

基于绿氢的低碳甲醇制备可行性研究

汪颖异, 金强*, 潘放

(中国船舶及海洋工程设计研究院, 上海 200011)

摘要:为探讨东部能源负荷中心大规模应用低碳甲醇的可行性,以航运燃料为应用场景,分析对比了海上合成甲醇、基于海上风电的岸基合成甲醇和内陆合成甲醇3种方案,从合成甲醇过程中的碳足迹、各装备的技术挑战和产业链成本3个角度选择最适合的低碳甲醇制备方案。在产业链成本对比方面,以平准化单位制氢成本为参考提出平准化甲醇成本模型。在计算过程中将每种方案拆分成5个环节计算平准化甲醇成本,海上可再生能源以300 MW风场为基础,内陆以鄂尔多斯10万t/a二氧化碳加绿氢制甲醇的真实项目为基础,建立3种技术方案和经济性模型。结果表明,3种方案中,海上合成甲醇方案的海上化工平台的技术可行性难以实现且海上二氧化碳运输流程复杂,内陆合成甲醇方案的甲醇远距离运输存在安全性和碳排等问题,基于海上风电的岸基合成甲醇从碳足迹、技术挑战、产业链成本等角度考虑更适用于航运燃料场景,计算的平准化甲醇成本为8 000~11 500元/t。

关键词:低碳甲醇;碳足迹;产业链成本;可再生能源;制氢;海上平台;航运燃料

中图分类号:TK91

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2024)12-0229-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2024.12.042

Feasibility study on low-carbon methanol preparation based on green hydrogen

WANG Ying-yi, JIN Qiang*, PAN Fang

(Marine Design & Research Institute of China, Shanghai 200011, China)

Abstract:To explore the feasibility of large-scale application of low-carbon methanol in Eastern Energy Load Center, taking the shipping fuel as application scenario, three schemes are analyzed and compared, including offshore methanol synthesis, onshore methanol synthesis based on offshore wind power, and inland methanol synthesis. The most suitable low-carbon methanol synthesis scheme is selected from three perspectives: carbon footprint in the methanol synthesis process, technical challenges of various equipment, and industrial chain cost. In terms of comparison in industrial chain cost, a levelized methanol cost model is proposed based on the levelized unit hydrogen production cost. In the calculation process, each scheme is divided into 5 stages to calculate the cost of levelized methanol. Based on relevant research and literature data, three technical schemes and economic models are established on the basis that offshore renewable energy takes a 300 MW wind farm as benchmark, and the inland scheme takes an actual project as benchmark, which produces 100 000 tons/year methanol from carbon dioxide and green hydrogen in Ordos, Inner Mongolia, China. Results indicate that among these three schemes, the offshore methanol synthesis scheme has less technical feasibility, and the offshore carbon dioxide transportation process is too complex. The long-distance transportation of methanol in the inland methanol synthesis scheme may suffer issues in safety and carbon dioxide emission. From the perspectives of carbon footprint, technical challenges, and industrial chain cost, the onshore methanol synthesis scheme based on offshore wind power is more suitable for shipping fuel scenario. The levelized methanol cost calculated is RMB 8 000–11 500 per ton.

Key words: low-carbon methanol; carbon footprint; industrial chain cost; renewable energy; hydrogen production; offshore platform; shipping fuel

低碳甲醇是由烟道气中捕获的CO₂(化石能源燃烧)与绿氢合成的甲醇^[1],尽管仍有碳排放,但这属于二氧化碳的二次利用,仍能够实现部分减排,是甲醇“灰转绿”过程中较好的过渡产品。依据中国“富煤”的能源禀赋,低碳甲醇的碳源可来源于煤炭,符合中国国情,是中国实现“3060”目标^[2]较好的过渡产品。但随着低碳能源碳组分的降低,热值将会降低,甲醇热值与天然气、石油相比低很多,这将导致等热值的低碳甲醇的成本增加。

对于低碳甲醇的制备我国已有数个示范项目,

产能已近450万t,这些项目以利用三北地区风光资源为主,且制得的甲醇一般就近应用,而对于东部地区低碳甲醇的低成本应用是否可来自三北等可再生能源成本较低的地区还未可知。为实现能源负荷中心的东部地区大规模应用低成本低碳甲醇,需研究合理的低碳甲醇制备方案。东部地区可再生能源以海上风电为主,目前国内外已有学者研究海上风电制氢并对比不同运输方式的经济性^[3-6],且对绿氢与二氧化碳合成甲醇的工艺有所研究^[7-9],而对于以海上风电为基础的合成甲醇全产业链经济性研究

收稿日期:2024-02-21;修回日期:2024-10-23

作者简介:汪颖异(1993-),女,硕士,工程师,主要从事航运业新能源研究工作,wangyingyi19931124@163.com;金强(1973-),男,本科,研究员,主要从事船海装备体系研究工作,通讯联系人,jinq_maric@126.com。

鲜有涉足,此外国内目前缺乏基于内陆风光资源的合成甲醇与基于海上风电的合成甲醇全产业链的技术可行性及成本对比。甲醇常温常压下呈液态,便于运输,以海上风电为基础合成甲醇可作为沿海城市车辆、船舶的燃料,或者售卖至沿海化工企业,从而实现能源的就近利用,缓解能源负荷中心的压力。

针对以上问题,本文中以航运燃料为应用端,建立海上合成甲醇运输至岸基、基于海上风电的岸基合成甲醇、内陆合成甲醇 3 种方案,从碳足迹、技术挑战及产业链成本 3 个角度选择最适用于航运燃料的合成甲醇方案,在产业链成本分析时以平准化单位制氢成本为参考提出平准化甲醇成本。

1 合成甲醇技术方案说明

海上合成甲醇技术利用海上平台就地离网制甲醇,再通过甲醇运输船运送至岸基,作为船用燃料。该方案需建立类似 FPSO 的海上平台,能够同时容纳制氢和制甲醇的相关设备,此外二氧化碳考虑从附近岸上化工厂运输至海上平台。基于海上风电的岸基合成甲醇技术通过海上制氢平台离网制氢,将氢通过海底输氢管运输至岸基,在岸上的甲醇工厂合成甲醇作为船用燃料。内陆合成甲醇技术方案参考鄂尔多斯 10 万 t/a 二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目^[10],运输至沿海港口作为船用燃料。

1.1 海上合成甲醇技术方案

海上合成甲醇技术方案(简称方案一),可拆分成 5 个环节,分别为海上风电、海上制氢、二氧化碳捕获及运输、海上合成甲醇、甲醇运输。海上风电由离岸 100 km 的 19 台 16 MW 固桩式风机组成;海上制氢的装备主要为海上制氢平台;二氧化碳捕获及运输由公路二氧化碳槽车和海上二氧化碳运输船组成;甲醇合成主要为海上甲醇合成平台(与制氢共用 1 个平台);甲醇运输由海上甲醇运输船和陆上甲醇槽车组成。海上合成的方式可减少对输电网络的依赖,降低电力损耗和海底电缆的投资成本。

海上合成甲醇在山东青岛离岸 100 km 的远海进行,为提高风电的利用率,采用 16 MW 风机发电,风场功率为 300 MW,风机大型化后扫风面积更大,假设年有效发电时长为 3 500 h,则年发电量为 1 050 GWh。电解水产生 1 kg 氢气约耗电 56 kWh^[1],0.19 kg 氢气和 1.38 kg 二氧化碳合成产生 1 kg 甲醇最大耗电约 4.5 kWh。考虑检测维护等不能作业情况,假设电解槽自身运行时间为 90%,则风场达产年制氢约 1.7 万 t。制氢与合成甲醇的电量均来

源于风电,考虑制氢和合成甲醇的总电耗,合成 1 kg 甲醇耗电 15.14 kWh(10.64 kWh 为制氢耗电,4.5 kWh 为甲醇合成耗电),该风场年制甲醇量约为 7 万 t。假设项目的投产期为 2 a,第一年为达产产量的 30%,第二年为 70%。

1.2 基于海上风电的岸基合成甲醇技术方案

基于海上风电的岸基合成甲醇(简称方案二)采取送氢上岸的方式代替传统的送电上岸。海上风电制氢通过海底输氢管道输送至岸基,在岸基建造甲醇工厂,合成甲醇的能耗来源于岸电(暂不考虑岸电是否为绿电)。相较于海上合成甲醇方案增加了海上输氢管和岸基合成甲醇工厂,在方案一的 5 个环节基础上增加输氢环节,但无需在海上平台建立化工厂,且二氧化碳和甲醇无需经过海上运输。与传统的送电上岸模式相比减少高压电缆的能耗^[11]。

假设在青岛海岸建设一座合成甲醇工厂,利用近海风场发电制氢,氢气通过海底输氢管输送至合成甲醇工厂。合成甲醇所耗电量来源于陆上电网,海上风场的电全部用来制绿氢,则可年产甲醇约 9 万 t。

1.3 内陆合成甲醇技术方案

内陆合成甲醇方案(简称方案三)参考鄂尔多斯 10 万 t/a 二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目,根据公开资料进行复核。据报道,鄂尔多斯 10 万 t/a 二氧化碳加绿氢制甲醇技术示范项目计划投资约 50 亿元,由 225 MW 风场和 400 MW 光伏提供电源,风电和光伏共建一座升压站。电解水制储氢部分规划制氢产能为 2.1 万 t/a,其中建设 46 200 m³/h 碱性电解水制氢设备,设置 36 套 1 200 m³/h 电解槽和 2 套 1 500 m³/h 电解槽,设置 10 台 2 000 m³ 球形储罐储氢,储氢规模为 22 万 m³,可满足下游甲醇合成装置约 7.6 h 满负荷运行连续用氢的需求。内陆合成甲醇技术方案的二氧化碳来自厂区内,与方案一相比无二氧化碳捕获及运输环节。

根据项目数据,按照风场和光伏规模计算年制甲醇约 10 万 t,但需匹配相应规模的电解槽,按照电解槽规模计算年制甲醇约 7 万 t,本文中该方案的年制甲醇按照 7 万 t 计算。

2 各合成甲醇方案碳足迹及技术挑战比较

2.1 各合成甲醇方案碳足迹

能源的碳足迹是指从能源的开采、运输、燃烧全生命周期的碳排放,本文中所述低碳甲醇的碳足迹

是指从制备原料(CO_2 和 H_2)到甲醇燃烧全生命周期的碳排放,但为了比较各方案的碳足迹,本文中仅考虑甲醇制备和运输过程中产生的碳排。方案一中产生碳排的环节为 CO_2 陆上运输、 CO_2 海上运输和甲醇海上运输,碳足迹为 0.045 g/g ;方案二中产生碳排的环节为 CO_2 陆上运输和甲醇合成,碳足迹为 0.017 g/g ;方案三中产生碳排的环节为甲醇陆上运输,碳足迹为 0.024 g/g 。从碳足迹的角度比较,方案二是碳排最少的甲醇合成路径。

2.2 各合成甲醇方案技术挑战

方案一中需攻克的技术难点主要为海上制氢、制甲醇平台,该平台中主要的设备以及与其他装备的接驳如图 1(a)所示。除电解槽、甲醇合成装置等必要的工作设备外,平台需额外布置液化 CO_2 、 H_2 、甲醇的临时储罐,对于平台的总布置和系泊是一个巨大挑战。甲醇制备需稳定电源,考虑到存在能量波动、原料波动和生产负荷浮动的工作条件,若在海上合成平台上布置大量电站,对于平台面积、系泊等要求极高,目前技术成熟度较低。此外,方案一存在海上二氧化碳运输环节,需在海上合成平台上考虑甲醇储罐的布置以及海上平台与二氧化碳运输船接驳问题等,复杂程度不亚于解决海上稳定供电。

方案二中需攻克的技术难点为海上制氢平台,平台中主要设备如图 1(b)所示。尽管海上制氢平台的技术难点与方案一类似,但平台所需的面积以及储能的配置大大缩小,使得该平台技术方案攻克的时间缩短,与方案一相比,方案二明显更容易实现。

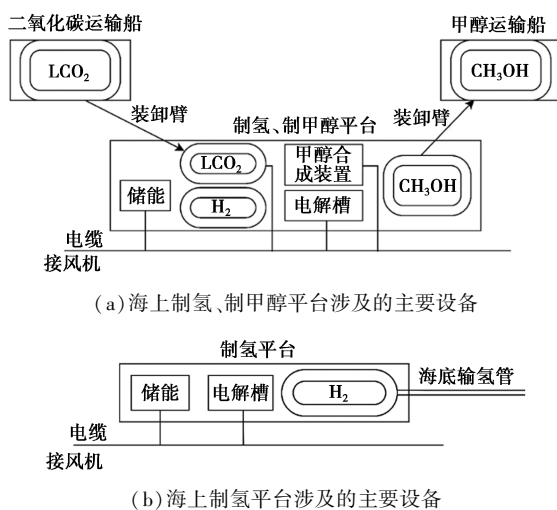


图 1 2 种方案的平台初步布置

方案三并无技术难点,但存在甲醇远距离运输的风险,若是以槽车运输,安全性难以保障,若是以

管道运输,则基础设施建设周期长,不利于沿海地区尽早脱碳。

3 各合成甲醇方案产业链成本分析

3.1 成本计算模型

3.1.1 平准化甲醇成本模型(LOCM)

平准化合成甲醇的经济性模型(LOCM)参考平准化单位制氢成本模型(LOCH),平准化即考虑了资金的时间价值对成本的影响^[12],是指全生命周期的综合成本与生命周期内制甲醇量的现值之比,可对不同项目、不同规模、不同容量项目的综合竞争力进行比选,应用范围更加广泛。

$$C_{\text{LOCM}} = [C_M + \sum_{t=1}^n (O_{M,t} + T_{M,t} + F_{M,t}) / (1+r)^t - R_M / (1+r)^n] / [\sum_{t=1}^n M_t / (1+r)^t]$$

式中, t 为不同时间; n 为营运年限; C_M 为设计合成甲醇的固定成本; O_M 为营运成本; T_M 为税金; F_M 为利息; R_M 为固定资产残值; r 为折现率; M_t 为甲醇产量。

3.1.2 设备投资成本(Capex)

设备总投资成本包括风电/光伏、制氢、二氧化碳捕获及运输、甲醇合成和甲醇运输这 5 个环节的投资成本,根据系统中不同设备,具体到每个系统的投资成本模型稍有不同。设备的总投资成本 C_{cap} 计算模型如下式所示。

$$C_{\text{cap}} = C_E + C_H + C_C + C_S + C_T$$

式中, C_E 、 C_H 、 C_C 、 C_S 、 C_T 分别为风电/光伏、制氢、二氧化碳捕获及运输、甲醇合成和甲醇运输这 5 个环节的投资成本。

3.1.3 年运营成本(Opex)

运营成本主要考虑系统中设备的运维成本、能耗等,总营运成本 O_{pe} 计算模型如下所示。根据系统中不同设备,具体到每个系统的年营运成本模型稍有不同。

$$O_{\text{pe}} = O_E + O_H + O_C + O_S + O_T$$

式中, O_E 、 O_H 、 O_C 、 O_S 、 O_T 分别为风电/光伏、制氢、二氧化碳捕获及运输、甲醇合成和甲醇运输这 5 个环节的营运成本。

3.2 3 种合成甲醇方案产业链成本对比分析

经济性分析用 Excel 工具构建项目现金流量表^[13],分析 3 种方案的现金流入和流出情况,计算财务内部收益率、财务净现值等指标,评价项目的财务盈利能力,本文中相关的财务指标假设如表 1 所示。本项目暂不考虑税金问题。

表 1 财务指标假设

资本金比例/%	贷款比例/%	贷款年限/a	贷款利率/%
30	70	15	4
折现率/%	运营期/a	建设期/a	残值率/%
8	30	2	5

3.2.1 方案一:海上合成甲醇方案产业链成本分析

单台风机功率为 16 MW,假设年均有效发电时长为 3 500 h。现阶段风机成本(不含塔筒及风机基础)约为 3 500 元/kW,参考研报^[14],得到 300 MW 风场的初投资成本 243 909 万元,年运营成本 2 439 万元,风电环节带来的平准化甲醇成本为 3 342 元/t。

海上制氢/甲醇平台参考大型油船,约 10 000 万美元。综合考虑 PEM 和 ALK 电解的特点,采用 20%的 PEM 电解槽,80%的 ALK 电解槽。PEM 和 ALK 电解槽的功率分别为 500、1 000 m³/h,由于 PEM 国内技术并不成熟,参考国外报道约 1 000 美元/kW^[15],ALK 在国内属成熟产品,价格约 2 000 元/kW,考虑应用于海上存在更高技术要求,假设溢价 50%,按照 3 000 元/kW 计算。对于制氢,平台配备储能功率为 20%/h^[16],考虑采用单台电量 4 000 kWh 的钒系固态氢储能电站,风场储能需 15 台该系统,共计 9 000 万元。安装工程、预备费和运维分别假设为固定资产的 12%、8%和 12%^[17]。最终计算的制氢环节初投资成本为 172 768 万元,年运营成本为 576 万元,具体结果见表 2,制氢环节带来的平准化甲醇成本为 2 581 万元/t。

表 2 制氢环节经济参数 万元

项目	金额
设备投资成本	
制氢/甲醇平台	10000
PEM 电解槽	6720
ALK 电解槽	72000
海水提升及淡化装置	253
储能电站	9000
安装工程	18929
预备费	12619
运营成本	
运维	18929

合成甲醇所需二氧化碳来源于临沂的化工厂,年需二氧化碳约为 15 万 t,二氧化碳捕集成本约 310 元/t,陆上运输成本约 1.4 元/(t·km)^[18],海上运输需建造一艘二氧化碳运输船。采用 7 500 m³液态二氧化碳运输船,船价约 1 亿元。该环节带来

的平准化甲醇成本为 1 471 元/t。

陆上合成甲醇所需设备为缓冲罐、甲醇合成塔、高温换热器、粗甲醇水冷器、甲醇分离器等^[19],海上合成甲醇设备工艺与陆上合成甲醇一致,但这些设备在海上作业由于环境恶劣,对材料、工艺等有更高要求,假设海上合成甲醇的设备成本是陆上的 1.1 倍,根据文献^[13],海上合成甲醇的设备成本为 1 628 美元/t。合成甲醇需稳定电源,为保证工作连续性,每年需配备电量为 202 500 MWh 的储能。合成甲醇环节的设备投资成本 185 581 万元,年运营成本为 687 万元,该环节带来的平准化甲醇成本为 2 779 元/t。

合成甲醇运输至岸基作为航运燃料。海运环节采用 4999DWT 的甲醇运输船,该船造价约为 5 000 万美元/艘。甲醇运输环节带来的平准化甲醇成本为 503 元/t。

5 个环节的平准化甲醇成本如图 2 所示,海上合成甲醇方案的平准化甲醇成本为 10 927 元/t。

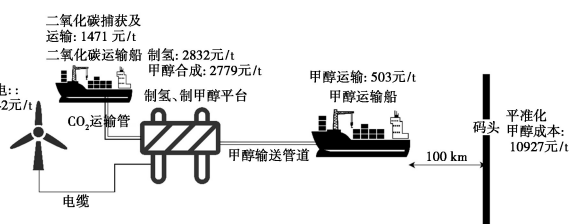


图 2 5 个环节的平准化甲醇成本

3.2.2 方案二:基于海上风电的岸基合成甲醇方案成本分析

方案二与方案一的成本构成有相似之处,在这里不做详细的赘述,仅阐述与方案一的不同之处。本方案风电环节初投资与方案一完全一致,初投资成本 243 909 万元,年运营成本 2 439 万元。由于本方案产量比方案一大,使得平准化甲醇成本低于方案一,风电环节的平准化甲醇成本为 2 498 元/t。

本方案与方案一相比无需在海上建立合成甲醇工厂,仅需建立制氢平台。考虑水深条件、海况等因素,采用浮式半潜制氢平台,单个平台年产氢约 5 600 t,300 MW 风场年产氢约 1.7 万 t,需该制氢平台约 3 个。浮式制氢平台成本参考海油观澜号浮式风机基础^[20],由于需在平台上搭载设备,保守假设为浮式风机基础的 1.5 倍,约 105 000 万元。与方案一相同,需考虑储能,采用钒系储能电站,配备风场功率的 20%,即 15 台。方案二制氢环节的设备投资成本为 143 092 万元,年运营成本为 477 万元,该

环节带来的平准化甲醇成本为 1 612 元/t。

氢的运输通过 100 km 海底输氢管道,海底输氢管道成本约 600 万元/km^[7]。该环节造成的平准化甲醇成本为 758 元/t。二氧化碳捕获及运输环节中仅需考虑陆上运输部分,这部分成本与方案一中的陆上运输成本一致,带来的平准化甲醇成本为 1 282 元/t。

甲醇合成在岸基进行,合成甲醇装置无需考虑海上造成的 1.1 倍溢价。此外还需在岸基建造合成甲醇工厂厂房(暂不考虑审批问题),按照 1 亿元计算。该环节的电耗来源于网电,按照 0.8 元/kWh 的商用电计算。该环节设备投资成本为 121 989 万元,年营运成本为 9 649 万元,平准化甲醇成本为 4 978 元/t。

基于海上风电的岸基合成甲醇方案(图 3)的平准化甲醇成本为 11 500 元/t。

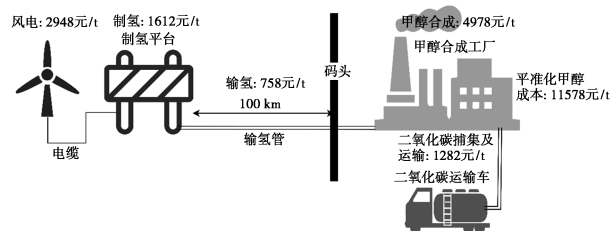


图 3 5 个环节的平准化甲醇成本

3.2.3 方案三:内陆合成甲醇方案成本分析

根据文献[7]显示,该项目风场规模为 225 MW,光伏规模为 400 MW,电解槽规模 231 MW,风力发电单元总投资 86 885 万元,光伏发电和制氢单元总投资 294 084 万元,甲醇合成单元总投资 61 449 万元,项目总投资为 442 418 万元。本方案中假设光伏和陆上风场年有效发电时长分别为 1 300、2 200 h^[14],合成生产 1 kg 甲醇总耗电 15.14 kWh。

陆上风场的成本低于海上风场,但成本构成基本相同,这里不再赘述。光伏的成本构成及各项目单价参考文献[14]。发电环节中风场和光伏的设备投资成本分别为 99 000、158 280 万元,运维成本假设为设备投资成本的 30%,即 77 184 万元。发电环节带来的平准化甲醇成本约 4 210 元/t。

制氢环节中采用的设备与鄂尔多斯项目完全一致,为碱性电解槽和球形储罐,并未采用 PEM 电解槽。按照鄂尔多斯项目,本方案采用可再生能源发电并网制氢,但并未考虑储能,按照目前政策要求,可再生能源发电必须配备一定比例储能,本方案假设配备 20%/h 储能,即 125 MWh。储能电站采用锂

电池,陆上锂电池储能按照 1 000 元/kWh 计算,则储能的投入为 12 500 万元。制氢环节的设备投资成本为 166 104 万元,年营运成本为 561 万元,该环节的甲醇平准化成本为 2 540 元/t。

鄂尔多斯项目中甲醇合成单元总投资 61 449 万元,同时考虑了二氧化碳捕集和甲醇合成,本方案中也将这 2 个环节合并考虑,统称为甲醇合成环节。这一环节的甲醇平准化成本为 1 017 元/t。

甲醇运输环节方面,甲醇从鄂尔多斯由甲醇运输车运输至青岛海岸,运输距离约 1 100 km,车速为 80 km/h,实现每月运输 5 600 t 甲醇需 9 辆车。该环节的平准化甲醇成本为 145 元/t。

不考虑甲醇运输环节和储能投入,本方案的设备投资总成本为 439 833 万元,与鄂尔多斯项目的总投资(442 418 万元)接近。4 个环节的平准化甲醇成本如图 4 所示,内陆合成甲醇方案的平准化甲醇成本为 7 912 元/t。

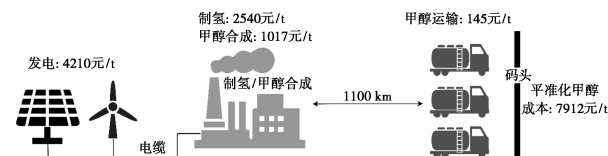


图 4 4 个环节平准化甲醇成本

4 小结

从碳足迹、技术挑战和产业链成本 3 个角度探讨作为航运燃料最适合的合成甲醇方案,得到如下结论。

(1)从碳足迹和技术挑战角度考虑,方案二碳足迹最小且在近几年内可实现技术攻关,是作为航运燃料最适合的合成路线。从产业链成本角度考虑,3 个方案的成本相差不大,基本接近万元水平。综合考虑,作为航运燃料采用方案二更为合适。方案二的 LOCM 为 11 500 元/t,假设加注环节的成本为 3 000 元/t,则方案二的甲醇加注价格约为 1.4 万元/t。参考文献[1],甲醇协会预测的绿甲醇成本最大为 1.12 万元/t,马士基营运的第一艘甲醇动力船加注的绿甲醇约为 1.7 万元/t,由此可见本文中计算的甲醇成本可信。

(2)一艘 15 000 TEU 集装箱船 1 a 甲醇燃料需求量约 6.8 万 t^[21],方案二海上 300 MW 风场可提供 9 万 t 甲醇,相当于 1.5 条 15 000 TEU 箱船。据 DNV 统计,截至 2023 年 9 月,投入运营和手持甲醇动力船订单已达 216 艘,假设 2 a 建造周期,于 2025

年预计有 200 艘甲醇动力船运营,按照每艘船平均每年耗甲醇 6 万 t 计算,2025 年需甲醇 1 200 万 t,假设 50% 为电制甲醇,则需要 66 个 300 MW 的风场。

(3)我国的能源禀赋是“富煤、贫油、少气、风光优渥”,CO₂ 排放量高是发展中国家经济增长过程中不可避免的,基于中国国情,将 CO₂ 捕获循环利用而非掩埋,是中国迈向碳中和的助力。中国不必过度追求绿色甲醇,低碳甲醇路线的一大贡献就是消纳陆上未来的大量碳捕集的碳源。

(4)风电、制氢和甲醇合成是影响平准化甲醇成本的主要环节,假设未来风电环节降本 10%、制氢环节降本 30%、二氧化碳运输环节降本 20%、甲醇合成环节降本 20%,未来低碳甲醇成本为 0.8~1.0 万元/t,与目前生物柴油价格接近,考虑热值后,低碳甲醇的成本是生物柴油成本的 2 倍。考虑到生物柴油很难实现大规模稳定供应,低碳甲醇在中国具备差异化竞争能力。

参考文献

- [1] Irena. Innovation outlook; Renewable methanol [R]. 2021.
- [2] 生态环境部. 中国落实国家自主贡献目标进展报告 [R]. 2022.
- [3] Recalde Melodf, Chang-Chien L R. Synergistic control between hydrogen storage system and offshore wind farm for grid operation [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(1): 18-27.
- [4] Mathur J, Agarwal N, Swaroop R, et al. Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems [J]. Energy Policy, 2008, 36(3): 1212-1222.
- [5] 田甜, 李怡雪, 黄磊, 等. 海上风电制氢技术经济性对比分析 [J]. 电力建设, 2021, 42(12): 137-144.
- [6] 张岑, 魏华, 庄妍, 等. 海上风电制氢经济评价模型及关键影响

参数 [J]. 天然气工业, 2023, 43(2): 146-154.

- [7] 张轩, 历一平. 绿色甲醇生产工艺技术经济分析 [J]. 现代化工, 2023, 43(3): 209-212.
- [8] 林代峰, 张臻, 罗永晋, 等. 二氧化碳加氢制甲醇催化剂研究进展 [J]. 现代化工, 2021, 41(6): 11-16.
- [9] 林海周, 罗志斌, 裴爱国, 等. 二氧化碳与氢合成甲醇技术和产业化进展 [J]. 南方能源建设, 2020, 7(2): 14-19.
- [10] 煤化工智库. 总投资约 6.1 亿, 中煤鄂尔多斯 10 万吨液态阳光项目绿色甲醇合成单元公示 [EB/OL]. [2023-03-24]. https://mp.weixin.qq.com/s/2N7hOK1Cdmy6BEf_fQLrNg.
- [11] D'amore-Domenech R, Leo T J, Pollet B G. Bulk power transmission at sea: Life cycle cost comparison of electricity and hydrogen as energy vectors [J]. Applied Energy, 2021, 288: 116625.
- [12] 许传博, 张文座, 李忻颖, 等. 离网型光伏制氢项目经济性分析及压力测试 [J]. 现代电力, 2023, 40(1): 1-7.
- [13] 虞和锡, 尹贻林. 工程经济分析与计算——微软 Excel 在工程经济中的应用 [M]. 天津: 天津大学出版社, 2015.
- [14] 安信证券. 收益率! 收益率! 收益率! 绿色投资不可忽视的要素 [R]. 2022.
- [15] 德邦证券. 氢能产业系列报告(三): 深度解析制氢成本, 探寻氢能时代的投资机会 [R]. 2022.
- [16] 李彦斐, 江涵, Farhad Taghizadeh-Hesary, 等. 可再生能源制氢技术经济性评述及其在东盟地区应用评估 [J]. 全球能源互联网, 2021, 4(3): 292-297.
- [17] 邓甜音, 何广利, 缪平. 不同应用场景的电解水制氢成本分析 [J]. 能源化工, 2020, 41(6): 1-5.
- [18] 张贤, 杨晓亮, 鲁玺, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告 (2023) [R]. 中国 21 世纪议程管理中心, 球碳捕集与封存研究院, 清华大学, 2023.
- [19] 国海证券. 二氧化碳加氢制甲醇有望迎来产业化 [R]. 2021.
- [20] 中国银河证券. 全球风电需求旺盛, 漂浮式海风未来可期 [R]. 2023.
- [21] 汪颖异, 金强, 潘放. 国际航行船舶替代燃料应用预测 [J]. 船舶, 2022(5): 21-28. ■

(上接第 228 页)

参考文献

- [1] 韦风密, 盛宇星, 李海波, 等. 一种用于煤化工废水除油萃取设备: CN201920326477 [P]. 2019-03-15.
- [2] Meenakshi S, Viswanathan N. Identification of selective ion-exchange resin for fluoride sorption [J]. J Colloid Interface Sci, 2007, 308(2): 438-450.
- [3] 吴限, 韩洪军, 方芳. 高酚氨煤化工废水处理创新技术分析 [J]. 中国给水排水, 2017, 33(4): 26-32.
- [4] 刘新雨, 赵月红, 王青杰, 等. 煤化工废水脱酚萃取剂计算机辅助设计 [J]. 计算机与应用化学, 2017, 34(5): 363-368.
- [5] 林晓, 刘晨明, 林林, 等. 一种利用热分解处理氨氮废水的方法及利用: CN201210331553.6 [P]. 2012-09-07.
- [6] 林琳, 李玉平, 曹宏斌, 等. 焦化废水厌氧氨氧化生物脱氮的研

究 [J]. 中国环境科学, 2010, 30(9): 1201-1206.

- [7] 薛占强, 李玉平, 李海波, 等. 短程硝化/厌氧氨氧化/全程硝化工艺处理焦化废水 [J]. 中国给水排水, 2011, (1): 22-26.
- [8] 邢林林, 曹宏斌, 李玉平. 非均相催化臭氧氧化深度处理焦化废水的中试研究 [A]. 2010 中国环境科学学会学术年会, 2010.
- [9] 王靖宇, 付晓伟, 韦风密, 等. 基于 O₃-MBR 工艺的焦化废水深度处理 [J]. 工业安全与环保, 2019, 45(9): 10-14.
- [10] 李海波, 王靖宇, 刘亚丽, 等. 一种用于工业废水近零排放的处理工艺: CN201820711573.9 [P]. 2018-05-14.
- [11] 赛世杰. 纳滤膜在高盐废水零排放领域的分盐性能研究 [J]. 工业水处理, 2017, 37(9): 75-78.
- [12] 廖尚志, 莫剑雄. 双极膜的发展和应 [J]. 水处理技术, 1995, (6): 311-318.
- [13] 夏敏, 操容, 叶春松, 等. 双极膜电渗析技术在工业高含盐废水中的应用 [J]. 化工进展, 2018, 37(7): 371-380. ■