

加氢网络是普及氢能应用的基础

——燃料电池行业深度报告（二）

行业深度报告

◆加氢站及网络的建设是普及氢能应用的基础：制约氢燃料电池真正走向实用、走向市场、走向大众生活的障碍是经济规模的制氢、加氢技术及其社会普遍度、技术上（电堆和整车技术）的可靠性等。其中加氢网络是基础设施，是普及氢能应用的基础。

◆短距离运输长管拖车气态氢气运输最经济，300公里以上液氢槽车运输更经济：氢气运输的方式包括气态氢气输送、液态氢气输送和固态氢气输送。前两者将氢气加压或液化后再利用交通工具运输，这是目前加氢站比较常用的方式，固态氢气输送通过金属氢化物进行运输。如果考虑氢气液化装置的投入、液化能耗等等因素，气态氢气的运输最经济，长管拖车气态氢气运输成本最低可以达到50公里2.3元/kg，折合为46元/(吨·公里)，当运输距离超过300公里，液氢槽车运输变得更经济。

◆国内加氢站核心设备基本依赖进口，加氢机有望最先国产化：加氢站与现有较为成熟的压缩天然气(CNG)加气站相似，主要设备包括卸气柱（站外制氢加氢站）、压缩机、储氢罐、加氢机、管道、控制系统、氮气吹扫装置、放散装置以及安全监控装置等等，无论是站外制氢加氢站还是站内制氢加氢站其核心设备都是压缩机、储氢罐和加氢机，它们分别占到加氢站建设成本的30%、11%、13%，目前国内加氢站核心设备基本依赖进口，加氢机已有国内公司取得突破，有望最先实现国产化。

◆国内加氢网络建设还处于起步阶段，可以借鉴国外经验：起步阶段主要通过政府政策引导、以及政府示范项目示范；进入商业化运营后，加氢站的建设应以主要城市为中心，然后在连通主要城市的交通干道（高速）上建设，形成初步的氢能高速路（网络）；在规模经济显现前，适当的补贴政策是必要的；相关标准成熟后，应该鼓励产业资本（民间资本）参与建设加氢站；加氢站降成本方面，除了技术革新之外，应该充分考虑油气综合加注站。

◆投资建议：推荐化工领域涉足加氢站的东华能源（PDH副产5万吨氢气，建设了张家港首座公交车加氢站）、鸿达兴业（0.75万吨/+400Nm³/h电解水制氢，规划在内蒙古建设8座加氢站），建议关注滨化股份（副产1.6万吨氯碱氢，计划以滨州为起点，面向全国开展动力氢能的制备、储运等全产业链的建设和运营管理）和华昌化工（公司近期先后从加氢站建设和建立氢能源联合研究院入手氢能领域布局）。

◆风险分析：1) 加氢站网络建设不达预期；2) 加氢站关键设备国产化进程不达预期；3) 产业政策和补贴政策波动风险；4) 燃料电池成本下降不及预期等。

相关公司盈利预测、估值与评级

证券代码	公司名称	股价(元)	EPS (元)			PE (X)			投资评级
			18A	19E	20E	18A	19E	20E	
002221	东华能源	9.68	0.65	0.80	0.93	15	12	10	增持(维持)
002002	鸿达兴业	5.67	0.24	0.30	0.38	24	19	15	增持(维持)

资料来源：WIND，光大证券研究所预测，股价为2019年5月15日收盘价

增持（维持）

分析师

裴孝锋（执业证书编号：S0930517050001）
021-52523535
qiuxf@ebsec.com

陈冠雄（执业证书编号：S0930517058003）
021-52523810
chenguanxiong@ebsec.com

傅锴铭（执业证书编号：S0930517070001）
021-52523823
fukm@ebsec.com

基础化工行业与上证指数对比图



数据来源：WIND，光大证券研究所整理

相关研报

低成本的化工副产氢是未来氢源的最优选择
——燃料电池行业深度报告（一）

..... 2019-03-24

投资聚焦

研究背景

当下燃料电池行业的技术储备和商业模式处于积极探索中并快速发展，主要基于（1）减少石油依赖，改善能源结构；（2）弯道超车掌握下一代汽车动力技术的制高点，加氢快、长续航等优点使得燃料电池极有可能成为下一代汽车动力来源；（3）全生命周期无污染物排放。2019年政府工作报告已正式宣布推动加氢设施，此外针对加氢设施的发展一系列补贴政策也将陆续出台，产业发展进入快速上升期，在此背景下我们将展开关于燃料电池行业的系列跟踪和研究，本篇报告是系列报告的第二篇，在第一篇中我们从前端氢源的角度对国内目前可用于燃料电池行业的制氢路线进行了探讨，在本篇中我们主要讨论了加氢站及网络的建设，并对国外优秀经验进行了总结。

我们区别于市场的观点

我们认为我国在加氢网络的建设上还处于起步阶段，核心设备基本依赖进口，加氢站数量也比较少，整体比较薄弱。通过对日本、德国、美国的加氢站及网络建设情况的分析，我们可以借鉴：

1. 在起步阶段，要通过政府政策引导以及政府示范项目，对加氢站的建设、运营、管理、安全等方面进行论证，论证结束后，可以制定相关的标准，并不断优化；
2. 进入商业化运营后，加氢站的建设应以主要城市为中心，然后再在连通主要城市的交通干道（高速）上建设，形成初步的氢能高速路（网络）；
3. 在商业化运营后，应该建立政府、上下游企业等参与的产业联盟，不断优化相关标准，并对技术路线、未来政策的制定等集思广益，发挥全社会的能动性；
4. 在规模经济显现前，适当的补贴政策是必要的，可以如日本一样对建设成本、日常运营成本进行补贴，补贴可以是政府发放，也鼓励汽车企业参与发放；
5. 相关标准成熟后，应该鼓励产业资本（民间资本）参与建设加氢站，并最终民营企业为主建设加氢网络；
6. 加氢站降成本方面，除了技术革新之外，应该充分考虑油气综合加注站，我国幅员辽阔，已有11万座以上的加油站，如果能够充分利用已有的加油站资源，将节省可观的加氢站基础建设成本。

投资观点

推荐东华能源(PDH副产5万吨氢气,建设了张家港首座公交车加氢站)、鸿达兴业(0.75万吨/+400Nm³/h电解水制氢,规划在内蒙古建设8座加氢站),建议关注滨化股份(副产1.6万吨氯碱氢,计划以滨州为起点,面向全国开展动力氢能的制备、储运等全产业链的建设和运营管理)和华昌化工(公司近期先后从加氢站建设和建立氢能源联合研究院入手氢能领域布局)。

目录

1、 加氢站及网络建设是普及氢能的基础	5
2、 氢气的运输：长管拖车目前最经济	5
2.1、 气态氢气 (GH ₂) 运输	6
2.2、 液氢 (LH ₂) 运输	7
2.3、 固态氢 (SH ₂) 运输	8
2.4、 运输成本分析	8
3、 加氢站核心设备：基本依赖进口	9
4、 国内外加氢站及网络的建设情况	13
4.1、 国外加氢站的建设情况	14
4.2、 国内加氢站的建设情况	21
5、 投资建议	23
5.1、 东华能源：计划打通氢能利用全产业链	24
5.2、 鸿达兴业：氯碱龙头涉足加氢站	25
5.3、 滨化股份：加快氢能项目建设	26
5.4、 华昌化工：布局氢能优势明显	26
6、 风险分析	27

图目录

图 1：氢气长管拖车供氢加氢站工艺流程.....	6
图 2：管道输送氢气加氢站工艺流程.....	7
图 3：液氢槽车供氢加氢站工艺流程.....	8
图 4：站内电解水制氢加氢站工艺流程.....	11
图 5：北京加氢站工艺流程.....	12
图 6：2018 年全球加氢站地域分布（单位：座）.....	13
图 7：2018 年拥有加氢站超过 10 座的国家（单位：座）.....	14
图 8：全球规划的新增加氢站（截至 2018 年底，单位：座）.....	14

表目录

表 1：氢气运输方式比较.....	6
表 2：日本 2017 加氢站补贴.....	15
表 3：欧盟涉及加氢站项目一览（截至 2018 年初）.....	17
表 4：德国加氢站推广政策及项目一览（截至 2018 年初）.....	18
表 5：美国加州地区加氢站推广政策及项目一览（截至 2018 年初）.....	20
表 6：中国涉及氢能及燃料电池的政策一览（截至 2018 年底）.....	22
表 7：国内部分加氢站情况（包含已拆除）.....	23

1、加氢站及网络建设是普及氢能的基础

氢是目前全球公认的最洁净的燃料，也是重要的化工合成原料。氢不是一次能源，需要使用一次能源通过转换来生产出能量载体，目前氢气的工业应用大多采用高压气态形式作为燃料或原料。氢燃料电池车(Fuel cell vehicle-FCEV)是使氢或含氢物质及空气中的氧通过燃料电池以产生电力，再以电力推动电动机，由电动机推动车辆，整个过程将氢的化学能转换为机械能。氢能源的最大好处是跟空气中的氧反应产生水蒸气之后排出，可有效减少燃油汽车造成的空气污染问题，现阶段下高速车辆、巴士、潜水艇和火箭已经在不同形式使用氢燃料，而燃料电池车一般在内燃机的基础上改良而成。

制约氢燃料电池真正走向实用、走向市场、走向大众生活的最大障碍是经济规模的制氢、加氢技术及其社会普遍度、技术上（电堆和整车技术）的可靠性等。关于经济规模的制氢我们在燃料电池行业深度报告（一）中深入阐述了，本篇作为系列报告的第二篇将重点讨论加氢技术及其社会普遍度，也就是加氢站及网络的建设问题。

对于经济规模的制氢，在燃料电池行业深度报告（一）中，我们分析了低成本氢源的可能来源，我们认为从目前来看，国内化工副产氢的利用是燃料电池行业供氢的较优选择，国内氯碱、PDH和快速发展的乙烷裂解行业可提供充足的低成本氢气资源，且集中在负荷中心密集的华东地区，在对这些装置进行低强度的改造之后可同时解决燃料电池行业的供氢和副产氢高效利用的问题，未来化工副产集中式供氢+水电解分散式制氢将会是国内燃料电池行业供氢模式的发展方向。

作为系列报告的第二篇，在本文中我们将讨论加氢站建设的难点，按照不同的分类方法，加氢站可以分为多种类型：按照制氢地点，加氢站可分为站外制氢加氢站(off-site)和站内制氢加氢站(on-site)；按照储存地点，可分为固定式加氢站和移动式加氢站；按照氢气储存状态，可分为液氢加氢站和高压氢气加氢站；按照加注方式，可分为单级加注加氢站和多级加注加氢站；按照制氢方式，加氢站可分为电解水制氢加氢站、工业副产氢加氢站、天然气重整制氢加氢站、甲醇重整制氢加氢站等。

业界通常将加氢站分为站外制氢加氢站和站内制氢加氢站两种。站外制氢加氢站在加氢站内无氢气生产装置，氢气是从氢源通过运输到达加氢站，氢气运至加氢站后，在站内进行压缩、储存、加注等步骤；站内制氢加氢站是在加氢站内自备了制氢系统，可以自主制取氢气，氢气经纯化和压缩后进行储存。目前小型的站内制氢加氢站主要采用站内电解水的方法制氢，另外，还有站内天然气重整制氢、甲醇重整制氢、太阳能或风能制氢等。

2、氢气的运输：长管拖车目前最经济

站外制氢加氢站的氢气是从氢源运输到加氢站的，氢气运输的方式包括：气态氢气输送、液态氢气输送和固态氢气输送。前两者将氢气加压或液化后再利用交通工具运输，这是目前加氢站比较常用的方式，固态氢气输送通过金属氢化物进行运输。

表 1：氢气运输方式比较

		运输量范围	应用情况	优缺点
气态氢气运输	集装箱	5-10 kg/格	广泛用于商品氢运输	非常成熟，运输量小
	长管拖车	250-460 kg/车	广泛用于商品氢运输	运输量小，不适宜远距离运输
	管道	310-8900 kg/h	主要用于化工厂，未普及	一次性投资成本高，运输效率高
液态氢气运输	槽车	360-4300 kg/车	国外应用广泛，国内主要用于航天液氢输送	液化投资大、能耗高、设备要求高
	管道	-	国外较少，国内没有	运输量大，液化能耗高，投资大
	铁路	2300-9100 kg/车	国外非常少，国内没有	运输量大

资料来源：《加氢站氢气运输方案比选》（马建新等）

2.1、气态氢气（GH₂）运输

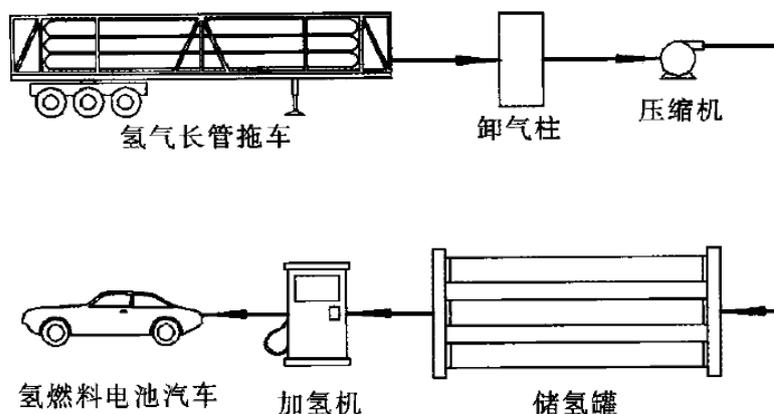
气态氢气的运输通常是将氢气经加压至一定压力后，然后利用集装箱、长管拖车和管道等工具输送。

集装箱由多个水容积为40 L的高压氢气钢瓶组成，充装压力通常为15 Mpa。集装箱运输灵活，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，上海较大规模商品氢气都是运用此方法。上海浦江特种气体有限公司是国内最早运用长管拖车对氢气进行运输的内资企业之一。

氢气长管拖车将氢气运输至加氢站后，装有氢气的管束与牵引车分离，然后与卸气柱相连接，随后氢气进入压缩机中被压缩，并先后送入高压，中压和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 1：氢气长管拖车供氢加氢站工艺流程

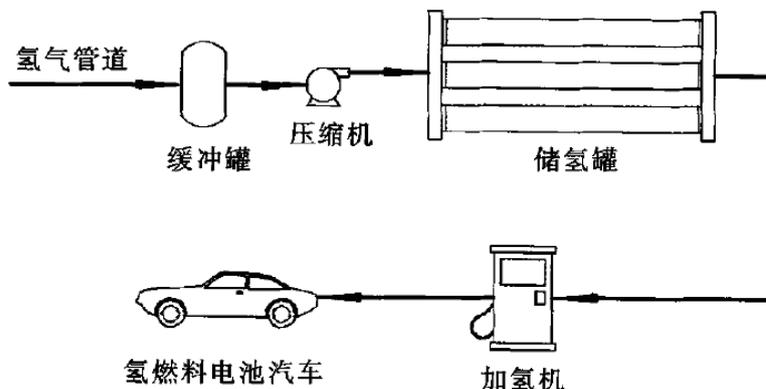


资料来源：《加氢站工艺和运行安全》（沈静江等）

在美国、加拿大、欧洲有氢气管道运输的方式，管道直径大约为0.25~0.3

m，压力范围为1~3 MPa，流量在310~8900 kg/h之间，目前氢气管道总长度已经超过16000 km。管道的投资成本很高，与管道的直径和长度有关，比天然气管道的成本高50%~80%，其中大部分成本都用于寻找合适的路线，目前氢气管道主要用于输送化工厂的氢气。

图 2：管道输送氢气加氢站工艺流程



资料来源：《加氢站工艺和运行安全》（沈静江等）

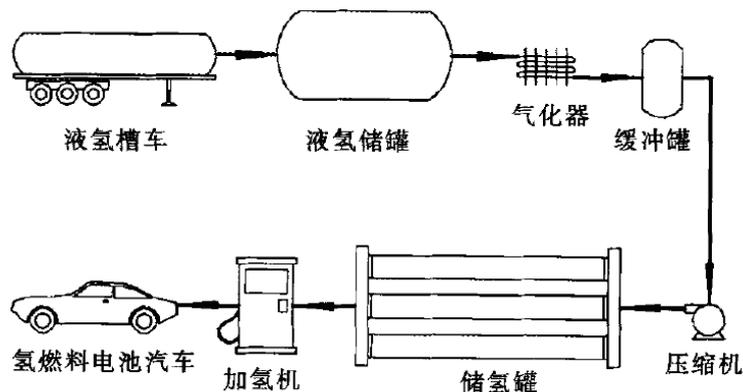
2.2、液氢 (LH₂) 运输

液氢的体积密度是70.8kg/m³，体积能量密度达到8.5MJ/L，是气氢15MPa运输压力下的6.5倍。因此将氢气深冷至21K液化后，再利用槽车或者管道进行运输将大大提高运输效率。槽车的容积大约是65 m³，每次可净运输约4000kg氢气，因此国外加氢站运用液氢运输的方式要略多于气态氢气的运输方式。液氢管道都采用真空夹套绝热，由内外两个等截面同心套管组成，两个套管之间抽成高度的真空。

除了槽罐车和管道，液氢还可以利用铁路和轮船进行长距离或跨洲际输送。深冷铁路槽车长距离运输液氢是一种既能满足较大输氢量又比较快速、经济的运氢方法。这种铁路槽车常用水平放置的圆筒形杜瓦槽罐，其储存液氢的容量可达到100 m³，特殊大容量的铁路槽车甚至可以运输120~200 m³的液氢，目前仅有非常少量的氢气采用铁路运输。

液态槽车将液氢运输至加氢站，与加氢站连接后进入加氢站的液氢储罐，液氢储罐中的氢通过气化器进行气化，从而进入缓冲罐，随后进入压缩机内被压缩，并先后输送到高压、中压、低压储氢罐中分级储存，需要对汽车进行加注时，可依次从低压、中压、高压储氢罐中按顺序取气进行加注。

图 3：液氢槽车供氢加氢站工艺流程



资料来源：《加氢站工艺和运行安全》（沈静江等）

2.3、固态氢（SH₂）运输

固态氢的运输主要是利用稀土系、钛系、锆系和镁系等金属或合金的吸氢特性，与氢气反应产生稳定氢化物，然后在常温常压下运输至目的地之后再通过加热释放氢气。目前研究较多的贮氢合金有四类：稀土镧镍等，每公斤能贮氢135L；铁-钛系，每公斤贮氢量是稀土镧镍的四倍，且价格低、活性大、还可在常温常压下释放氢气，是目前使用最多的贮氢材料；镁系，是吸氢量最大的金属元素，但释放温度需要达到287摄氏度，且吸氢速度慢；钒、铌、锆等多元素系，这些金属自身就属于稀贵金属，所以只适用于特殊场合。

利用该技术可以大幅度提升氢气运输的体积能量密度，理论上与高压钢瓶同等重量的储氢合金能吸纳的氢气量是高压钢瓶的上千倍，但储氢合金本身价格昂贵，用于大规模氢气运输并不现实。

2.4、运输成本分析

关于氢气运输的成本目前没有统一的标准，在马建新等发表的《加氢站氢气运输方案比选》中通过建模的方式对长管拖车运输、液氢槽车运输、管道输送等运输方式的成本进行了分析，在模型中他们固定氢源到加氢站的运输距离为50 km，考虑了固定设备投资、人工、能耗及运行维护成本等因素，最后得出结论：

当加氢站数量在8个以上时，长管拖车运输成本稳定在2.3元/kg，折合46元/（吨·公里），如果加氢站的数量少于8个且规模较小时，长管拖车的利用率较低，这将增加单位成本，最高单位运输成本为4.7元/kg，折合为94元/（吨·公里）；

液氢槽车的运输成本最低，随着加氢站数量和规模的增加，最低可为0.4元/kg，折合为8元/（吨·公里），但是没有考虑氢气液化及蒸发的成本，氢气液化设备的投资非常巨大，一个日处理量为120 t氢气的液化厂投资约为9千万美元，一个每小时液化能力为30 t的液化厂，液化成本为4.5元/kg，因此若考虑液化成本，长管拖车运输氢气的成本在目前还是比较低的；

管道运输氢气的成本主要跟运送量（加氢站的规模）相关，当运送量达到1500 kg/天以上，氢气的运输成本为120元/（吨·公里）。

在上面的成本分析中，固定了运输距离为50 km，实际上运输成本与运输距离也有很大关系，玖牛研究院分析了距离与运费的关系，发现液氢槽车运输的每公里费用随着距离的增加迅速降低，这是因为运输距离越长，每公里摊销的液化费用越低，当运输距离超过300 km后，液氢槽车运输变得比长管拖车运输更经济。

3、加氢站核心设备：基本依赖进口

为了使汽车能携带足够的氢气，必须把氢气压缩，压缩的压力越高，储罐所能储存的氢气就越多，其能量密度越大，因此现在国际上燃料电池电动汽车上的氢气储罐压力一般都做到35 MPa的工作压力，甚至有做到70 MPa工作压力，那么作为给汽车加氢的加氢站，其储罐储存氢气的压力更要高于汽车氢气储罐的压力，才能保证给汽车充气。因此要真正做到给燃料电池电动汽车、氢内燃机汽车加注氢气，使氢气真正作为能源使用，关键在于氢气的升压技术、储存技术和加注技术及其系统集成，特别是储存技术，这是加氢站的技术难点，而对于站内制氢加氢站，技术难点还包括制氢技术以及系统集成。

加氢站与现有较为成熟的压缩天然气(CNG)加气站相似，主要包括卸气柱（站外制氢加氢站）、压缩机、储氢罐、加氢机、管道、控制系统、氮气吹扫装置、放散装置以及安全监控装置等等，无论是站外制氢加氢站还是站内制氢加氢站其核心设备都是压缩机、储氢罐和加氢机，它们分别占到加氢站建设成本的30%、11%、13%，目前国内加氢站核心设备基本依赖进口。

1. 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。目前国际上主要的隔膜式压缩机的生产商有美国Hydro-PAC公司、PDC公司等等，国内中船重工718所能够利用PDC公司提供的部件完成组装，上海世博加氢站、北京加氢站都是引进的美国PDC公司产品。

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。

2. 储氢罐

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：

高压常温且氢气纯度高，具有高压氢环境氢脆的危险。35 MPa 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。在正常工作条件下，储氢容器壳体金属温度主要取决于大气环境温度。为满足氢燃料电池汽车用氢气的高纯度要求，储氢容器中氢气的纯度在99.999%以上。长期在高压和常温氢气环境中工作，储氢容器材料可能会产生高压氢环境氢脆，导致塑性损减、疲劳裂纹扩展速率加快和耐久性下降，严重威胁储氢容器的安全使用。

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）。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，属于低周疲劳范畴。其中移动（示范）站储氢罐的压力波动次数较少，而固定（商用）站的波动次数较多。此外，站用储氢罐的压力波动范围较大，通常为20%~80%的设计压力（或者对应气瓶公称工作压力）。因此，加氢站用储氢容器的疲劳失效问题非常突出，设计时必须考虑疲劳失效。与加氢站用储氢容器相似，压缩天然气加气站用储罐也储存有大量易燃易爆介质，且压力也有波动，但其压力波动范围小，疲劳失效问题并不突出。

容积大，压缩能量多，氢气易燃易爆，失效危害严重。根据GB 50516—2010《加氢站技术规范》规定，一级、二级、三级加氢站的最大储氢量分别为8000、4000、1000 kg。对于三级站，按储存压力45 MPa、温度20℃计算，储氢容器的容积约为35 m³，即需用900 L的高压容器至少39台。每台容器的物理爆炸能量相当于18.4 kg TNT 炸药，一旦发生爆炸，产生的冲击波、碎片、高温危害严重。

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）、日本为SCM 435 和SNM 439、美国为SA 372 Gr. J。4130X 和日本SCM 430、美国SA 372 Gr.E 具有相近的化学成分和力学性能。高压储氢罐主要生产企业有美国AP公司、CPI公司，国内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，但没有形成量产，北京加氢站引进的是CPI公司的产品。

对于车载储氢罐，特别是70 Mpa储氢罐，重量是需要考虑的重要因素，目前已经发展为全复合轻质纤维缠绕储罐，其筒体一般包括3 层：内层是密封氢气的树脂衬里、中层是确保耐压强度的碳纤维增强树脂（CFRP）层、表层是保护表面的玻璃纤维增强树脂层，目前只有丰田和挪威Hexagon具备商业化生产能力。

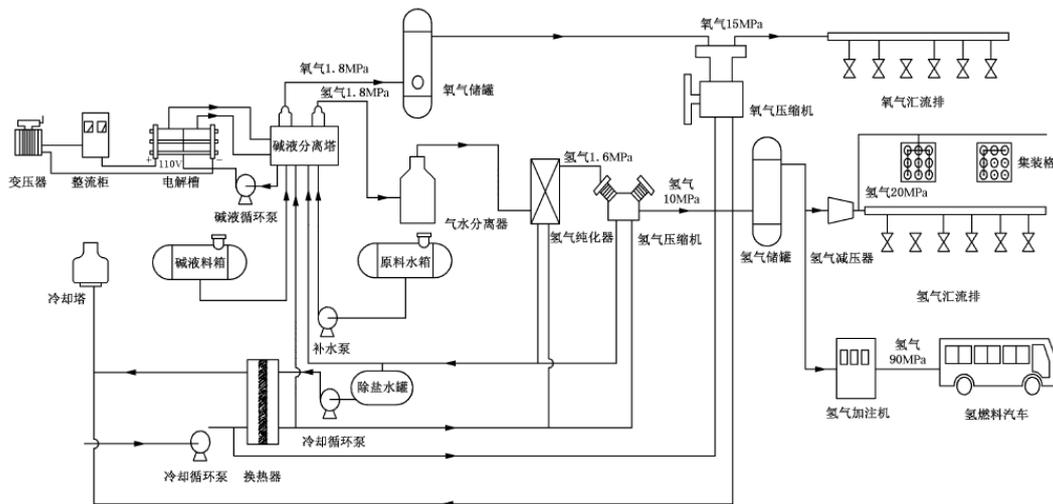
3. 加氢机

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。

站内制氢加氢站还需要系统整合制氢装置，以电解水制氢加氢站为例，电解水制氢设备接氢气纯化设备，纯化设备接氢气隔膜压缩机入口，压力为1.6~4 MPa，氢气隔膜压缩机出口接高压氢气储罐，压缩机出口工作压力达40 MPa，流量达到150 Nm³/h。氢气储罐工作压力40 MPa，水容积5 m³，最大储氢气量可达2000 Nm³，40 MPa工作压力的氢气储罐以三个出口分别连接氢气加注机（满足50 Nm³/min流量，入口压力40 MPa）、氢气隔膜压缩机（出口压力75 MPa）和通过减压为20 MPa给气瓶充装氢气的汇流排。其中出口压力为75 MPa的氢气隔膜压缩机出口连接工作压力为75 MPa的氢气储罐，储罐出口再连接到氢气加注机。

图 4：站内电解水制氢加氢站工艺流程



资料来源：《制氢加氢站关键技术及系统的研究》（张立芳等）

加氢机主要的生产企业有德国林德（Linde）、美国AP公司等等，国内厚普股份已成功研发氢气加注装置，产品规格包括日加氢量50公斤、200公斤、500公斤、1000公斤等规格，并且已经为上海、武汉、郑州、张家口等国内布局氢能汽车的城市供应了氢气加注设备，加氢机是目前最有可能实现国产化的核心设备。

以上海世博园加氢站为例说明站外制氢加氢站的运行情况

上海世博加氢站的压缩机采用了4台PDC-4-6000型隔膜式压缩机，每台压缩机额定功率为18.5 kW，吸气压力为6~22 MPa，排气压力为46 MPa，额定流量（折合成标准状态）为55 m³/h。采用水冷却的方式对压缩机进行降温，每2台压缩机共用一套冷却装置。压缩机工作时，根据所需流量，4台压缩机可以采用1用3备、2用2备或3用1备等模式对氢气进行压缩。

上海世博加氢站的设计最高储氢压力为45 MPa，其中低压储氢罐3台，中

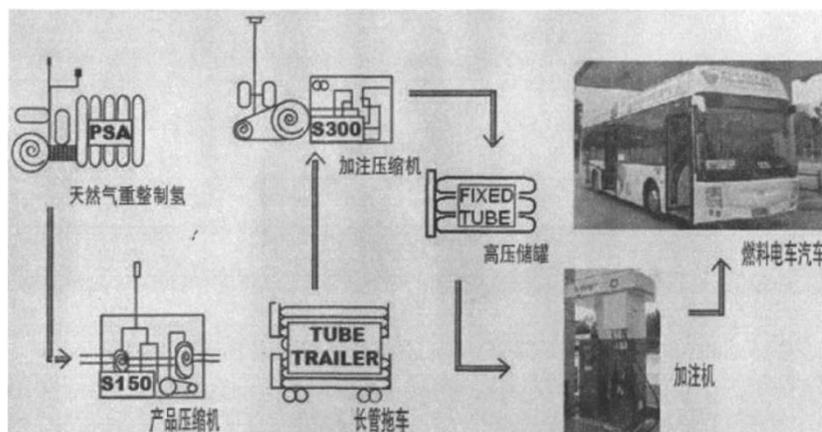
压储氢罐6台，高压储氢罐6台。每台储氢罐的直径为0.406 m，容积约为0.767 m³。15台储氢罐总储氢量约为360 kg。上海世博加氢站将氢气长管拖车也作为一级储气设施，构成氢气长管拖车、低压储氢罐、中压储氢罐及高压储氢罐共4级储气的方式。每辆氢气长管拖车实际储氢量约为250 kg，加氢站内可以同时连接2辆氢气长管拖车，故氢气长管拖车总储氢量约为500 kg。

上海世博加氢站的加氢机额定加注压力分为25 MPa和35 MPa两种，采用4台双枪加氢机，每台加氢机双枪最大加注能力为3 kg/min。另外，根据国际标准ISO/TS 15869—2009《气态氢和氢的混合物——陆地车辆油箱》的规定，车载储氢瓶的温度不可超过85℃。因此，氢气在加注前需要经过管道换热预冷。上海世博加氢站在加注氢气前，先将氢气预冷至-20℃。其冷却方式是，氢气从储氢罐来到加氢机时，先进入一个换热装置与其中的冷流体充分换热后降温，然后氢气通过加氢机为燃料电池汽车加注氢气。

以北京加氢站为例说明站内制氢加氢站的运行情况

北京加氢站是国内第一座高压加氢站，于2006年建成运行，二期改造后加入了天然气重整站内制氢装置，工艺流程是天然气重整制氢装置生产的氢气由一台产品氢气压缩机增压到200 Bar进入长管拖车储存，使用时加注压缩机把长管拖车中的氢气增压到400 Bar进入高压储氢瓶组，加注时由高压储氢瓶组的氢气经加注机进入燃料电池电动车辆。

图 5：北京加氢站工艺流程



资料来源：《北京加氢站的功能完善和燃料电池汽车奥运示范》（孟庆云等）

天然气重整制氢设备采用我国具有四十多年制造和操作经验并且技术可靠的蒸汽转化工艺和一段变压吸附净化法(PSA净化法)。主要生产过程以天然气为原料，采用烃类水蒸汽转化造气工艺制取粗氢气。转化压力2.0 MPa(G)，合成气经变换和PSA分离杂质后得到合格的产品氢气，整个工艺分为原料脱硫、烃类的蒸汽转化、一氧化碳变换、变压吸附(PSA)氢气提纯四个主要工艺过程。额定产气量为50 Nm³/h。

北京加氢站可利用天然气重整装置每天生产高品质氢气1200 Nm³，利用外供氢每天提供高品质氢气2000 Nm³，完全满足20辆燃料电池小轿车和3辆燃料

电池大客车每天运行所需的氢气要求，根据氢气的消耗量，天然气重整制氢装置的生产能力可以在40—100%之间调节，结合外供氢气的合理调度，能够满足不同氢气用量的要求。

北京加氢站的压缩机由美国PDC公司提供，额定流量55 Nm³/h，最高压力可达400 Bar。其功能是把天然气重整制氢设备生产的氢气加压送入长管拖车内储存。

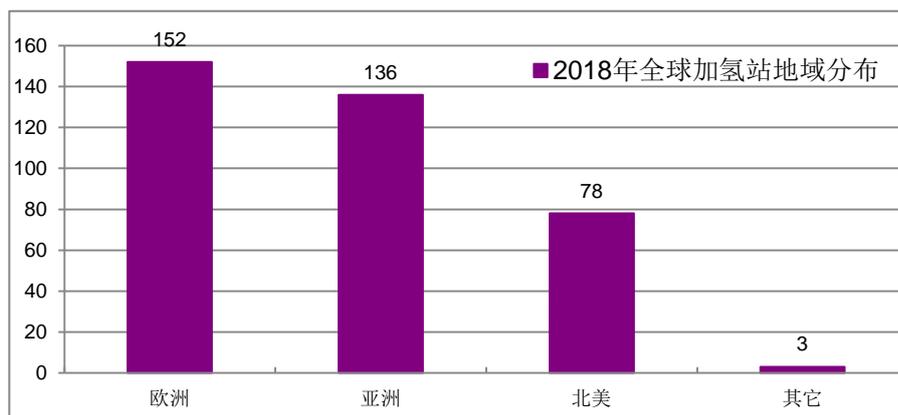
北京加氢站的储罐由美国CPI公司提供。选用的高压氢气储罐为二组气瓶，氢气储罐的额定工作压力为420 bar，水容积为1.7 m³，町储存氢气65 Kg。

北京加氢站的加注机由美国Genesys公司提供，型号为Series 300型，最大充装速度可以达到600 kg/h。

4、国内外加氢站及网络的建设情况¹

据H2stations (H2stations.org网站) 统计，截至2018年底全球加氢站数目达到369座，新增48座：其中欧洲152座，亚洲136座，北美78座。在全部369座加氢站中，有273座是零售型加氢站，对外开放，其余的站点则为封闭用户群提供服务，比如公共汽车或车队用户。

图 6：2018 年全球加氢站地域分布（单位：座）

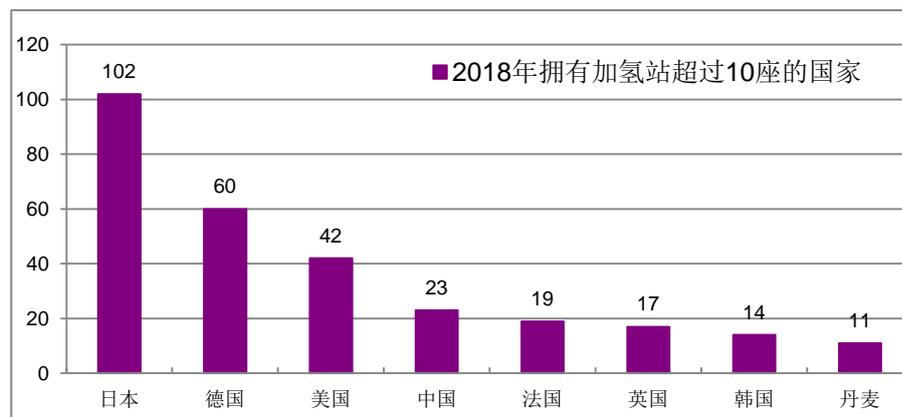


资料来源：H2stations

截至2018年底，全球拥有10座以上加氢站的国家有日本（102座）、德国（60座）、美国（42座）、中国（23座）、法国（19座）、英国（17座）、韩国（14座）、丹麦（11座）。日本、德国和美国加氢站共有204座，占全球总数的55%，这三个国家在氢能与燃料电池技术领域在全球处于绝对领先地位。

¹ 本章内容主要参考潘相敏等发表在国际氢能产业发展报告（2017）中的《加氢基础设施建设现状与前瞻》

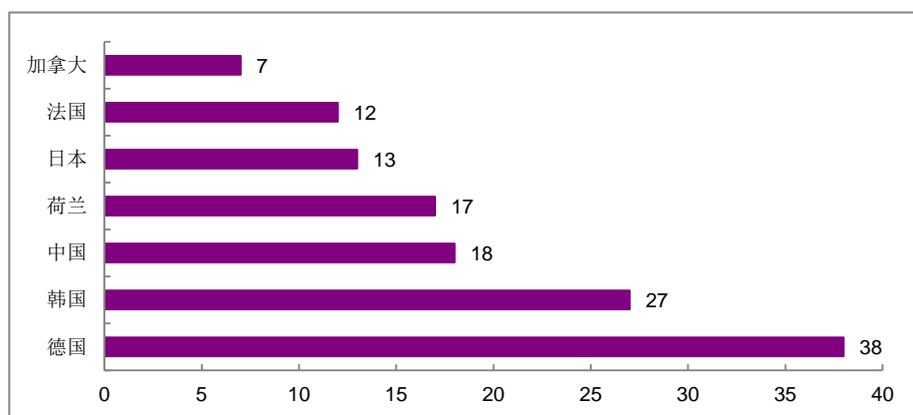
图 7：2018 年拥有加氢站超过 10 座的国家（单位：座）



资料来源：H2stations

目前全球氢能源产业还处于导入期，加氢站的建设规模还较小，截至2018年底，已经规划的新增加氢站计划较大的有德国（38座）、荷兰（17座）、法国（12座）、加拿大（7座）、韩国（27座）、中国（18座）。

图 8：全球规划的新增加氢站（截至 2018 年底，单位：座）



资料来源：H2stations

4.1、国外加氢站的建设情况

4.1.1、日本加氢站建设及相关政策

日本加氢站网络建设相关政策

早在2002年，为推动加氢站的建设，日本就开始了JHFC示范项目，该示范项目到2010年结束。JHFC项目共建成了11座加氢站，并与其他4座加氢站合作，通过对这15座加氢站的运营来研究不同类型加氢站的可行性，这些加氢站中10座位于关东地区、3座位于中部地区、2座位于九州地区。此外，为向民众

展示研究成果，JHFC还开放一个氢主题公园。JHFC项目的结束标志着日本完成了对加氢站的初步技术实证。

2010年7月，隶属于日本经济贸易产业省的燃料电池实用化推进协会（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2011-2015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。根据路线图，日本将在2015年建成100座加氢站，此后开始建立商用加氢站，到2025年加氢站将实现自力发展。

2014年日本官方新能源及产业技术综合开发机构发布了《氢能源白皮书》，为缓解建设加氢站所需的巨额建设成本，日本政府专门制定了“氢气供给设备整备事业费补助金”制度，补助金的申请和发放通过下一代车振兴中心实施。除国家补助外，向站点提供补助金的地方补贴也在增加。自2013年起对加氢站建设项目补贴其建设成本的一半，上限为2.5亿日元，2014年又增加了定额性补贴政策，上限达到2.8亿日元，2017年又对补贴政策做出了调整，上限进一步上调到4.2亿日元。

表 2：日本 2017 加氢站补贴

规模 (Nm ³ /h)	类型	(建设成本) 补贴率	补贴上限 (亿日元)
大于 300	现场制氢 (大巴用)	1/2	4.2
	站外制氢 (大巴用)	1/2	3.8
	现场制氢 (紧凑型)	2/3	3
	现场制氢 (其他类型)	1/2	3
	站外供氢 (紧凑型)	2/3	2.7
	站外供氢 (其他类型)	1/2	2.7
	移动式	2/3	2.7
大于 50 小于 300	现场制氢 (紧凑型)	2/3	2.4
	现场制氢 (其他类型)	1/2	2.4
	站外供氢 (紧凑型)	2/3	2
	站外供氢 (其他类型)	1/2	2
	移动式	2/3	2

资料来源：《加氢基础设施建设现状与前瞻》（潘相敏等）

日本主要的加氢站建设运营商岩谷产业曾预计，加氢站的一年运营费用为5000万日元左右，要想实现盈利，每个站点需要有700-1000辆FCV（固定客户）来加氢，然而在目前的普及程度上，这是不可能达到的，因此除补助加氢站的建设成本外，日本政府也每年给予2200万日元的运营补贴，丰田、本田和日产三家汽车厂商再额外提供每年1100万日元的运营补贴。但日本政府提供运营补贴的期限是3年，汽车厂商的补贴则将于2020年左右结束，因此日本政府又制定了到2020年将加氢站的建设费用和运营费用减半的目标，通过更改《高压气体安全法》规定的隔离距离和有关设置加氢站的规定，放宽禁止普通消费者加氢的限制等，这样可以削减设备费用和人工费用。

2014年6月，日本经济贸易产业省成立的氢能/燃料电池战略协会发布了名为《氢能及燃料电池战略路线图——氢能社会的加速投入》的路线图，它总结了氢气制造、运输、存储、利用各阶段的目标和实现目标所需产业界、教育界和政界的努力。2016年3月，日本经产省对路线图的目标进行了调整，计划至

2020年建成约160座加氢站，2025年建成约320座。

日本加氢站的建设情况

根据日本燃料电池商用化协会 (FCCJ) 最新的统计，截止到2018年11月，日本正在运营的加氢站共有102座，其中52座为移动加氢站、50座为固定站（15座站内制氢加氢站、35座站外供氢加氢站），规划建设加氢站13座，是世界上加氢站数量最多的国家。

日本加氢站集中于关东、中部及九州地区，且围绕东京、大阪、名古屋、福冈4大城市圈为中心而建，目前正在运营及规划中的加氢站的详细分布如下：北海道·东北地区（北海道、宫城、福岛、新潟）有4座加氢站正在运营、2座在规划中；关东地区（茨城、埼玉、千叶、东京、神奈川、山梨县）有41座加氢站正在运营（15座移动站）、4座在规划中；中部地区（静冈、岐阜、爱知县）有24座加氢站正在运营（9座移动站）、5座在规划中；近畿地区（三重、滋贺县、京都、大阪、兵库县、和歌山）有14座加氢站正在运营（4座移动站）、2座在规划中；中国-四国地区（冈山、广岛、山口、德岛、香川）有8座正在运营（6座移动站）；九州地区（福冈、佐贺、大分）有11座加氢站正在运营（2座移动站）。

日本加氢站的主要运营商有：日本岩谷产业株式会社、JXTG能源公司（ENEOS）、JHyM、大阪燃气有限公司、三重氢站有限责任公司、出光兴产株式会社、广岛丰田公司等等。日本加氢站的氢气零售价格根据运营商的不同，从1000日元/千克到1500日元/千克不等。此外，日本还建成了一系列多功能加氢站：综合加注站可加注氢气、汽油、CNG和LPG；加氢/加气合建站，可加注氢气、CNG和LPG；内建有便利店的加氢站，高速公路加氢站，机场加氢站等。

4.1.2、德国加氢站建设及相关政策

欧盟加氢站网络建设相关政策

欧盟作为最早涉及燃料电池的地区之一，一直致力于发展燃料电池产业。其中最重要的政策莫过于2008年成立的欧盟燃料电池与氢能联合事业（FCH JU）。FCH JU成立的目的是支持欧洲燃料电池和氢能技术的研究、开发和示范活动。

FCH JU的三名成员是代表欧盟的欧盟委员会、代表燃料电池和氢气行业的氢气欧洲（HYDROGEN EUROPE）以及代表研究团体的N.ERGHY组织，它的目标是通过多方的集中努力把氢和燃料电池技术带入欧洲。为此，FCH JU每年都会主持并资助数项与氢能和燃料电池相关的项目，现阶段的目标是到2020年，燃料电池和氢气技术成为未来欧洲能源和运输系统的支柱之一，为2050年向低碳经济转型做出重要贡献。

FCH JU成立之前，欧盟在第6框架研究计划（The 6th Framework Programme for Research, FP6）的背景下进行了两项关于燃料电池大巴（FCB）和配套基础设施加氢站的研究，这两个项目是欧洲清洁城市交通（CUTE：2001-2006年，9个欧洲国家为期两年的FCV示范运行，探寻不同供氢方式加氢

站的效率及可靠性)和欧洲的燃料电池客车示范计划(HyFLEET: CUTE: 2006-2009年, CUTE的延续, 优化现有的加氢站的效率以及可靠性, 在柏林开发并建造新型的加氢站)。FCH JU成立后, 欧盟关于氢和燃料电池的项目都由FCH JU主持并提供研究经费。

表 3: 欧盟涉及加氢站项目一览 (截至 2018 年初)

时间	项目内容
2001-2006	CUTE, 9 个欧洲国家为期两年的燃料电池大巴 (FCB) 示范运行, 探寻不同供气方式加氢站的效率及可靠性
2006-2009	HyFLEET:CUTE, 优化现有的加氢站的效率以及可靠性, 在柏林开发并建造新型的加氢站
2010-2016	CHIC, 在欧洲的 8 个城市和加拿大的一个城市部署了一批燃料电池电动公交车和加氢站
2010-2012	H2MOVES SCANDINAVIA, 在挪威奥斯陆新建一座加氢站, 推出移动加氢站支持的 5 辆欧洲车辆公路旅行
2011-2015	HYTEC, 将现有的欧洲加氢示范站网络扩大到丹麦和英国
2012-2017	SWARM, 扩展现有的加氢基础设施以建立小型燃料电池客车示范车队, 在欧洲 3 个地区新建 3 座加氢站来扩大氢气高速公路的范围
2013-2018	HYFIVE, 部署 110 辆 FCVs, 开发 6 座新的加氢站与之前的 12 座加氢站形成区域性加氢网络
2013-2018	HYTRANSIT, 使用离子压缩和快速流量分配技术来减少 FCB 在加氢站的加注时间
2012-2019	High V.LO-City, 在欧洲 3 个地区部署 FCB 车队, 通过分析现有经验和欧洲国家及地区监管框架的现有障碍, 为加氢基础设施授权协议及标准化做出贡献
2015-2019	3EMOTION, 在欧洲五大城市中经营 27 辆 FCB, 开发 3 座新的加氢站
2015-2020	H2ME, 构建泛欧加氢站网络
2015-2017	NewBusFuel 项目在隶属于 7 个欧洲国家的 12 个不同地区里进行 13 个不同规模加氢站设计的工程研究, 探寻大规模加氢站的可行性
2017-2022	JIVE, 通过大规模部署 FCB 来实现商业化, 测试新的大型加氢站, 供气能力需 20 辆公共汽车, 降低加氢站运营成本及可靠性

资料来源: 《加氢基础设施建设现状与前瞻》(潘相敏等)

德国加氢站网络建设相关政策

德国是欧洲国家中推广氢能与燃料电池最早和最为积极的国家。2002年12月即由德国交通运输部和相关行业领导者联合倡议成立了CEP (Clean Energy Partership) 合作框架, 其最初目的是测试氢气作为燃料的适用性, 有20个行业合作伙伴, 比如Air Liquide, BMW、戴姆勒、福特、壳牌、西门子、丰田及大众等, 为氢燃料电池汽车的市场推广铺平道路。此外, CEP为氢能技术制定了通用的标准和规范, 是德国的氢能基础设施扩张的基石和开创性的示范项目。

2004年德国政府牵头成立了国家氢能与燃料电池组织 (NOW GmbH), 以支持氢能经济的初期发展。该组织的管理层由德国联通署、建筑与城市发展部等5个部门组成。

2005年, 林德集团提出在德国修建1800千米的“氢气高速公路”, 并沿路建立40座加氢站, 将德国主要城市连接起来, 形成环状“氢气高速公路”网络。

2006年, 德国政府、产业界和学术界联合出台“氢能和燃料电池技术国家创新计划 (National Innovation Program Hydrogen and Fuel Cell Technology, NIP)”。NIP旨在加速基于这种面向未来技术产品的市场准备过程。截至2016年, NIP在过去的10年间总共投资14亿欧元, 其中一半资金由联邦政府提供, 而另一半则由参与创新计划的企业共同资助。

2012年6月, 德国交通部和业界合作伙伴 (法液空、空气产品、戴姆勒、

林德和道达尔) 联合签署了一份关于未来氢气供应的合作文件: 联合开发加氢站网络。在第一阶段, 由国家创新计划支持, 将在柏林、汉堡、杜塞尔多夫、法兰克福、斯图加特和慕尼黑等大都市地区以及沿着连接这些城市的高速公路上继续推行CEP, 建设50座加氢站。这种基本的氢气供应网络对于支持第一阶段燃料电池车辆的销售是必要的。

2013年9月, Hydrogen Mobility (H2 Mobility) 倡议合作伙伴由法液空、戴姆勒、林德、OMV、壳牌和道达尔开启。该项目计划投入3.9亿美元使德国加氢站到2023年增加到400座, 高速公路沿线相邻两座加氢站之间的距离不超过90千米且德国主要大城市至少拥有10座加氢站。H2 Mobility将沿用CEP开发的加氢站标准来进行加氢站的规划、建造和运营。加氢站将可能加建于现有加油站内, 以便节省空间与成本。H2 Mobility还将设计用于氢储存, 压缩和加注的系统标准化组件, 通过规模化经济来降低加氢站成本, 标准化组件的设计也有助于把加氢站的建设周期降至4到8周。

2016年9月, 德国政府通过了未来十年(2016-2026) 氢能和燃料电池国家创新计划(NIP), 这是对NIP第一阶段(2007-2016) 的延续。NIP第二阶段将聚焦于进一步的降低成本、提高氢能和燃料电池技术的可靠性以及市场推广。根据该计划, 德国政府未来十年将投入超过20亿欧元来实现氢能和燃料电池技术的创新, 其中40%的资金将用于研发示范和市场开发, 而剩余的60%主要用于支持市场推广。该计划肯定了H2 Mobility加氢站网络计划的部署, 并支持使用公共资金在非盈利阶段建立加氢站网络。

表 4: 德国加氢站推广政策及项目一览 (截至 2018 年初)

时间	政策或项目内容
2002	CEP (Clean Energy Partnership) 合作框架由德国交通运输部和相关行业领导者联合倡议成立, CEP 为氢能技术制定了通用的标准和规范, 是德国氢能基础设施扩张的基石和开创性的示范项目
2004	德国政府牵头成立了国家氢能与燃料电池组织 (NOW GmbH), 以支持氢能经济的初期发展。该组织的管理层由德国联通署、建筑与城市发展部等 5 个部门组成
2005	林德集团提出在德国修建 1800 千米的“氢气高速公路”, 并沿路建立 40 座加氢站, 将德国主要城市连接起来, 形成环状“氢气高速公路”网络
2006	德国政府、产业界和学术界联合出台“氢能和燃料电池技术国家创新计划 (National Innovation Program Hydrogen and Fuel Cell Technology, NIP)”, NIP 旨在加速基于氢能面向未来技术产品的市场准备过程
2012	德国交通部 and 业界合作伙伴, 法液空、空气产品、戴姆勒、林德、道达尔联合签署一份关于未来氢气供应的合作文件: 联合开发加氢站网络
2013	Hydrogen Mobility (H2 Mobility) 倡议合作伙伴由法液空、戴姆勒、林德、OMV、壳牌和道达尔开启。该项目计划投入 3.9 亿美元使德国加氢站到 2023 年增加到 400 座, 高速公路沿线相邻两座加氢站之间的距离不超过 90 千米且德国主要大城市至少拥有 10 座加氢站
2016	德国政府通过了未来十年 (2016-2026) 的氢能和燃料电池国家创新计划 (NIP)。这是对 NIP (2007-2016) 的延续。NIP 第二阶段将聚焦于进一步的降低成本、提高氢能和燃料电池技术的可靠性以及市场推广

资料来源: 《加氢基础设施建设现状与前瞻》(潘相敏等)

德国加氢站的建设情况

德国正在运营的加氢站有60座, 另有38座在建设或规划中, 柏林、汉堡、莱茵-鲁尔地区、斯图加特及慕尼黑等主要城市早已经覆盖, 2015年05月, 德国第一座高速公路加氢站正式营业, 这座加氢站位于维尔茨堡和纽伦堡之间的A3高速公路上的道达尔服务区, 在这之后, 德国不断有位于高速公路或枢纽位置的加氢站开放, 这些加氢站试图将德国主要城市连接起来, 形成环状“氢

气高速公路”网络，截至目前，德国的南部、中部、北部地区都有加氢站分布，驾驶燃料电池汽车贯穿德国已经可以实现，德国已经形成了基本的加氢站网络。

在公布氢气来源的21座加氢站中，有20座采用的是拖车运输站外供氢（5座站采用液态氢运输，其余均为气态氢），5座采用电解水现场制氢，1座采用管道运输。德国目前开放加氢站主要由道达尔（Total）、壳牌（Shell）、大瀑布电力公司（Vattenfall）、法液空（Air liquide）、OMV、Fhg ISE等6家公司负责运营。

4.1.3、美国加州加氢站建设及运营现状

美国国内的加氢站大部分分布在加利福利亚州，因此这里我们主要介绍加州的加氢站建设情况。

加州加氢站网络建设相关政策：

2012年6月，加州燃料电池联盟（CaFCP）发布了加州氢燃料电池路线图：氢燃料电池电动汽车商业化（A California Road Map: The Commercialization of Hydrogen Fuel Cell Vehicles）。根据路线图，空气资源委员会（ARB）、学术/研究机构、汽车制造商、加州能源委员会（CEC）、加氢站运营商、美国能源部（DOE）下属国家实验室将联合起来，为燃料电池电动汽车的大规模商业化建立基础。2014年，CaFCP对路线图进行了更新，提出了加氢站网络建设和燃料电池汽车运行数量的新目标，到2020年加氢站数量要达到87座，到2023年要达到123座、燃料电池汽车要达到6万辆。

2013年初，加州众议院通过第八号法案（Assembly Bill 8, AB 8），为最初的加氢站网络提供资金支持。该法案的内容包括至少为100个加氢站提供资金支持，并且承诺每年通过能源委员会的可再生替代燃料与车辆技术工程办公室，每年建设8座加氢站，为每座站提供高达2000万美元的资金。这一法案构建了能源委员会、空气资源委员会与产业界前所未有的合作，从而实现在早期的商业化过程中能够实事求是地规划网络，并保证加氢站网络符合早期消费者的需求。该法案通过的同时，众多汽车制造商也发布了自己的燃料电池电动汽车商业化计划，丰田、现代、通用、本田、梅赛德斯/戴姆勒等制造商一直致力于燃料电池的商业化发展。

在燃料电池电动汽车的时代真正到来之前，氢能源基础设施的建设仍然是其实现商业化的最大挑战。为了应对这一挑战，2013年5月，美国能源部（DOE）与汽车制造商以及其他主要利益相关者一起推出了H2USA这一全新的公私合作关系，来应对建设氢能源基础设施所面临的关键挑战。H2USA的目标是解决建设加氢基础设施所面临的障碍，引进燃料电池电动汽车，最终在全美实现燃料电池电动汽车的大规模使用。到目前为止，H2USA支持了约25座加氢站的示范与技术验证项目。

2014年，美国能源部（DOE）燃料电池技术办公室（FCTO）推出氢燃料基础设施研究和站点技术（H2FIRST）项目，试图利用国家实验室的科研能力来解决与加氢站建设等相关的技术挑战，该项目由桑迪亚国家实验室（SNL）和国家可再生能源实验室（NREL）牵头，并得到广泛的公私合作伙伴的支持。H2FIRST的目标是在燃料电池电动汽车引入市场之后（2015-2017年），确保客户具有在传统汽油/柴油站加油相类似的体验，2017年之后向更高级的加氢技

术过渡。

2016年9月，加州氢业务理事会（CHBC）举行了“融资建设第101个加氢站”的专家研讨会。会议认为市场的发展必须要引入更多的私人融资，而加氢站数年之后也会变为吸引私人资本的经济产业。尽管在未来可以吸引私人资本的投入，从而代替政府的资金扶持，但是加氢站的发展建设仍然离不开政府层面的支持。除了为加氢站提供建设和运营资金之外，还可以为建设运营商提供多种形式的鼓励政策，比如：税收优惠、低成本贷款和贷款担保等。

2017年2月，加州能源委员会宣布将通过Grant Funding Opportunity (GFO) 16—605基金，在加州地区将继续建设16个高容量加氢站，扩大现有的加氢站网络，这些加氢站将会在2019年对外开放。这些加氢站将会进一步提升加氢站网络的密度，助力燃料电池汽车的发展。在2017年6月15号加州能源委员会举办的商务会议，能源委员会发起了众多项目和资助，包括扩大国家现有的加氢站网络、资助能源创新和地热能源的开发。会议批准将资助9座加氢站的建设，这些加氢站将有效地加强加州能源基础设施网络。

表 5：美国加州地区加氢站推广政策及项目一览（截至 2018 年初）

时间	政策或项目内容
2012	加州燃料电池伙伴计划发布了加州氢燃料电池路线图，提出构建加氢站基础网络，为氢燃料电池电动汽车商业化做好准备工作
2013	加州众议院通过第 8 号法案（Assembly Bill 8, AB8），为最初的加氢站网络提供资金支持
2013	美国能源部与汽车制造商一起推出了 H2USA 这一全新的公司合作关系，来应对建设氢能源基础设施所面临的关键挑战
2014	美国能源部燃料电池技术办公室推出氢燃料基础设施研究和站点技术（H2FIRST）项目。该项目利用国家实验室的科研能力来解决与加氢站建设等相关的技术挑战
2016	加州氢业务理事会举行了“融资建设第 101 个加氢站”的专家研讨会，会议认为市场的发展必须要引入更多的私人融资
2017	加州能源委员会宣布将通过 Grant Funding Opportunity (GFO) 16-605 基金，在加州地区将继续建设 16 个高容量加氢站，扩大现有加氢站网络
2017	加州能源委员会举办商务会议，能源委员会发起了众多项目和资助，会议批准将资助 9 座加氢站的建设

资料来源：《加氢基础设施建设现状与前瞻》（潘相敏等）

加州地区加氢站建设情况

截至2018年底，美国正在运营的加氢站有42座，根据加州燃料电池联盟（CaFCP）的数据，其中39座就位于加州地区，全部为零售型加氢站，此外，维护中、在建或计划中的加氢站有9座，政府议案中提议要建的加氢站有16座。这些加氢站主要由6个运营商负责运营：真零(True Zero)公司、空气产品(Air Products)公司、林德(Linde)公司、法液空(Air Liquide)、ITM能源和壳牌(Shell)公司。

39座零售加氢站都能实现35MPa和70MPa双压力加注，而德国和日本极少有双压力加注的站，并且大部分是24小时运营，且一周开放7天。在可查询供应规模的加氢站中，日供应规模都在140-200 kg/天的范围之内。在氢气来源方面，大部分加氢站采用的是拖车运输站外供氢并且以气态运输为主。

4.2、国内加氢站的建设情况

国内加氢站网络建设相关政策

我国十分重视新能源汽车的发展，科技部自“十五”以来就不间断的部署了一批氢能与燃料电池方面的研发项目，支持国内燃料电池汽车和加氢站的研发和示范。2006年发布的《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020年）》中，在先进能源技术领域明确规划了氢能与燃料电池的发展方向。

2012年，国务院颁布了《节能与新能源汽车产业发展规划（2012-2020年）》，提出燃料电池汽车、车用氢能源产业与国际同步发展，并继续支持开展燃料电池汽车运行示范，带动氢的制备、储运和加注技术发展。

2014年，为进一步加快发展新能源汽车，财政部、国家发改委等部委发布了《关于新能源汽车充电设备建设奖励的通知》，其中规定对符合国家技术标准且日加氢能力不少于200千克的新建燃料电池加氢站每个站奖励400万元。

2014年11月，国务院印发了《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》，氢能与燃料电池技术创新列为15项重点任务之一，氢能产业首次被提升到国家能源发展战略高度。

2015年，工信部发布了《中国制造2025》，提出到2020年，生产1000辆燃料电池汽车并进行示范运行；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10月，由中国标准化研究院和全国氢能标准化技术委员会联合研究编著的《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》发布。该书深入剖析了我国氢能产业基础设施的发展现状、存在的问题及发展前景，明确了我国氢能产业基础设施在近期（2016-2020年）、中期（2020-2030年）和远期（2030-2050年）三个阶段的发展目标和主要任务，首次提出了发展路线图，并就加快发展氢能产业基础设施提出了政策建议。到2020年，我国氢能产业基础设施发展将取得重大突破，其中，以能源形式利用的氢气产能规模将达到720亿 m^3 、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、行业总产值达到3000亿元。到2030年，氢能产业将成为我国新的经济增长点和新能源战略的重要组成部分，产业产值将突破10000亿元、加氢站数量达到1000座、燃料电池车辆保有量达到200万辆、高压氢气长输管道建设里程达到3000千米，氢能产业基础设施技术标准体系完善程度逼近发达国家水平，氢能与燃料电池检验检测技术发展及服务平台建设形成对氢能产业发展的有效支撑。

同月召开的2016中国汽车工程学会年会上《节能与新能源汽车技术路线图》也正式发布，该路线图的出台是为了推动《中国制造2025》在汽车技术层面的贯彻落实。由工信部委托中国汽车工程学会组织行业力量开展了节能与新能源汽车技术路线图的研究及编制工作，包括节能汽车、纯电动和插电式混合动力汽车、燃料电池汽车、智能网联汽车、汽车制造技术、汽车轻量化技术及动力电池技术等七大领域。其中的燃料电池汽车发展路线图中也涵盖了氢能基础设施的发展路线目标，其中的加氢站发展目标与前述蓝皮书一致。在上述路线图及蓝皮书的指引下，中国的氢能燃料电池产业发展已呈现出进入快车道的趋势，上海市率先出台了国内首个地方氢能燃料电池产业发展规划《上海市燃料电池汽车发展规划》，其中关于加氢站的发展目标是在2020年建设加氢站5-10座，

至2025年建成50座。

表 6：中国涉及氢能及燃料电池的政策一览（截至 2018 年底）

发布时间	政策名称	涉及氢能及燃料电池的内容
2006	《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020年）》	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
2011	《当前优先发展的高新技术产业化重点领域指南（2011年度）》	高效天然气制氢、化工、冶金副产氢气，高压容器储氢，氢加注设备和加氢站技术，等等
2012	《节能与新能源汽车产业发展规划》	燃料电池电动汽车、车用氢能源产业与国际同步发展；继续开展燃料电池汽车运行示范
2014	《产业结构调整目录（2014）》	储氢材料列入鼓励类
2014	《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奖励 400 万元
2014	《能源发展战略行动（2014-2020年）》	将“氢能与燃料电池”作为能源科技创新战略方向
2015	《国家重点研发计划新能源汽车重点专项实施方案》征求意见稿	燃料电池电动汽车技术取得突破，达到产业化要求，实现千辆级市场规模
2015	《2016-2020年新能源汽车推广应用财政支持方案》	燃料电池汽车补贴不实行退坡：乘用车 20 万/辆，轻型客车货车 30 万/辆，大中型客车和中重型货车 50 万/辆
2015	《中国制造 2025》	继续支持电动汽车、燃料电池汽车发展
2016	《国家创新驱动发展战略纲要》	开发氢能、燃料电池等新一代能源技术
2016	《能源技术革命创新行动计划（2016-2030年）》	制定了《能源技术革命创新行动路线图》，发布了氢能与燃料电池的技术路线及主要指标参数
2016	《中国氢能产业基础设施发展蓝皮书（2016）》	中国氢能产业基础设施路线图：到 2020 年，我国氢能产业基础设施发展将取得重大突破，其中，以能源形式利用的氢气产能规模将达到 720 亿 m ³ 、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、行业总产值达到 3000 亿元。到 2030 年，氢能产业将成为我国新的经济增长点和新能源战略的重要组成部分，产业产值将突破 10000 亿元、加氢站数量达到 1000 座、燃料电池车辆保有量达到 200 万辆、高压氢气长输管道建设里程达到 3000 千米
2016	《节能与新能源汽车技术路线图》	燃料电池汽车技术路线图：近期（5 年内）以中等功率燃料电池和大容量动力电池的深度混合动力构型为技术特征，实现燃料电池汽车在特定地区的公共服务用车领域大规模示范应用；中期（10 年内）以大功率燃料电池与中等容量的电池混合为特征，实现燃料电池汽车的较大规模批量化商业应用；远期（15 年内）以全功率燃料电池为特征，在私人乘用车、大型商用车领域实现百万辆规模的商业推广，以可再生能源为主的氢能供应体系建设与规模扩大支持燃料电池汽车规模化发展
2016	《“十三五”国家战略性新兴产业发展规划》	到 2020 年，实现燃料电池汽车批量生产和规模化示范应用
2017	《汽车产业中长期发展规划》	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
2017	《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气（T-CECA-G0015-2017）》	首个氢能领域标准，规定了燃料电池汽车用氢气的术语和定义、要求、氢气中主要杂质气体的测试方法等
2017	《促进燃料电池中长期发展的政策体系》	明确大力发展氢燃料电池产业，促进氢燃料电池在新能源汽车领域的应用
2017	《加氢站与加油站、加气站的合建技术规范》	在广东佛山等地已率先开始试点在加油站里配建加氢站
2018	《汽车动力蓄电池和氢燃料电池行业白名单暂行管理办法》	纳入白名单的评价领域包括关键材料、电芯、电池系统、氢燃料电池等，旨在提高关键材料、电芯、电池系统、氢燃料电池等产品研发和制造水平
2018	《燃料电池电动汽车燃料电池堆安全要求》标准	2019 年 1 月 1 日起实施：规定了燃料电池电动汽车用燃料电池堆在氢气安全、电气安全、机械结构等方面的安全要求
2018	《汽车产业投资管理规定》	

资料来源：工信部、发改委、科技部等政府网站，EnergyTrend 集邦新能源网整理

国内加氢站的建设情况

截至2018年底，我国已有23座加氢站在运营，大部分都是以35 Mpa加注氢气，并且以外供氢气为主。

表 7：国内部分加氢站情况（包含已拆除）

加氢站	建成时间	供氢方式	加注压力 (MPa)	运行情况
北京亿华通加氢站	2006	外供氢、站内天然气重整制氢、电解水制氢	35	奥运示范后曾关停，2015年重新恢复运行
上海安亭加氢站	2007	外供氢	35	运行中
上海世博园固定加氢站	2010	外供氢	35	世博会后拆除
上海世博移动加氢站	2010	外供氢	35	世博会后拆除
广州亚运加氢站	2010	外供氢	35	亚运会后拆除
深圳大运会加氢站	2011	外供氢	35	大运会后拆除，部分搬迁
郑州宇通加氢站	2015	外供氢	35	运行中
大连同济-新源加氢站	2016	电解水制氢、外供氢	35/70	运行中
广东云浮国鸿加氢站	2017	外供氢	35	运行中
佛山南海瑞晖加氢站	2017	外供氢	35	运行中

资料来源：《加氢基础设施建设现状与前瞻》（潘相敏等）

5、投资建议

对于全球而言，通过上文的分析，我们认为加氢站及网络的建设主要难点并不是在技术层面上，其主要难点是如何降低成本。不仅是建设成本，还有日常运营成本。据日本主要的加氢站建设运营商岩谷产业预计，加氢站的一年运营费用为5000万日元（300万人民币）左右，要想实现盈利，每个站点需要有700-1000辆FCV（固定客户）来加氢，然而在目前的普及程度上，这是不可能达到的。

我国在加氢网络的建设上还处于起步阶段，核心设备基本依赖进口，加氢站数量也比较少，整体比较薄弱。通过对日本、德国、美国的加氢站及网络建设情况的分析，我们可以借鉴：

1. 在起步阶段，要通过政府政策引导以及政府示范项目，对加氢站的建设、运营、管理、安全等方面进行论证，论证结束后，可以制定相关的标准，并不断优化；
2. 进入商业化运营后，加氢站的建设应以主要城市为中心，然后再在连通主要城市的交通干道（高速）上建设，形成初步的氢能高速路（网络）；
3. 在商业化运营后，应该建立政府、上下游企业等参与的产业联盟，不断优化相关标准，并对技术路线、未来政策的制定等等集思广益，发挥全社会的能动性；
4. 在规模经济显现前，适当的补贴政策是必要的，可以如日本一样对建设成本、日常运营成本进行补贴，补贴可以是政府发放，也鼓励汽车企业参与发放；

5. 相关标准成熟后, 应该鼓励产业资本(民间资本)参与建设加氢站, 并最终应该以民营企业为主建设加氢网络;
6. 加氢站降成本方面, 除了技术革新之外, 应该充分考虑油气综合加注站, 我国幅员辽阔, 已有 11 万座以上的加油站, 如果能够充分利用已有的加油站资源, 将节省可观的加氢站基础建设成本。

经过这些年的发展, 国内已经有了一批优秀企业介入了氢气储运、加氢站建设以及相关设备领域, 比如雪人股份、厚普股份(加氢机)、富瑞特装(储运)、京城机电股份(港股)(储运)等等, 我们推荐化工领域涉足加氢站的东华能源、鸿达兴业, 建议关注滨化股份、华昌化工。

5.1、东华能源：计划打通氢能利用全产业链

积极探索氢气资源利用, 打通氢能利用全产业链通道: 公司拥有 126 万吨 PDH 装置, 副产约 6 万吨高纯度氢气; 宁波二期建成后, 将拥有更多副产氢气。公司积极向下游氢燃料电池加气加氢站拓展, 正努力打通氢能利用全产业链通道, 充分发挥氢能经济效益优势, 进一步提升 LPG 深加工全产业链的竞争优势。

PDH 产能继续扩张, 贸易体量持续增长: 公司未来的重心仍是依托 LPG 贸易的优势, 适当进行 PDH 产能的扩张。2019 年末宁波 PDH 二期 66 万吨有望建成, 宁波基地 2*40 万吨聚丙烯也在加紧建设中。此外, 公司连云港基地的 PDH 项目也在积极筹建中。LPG 贸易方面, 公司 2018 年贸易量增长 28%, 贸易量持续提升, 公司已形成了“丙烷-丙烯-聚丙烯”的 C3 全产业链。2018 年公司实现营收 489.43 亿元, 同比增长 49.77%; 实现净利润 10.78 亿元, 同比增长 1.45%。2019 年一季度公司实现营收 138.74 亿元, 同比增长 52.03%; 实现净利润 3.50 亿元, 同比增长 2.56%。

盈利预测与评级: 由于对 PDH 价差的谨慎估计, 我们下调公司 2019-2020 年 EPS 至 0.80 元和 0.93 元(原为 0.81 元和 1.01 元), 新增 2021 年 EPS 为 1.04 元, 当前股价对应 2019-2021 年 PE 为 12/10/9 倍。公司未来 PDH 和聚丙烯项目扩产大, 业绩有望持续增长, 维持“增持”评级。

风险提示: LPG 贸易波动较大风险; PDH 项目投资不及预期的风险。

业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	32,678	48,943	57,784	72,467	87,257
营业收入增长率	63.60%	49.77%	18.06%	25.41%	20.41%
净利润(百万元)	1,063	1,078	1,314	1,533	1,717
净利润增长率	126.22%	1.45%	21.81%	16.69%	12.03%
EPS(元)	0.64	0.65	0.80	0.93	1.04
ROE(归属母公司)(摊薄)	13.94%	12.86%	12.97%	13.23%	13.00%
P/E	15	15	12	10	9
P/B	2.1	1.9	1.6	1.4	1.2

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测, 股价时间为 2019 年 5 月 15 日

5.2、鸿达兴业：氯碱龙头涉足加氢站

鸿达兴业股份有限公司的主营产品及服务包括：PVC、PVC 制品；电子交易平台，提供塑料等大宗工业原材料电子交易、现代物流及信息技术等服务；土壤调理剂等环保产品，并提供土壤治理等环境修复工程服务。公司以广州为总部，在广州、扬州、乌海设有三个研发中心，生产基地主要分布在江苏省和内蒙古，业务覆盖广东、内蒙古、江苏、新疆等省区。2018 年公司实现营收 60.45 亿元，同比下滑 7.58%；实现净利润 6.11 亿元，同比下滑 39.21%。2019 年一季度公司实现营收 14.05 亿元，同比下滑 0.58%；实现净利润 1.90 亿元，同比下滑 24.61%。

氯碱龙头企业之一，PVC、烧碱、电石继续扩能。公司氯碱业务主要由全资子公司乌海化工、中谷矿业开展，依托西北地区丰富的资源，公司已形成“资源能源—电石—PVC/烧碱—副产品综合利用及土壤调理剂—PVC 新材料—电子交易综合业务”的一体化循环经济产业链，目前具备 PVC 产能 70 万吨/年、烧碱 70 万吨/年、电石 112 万吨/年，位居国内前列。

公司筹划可转债筹划发行中，预计规模不超过人民币 24.5 亿元，募集资金将用于中谷矿业二期项目，也就是新建 30 万吨/年 PVC、30 万吨/年烧碱以及 50 万吨/年电石产能，项目建成后公司的行业地位将进一步提升。

锐意进取，切入加氢站建设。公司 2018 年 12 月公告将由子公司乌海化工在内蒙古乌海市海南区拉僧庙海化工业园建设加氢站，该加氢站加注能力包含 35MPa 和 70MPa 两种气体加注方式，同时设置液氢储罐，日氢气加注量为 300 千克，年加注量为 108 吨，建设期约 12 个月，预计 2019 年 12 月底建成。

公司切入加氢站建设的想法由来已久，乌海化工氯碱产品生产过程中有大量电解制氢气用于生产需要，并且存在氢气富余的情况，同时乌海化工于 2016 年投产建成 400 Nm³/h 的电解水制氢站，为提高资源能源利用效率，近年来乌海化工通过整合公司产业优势，加大氢气的存储及应用研究。

为了进一步提高自身的技术实力，公司 2019 年 2 月 18 日又与北京航天试验技术研究所签订了《氢能项目合作协议》，旨在从氢能技术研发、装备研制推广等方面开展合作，共同分享市场利益、规避市场风险，利用各自的优势将氢能产业做大做强。

公司在加氢站项目上的远期规划是拟在乌海市海勃湾区建设 3 座加氢站、在乌海市海南区建设 3 座加氢站、在乌海市乌达区建设 2 座加氢站，共计计划建设加氢站 8 座。公司预计一座加氢站年均营业收入为 1080 万元，年均利润总额 563 万元，所得税后净利润 422 万元。

盈利预测与评级：公司中谷矿业将再新建 30 万吨 PVC、30 万吨烧碱产能，业绩有望维持较高速度增长，我们维持 2019-2020 年、新增 2021 年盈利预测，预计 2019-2021 年公司 EPS 分别为 0.30、0.38、0.50 元，维持“增持”评级。

风险分析：上游原材料进一步涨价的风险；新产能投放不及预期的风险；加氢站建设不达预期的风险。

业绩预测和估值指标

指标	2017	2018	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	6,541	6,045	6,322	6,803	8,159
营业收入增长率	6.22%	-7.58%	4.59%	7.61%	19.93%
净利润（百万元）	1,005	611	789	971	1,293
净利润增长率	22.88%	-39.21%	29.09%	23.10%	33.14%
EPS（元）	0.39	0.24	0.30	0.38	0.50
ROE（归属母公司）（摊薄）	17.35%	10.03%	11.66%	12.90%	15.10%
P/E	15	24	19	15	11
P/B	2.5	2.4	2.2	2.0	1.7

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为2019年5月15日

5.3、滨化股份：加快氢能项目建设

公司拥有一体化、循环经济的氯碱产业链，并依托现有烧碱、PO等产能，不断扩充公司产品线，提升公司竞争力。公司主要产品为烧碱、环氧丙烷、三氯乙烯等。2018年公司实现营收67.51亿元，同比增长4.43%；实现净利润7.02亿元，同比下滑15.01%；2019年一季度公司实现营收15.73亿元，同比下滑11.95%；实现净利润1.39亿元，同比下滑47.86%。为加快转型升级步伐，推动高质量发展公司一方面加大北海经济开发区新建化工园区建设力度，另一方面加快氢能源项目和煤炭铁路物流项目建设。

公司2017年与亿华通共同出资设立氢能公司，主要业务方向为动力氢、高纯氢气产销。公司将充分利用滨化股份氯碱装置副产氢气资源优势，借助亿华通在氢能领域的领先技术，以及所拥有的氢能产业资源和丰富的管理运营经验，以滨州为起跑点，面向全国开展动力氢能的制备、储运等全产业链的建设和运营管理，助力公司新能源产业的发展推动公司产业进一步转型升级，公司目前已经办理了滨华氢能源公司氢能源项目的环境影响评价批复，目前处于正式投产前的前期准备阶段。

公司氯碱装置副产氢气通过纯化后可用于燃料电池，实现氯碱产业链的进一步延伸。可解决目前燃料电池制氢成本较高的问题。按每生产1吨烧碱副产氢气280Nm³测算，公司60万吨烧碱可副产氢气约1.6万吨。

风险提示：环氧丙烷和烧碱价格下滑的风险；新建化工园区进度不及预期；氢能源项目推进不及预期。

5.4、华昌化工：布局氢能优势明显

公司是一家以煤气化为产业链源头的综合性化工企业，公司是苏南地区屈指可数的煤化工企业，每年有100万吨的左右的煤炭使用额度，该资源在长三角地区极为稀缺。2018年公司实现营收58.06亿元，同比增长9.16%；实现净利润1.42亿元，同比增长147.80%；2019年一季度公司实现营收15.78亿元，同比增长18.58%；实现净利润6228.53万元，同比增长1884.32%。公司近期为了在氢能领域进行产业延伸和拓展，公司先后从加氢站建设和建立氢能源联合研究院入手氢能领域布局。

2018年4月17日公司公告收到江苏省张家港保税区发改委《江苏省投资项目备案证》，拟投资1020.8万建设氢气充装站项目。该项目利用公司内部土地，以现有煤制氢气为原料，采用氢气压缩机、SCADA系统等主要设备生产

99.999%的氢气。主要工艺流程为来自变压吸附的氢气提纯后，经氢气压缩机增压后，充装在高压长管拖车中，送至站外用氢单位，项目计划建设期为9个月，预设生产期为10年。

2018年4月26日公司公告与电子科技大学签订《共建氢能源联合研究院合作协议书》。研究院主要用于从事氢能源领域的核心技术、关键技术、系统集成与控制技术的研究与开发，产业化技术的验证测试及产品孵化与市场培育。而2018年10月公司公告联合慧创能源设合资设立的控股子公司苏州市华昌能源科技有限公司取得营业执照，该子公司将承接研究院日常管理工作，为后续研发技术成果产业化推进提供基础条件，助推公司快速切入氢能源领域。

风险提示：煤化工产品价格下跌风险；氢能产业布局不及预期。

6、风险分析

加氢站网络建设不达预期：我国目前以发展纯电动汽车为主，氢燃料电池汽车发展相对缓慢，技术尚不成熟；另一方面加氢站关键部件大多依靠进口导致建设和维护成本较高；有可能导致加氢站网络建设不达预期；

加氢站关键设备国产化进程不达预期：国内加氢站核心设备基本上依赖进口，比如国际上加氢站常用的压缩机是隔膜式压缩机，国内主要依赖进口；

产业政策和补贴政策波动风险：随着燃料电池行业的发展进入成熟期，存在产业政策支持力度下降和补贴滑坡的风险；

燃料电池成本下降不及预期：未来燃料电池成本的降低取决于优化催化剂、质子交换膜、双极板等的材料和创新制造工艺，利用规模化效应降低量产成本，技术上的难度或将导致电池成本下降不及预期。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15% 以上;
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5% 至 15%;
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差 -5% 至 5%;
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5% 至 15%;
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15% 以上;
无评级	因无法获取必要的资料, 或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件, 或者其他原因, 致使无法给出明确的投资评级。

基准指数说明: A 股主板基准为沪深 300 指数; 中小盘基准为中小板指; 创业板基准为创业板指; 新三板基准为新三板指数; 港股基准指数为恒生指数。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设, 不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性, 估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师, 以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法, 使用合法合规的信息, 独立、客观地出具本报告, 并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证, 本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与, 不与, 也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

特别声明

光大证券股份有限公司 (以下简称“本公司”) 创建于 1996 年, 系由中国光大 (集团) 总公司投资控股的全国性综合类股份制证券公司, 是中国证监会批准的首批三家创新试点公司之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可, 本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围: 证券经纪; 证券投资咨询; 与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问; 证券承销与保荐; 证券自营; 为期货公司提供中间介绍业务; 证券投资基金代销; 融资融券业务; 中国证监会批准的其他业务。此外, 本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所 (以下简称“光大证券研究所”) 编写, 以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础, 但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息, 但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断, 可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况, 并完整理解和使用本报告内容, 不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果, 本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期, 本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险, 在做出投资决策前, 建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下, 本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易, 也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突, 勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发, 仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有, 未经书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失, 本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司 2019 版权所有。

联系我们

上海	北京	深圳
静安区南京西路 1266 号恒隆广场 1 号写字楼 48 层	西城区月坛北街 2 号月坛大厦东配楼 2 层 复兴门外大街 6 号光大大厦 17 层	福田区深南大道 6011 号 NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼