

石化低碳转型发展绿氢的挑战与建议

杜泽学¹, 黄顺贤², 曹东学²

(1.中国石化石油化工科学研究院, 北京100083; 2.中国石化炼油事业部, 北京100728)

摘要：将可再生能源生产的绿氢作为工业原料和替代燃料，用于炼油化工、冶金、建材制造和交通运输等脱碳难度大的行业，能够发挥显著的碳减排作用。国际上一些著名的石油公司在新能源和氢能业务发展方面做出了表率，不少项目展示了良好的示范效应。但是，绿氢生产因太阳能和风能能量密度低，电解水制氢经济性差而面临占地多、成本高等难题。石化转型发展氢能不仅能够巩固交通能源供给的优势地位，而且有助于减少自身的碳排放，建议加强该领域的技术创新开发，提高工艺经济性水平，降低投资和运行管理成本；并充分利用社会资源，创新发展模式，降低发展风险，获得更多发展先机。

石油石化行业担负着国家清洁能源生产供应的主体责任，但在其生产过程中排放大量的二氧化碳，约占全国碳排放总量的13%，工业部门的17%，主要来自用能排放和工艺排放，其中用能排放约占75%，包括化石燃料燃烧的直接排放以及外购电力、蒸汽等能源所产生的间接排放，工艺排放约占25%[1]。随着劣质原油加工比例的不断增加和成品油质量升级要求不断提高，炼化企业对氢气需求越来越多。2019年，中国石化用氢达3.5Mt，约占全国用氢总量的14%[2]，基本由化石能源转化而来，是炼化企业主要的二氧化碳排放源之一，减少用氢碳排放势在必行。为此，中国石化规划“十四五”期间建成500kt/a非化石能源制氢能力，力争5年累计绿氢产量超过百万吨，减排二氧化碳超10Mt[3]。

1国际石油公司发展氢能业务的作为

尽管当前国际油价仍在高位上持续，但跨国石油公司已清醒认识到，石油需求的增长是短期的，世界能源结构低碳化发展的趋势不可逆转。英国石油公司（BP）[4-5]早在2000年就开始关注可再生能源发展，陆续投巨资发展风能、太阳能和生物燃料业务。2020年3月，BP公司新任首席执行官Bernard Looney更进一步强调BP公司要做能源转型发展的先锋，在2050年实现净零碳排放。2020年8月，BP公司出台的最新10年发展战略中强调，将氢能业务增长到拥有核心市场10%的份额。2020年11月10日，BP公司宣称已经与全球最大的海上风电开发商丹麦可再生能源集团Orsted合作，共同从欧盟创新基金申请绿氢项目的资金，致力于利用北海的海上风电生产绿氢，供应到BP公司位于德国西北部的Lingen炼油厂，压减该厂的天然气制氢产量，并最终实现全部替代，一期项目预计于2024年正式生产。尽管当前绿氢成本比天然气制氢高不少，但Orsted氢能业务副总裁Anders Nordstrom表示：“未来随着更多绿氢项目的启动和技术的进步，绿氢成本2030年将与灰氢持平。”

壳牌

石油公司

(简称壳牌公司)

于2016年成立了专门的新能源事业部

，每年向清洁能源领域投资 $(10\sim 20) \times 10^8$

USD发展可再生能源和低碳能源业务，项目包括加氢站，光伏发电、风电及制氢等，要向世界展示，壳牌公司不仅仅是一家纯粹的油气勘探开采和加工公司，还要在可再生能源方面展现持续的盈利能力。2020年2月，壳牌公司和荷兰能源气体联合公司（Gasunie）宣布将共同实施位于

荷兰的NorthH₂

项目[6-7]，该项目包括建设北海海上风电和埃姆斯哈文港大型电解水制氢装置，到2040年，海上风力发电机组的装机容量将达10GW，年产800kt

绿色氢气，将成为世界最大海上风电制氢项目。为了给

NorthH₂项目实施积累经验，2020年8月，壳牌公司和荷兰电力企业Eneco联合赢得了荷兰最新的Hollandse Kust Noord海上风电项目的开发权，项目结合了漂浮式光伏、风电制氢等多种新兴技术，规划装机容量为759MW，将于2023年投运。壳牌公司希望借助该项目开发一座200MW的电解槽制氢装置，项目制得的绿氢能够被附近壳牌公司旗下的炼化厂使用。2021年4月，壳牌公司与德国莱茵集团等签署意向声明，进一步加强在AquaDuctus管道输氢项目上的合作，该管道将把绿氢从北海直接输送至欧洲内陆。一旦风电项目建设完成，从2035年起，每年将实现输送绿氢1Mt。此外，壳牌公司计划在2023年前建设390个氢气零售站点，其中230个站点用壳牌公司产品；同时正在与合作伙伴进行船舶上使用氢燃料电池可行性试验，如果试验成功，将为更清洁的氢动力船舶铺平道路。

挪威国家石油公司本是北海最大的原油生产商，依托丰富的海上工程和生产经验，转型发展海上风力发电业务，开

发了世界先进的Hywind浮式风力发电技术。目前,挪威国家石油公司在英国海岸运营了4个风力发电场,还在波兰、德国、挪威和美国的近海从事更大规模的风力项目,探索深海区域海上风能解决方案。2020年挪威政府发布了氢能战略,重点将氢能应用到挪威海事部门、重型运输和工业部门。挪威政府的目标是2030年将氢作为海洋交通运输的燃料替代品,并具有市场化竞争发展的能力。挪威石油公司为此开展了跨行跨界的合作。2021年4月8日,挪威石油公司宣布,与英国公用事业公司(SSE)联合在英国开发世界上第一座100%氢燃料发电厂;与挪威海事局(NMA)、挪威国防物资署(海军系统, DNMA)等政府部门一起,联合壳牌、法液空、林德、巴拉德、康明斯等26家公司组成联盟共同致力于MarHySafe项目开发,推出《氢燃料船舶手册》,以解决船用燃料氢的各种难题,为未来国际氢能规则的制订提供基础。

以埃克森美孚公司和雪佛龙公司为代表的北美石油公司的新能源发展战略与欧洲石油公司存在较大区别,前者采取了以碳捕集与封存为主的相对保守的能源转型策略。但是受前几年油气价格低迷的影响和欧洲石油公司的带动,埃克森美孚公司开始关注发展氢能,2021年3月,埃克森美孚发布的公司发展新战略中,下调了未来油气产量目标,表示要加大氢能技术、碳捕获与封存(CCS)技术的应用,正在推进位于荷兰鹿特丹的氢能项目,以实现利用CCS技术大量生产低碳氢气。雪佛龙公司于2021年4月宣布与丰田汽车公司结成氢技术联盟,达成谅解备忘录,共同合作促进氢基础设施发展和研究开发氢动力燃料运输和储存。雪佛龙公司美国燃料与润滑油总裁安迪·沃尔兹表示,“建立氢能战略联盟是寻求在低碳领域大规模发展业务的机会,是对现有产品的补充,能够利用现有的市场地位、资产、技术和组织能力,推进未来低碳发展。”

中东是世界上油气资源最丰富的地区,也拥有骄阳当空的广袤土地和持续不断的红海海风,具有发展绿色氢能源产业的得天独厚优势,中东地区的石油公司期待未来在出口油气的同时,还可以出口氢能产品[8]。沙特阿拉伯国家石油公司(沙特阿美公司)拥有世界上探明储量最多的油气资源,但十分重视发展氢能。2020年2月,沙特阿美公司宣布未来几年将斥资 1.1×10^{11}

USD开发Jafurah天然气田,但强调不会将这些天然气以液化天然气的形式出口,而是将其用来制氢,同时进行二氧化碳捕集与封存,以蓝氢产品的形式出口销售。实际上沙特阿美公司在2019年已经联合空气产品公司(Air Products)建设了沙特的第一座加氢站,成立了一个燃料电池汽车示范车队。2020年沙特阿美公司还向日本出口了世界上第一批蓝氨(由蓝氢生产的合成氨)。当前,沙特王储穆罕默德·本·萨勒曼正在推动建设沙特特大未来城NEOM,建成后整个城市将使用绿色电力。沙特阿美公司计划在未来城NEOM中建造世界最大的采用光伏电和风电联合电解水制氢的工厂(Helios),装机规模4GW,绿氢产能约600kt/a,将耗资 50×10^8

USD,预计2025年建成

交付运行,为Neom城稳定供能提供保障,估计制氢成本仅1.5USD/kgH₂,为全球最低,甚至低于天然气制氢的成本。

2 绿氢发展面临的挑战

截止目前,全球建成和在建的绿氢项目近百个,投资者除石油公司外,还包括电力公司以及大量社会投资公司,绿氢正被期待发展成为助力全球实现气候目标的一个新兴领域[9]。与此同时,绿氢发展也面临诸多挑战,其中最值得关注的是占地和投资发展成本问题,必须加以研究解决[10]。

2.1 占地问题

当前,技术相对成熟的可再生能源制氢包括太阳能光伏发电-电解水制氢、风力发电-电解水制氢和生物质制氢,其中最受关注并寄予厚望的是来源于光伏风电的可再生电力电解水制氢。

中国属太阳能资源丰

富的国家之一,中国陆地面积每年接收的太阳

辐射总量相当于 2.4×10^6

Mt标准煤,远超每年全国能源消费总量[11]。中国太阳能资源分布总体呈“高原大于平原、西部干燥区大于东部湿润区”的分布特点。其中,青藏高原最为丰富,年总辐射量超过6480MJ/m²,部分地区甚至超过7200MJ/m²。四川盆地资源相对较少,存在低于3600MJ/m²的区域。中国国家气象局风能太阳能评估中心将全国太阳能资源地区分为5类[11],具体见表1。

表 1 中国太阳辐射总量等级和区域分布
Table 1 Total solar radiation level and regional distribution in China

Item	Solar radiant quantity/ (MJ · m ⁻² · a ⁻¹)	Sunshine hours/ (h · a ⁻¹)	Percentage of land area/%	Main distribution area
The most abundant area (Class I district)	≥6300	3200—3300	22.8	West of Ejina Banner; West of Jiuquan; Most areas west of 100°E of Qinghai; Most areas west of 94°E of Tibet; Eastern fringe of Xinjiang; Some areas in Ganzi
More abundant area (Class II and III district)	5040—6300	2200—3200	44.0	Most of Xinjiang; Most East of Ejina Banner; West of Heilongjiang; West of Jilin; West of Liaoning; Most of Hebei, Beijing, Tianjing; East of Shandong; Most of Shanxi; North of northern Shaanxi, Ningxia; Most area of east of Jiuquan; Eastern fringe of Qinghai; Most areas east of 94°E of Tibet; Central and western Sichuan; Most of Yunnan, Hainan
Abundant area (Class III and IV district)	3780—5040	1500—2200	29.8	North of Inner Mongolia 50°N; Most of Heilongjiang; Central and eastern area of Jilin; Central and eastern Liaoning; Central and western Shandong, southern Shanxi; Central and southern Sichuan; Eastern fringe of Gansu; Central Sichuan; Eastern fringe of Yunnan; Southern Guizhou; Most of Hunan; Most of Hubei, Guangxi, Guangdong, Fujian, Jiangxi, Zhejiang, Anhui, Jiangsu, Henan
Less area (Class V district)	<3780	<1500	3.3	Esatern Sichuan; Most of Chongqing; Central and northern Guizhou; West of 110°E of Hubei; Northern and western Hunan

同样，中国也是风能资源丰富的国家之一[11-12]。全国陆地50、70和100m高度层风能资源技术开发量分别为2000、2600和3400GW[13]，而2020年中国电力总装机量为2200GW。中国国家气象局风能太阳能评估中心将全国风能资源地区分为4类，具体见表2。

表 2 中国风能资源等级和区域分布
Table 2 The grade of wind resources and regional distribution in China

Item	Energy density of effective wind/ (W · m ⁻² · a ⁻¹)	Effective wind hours/ (h · a ⁻¹)	Percentage of land area/%	Main distribution area
The most abundant area (Class I district)	>150	≥5000	2.51	Other areas of Inner Mongolia except Chifeng, Tongliao, Xing'an League and Hulunbuir, Urumqi, Ili, Changji, Karamay, Shihezi
More abundant area (Class II district)	100—150	4000—5000	16.45	Zhangjiakou, Chengde, Chifeng, Tongliao, Xing'an League, Hulunbuir, Zhangye, Jiayuguan, Jiuquan
Abundant area (Class III district)	50—100	2000—4000	53.39	Baicheng, Songyuan, Jixi, Shuangyashan, Qitaihe, Suihua, Yichun, Daxinganling; Other areas of Gansu Province except Zhangye, Jiayuguan and Jiuquan; Other areas of Xinjiang except Urumqi, Ili, Changji, Karamay and Shihezi, Ningxia
Less area (Class IV district)	<50	<2000	27.65	Other areas of China except above

中国丰富的太阳能和风能资源是绿氢发展能源基础，但风能和太阳能单位面积能量密度低，规模性制氢需要大量土地安装光伏或风电设施。以50kt/a绿氢规模为例，按电耗 6×10^4 kWh/tH₂，则电力需求为 3×10^9 kWh/a，对应的光伏发电装机量跟安装所在地的太阳能资源关系很大，具体如表3所示。

表 3 3×10^8 kWh/a 电量需求对应的光伏装机量
Table 3 PV installed capacity corresponding to annual 3 billion kWh power demand

Item	Average effective utilization hours/ ($\text{h} \cdot \text{a}^{-1}$)	Estimated installed capacity/MW	Main distribution area
The most abundant area (Class I district)	2200	1360	West of Ejina Banner; West of Jiuquan; Most areas west of 100°E of Qinghai; Most areas west of 94°E of Tibet; Eastern fringe of Xinjiang; Some areas in Ganzi
More abundant area (Class II and III district)	1600	1870	Most of Xinjiang; Most east of Ejina Banner; West of Heilongjiang; West of Jilin; West of Liaoning; Most of Hebei, Beijing, Tianjing; East of Shandong; Most of Shanxi; North of northern Shaanxi, Ningxia. Most area of east of Jiuquan; Eastern fringe of Qinghai; Most areas east of 94°E of Tibet; Central and western Sichuan; Most of Yunnan, Hainan
Abundant area (Class III and IV district)	1050	2850	North of Inner Mongolia 50°N ; Most of Heilongjiang; Central and eastern area of Jilin; Central and eastern Liaoning; Central and western Shandong; Southern Shanxi; Central and southern Sichuan; Eastern fringe of Gansu; Central Sichuan; Eastern fringe of Yunnan; Southern Guizhou; Most of Hunan; Most of Hubei, Guangxi, Guangdong, Fujian, Jiangxi, Zhejiang, Anhui, Jiangsu, Henan
Less area (Class II and III district)	700	4280	Eastern Sichuan; Most of Chongqing; Central and northern Guizhou; West of 110°E of Hubei; Northern and western Hunan

光伏发电设施占地面积影响因素很多，包括场址条件、地理维度、光伏阵列倾角、光伏组件效率等，其中安装方式又分为固定式、平单轴、斜单轴、双轴，不同的安装方式，占地面积差异很大[14]。根据2015年12月2日，国土资源部发布的关于《光伏电站工程项目用地控制指标》的通知（国土资规〔2015〕11号），使用当前较为常用的310Wp规格光伏组件系统，在相对平坦地面，考虑到地域和安装方式和方法等因素进行估算，则50kt/a绿氢所需光伏方阵场区占地面积如表4所示。

表 4 满足 50 kt/a 绿氢生产的光伏场阵占地面积
Table 4 Floor area of photovoltaic array meeting 50 kt/a green hydrogen production

Item	Installed capacity/ MW	Floor area/ hm^2			
		Optimum inclination fixed type	Flat single axis tracking type	Optimum inclination angle single axis tracking type	Two axis tracking type
The Most abundant area (Class I district)	1360	Ganzi (30°N): 1770 Karamay (45°N): 3630	Ganzi (30°N): 1950 Karamay (45°N): 3270	Ganzi (30°N): 3000 Karamay (45°N): 8070	Ganzi (30°N): 3270 Karamay (45°N): 8890
More abundant area (Class II and III district)	1870	Hainan (18°N): 1780 Ejina (42°N): 4130	Hainan (18°N): 2220 Ejina (42°N): 4060	Hainan (18°N): 2680 Ejina (42°N): 8730	Hannan (18°N): 2930 Ejina (42°N): 9730
Abundant area (Class III and IV district)	2850	Heihe (50°N): 12070 Ningbo (30°N): 3710	Heihe (50°N): 9880 Ningbo (30°N): 4090	Heihe (50°N): 21860 Ningbo (30°N): 6340	Heihe (50°N): 23380 Ningbo (30°N): 6840
Less area (Class V district)	4280	Chongqing (30°N): 5570 Liupanshui (25°N): 4800	Chongqing (30°N): 6140 Liupanshui (25°N): 5570	Chongqing (30°N): 9420 Liupanshui (25°N): 7710	Chongqing (30°N): 10280 Liupanshui (25°N): 8420

从表4可以看出，满足50kt/a绿氢生产要求的光伏发电方阵场区占地需要数万亩，而且不同地域、不同安装方式建设相同装机容量的光伏方阵场区占地面积相差很大，甚至超过10倍以上。地域的影响表现在所处的地理纬度上，纬度每升高 5° ，光伏场区占地面积大约会增加10%~30%。纬度影响主要由影子倍率决定，即遮挡物形成的影子长度与其高度的比值。在黑龙江、新疆、内蒙等省份的北部高纬度地区，纬度在 40°N 以上，影子倍率超过3；而在广东、广西等纬度低于 25°N 地区，影子倍率大约在1.5以内。因此，在北部地区，前后方阵间距会达到6m以上；而在南方的一

些地方,前后方阵间距留2m的检修通道就够了。从表4还可以看出,与最佳倾角固定式安装方式相比,安装角度可调节的支架跟踪系统占地更多,但太阳能转化效率提高,如平单轴式能提高10%~20%的发电量、斜单轴式能提高20%~25%的发电量、双轴式甚至能提高40%的发电量,这样就可以减少装机容量,降低早期投资成本。当然,角度可调的支架制造成本和维护成本也提高,需要综合考虑。

总的说来,满足50kt/a绿氢生产要求的光伏发电方阵场区占地需要几万亩至几十万亩。这种规模成片占地即使在中国西北沙漠、戈壁地区也面临很多实际困难,更不要说中国东部、东南部和南部经济相对发达,土地资源相对紧缺的地区。因此,应因地制宜建设光伏发电基地,将集中式光伏和分布式光伏结合起来解决用地问题。

至于风力发电方阵场区的占地,由于风机间距一般需要500m,算下来比光伏发电占地更多,满足50kt/a绿氢生产的风电方阵场区占地面积少则近 30×10^4 hm^2 ,多则近百万亩。但是,风电占地对土地的其它用途影响较小,只有风机安装基础占地才影响土地的利用。不过,单个风机,以3MW的为例,其实际占地仅约340 m^2 ,风机安装总占地不到300 hm^2 ,解决起来难度较小。

2.2 投资成本问题

绿氢生产首要是建设光伏发电场或风电场。光伏发电场建设目前报价较为透明,约 4.0×10^6 CNY/MW (包括光伏组件系统及设计、施工安装,满足50kt/a绿氢生产的光伏方阵场区的投资最少需要 54.4×10^8 CNY (阳光资源最丰富地区),最多 171.2×10^8 CNY (阳光资源一般地区),按25年折旧,仅此投资带来的成本分摊至少为4.4CNY/kgH₂,至多到13.7CNY/kgH₂。风电建设,以陆上风电为例,均价约为 6.0×10^6 CNY/MW,满足50kt/a绿氢生产的光伏方阵场区的投资最少 81.6×10^8 CNY (风力资源丰富地区),最多 171×10^8 CNY (风力资源一般地区),按25年折旧,仅此投资带来的成本分摊至少为6.48CNY/kgH₂,至多到13.56CNY/kgH₂。

利用光伏和风电等可再生电力生产绿氢,可以就地上网输电异地取电制氢,也可以就地制氢运输到氢气消费应用场所。目前这两种模式各有优势和不足,还需要进一步发展完善。但无论采取哪种模式都面临电解水装置巨额投资的问题。电解水制氢技术中得到工业规模应用是碱水电解制氢(AWE)和质子交换膜纯水电解(PEM)工艺,固体氧化物高温水电解(SOEC)工艺尚在开发,还未实现商业化[15]。碱水电解制氢技术已发展近百年,但一直用于小规模用氢场所制氢,国内单台设备产氢量最多可为1000 m^3/h ,国外单台设备最多可达3000 m^3/h ,电解系统投资国内报价为 2.80×10^6

CNY/MW左右(含设计、安装和系统设备)。PEM纯水电解制氢技术正处在扩大推广应用阶段,单台设备产氢量为300 m^3/h ,由于设备紧凑,可

以组合安装以节省占地,电解系统投资国内报价为 1.0×10^7

CNY/MW左右(含设计、安装和系统设备),进口报价 1.6×10^7

CNY/MW左右(含设计、安装和系统设备)。满足50kt/a绿氢生产的电解水系统功率约为400MW,则采用碱水电解技术的为投资 1.12×10^9

CNY,按20年折旧,仅此投资带来的成本分摊为1.12CN

Y/kgH₂。采用PEM水电解技术,国内设备系统投资为 40×10^8 CNY,国外则为 64×10^8

CNY,按20年折旧,仅此投资带来的成本分摊,国内为4CNY/kgH₂,国外为6.4CNY/kgH₂。

在光伏电场或风电场就地制氢,再输送氢气到用氢场所,对于50kt/a的制用氢规模,现有技术条件只有采用管道输送才是可行的。管道压力按4MPa使

用要求建造,管道单位投资额估算为 3.50×10^6

CNY/km,管道输送长度1000km估算,管道建设投资额度为 35×10^8

CNY, 按30年折旧, 则管道投资形成的氢气运输

成本为2.33CNY/kgH₂

; 但管道投入使用后需要运行维护和管理, 运维、增压和管理费用每年按管道建设投资额的7%提取, 摊到的成本约为4.9CNY/kgH₂。合计成本为7.23CNY/kgH₂。

实际上也可以选择将光伏电场或风电场发出的电通过电网公司接入电网并完成输配服务, 在用氢场所从电网取电电解水制氢就地使用。这样需要支付给电网公司过网服务费。从西北阳光、风力资源丰富地区将光伏或风电输配到东南部经济发达地区, 按1000km输电距离, 涉及到跨省甚至于跨网, 过网费影响因素多, 如果按0.15CNY/kWh收取过网费, 氢气耗电60kWh/kg, 摊到的成本为9.0CNY/kgH₂

; 如果按0.08CNY/kWh收取过网费, 则摊到的成本为4.8CNY/kgH₂。

从以上分析的结果可以看出, 建设50kt/a绿氢生产能力的设备投资巨大, 仅电力生产、制氢两个环节, 投资少者需要仅70 × 10⁸

CNY, 多者超过百亿元, 而同量级的天然气制氢投资

仅需10 × 10⁸

CNY左右。实际上绿氢生产成本影响因素繁多, 技术成熟度不一, 无论是技术上还是经济都存在很多不确定因素, 给绿氢发展带来巨大风险。因此, 因地制宜, 开展不同的技术路线、不同运营模式及其组合进行示范十分必要, 总结经验, 扬长避短, 促进绿氢产业高质量快速发展。

3石油石化发展绿氢业务的建议

石油石化行业未来发展的挑战一方面来自于交通电动化导致的汽、柴油市场萎缩; 另一方面来自于实现碳达峰、碳中和目标对发展空间的压缩。发展氢能可谓一举两得, 既巩固了交通能源供给的地位, 又可助力碳减排。有关建议如下:

(1) 加快绿氢成套技术研发, 掌握关键技术的自主运作权。技术研发实力是衡量一个企业竞争力的重要指标之一。绿氢发展的基础是光伏、风电等可再生能源, 技术关键是电解水制氢与氢储运技术。为此, 国际石油公司纷纷布局氢能前沿技术研发, 申请技术专利。BP集团首席技术官大卫·艾顿认为, 氢能利用发展的瓶颈不是氢气的制备, 主要挑战是存储、运输和使用。BP公司围绕能源效率、数字技术、可再生能源、储能和脱碳5个方面开展分析与评估氢能的作用与地位, 探讨可能产生行业颠覆性作用的领域和技术。雪佛龙公司与美国发动机制造商康明斯签署了一份谅解备忘录, 旨在联合开发氢能源的商业机会, 进一步探索开发在炼油厂使用电解水制氢和燃料电池技术。技术研发可以采取自主研发, 也可以选择合作研发, 以降低研发风险和成本。BP公司向普林斯顿、哈佛等多所大学的低碳技术研究提供资助, 埃克森美孚公司在斯坦福大学、麻省理工学院、普林斯顿大学等有选择资助有突破性新能源技术领域开展研究。当前, 中国电解水制氢技术中质子交换膜(PEM)水电解制氢技术与国际先进水平差距较大, 单台产能小、成套化设计与制造水平和能力低, 制造电解槽所需的基本材料基本依赖进口; 储氢使用的70MPa型瓶, 其制造技术及所需的高性能树脂和高端碳纤维等关键材料和管阀组件等依赖进口; 燃料电池技术上虽然掌握了电堆设计和装配技术, 但其耐久性以及水、热、电的管理及系统运行自动检测技术等低于国际先进水平, 制造燃料电池所需的质子交换膜、催化剂、扩散层材料基本依赖进口, 膜电极技术落后一代。不解决核心装备制造及关键材料技术, 产业发展越快, “卡脖子”受制于人将越发严重。

(2) 积极发展新能源和绿氢生产, 开展绿氢炼化示范。当前炼化企业使用的氢气来源于副产氢和制氢装置, 属于灰氢范畴, 碳排放强度大, 使用绿氢替代灰氢是实现炼厂碳减排的有力措施。绿氢在石油炼制和化工上的应用还未受到关注, 利用绿氢降低油品和化学品生产的碳排放强度具有很强的示范效应。炼化企业生产绿氢可以通过可再生电力电解水制氢和生物质制氢来实现。风电和光伏发电建设可以就地, 也可以异地或就地与异地结合, 生产的电力直接用于电解水制氢。生物质制氢可以大量采用农作物秸秆, 解决秸秆的出路问题, 助力农残的资源化利用。传统生物质气化制氢存在氢气收率低、能量转化效率低的问题。将生物质制氢与电解水制氢耦合起来, 利用电解水制氢伴产的氧气用作生物质制氢氧化剂, 不仅提高氢气收率, 还方便CO₂的捕集利用。当前, 绿氢生产的缺陷是成本高, 但随着光伏、风电、电解水制氢技术的进步和生产规模扩大, 成本有望大幅度下降。未来10年将是绿氢技术成熟期、投资关键机遇期以及氢能产业政策的完善期, 建议石化企业抓住这个战略机遇, 发挥优势, 积极投入支持绿氢工业应用和示范项目的实施。此外, 炼厂在制氢、氢气管输以及安全管理积累的丰富经验对绿氢发展具有重要价值, 必将促进炼化企业高质量发展, 相得益彰。

(3) 充分利用各种优惠政策, 创新投资和管理模式, 差别化管理新能源业务。当前, 国内外氢能产业存在发展成本高, 经济效益差的弊端, 需要政府给予一定的补贴和优惠政策才能生存。建议石油石化企业把发展氢能作为战略性新兴产业, 创新投资和管理模式, 通过发行“绿债”, 充分利用绿能基金、各种优惠政策, 降低发展氢能的投融资和运行

成本。BP公司单独设立了新能源业务板块,统一管理公司旗下太阳能、风能、氢能和电力等业务。道达尔公司则在原有天然气业务板块(事业部)基础上,整合可再生能源和发电业务,成立天然气、可再生能源和电力事业部,采用新机制运转。由于绿氢是建立在可再生能源基础上发展的,但新能源业务发展目前还存在较大不确定性,风险比较高。因此,国际石油公司普遍建立风险投资基金来运营管理可再生能源业务,在投资模式上,主要采用投资并购、全资收购来拥有可再生能源资产,或者采用风险投资参股可再生能源领域等。2016年以来,欧洲的壳牌、道达尔、BP等石油公司投资并购新能源项目逐年递增,并购项目类型从最初的分布式能源、储能/电池技术,扩展到包括太阳能、海上风电、替代燃料、综合能源、电网布局等多个领域。氢能产业发展处在起步阶段,各国政府出台了多种优惠政策持续扶持推进新能源发展,支持的范围包括大产能PEM电解水制氢成套技术、高弹模量碳纤维材料、燃料电池和电解水贵金属催化剂制备技术、燃料电池膜电极技术等,新成立的公司不断涌现,可选择其中佼佼者通过投资模式创新深度渗透,通过差别化管理实现共赢。

(4) 超前布局加氢站,扩大交通氢能市场份额。加氢站建设是石油石化企业的优势,可利用油品销售的诸多站点,有选择改建成同时具备油、天然气、氢、电销售能力综合能源加注站,一方面降低建站投资成本,更重要的是超前完成氢能交通基础服务点的布局,拓展发展空间。由于氢气的特殊秉性,氢的储运带来的成本很高,通过站内分布式制氢,就地生产和供氢,可避免氢气储运带来的高成本问题。当前,加氢站分布式制氢尚未得到政策许可,但政策调整是可期的。2016年3月国家发展改革委和国家能源局发布的《能源技术创新行动计划》(2016—2030年)就将分布式制氢技术列为氢能与燃料电池领域技术创新的战略发展方向,重点支持研发的技术包括可再生能源发电与电解水制氢一体化技术,形成标准化的加氢站现场制氢模式并示范应用。石油石化企业开发和推广应用分布式制氢技术条件优越,可以利用电网低价谷电实施站内电解水制氢和就地供应,更提倡利用综合能源服务站点建设风力发电和光伏发电设施,就地发电制氢和供应加注。

4发展展望

据估测,中国碳达峰时二氧化碳净排放量为 1.1×10^{10} t左右[16],再用30年左右时间实现碳中和,意味着碳减排任务十分艰巨。2021年的全国两会上碳达峰和碳中和首次写入政府工作报告,强调要扎实做好碳达峰、碳中和各项工作,制定具体行动方案,优化产业结构和能源结构,大力发展新能源,加快建设全国用能权、碳排放权交易市场,完善能源消费双控制度,以实际行动为全球应对气候变化作出应有贡献。中国实现碳中和目标的难点在于工业部门,绿氢将在工业部门脱碳行动中发挥重要作用,如钢铁氢碳替代、化工绿氢灰氢替代、可再生电力利用氢储能解决间歇性和波动性问题等方面同时发挥作用,到2050年预计绿氢需求量将达81Mt,给绿氢发展提供巨大商机。石油石化发展氢能,向社会提供用氢保障具有得天独厚的优势,关键是大力发展新能源,奠定绿氢生产能源基础。

参 考 文 献

- [1] 中国石油新闻中心. 石化行业该如何通过碳减排大考 [N/OL]. <http://news.cnpc.com.cn/system/2021/05/10/030032380.shtml>, 2021-05-10.
- [2] 经济日报. 氢能为何成投资热点 [N/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1699717637207321763&wfr=spider&for=pc>, 2021-05-14.
- [3] 每日经济新闻. 中国石化凌逸群: 打造“中国第一氢能公司” [N/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1697622169795833762&wfr=spider&for=pc>, 2021-04-21.
- [4] 范珊珊, 武魏楠. 大转型: 油公司的挑战 [J]. 能源, 2021(5): 11-18.
- [5] BP. BP Energy Outlook 2020 [R]. London: BP, 2020.
- [6] IEA. Market Report Series: Renewables 2018 Analysis and Forecasts to 2023 [R]. Paris: IEA, 2018.
- [7] 维科网. 壳牌着手研究世上最大的绿色氢能项目 [N/OL]. <https://www.ofweek.com/hydrogen/2020-03/ART-180800-8100-30429789.html>. 2020-03-03.
- [8] ELJACK F, KAZI M K. Prospects and challenges of green hydrogen economy via multi-sector global symbiosis in Qatar [J]. Frontiers in Sustainability, 2021, 1(1): 1-15.
- [9] OLIVEIRA A M, BESWICK R R, YAN Y. A green hydrogen economy for a renewable energy society [J]. Current Opinion in Chemical Engineering, 2021, 33(9): 1-7.
- [10] YAMAMOTO A H, FUJIOKA H, OKANO K. Cost analysis of stable electric and hydrogen energy supplies derived from 100% variable renewable resources systems [J]. Renewable Energy, 2021, 178: 1165-1173.
- [11] 李耀华, 孔力. 发展太阳能和风能发电技术加速推进我国能源转型 [J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(4): 426-433. (LI Yaohua, KONG Li. Developing solar and wind power generation technology to accelerate China's energy transformation [J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences, 2019, 34(4): 426-433.)

- [12] 中国气象局风能太阳能资源中心. 中国风能太阳能资源年景公报 2018[N/OL]. <http://news.bjx.com.cn/html/20190121/957827.shtml>, 2019-01-21.
- [13] 中国气象局. 全国风能资源详查和评价报告[M]. 北京: 气象出版社, 2014: 7-18.
- [14] 王士涛, 沈毅, 沈有国, 等. 逆跟踪技术在平单轴跟踪器上的应用[J]. 太阳能学报, 2020, 42(5): 145-149. (WANG Shitao, SHEN Yi, SHEN Youguo, et al. Backtracking technology applied on horizontal single axis tracker[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2020, 42(5): 145-149.)
- [15] 杜泽学, 慕旭宏. 水电解技术发展及在绿氢生产中的应用[J]. 石油炼制与化工, 2021, 52(2): 102-110. (DU Zexue, MU Xuhong. Development of water electrolysis technology and its application in green hydrogen production[J]. Petroleum Processing and Petrochemicals, 2021, 52(2): 102-110.)
- [16] 邹才能, 熊波, 薛华庆, 等. 新能源在碳中和中的地位与作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 411-420. (ZOU Caineng, XIONG Bo, XUE Huaqing, et al. The role of new energy in carbon neutral[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 411-420.)

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/204952.html>