量和体积的储氢密度都有大幅度提高，通常

低温液态储氢密度可以达到 5.7%。仅从质量和体积储氢密度分析，运输能力是高压气态氢气运输的十倍以上。

低温液态储氢技术应用还存在一些难题有待解决。首先是液化耗电量大，把气态的氢变成液态的氢较难，液化 1 千克氢气就要消耗 10-13 千瓦时的电量。其次，为了能够稳定的储存液态氢，需要耐超低温和保持超低温的特殊容器，该容器需要抗冻、抗压，且必须严格绝热。因此，这种容器除了制造难度大，成本高昂之外，还存在易挥发、运行过程中安全隐患多等问题。

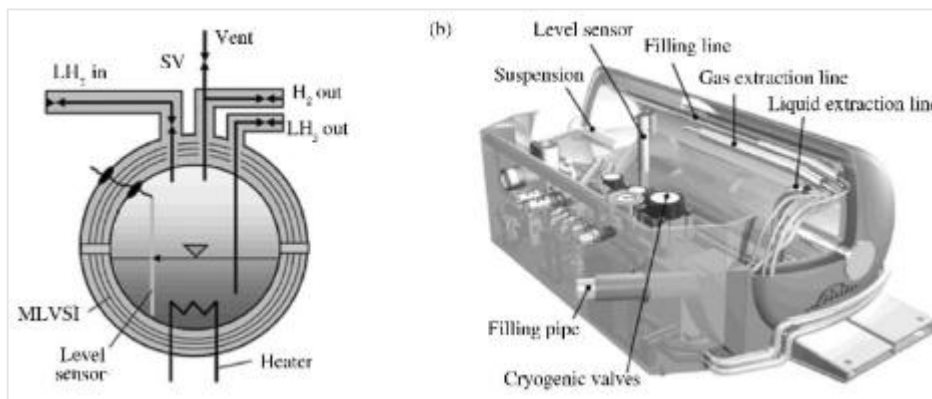


图 23 液氢储罐和储存系统结构图示

液氢储运是当前的研发重点，日、美、德等国已将液氢的运输成本降低到高压氢气的八分之一左右。日本企业为了支撑液氢供应链体系的发展，解决液氢储运方面的关键性技术难题，投入了大量研发，推出的产品大多已经进入实际检验阶段，如日本企业开发的大型液氢储罐，通过真空排气设计保证了储运罐高强度的同时实现了高阻热性。

目前，低温液态储氢已应用于车载系统中，在全球的加氢站中有较大范围的应用。但是在车载系统中的应用不成熟，存有安全隐患。液氢加氢站在日本、美国及法国市场比较多，目前全球大约有三分之一以上的加氢站是液氢加氢站。虽然如此，但我国的液氢工厂仅为航天火箭发射服务，受法规所限，还无法应用于民用领域。并且，受限于技术没有成熟，国内的应用成本很高。航天 101 所在液氢的制备、储运、应用上都有成熟的经验，国富氢能和中科富海也在尝试推广低温液氢技术在民用领域的应用。相关部门正在研究制定液氢民用标准，车用液氢技术研究正在进行中，未来液氢将应用在一些长途、重型商用车，以及加氢站中。

4.3.1.3 储氢材料储氢

储氢材料主要可分为物理吸附类材料、金属合金氢化物材料、络合化学氢化合物材料、液态有机储氢材料等。碳质材料等物理吸附材料只能在较低温度下有足够的储氢密度，常温

常压下其吸氢量远远低于商用储氢指标，并且制备碳纳米材料技术尚不成熟；络合化学氢化物储氢密度较高，但材料的加氢/脱氢的可逆性、加氢/脱氢过程的副反应等都是亟待解决的重要问题。所以目前在众多储氢材料中最有望突出重围的是金属合金氢化物材料和液态有机储氢材料。

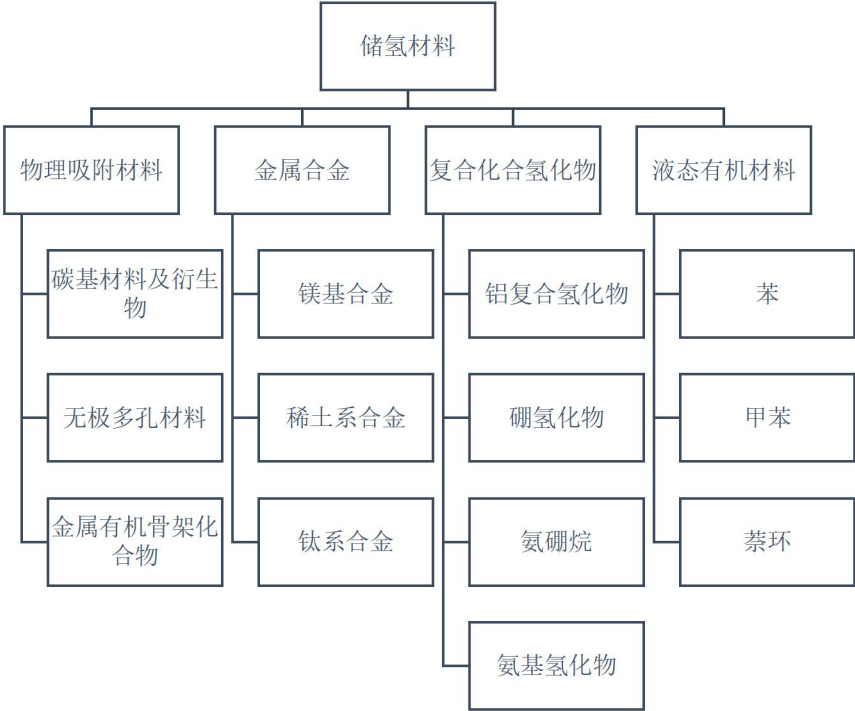


图 24 储氢材料的分类

1) 金属合金储氢材料

金属氢化物储氢是利用过渡金属或合金与氢反应，以金属氢化物形式吸附氢，然后加热氢化物释放氢。当金属单质作为储氢材料时，能获得较高的质量储氢密度，但释放氢气的温度高，一般超过 300℃。稀土类化合物（LaNi₅）、钛系化合物（TiFe）、镁系化合物（Mg₂Ni）以及钒、铌、钨等金属合金等都是合适的金属储氢材料，能有效克服高压气态和低温液态两种储氢方式的不足，且储氢体积密度大、安全性高、成本低等。

表 12 常用的金属合金储氢材料及特点

类别	代表合金	优点	缺点	储氢密度
A ₂ B	Mg ₂ Ni	储氢量高	条件苛刻	3.6%
AB	FeTi	价格低	寿命短	1.86%
AB ₅	LaNi ₅	压力低，反应快	价格高，储氢密度低	1.38%
AB ₂	Zr 基、Ti 基	适应性强	易腐蚀，成本高	1.45%
AB _{3-3.5}	LaNi ₃ 、Nd ₂ Ni ₇	易活化，储氢量大	稳定性差，寿命短	1.47%

资料来源：化学文献

目前金属氢化物储氢在车上的应用，与 2017 年 DOE 制定的储氢密度标准相比，差距还比较大。以车载氢燃料箱应用为主要目的的金属氢化物技术对储氢合金性能有如下要求：

（1）高储氢容量；（2）合适且平坦的压力平台，能在环境温度下进行操作；（3）易于活化；（4）吸放氢速度快；（5）良好的抗气体杂质中毒特性和长期使用的稳定性。车载储氢技术不仅与储氢金属材料有关，还与储罐的结构有关，需要解决储罐的体积膨胀、传热、气体流动等问题。

而金属储氢材料由于其储氢体积密度大、安全性高的突出优势，现阶段更快落地的应用场景在备用电源、无人机等。对比锂电作为备用电源安全性问题和存储期间的电量衰减问题，氢燃料电池是备用电源很好的选择；无人机用的金属储氢材料可以有效减轻供氢系统的自重，高储氢密度材料又可以延长无人机的飞行时长，便于工业上大型检修工作的开展。

目前崭露头角的金属储氢燃料电池企业代表有镁源动力、佳华利道等。镁源动力在国内率先实现了镁基储氢材料的产业化，推动镁基储氢材料在储运氢系统和固定式电源、专业级无人机等的应用，并与加氢站建站企业合作进行镁基固态储氢车的研发。佳华利道与飞驰客车合作，成功研制出全国首台低压储氢燃料电池公交车，该公交车的车载储氢设备采用固态合金储氢技术，且其参与的全球首座低压加氢站于 2019 年 7 月在辽宁葫芦岛投入运营。传统的稀土类储氢材料企业有北京浩运金能和厦门钨业等，这两家也是国内少数进入了混合动力汽车（HEV）电池供应链的储氢材料生产企业。

2）有机液态储氢材料

有机液体具有高质量储氢密度和高体积储氢密度，现常用材料（如环己烷、甲基环己烷、乙基咔唑、反式-十氢化萘等）均可达到规定标准，环己烷和甲基环己烷等在常温常压下呈液态，与汽油类似，可用现有管道设备进行储存和运输，并且可以长距离运输，安全方便，并且能够跟现有加油站等基础设施完美匹配，只需要对现有加油站进行少量改造，就可以快速改造成一个加氢站，炼油厂就可以变成做氢油的工厂。此技术可以有效降低成本，能耗较低，并且运输十分安全方便。催化加氢和脱氢反应可逆，储氢介质可循环使用，可长期储存，一定程度上能解决能源短缺问题。

表 13 常用的有机液体储氢材料及其性能

材料	熔点/℃	沸点/℃	储氢密度
环己烷	6.5	80.7	7.19%
甲基环己烷	-126.6	101	6.18%
咔唑	244.8	355	6.7%
乙基咔唑	68	290	5.8%

反式-十氢化萘	-30.4	185	7.29%
---------	-------	-----	-------

资料来源：化学文献

但有机液体储氢在实际应用时存在很多不足：技术操作条件较为苛刻，要求催化加氢和脱氢的装置配置较高，导致费用较高；脱氢反应需在低压高温非均相条件下，否则脱氢反应效率较低，且容易发生副反应，使得释放的氢气不纯。并且由于冷启动和补充脱氢反应能量需要燃烧少量有机化合物，因此该技术很难实现“零排放”目标。

有机液体储氢技术的发展在国外如日本，由政府主导，8个部门一起协作，诸多知名公司如日本岩谷、丰田等都在积极参与，目前在储氢载体的选择上进展缓慢。而在中国已有所成就，代表是以普林斯顿大学归国博士程寒松教授为技术核心的武汉氢阳，选用的有机液态储氢材料为乙基咔唑。2017年，中国扬子江汽车与氢阳能源联合开发了一款城市客车，利用有机液体储氢技术，加注30L的氢油燃料，可行驶200km。2019年3月1日，湖北宜都氢阳新材料有限公司储氢材料项目一期工程正式投产，生产出第一批常温常压下液体储氢材料。宜都系氢阳能源储氢材料的生产基地，一期工程的建成投产标志着有机液态储氢技术产业化迈出了实质性一步，为该技术的规模化推广奠定了基础。

表 14 不同储氢技术比较

储氢技术分类	理论储氢量	优点	缺点
高压气态储氢	1-2 wt. %	成本较低，充放气速度快，常温下可以进行	储氢量低，需要高压容器，耗能高，运输成本高，安全性差
低温液态储氢	>10 wt. %	体积能量密度大，液态纯度高	液化能耗高，储存及保养要求苛刻
金属合金储氢	1-8 wt. %	储氢量大，安全性高，稳定性好，操作性好	储氢性能差，易于粉化，运输不方便
有机液态储氢	5-10 wt. %	储氢量大，运输安全方便，可以循环使用，能耗低	催化加氢和脱氢装置费用高，技术操作复杂，脱氢效率较低

4.3.2 氢气运输

运氢的方式主要有三种：气氢拖车运输（tube trailer）、气氢管道运输（pipeline）和液氢罐车运输（liquid truck）。氢能供应链中运氢环节主要包括制氢厂的运输准备环节（氢气压缩/液化、存储及加注）和车辆/管道运输过程所涉及的设备。根据运输中氢气所处状态，氢气运输分为气态氢气运输、液态氢气运输、有机液体氢气运输和固态氢气运输。

4.3.2.1 气态氢气运输

气态氢气的运输通常是将氢气经加压至一定压力后，然后利用集装格、长管拖车和管道等工具输送。集装格由多个水容积为40 L的高压氢气钢瓶组成，充装压力通常为15 MPa。集装格运输灵活，对于需求量较小的用户，这是非常理想的运输方式。长管拖车由车头和拖

车组成，管束作为储氢容器，目前常用的管束一般由 9 个直径约为 0.5 m，长约 10 m 的钢瓶组成，其设计的工作压力为 20 MPa，约可储存氢气 3500 标准 m³。长管拖车技术成熟，规范完善，因此国外较多加氢站采用长管拖车运输氢气。

气态氢气运输方面，国内主要为长管拖车运输，按照中华人民共和国交通运输行业标准《JT/T 617.1-2018 危险货物道路运输规则》。长管拖车运输使用长管拖车，运输储存压力为 20MPa。因成本因素限制，该方式适用于短距离氢气运输，经济运输半径为 200km 左右。

长管拖车运输设备产业在国内已经成熟，石家庄安瑞科、浙江蓝能、双瑞特装、鲁西化工等公司都生产长管拖车。长管拖车在制氢厂一般通过压缩机充装，平均每辆加注时间约 8 小时，而河北海珀尔采用的高压储罐平衡充装大大缩短了车辆加注时间，仅 1.5 小时便可快速安全完成加注。此外针对小规模用氢客户，可采用 15MPa 压力的氢气钢瓶和氢气集装格运输。

4.3.2.2 气氢管道运输

低压管道运输适用于大规模点对点运输。由于氢气与某些金属存在氢脆现象，管道材料有特殊要求，因此投入成本高、造价贵。

目前，国外低压气氢管道运输处于小规模发展阶段。除纯氢管道运输外，还可以在天然气管网中掺混氢气（氢气含量≤20%），运输结束后对混合气体进行氢气提纯，具有良好的经济性与安全性。

管道输送方式以高压气态或液态氢的管道输送为主。管道“掺氢”和“氢油同运”技术是实现长距离、大规模输氢的重要环节。全球管道输氢起步已有 80 余年，美国、欧洲已分别建成 2400km、1500km 的输氢管道。在我国，大规模的低压管道运输还没有形成。2016 年，中石化管道局在河南省济源市工业园区-洛阳市吉利区建成了氢气管道，该氢气管道材质为 245NS 无缝钢管，管径 508mm，设计压力 4MPa，年输氢量 10.04 万吨，全长 25 公里，是我国目前管径最大、压力最高、输量最高的氢气管道。

氢气管道的造价约为天然气管道造价的 2 倍以上，且氢气密度远小于天然气，导致氢气的输送成本也比天然气高。若能对现有天然气管道进行改造，输送纯氢对未来氢能的发展也有帮助。不过此法适合点对点、规模大的氢气运输，现阶段加氢站对氢气的需求暂时达不到这等规模。

4.3.2.3 液氢罐车运输

液氢罐车运输使用槽罐车。液氢的单车运氢能力是气氢的 10 倍以上，运输效率提高，综合成本降低。但是该运输方式增加了氢气液化深冷过程，对设备、工艺、能源的要求更高；

还有一项技术难点是氢液化的能耗较大，工程中实际耗费的能量占到了总氢能的 30%。

液氢储存罐是液化氢储存的关键。要求液化氢储罐具有良好的绝热性和高真空度。液化相同的氢气比氢气压缩的耗电量高 11 倍甚至更多，所以前期投入成本较高。根据国金证券研究所测算，液化过程的设备投资和电耗成本占运氢成本的 70%-80%。但液氢罐车运输的成本会随着规模的增大而大幅降低，但随运输距离变长而成本升高的幅度不大。综合来看，液氢罐车运输的成本可以有效降低。

液氢罐车运输在国外应用较为广泛，国内目前仅用于航天及军事领域，但相关企业已着手研发相应的液氢储罐、液氢槽车，如中集圣达因、国富氢能等公司已开发出国产液氢储运产品。相关部门正在研究制订液氢民用标准，未来液氢运输将成为我国氢能发展的大动脉。

表 15 三种运氢方式的规模与成本和能耗比较

运氢方式		气氢拖车运输	气氢管道运输	液氢罐车运输
成本	规模	成本受规模影响不大	规模大，成本低	规模大，成本大幅降低
	距离	距离近，成本低	距离近，成本低	距离远，成本小幅升高
能耗	规模	三种方式的单位能耗与运氢规模基本无关		
	距离	距离远，成本增长高	能耗最低	影响幅度最小

总体而言，气态及液态氢气运输为目前国际上的主要运输方式。我国主要采用气氢拖车运输，适用于小规模短距离运输；液氢罐车运输适用于长距离运输，多用于航天及军事领域。随着氢能产业不断发展，氢气运输技术的进一步提高，气氢管道运输、液氢罐车运输等效率高、低成本的运氢方式将会成为氢能产业运输发展的方向。

4.3.3 加氢站

基础设施加氢站是利用氢能和促进氢能发展的重要环节，是为燃料电池车充装燃料电池的场所。不同来源的氢气经氢气压缩机增压后，储存在高压储氢罐内，再通过氢气加注机为氢燃料电池车加注氢气。在商业运行模式下，乘用车氢气加注时间一般控制在 3-5 分钟。

根据氢气来源不同，加氢站分为站外制氢加氢站和站内制氢加氢站两种。外供氢加氢站通过长管拖车、液氢槽车或者管道运输氢气至加氢站后，在站内进行压缩、存储、加注等操作。站内制氢加氢站是在加氢站内配备了制氢系统，制取的氢气经纯化、压缩后进行存储、加注。站内制氢包括电解水制氢、天然气重整制氢等方式，可以省去较高的氢气运输费用，但是增加了加氢站系统复杂程度和运营水平。因氢气按照危化品管理，制氢站只能放在化工园区，尚未有站内制氢加氢站。

根据加氢站内氢气储存相态不同，加氢站有气氢加氢站和液氢加氢站两种。全球 369

座加氢站中，30%以上为液氢储运加氢站，主要分布在美国和日本。相比气氢储运加氢站，液氢储运加氢站占地面积小，同时液氢储存量更大，适宜大规模加氢需求。

目前我国加氢站建设还属于发展初期，截至 2019 年 10 月底，我国累计建成 49 座加氢站，且加氢量在 500kg/天以下的试验和示范项目居多，运输距离基本在 200 公里以内，现阶段国内运营的加氢站均为站外制氢加氢站。

4.3.3.1 加氢站核心设备

加氢站三大核心设备为氢气压缩机、高压储氢罐、氢气加注机，其中压缩机成本占比最高，约占总成本的 30%。加氢站通过外部供氢和站内制氢获得氢气后，经过调压干燥系统处理后转化为压力稳定的干燥气体，随后在氢气压缩机的输送下进入高压储氢罐储存，最后通过氢气加注机为燃料电池汽车进行加注。

1) 高压储氢装置

储氢罐很大程度上决定了加氢站的氢气供给能力。加氢站内的储氢罐通常采用低压（20~30 MPa）、中压（30~40 MPa）、高压（40~75 MPa）三级压力进行储存。有时氢气长管拖车也作为一级储气（10~20 MPa）设施，构成 4 级储气的方式。

与石油加氢反应器、煤加氢反应器等高压高温临氢容器和传统氢气瓶式容器相比，加氢站储氢罐具有以下 4 个基本特点：（1）高压常温且氢气纯度高，具有高压氢环境氢脆的危险；（2）压力波动频繁且范围大，具有低周疲劳破坏危险（商用站尤为如此）；（3）容积大，压缩能量多，氢气易燃易爆，失效危害严重；（4）面向公众，涉及公共安全。加氢站（特别是城市建成区加氢站）一般靠近道路，其附近往往人流较密集、车流量较大，因此面向公众，涉及公共安全，一旦发生爆炸，将会危及人民生命和财产安全，造成巨大损失，引起恐慌，社会影响恶劣。

目前加氢站储氢罐用的主要材料有为 Cr-Mo 钢、6061 铝合金、316L 等。对于 Cr-Mo 钢，我国常用材料为 ASTM A519 4130X（相当于我国材料 30CrMo）。国外在高压储氢装置方面技术领先，代表企业有美国 CPI、美国 AP 等。国内浙江大学的科研团队攻克了轻质铝内胆纤维全缠绕高压储氢气容器制造技术，解决了超薄铝内胆成型、高抗疲劳性能的缠绕线形匹配等技术难题，但尚未实现成品量产。

2) 氢气压缩设备

常用的氢气压缩设备为压缩机，压缩机是将氢源加压注入储气系统的核心装置，输出压力和气体封闭性能是其最重要的性能指标。目前加氢站使用的压缩机主要有隔膜式压缩和离子式压缩机两种。隔膜式压缩机因无需润滑油润滑，从而能够获得满足燃料电池汽车纯度要

求的高压氢气，并且隔膜式压缩机输出压力极限可超过 100 MPa，足以满足加氢站 70 MPa 以上的压力要求，但隔膜式压缩机在压缩过程中需要采用空气冷却或液体冷却的方式进行降温。离子式压缩机能实现等温压缩，但因技术尚未成熟，没有大规模使用。

目前国际上主要的隔膜式压缩机的生产商有美国 Hydro-PAC、PDC 等。目前我国现有压缩机制造商主要生产用于石油、化工领域的工业氢气压缩机，输出压力均在 30MPa 以下，无法满足加氢站技术要求。近年来，随着氢能产业不断发展和行业景气度的提升，加氢站站用压缩机也引起非氢能产业企业的注意，国产替代速度在加快。目前已有国产站用压缩机应用在已建成的加氢站，如中鼎恒盛、北京天高，价格比进口产品便宜 30-50%。

表 16 PDC 隔膜压缩机与国产隔膜压缩机对比

序号	项目/生产	国产隔膜压缩机	PDC 隔膜压缩机
1	膜片寿命	4000-5000 小时	8000 小时
2	可靠性	低	高
3	故障率	高	低
4	维修性	差	好
5	安全性	差	高
6	售后服务	方便	不方便
7	售后服务价格	低	高

目前国产压缩机除了北京天高较早年在加氢站有应用外，中鼎恒盛的产品 2018 年才开始投入市场，其性能需要在实际应用中进一步验证，北京天高的压缩机产品性能不稳定，还有待提升。

3) 氢气加注设备

加氢机是实现氢气加注服务的设备，加氢机上装有压力传感器、温度传感器、计量装置、取气优先控制装置、安全装置等等。当燃料电池汽车需要加注氢气时，若加氢站是采用 4 级储气的方式，则加氢机首先从氢气长管拖车中取气；当氢气长管拖车中的氢气压力与车载储氢瓶的压力达到平衡时，转由低压储氢罐供气；依此类推，然后分别是从中压、高压储氢罐中取气；当高压储氢罐的压力无法将车载储氢瓶加注至设定压力时，则启动压缩机进行加注。加注完成后，压缩机按照高、中、低压的顺序为三级储氢罐补充氢气，以待下一次的加注。这样分级加注的方式有利于减少压缩机的功耗。

氢气加注设备与天然气加注设备原理相似，由于氢气的加注压力达到 35MPa，远高于天然气 25MPa 的压力，因此对于加氢机的承压能力和安全性要求更高。根据加注对象的不同，加氢机设置不同规格的加氢枪。如安亭加氢站设置 TK16 和 TK25 两种规格的加氢枪，最大加注流量分别为 2kg/min 和 5kg/min。加注一辆轿车约用 3-5 分钟，加注一辆公交车约

需要 10-15 分钟。

国内 35MPa 的加氢机基本实现国产替代，但加氢枪、流量计等核心零部件还是依赖进口，国内厂商主要有舜华新能源、国富氢能、液空厚普等。70MPa 加氢机技术上没有问题，下一步的目标是改进产品工艺，把体积降下来，控制成本。

4) 站控系统

站控系统作为加氢站的神经中枢，站控系统控制着整个加氢站的所有工艺流程有条不紊的进行，站控系统功能是否完善对于保证加氢站的正常运行有着至关重要的作用。

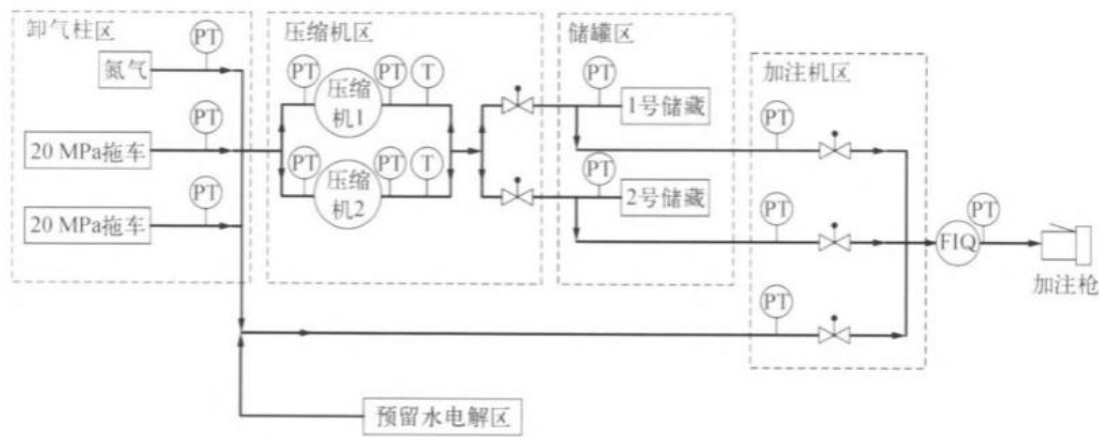


图 25 某加氢站站控系统流程示意图

我国示范性加氢站及燃料电池客车车载供氢系统尚处于 35MPa 压力的技术水平。为与客车配套，现有加氢站采用了 45 MPa 隔膜式压缩机、45 MPa 储氢罐和 35 MPa 氢气加注机等设备，压力标准提升还有待 70MPa 燃料电池汽车的普及。

我国已建成加氢站的站控系统一般由加氢站承建方或是加氢机设备供应商来提供，目前主要是由舜华新能源、国富氢能提供。

4.3.3.2 加氢站主流路线

目前加氢站的技术路线可分为三类：电解水制氢、天然气重整制氢和站外供氢技术。其中电解水制氢、天然气重整制氢为站内制氢技术。

1) 电解水制氢技术路线

电解水制氢的技术目前已经十分成熟，适合于小规模制氢，并能在站内实现零排放，因而欧洲大多数加氢站都采用这种技术。

站内电解水制氢加氢站工艺流程：水在电解装置的阴阳两极分别产生氢气和氧气。氢气进入气水分离器进行干燥，干燥后在氢气纯化器中纯化。本流程中纯化的目的是除去氧气及杂质，以达到燃料电池汽车对氢气质量的要求（氢气体积分数>99.999 9%）。纯化后的氢气通过缓冲罐后进入压缩机内被压缩，并先后输送至高压、中压、低压储氢罐中 分级储存。需

要对汽车进行加注服务时，加氢机可以先后从低压储氢罐、中压储氢罐、高压储氢罐中按顺序取气进行加注。

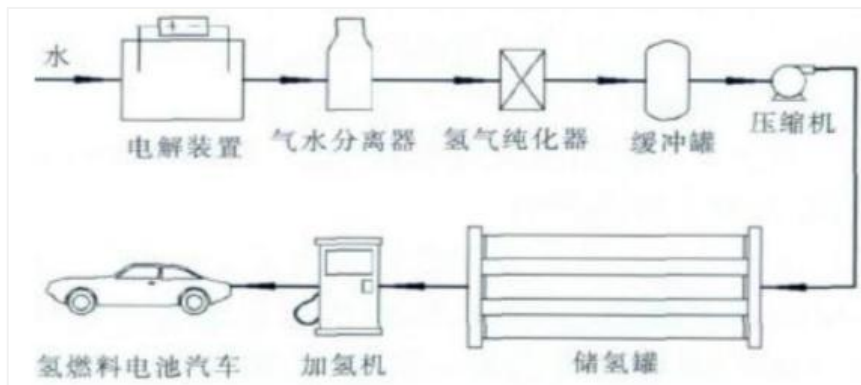


图 26 站内电解水制氢加氢站工艺流程

2) 天然气重整制氢技术路线

脱硫后的天然气和水蒸气在高温、催化剂的条件下在重整装置中反应生成氢气、一氧化碳以及二氧化碳等。随后通过变压吸附装置（PSA）将氢气分离出来。分离出来的氢气进一步在氢气纯化器中纯化。本流程中纯化的目的是进一步除去一氧化碳、二氧化碳、甲烷等杂质，以达到燃料电池汽车对氢气质量的要求（氢气体积分数 $>99.9999\%$ ）。纯化后的氢气通过缓冲罐后进入压缩机内被压缩，并先后输送至高压、中压、低压储氢罐中分级储存。需要对汽车进行加注服务时，加氢机可以先后从低压储氢罐、中压储氢罐、高压储氢罐中按顺序取气进行加注。

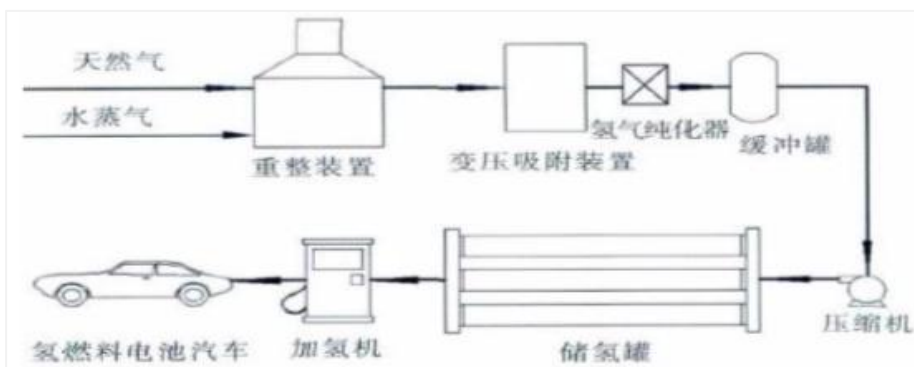


图 27 站内天然气重整制氢加氢站工艺流程

3) 外部供氢技术路线

氢气长管拖车将氢气运输至加氢站后，装有氢气的半挂车与牵引车分离并和卸气柱相连接。随后氢气进入压缩机内被压缩，并先后输送至高压、中压、低压储氢罐中分级储存。需要对汽车进行加注服务时，加氢机可以先后从氢气长管拖车、低压储氢罐、中压储氢罐、高压储氢罐中按顺序取气进行加注。

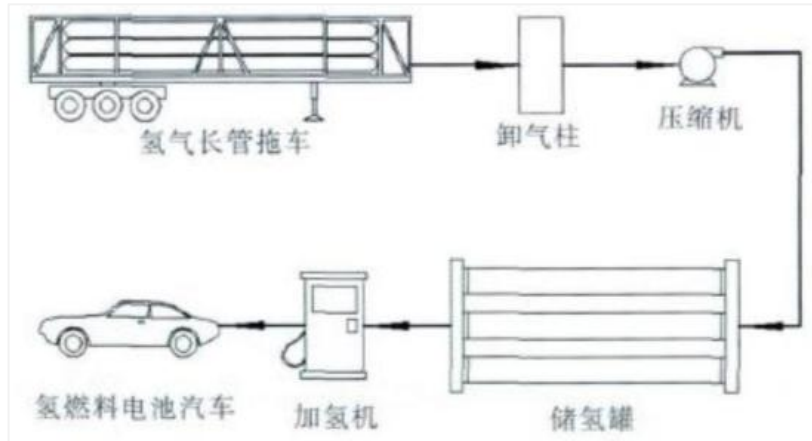


图 28 氢气长管拖车供氢加氢站工艺流程

目前我国已建成的 49 座加氢站只有山西大同加氢站是站内电解水制氢加氢站，上海驿蓝加氢站是全国首个管道输氢的加氢站，通过上海化工区内的架空管廊，将氢气直接通过管道引入加氢站内，其他的加氢站均为外部供氢加氢站。

4.4 氢应用

中国氢能应用市场潜力巨大，在能源、交通、工业、建筑等领域具有广阔的应用前景，尤其以燃料电池车为代表的交通运输领域将成为驱动氢能产业发展的引擎。中国汽车销量已经连续十年居全球第一，其中，新能源汽车销量占全球总销量的 50%。全国政协副主席、科技部部长万钢曾在第十九届中国科协年会上表示，在未来车用能源中，氢燃料与电力将并存互补，共同支撑新能源汽车产业发展。在工业领域，中国钢铁、水泥、化工等产品产量连续多年居世界首位，氢气可为其提供高品质的燃料和原料。在建筑领域，氢气通过发电、直接燃烧、热电联产等形成为居民住宅或商业区提供电热水冷多联供。未来，随着碳减排压力的增大以及氢气规模化应用成本的降低，氢能有望在建筑、工业能源领域取得突破性进展。

氢能是中国能源结构由传统化石能源为主转向以可再生能源为主的多元格局的关键媒介。根据中国氢能联盟的预计，氢气需求量在 2050 年接近 6000 万吨，可减排二氧化碳 7 亿吨，年产值约 12 万亿元。其中，交通运输领域用氢 2458 亿万吨，相当于减少 8357 万吨原油或 1000 亿立方米天然气；工业领域用氢 3370 万吨，建筑及其他领域用氢 110 万吨，相当于减少 1.7 亿吨标准煤。

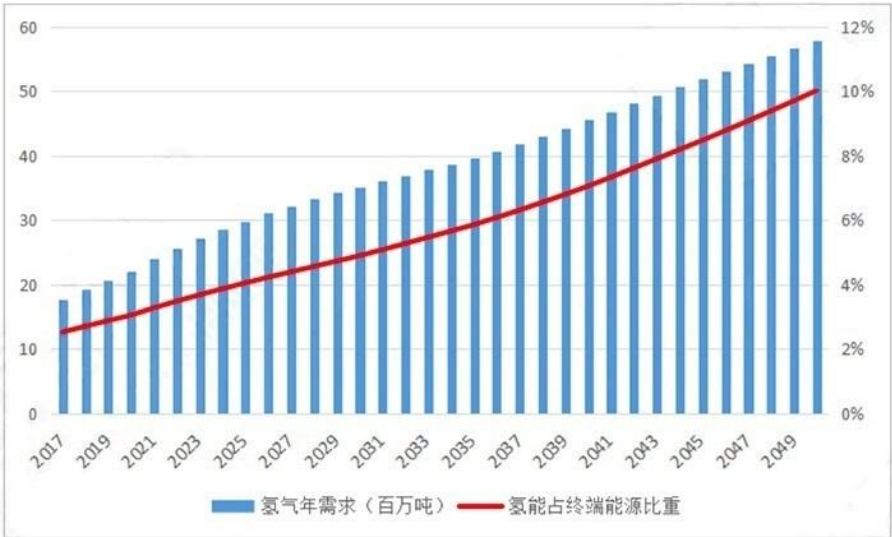


图 29 中国中长期氢能需求预测

交通领域将是氢能消费的重要突破口，实现从辅助能源到主力能源的过渡。在商用车领域，燃料电池商用车销量在 2030 年将达到 36 万辆，占商用车总销量的 7%；到 2050 年销量有望达到 160 万辆，市场占比达到 37%。在乘用车领域，燃料电池乘用车销量在 2030 年和 2050 年占全部乘用车销量中的比例分别达到 3%和 14%。到 2050 年交通领域氢能消费达到 2458 万吨/年，折合 1.2 亿吨标准煤/年，占交通领域整体用能的 19%。其中，货运领域氢能消费占交通领域氢能消费的比例高达 70%，是交通领域氢能消费增长的主要动力。

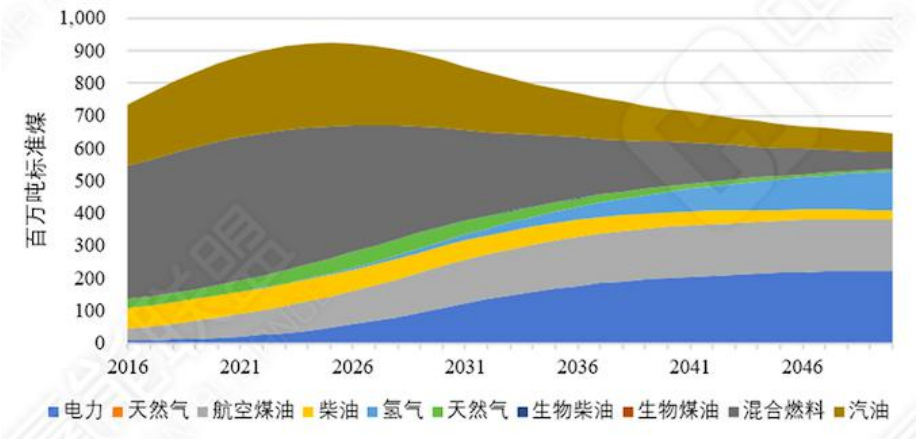


图 30 中国 2016-2050 年交通领域能源消费结构

工业领域氢能消费增量主要源自钢铁行业。到 2030 年钢铁领域氢能消费量将超过 5000 万吨标准煤，到 2050 年进一步增加至 7600 万吨标准煤，将占钢铁领域能源消费总量的 34%。2030 年前化工领域氢能消费稳步增长，从 2018 年 8900 万吨标准煤稳步增加至 1.06 亿吨标准煤，2030 年后由于化工领域整体产量有所下降，氢能消费量也呈现下行趋势，到 2050 年化工领域氢能消费量为 8700 万吨标准煤，与目前水平相当，仅次于交通运输领域。就工业

领域来看，氢能消费规模整体呈现上升趋势，尤其在 2030 年前增速较快，此后逐步放缓。到 2050 年含钢铁、化工的工业领域氢能消费总量超过 1.6 亿吨标准煤。

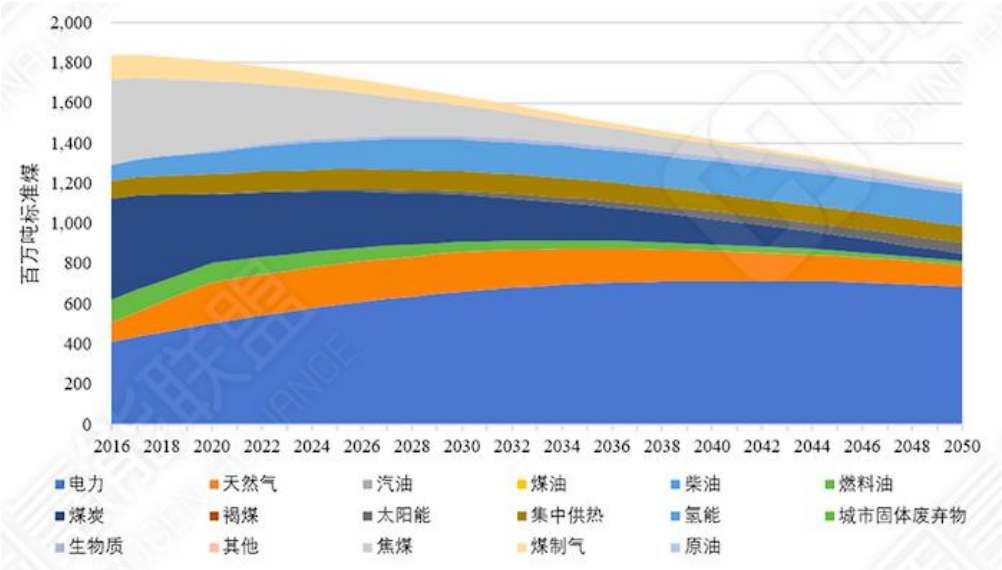


图 31 中国 2016-2050 年工业领域能源消费结构

第5章 现有氢气技术的经济性分析

5.1 氢气制备成本

目前国内加氢站氢气来源主要是工业副产氢（氯碱工业和烷烃裂解副产氢）、水电解制氢、化石原料制氢（天然气重整制氢和煤制氢）、化工原料制氢（甲醇重整制氢）等方式。

5.1.1 工业副产氢

氯碱工业是最基础的化工产业之一，国内目前基本上全部采用离子膜电解路线，副产氢气的纯度一般在 99% 以上，一氧化碳含量较低且无化石燃料中的有机硫和无机硫，因此纯化成本相对较低，目前氯碱厂用于双氧水生产、制药、电子和石英加工的回收氢气成本约 1.3 元/Nm³，折吨成本 14.56 元/kg。

除了氯碱行业副产氢气之外，北美页岩油气革命之后国内轻烃资源利用项目高速发展，来自 PDH 和轻烃裂解副产的氢气在未来也将有望成为国内燃料电池车用供氢的重要来源，以 PDH 装置副产氢气为例，粗氢气的纯度已经高达 99.8%，而其中 O₂、H₂O、CO 和 CO₂ 的含量与燃料电池用氢气规格较为接近，仅需较小的成本对其净化便可用作燃料电池的稳定氢源使用。

5.1.2 电解水制氢

电解水制氢作为最清洁的制氢方式，制氢纯度也最高。目前商用电解槽法，能耗水平约为 4.5-5.5 kWh/Nm³H₂，按 5 kWh/Nm³H₂ 能耗测算，电价取 0.5 元/kWh，制氢规模为 1000 Nm³ 时设备投资额约 1400 万元，电解水制氢成本达 31.6 元/kg。

表 16 水电解制氢成本

单位：元/m ³	电解水制氢
原料价格	2.5
折旧费用	0.17
维修费用	0.03
人工及管理费用	0.08
财务费用	0.04
体积成本（标准状态）	2.81
折吨成本/（元/kg）	31.6

表 17 制氢成本与电价对应关系

氢气价格 （元/Nm ³ ）	氢气价格 （元/kg）	用电价格 （元/kWh）
1	11	0.14
1.5	17	0.24
2	22	0.34
2.5	28	0.44
3	33	0.54
3.5	39	0.64
4	44	0.84

电解水获得的氢气纯度较高，可以直接用于燃料电池汽车，但是目前电解水制氢受制于较高的成本而难以大规模运用。根据目前的行业情况，电价低于 0.25 元/kWh 时电解水具备经济性。我国每年有大量的弃水、弃风、弃光、弃核，如果将“四弃”充分利用起来，用于电解水制氢，将有利于电解水制氢产业的发展。

5.1.3 化石原料制氢

1) 天然气重整制氢成本

假设独立制氢装置规模为 9 万 Nm³/hr，天然气重整制氢装置建设投资 6 亿元，在不同价格下的天然气制氢成本表 18 所示，天然气价格为 2.5 元/m³ 的时候，天然气制氢单位成本为 10.9 元/kg。

表 18 不同价格下的天然气制氢成本

	天然气价格 （元/m ³ ）	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6
分项成本 （元/标方）	天然气	0.50	0.67	0.84	1.01	1.17	1.34	1.51	1.68	1.84	2.01
	辅助原料	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	燃料动力消耗	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
	直接工资	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	制造费用	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07

	财务及管理费用	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
体积成本（元/标方）		0.8068	0.81	0.97	1.14	1.31	1.48	1.64	1.81	1.98	2.15
折吨成本（元/吨氢气）		9036.16	9036.16	10913.28	12790.40	14667.52	16544.64	18421.76	20298.88	22176.00	24053.12

资料来源：光大证券研究所测算

天然气制氢路线的制氢成本受天然气价格的变化影响较大，天然气价格上涨 0.5 元/Nm³ 时，制氢成本提升约 1850 元/吨。

2) 煤制氢成本

假设独立制氢装置规模为 9 万 Nm³/hr，水煤浆制氢装置建设投资 12.4 亿元，在不同价格下的煤制氢成本表 19 所示，在煤炭价格为 450 元/吨的时候，煤制氢单位成本为 9.3 元/kg。

表 19 不同价格下的煤制氢成本

	煤炭价格 （元/m ³ ）	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800
分项成本 （元/标方）	煤炭	0.26	0.30	0.34	0.38	0.42	0.45	0.49	0.53	0.57	0.60
	氧气	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
	辅助原料	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
	燃料动力消耗	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
	直接工资	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	制造费用	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	财务及管理费用	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
体积成本（元/标方）		0.8068	0.79	0.83	0.87	0.91	0.94	0.98	1.02	1.06	1.10
折吨成本（元/吨氢气）		9036.16	8886.58	9309.69	9732.80	10155.91	10579.02	11002.13	11425.24	11848.36	12272.47

资料来源：光大证券研究所测算

煤制氢路线的制氢成本随着煤炭价格的变化影响较小，煤炭价格上涨 100 元/吨时，制氢成本仅提升约 800 元/吨，由于煤炭价格的波动幅度远较天然气小，所以从原料价格的上涨趋势看，煤炭制氢的价格抗风险能力也要优于天然气。

化石资源制氢尤其是煤制氢路线成本低，但对环境也不够友好，尤其是煤制氢由于原料氢碳比较高导致二氧化碳排放很高；天然气制氢碳排放相对较低，但其对原材料价格波动耐受力较差。在煤气化制氢系统中，采用二氧化碳捕集设备可大大减少二氧化碳的直接排放，对系统的环保效益产生积极影响。但是，加入二氧化碳捕集装置无疑也会造成较大的能耗，降低了制氢系统的能源利用率；同时，二氧化碳捕集单元的建设成本较高，这对制氢系统的经济效益会带来不良影响。

5.1.4 化工原料制氢

假设独立制氢装置规模为 1000Nm³/h，投资约 1000 万元，在不同价格下的甲醇重整制氢成本表 20 所示，甲醇价格在 2200 元/吨时，对应制氢成本约 22.8 元/kg。

表 20 甲醇水蒸气重整制氢（99.999%）的成本

	甲醇价格	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3200	3400
分项成本 (元/1000Nm ³)	甲醇	992	1116	1240	1364	1488	1612	1736	1860	1984	2108
	其他原料和催化剂	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8	28.8
	公用工程	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5	487.5
	人工费用	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	维修与折旧	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
综合体积成本（元/Nm ³ 氢气）		1.66	1.79	1.91	2.04	2.16	2.28	2.41	2.53	2.66	2.78
折吨成本（元/吨氢气）		18629	20018	21407	22795	24184	25573	26962	28351	29739	31128

资料来源：西南化工研究设计院

甲醇重整制氢煤路线的制氢成本随着甲醇价格的变化影响较小，甲醇价格每上 200 元/吨时，制氢成本提升约 1400 元/吨，比较稳定。

5.1.5 各种制氢方法成本分析

将上述四种制氢方法进行对比，如表 21 所示。化石原料制氢前期投资成本高、制氢成本低，适合大规模制氢；氯碱工业副产氢、烷烃裂解副产氢纯度高、成本相对低，是现阶段比较理想的氢气来源；化工原料制氢成本较高适合站内制氢；电解水制氢最清洁，未来伴随可再生能源发展，电价下降后可成为重要氢气来源。

表 21 各类制氢方法对比

	工业副产氢		电解水制氢	化石原料制氢		化工原料制氢
制氢工艺	氯碱副产	烷烃副产	电解水制氢	天然气重整制氢	煤制氢	甲醇重整制氢
适用规模	-	-	单台 <300Nm ³ /h	大规模 >1000Nm ³ /h	大规模 10000-20000 Nm ³ /h	小规模 <2500Nm ³ /h
初始投资成本	-	-	中 1400 万元	大 6 亿元	大 12.4 亿元	中 1000 万元
原料	盐，水	丙烷/乙烷	水	天然气，水	煤炭，水	甲醇，水
制氢成本 (元/kg)	14.56	-	31.6	10.9	9.3	22.8
成本影响要素	纯化成本	-	电价	天然气价格	煤炭价格	甲醇价格

从制氢成本来看，氯碱、丙烷脱氢制丙烯和乙烷裂解制烯烃副产的粗氢气可以经过脱硫、变压吸附和深冷分离等精制工序后作为燃料电池车用氢源，成本低于甲醇重整制氢和水电解制氢等路线。

从副产的氢气量来看，国内焦化行业产能巨大，可副产氢气量较大，但由于焦化产能主要集中在山西、河北和山东等华北地区，距离长三角、珠三角等负荷中心较远，且分离精制成本较高，而考虑到储氢和运氢后的综合成本与氯碱、丙烷脱氢和乙烷裂解制氢相比更是不

占优势。

而国内丙烷脱氢和乙烷裂解装置基本上集中在沿海港口地区,通过进一步的低投资强度的精制工序,氢气中的总硫、CO 等杂质含量便可符合燃料电池用氢气标准,因此丙烷脱氢和乙烷裂解副产的氢气将是现阶段最具潜力的燃料电池车用氢源选择之一。

5.2 氢气储运成本

5.2.1 气氢拖车运输

国内气态氢气运输主要为长管拖车运输,气氢拖车运输成本主要包括:固定成本(折旧费、人员工资等)和变动成本(包括氢气压缩耗电费、油料费等)。结合目前行业情况,假设集装管束拖车的价格约 120 万/台,使用年限 10 年。每辆拖车配备司机以及多名操作人员,人员费用共 32 万。拖车满载氢气可达 300kg,每百公里消耗柴油约 25 升。拖车平均运行速度假设为 50km/小时,两端装卸氢气时间约 8 小时,年有效工作时间为 4500 小时。氢气压缩过程耗电 1kWh/kg。

表 22 气氢拖车运输成本结构

成本	成本结构	金额	单位
固定成本	折旧费	120000	元/年
	人工费(司机+操作人员)	320000	元/年
	车辆保险	10000	元/年
变动成本	保养费	0.3	元/km
	油料费	1.6	元/km
	过路费	0.6	元/km
	压缩耗电费	0.65	元/kg

资料来源: EVTank, 伊维智库整理

由此可得到不同运输距离(百公里)内的运输成本曲线,如图 32 所示。

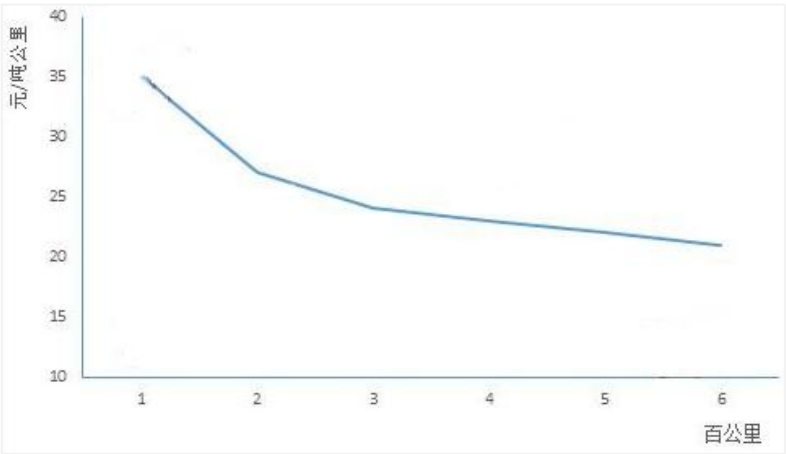


图 32 气氢拖车运输成本曲线

由上图可以看到,单车气氢运输变动成本取决于运输距离,但当运输距离超过 300 公里,成本下降不明显; 运输半径在 200-300 公里的成本为 2.3-2.7 元/kg。在实际运营中, 考虑氢气充装时的温度以及拖车到站后使用后的余量, 氢气运输的价格远高于预测的数据。

5.2.2 气氢管道运输

管道氢气运输的成本主要包括前期管道建设费用、折旧与摊销、直接运行维护费用（材料费、维修费、输气损耗、职工薪酬等）、管理费及氢气压缩成本等。伊维经济研究院根据国内河南“济源-洛阳”项目测算, 采用 $\phi 508\text{mm}$ 管道, 年输送能力 10.04 万吨, 建设成本为 616 万/km, 管道使用寿命 20 年。运行期间维护成本及管理费用按建设成本的 8% 计算。

表 23 管道运输成本结构

成本	成本结构	金额	单位
固定成本	折旧费	320000	元/年公里
	维护管理费用	25000	元/年公里
可变成本	压缩费用	0.45	元/kg
	运输损耗	14000	元/年公里

资料来源：EVTank，伊维智库整理

管道运输单位运输成本测算如下：

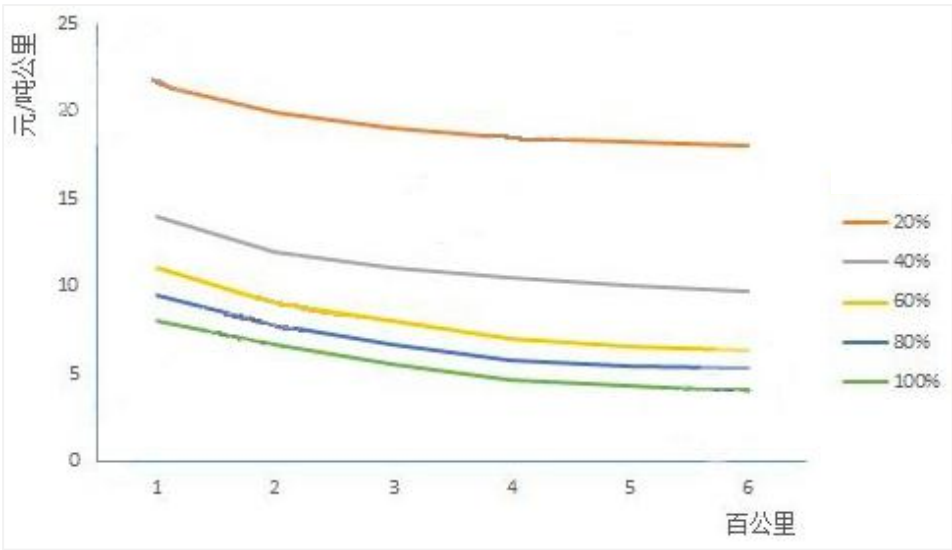


图 33 管道运输成本曲线

由上图可以看到,管道运输成本取决于运输距离以及掺混氢气比例,纯氢管道运输的成本最低; 掺混氢气比例达到 60%以上时, 随着比例的提升, 百公里管道运输成本变动的弹性不大。

5.2.3 液氢罐车运输

液氢槽罐车的运输成本结构与集装管束车类似，但增加了氢气液化成本及运输途中液氢的沸腾损耗。槽罐车市场价格约 50 万/辆，每次装载液氢约 4000kg，运输途中由于液氢沸腾平均每小时损耗 0.01%，液化过程损耗 0.5%。液化过程耗电 10kwh/kg。槽罐车充卸一次约耗时 0.5 小时。

表 24 液氢运输成本结构

成本	成本结构	金额	单位
固定成本	折旧费	50000	元/年
	人工费（司机+少量操作人员）	280000	元/年
	车辆保险	10000	元/年
变动成本	保养费	0.3	元/km
	油料费	1.6	元/km
	过路费	0.6	元/km
	液化损耗	0.5	%
	液化电费	7	元/kg
	运输损耗	0.01	%/h

资料来源：EVTank，伊维智库整理

计算可得单位液氢的运输成本如下：

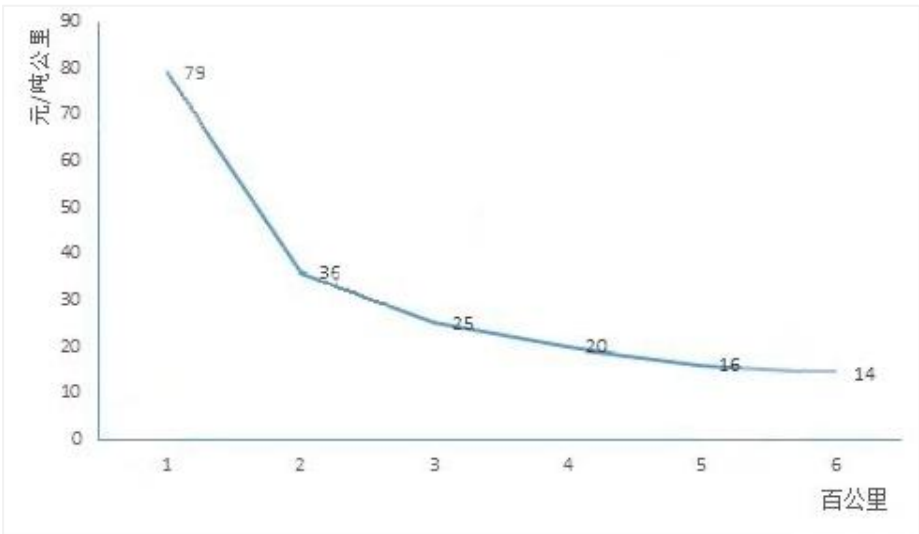


图 34 液氢罐车运输成本曲线

由上图可以看到，液氢槽罐车运输成本取决于运输距离，但当运输距离超过 500 公里，成本下降的弹性在降低；运输半径在 400-500 公里的成本为 1.6-2.0 元/kg。

5.2.4 各种运输方式成本对比

通过对比三种运输方式成本，管道的运输成本具有明显优势，但管道运输前期投资建设成本较高，在氢能及燃料电池汽车产业成熟之前有较大风险，其运输成本受运能利用率影响，运能利用率越高越经济；气氢拖车在 300 公里以内运输具有成本优势，中远距离运输，液氢

占优，且在 400 公里后液氢的成本优势大于管道运输（掺氢比例 20%）。

由于目前氢能及燃料电池汽车市场规模较小，氢需求量较小，考虑到国内氢气源地和使用地的距离，气氢拖车和液氢罐车可灵活应用，包括调整拖车数量来适应市场的需求，具有一定更便利性。而从市场的长远期来看，未来随着市场规模的扩大、集中式氢气生产基地增加将提高对输氢管道一定的运能利用率的贡献，管道运输将具备较大优势。

5.3 氢气加注成本

截至 2019 年 10 月底，我国累计建成的加氢站共有 49 座，其中投入运营的有 41 座。近五十座加氢站分别位于安徽、北京、上海、江苏、浙江、广东、河北、辽宁、河南、四川、湖北、山东、山西、内蒙古、新疆等地，分布极为分散，覆盖全国十多个省市，可见目前国内加氢站网络建设还未成体系，大部分拥有加氢站的省份以社会示范性运营站或企业研发测试用场内站为主，多数加氢站的规划设计、工艺流程及设备配置、氢源选择、自动控制系统等尚不能满足商业化运营要求，耐久性验证较少。

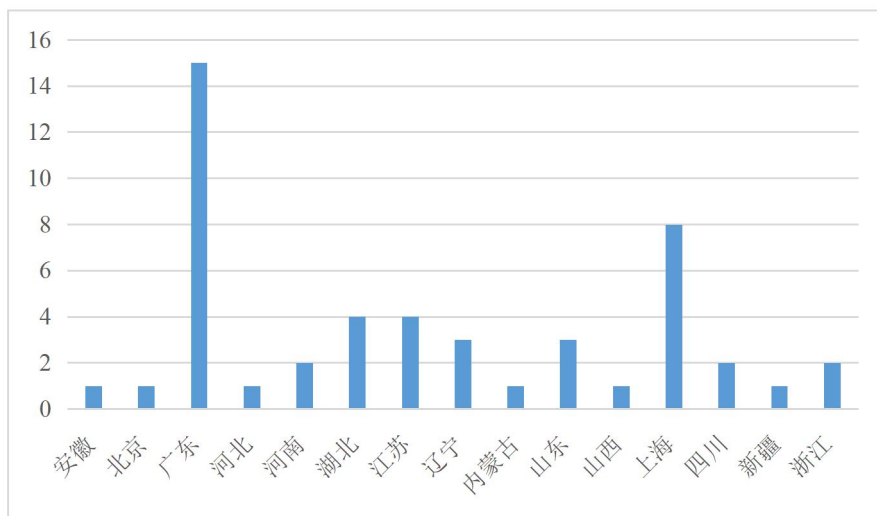


图 35 我国各省市建成加氢站情况

我国加氢站建站成本较高，其中设备成本约占 70%。根据香橙会调研数据，不含土地费用（加氢站土地需要商业用地，各地价格差异较大），建设一座日加氢量 500 公斤、加注压力为 35MPa 的加氢站需要 1000-1200 万元，相当于传统加油站的 3 倍。商业化运营的加氢站除了建设费用外，还包括设备维护、运营、人工、税收等费用，折合加注成本约在 13-18 元/公斤左右。不考虑政府补贴，目前对外运营的加氢站的氢气终端销售价格一般在 70-80 元/公斤。随着氢气加注量的增加或通过加油/加氢、加气/加氢合建，单位加注成本会随之下

降。

近年来，随着全国氢能和燃料电池产业的升温，上海、广东、江苏、山东、湖北等地纷纷发布氢能发展规划，视加氢站建设规模对配套设备和建设运营给予相应的补贴政策。2019年3月，两会将“推动充电、加氢等设施建设”增补进入《政府工作报告》，下一步需尽量明确加氢站建设审批流程，推动装备自动化，探索液氢站以及站内制氢技术，并与燃料电池车协调发展。

第 6 章 中国氢能产业发展的投资机会分析

6.1 氢能产业价值链分析

现阶段我国氢能产业的发展主要由政策驱动，围绕着燃料电池汽车展开，而连接氢源和车端的重要环节是基础设施加氢站，所以本节采用自下而上即从氢气应用到氢气制取来分析氢能产业价值链。

氢气的制备和存储运输等技术，均影响到燃料电池所用燃料是否能方便快捷低成本地获得。目前氢能大规模进入市场的主要障碍之一是包括生产、运输和加注在内的供氢基础设施的缺乏。就目前技术发展程度而言，氢的交货成本远大于等能量水平下的汽柴油成本。

我国氢气售价的影响因素有氢气成本、加氢站维护、压缩机折旧、储压器折旧等，其中最主要的因素是氢气成本（约占 70%），而日本氢气售价中的氢气成本仅占 38%。

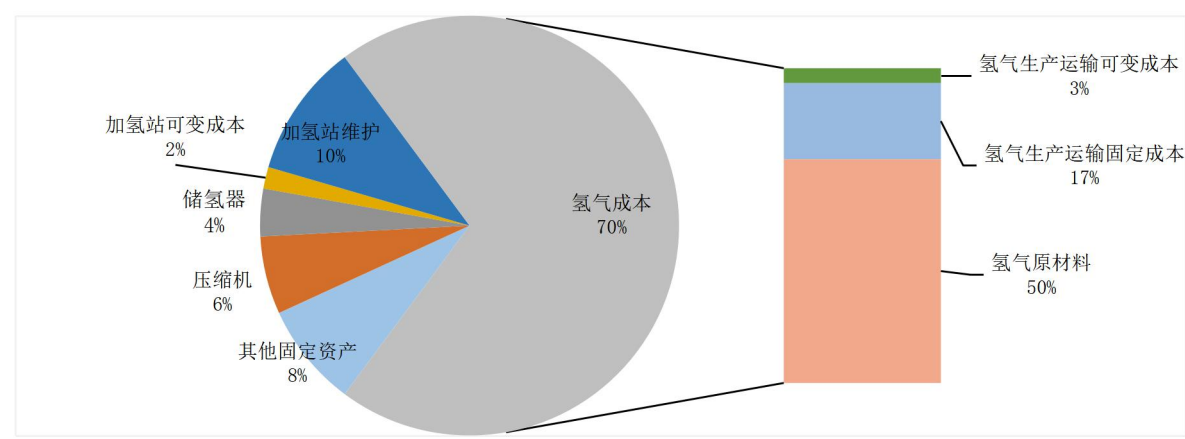


图 36 我国加氢站氢气售价价格组成

从上图可以看到，我国氢气成本中的原料气占到销售价格的 50%，生产运输成本占 20%，即影响氢气价格的两大因素是氢气制取和储运环节成本。

氢气制取：当前氢气主要来自工业副产氢，包括氯碱工业和烷烃裂解副产氢。其中，氯碱工业主要是回收副产氢气，难点是行业企业增加相应设备投入与氢气回收带来的收益是否具有经济性；烷烃裂解副产氢采用变压吸附 PSA 技术获得高纯度氢气，难点是纯化成本可能较高。氢气成本占到氢气售价的 50%。

氢气运输：长管拖车由车头和拖车组成，管束作为储氢容器，目前常用的管束一般由 9 个直径约为 0.5 m，长约 10 m 的钢瓶组成，工作压力为 20 MPa，约可储存氢气 3500 标准方。根据专业运输公司提供的数据，百公里氢气的运费在 6-10 元/kg。氢气运输成本占到氢气售价的 20%。

储氢罐：35MPa 加氢站储氢容器的设计压力一般取 45、47、50 MPa；70 MPa 加氢站储氢容器的设计压力通常取 82、87.5、98、103 MPa。目前，在设计寿命期限内加氢站用储氢罐的压力波动次数通常为 103-105 次。储氢罐折旧费用占到氢气售价的 4%。

氢气压缩：压缩机通过改变气体的容积来完成气体的压缩和输送过程。当高压储氢罐的压力无法将车载储氢瓶加注至设定压力时，则启动压缩机进行加注。加注完成后，压缩机按照高、中、低压的顺序为三级储氢罐补充氢气，以待下一次的加注。压缩机折旧费用占到氢气售价的 6%。

氢气加注：当燃料电池汽车需要加注氢气时，若加氢站是采用 4 级储气的方式，则加氢机首先从氢气长管拖车中取气；当氢气长管拖车中的氢气压力与车载储氢瓶的压力达到平衡时，转由低压储氢罐供气；依此类推，然后分别是从中压、高压储氢罐中取气。加注成本属于加氢站固定成本之一。

要降低我国的氢气售价，在补贴力度较强的现阶段来看，选择合适的氢源，并降低氢气运输与储存的成本，是最适当的选择；长远来看，随着行业的发展和补贴额度的下降，通过提高关键设备的国产化率来降低加氢站的建设成本则是未来降低氢气售价的明智之选。

6.2 氢能产业发展的制约因素

6.2.1 主管部门不清晰

政府层面已经高度重视氢能产业发展，但还没有正式纳入国家能源体系，而且对于氢能产业的主管部门目前也是不清晰的，导致基础设施加氢站在建设过程中存在审批流程复杂、周期过程、难验收等问题。另外，当前氢能产业独立于其他能源体系或是产业发展，相对独立，产业协同性较弱。

明确氢能产业的主管部门，修订城镇燃气管理条例，将氢气视同为燃气管理；加强行业发展战略、协调与监管，统一规划基础设施规划审批流程，加快各类基础设施市场化建设和运营；统筹氢能与燃料电池、燃料电池技术与纯电动技术协同发展，形成优势互补的良性发展格局。

6.2.2 技术和产品还不满足商业化要求

氢能及燃料电池车产业链很长，技术含量较高，我国在氢能及燃料电池相关的基础研究、核心材料和零部件的研发不足，与国外一流水平还存在一定差距，不仅是以燃料电池技术为

核心的应用端，氢端的制储运问题也亟待解决。国内燃料电池车现处在示范运营阶段，产业化还需要一段时间。

坚持市场导向、企业主体和产学研紧密结合，鼓励开展基础核心材料和过程机理等基础研究、核心装备及关键零部件的研发以及相关研究成果转化，破除设备接入、地方准入、集成配套等方面的政策壁垒，探索氢能与交通、通信等深度融合发展的新模式，打造经济社会发展的新动能。

6.2.3 标准体系不完善

我国已经制定出台了国家标准 88 项，涉及氢制取、氢储运、加氢基础设施、燃料电池及应用 4 个环节，但民用液氢标准是空白，70MPa 四型氢瓶国家标准也没有。国家标准或行业标准的缺失阻碍了氢能产业发展，增加了市场准入壁垒。

重视氢能产业通用标准建设，建立系统全面的标准、计量、检测、认证以及产品服务保障标准体系，健全氢安全基础研究体系，发挥氢能产业联盟、行业学会、协会的协调和指导作用，推动氢能及燃料电池产业化发展。

6.3 氢能产业的投资机会

氢能产业链的投资属于重资产投资，对资本的要求很高，需要大型国有企业、地方政府引导基金以及产业资本的参与，目前中石化、国家电投等已成立基金专注于此领域的投资。想要大规模推广氢燃料电池车，降低用氢成本是必要条件之一，与氢气成本相关的每个环节都有值得关注的机会。

6.3.1 氢制备

通过表 21 对比分析各种制氢方式的成本发现，在现阶段，选择成本较低、氢气产物纯度较高的氯碱工业副产氢的路线，已经可以满足下游燃料电池车运营的氢气需求；在未来氢能产业链发展得比较完善的情况下，利用可再生能源电解水制氢将成为终极能源解决方案。

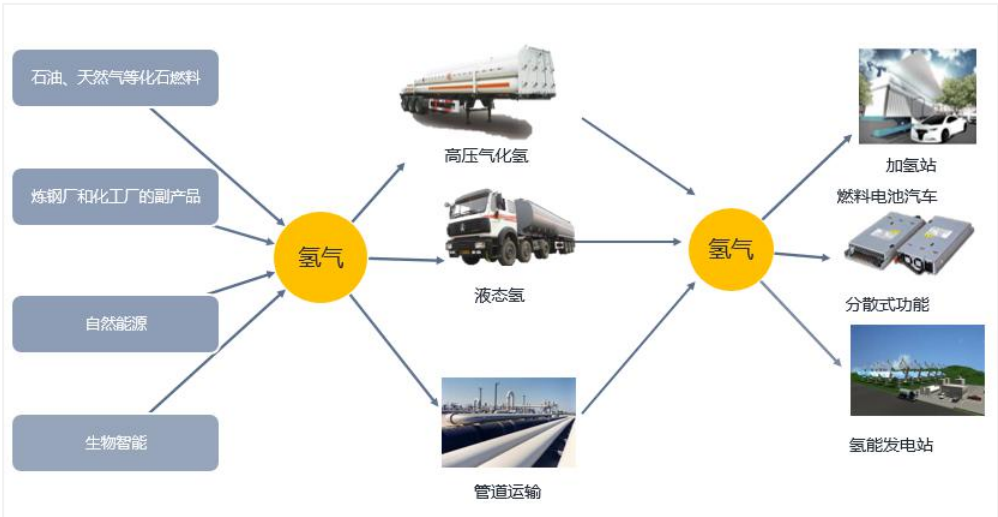


图 37 氢能体系

氯碱工业副产氢主要来自化工产业比较发达的地区，原料气的分布已经比较明确，而氢气纯化和储运环节相对比较成熟，一般资本介入的机会不多。而对于原以化工产业为主的企业可以将产业链延伸至氢能产业链，甚至是进行产业升级；亦或联合产业资本深度布局氢能产业。

氯碱工业副产氢是现阶段最容易产业化推广应用的，但仍存在二氧化碳排放问题。随着氢能产业链的不断完善，电解水制氢逐渐被推广和接受，不仅仅因为经济可行，更因为其是真正意义上的清洁能源。此类项目在短期时间内大规模推行较困难，但从长期来看是值得关注的。

6.3.2 氢储运加注

6.3.2.1 氢储运

高压储氢和液态储氢是全球范围内商业化比较好的储氢方式，我国目前主要是高压储氢的方式，在运营和建设中的加氢站基本采用的都是此种方式。金属合金氢化物材料和液态有机储氢材料两种方式也引起广泛关注，已处于小规模示范运营阶段。

高压储氢装置一般有两种方式，一种是用具有较大容积的气瓶，该类气瓶的单个水容积在 600-1500L 之间，为无缝锻造压力容器；另一种是采用小容积的气瓶，单个气瓶的水容积在 45-80L。在高压储氢罐方面，浙江大学攻克了轻质铝内胆纤维全缠绕高压储氢气容器制造技术，解决了超薄铝内胆成型、高抗疲劳性能的缠绕线形匹配等技术难题，已有小批量应用到国内加氢站，但储氢罐关键材料、核心部件仍然依赖进口。因此，高压气态储氢研究热点在于储罐材质的改进，近年来国内铝内胆外缠碳纤维树脂成本下降较快。当前各国都在积

极推动更先进的储氢材质、更高能量密度的储氢瓶的研究，以无内胆纤维缠绕瓶作为下一代储氢瓶的研究热点。

液态储氢具有很高的密度、体积比容量大、体积占比小的特点，但存在能耗大、易挥发、运行过程中安全隐患多等问题，且氢膨胀机基本依赖进口。冷箱、液氢储运装备和关键零部件的国产化是降低成本、拉动液氢产业链的重要基础。未来配合大规模风电、水电、光电电解水制氢及储运，液态储氢是未来重要发展方向之一。

高压储氢	液态储氢	储氢材料
• 高压储氢罐 • 碳纤维	• 氢膨胀机 • 液氢储运装备	• 储氢量大、安全性高 • 技术难题待解决

图 38 三种储氢方式产业化难点

金属合金氢化物材料和液态有机储氢材料具有储氢体积密度大、安全性高的优势，但技术上还存在一些难点需攻克，未来技术一旦被突破以及商业化问题得到解决将给氢能产业的发展带来颠覆性影响。

6.3.2.2 氢加注

用氢环节离不开加氢站基础设施的建设。截至 2019 年 10 月，我国已经运营的加氢站有 41 座，远不及美欧日。正规的加氢站除了审批流程不明确外，建设运营成本也非常高，一个合规的站建下来基本上需要 1000 到 1500 万。在不考虑土地成本的情况下，设备成本占到 80%。加氢站所需的关键部件没有量产的成熟产品，大多依靠进口，也是导致建站成本居高不下的重要原因之一。

加氢站的主要设备包括储氢装置、压缩设备、加注设备、站控系统等，其中核心设备是压缩机、储氢罐、加氢机。关键零部件基本上比较缺乏，国内所有的设备涉及到里面的关键部件都需要进口，国产化率比较高的加氢机里面的加氢枪、流量计都需要进口。

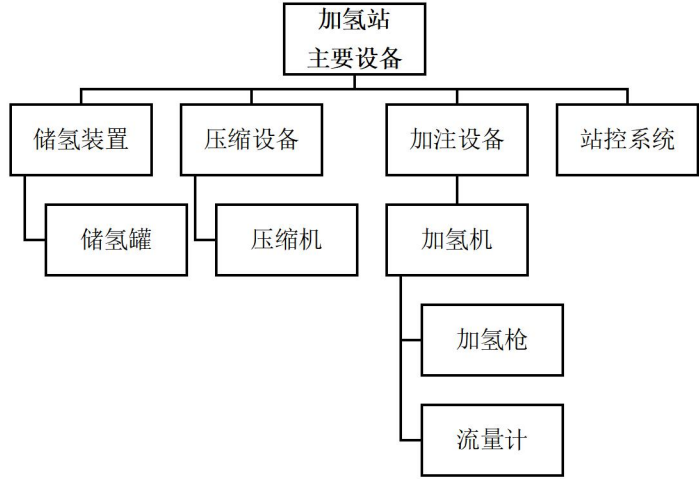


图 39 加氢站主要核心设备一览

加氢站的审批问题需要国家和政府层面来推动，一些地方政府已经有所动作。2018 年 3 月份，武汉就推出了全国首个加氢站审批及监管地方管理办法；10 月佛山（云浮）也公布了《加氢站管理办法》。地方政府的积极推进，再加上中石化、中石油、中国神华等大型国资企业的参与，审批问题在不久的将来不再是难题，加氢站核心设备及关键零部件的国产化才是亟需解决的问题。

第7章 中国氢能产业典型企业分析

中国氢能产业发展近二十年，一直不温不火。2016年以来，随着国内燃料电池汽车市场的增长以及国家和地方政策的扶持，氢能产业逐渐回暖，并保持良好的市场热度。除了一直扎根行业的企业，也有一批企业顺势进入。原本就在其中的企业通过成立合资公司或是子公司的方式拓展市场，亦或是将体系内的氢能业务剥离出来单独经营，而原本几乎不涉氢的公司则是通过参股、控股或是成立合资公司的方式进入氢能产业。本章将深入分析10家典型企业的氢能产业布局，以供参考借鉴。

7.1 舜华新能源

舜华新能源作为加氢站投资建设领域的标杆性企业，在氢能技术领域已深耕15载，创建了国内第一家氢能门户网站——中国氢能源网，主持及参与多项氢能相关国家标准、行业标准的编写，从承接科研项目到产业化，见证中国氢能产业的兴衰。

（1）公司简介

舜华新能源成立于2004年，以推动氢能技术应用为使命，致力于成为国内领先的新型气态能源整体解决方案供应商。经过多年发展，现已掌握高压供氢加氢核心技术，具备了围绕核心产品进行系统设计及集成并提供技术服务的整体解决方案供应能力，是国家高新技术企业。截至目前，公司参与的加氢站接近20座，其中17座固定加氢站，深度参与的有14座。由于在整个加氢站的安全评估、系统优化、标准理解，以及工艺和核心装备开发与应用经验积累方面的优势，公司在固定站承建方面独占鳌头。

（2）主营业务

舜华新能源的业务主要有四个部分组成，一是为加氢站提供整体解决方案和相关成套设备，如加氢机、站控系统；二是为燃料电池汽车提供车载供氢系统；三是围绕氢能共性技术的应用业务，如用于核电站高压供氢装备、小卫星冷气推进演示系统等；四是与氢能燃料电池相关的分布式能源业务。其中，加氢站核心设备之一的加氢机和车载供氢系统的瓶阀为公司自主研发；加氢站的投资运营业务主要是与产业链内的相关合作伙伴共建，本部是轻资产运营模式。

2018年下半年公司业务开始向产业链上游延伸，于2018年年底与乌鲁木齐市人民政府就“基于可再生能源的氢能综合利用项目”签署了框架协议，给新疆乌鲁木齐市做整个制氢

供氢体系，弃风电利用中水制氢。同时，其它地区往上游发展也在规划布局，特别是工业副产氢的回收利用，还有西南地区的弃水电制氢等。

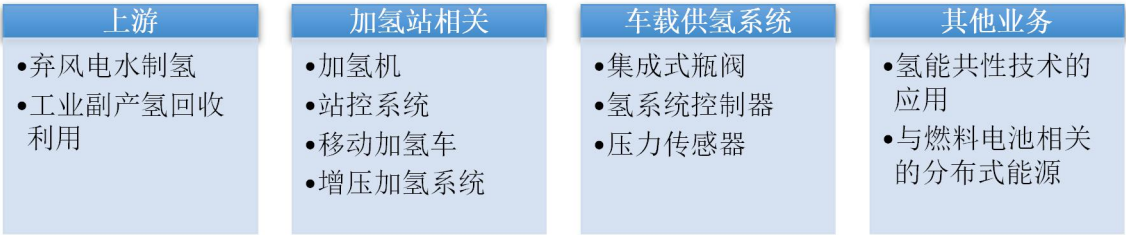


图 40 舜华的业务构成一览

（3）氢能产业布局

舜华早期参与的安亭加氢站、上海世博加氢站、广州亚运会加氢站的深圳大运会加氢站等站基本都是科研项目性质，经过多年积累以及行业关注度逐渐提升，舜华于 2017 年开启了自己的产业布局之路。2017 年 7 月，联合林德气体、上海驿动、上海士码成立了上海驿蓝，将其作为上海乃至长三角的氢能源基础设施投资建设运营平台；同年 7 月，与广东国鸿、联悦氢能等成立云浮舜为，定位是作为佛山氢能源基础设施投资建设运营平台；2018 年 2 月，与众义达成立众华氢能，立足于武汉市场，舜华主要提供技术支持及成套设备系统集成；2019 年 4 月，与雄川氢能成立舜华氢能，成立的逻辑与众华氢能基本一样。舜华新能源在当前国内发展氢能和燃料电池产业比较热的地方基本都通过建立合资公司的形式，进行产品、技术、服务和品牌的渗透，以实现轻资产运营的模式。

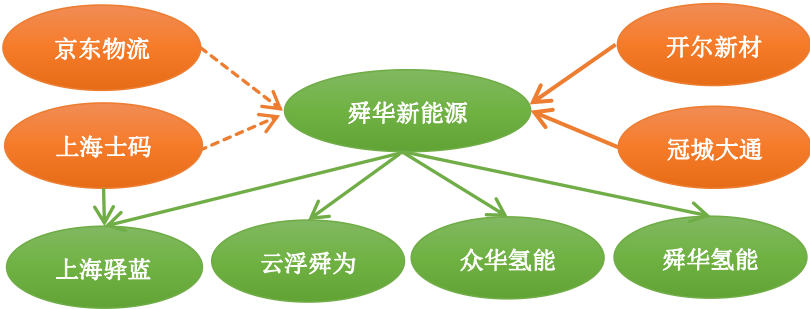


图 41 舜华新能源氢能产业布局

除了通过与产业链的伙伴成立合资公司进行加氢站相关业务的布局，舜华也在努力构建加氢站下游应用端的闭环。2019 年 4 月 17 日，舜华新能源与京东物流以及上海士码达成战略合作，上海士码与舜华新能源将围绕京东物流使用氢能源物流车的实际场景，对整车、电堆、加氢站、车载供氢系统、投资运营等提出具体方案，推动氢能源物流车的实际落地。目前很多运营的加氢站“吃不饱”，通过绑定下游应用市场，舜华新能源提前解决了这个问题，

并且通过与京东物流和上海士码的合作可以最大限度地发挥自己在氢能领域的所有优势。

2019年10月，舜华新能源引入战略投资者——上市公司开尔新材和冠城大通，开尔新材致力于新型功能性搪瓷材料前瞻性研发和市场化应用推广，冠城大通主营业务为房地产开发和特种漆包线制造与销售，并涉足金融、新能源和健康养生领域，除了冠城大通在新能源汽车锂电池环节有所涉及外，两家公司在氢能领域几乎没有涉足。但值得注意的是，冠城大通总部位于福建福州，业务重心城市是北京和南京，开尔新材地处浙江金华，在金义都市新区、合肥、金华有生产基地，并且承接过多个与其主营相关的轨道交通项目，在市场拓展重心和潜在客户方面能够与舜华新能源形成一定的产业协同。

舜华新能源已经在车载供氢系统和加氢站相关业务有了比较好的布局，再加上两家战略投资者的助力，有利于进一步夯实其原有布局，并进一步将业务向其他区域延伸。

7.2 国富氢能

早在2014年上市公司富瑞特装就在氢能领域进行布局，与程寒松教授成立合资公司来推进有机液态储氢技术的商业化，但由于当时市场和技术都不成熟，产业化不顺利。2016年6月富瑞特装成立国富氢能（2019年6月正式更名为“国富氢能”，下同），并于2017年3月正式从合资公司退出。合资公司的失利让国富氢能更加看好高压储氢和低温液态储氢的技术路线，努力实现两条技术路线各环节可能的商业化机会。在控股子公司运营两年多之后，国富氢能于2018年12月从上市公司富瑞特装正式剥离，聚焦氢能装备基础设施的规模化商业化。

（1）公司简介

国富氢能是一家专注于氢能基础设施的装备制造公司，专业从事氢气增压及加氢站装置、储氢瓶及车载供氢系统等产品的设计、制造，液氢工厂建设及液氢罐式集装箱和液氢容器的研发与制造，致力成为国内领先的氢能装备全产业链整体解决方案的供应商。

国富氢能成立两年多，35MPa高压氢瓶与供氢系统已配套燃料电池汽车千余辆，市场占有率连续两年居全国前列。截至2019年10月，其参与的35MPa商业化加氢站已经达到30余座，全国市场占有率位居榜首。此外，公司70MPa氢瓶已通过试验验证，正在与国内知名车企洽谈合作；70MPa商业化加氢站已完成生产和验证，预计很快会推向市场。

（2）氢能产业布局

①高压加氢站

国富氢能定位是做氢能基础设施装备制造，但是氢能基础设施在国内发展缓慢，出现了有产品没有市场的情况。为了推进氢能和燃料电池产业的发展，国富氢能走出去，联合产业资源创造市场，引领需求。2017年10月，与燃料电池车运营商氢车熟路、燃料电池系统集成商上海重塑成立氢能源基础设施投资建设运营平台嘉氢实业，该平台计划到2020年在上海建设运营5到10座加氢站；2019年1月，与桥德科技、燃料电池系统集成商上海重塑成立氢能源基础设施投资建设运营平台爱氢能源，服务于苏州市场，2019年4月，与能源化工企业嘉化能源、燃料电池系统集成商上海重塑成立合资公司嘉化氢能，致力从事加氢站等氢能基础设施的建设和运营业务。首期规划在张家港和常熟建设三座加氢站，未来三年将计划在长三角地区建设不少于50座加氢站，初步实现江苏、浙江和上海的加氢站网络布局。

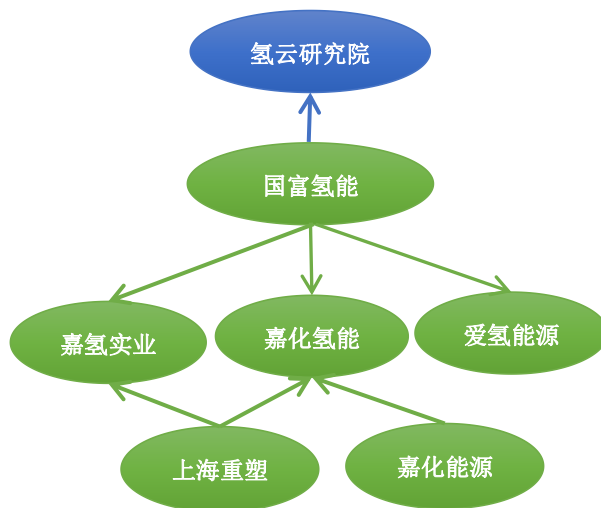


图 42 国富氢能气氢产业布局

国富氢能通过合资公司的形式，不仅仅是销售设备，也根据用户的需求提供建站、安装调试服务或是关键零部件，一举多得，同时有效提升了公司的品牌影响力。三家合资公司都要共同的合作伙伴——燃料电池系统集成商上海重塑，这主要是因为目前驱动氢能和燃料电池产业链的是燃料电池系统集成商，而上海重塑作为国内燃料电池系统集成的头部公司，无疑是最好的选择。合资公司的方式可复制性很强，未来类似的公司应该会越来越多。

②液氢储氢加氢站

国富氢能是国内为数不多地积极推进液氢储氢加氢站商业化的公司之一。2018年6月，由国富氢能发起，联合同创伟业基金（富瑞特装LP）、海天气体成立合资公司江苏氢源天创，

致力于大型民用商业化氢液化工厂的投资建设和运营，以及液氢的物流运输和液氢加氢站的建设运营。目前国富氢能 8.5 吨/天氢液化工厂项目仍在陕西建设中，一旦落地成功，有望成为国内液氢领域第一个大型商业化示范项目。

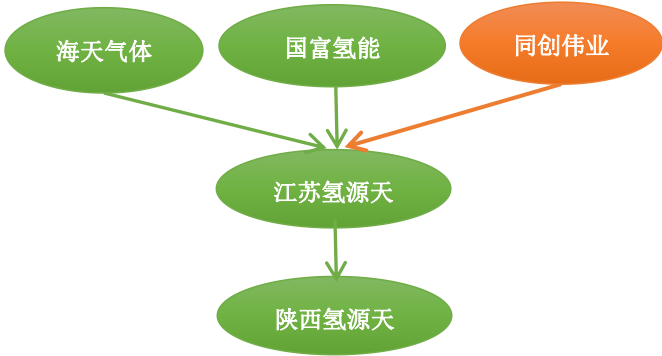


图 43 国富氢能液氢产业布局

国富氢能在高压储氢和低温液态储氢都有落子，但显然高压气氢产业化的快于液氢储氢。目前国内只有高压气氢加氢站，液氢储氢加氢站建设还是空白，而且液氢在民用领域的标准缺失，导致实际在推进液氢工厂或液氢储氢加氢站落地时难度很大。

7.3 氢枫能源

氢枫能源成立于 2016 年 5 月，不能不说这家公司精准卡位创业时点。2016 年之前全国在运营的加氢站只有 4 座，市场需求还没出来，2017 年市场需求慢慢释放，而 2016 年当年有 3 座投入运营，氢枫能源就参与了其中 1 座，动作迅速。

（1）公司简介

氢枫能源是一家专业从事加氢站投资、建设和运营的企业，其核心团队都来自于国际知名气体公司，对氢气这个相对小众的行业有很深的了解，外资经验使团队拥有很强的系统化管理经验，是一个技术+商务复合的团队。公司从前期参与建设规划，到提供设备和工艺方案，直至承建以及后期运营，全流程参与加氢站生命周期。公司已在上海、如皋、张家港、十堰、中山、佛山、聊城、武汉等城市布局加氢站，截至 2019 年 10 月，已经进程 10 座加氢站，目前仍有 4 座加氢站在建设中。

（2）氢能产业布局

氢枫能源凭借其在工艺包上的优势，采取薄利的方式拿下市场，在长三角氢走廊城市、广东以及湖北、山东、广西、安徽等各地区均有业务铺开，其已经成为国内最重要的加氢站整体建设解决方案提供商之一。氢枫能源通过在大量的实际运营经验中不断总结和优化，已经开始往加氢站产业链的上游设备和储氢环节布局。

2019年3月，氢枫能源与如皋政府共同设立了家装备公司江苏氢枫，主要生产隔膜压缩机、加氢机、卸气柱、顺序控制柜等加氢站核心设备。在氢气储运环节，氢枫能源与上海交通大学丁文江院士和邹建新教授团队合作研发新的固态储运方式，固态储氢方式能将单次氢气运输总量提高到目前的3~4倍，并于2019年1月成立了合资公司氢储。2019年4月30日，氢枫能源依托物联网技术针对当前情况下加氢站运营过程中出现的分布范分散、运行管理复杂、以及设备维护专业性要求高等问题开发的一套专业运营管理平台——氢枫运行管理平台（HOC）正式上线，该运营平台不仅仅限于氢枫自有的加氢站使用，同样开放给氢枫的承建站，以及其他氢枫运营的加氢站。

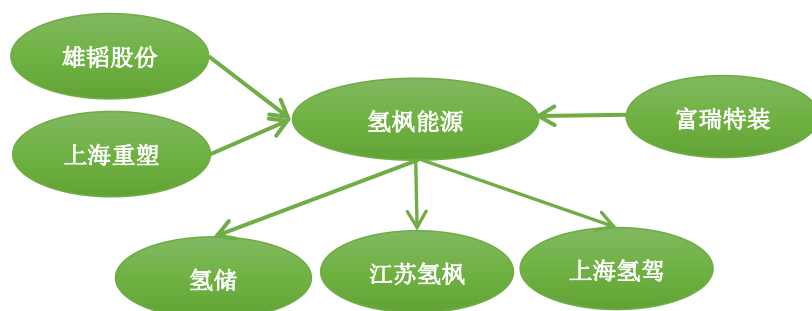


图 44 氢枫能源氢能产业布局

氢枫能源气体公司背景，使他们能够与许多大型气体公司达成合作，确保在全国都能有高质量氢气的不间断供应。气源有了保障，在氢气储运加注环节也进行了布局，业务拓展至加氢站关键设备以及高密度氢能储运设备的研发、设计与生产，再加上自身在建站和运营方面的优势，加氢站整个产业链闭环基本打通。氢枫能源业务发展逻辑与舜华新能源趋同，由投资承建运营站到涉及站内设备和运营管理平台，不同的是舜华新能源更倾向于轻资产运营，而氢枫能源在不断做重，而且还涉足到制约产业发展的储运环，这给其未来发展带来了更大的想象空间。

氢枫能源 2019 年 3 月完成 A 轮融资，引入雄韬股份、上海重塑、同创伟业（富瑞特装 LP）等产业资本，后续各方在产业上的联动会加强。但对于氢枫能源来说，成立才 3 年时间，加氢站相关的行业内人才相对稀缺，团队扩张上也没有大动作，战线未免有点拉得太长。另外，薄利抢占市场的方式对资金实力要求比较高，这块氢枫能源并不占优，如何协调政府、

产业资源或是利用资本市场，可能是氢枫能源接下来需要面临的问题。

7.4 中集安瑞科

中集安瑞科借助在 CNG 储罐等高压储罐、天然气气瓶等高压装备领域的技术优势，较早切入氢能业务，2006 年接到国内首个氢气运输车订单，2010 年、2011 年分别为上海世博会和深圳大运会提供 45MPa 加氢站、加氢站氢瓶组，2013 年交付海南文昌卫星发射项目 300 立方米液氢储罐，2017 年完成 35MPa 车载氢气瓶开发，2017 年，完成 25MPaIII 型车载氢气瓶开发，启动 45MPa 氢气压缩机开发；2018 年，参与建设国家 863 项目国内首座 70MPa 加氢站，设计制造的 87.5MPa 缠绕大容积储氢容器填补国内空白。

（1）公司简介

中集安瑞科控股有限公司（简称：中集安瑞科）是中集“能源化工食品装备板块”的领军企业，主要从事能源、化工以及流体食品行业的各式运输、储存及加工设备的设计、开发、制造及销售，在河北石家庄、廊坊，安徽蚌埠，湖北荆门，江苏南通、张家港，荷兰 Emmen、Sneek，丹麦 Randers 及比利时 Menen 等多个城市拥有制造基地，兼有一流的压力容器、罐式集装箱、液态食品生产储运及化工装备产品生产线。

中集安瑞科在氢储运环节的集装管束（拖车）市占率很高，接近 90%；与专业的氢燃料电池系统厂商共同开发车载供氢系统，实现了集成模块化供货，提供成套解决方案。其基于全球研发平台，以关键装备制造为基础资源，整合构建能源、化工、食品行业的工程综合服务能力，为其进入氢能装备制造领域奠定了坚实基础。

（2）氢能产业规划

中集安瑞科在氢能产业链中的运输、储氢、加氢等模块均有涉足，产品包括加氢站、加氢机、高压瓶组、车载供氢系统等。经过多年技术研发与储备，可以向市场推出涵盖氢能全产业链大部分产品的系统解决方案，为客户从制氢到储、运加氢各个关键阶段量身定制的产品及方案。

中集安瑞科的氢能装备制造业发展思路是：在夯实储运装备领域核心竞争力的同时，以装备为基础和核心，有选择地向两端延伸，构建氢能业务综合竞争力。

上游制氢方面，结合中集安瑞科在非常规天然气领域的经验和资源，探索优质氢源的获

取及制氢提纯等相关工艺及装备的开发。中游装备制造方面，以现有的技术装备为基础，加大产品技术开发力度，积极拓展产品线，为客户提供高质量的氢气储运装备和服务。下游应用领域，不断推动氢燃料电池车载供氢系统的产品优化，开拓加氢站建设和运营等方面的业务。

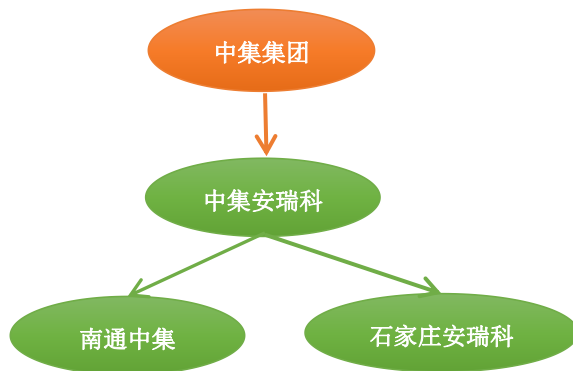


图 45 中集安瑞科涉氢企业

南通中集能源装备有限公司（简称：南通中集）是中国国际海运集装箱（集团）股份有限公司（简称：中集集团）旗下能源化工装备业务板块——中集安瑞科的重点企业和主要出口基地，其氢能产品主要是车用氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶和车载供氢系统。石家庄安瑞科气体机械有限公司（简称：石家庄安瑞科）是中集安瑞科旗下的骨干企业，具有三十多年压力容器生产经验，其氢气集装管束（即将设计的多个氢气气瓶衔接固定在一起）和氢气运输车在国内被大量地运用在加氢站和储运环节。中集安瑞科目前在河北也有所动作，开始参与到加氢站建站运营环节，在集团平台资源的支持下，未来氢能业务有望在体系内形成产业闭环，进可守退可攻。

7.5 中石化

中石化从 2017 年 12 月就开始布局氢能，彼时其与佛山市、云浮市签署加氢加油合建站项目协议，项目拟在原有加油站基础上增设加氢功能，合建为加氢加油合建站，而真正有实质性动作是从 2018 年国家发展氢能的政策信号愈发明确之后。今年以来在氢能基础设施领域动作频频，于 7 月、9 月、11 月分别建成广东佛山樟坑加油加氢站、浙江嘉善善通加油加氢站、西上海油氢合建站和安智油氢合建站，并投入运营。中石化实力助推氢能基础设施发展。

（1）公司简介

中石化是中国最大的一体化能源化工公司之一，提供了全国 1/3 的化工产品、60% 的油品需求，是我国最大的炼化产品生产和销售企业。中石化目前年产氢气超过 300 万吨，拥有超过 3 万座加油站，切入氢能基础设施领域具有先天优势。

中国石化油品销售事业部副主任张毅在中国氢能产业与能源转型发展论坛上曾表示，中石化在氢能发展方面优先关注氢气产量比较丰富的京津冀地区、长三角地区、珠三角地区和海南地区，力争在 2019-2020 年分别建设和运营 10-20 座左右的加氢站。

（2）氢能产业布局

2018 年 9 月，中石化成为 Hydrogen Council（氢能委员会）指导成员级别企业，彼时共有五家中国企业在会，分别是长城汽车、潍柴动力、国家能源集团、中石化、上海重塑。

2018 年 10 月，中石化与亿华通签订《战略合作框架协议》，在氢气供应、车辆加氢、加氢站运营等方面展开全面深度合作；10 月 25-27 日，日本首相安倍晋三访华，在两国领导人的见证下，中石化与日本最大的石油进口承销商 JXTG 签署了一项关于氢能的意向合作协议。

2019 年 7 月，中石化在佛山建成国内首座油氢合建站；9 月，中石化第二座、浙江省首座加氢站——中国石化浙江嘉兴嘉善善通加油加氢站正式建成；同月，中石化资本战略投资国内领先系统集成商上海重塑，落子燃料电池车重要一环。

2019 年 11 月，中石化与法液空北京签署合作备忘录，探讨加强氢能领域合作。法液空作为中石化氢能公司的战略投资者，共同推动氢能和燃料电池汽车整体解决方案在中国的应用和推广。同样在 11 月份，中石化参与的上海油氢合建项目成功落地。

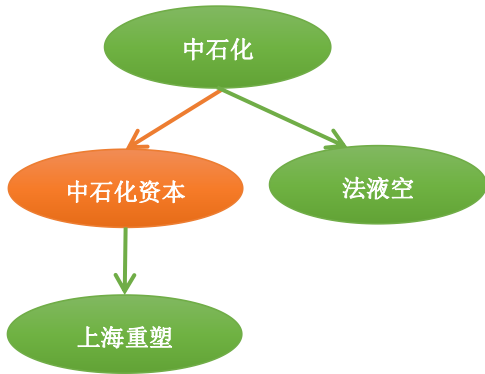


图 46 中石化氢能产业布局

除了在长板氢能基础设施领域的布局，中石化也积极打造自己的氢能朋友圈，初步形成

站-车的产业闭环。中石化作为国家在能源领域的代表企业之一，其在氢能领域的积极布局有望给其他能源企业带来示范效应，加速氢能和燃料电池车在中国的推广和应用。

7.6 申能集团

提起上海氢燃料电池汽车企业，龙头老大自然是上汽集团，但是近年来有家企业低调潜行，已然崛起成为一家氢能大玩家，那就是申能（集团）有限公司（简称：申能集团），一家上海本地的能源巨头。

（1）公司简介

申能集团是上海市重大能源基础设施的投资建设主体和主要的电、气能源产品供应商，注册资本 100 亿元。申能集团目前拥有申能股份有限公司、上海燃气集团、东方证券等十余家二级全资和控股子企业。截至 2018 年底，公司总资产 1566 亿元，年营业收入 422 亿元，连续十七年位列中国企业 500 强。其通过旗下上海申能能创能源发展有限公司（简称：申能能创）的创新投资平台，以联合朋友圈的形式，逐渐拼起自己的氢能版图。

（2）氢能产业布局

2019 年 8 月，申能能创完成其在氢能领域的第一次产业布局——控股浙江蓝能燃气设备有限公司（简称：蓝能），蓝能是一家在国际已享有名气的高压气体储运装备研发制造企业。申能能创很早就积极在氢能领域寻求突破，深入调研全国范围内产业链各个环节的重点企业后，于 2019 年初正式提出收购蓝能，以氢气储运环节作为第一个切入点。

从自身气体业务向下游发展，申能集团布局蓝能就顺利成章，解决了把氢气运出去的问题。10 月 12 日，蓝能与亿华通旗下的海珀尔签署了一项合作协议，海珀尔是一家利用弃风、弃光电制氢的企业，通过与蓝能的合作，海珀尔未来将多元化申能集团的氢气来源。

9 月 26 日，申能集团与上海临港集团、上海交大共同宣布，将一同打造一个 100 亿元投资、千亿级产业的国内一流、国际知名的氢能产业园。临港氢能产业园规划内容分成几块，排第一位的就是建设加氢站，随后是车辆运营平台、金融投资平台、氢产业研究院，和氢能示范线路，而申能集团极有可能在临港地区建设不止一座加氢站。

布局氢气制储运加注环节之后，下一步是下游应用燃料电池车，上海交大目前是申能集团在车端唯一公布的合作伙伴。上海交大系旗下有四家氢能企业，脱胎于车试所的上海氢晨

主攻电堆研发生产，虽然仍是一家早期创业公司，却堪称 2019 年氢能行业融资的隐形冠军；上海治臻占据国内 90% 以上的金属双极板市场，产品在国际上亦属于一线地位；上海唐锋专营膜电极，很早便获得上汽集团的战略投资，并进入供应链；上海律致负责电堆系统测试设备研发生产，是交大系最新培育出的氢能装备企业。

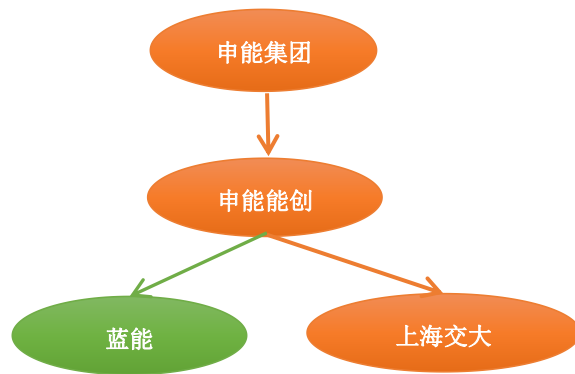


图 47 申能集团氢能产业布局

申能集团氢能事务预计都将以临港氢能产业园为核心展开，在车辆运营、大数据平台、各类站用设备、液氢领域等方面，都会陆续找到新的合作伙伴。

7.7 美锦能源

美锦能源作为传统能源企业，一直在寻找产业新方向，依托自身氢源优势，即 660 万标方产能的焦化可产氢气达 4.6 亿标方，2015 年开始切入到氢能领域，2017 年 9 月正式布局，近年来动作频频，形成气-站-车联动的氢燃料电池车商业闭环。

（1）公司简介

山西美锦能源股份有限公司（简称：美锦能源）成立于 1992 年，主要从事煤炭、焦化生产和销售，拥有储量丰富的煤炭和煤层气资源，具备“煤-焦-气-化”一体化的完整产业链，是全国最大的独立商品焦生产基地之一。

目前在环保政策趋严的背景下，获得低成本、高效率、规模化的工业氢气的重要途径是分离焦化副产氢气。氢气正是美锦能源焦化业务的副产品，以公司及周边的焦化企业的产能计算，每年可制取的低成本氢气可以满足约 3.7 万辆小轿或 1.2 万辆中型卡车或者 9000 辆大型客车一年的使用量。

（2）氢能产业布局

解决气源问题。2017年9月，美锦能源投资1亿元，设立山西示范区美锦氢源科技发展有限公司（简称：美锦氢源），其主要职能是“负责氢气制取、加氢站、储运设备、燃料电池、燃料电池汽车、分布式能源等氢能源产业链中的国内外相关技术的引进、开发和已成熟项目的商业化实施等工作”。

掌握下游应用整车厂资源。2018年9月，美锦能源通过两次收购，获得氢能源汽车制造企业佛山市飞驰汽车制造有限公司（简称：飞驰汽车）的控股权，并正式完成过户，成为飞驰汽车的实际控制人，由此掌握氢燃料电池应用市场车端。

积极推动加氢站建设。2018年7月，美锦能源控股的锦鸿氢源旗下首个投资项目——锦鸿云安加氢站举行了开工奠基仪式，这是美锦能源投资的第一个加氢站。同年4月，与广东鸿运成立锦鸿新能源，负责加氢站建设。但由于美锦能源资金没有到位，该座加氢站目前处于停滞状态。

布局燃料电池核心零部件。2019年1月，广州鸿锦（美锦能源持股45%）斥资1.02亿元控股鸿基创能科技（广州）有限公司（简称：鸿基创能），鸿基创能主要是研发、生产和销售膜电极，膜电极又是燃料电池电堆的核心组件。美锦能源在氢燃料电池车的上下游产业均有涉及，而通过投资鸿基创能则恰好弥补了中间一环，至此，上中下游全产业链的布局已初步成形。

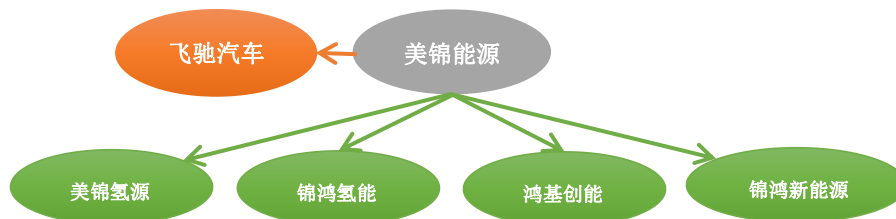


图 48 美锦能源氢能产业布局

氢燃料电池汽车产业化最重要的问题是氢气的来源，尤其是储运环节。美锦能源可以采用煤制氢的方式，但远水解不了近渴，除非液氢储运加氢站被推广并投入使用。尽管如此，美锦能源通过产业布局很好地解决了这个问题，其通过投资并承接加氢站的建设，使投入运营的氢燃料电池车的加氢不再是问题，但其目前在站端的布局显然没有被坐实。

7.8 上汽集团

上汽集团是我国氢燃料电池汽车的“开荒者”，通过一己之力培育了不少产业链企业，如

新源动力、上燃动力、广顺新能源等，通过几十年的积累，在燃料电池汽车领域处于绝对领先地位。

（1）公司简介

作为国内汽车行业的领军企业，上汽集团积极贯彻国家能源战略，瞄准汽车驱动电力化趋势，重点加快推进混合动力和电动汽车产业化，并持续推动燃料电池汽车研发升级和示范运行。上汽集团是当前国内唯一全面实施“纯电动、插电强混、燃料电池”三条技术路线的汽车集团，在国内新能源技术水平中居于领先地位。

2016 年上汽集团推出荣威 950 燃料电池乘用车，2017 年 100 辆上汽大通的 FCV80 燃料电池轻客率先在上海、抚顺、佛山等地实现商业化运营，2018 年 6 辆申沃牌 SWB6128FCEV01 型全低地板燃料电池城市客车正式交付嘉定公交上线运营，目前运行情况良好。

（2）氢能产业布局

上汽集团战略投资了燃料电池电堆及系统企业新源动力、金属双极板企业上海治臻、膜电极企业唐锋新能源。由于跟新源动力进一步深度绑定的合作没有谈拢，上汽集团于 2018 年 6 月份成立了上海捷氢科技有限公司，把上汽燃料电池汽车相关的、在系统这块的业务全部剥离出来在这个公司进行商业化运作。加氢站方面，与海德利森合作建立了一座场内站，供自己使用。

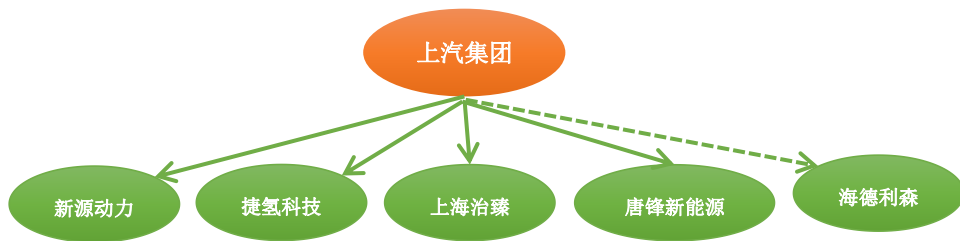


图 49 上汽集团氢能产业布局

上汽集团作为汽车行业的龙头企业，在燃料电池乘用车走在最前面，但乘用车的商业化落地还有一段时间，而商用车技术难度较乘用车低且补贴高，会优先考虑推进商用车的商业化，目前也确实在这样推行，已经将燃料电池应用于轻型客车、公交客车和轻重中型卡车等诸多领域。

除了商用车的商业化，上汽更关注乘用车的核心技术掌握和关键技术突破，对功率密度、铂载量和低温运营等非常关注，所以希望从乘用车切入在商用车推广，反过来再推动乘用车

的发展。尽管上汽集团布局早，但不激进，稳扎稳打，估计等到大规模商业化条件成熟的时候才会有大动作。

7.9 潍柴集团

潍柴集团布局燃料电池领域以潍柴动力为主力军，潍柴动力作为国内最大的柴油发动机制造厂商，燃料电池发动机的出现让其压力倍增，布局氢燃料电池刻不容缓。

（1）公司简介

潍柴动力作为中国汽车产业的骨干企业，最核心的业务是柴油发动机，下游供应重卡与工程机械两大产业，与基础设施建设息息相关。在新能源大趋势来临之际，从传统生产到智能制造、从燃油到新能源，潍柴动力已经将新能源汽车及动力总成确定为未来核心技术之一，氢燃料电池是重点发展的方向之一。

（2）产业布局

潍柴动力首先战略投资了国内氢燃料电池领先企业弗尔赛，接着投资全球氧化物燃料电池技术的引领者——英国 Ceres Power，随后战略投资巴拉德，成为其第一大股东，并与其成立合资公司潍柴巴拉德，联合开发适合中国市场的下一代质子交换膜燃料电池电堆和燃料电池模组。至此，潍柴集团在燃料电池中下游的布局已完成。上游加氢站方面，山东省作为化工大省，具有丰富的氢气资源，已在氢能全产业链上做了布局谋划。

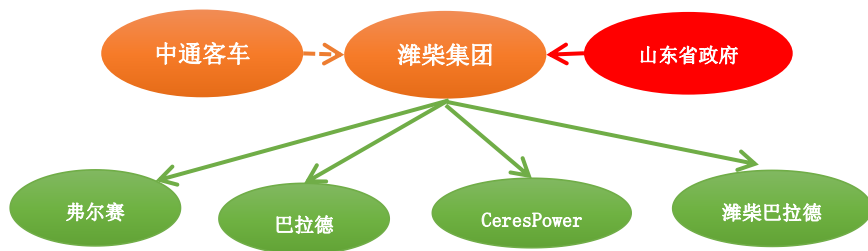


图 50 潍柴集团氢能产业布局

潍柴集团作为山东省的明星企业，与兖矿集团、东岳集团等企业率先布局了氢能源相关产业，跟山东省提出的新旧动能转换的战略构想不谋而合。潍柴集团本身作为地方重量级国有企业，政府层面也会积极创造条件支持其氢能产业发展。同时，潍柴集团旗下的潍柴动力、陕汽重卡、亚星客车等可形成产业协同，若再联合省内中国重汽、中通客车等车企，潍柴集

团将势不可挡。

如果是拿来主义，潍柴集团也是为别人做嫁衣，但从核心技术当自强的角度看，潍柴集团本身没有氢燃料电池方面的技术积累，即使成为弗尔赛的大股东，如何发挥弗尔赛在其中的作用犹为重要。另外，巴拉德虽与其合作，但核心技术仍然掌握在自己手中。即使潍柴集团拟通过逆向工程来掌握核心技术，这不仅对技术团队提出很高要求，也需要时间。

7.10 亿华通

亿华通依托清华大学节能与新能源汽车工程中心，从 2004 年以来一直致力于燃料电池发动机的研发和产业化在氢燃料电池行业深耕近 15 年，从国内氢燃料电池行业来说，属于行业老兵。

（1）公司简介

亿华通成立于 2004 年，是一家专注于氢燃料电池发动机系统研发及产业化的高新技术企业，致力于成为国际领先的氢燃料电池发动机供应商。公司具备自主核心知识产权，率先实现了发动机系统及燃料电池电堆的批量国产化，产品主要应用于客车、物流车等商用车型。公司及下属公司神力科技曾先后承担多项国家高技术研究发展计划（863 计划）项目、科技部国家重点研发计划项目以及北京市科委、上海市科委项目等燃料电池领域重大专项课题，历经了中国燃料电池产业从技术研发为主向示范运营和产业化推进的重要转变。

公司与国内知名的商用车企业宇通客车、北汽福田、中通客车、苏州金龙以及申龙客车等建立了深入的合作关系，搭载亿华通发动机系统的燃料电池客车先后在北京、张家口、上海、郑州、苏州等地上线运营。此外，张家口紧抓 2022 冬奥会举办的历史机遇，全面布局氢能产业，并在全省率先迈入氢能源公交时代，亿华通深度参与其中，在搭建张家口氢能产业过程中将发挥着举足轻重的作用。

（2）产品及服务

亿华通在我国较早实现了燃料电池发动机系统批量化生产，其核心产品为自主研发的燃料电池发动机系统，并已实现核心部件燃料电池电堆的自主配套，具体如下：

① 燃料电池发动机系统

亿华通销售的燃料电池发动机系统主要覆盖 30kW 和 60kW 系列，目前已经进入商业化

量产阶段。最新一代产品采用国产自主研发电堆，实现零下 30℃ 低温启动、零下 40℃ 低温存储；具有高能量转换率、低噪音、低故障的特点；高度集成化、模块化设计，节省空间的同时降低维护成本；响应速度快，可实现快速、无损伤启动和关机。

② 燃料电池电堆

亿华通旗下神力科技具备燃料电池电堆自主知识产权，是国内极少数具备电堆量产能力的企业之一，其产品具备高集成化、高可靠性、耐腐蚀性、长寿命、适用范围广、快速启动响应等特点，用于配套发行人生产销售的燃料电池发动机系统。

（3）氢能产业布局

亿华通致力于氢燃料电池发动机研发与产业化，2015 年收购燃料电池电堆企业神力科技，因此中游环节都掌握在自己手中。2018 年北汽集团和宇通客车参与亿华通的定向增发，通过股权关系深度绑定下游应用市场。而对于上游加氢站，为了配合张家口市场，成立了张家口海珀尔，该公司利用弃风弃电资源，采用电解脱盐水制氢工艺生产氢气，并规划建设 1 座制氢厂和 1 座加氢站。由此可见，亿华通已形成上中下游产业闭环。

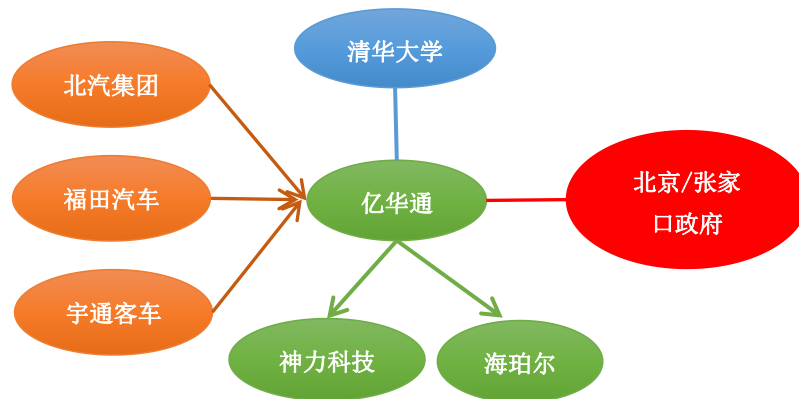


图 51 亿华通氢能产业布局

2019 年 4 月，亿华通与丰田汽车、北汽福田联合研发的首款氢燃料电池大巴面世。三方此前签署合作备忘录，基于各方在电堆、动力系统、整车集成等方面的技术优势与产业积累，联合研发面向 2022 冬奥会的氢燃料电池客车。11 月，丰田通商株式会社会长加留部淳一行到访亿华通，双方就中国氢能产业发展及冬奥氢燃料电池汽车推广展开全方位深入探讨，以确保合作得以高效率、高质量推进。

亿华通除了自身在产业端的布局以及技术积累，同时也与国外先进技术合作，形成良性循环，对其发展是有益的。其具有出色的技术团队背景，又有高校和地方政府的加持，再加

上特殊的历史机遇，在业内是独一无二的。亿华通的产品已经投入市场使用，能否得到市场认可，关键是看其产品的可靠性能否经得住实际工况的考验。目前亿华通的订单主要来自政府采购订单，未来燃料电池车大规模产业化是趋势，彼时能否从容面对市场化竞争是个值得考虑的问题。

附录 1

加氢站数据

序号	省份	城市	加氢站名称	投资方	建设方	运营方	日加注量/kg	建成时间	状态	加氢站类型
1	北京	北京	北京永丰加氢站	北京清能华通	英国 BP 公司和北京清能华通	美国空气化工	300	2006 年	运营	固定式 (fixed)
2	上海	上海	上海安亭加氢站	舜华新能源/同济大学	舜华新能源	舜华新能源	200	2007 年	运营	固定式 (fixed)
3	上海	上海	上汽内部加氢站	上汽集团	海德利森	上汽前瞻研究院	200	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
4	河南	郑州	郑州宇通加氢站	宇通客车	派瑞华氢	宇通客车	1000	2015 年	运营	固定式 (fixed)
5	辽宁	大连	同济-新源大连加氢站	新源动力	舜华新能源/同济大学	新源动力	200	2016 年	运营	固定式 (fixed)
6	广东	云浮	思劳加氢站	广东国鸿	舜华新能源	广东国鸿	400	2016 年	运营	固定式 (fixed)
7	广东	南海	南海瑞晖加氢站	瑞晖能源	派瑞科技	瑞晖能源	350	2017 年	运营	固定式 (fixed)
8	江苏	常熟	丰田加氢站	丰田	日本岩谷/海德利森	丰田	300	2017 年	运营	固定式 (fixed)
9	江苏	如皋	南通百应加氢站	南通百应	氢枫能源	南通百应	80	2017 年	运营	撬装式 (mobile)
10	湖北	十堰	东风特汽加氢站	氢枫能源	氢枫能源	东风特汽	500	2017 年	运营	撬装式 (mobile)
11	四川	成都	郫都区加氢站	四川省天然气投资有限责任公司	四川省天然气投资公司和四川金星	四川省天然气投资有限责任公司	1000	2018 年	运营	固定式 (fixed)
12	上海	上海	上海神力加氢站	上海神力	-	上海神力	400	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
13	湖北	武汉	东湖高新区加氢站	资环院	华气厚普	资环院	300	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
14	河北	张家口	张家口临时加氢站	亿华通	亿华通	亿华通	500	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
15	广东	中山	大洋电机加氢站	氢枫能源	氢枫能源	大洋电机	500	2017 年	运营	撬装式 (mobile)
16	山东	聊城	中通客车加氢站	中通客车	氢枫能源	中通客车	200	2018 年	运营	撬装式 (mobile)

17	江苏	如皋	神华如皋加氢站	神华新能源	神华新能源	神华新能源	1200	2018 年	待运营	固定式 (fixed)
18	广东	禅城	佛罗路加氢站	佛汽集团	国富氢能	佛汽集团	500	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
19	湖北	武汉	汉南加氢站	雄众氢能	舜华新能源	雄众氢雄	200	2019 年	运营	固定式 (fixed)
20	江苏	张家港	港城加氢站	江苏东华港城氢能	国富氢能	江苏港城汽车运输集团	500	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
21	上海	上海	驿蓝舜工加氢站	驿蓝能源	驿蓝能源	驿蓝能源	1920	2019 年	试运营	固定式 (fixed)
22	广东	三水	国鸿公交临时加氢站	氢枫能源	氢枫能源	氢枫能源	120	2016 年	运营	撬装式 (mobile)
23	上海	上海	上海电驱动加氢站	氢枫能源	氢枫能源	氢枫能源	500	2017 年	待运营	撬装式 (mobile)
24	山西	大同	大同加氢站	氢雄云鼎	氢雄云鼎	氢枫能源	500	2019 年	运营	固定式 (fixed)
25	上海	上海	江桥加氢站	嘉氢实业	国富氢能	嘉氢实业	750	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
26	广东	深圳	大运会加氢站	深圳五洲龙	舜华新能源	深圳五洲龙	200	2011 年	已拆除	固定式 (fixed)
27	广东	禅城	塱沙路加氢站	国联氢能	氢枫能源	国联氢能	500	2018 年	运营	固定式 (fixed)
28	上海	上海	浦江气体加氢站 (化工区)	氢枫能源	氢枫能源	浦江气体	670	2018 年	运营	撬装式 (mobile)
29	广东	顺德	顺德兴顺加氢站	顺德兴顺燃气	舜华新能源	顺德兴顺燃气	1000	2019 年	试运营	固定式 (fixed)
30	湖北	襄阳	襄阳试验场加氢站	襄阳达安	氢枫能源	襄阳达安	100	2018 年	建成	撬装式 (mobile)
31	广东	云浮	罗定 1#加氢站	舜为能源	舜华新能源	舜为能源	500	2018 年	运营	固定式 (fixed)
32	浙江	嘉善	嘉善善通加油加氢站	嘉善县浙石油	中石化浙江石油	嘉善县浙石油	500	2019 年	建成	油氢合建站
33	安徽	六安	明天氢能加氢站	明天氢能	舜华新能源	明天氢能	200	2018 年	待运营	三级加氢站/油氢站
34	内蒙古	乌海	乌海化工加氢站	乌海化工	舜华新能源	-	300	2019 年	运营	-

35	广东	南海	樟坑加油加氢站	中石化	中石化	中石化	500	2019 年	试运营	油氢合建站
36	江苏	盐城	盐城创咏加氢站	盐城高新区	舜华新能源	盐城创咏	1000	2019 年	试运营	固定式 (fixed)
37	广东	深圳	凯豪达加氢站	凯豪达	国富氢能	凯豪达	60	2019 年	运营	撬装式 (mobile)
38	广东	广州	联新加氢站	联新能源发展有限公司	国富氢能	联新能源发展有限公司	1000	2019 年	运营	固定式 (fixed)
39	山东	潍坊	潍柴加氢站	潍柴	美国化工空气产品公司	山东潍柴	1000	2019 年	运营	固定式 (fixed)
40	四川	南充	吉利商用车加氢站	吉利商用车	国富氢能	吉利商用车	200	2019 年	运营	
41	广东	广州	新南加氢站	雄川氢能	舜华新能源	雄川氢能	500	2019 年	运营	固定式 (fixed)
42	上海	上海	上海世博会加氢站	昆仑新奥能源	舜华新能源	昆仑新奥能源	800	2010 年	已拆除	
43	广东	广州	广州亚运会加氢站	-	舜华新能源	舜华新能源	100	2010 年	已拆除	
44	四川	成都	成都华通加氢站	亿华通	亿华通	龙泉驿区公交公司	500	2019 年	运营	固定式 (fixed)
45	上海	上海	上海油氢合建站	中石化上海石油	氢麟（上海）	中石化上海石油	1000	2019 年	试运营	油氢合建站
46	上海	上海	安智油氢合建站	中石化上海石油	氢麟（上海）	中石化上海石油	1000	2019 年	试运营	油氢合建站
47	浙江	嘉善	浙石油嘉善客运综合服务站	浙能集团	舜华新能源	浙石油		2019 年	试运营	氢电合建站
48	山东	德州	德州加氢站	德州建能集团	海德利森	山东氢能	500	2019 年	运营	撬装式 (mobile)
49	辽宁	葫芦岛	兴城氢能加氢站	-	佳华利道	-	-	2019 年	运营	

附录 2

氢能及燃料电池国家标准

类别	标准号	标准名称
氢制取	GB/T 3634.1-2006	氢气 第 1 部分：工业氢
	GB/T 3634.2-2011	氢气 第 2 部分：纯氢、高纯氢和超纯氢
	GB/T 16942-2009	电子工业用气体 氢
	GB 4962-2008	氢气使用安全技术规程
	GB/T 19773-2005	变压吸附提纯氢系统技术要求
	GB/T 29412-2012	变压吸附提纯氢用吸附器
	GB/T 19774-2005	水电解制氢系统技术要求
	GB 32311-2015	水电解制氢系统能效限定值及能效等级
	GB/T 26915-2011	太阳能光催化分解水制氢体系的能量转化效率与量子产率计算
	GB/T 34540-2017	甲醇转化变压吸附制氢系统技术要求
	GB/T 23606-2009	铜氢脆检验方法
	GB/T 24185-2009	逐级加力法测定钢中氢脆临界值试验方法
	GB/T 34539-2017	氢氧发生器安全技术要求
	GB/T 29411-2012	水电解氢氧发生器技术要求
	GB/T 33291-2016	氢化物可逆吸放氢压力-组成-等温线（P-C-T）测试方法
	GB/T 24499-2009	氢气、氢能与氢能系统术语
	GB/T 29729-2013	氢系统安全的基本要求
氢储运	GB/T 34542.1-2017	氢气储存输送系统 第 1 部分：通用要求
	GB/T 34542.2-2018	氢气储存输送系统 第 2 部分：金属材料与氢环境相容性试验方法
	GB/T 34542.3-2018	氢气储运输送系统 第 3 部分：金属材料氢脆敏感度试验方法
	GB/T 34544-2017	小型燃料电池车用低压储氢装置安全试验方法
	GB/T 33292-2016	燃料电池备用电源用金属氢化物储氢系统
	GB/T 26466-2011	固定式高压储氢用钢带错绕式容器
	GB/T 35544-2017	车用压缩氢气铝内胆碳纤维全缠绕气瓶

加氢基础设施	GB/T 31139-2014	移动式加氢设施安全技术规范
	GB/T 34583-2017	加氢站用储氢装置安全技术要求
	GB 50516-2010	加氢站技术规范
	GB/T 34584-2017	加氢站安全技术规范
	GB/Z 34541-2017	氢能车辆加氢设施安全运行管理规程
	GB/T 29124-2012	氢燃料电池电动汽车示范运行配套设施规范
	GB/T 34425-2017	燃料电池电动汽车 加氢枪
	GB/T 31138-2014	汽车用压缩氢气加气机
	GB/T 30719-2014	液氢车辆燃料加注系统接口
	GB/T 30718-2014	压缩氢气车辆加注连接装置
燃料电池及应用	GB/T 28816-2012	燃料电池 术语
	GB/T 29838-2013	燃料电池 模块
	GB/Z 27753-2011	质子交换膜燃料电池膜电极工况适应性测试方法
	GB/T 28817-2012	聚合物电解质燃料电池单电池测试方法
	GB/T 28183-2011	客车用燃料电池发电系统测试方法
	GB/T 23645-2009	乘用车用燃料电池发电系统测试方法
	GB/T 27748.1-2017	固定式燃料电池发电系统 第1部分：安全
	GB/T 27748.2-2013	固定式燃料电池发电系统 第2部分：性能试验方法
	GB/T 27748.3-2017	固定式燃料电池发电系统 第3部分：安装
	GB/T 27748.4-2017	固定式燃料电池发电系统 第4部分：小型燃料电池发电系统性能试验方法
	GB/T 31037.1-2014	工业起升车辆用燃料电池发电系统 第1部分：安全
	GB/T 31037.2-2014	工业起升车辆用燃料电池发电系统 第2部分：技术条件
	GB/T 23751.1-2009	微型燃料电池发电系统 第1部分：安全
	GB/T 23751.2-2017	微型燃料电池发电系统 第2部分：性能试验方法
	GB/Z 23751.3-2013	微型燃料电池发电系统 第3部分：燃料容器互换性
	GB/T 25319-2010	汽车用燃料电池发电系统技术条件
	GB/T 33983.1-2017	直接甲醇燃料电池系统 第1部分：安全
	GB/T 33983.2-2017	直接甲醇燃料电池系统 第2部分：性能试验方法

	GB/T 36288-2018	燃料电池电动汽车 燃料电池堆安全要求
	GB/T 36544-2018	变电站用质子交换膜燃料电池供电系统
	GB/T 20042.1-2017	质子交换膜燃料电池 第1部分：术语
	GB/T 20042.3-2009	质子交换膜燃料电池 第3部分：质子交换膜测试方法
	GB/T 20042.4-2009	质子交换膜燃料电池 第4部分：电催化剂测试方法
	GB/T 20042.5-2009	质子交换膜燃料电池 第5部分：膜电极测试方法
	GB/T 20042.6-2011	质子交换膜燃料电池 第6部分：双极板特性测试方法
	GB/T 20042.7-2014	质子交换膜燃料电池 第7部分：炭纸特性测试方法
	GB/T 31035-2014	质子交换膜燃料电池电堆低温特性试验方法
	GB/T 33978-2017	道路车辆用质子交换膜燃料电池模块
	GB/T 33979-2017	质子交换膜燃料电池发电系统低温特性测试方法
	GB/T 34872-2017	质子交换膜燃料电池供氢系统技术要求
	GB/T 31036-2014	质子交换膜燃料电池备用电源系统 安全
	GB/T 20042.2-2008	质子交换膜燃料电池电池堆通用技术条件
	GB/Z 21742-2008	便携式质子交换膜燃料电池发电系统
	GB/T 30084-2013	便携式燃料电池发电系统-安全
	GB/T 31886.1-2015	反应气中杂质对质子交换膜燃料电池性能影响的测试方法 第1部分：空气中杂质
	GB/T 31886.2-2015	反应气中杂质对质子交换膜燃料电池性能影响的测试方法 第2部分：氢气中杂质
	GB/T 34582-2017	固体氧化物燃料电池单电池和电池堆性能试验方法
	GB/T 26916-2011	小型氢能综合能源系统性能评价方法
	GB/T 24548-2009	燃料电池电动汽车 术语
	GB/T 29126-2012	燃料电池电动汽车 车载氢系统试验方法
	GB/T 26991-2011	燃料电池电动汽车 最高车速试验方法
	GB/T 24549-2009	燃料电池电动汽车 安全要求
	GB/T 29123-2012	示范运行氢燃料电池电动汽车技术规范
	GB/T 26990-2011	燃料电池电动汽车 车载氢系统技术条件
	GB/T 26779-2011	燃料电池电动汽车 加氢口

	GB/T 35178-2017	燃料电池电动汽车 氢气消耗量测量方法
	GB/T 24544-2009	燃料电池发动机性能试验方法
	GB/T 34593-2017	燃料电池发动机氢气排放测试方法
	GB/T 37154-2018	燃料电池电动汽车整车氢气排放测试方法
	GB/T 34537-2017	车用压缩氢气天然气混合燃气
	GB/T 37244-2018	质子交换膜燃料电池车用燃料氢气
	GB/T 26779-2011	燃料电池电动汽车加氢口《第 1 号修改单》
	GB/T 37244-2018	质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气
	GB/T 37154-2018	燃料电池电动汽车 整车氢气排放测试方法