

制氢加氢“子母站”建设规划浅析

王业勤，杜雯雯，叶根银，何清保，易竖棚

(四川亚联高科技股份有限公司，四川成都610207)

摘要：通过简要介绍制氢加氢合建站规划设计的现实意义和国内外加氢站发展现状，提出制氢加氢“子母站”的概念。本文简要介绍了制氢加氢“子母站”的建设模式，即制氢加氢“子母站”采取分布式供氢模式，“母站”制氢加氢集成为一体，“子站”作为纯加氢站，“母站”与“子站”之间采用长管拖车运输，“母站”为制氢加氢一体站，“母站”总装置内的供氢单元主要考虑采用天然气制氢、甲醇制氢和电解水制氢3种模式。简要分析了天然气制氢、甲醇制氢、电解水制氢技术的优缺点，并从氢气的生产成本、氢气的储运成本、制氢加氢“子母站”中制氢站的建设成本、运营成本等几方面进行了较为详细的成本分析。通过供氢模式的特点和成本分析，提出以水电解制氢、甲醇制氢、天然气制氢装置作为氢源的制氢加氢“子母站”为适宜我国能源结构的新型氢能利用模式。

当前，我国能源危机和环境污染问题日益突出，调整产业结构、提高能效的压力进一步扩大，能源的发展面临着一系列的问题和挑战。氢能源具有无污染、零排放、噪声低、可持续、只生成水的特殊优势，被认为是21世纪重要的二次能源，成为各国能源战略转移和研究的重点[1]。加氢站是氢能供应的重要保障[2]。总体而言，加氢站建设将成为我国未来发展的趋势[3]。其中，一种符合我国能源结构和现状的制氢加氢“子母站”建设成为一种氢能利用的全新形式。

制氢加氢“子母站”的规划设计工作意义重大，主要体现在以下几个方面：将很大程度上加快氢气站、加油站改建、加油加气合建站在我国合理、高效布局的进程，并对今后各个地方制氢加氢合建站规划建设提供指导；可促使整个氢能产业链上下游企业及氢能行业的可持续、良性、健康发展，加快我国加氢站标准规范与国外相关标准规范接轨的脚步。

加氢站是氢燃料电池汽车实现商业化的关键基础设施之一，加氢站的建设数量及普及程度决定了氢燃料电池汽车的商业化进程。美、日、欧盟等主要国家和地区将燃料电池汽车和加氢站纳入国家和地区战略发展体系进行规划，设立专项进行研发和示范推广，如日本计划到2020年投入约4万辆燃料电池汽车，建设160座加氢站；德国计划在2023年投入10万辆，建设400座加氢站。据H2stations.org统计，截止到2019年1月，全球正在运行的加氢站数量突破369座，其中亚洲136座、欧洲152座、北美地区78座。2019年3月，“推动充电、加氢等设施建设”首次写入中国政府工作报告，引发了国内投资加氢站的一轮热潮。随着国家政策对氢能与氢燃料电池汽车的持续支持及各地区加氢站建设补贴标准及政策的出台，我国在建和规划中的加氢站数量也急剧增长。

我国对加氢站基础设施的建设始于“十一·五”计划期间，最早的加氢站为建成于2006年的北京永丰加氢站，但其后多年发展较为缓慢。2016年，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和编制工作，包括节能汽车等7大领域。2016年10月，《节能与新能源汽车技术路线图》正式发布，其中的燃料电池汽车发展路线图明确指出了我国氢能基础设施的发展路线与目标。我国加氢站的发展目标在2020年、2025年和2030年将分别超过100座、300座和1000座。同年，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）》发布也明确了相同的目标。

在上述路线图和蓝皮书的指引下，中国的氢能燃料电池产业发展自2017年起呈现出进入快车道的趋势，地方政府纷纷布局氢能产业，出台氢能与燃料电池产业发展规划，引导加氢基础设施建设。

随着相关政策和规划的出台，近两年我国在建和规划中的加氢站数量也急剧增长，据不完全统计，截止2019年7月，中国大陆共建成43座加氢站，其中包含已停运或拆除的北京绿能竟立加氢站、上海世博加氢站、深圳大运会加氢站和广州亚运会加氢站。

2017—2019年，我国加氢站数量增长迅速，整体上加氢压力仍为35MPa，能加注70MPa的加氢站也逐渐增多。与此同时，加氢站加注能力不断提升，日供氢1000kg以上规模的加氢站开始涌现。这其中，2019年建成的两个标志性加氢站分别为上海驿蓝金山加氢站和山东潍柴加氢站，见图1及图2。



图1 上海驿蓝金山加氢站



图2 潍柴加氢站

除上述两个加氢站以外，国家能源集团如皋加氢站（图3）已于2019年上半年投运，该加氢站氢气储量为980kg，日加氢能力约为2000kg，兼具35MPa和70MPa两种加注压力，设计日加氢能力为1000kg。此外，如皋还计划在港区和沈海高速如皋段规划建设4座加氢站，目标是到2020年，南通各地至少建成一座加氢站，使氢能源车跑得更远。



图3 国家能源集团如皋加氢站

1制氢加氢“子母站”

1.1制氢加氢“子母站”简介

制氢加氢“子母站”采取分布式供氢模式，即“母站”制氢加氢集成为一体，“子站”作为纯加氢站，“母站”与“子站”之间采用长管拖车运输，“母站”为制氢加氢一体站，“母站”总装置内的制氢站以制氢原料划分，可分为天然气等烃类[包括液化石油气（LPG）、石脑油、页岩气等，以下统称为天然气]制氢、甲醇水蒸气制氢和电解水制氢三大类。

目前，国内多数长管拖车均用来装载压缩天然气（CNG）陆路运输，通过长管拖车运输高压气态氢随着氢能应用的不断深入也开始成为一种新趋势，目前通用的长管拖车高压钢瓶工作压力为20MPa。据悉，2020年内，国家将针对30MPa气态氢长管拖车运输方式下发许可，这将大大提高长管拖车的装载量，从而提高其经济性。从而有力推动制氢加氢“子母站”中“母站”与“子站”之间运输距离的扩大，制氢加氢“子母”站的经济性得到大幅度提高。

我国能源分布极不平衡。本文作者认为，在中国制氢加氢合建站最佳的设计模式为“卫星”模式，即一座日产氢量达到6000kg规模的制氢加氢合建站作为“母站”，可辐射周围多达10座以上的纯加氢为目的的“子站”，原理图见图4。如“子站”日供氢量达到500kg；“母站”即可实现自身独立对外加注氢气（假定母站对外加氢量1000kg/d），又可同时满足10座日供氢量500kg的子站用氢需求；此外，母站与子站之间的运输距离在输送氢气经济半径以内。这种模式既节省了“子站”建设综合投资，又提高了“母站”利用率，同时节约占地，减少占地，是一种因地制宜、惠国惠民的氢能应用新举措。

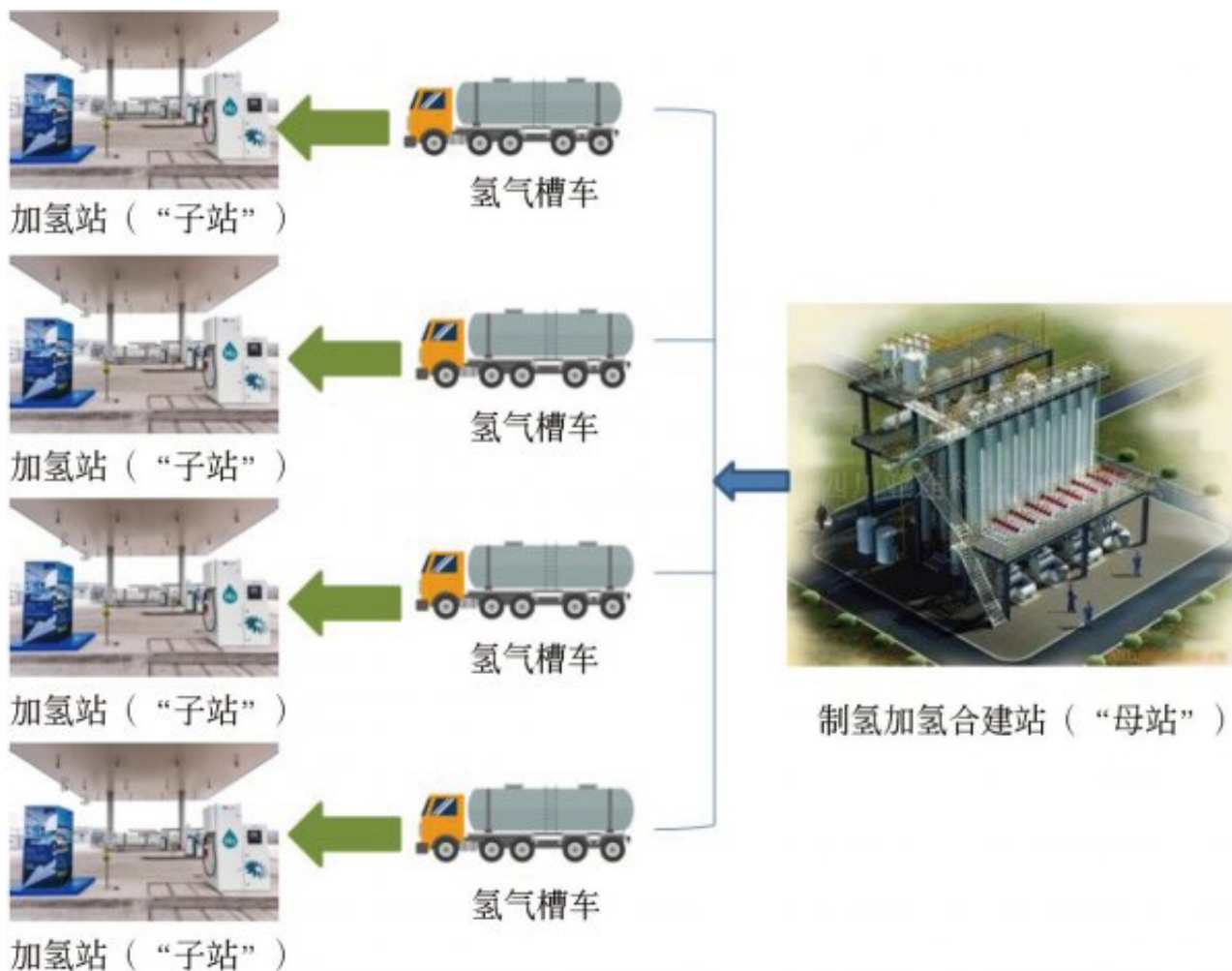


图4 制氢加氢合建站“卫星”模式概念图

1.2制氢加氢“子母站”供氢模式分析

在设计制氢加氢“母站”中，制氢模式的选择，应综合考虑年运行时间、原料成本、规模效应等影响因素，计算成本、能效等指标。首先，简要分析上述3种制氢方式的特点。

1.2.1天然气制氢

天然气制氢在整个工艺过程中利用清洁能源进行加工，并采取极具规模的工艺制造手段，实现了环保与提升生产效益的“双赢”，并进一步推动我国制氢技术的不断进步和成长。从20世纪90年代至2010年左右，天然气主产地为四川和新疆，天然气资源的匮乏加之尚未成熟的液化天然气（LNG）技术和市场，导致甲醇制氢大行其道，走出了一波具有中国特色的制氢之路；在2010年以后，随着我国“西气东输，川气东输”等国家级层面的能源规划的落实和推进，同时我国天然气管网不断成熟、LNG工艺得到了长足发展、我国页岩气开采力度不断加大，天然气供应愈发充足，天然气价格回归理性，我国已经成为仅次于美国和加拿大的世界第三大页岩气生产国。

2015年底，ISOTC197年会在美国洛杉矶的丰田北美销售中心召开，期间笔者有幸参观了壳牌石油公司在NewPort的一处加油加氢站，该加油加氢采取的就是站内制氢模式，由站内的天然气制氢装置作为氢源。目前，约96%的氢是以煤、石油和天然气等化石资源制取的，其中采用天然气（主要成分是甲烷）制氢以其工艺技术路线成熟、资源丰富等众多优势成为最为经济与合理的制氢方式，以天然气为原料制取的氢气占全球全部氢气产量的70%~80%。同时，伴随燃料电池技术的发展，以天然气为原料的中小型分布式制氢技术在世界范围内被广泛研究。一些应用选择性透过膜、流化床膜反应器、微通道反应器等天然气制氢新技术在不断出现和发展[4]。

1.2.2甲醇水蒸气制氢

甲醇水蒸气制氢装置投资低、建设周期短、制氢装置规模灵活，而且原料易获取，另外甲醇制氢项目审批容易，对氢气价格承受较高的用户，这种制氢方式是较为适宜的选择。利用甲醇制氢可以实现有加氢站周围现场制氢，在此过程中，便于储存运输的甲醇实际上充当了氢气载体的作用，避免了高压氢或液体氢在储存和运输过程中对储运材料技术要求高、安全风险较大、储运成本较高的问题。用户需求的高效、可靠的甲醇制氢系统是促进以甲醇作为氢能载体的氢能相关产业发展的技术关键。与水电解制氢装置类似，甲醇水蒸气转化制氢装置可以集成在一个较小的框架内，可实现高度集中的整体式设备，十分便于安装，大幅提高自动化程度，减少设备占用空间，便于运输和现场运输；此外，甲醇制氢投资成本低，是同等规模煤制气装置投资的1/10左右，同等规模天然气制氢装置投资的(1/3)~(1/2)；甲醇作为通用化工原料，有长期稳定的供货渠道和物流体系，在中国有庞大的用户群体。

传统甲醇制氢技术总体成熟，在中小规模的制氢中有一定应用，技术发展集中于催化剂优化和完善及反应耦合上，降低反应温度，提高有效气体选择性和效率。全球针对甲醇制氢技术的研发方兴未艾，目前主要集中在实现常温低压反应、高转化率、低能耗及减少催化剂使用等方面。

作为快速发展的发展中国家，过去30年我国温室气体排放量增长迅速，年排放量已位居世界前列。尽管我国单位GDP的能耗和温室气体排放强度呈下降趋势，但能源消耗和温室气体排放总量持续增加的趋势短期内难以扭转。作为补救措施，碳捕集利用与封存技术（carbon capture, utilization and storage, CCUS）成为应对全球气候变化的关键技术与新趋势，与碳捕获、利用和储存（carbon capture, utilization and storage, CCS）相比，可将CO₂资源化，能产生经济效益，更具有现实操作性。尤其针对上述两种石化能源制氢，如何有效地把生产过程中排放的CO₂进行提纯，继而投入到新的生产过程中，不是简单地封存，而是有效地加以循环再利用成为有效降低温室气体排放总量的研究重点。

1.2.3 电解水制氢

电解水制氢的技术已十分成熟，欧洲大多数站内制氢加氢站均采用这种技术。2015年12月，笔者参观美国加州大学洛杉矶分校的加氢站，该加氢站也采用了水电解制氢提供氢源的模式。电解水制氢装置利用电解装置将水分解成氢气和氧气后，利用压缩机将氢气先后输送至高压、中压、低压储氢罐中分级储存。需要加注服务时，加氢机可先后从低压、中压、高压储氢罐中按顺序取气加注。由于回收成本的问题，电解水制氢过程中产生的氧气一般都直接排放到大气中。

根据电解过程使用电解质的不同，电解水技术目前分为碱性水电解、聚合物电解质膜（PEM）水电解和高温固体氧化物水电解（SOEC）这3种制氢方式，三者均有一定的发展应用。

碱性水电解制氢由于技术成熟、性能稳定、价格低廉等特点，在可再生能源的利用与开发上仍将占据主导地位。PEM水电解制氢装置可作为小气量的可再生能源示范项目的氢源，要得到广泛推广，必须从单位产氢的设备投入成本环节入手，同时要解决电极活性随时间衰减的问题。

1.2.4 成本分析

制氢加氢“子母”站的氢气成本包括原料成本、固定资产折旧、运行维护费用、氢气压缩成本和氢气运输成本等。

针对现有氢燃料电池汽车领域而言，分布式供氢模式在经济性上具有一定的成本优势。对比天然气等烃类制氢、甲醇水蒸气制氢和电解水制氢这三种制氢方式，在能效方面，天然气制氢最具优势，其次是甲醇制氢。与分布式供氢模式相对应，集中供氢是指氢气集中制备，再通过管道或者运输的方式供应给加氢站，加氢站氢气来源为站外制氢。对于集中式供氢而言，从制氢到用氢包括了氢气制备和储运两个部分，总成本均高于分布式供氢模式成本。

根据行业相关氢气成本模型数据[5]，通过测算，对煤制氢、天然气制氢、甲醇制氢及水电解制氢成本进行折算、比较[6]。制氢成本与制氢原料种类及其价格密切相关，不同原料、不同价格以及不同的电价、水价等均对制氢成本有直接影响。以下对各种制约氢气成本的关键因素进行简要分析。

（1）原料、氢气的生产成本制氢原料价格的高低对氢气成本的影响最为明显，上述3种制氢方法的原料价格对氢气成本的影响见表1。根据当地原料价格、电价、税收、生产规模、工艺流程等诸多因素的差别，按人民币每标准立方计算，装置出口压力也不尽相同，从常压~3.5MPa不等。

表1 3种水电解制氢方式指标对比

项目	碱性水电解	PEM水电解	SOEC水电解
技术成熟度	工业化应用	小规模应用	研发阶段
运行温度/℃	60-80	50-80	900-1000
运行压力/MPa	<5.0	<5.0	<3.0
电流密度/A/cm ²	0.2-0.4	0.6-2.0	0.3-1.0
电解小室电压/V	<2.2	<2.0	<1.2
电解能耗(标准)/kW·h·m ⁻³	4.4-5.1	4.3-5.0	<3.5
氢气纯度/%	>99.8	约99.999	—
能量效率/%	62-82	67-82	81-92
优势	技术成熟、成本低	电流密度大、体积小、质量轻、无碱液腐蚀、产品纯度高	能量转换效率高
劣势	电流密度低、体积大、易腐蚀	成本高、原水要求高	高温条件、材料要求高、成本高

从表1中可以看出，原料费用占天然气水蒸气重整制氢成本的74%~90%[7]、原料费用约占甲醇重整制氢成本的90%、用电费用占水电解制氢成本的70%~90%，这3种制氢方式原料对其制氢成本的影响见表2。

表2 氢气生产成本与原料价格对比表

制氢工艺路线	氢气制取成本/元·kg ⁻¹	原料价格
天然气制氢	9~23	2~4元/m ³
甲醇制氢	17~29	2000~3500元/t
水电解制氢	8~72	0.1~1元/kWh

注：其中制氢成本只要指生产环节成本，不含投资、土地厂房、人工、折旧、压缩、储运等环节。

四川成都某一专业制氢工业装置生产厂家长期致力于氢能技术的研发和示范应用，尤其在制氢技术的创新和研发领域，截止到2019年底，共承接国内外制氢装置565台（套），其中甲醇制氢装置288台（套），天然气制氢装置83台（套）

；该公司

长期致力于中小型

制氢技术的创新与研发，截止到2019

年12月底，中小型制氢（制氢规模 5000m³

/h）业务占到整个公司全部制氢业务的90.43%。根据其多年多套制氢设备供应和运行经验，实际的氢气生产成本要比表2中的成本高出10%~15%。

（2）氢气的储运氢气运输成本与氢源距离密切相关，公路运输则需要考虑储氢技术和运输安全所带来的成本，气态氢的运输半径以200~300km以内为宜，液氢的运输距离可达1000km，随着运输距离的增加，氢气的运输成本也增加明显，详见表3[8]；公路运输装载量有限（一般不超过4000m³

），液氢运输装载量可增加至压缩氢的6倍以上，但液化过程耗能高达全部氢能量的30%~40%，参照CNG和LNG的运输成本计算，压缩氢气和液化氢气的百公里运输成本均在20元/kg以上。由于氢气的特殊性，管道输氢受距离、城乡规划、沿途地址等条件等影响，一般仅在化工园区等小范围内采用，其一次投资成本高。除增加的运输成本外，由于氢气的特殊性质，还必须考虑运输安全性。氢气运输中需要付出较高的安全成本，且氢气在运输过程中容易污染，以至于氢气品质降低。

表3 不同运输距离的氢气运输成本

运输距离 /km	气态氢气运输成本		液态氢气运输成本 /元·kg ⁻¹ ·km ⁻¹
	18MPa/元·kg ⁻¹	30MPa/元·kg ⁻¹	
50	1.959	1.020	0.20
100	3.850	2.005	0.39
150	5.673	2.955	0.56
200	7.564	3.940	0.75
250	9.523	4.960	0.95
300	11.347	5.910	1.12
400	15.196	7.915	1.47
500	18.843	9.814	1.85
600	—	—	2.20
700	—	—	2.51
800	—	—	2.86
900	—	—	3.20
1000	—	—	3.55

注：① 气态氢气运输，设定条件为长管拖车水容积25.9m³、满载高压18MPa、卸载后低压5MPa，单台单次运输氢气3360m³，即306kg；长管拖车水容积25.9m³，满载高压30MPa，卸载后低压5MPa；单台单次运输氢气6470m³，即577kg。② 采用长管拖车为日加氢量为500kg的加氢站输送氢气，30MPa输氢压力条件下，每天需要1趟才能满足加氢站用氢需求。

(3) 制氢站的建设成本在规模相近的条件下，采取租赁氢气长管拖车、站外制氢加氢站的建设成本最小。采取甲醇水蒸气制氢工艺的站内制氢加氢站的建设成本要低于采取天然气重整制氢工艺的站内制氢加氢站，也低于水电解制氢工艺。在上述工艺制氢装置建设成本中，天然气制氢一次性投资高，一般适合1000m³/h(标准)以上的制氢规模；甲醇制氢投资较低，适

用于2500m³/h（标准）以下的制氢规模；水电解制氢投资较高，单槽适合1000m³/h（标准）以下的制氢规模[9]。

综上所述，在规划加氢站时，需要综合考虑站外制氢以及各种工艺类型站内制氢的一次性建设成本和制氢成本，结合建设地点实际情况，综合考虑采取最适合的氢气来源方式。考虑到在众多制氢技术中心，天然气制氢、甲醇制氢的优势明显；加之站外输氢的综合成本较高，加氢站采取站内天然气制氢或甲醇制氢成为较为适宜的建站模式。

（4）运营成本在不考虑设备维护及人员工资的前提下，站外制氢加氢站的运行成本取决于氢源的制氢成本和运输成本。若加氢站距离氢源较远，运输成本将大幅上升，将导致加氢站经济性明显下降。

氢气相比于其他燃料更高的价格主要来自制氢环节。氢气的制备、存储和运输等技术均影响到氢气燃料能否方便快捷、低成本获取，其中氢气的大规模、低成本和高效制备是需要首要解决的关键性难题。据中商情报网，从我国目前的供氢基础设施完善程度和技术水平来看，包括制氢和储运在内的氢气成本占到加氢站终端售价的70%左右，其中氢气原料成本占比达到50%。因此制氢环节较大程度上决定了氢燃料使用的经济性。国内加氢站（站内制氢和站外制氢）氢气售价组成见图5。

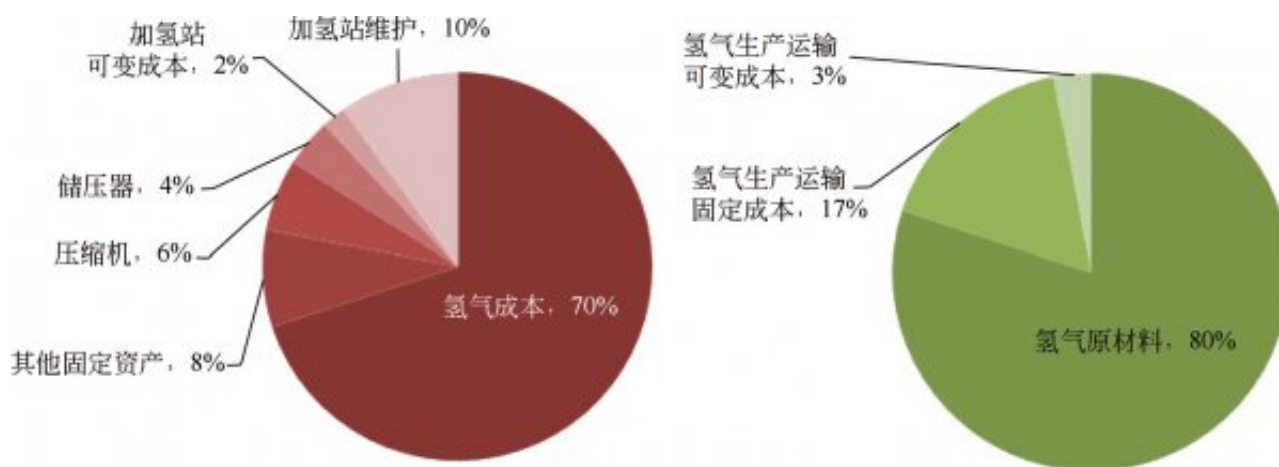


图5 加氢站氢气售价组成图

2 结语

通过对制氢加氢合建站的建站模式进行简要的分析，结合建设实际情况的复杂性，提出了如下具有建设性的意见和建议，希望对政府管理机构、科研单位及相关企业进行加氢站提供指导和建议，共同推动氢能社会的前进步伐以及对以后加氢站标准及规范的起草和修编提供参考。

（1）因地制宜，根据本地资源特点，选择最为适宜的制氢方式。

（2）加氢站采用制氢加氢合建站模式，即分布式供氢模式，可最大限度避免氢气储运带来的成本和风险，用氢总体成本优于集中供氢，是氢燃料电池发展初期的首要选择。各种制氢方法中，天然气制氢和甲醇制氢以其各自具有的优势成为分布式供氢（即制氢加氢合建站）的2种可供选择的模式，由于中国各个地方的能源结构存在很大差异，可以结合自身条件和需求进行合理的站内制氢方式（水电解制氢、天然气制氢、甲醇制氢）的选择。

参考文献

- [1] 蔡体杰, 刘炜炜, 刘学良. 浅谈我国燃料电池汽车加氢站的建设[J]. 低温与特气, 2006(6): 12-14.
CAI Tijie, LIU Weiwei, LIU Xueliang. Discussion on the construction of fuel cell vehicle hydrogenation station in China[J]. Low Temperature and Specialty Gases, 2006(6): 12-14.
- [2] 张志芸, 张国强, 刘艳秋, 等. 我国加氢站建设现状与前景[J]. 节能, 2018, 37(6): 16.
ZHANG Zhiyun, ZHANG Guoqiang, LIU Yanqiu, et al. Present situation and prospect of hydrogenation station construction in China [J]. Energy Conservation, 2018, 37(6): 16.
- [3] 王周. 我国加氢站建设的发展前景探讨[J]. 城市燃气, 2015(10): 32.
WANG Zhou. Discussion on development prospect of hydrogenation station construction in China[J]. Chengshi Ranqi, 2015(10): 32.
- [4] FAN M, XU Y, SAKURAI J, et al. Spontaneous activation behavior of Ni_3Sn , an intermetallic catalyst, for hydrogen production *via* methanol

- decomposition[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40 (37): 12663–12673.
- [5] 张彩丽. 煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议[J]. 石油炼制与化工, 2018, 49(1): 94–98.
ZHANG Caili. Cost analysis and development suggestions of hydrogen production from coal and natural gas[J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2018, 49(1): 94–98.
- [6] 黄格省, 李锦山, 魏寿祥, 等. 化石原料制氢技术发展现状与经济性分析[J]. 化工进展, 2019, 38(12): 5217–5224.
HUANG Gesheng, LI Jinshan, WEI Shouxiang, et al. Development status and economic analysis of hydrogen production from fossil materials[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2019, 38 (12): 5217–5224.
- [7] 中国标准化研究院, 全国氢能标准化技术委员会. 中国氢能产业基础设施发展蓝皮书(2018)[R]. 北京: 中国质检出版社, 中国标准出版社, 2018.
China National Institute of Standardization, National Hydrogen Energy Standardization Technical Committee(SAC/TC 309). Blue book on infrastructure development of China's hydrogen energy industry(2018) [R]. Beijing: China Quality Inspection Press, Standards Press of China, 2018.
- [8] 马建新, 刘绍军, 周伟, 等. 加氢站氢气运输方案比选[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2008, 36(5): 615–619.
MA Jianxin, LIU Shaojun, ZHOU Wei, et al. Comparison and selection of hydrogen transportation schemes in hydrogenation station[J]. Journal of Tongji University(Natural Science), 2008, 36(5): 615–619.
- [9] 李言浩, 马沛生, 郝树仁. 中小规模的制氢方法[J]. 化工进展, 2001, 20(9): 22–25.
LI Yanhao, MA Peisheng, HAO Shuren. Small scale hydrogen production method[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2001, 20(9): 22–25.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/169030.html>