

华北电力大学

专业硕士学位论文

离网型远海风氢储一体化系统经济性评估及 容量规划研究

Economic Evaluation and Capacity Planning Study of Off-grid Remote Wind-Hydrogen Storage Integrated System

彭博涵

2024 年 5 月

国内图书分类号: TM715
国际图书分类号: 621.3

学校代码: 10079
密 级: 公开

专业硕士学位论文

离网型远海风氢储一体化系统经济性评估及 容量规划研究

硕 士 研 究 生: 彭博涵

导 师: 刘崇茹教授

企 业 导 师: 李振动

申 请 学 位: 能源动力硕士

专 业 领 域: 电气工程

学 习 方 式: 全日制

所 在 学 院: 电气与电子工程学院

答 辩 日 期: 2024 年 5 月

授予学位单位: 华北电力大学

Classified Index: TM715

U.D.C: 621.3

Thesis for the Professional Master's Degree

**Economic Evaluation and Capacity Planning Study of
Off-grid Remote Wind-Hydrogen Storage Integrated
System**

Candidate:	Peng Bohan
Supervisor:	Prof.Liu Chongru
Enterprise Mentor:	Li Zhendong
Professional Degree Applied for:	Master of Energy and Power Engineering
Speciality:	Electrical Engineering
Cultivation Ways:	Full-time
School:	School of Electrical and Electronic Engineering
Date of Defence:	May, 2024
Degree-Conferring-Institution:	North China Electric Power University

摘 要

近年来,全球海上风电继续维持增长势头迅猛发展,然而海上风电并不能避免风电固有的出力随机性和间歇性等特点,大规模并网运行势必会影响系统的稳定性并产生消纳问题,如何将资源丰富的海上风能以较高的经济效益利用和存储起来,是当前海上风电的研究重点之一。海上风电制氢具有项目规模大、产能优势明显、制氢原料充足、绿色低碳环保等优势,逐渐成为海上风能消纳和海上风电产业转型升级的重要手段之一。离网海上风电制氢是中远海风力资源利用的重要方式,相较于并网海上风电制氢,它节省了多重换能环节,不需要考虑风电并网所造成的冲击,避免了长距离的电缆维护和输电损耗,具有更广阔的开发空间。在此背景下,本文以离网型远海风氢储一体化系统为研究对象,评估了系统的经济性并进行了容量优化配置,以下是本文的主要研究内容:

首先,本文阐述了系统的架构,并对系统中的重要组成部分进行了数学建模。基于交直流集电方案下不同集电拓扑的结构特点及经济性表现,建立了考虑单台风机额定容量与集电电压的集电系统模型;基于水电解制氢设备反应机理及功率-效率特性分析,建立了制氢设备电解过程外特性模型;考虑到船运周期对储氢罐容量配置的影响,建立了基于高压气态储氢的氢储运模型。为后续的研究奠定了基础。

其次,分析了电解槽制氢的电能需求,探究了电解槽在交直流母线架构下的电气连接方式,基于不同集电拓扑和制氢技术,提出了四种规划方案。建立了考虑集电拓扑参数(单台风机额定容量、集电电压)的全寿命周期经济性评估模型,以全寿命周期净现值、内部投资收益率、动态投资回报周期为评估指标,分析了系统在不同规划方案下的经济性表现和成本构成,讨论了系统在不同集电拓扑参数下的投资可行性。

最后,本文提出了系统的容量规划配置模型,以平准化制氢成本最小为目标函数,通过改进灰狼优化算法对模型进行求解,采用广东省某海域实际风速数据,以建设 100MW 海上风电场为算例,对模型规划结果的合理性进行了仿真验证。结果表明,直流串并联式集电拓扑结合碱性水电解(Alkaline Water Electrolysis, AWE)制氢技术的规划方案具有最强的盈利性能。针对该方案,讨论了风机成本、电解槽成本、储氢罐成本对系统经济性的影响。

关键词: 海上风电, 电解制氢, 集电系统, 容量规划, 全寿命周期经济性

Abstract

In recent years, the global offshore wind power continues to maintain the growth momentum of rapid development, however, offshore wind power can not avoid the wind power inherent randomness and intermittency and other characteristics, large-scale grid-connected operation will inevitably affect the stability of the system and the generation of the problem of elimination, how to resource-rich offshore wind power to a high degree of economic efficiency to use and store up, is one of the focus of the current research on offshore wind power. Hydrogen production from offshore wind power has the advantages of large project scale, obvious capacity advantage, sufficient raw materials for hydrogen production, green, low-carbon and environmental protection, etc. It has gradually become one of the important means of offshore wind energy consumption and transformation and upgrading of offshore wind power industry. Off-grid offshore wind power hydrogen production is an important way to utilize wind resources in the middle and far sea, compared with grid-connected offshore wind power hydrogen production, it saves multiple energy exchange links, does not need to consider the impact caused by wind power grid connection, avoids long-distance cable maintenance and transmission losses, and has a broader development space. In this context, this paper takes the off-grid far-sea wind-hydrogen storage integrated system as the research object, evaluates the economy of the system and carries out the capacity optimization configuration, and the following are the main research contents of this paper:

First, this paper describes the architecture of the system and mathematically models the important components in the system. Based on the structural characteristics and economic performance of different collector topologies under the AC and DC collector scheme, a collector system model considering the rated capacity of a single wind turbine and the collector voltage level is established; based on the reaction mechanism and power-efficiency characterization of the water electrolysis hydrogen production equipment, a model of the external characteristics of the electrolysis process of the hydrogen production equipment is established; and taking into account the impact of the shipping cycle on the capacity allocation of the hydrogen tanks, a model of the high pressure hydrogen storage and transportation is established based on high pressure hydrogen storage. The hydrogen storage and transportation model is established based on high-pressure gaseous hydrogen storage and transportation. This model lays the foundation for the subsequent research.

Secondly, the electric power demand of hydrogen production in electrolysis tanks is analyzed, and the electrical connections of electrolysis tanks under AC and DC busbar architecture are investigated, and four planning schemes are proposed based on

different collector topologies and hydrogen production technologies. A whole-life economic assessment model considering the collector topology parameters (rated capacity of a single wind turbine, pooling voltage) is established, and the economic performance and cost components of the system under different planning scenarios are analyzed using the whole-life net present value, internal rate of return on investment (IRR), and dynamic payback cycle as the assessment indexes, and the investment feasibility of the system is discussed under different collector topology parameters and shipping cycles.

Finally, this paper proposes a capacity planning configuration model for the system, takes the minimization of levelized hydrogen production cost as the objective function, solves the model by improving the Gray Wolf optimization algorithm, uses the actual wind speed data of a sea area in Guangdong Province, and takes the construction of a 100MW offshore wind farm as an example, and performs a simulation to validate the reasonableness of the planning results of the model. The results show that the planning scheme of DC series-parallel collector topology combined with Alkaline Water Electrolysis (AWE) hydrogen production technology has the strongest profitability performance. For this scheme, the effects of fan cost, electrolyzer cost, and hydrogen storage tank cost on the system economics are discussed.

Keywords: Offshore Wind, Electrolysis for Hydrogen Production, Collector System, Capacity Planning, Life Cycle Economics

目 录

第 1 章 绪论.....	1
1.1 课题背景及研究的目的和意义	1
1.2 国内外研究现状.....	3
1.2.1 国内外海上风电制氢项目总结.....	3
1.2.2 海上风电制氢技术方案与经济性评估	6
1.2.3 海上风电制氢系统容量配置研究.....	7
1.3 本文主要研究内容.....	8
第 2 章 离网型远海风氢储一体化系统结构及数学模型	10
2.1 引言.....	10
2.2 离网型远海风氢储一体化系统架构	10
2.3 风机出力建模.....	11
2.4 风电场集电系统数学模型	12
2.4.1 交流集电系统拓扑及建模.....	12
2.4.2 直流集电系统拓扑及建模.....	14
2.4.3 集电拓扑损耗建模.....	15
2.5 水电解制氢系统数学模型	16
2.5.1 水电解制氢反应机理.....	17
2.5.2 水电解制氢功率-效率特性	17
2.5.3 制氢设备电解过程外特性模型.....	19
2.6 氢储运系统数学模型.....	20
2.7 本章小结.....	21
第 3 章 离网型远海风氢储一体化系统全寿命周期经济性建模与评估	22
3.1 引言.....	22
3.2 离网型远海风氢储一体化系统方案设计	22
3.2.1 电解槽制氢电能需求分析.....	22
3.2.2 制氢方案技术特点.....	24
3.2.3 离网型远海风氢储一体化系统规划方案	25
3.3 考虑集电拓扑参数和船运周期的全寿命周期评估模型	25
3.3.1 全寿命周期投资收益计算模型.....	26
3.3.2 全寿命周期经济效益评估指标.....	30
3.4 系统全寿命周期经济性评估	31
3.5 本章小结.....	41
第 4 章 离网型远海风氢储一体化系统容量规划配置	42

4.1 引言.....	42
4.2 系统容量规划配置模型.....	42
4.2.1 目标函数.....	43
4.2.2 约束条件.....	43
4.3 基于改进灰狼优化算法的模型求解	44
4.4 算例分析及方案对比.....	46
4.4.1 方案仿真结果对比.....	47
4.4.2 最优方案灵敏度分析.....	49
4.5 本章小结.....	50
第 5 章 结论与展望	52
5.1 工作总结及结论.....	52
5.2 研究展望.....	52
参考文献.....	54

第 1 章 绪 论

1.1 课题背景及研究的目的和意义

全球海上风电维持高速发展,截止到 2022 年,海上风电新增装机容量达到 8.8 GW,中国海上风电累积装机占比高达 49%,位居世界首位。预计到 2031 年,海上风电在全球新增风电装机中的份额将从 2021 年 23%增长到至少 30%^[1],继续维持总体增长势头。纵观海上风电的发展史,其呈现出两大趋势:一是单机及总体容量不断扩大,一是由浅海向深海发展。根据相关文献报道^[2],近岸(<90km)中等水深(<200m)的海域每年能提供 1.8×10^8 Gwh 的风能,由于海洋覆盖了地球表面是三分之二,粗略估计,海洋风能潜力是陆地风能潜力的两倍,远海风能潜力是近海风能潜力的 12 倍,丰富的远海风能资源具备满足全球能源需求的潜力,开发远海风能是海上风电发展的必然趋势。海上风电是推进我国能源结构转型、保障能源安全的重要战略支撑,但由于风力发电所表现出的波动性、间歇性和不确定性等特点,大规模并网运行势必会影响系统的稳定性并产生消纳问题,因此电网要求风电所占的比例一般不超过 5-10%^[3],这一定程度上限制了风电规模的扩张和海上风能资源的开发利用。

当前,全球绿色低碳转型加速,加快可再生能源开发利用已成为各国发展的重要战略^[4]。氢气是一种清洁低碳的高能量密度燃料,在同等质量下,其热值约为天然气、汽油等化石燃料的 2.7 倍。氢作为一种优质的二次能源,在能源存储和利用中具备巨大的应用潜力。根据国际氢能委员会预测,到 2050 年,氢能将创造 2.5 万亿美元产值,减少 60 亿吨二氧化碳排放,在全球能源中所占比重有望达到 18%^[5]。为了保障国家能源安全,美国、日本、韩国以及欧洲各发达国家都先后制定了促进氢能产业发展的方针和政策。“双碳目标”下,国家发改委明确将氢能纳入新型储能方式,推进可再生能源制氢等低碳技术攻关^[6],由可再生能源制取氢气,氢气再转化为终端能源,有利于促进可再生能源消纳。因此通过将氢能与海上风电相结合,利用海上风电制氢,是解决海上风电大规模并网消纳难、深远海电力送出成本高等问题的有效手段。

风电制氢技术是将通过风力发电机转换出的电能,用于直接或间接连接电解槽制氢的一种技术。根据风电场是否并网,海上风电制氢的系统架构可以分为并网型风电制氢和离网型风电制氢两种,海上风电制氢的系统架构如图 1-1 所示。图 a 表示的是并网型海上风电制氢系统架构,海上风电场通过集电电缆汇集组网,连接到海上升压站中,通过高压传输减少电能损耗,并网连接到陆上电网端;图 b 表示的是离网型海上风电制氢系统架构,海上升压站不再通过海底电缆连接到电

网，而是将风场通过升压站中的转换器连接到制氢电解槽，将风能转化为氢能，通过船运或管道运输的方式将氢气销售到岸上氢能市场。

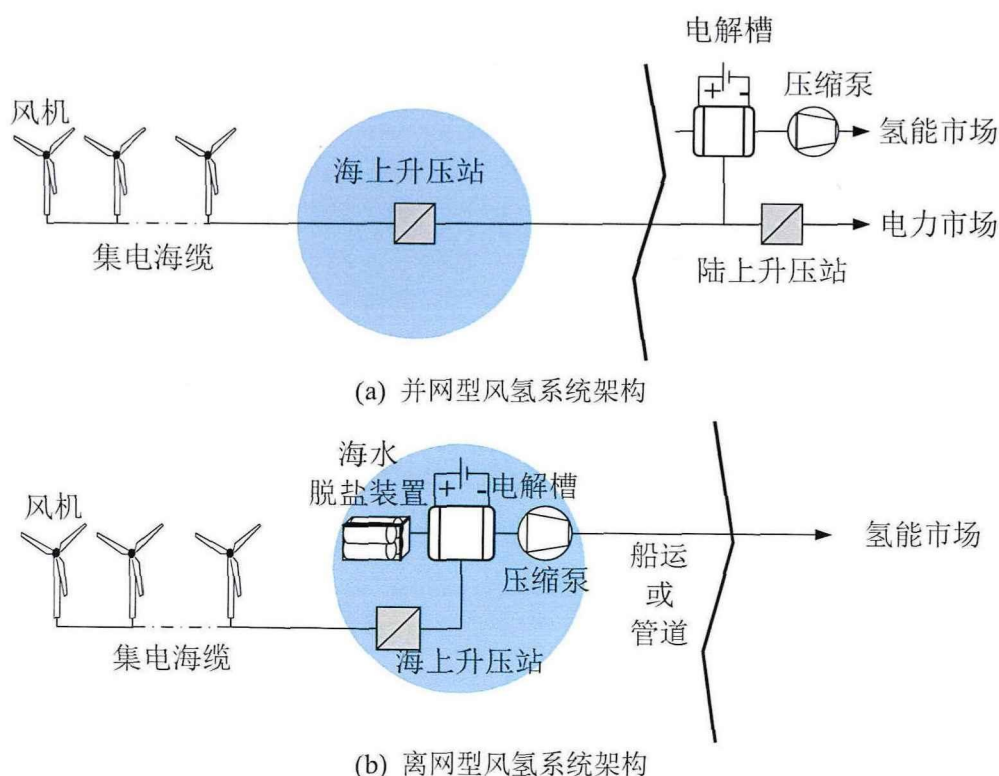


图 1-1 海上风电制氢系统架构

在并网型风氢系统^[7-9]中，氢能系统主要作为一种储能手段消纳波动风能，以减少风电波动对电网或微网造成的冲击。由海上风电制出的氢能多以气体的形式存储在高压氢罐中，用于维护微网或电网的调度运行，出售多余氢气所获得的效益不高，主要靠海上风电场并网售电盈利。近海风场可以通过配置氢储能系统实现更好质量的电能并网售电，但是远海风能体量巨大，容量超过 250 MW 的海上风电场的满发功率相当于一台大型火力发电机，其系统故障对电网造成的危害及经济损失会非常严重^[9]，消纳弃风所带来的效益可能无法抵消配置氢储能等调节设施所支出的成本，同时，远距离输电海缆的维护和电能损耗会进一步降低风电并网的经济效益。随着风场规模的扩大和离岸距离的增加，海上风电的发展规模会逐渐超过电网整合间歇性风能容量的能力，并网型风氢系统的盈利模式不再适用于开发远海风能，离网型远海风氢系统受到越来越多的关注。

离网型远海风氢系统具有更广阔的开发空间^[11]，更有利的风能条件，更少的换能环节，更简单的控制系统，不需要考虑并网难题，避免了长距离输电线路损耗，氢气可以通过管道或船舶以压缩气体或液化形式远距离运输，其成本低于建设高压输电网络所需成本^[12]。鉴于离网型远海风氢系统所具有的种种优势，研究人员开展了对离网制氢方案的经济性探讨。文献[13]采用等年值法，分析了岸上制

氢、海上制氢管道输氢、海上制氢船运输氢这三种风电消纳方案，对比结果表明，海上制氢船运输氢的方案最具经济性。但是等年值模型构造简单，缺乏对项目投资收益率、制氢成本的探讨。文献[14]提出了氢能和海上电力基础设施的一体化设计，确定了氢能和电力的平准化成本，考虑到电解槽安装位置，对比分析了岸上制氢、海上平台制氢、风机涡轮内制氢的三种设计方案的经济性，结果表明，海上平台制氢成本最具竞争力，当电解槽安装在海上平台时，海上风电制氢项目投资成本可减少 13%。但是未验证船运送氢方式与海上平台制氢结合的经济性。文献[15]依托现有海上油气平台/天然气平台基础设施，分析了将海上风电转化成不同化学能量载体（氢、合成天然气、甲醇）的电力制气或电力制液的可再生能源替代策略，其研究表明，在海上生产并通过新建管道输送氢气的方案虽然在二氧化碳排放方面表现最佳，但是却是所有方案中最昂贵的，管道输氢的适用场景具有一定的局限性。

综上所述，管道输氢方案并不一定适合离网型远海风氢系统的开发和应用，长距离长时间的氢能输送，会使金属材料面对氢脆问题，船运送氢是避免这一问题的有效手段。我国是海洋大国、航海大国、造船大国。作为全球最大货物贸易国和第二大经济体，我国约 95%的进出口贸易货物量通过海运完成，海运航线和服务网络遍布世界主要国家和地区，港口规模、船员数量、造船产量、海运船队规模等位居世界前列^[16]，具有丰富的海上作业经验。船运送氢结合海上平台制氢、储氢的离网型风氢储一体化系统建设方案更适合我国深远海风能的开发。但是对于这类系统的研发和建设，我国缺乏相关的设计经验，尚未具备成熟的商业模式，亟需借鉴国内外海上风电制氢相关项目示范工程及发展运营经验，探索出适用于我国的离网型风氢储一体化系统建设规划方案。

海上风电制氢行业的长久发展离不开合理的发展规划。制定规划时需要考虑制氢、储氢及送氢的运行成本以及海底电缆铺设成本，同时海洋环境条件恶劣，非常不利于机械与电气设备的长期运行，还需要考虑到相应的安全稳定约束，避免恶劣事故的发生。因此，为了确保离网型风氢系统的具体落实，制定一个考虑上述要点且适用于远海风电场制氢、储氢一体化平台建设的规划方案并进行的合理容量配置对响应国家低碳政策，充分挖掘深远海风能潜力具有一定的理论价值和实践意义。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 国内外海上风电制氢项目总结

目前，国外对于海上风电制氢项目的投入正在逐年增加，国外海上风电制氢项目多数集中在欧洲。海上风电制氢的可行性和经济性主要受基础设备、离岸距

离、电解技术、储氢技术、送氢技术等因素影响，基于这些影响因素，针对远海区域的风电制氢项目的建设模式主要可以总结为以下三种，基于这三种模式的海上风电制氢项目总结如表 1-1 所示。

表 1-1 国外海上风电制氢项目总结^[17]

开发模式	项目名称	国家	项目简介
风机平台 + 制氢设备	Deep Purple	挪威	利用漂浮式海上风机制氢并储存在海底储罐，从而使氢燃料电池替代大型燃气轮机，为石油天然气平台提供稳定的可再生电力供应，并为其他行业提供氢气。
	Hydrogen Turbine 1	瑞典	离岸约 3 km，将在苏格兰海上风电场 1 台 8.8 MW 风机的导管架平台上安装 PEM 电解槽就地制氢，通过海底管道输送至阿伯丁港，预计于 2025 年建成投运。
	Dolphyn	英国	离岸约 300 km，利用浮式风电平台电解制氢，通过管道将氢气输送上岸。Dolphyn 项目共分三个阶段：到 2024 年完成 2 MW 的试验项目；到 2026 年完成 10 MW 商业化项目；到 2030 年达到 4 GW 的初运营规模。
海上风电 + 现有平台 + 制氢设备	PosHYdon	荷兰	在离岸约 13 km 的 Q13a-A 海上平台上，使用脱盐海水电解制氢，电解槽装机容量为 1 MW，将氢气与天然气混合通过管道输送。PosHYdo 目前已接近最后阶段，将于 2024 年下半年进行氢气生产。
海上风电 + 新建平台 + 制氢设备	AquaSector	德国	位于德国北海海岸，计划配置 300 MW 电解槽容量，利用海上平台制氢，通过氢气管道输送上岸。
	JIDAI	日本	位于北海道海岸，利用半潜式海上制氢平台汇总海上风能，生产的氢气压缩存储在平台储气罐系统，通过穿梭油轮进行外输，计划于 2030 年前实现商业化。
	Tractebel Overdick	比利时	海上风场规模为 400 MW，通过海上升压站将一部分电力输送至陆地并网和岸上电解制氢，另一部分电力用于在新建固定式制氢平台上进行电解制氢，利用海底盐穴储氢，通过穿梭油轮和海底管道两种方式输送至陆地氢网。

第一种模式为“风机平台+制氢设备”的组合，属于分散式制氢，适用于新建

海上风电场。通过将电解制氢设备架设在大型海上浮式风机平台上，实现大规模分散式制氢，进而将氢气通过海底管道集中输送上岸。这种模式的优点是，单个电解槽发生故障时不影响其余风机继续生产氢气。

第二种模式为“海上风电+现有平台+制氢设备”的组合，属于集中式制氢，适用于海底管道建设完善的海上能源工程。通过改造即将退役的海上油气或天然气平台集中式制氢，并利用现有油气管道或天然气管道输送氢气。这种模式的优点是，有效降低了项目投资成本。

第三种模式为“海上风电+新建平台+制氢设备”的组合，属于集中式制氢，适用于离岸较远的风电制氢平台。通过将控制系统与电解制氢系统整合到新建海上制氢平台，可以进行统一管理，同时减少电力传输损耗。这种模式的优点是，有利于充分释放深远海风能潜力，缓解风电并网冲击。

由表 1-1 可知，漂浮式风机制氢、建设海上平台或利用已有海上油气平台制氢已成为可能，随着海上风电技术的进一步发展和风电制氢项目经验的积累，远海风电的开发和利用指日可待。

自 2009 年始，我国也相继开展了海上风电制氢方面的研究，国内近年来对海上风电制氢的技术研究不断推进，主要集中在近海深水区海域，国内海上风电制氢项目总结如表 1-2 所示。

表 1-2 国内海上风电制氢项目总结^[18]

时间	项目名称	项目简介
2009	风光电结合海水制氢技术前沿研究	提出了多种风光制氢应用方案，以东海风电场为例，开展了风、光电制氢的综合效益评价
2020.7	青岛深远海 2 GW 海上风电融合示范风场项目	首个国家级深远海融合示范风电场项目，距离蓝谷海岸线外海 70 公里。重点针对海上风电+海洋牧场融合、余电制氢和海水淡化等进行试验示范
2020.11	中海油海上制氢工艺技术研究	项目位于上海长宁区，项目旨在研究设计和优化海上风电制氢工艺流程，提出技术和经济可行性的边界条件。
2022.11	深圳大学深地科学与绿色能源研究院院长谢和平团队海水直接制氢海试成功	团队在福建省福清市兴化湾进行的 1.2 Nm ³ /h 海水原位直接电解制氢成功海试，打造了全球首个海上风电海水直接电解制氢技术示范工程。
2023.4	明阳江青洲四海上风电场项目	首个“海上风电+海洋牧场+海水制氢”融合项目。项目中心离岸距离约 67 千米，是目前已建成国内离岸距离最远、水深最深的近海深水区海上风电项目

总体而言，国内外海上风电制氢工程均处于起步阶段，海上风电制氢的研究主要集中在其系统结构设计上，各国仍在探索可行的技术方案和商业化方案。随着世界各国对海上风电的日益重视，海上风电制氢作为海上风电消纳、海上风电输送系统建设的新思路，有望得到进一步发展。

1.2.2 海上风电制氢技术方案与经济性评估

根据海上风电场是否并网，海上风电制氢的技术方案总结如图 1-2 所示，无论是并网型还是离网型均存在交流母线和直流母线两种架构，对于并网型海上风电系统，交流母线架构在近海更具经济性，直流母线架构在远海更具经济性^[19]。

方案 1 中海上风电场风能全部并网，通过电网调度送电制氢，风能与氢能系统之间不具有耦合关系，这种方案的优点在于氢能系统可以依靠大电网全年稳定运行制氢，有利于制氢系统的规模化建设和高质量氢气的产出。但是不具备提高海上风能消纳的能力，更适用于陆上风电制氢和近海风电制氢。

方案 2 中的制氢系统利用风电场余电制氢，代替蓄电池等传统储能调节手段解决海上风电并网不平稳及电压波动问题，降低了碳排放量，缓解了电网调压、调频的压力，减少了风电场弃风，有利于促进海上风能消纳，是当前并网风电场消纳弃风的首选方案。

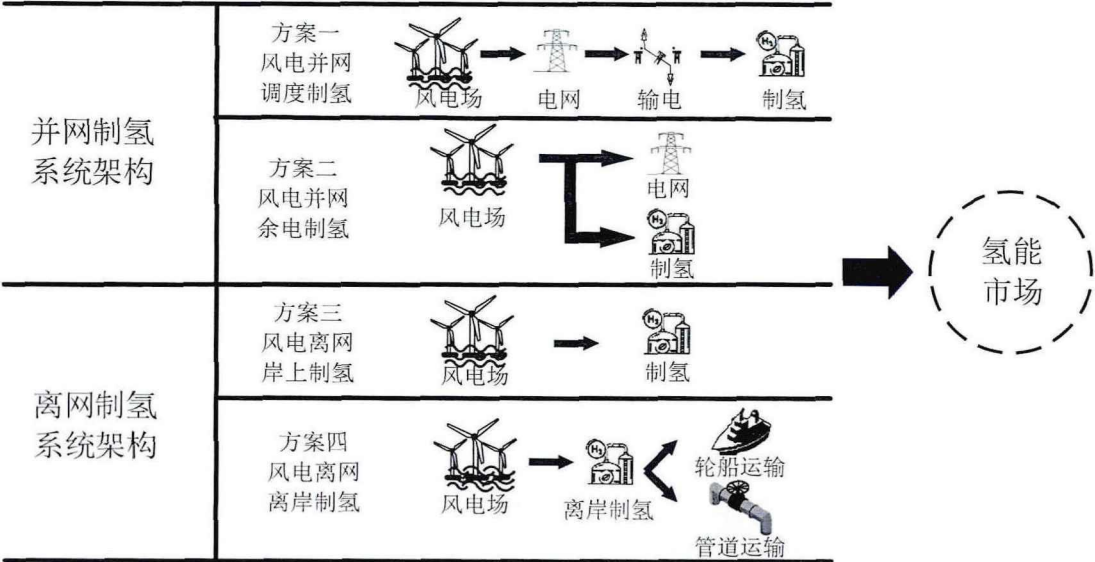


图 1-2 海上风电制氢技术方案

方案 3 中制氢系统建设在陆上，电解槽与风电场直接耦合制氢，在容量配置合理的情况下，电解槽可以有效消纳海上风能，同时避免了海上风电对大电网造成冲击，构建了新型低碳产业体系，但是未能解决海上风电输送成本问题，更适用于近海风电场。

方案 4 中风电场离网制氢，电解槽可以建设在离岸制氢平台上，或与风机直

接耦合制氢，利用现有油气管道或货轮运输送氢上岸，降低了长距离海缆输送成本，十分适用于远海风电制氢的发展，是目前远海风电制氢的研究热点和发展方向，也是本文研究重点。

对于海上风电制氢的技术经济性研究，国内外学者开展了大量研究，文献[20]基于电解槽在海上风氢系统中安装位置的不同，通过对比分布式制氢、集中式制氢和陆上制氢这三种布置方案，利用蒙特卡洛模拟方法，更具体地估计了三种海上风电制氢方案的投资回报，平准化制氢成本、净现值、敏感性分析作为比较方案经济可行性的手段，计算结果表明，分布式制氢和集中式制氢都具有投资的可行性。也有学者考虑将太阳能整合到风氢系统中以提高经济效益，文献[21]从氢能终端入手，提出了一种经济评估模型以分析加氢站生产可再生氢燃料的关键成本组成部分，研究证明了高质量风能对降低成本至关重要，太阳能和风能在的结合在离网的情况下会带来更可观的售氢收入。文献[22]针对并网和非并网的海上浮式风电场，建立了全寿命周期经济性评估模型，非并网型系统被证明在容量因数大于60%的情况下具有投资的可行性。文献[23]则分析我国浙江沿海地区可再生能源制氢的成本，对于海上风电制氢方案，不同容量的风电装机与制氢设备的配比具有不同的经济效益，联网模式的氢气价格高于孤岛模式的氢气价格，风电出力直接上网经济性较差，性价比低于离网风电制氢。文献[24]以中国广东省某海上风电场为例，按照输电方式、售电比例、制/输氢技术等设计了5种方案，并计算了不同方案的投资收益率和平准化制氢成本，其结果表明，当离岸距离超过150km时，离网制氢方案整体投资收益率更优。

综上所述，对海上风氢系统经济性方面的研究主要集中在不同技术方案的经济性建模，大部分文献对离网型风氢系统的投资表示认可，但是鲜少有文献开展基于船运送氢方式的离网型风氢系统的经济性建模和比较，对于单一方案的技术经济性分析和规划研究不够深入具体。

1.2.3 海上风电制氢系统容量配置研究

容量优化配置^[25]和能量管理策略^[26]是风氢储系统的研究重点。其中，前者是后者的基础，容量配置过剩会增加系统的总投资成本，降低系统投资收益率，使项目不具备投资的可行性，容量配置过低则无法充分利用海域风能资源，达到消纳远海风能的目标。因此，本文重点研究的是容量优化配置对系统经济性的影响。

目前，国内外学者都相继展开了对风电制氢容量配置方案的研究。文献[27]构建了含有电氢负荷的并网型风电制氢系统，以投资成本最小和运行成本最小为目标函数，对系统中各设备进行容量配置，并在此基础上提出了考虑阶梯性碳惩罚的并网型风氢系统的优化运行策略。文献[28]在风电并网处配置氢储能和超级电容储能系统以降低风电并网波动功率，以储能系统总成本最小、风电能量缺失率

最低构建目标函数，目的是在保证储能成本投资最低的情况下，确保制定调度出力计划下风氢系统的平滑输出。文献[29]在计及氢能系统容量配置投资成本的同时，考虑风氢系统并网后的售电、售氢以及调峰补贴收益，完善了现有模型单一从成本方面进行经济性分析的不足，建立了风电场/群-电解水系统全寿命周期容量优化配置模型，对实现氢储能系统的规模化经济利用具有较高的参考价值。

文献[30]以船运送氢方式的离网型海上风氢系统为研究对象，考虑 PEM 电解槽的损耗特性和功率-效率特性，建立了海上风氢系统规模优化的机会约束规划模型，以项目净现值为最大目标，对系统各部分进行容量配置。文献[31]针对孤岛运行的风氢互补微网系统，搭建了包含风电机组、电解槽、燃料电池、用户的仿真模型，以包含系统弃风成本与缺电成本在内的系统总体经济成本最优为目标函数，采用遗传算法进行求解，对系统各部分容量配置进行优化。文献[32]利用低通滤波法消除了风电功率高频部分，改善了电解槽输入功率波形，滤除的高频部分功率由蓄电池吸收，延长了电解槽使用寿命，优化了离网型风/氢耦合系统结构，提高了系统供电可靠性和能源利用率。但是未充分考虑到系统的投资收益率，系统经济成本有待进一步改善。文献[33]针对分布式制氢方案，考虑尾流效应对风电制氢集群不同机组之间运行状态的影响，构建了以电解槽容量最优为上层目标，平准化制氢成本最小为下层目标的容量规划模型，得出了电解槽在风机集群中要按照边缘大、内部小的空间配置方案，推动了离网型分布式制氢系统的构建。

综上所述，无论是并网型还是离网型海上风电制氢系统，在构建容量配置模型中，多从投资成本层面制定目标函数而缺少对系统整体收益率的探讨，系统的经济性分析模型不够完善，亟需制定综合考虑电解槽制氢特性和海上风电场运行特性的整体投资方案。

1.3 本文主要研究内容

本文以离网型远海风氢储一体化系统为研究对象，对系统的架构组成进行解析和数学建模，目的是通过结合不同集电拓扑及船运周期，探索出适合远海风能消纳的规划方案并对系统各组成部分进行合理的参数配置。本文主要研究内容如图 1-3 所示。本文主要研究内容包括以下几部分：

(1) 首先介绍了研究对象的具体组成部分，建立风机出力模型以评估风场发电量，之后对风电场集电系统展开了详细的建模分析，针对交流链式拓扑和直流串并联式拓扑，建立了考虑单台风机额定容量和集电电压的集电系统数学模型，同时还建立了集电拓扑损耗模型。在分析水电解制氢设备反应机理和功率-效率特性的基础上，建立了制氢设备电解过程外特性模型。最后建立了考虑船运周期的氢储运系统的数学模型。

(2) 基于电解槽基本电能需求分析和不同类型制氢技术特点，提出四种规划方案，以全寿命周期净现值、动态投资回收周期、内部投资收益率为评估指标，建立了考虑集电拓扑参数的全寿命周期经济性评估模型。并分析了各方案在典型集电电压和不同船运周期下的经济性表现，为后文的容量配置区间设定提供了分析基础。

(3) 建立离网型远海风氢储一体化系统容量规划配置模型，以平准化制氢成本最小为目标函数，对各方案中系统重要组成部分进行容量配置。结果表明，采用 AWE 制氢技术的方案经济性表现最优，无论是采用交流母线架构和直流母线架构，都能获得较高的投资收益，其中，交流链式拓扑方案的盈利性能更高。针对交流链式集电拓扑结合 AWE 制氢的规划方案，进行了方案的灵敏度分析。

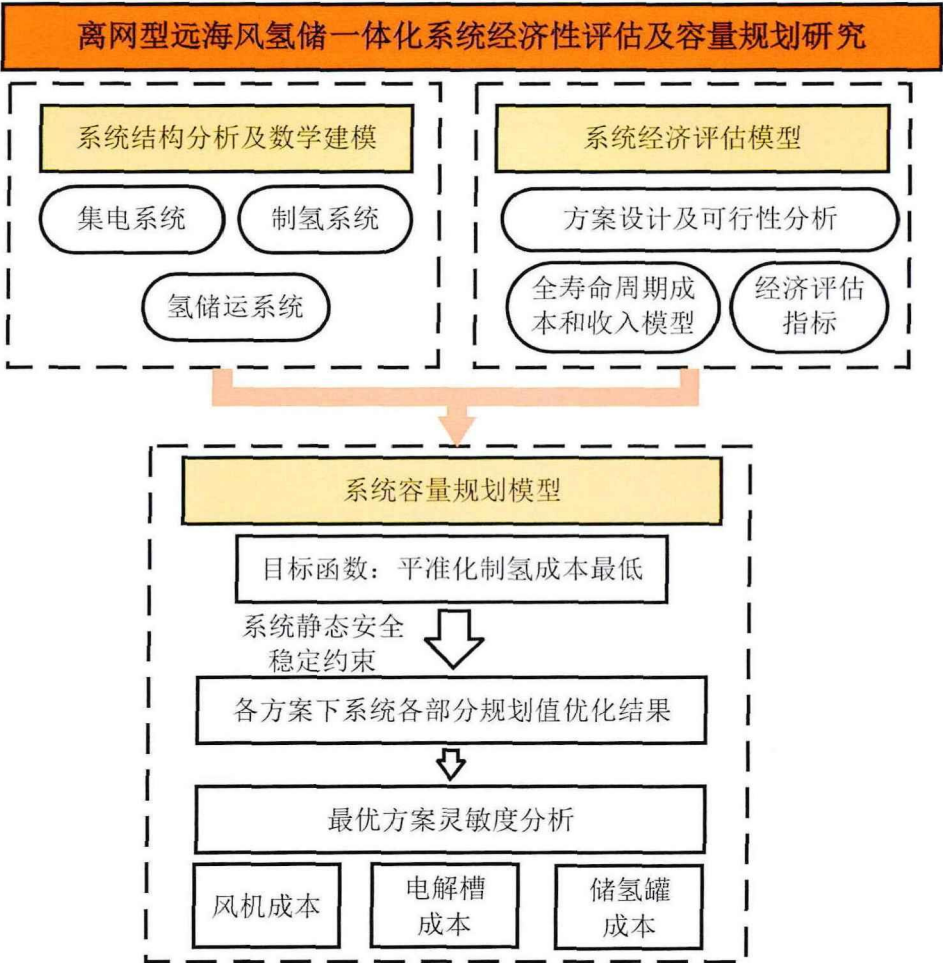


图 1-3 本文主要研究内容

第 2 章 离网型远海风氢储一体化系统结构及数学模型

2.1 引言

离网型远海风氢储一体化系统的规划横跨学科种类众多，综合性较强。所需对比分析的设备种类和数目也较多，因此，需要对系统架构进行解析和数学建模分析。离网型远海风氢储一体化系统主要由风电场集电系统、海上平台电解槽制氢系统、氢储运系统这三部分组成。远海风电场集电系统的建模涉及到风机出力特性建模和不同类型集电拓扑的建模。电解槽制氢系统涉及到不同制氢方式下的电解制氢原理分析以及功率-效率特性曲线建模。氢储运系统需要构建储氢系统与船运周期配合的氢储运模型。风机出力、风电场集电拓扑、制氢电解槽、氢储运系统数学模型的构建，是离网型风氢储一体化系统运行及规划等问题研究的基础。

2.2 离网型远海风氢储一体化系统架构

本文研究的离网型风氢储一体化系统架构如图 2-1 所示。系统架构由远海风电场集电系统、海上制氢平台以及运氢船组成。远海风电场集电系统包括风电机组和集电电缆，海上制氢平台包括 AC/DC 或 DC/DC 整流器、电解槽、储氢罐及辅助制氢设备如海水淡化装置、恒温加热装置、氢气纯化分离装置等。

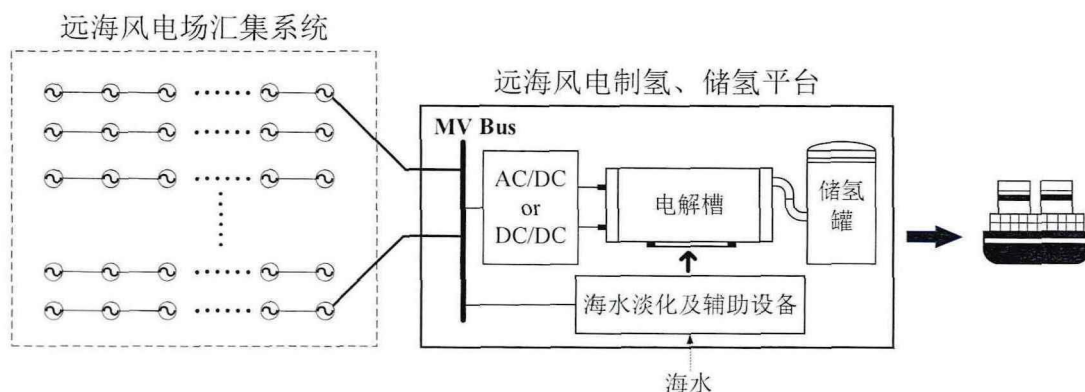


图 2-1 离网型远海风氢储一体化系统架构图

风机通过集电电缆的连接，将风机转换的电能汇集到海上制氢平台的中压母线上，海上制氢平台所有用电设备由中压母线供电并通过母线连接在一起，电解制氢的电能完全来自于海上风电场。当风电场功率位于电解槽安全制氢范围内且储氢容量未达上限时，系统稳定制氢，并将氢气存储到储氢罐中，再通过船运方式周期性将氢气送出，当风电场功率超出电解槽安全制氢范围或储氢容量达到上限时，风电场将不可避免的产生一部分弃风，通过合理规划风氢储三部分的容量，可以最大限度提高海上风能消纳率。

2.3 风机出力建模

构建反映风速与风功率关系的数学模型是大型风电场建模的基础问题^[34]，机理建模和外特性建模共同组成风电机组出力模型。机理建模是一种详细模型，通常会考虑到尾流效应及风电场内地形因素对不同位置风机风速的影响^[35]，模型参数构成复杂，增加了方程维数和系统建模难度，在工程的初期规划中采用较少。外特性建模往往依据风机制造厂家给定的风电机组标准功率曲线进行风功率计算，但标准功率曲线不一定与风电机组实际运行情况相符，且厂家往往不会在市面上公开风机的详细信息，不利于科研工作的展开。因此，在风电场发电量评估时，常用风电机组功率特性曲线描述风电机组在不同风速区间下的出力特性。风场总的输出功率等于各风电机组出力之和。风机出力表达式如下所示。

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v \leq v_{ci}, v \geq v_{co} \\ \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \cdot P_{WT_N}, & v_{ci} < v < v_r \\ P_{WT_N}, & v_r \leq v < v_{co} \end{cases} \quad (2-1)$$

式中 P_{WT_N} ——单台风机额定容量，单位 MW

v_{ci} ——风机的切入风速，单位 m/s

v_{co} ——风机的切出风速，单位 m/s

v_r ——风机的额定风速，单位 m/s

如果没有获取到风机轮毂高度处的风速数据，则可以采用下式进行修正， v_1 为高度 z_1 处的风速， v_2 为高度 z_2 处的风速^[36]，其中 α 为风切变指数，一般取 0.143 作为近似值：

$$v_2 = v_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (2-2)$$

图 2-2 是以 5MW 风机为例计算出的风速与输出功率曲线。

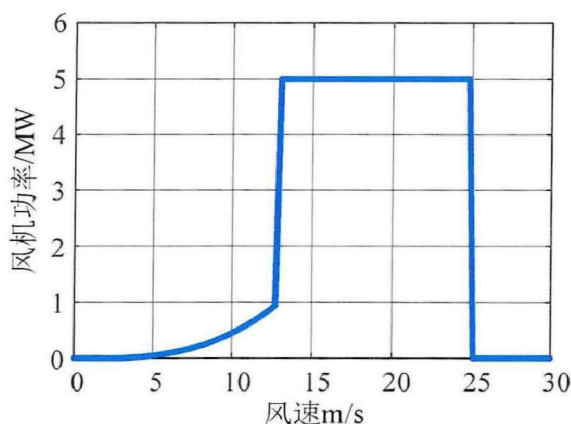


图 2-2 风电机组输出功率特性曲线

2.4 风电场集电系统数学模型

集电系统作为海上风电场的主要单元，包含的元件、设备极多，影响着整个风电场的投资规划和可靠运行。集电系统的建造成本可占整个海上风电场建造成本的 15%~30%，其中中压海底电缆的成本比重更是高达 5%^[37]。不同类型集电拓扑路径形式有所不同，对海缆综合成本影响较大，现有模型往往针对某一个集电拓扑进行海底电缆长度的寻优，进而节省集电系统的投资成本^[38]，鲜有考虑到单台风机额定容量及集电电压这两点对整个集电系统投资成本的影响。本文从全局的角度考虑出发，探索交直流集电方案下不同类型集电拓扑对集电系统整体投资成本的影响，针对这两个因素进行集电拓扑的建模和分析，为离网型风氢储一体化系统的投资规划建模和经济性分析评估奠定基础。

2.4.1 交流集电系统拓扑及建模

交流集电系统的研究已较为成熟，目前海上风电场实际工程的集电系统均采用交流集电方案^[39]。交流集电系统常用的集电拓扑结构有链式、单边环形、双边环形、星形这四种类型^[40]，各拓扑结构如图 2-3 所示。

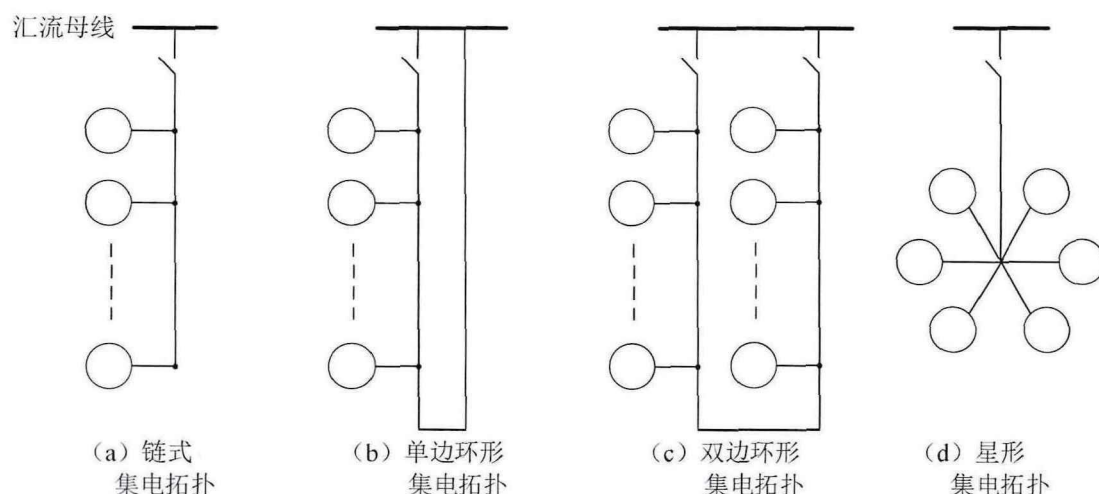


图 2-3 交流集电系统常用集电拓扑结构

链式拓扑具有结构简单、便于控制、成本低廉等优点，每一“链”上风机数目由单台机组额定容量及海底电缆在某一集电电压下的最大传输能力共同决定。链式拓扑结构可靠性低，常通过进行开关配置提高其运行的可靠性；环形拓扑结构可靠性高，能够提供一定的冗余，但电缆长度的冗余往往带来集电系统投资成本的提高，只有容量大于等于 100 MW 的风电场在特殊情况下会采用环形结构^[41]；星形结构比链式结构可靠性高，但是需要更多的断路器、隔离开关等设备保证集电系统的安全稳定运行，因此具有较高的投资成本，在实际工程中采用较少。

海上风电场集电系统的设计原则便是优先确保系统的经济性，文献[42]利用了

经济学上的机会成本概念，将集电拓扑的可靠性对系统经济性的影响量化为故障机会成本，在综合考虑了集电系统的投资成本及故障机会成本的情况下，链式拓扑结构依然是最具经济性的选择。因此，本文主要围绕交流集电方案下的链式拓扑结构进行建模分析，链式拓扑结构的建模示意图如图 2-4 所示。

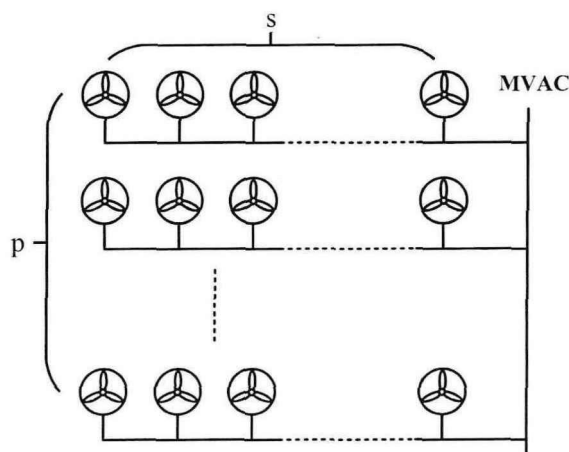


图 2-4 交流链式集电拓扑模型

设风电场共有 n_{WT} 台风机，其在数值上等于所有支路所串风机台数的总和。一条支路上所能串联的风机台数为 s ，共有 p 条支路， s_{p_i} 表示第 p_i 条支路上所串的风机台数，一条支路上所能串联的最大风机台数为 $s_{\max}$ 。交流链式拓扑下，风机出口电压等于集电电压，单条支路电缆传输容量由集电电压决定。链式拓扑的数学模型表达式如下所示：

$$\begin{cases} n_{WT} = \frac{P_{OWF_N}}{P_{WT_N}} = \sum_p s_{p_i} \\ s_{\max} = \left\lceil \frac{P_{collect}(V_{collect})}{P_{WT_N}} \right\rceil \\ l_{radial,ac} = ((s-1) \cdot d_1 + d_2) \cdot p \\ V_{collect} = V_{out} \end{cases} \quad (2-3)$$

式中 P_{OWF_N} —— 风电场额定容量，单位 MW；

P_{WT_N} —— 单台风机额定容量，单位 MW；

$P_{collect}(\cdot)$ —— 海底电缆最大传输容量，是 $V_{collect}$ 的函数^[43]，单位 MW；

$V_{collect}$ —— 集电电压，单位 kV；

V_{out} —— 风机出口电压，单位 kV；

$l_{radial,ac}$ —— 交流链式拓扑的集电电缆长度，单位 km；

d_1 —— 单条支路上风机间距离，通常取风机直径的 5-7 倍，单位 km；

d_2 —— 单条支路上风机与海上平台汇集母线最近距离，单位 km。

2.4.2 直流集电系统拓扑及建模

直流集电系统的应用成熟度不如交流集电系统，但因其具有功率损耗小，风电场功率和换流器电压容易扩展，不需要无功补偿和笨重的工频变压器等优点，降低了海上平台成本，是目前工业界和学术界的研究热点^[44]。直流集电系统常用的集电拓扑结构有并联型、串联型、串-并联型、矩阵型（Matrix Interconnected, MI）这四种类型，各拓扑结构如图 2-5 所示。其中，串-并联型拓扑结构简称为 SP 式拓扑结构，可以细分为串并联 I 型拓扑和串并联 II 型拓扑，其具体结构分别对应图 2-5 中的(c)和(d)。

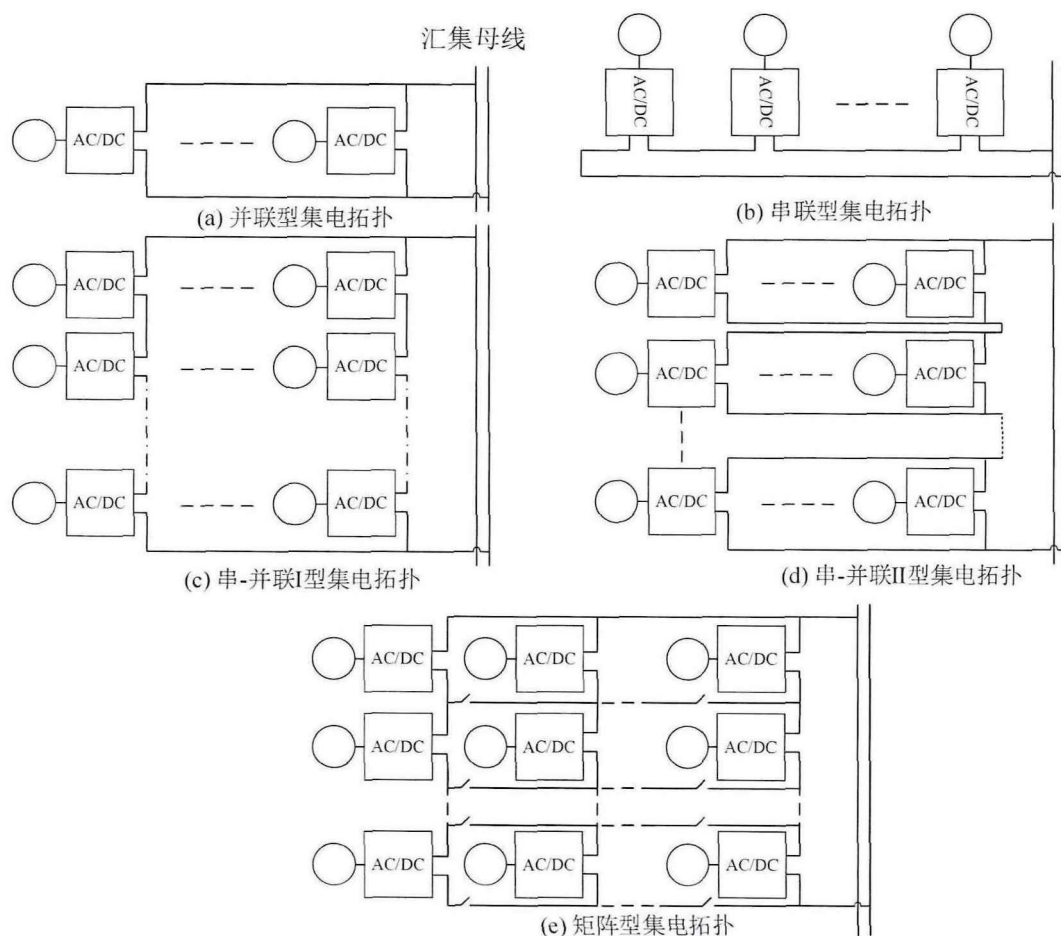


图 2-5 直流集电系统常用集电拓扑结构

串联型拓扑属于一种特殊的 SP 式拓扑结构，由于风电机组间的强耦合特性和绝缘耐压问题，串联型拓扑可靠性较低^[45]，风电场实际组网时不会优先考虑；并联型拓扑与链式拓扑原理相通，可视为链式拓扑结构的一种分支，其可靠性大于串联型拓扑；SP 式拓扑结合了串联型拓扑和并联型拓扑的优点，在风机台数相同的情况下，集电总长度优于并联式拓扑，集电可靠性优于串联式拓扑，被视为当前最具发展前景的拓扑结构之一；矩阵型拓扑结构可靠性最高，是 SP 式拓扑结构的改进版，但是需要较多的电气开关和控制设计，施工难度和运维成本较大，经

济效益不明显。

直流集电方案下的链式拓扑数学模型与交流链式拓扑数学模型基本保持一致。不同的是，直流链式拓扑集电长度 $l_{radial,dc}$ 等于两倍的交流链式拓扑集电长度 $l_{radial,ac}$ 。因此，本文主要围绕直流集电方案下的 SP 式拓扑结构进行建模分析，SP 式拓扑结构的建模示意图如图 2-6 所示。

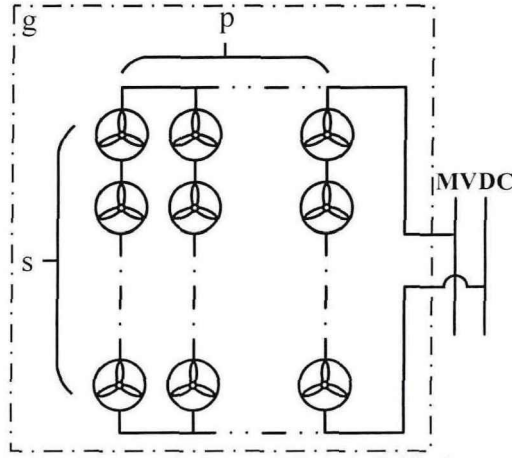


图 2-6 直流 SP 式集电拓扑模型

与链式拓扑所不同的是，在 SP 式拓扑中，风机出口电压不等于集电电压，拓扑的传输能力主要取决于并联连接电缆^[46]，一条支路上所能连接的风机台数 s 也不再取决于单条支路的电缆载流能力，而是由集电电压 $V_{collect}$ 和风机出口电压 V_{out} 共同决定。同时引入分组变量 g ，设一组内共有 $s \cdot p$ 台风机，组内风电机组总容量不得超过并联连接电缆的载流能力。直流 SP 式拓扑的数学模型表达式如下所示：

$$\begin{cases} n_{WT} = \frac{P_{OWF_N}}{P_{WT_N}} = s \cdot p \cdot g \\ (s \cdot p)_{\max} = \left\lceil \frac{P_{collect}(V_{collect})}{P_{WT_N}} \right\rceil \\ l_{SP} = ((s-1) \cdot d_1 + 2 \cdot ((p-1) \cdot d_3 + d_2)) \cdot g \\ V_{collect} = s \cdot V_{out} \end{cases} \quad (2-4)$$

式中 l_{SP} —— 直流 SP 式拓扑的集电电缆长度，单位 km；

d_3 —— 相邻支路间的风机距离，通常取风机直径的 9 倍，单位 km。

2.4.3 集电拓扑损耗建模

为了比较交直流集电方案下不同集电拓扑对系统经济性的影响，需要对集电拓扑输出的功率损耗进行建模。集电拓扑损耗模型如图 2-7 所示。由于单条支路上不同段流过的电流不同，而且电流是叠加的形式，因此电流在每一段上产生功率损耗也不尽相同，本文主要考虑的是集电拓扑损耗带来的影响，每条支路上的功

率损耗计算如下所示：

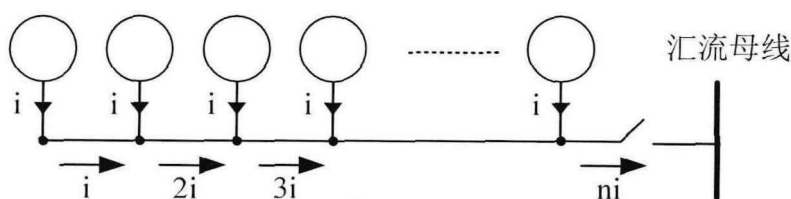


图 2-7 集电拓扑损耗模型

$$\left\{ \begin{aligned} P_{cable_loss} &= i^2 R_{cable} + (2i)^2 R_{cable} + \dots + (ni)^2 R_{cable} \\ &= \frac{n(n+1)(2n+1)}{6} i^2 R_{cable} \\ i &= \frac{P_{WT_N}}{V_{out}} \end{aligned} \right. \quad (2-5)$$

式中 R_{cable} ——海底电缆电阻，在交流集电系统下，由于集肤效应及邻近效应的影响，电缆电阻会略高于直流电阻值，单位 Ω ；

i ——电缆电流，由风机额定容量和出口电压共同决定，单位 kA ；

n ——单条支路所串风机台数。

2.5 水电解制氢系统数学模型

电解水制氢技术电解过程中没有碳排放，绿色环保，通过破坏水中的氢氧键制取氢气，并副产高价值的氧气^[47]。结合本文研究的离网型远海风氢储一体化系统架构，电解槽制氢系统电化学反应过程如图 2-8 所示。

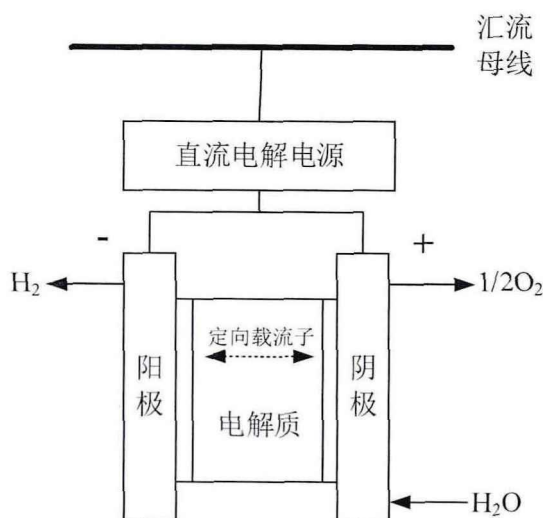


图 2-8 电解槽制氢示意图

电解槽一般由多个电解小室并联组成，电极板、导电介质及隔膜共同组成了一个电解小室单元，通过在隔膜上涂敷催化剂可以促进电解反应深度。在外加电解电压下，水分解中间产物（根据技术类型可以是 OH^- 、 H^+ 或 O_2^- ）作为带电载

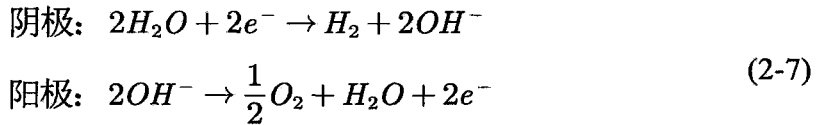
流子形成定向运动，在阴阳电极附近分别进行还原、氧化反应的电化学反应过程^[48]。为保证阴阳电极两侧的气体纯度，水电解制氢的电解电源应为稳定的直流电源。

2.5.1 水电解制氢反应机理

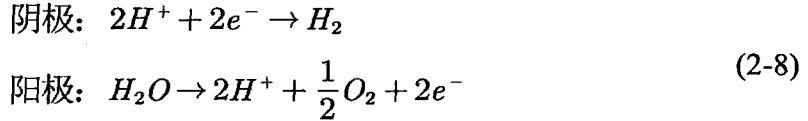
水电解制氢技术的总反应方程式为：



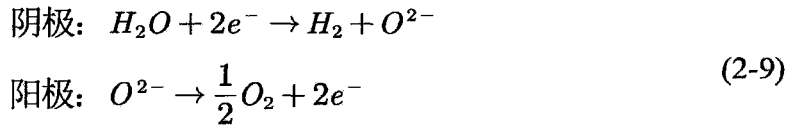
碱性电解制氢(Alkaline Water Electrolysis, AWE)以浓度 30%左右的 KOH 或 NaOH 水溶液为电解质，采用石棉布等高分子材料作为隔膜，在电解电源作用下，阴阳极分别发生如下反应：



质子交换膜电解制氢(Proton Exchange Membrane electrolysis, PEM)为杜绝氢氧气体在电解质中渗透混合的现象，将电极板之间的隔膜与电解质替换为聚合物薄膜，该薄膜导电性好，仅对质子即氢离子导通，能够在较低的功率下运行，电极反应过程如下：



相较于 PEM 电解槽，固体氧化物(Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)电解池中间是致密的固体氧化物电解质层（通常为氧化锆基材料），同样具有隔开氢气和氧气，防止气体渗透混合的优点，能够实现氧离子的单向传输，其电极反应过程如下：



2.5.2 水电解制氢功率-效率特性

水分解的过程并不是自发形成的，而是在高于该反应可逆电压 U_{rev} 的外加电压驱使下进行。在标准情况下，可逆电压为 1.23V，当电解过程无损耗时，此时的电解电压被称为热中性电压 U_{th} ，热中性电压具有较为稳定的特性，通常取值为 1.482V。但是实际电解过程中必然存在能量损耗，使实际的电解电压高于热中 U_{cell} 性电压，电解槽电解电压可表达为如下形式：

$$U_{cell}(i, T, p) = U_{rev}(T, p) + U_{act}(i, T) + U_{ohm}(i) + U_{con}(i, T) \quad (2-10)$$

式中 U_{act} —— 叠加活化过电势电压, 单位 V;

U_{ohm} —— 欧姆电势, 是由电解质电阻引起的电阻压降, 单位 V;

U_{con} —— 浓度过电势, 是由阴阳极两侧气体浓度差而形成的逆向扩散动力, 单位 V。

由式(2-10)可知, U_{cell} 为电解槽电流密度、外界温度和压强的函数, 但在电解槽实际运行中, 很难测得电解槽的电流密度, 而电解槽输入功率标么值易得。因此, 在海上风电制氢系统容量规划过程中, 往往通过建立电解槽的功率-效率特性曲线来帮助指导电解槽的容量配置。

电解槽效率 ε_{cell} 是指在恒定温度和压强下水分解反应的效率^[49], 取决于电流效率 ε_I 和电压效率 ε_U 的乘积^[50]。电解槽效率可表示为:

$$\varepsilon_{cell} = \varepsilon_I \cdot \varepsilon_U \quad (2-11)$$

电流效率也称为法拉第效率, 在额定运行状态下, 电流效率接近 100%。电流效率的计算式可表示为^[51]:

$$\varepsilon_I = \frac{iA - I_{loss}}{iA} \quad (2-12)$$

式中 i —— 流过电解槽的电流密度, 单位 A/m²;

A —— 质子交换膜的有效面积, 单位 m²;

I_{loss} —— 电解槽损耗的电流, 由法拉第电解定理计算得来, 单位 A。

电压效率是理想分解电压即热中性电压 U_{th} 与实际电解槽电压 U_{cell} 的比值, 电压效率可表示为:

$$\varepsilon_U = \frac{U_{th}}{U_{cell}} \quad (2-13)$$

当电流密度为 i 时, 电解槽输入功率的标么值为:

$$\rho = \frac{U_{cell}(i, T, p) \cdot i}{U_{cell_N} i_{cell_N}} \quad (2-14)$$

式中 U_{cell_N} 、 i_{cell_N} —— 电解槽小室的额定电压、额定电流密度, 其数值由具体电解槽制造厂商提供。

由式(2-11)、(2-14)可知, 电解槽的制氢效率与输入功率标么值皆为电流密度的函数。因此, 可以通过相关数据^[50]拟合出不同类型电解槽的功率-效率特性曲线。电解槽制氢功率-效率特性拟合曲线如图 2-9 所示。由图可知, 随着输入功率的增加, 电解槽效率迅速提高, 在功率标么值为 0.2 前便达到了效率的峰值, 但此时输入功率过低, 产氢量较少。随着输入功率的逐步增加, 电解槽效率平缓下降。虽然电解槽效率在逐步降低, 但其效率值仍较高, 在较高的输入功率下, 制氢量也

会随之增加。

为保证海上风电制氢系统整体的经济性，综合考虑电解槽运行效率及产氢量，电解槽的最佳运行区间应在效率峰值的右半部分，应针对不同类型电解制氢技术，设计合理的约束，进行离网型风氢储一体化系统的容量规划。

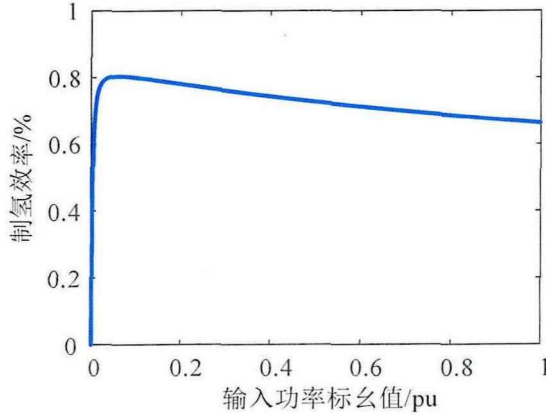


图 2-9 电解槽制氢功率-效率特性曲线

2.5.3 制氢设备电解过程外特性模型

在面向容量配置规划及经济性评估问题时，制氢设备模型重点关注的是配置成本及小时级功率外特性，针对本系统而言，电解槽及其辅助设备从海上制氢平台的母线上获取电能，传入电解槽内的功率可表示为：

$$P_{El}(t) = \eta_{converter} \cdot P_{H_2}(t) \quad (2-15)$$

式中 $P_{H_2}(t)$ ——t 时刻传入到海上制氢平台的电功率，单位 MW；

$P_{El}(t)$ ——t 时刻传入电解槽内的电功率，单位 MW；

$\eta_{converter}$ ——AC/DC 或 DC/DC 变换器转换效率。

辅助制氢设备功率与电解制氢功率相关^[52]，可表示为：

$$P_{pcl}(t) = \alpha_{pcl} \cdot P_{El}(t) \quad (2-16)$$

式中 $P_{pcl}(t)$ ——t 时刻辅助制氢设备所消耗的电功率，单位 MW；

α_{pcl} ——辅助制氢设备的电力消耗与电解槽所需电量的比值。

制氢速率与电解槽的输入功率和制氢能耗的关系如下式^[53]：

$$v_{H_2}(t) = \frac{P_{El}(t)}{E_{elec}} \quad (2-17)$$

式中 $v_{H_2}(t)$ ——t 时刻制氢速率，单位 kg/h

E_{elec} ——制氢能耗，单位 kWh/kg

其中，制氢能耗 E_{elec} 与电解槽制氢效率 ε_{cell} 有关， ε_{cell} 是 P_{El} 的函数，随 $P_{El}(t)/P_{El,N}$ 的变化而变化^[54]。鉴于上一小节对水电解槽制氢功率-效率特性的分

析，本文在这里做了简化处理，设定 ε_{cell} 为定值：

$$E_{elec} = \frac{H_{HV}}{\varepsilon_{cell}} \quad (2-18)$$

式中 H_{HV} ——氢气热值，单位 kWh/kg。

2.6 氢储运系统数学模型

氢气具有重量轻、密度小、可液化、可与金属及有机物发生化合反应等特点，可以以高压气态、液态、固态、有机液态等多种形态储运^[55]。低温液态储氢、高压气态储氢以及金属固态储氢是目前三种主流的储氢技术。不同类型氢储能技术的对比如表 2-1 所示

表 2-1 氢储运技术对比^[56]

	高压气态	低温液态	金属固态
效率/%	91.5	62.5-77	79-93.3
泄露比/天	0.000024%	1%	0.2%
储运成本元/kg	2.02	12.25	—
技术特点	设备结构简单，充放氢速率快，适用于消纳波动能源	储氢体积小、密度高，液态氢纯度高	安全性高，运输方便
技术成熟度	发展成熟，广泛应用于车用氢能领域	起步阶段，与国外技术水平存在显著差距	技术尚未成熟，不适合大规模储氢

由表可知，无论是在技术层面还是在经济层面，压缩气态储氢都具有显著的优势，因此，本文选用高压气态的储氢方式进行大规模氢能的存储，并建立了其与船运送氢方式配合的氢储运数学模型。

电解槽制出来的氢气经过分离、纯化等环节，最终通过压缩机泵入到储氢罐中，储氢罐实时泵入氢气量的模型为：

$$Q_{\text{tank},in}(t) = \eta_{\text{comp}} \cdot v_{H_2}(t) \quad (2-19)$$

式中 η_{comp} ——压缩机泵入氢气效率

储氢罐中的氢气容量与实时制氢量和周期性船运送氢量相关，其数学模型可表示为：

$$\begin{cases} Q_{\text{tank}}(t) = Q_{\text{tank}}(t-1) + Q_{\text{tank},in}(t) - Q_{\text{tank},out}(t) \\ \begin{cases} Q_{\text{trans}}(n) = Q_{\text{tank}}(t) - Q_{\text{stor}_N,\min} \\ Q_{\text{tank},out}(t) = Q_{\text{trans}}(n) \end{cases} \end{cases} \quad (2-20)$$

式中 $Q_{\text{tank}}(t)$ ——t 时刻储氢罐中的储氢量，单位 ton；

$Q_{\text{tank},in}(t)$ —— t 时刻泵入储氢罐中的氢气量，单位 ton；

$Q_{\text{tank},out}(t)$ —— t 时刻泵出储氢罐中的氢气量，单位 ton；

$Q_{\text{trans}}(n)$ ——第 n 次运输的氢气量，单位 ton。

2.7 本章小结

本章首先介绍了离网型远海风氢储一体化系统的组成架构，并对系统的各组成部分进行了数学建模。风机出力模型是估算风电场发电量的基本模型，也是系统进行规划设计的基础，因此建立了风电机组功率特性曲线；通过分析交直流集电方案下不同集电拓扑的结构特点和经济性表现，针对交流链式拓扑和直流 SP 式拓扑，建立了考虑单台风机额定容量与集电电压的集电系统模型；基于水电解制氢反应机理和水电解制氢功率-效率特性，建立了制氢设备电解过程外特性模型；通过对比不同储氢方式的技术经济性特点，结合船运送氢方式，建立了基于高压气态储氢的氢储运数学模型。系统数学模型的构建为下文的经济性评估和容量配置规划奠定了模型基础。

第3章 离网型远海风氢储一体化系统全寿命周期经济性建模与评估

3.1 引言

专门用于制氢的海上风电场是一个很有前景的选择，可以充分释放远海风能潜力，实现电力和其他部门的脱碳和能源安全目标，并应对电网扩张的限制。目前对这些系统的了解是有限的，特别是在经济方面。远海风电制氢、储氢一体化系统是一种离网运行的新型电力系统，然而现阶段针对这类型系统的经济性评估研究较少，而各类型海上风电制氢项目亟需经济性评估作为其大面积应用的基础。海上风电制氢、储氢系统的设计方案及工作效率与海上风电场的组网方式及拓扑结构息息相关，因地制宜探索合适的集电系统、合适的制氢方式对指导离网型风氢储一体化系统的投资规划具有重要意义。因此，本章首先分析了制氢电解槽的电能需求，总结了主流制氢技术方案的特点，提出了四种可行的设计方案，在第2章建模研究的基础上，对所提出的规划方案进行了全寿命周期经济性建模和评估，为离网型远海风氢储一体化系统的规划建设提供了理论依据。

3.2 离网型远海风氢储一体化系统方案设计

3.2.1 电解槽制氢电能需求分析

根据国家关于水电解制氢系统技术的相关标准及规定^[57]，每台电解槽的直流电源应进行一对一配置。直流电解电源应设有调压功能，并具备自动稳流功能，同时应符合下列要求：

- (1) 额定直流电压应大于水电解槽工作电压，调压范围宜为 0.6~1.05 倍水电解槽额定电压；
- (2) 额定直流电流不应小于水电解槽工作电流，并宜为水电解槽额定电流的 1.1~1.2 倍。

电解水制氢电源属于低压大电流负载，一般采用多槽并联的运行方式来提高功率。目前市面上现有的制氢电解电源设计均能满足稳定制氢的需求。碱性水电解制氢电源的工作电压在 3~620 V 之间，工作电流在 125~13000 A 之间，实际应用功率范围在 3 kW~10 MW 之间，非常适合大功率场合。质子交换膜水电解制氢电源的工作电压在 1.9~259.8 V 之间，工作电流在 15~3750 A 之间，实际应用功率范围在 1 kW~5 MW 之间，多用于中小功率场合^[58]。

新能源系统与电解槽耦合的方式可以分为直接、间接两种。直接耦合方式系

统结构简单，但制氢效率低，系统稳定性差；间接耦合方式分为经一级或经两级变换器调节后耦合，经一级变换器的间接耦合方式往往不能兼顾新能源最大功率点跟踪和电解槽高效率制氢。因此，目前最实用的耦合方式是两级式共母线耦合制氢^[59]。电解槽制氢设备需要直流供电，当采用直流母线结构时需要 DC/DC 变换器，当采用交流母线结构时需要 AC/DC 变换器。本节以直流母线结构为例，绘制了如图 3-1 所示的两级式共直流母线间接耦合示意图。风电场经第一级 AC/DC 变换器进行发电调节，汇集至海上制氢平台的直流母线上，再经第二级 DC/DC 变换器调节制氢，输出符合电解槽制氢电能需求的直流电。该耦合方式能够将风电场风能高效集成利用，有利于远海风电制氢项目的规模化建设，且第一级 AC/DC 变换器的控制策略研究较为成熟^[60]，有利于离网型风电制氢项目的应用推广。

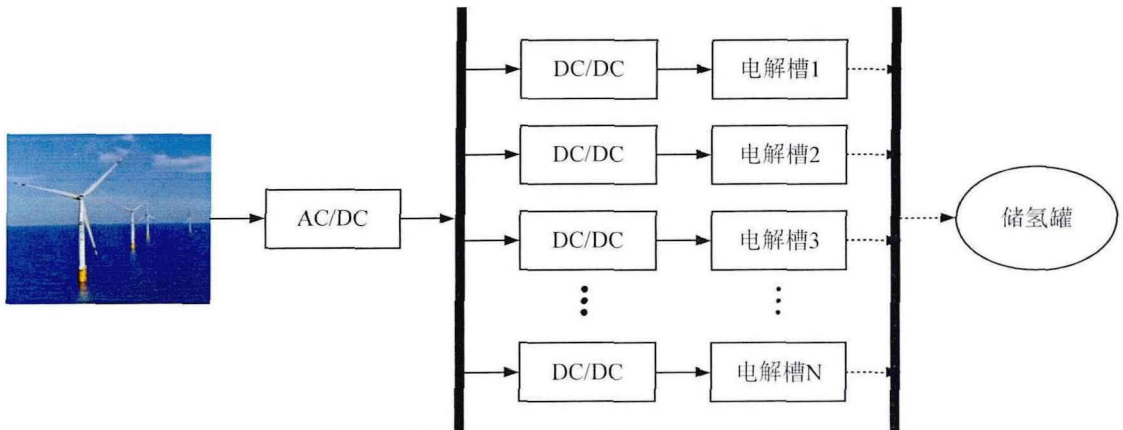
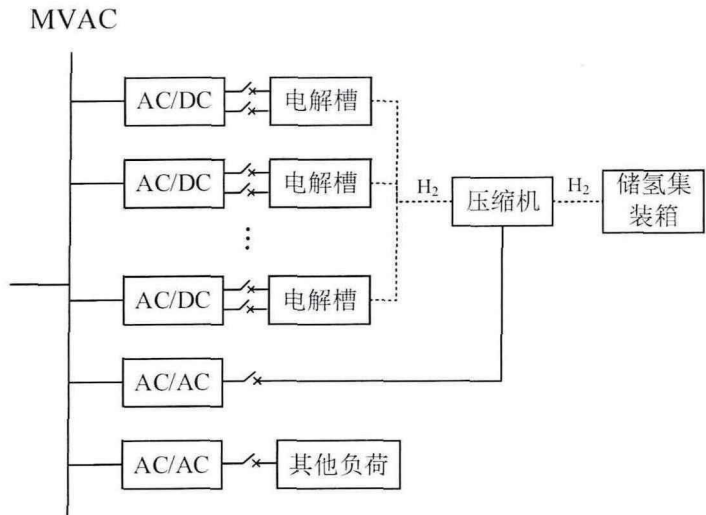
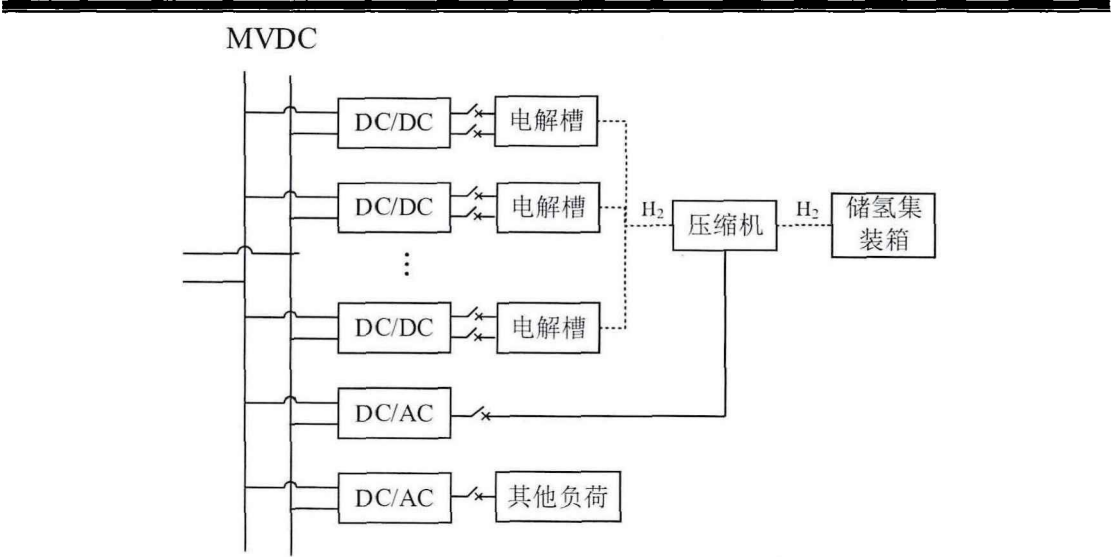


图 3-1 两级式共直流母线间接耦合示意图

根据上述分析，绘制出交直流集电系统方案下，离网型远海风氢储一体化系统中制氢平台的电气连接拓扑图：



(a) 交流集电方式下制氢平台内部拓扑



(b) 直流集电方式下制氢平台内部拓扑
图 3-2 海上制氢平台电气连接拓扑

3.2.2 制氢方案技术特点

目前，电解水制氢技术路线主要由碱性水电解制氢、质子交换膜水电解制氢和固体氧化物水电解制氢这三种主流技术路线组成^[47]。三种典型制氢技术对比如表 3-1 所示。

表 3-1 三种典型水电解制氢技术对比

技术指标	碱性电解 (AWE)	质子交换膜电解 (PEM)	固体氧化物电解 (SOEC)
电解质	30%KOH	纯水	固体氧化物（氧化锆）
电流密度 $A \cdot m^2$	200-400	600-2000	300-1000
工作温度/ $^{\circ}C$	70-90	70-80	700-1000
系统效率/%	50-60	75-90	85-100
氢气纯度/%	>99.8	99.999	/
系统能耗/ $kWh \cdot Nm^3$	4.5-5.5	3.8-5.0	2.6-3.6
系统寿命/年	10-20	10-20	/
占地面积	较大	较小	/
冷启动时间/min	60-120	5-10	>60
热启动时间/s	60-300	<10	900
负荷调节范围	20-100%	10-125%	/
动态响应速度	较快	快	慢
电能质量要求	稳定电源	稳定或波动	稳定电源
技术成熟度	大规模应用	商业化	研发阶段

由表可知, AWE 制氢技术成熟, 操作方便, 但是系统效率却只有 50%~60%, 电解过程中能量损耗较高。AWE 制氢技术中的碱性电解液的处理存在环境污染风险, 在与风能、太阳能等新能源耦合时, 还存在负载范围限制和电流密度低等问题, 在占地面积、电解效率及动态响应方面不具优势。由 2.5.1 节可知, PEM 电解水制氢用质子交换膜取代了原有 AWE 电解槽石棉, 利用质子在膜中传导, 制氢效率高达 75%~90%, 可在 10%~100% 功率范围内快速安全运行, 更加适合新能源波动制氢场景。SOEC 由于采用的是高温电解水的制氢方法, 对电解条件具有较高的要求, 因此目前仍处于实验阶段, 不适用于间歇性新能源发电耦合。

3.2.3 离网型远海风氢储一体化系统规划方案

在第 2 章对风电场集电系统的建模分析中可知, 交流集电方案下的链式拓扑和直流集电方案下的 SP 式 I 型拓扑最具发展前景, 也是当前海上风电场最常采用的两种拓扑结构。在不同的单台风机额定容量及集电电压下, 直流 SP 式拓扑和交流链式拓扑具有不同的集电损耗, 直接影响着传入到海上制氢平台的电能, 为了充分消纳海上风能, 设计出更具经济性的离网型远海风氢储一体化规划方案, 有必要探讨这两种集电拓扑在项目投资中的表现。

AWE、PEM 电解制氢是目前商业化较为成熟的两种制氢方式, AWE 制氢方式具有较低的投资成本, 但 PEM 制氢比 AWE 制氢方式具有更宽的运行范围, 更优越的制氢性能, 制出来的氢气质量也更高, 有必要探究 PEM 的高制氢效率能否平衡甚至降低其电解槽制造带来的高昂成本。因此, 主要选用这两种制氢方式进行比较。

综上, 结合不同类型的集电拓扑和制氢方式, 提出四种规划方案以评估离网型远海风氢储一体化系统的经济可行性, 分别是“交流集电系统+AWE 制氢”、“交流集电系统+PEM 制氢”, “直流集电系统+AWE 制氢”, “直流集电系统+PEM 制氢”。方案的具体描述见表 3-2。

表 3-2 规划方案具体描述

方案名称	集电方式	集电拓扑	制氢方式
方案一	交流	链式拓扑	AWE 制氢
方案二	交流	链式拓扑	PEM 制氢
方案三	直流	SP 式 I 型拓扑	AWE 制氢
方案四	直流	SP 式 I 型拓扑	PEM 制氢

3.3 考虑集电拓扑参数和船运周期的全寿命周期评估模型

当前海上风电制氢项目初始投资大, 在短期内很难收回成本, 获得可观的利

润，因此从长远角度考虑离网型远海风氢储一体化系统在全寿命周期内的收入和成本具有实际意义。全寿命周期成本(Life Cycle Cost, LCC)是指在产品或项目寿命周期内，项目的投资、维修以及保障中发生的或可能发生的所有费用的总和^[61]。本节将引入全寿命周期成本分析的方法，建立了考虑集电拓扑参数（单台风机额定容量、集电电压）的 LCC 数学模型，以便对远海风电制氢项目的投资进行量化分析，为项目投资规划提供决策依据。

3.3.1 全寿命周期投资收益计算模型

考虑到资金的时间价值，离网型远海风氢储一体化系统的 LCC 分析数学模型可以描述为：

$$C_{total} = C_{inv0} + \sum_{t=1}^T \frac{(1+r)^t - 1}{r(1+r)^t} C_{O\&M} + \frac{(1+r)^T - 1}{r(1+r)^T} C_{scrap} \quad (3-1)$$

式中 C_{inv0} —— 系统初始投资成本；

$C_{O\&M}$ —— 系统运维投资成本；

C_{scrap} —— 系统报废折旧成本；

r —— 资金折现率；

t —— 年份；

T —— 项目寿命周期。

离网型远海风氢储一体化系统设备具有一定的设备残值收益，但考虑到系统离岸距离较远，拆除成本较高，通常认为系统报废折旧成本与设备残值相抵。因此通常忽略该部分成本对系统全寿命周期成本的影响。

(1) 初始投资成本模型

根据第 2 章的系统架构分析，离网型远海风氢储一体化系统的初始投资成本包含对风电场集电系统和海上制氢平台的投资建设，其数学模型可以描述为：

$$C_{inv0} = C_{collect} + C_{H_2_plat} \quad (3-2)$$

式中 $C_{collect}$ —— 海上风电场集电系统投资成本；

$C_{H_2_plat}$ —— 海上制氢平台投资成本。

海上风电场集电系统的初始投资成本进一步展开如下式：

$$\begin{aligned} C_{collect} &= C_{WT} + C_{cable} \\ \begin{cases} C_{WT} = n_{WT} \cdot C_{WT,type}(P_{WT_N}) \\ C_{cable} = l_{cable} \cdot C_{cable,type}(V_{collect}) \end{cases} \end{aligned} \quad (3-3)$$

式中 C_{WT} —— 海上风电场集电系统风机投资成本，是 P_{WT_N} 的函数

C_{cable} ——海上风电场集电系统海底电缆投资成本，是 $V_{collect}$ 的函数

l_{cable} ——海上风电场集电系统海底电缆总长度

海上制氢平台的初始投资成本进一步展开如下式：

$$C_{H_2_plat} = C_{plat} + C_{El} + C_{pcl} + C_{tank}$$

$$\begin{cases} C_{plat} = C_{plat,type}(P_{converter_N}) \\ C_{El} = P_{El_N} \cdot p_{El} \\ C_{pcl} = k_{pcl} \cdot C_{El} \\ C_{tank} = Q_{storage_N} \cdot p_{tank} \end{cases} \quad (3-4)$$

式中 C_{plat} ——海上制氢平台的土建及转换器投资成本，是 $P_{converter_N}$ 的函数；

C_{El} ——海上制氢平台的电解槽投资成本，是 P_{El_N} 的函数；

C_{pcl} ——海上制氢平台的制氢系统辅助设备成本，可按照比例系数折算；

C_{tank} ——海上制氢平台的储氢罐投资成本，是 Q_{stor_N} 的函数；

P_{El_N} ——电解槽额定容量，单位 MW；

$P_{converter_N}$ ——变换器额定容量，单位 MW；

Q_{stor_N} ——储氢罐额定容量，单位 ton；

k_{pcl} ——制氢系统辅助设备的成本折算系数，取 15%。

为了研究在所设计的规划方案下，单台风机额定容量、集电电压等因素对系统 LCC 投资成本的影响，采用了相关单位成本模型完善系统的初始投资成本建模，风机、海底电缆、海上平台的单位成本模型的总结如表 3-3 所示。其中，交直流电缆的成本模型参数总结分别见表 3-4 和表 3-5。

表 3-3 全寿命周期经济性分析模型主要部分单位成本模型^[43,62]

	类型	成本公式
C_{WT}	$C_{WT,AC}$	$C_{WT,AC} = -1.46 + 8.38 \cdot P_{WT_N}$
	$C_{WT,DC}$	$C_{WT,DC} = k_{dc} \cdot C_{WT,AC}$
C_{cable}	$C_{cable,AC}$	$C_{cable,AC} = A_p + B_p e^{C_p S_n / 10^8}$
	$C_{cable,DC}$	$C_{cable,DC} = A_p + B_p P_n$
C_{plat}	$C_{plat,AC}$	$C_{plat,AC} = k_{plat,AC} \cdot (A_{plat} + B_{plat} P_{converter})$
	$C_{plat,DC}$	$C_{plat,DC} = k_{plat,DC} \cdot (A_{plat} + B_{plat} P_{converter})$

表 3-4 交流电缆成本模型组成参数

额定电压/kV	$A_p(\times 10^6)$	B_p	C_p
22	0.284	0.583	6.15
33	0.411	0.596	4.1

45	0.516	0.612	3
66	0.688	0.625	2.05

表 3-5 直流电缆成本模型组成参数

额定电压/kV	$A_p(\times 10^6)$	B_p
±5	-0.346	0.408
±10	-0.32	0.085
±20	-0.314	0.0618
±40	0	0.028
±100	0.079	0.012

不同电压等级下的海底电缆具有不同的传输容量，为了更直观的建立集电电压与电缆成本之间的关系，结合市面上电缆参数数据^[39]，在表 3-3 中单位成本模型的基础上，利用最小二乘拟合算法，拟合出交直流集电电缆成本与集电电压间的对应曲线。其中，集电电压等级与传输容量的对应关系如图 3-3 所示。由图可知，在相同集电电压等级下，直流电缆比交流电缆具有更大的传输容量。

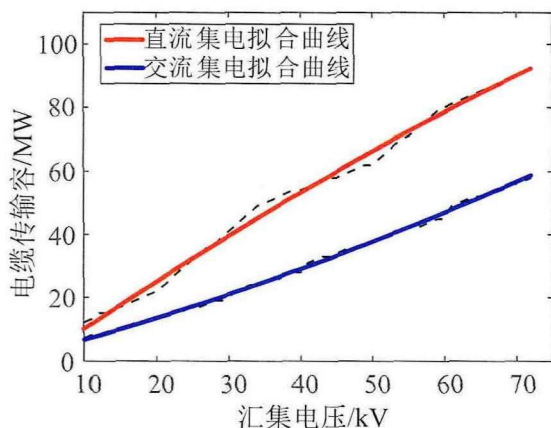


图 3-3 集电电压与海底电缆传输容量拟合曲线

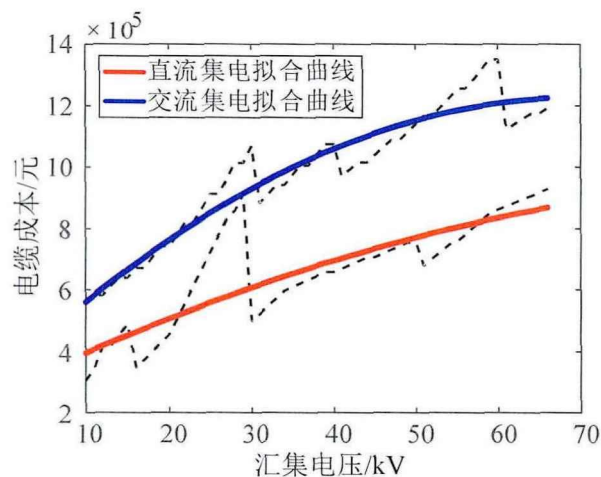


图 3-4 集电电压与海底电缆成本拟合曲线

集电电压与海底电缆成本的对应关系如图 3-4 所示, 由图可知, 在相同集电电压下, 交流电缆造价要高于直流电缆。

(2) 运维投资成本模型

系统的运维投资成本主要包括系统中主要设备的维护成本、损耗成本及运行成本, 其数学模型可以表示为:

$$C_{O\&M} = C_O + C_{loss} + C_M \quad (3-5)$$

式中 C_O ——系统年运行成本;

C_{loss} ——系统年损耗成本;

C_M ——系统年维护检修成本。

本系统采用货轮运输的方式输送氢气到岸上氢能市场, 与并网型海上风电场不同的是, 不需要考虑长距离输电电缆的电损损耗。同时, 高压气态储氢罐具有极低的氢气泄露比, 因此, 本系统忽略这些损耗带来的影响。系统的运行成本包含电解槽电堆更换成本和船运送氢成本, 其中船运送氢成本包含氢气装卸成本和货轮运输成本, 为了量化分析船运周期和离岸距离对船运送氢成本的影响, 引入了货船的燃油运输费用 p_{trans} 。运行成本可进一步展开为:

$$\begin{aligned} C_O &= C_{rep} + C_{send} \\ \left\{ \begin{array}{l} C_{rep} = P_{El_N} \cdot p_{rep} \\ C_{send} = C_{handle} + C_{trans} \\ C_{handle} = Q_{H_2_trans_total} \cdot p_{handle} \\ C_{trans} = Q_{H_2_trans_total} \cdot p_{trans} \cdot n_{ship} \cdot d_{ship_total} \\ d_{ship_total} = 2 \cdot d_{land} \cdot n_{ship} \end{array} \right. \quad (3-6) \end{aligned}$$

式中 n_{ship} ——船运送氢的次数;

C_{rep} ——电解槽电堆更换成本, 是 P_{El_N} 的函数;

C_{send} ——船运送氢成本;

$Q_{H_2_trans_total}$ ——船运运输的年氢气总量, 单位 ton;

d_{land} ——离岸距离, 单位 km;

d_{ship_total} ——年船运运输总距离, 单位 km。

考虑到电解槽在全寿命周期内中更换的次数有限, 电解槽的更换成本应跳出运行成本在整体 LCC 成本上额外附加计算, 电解槽更换成本修正为:

$$C_{rep_total} = \sum_{k=1}^{\lambda} \frac{(1+r)^{t_k} - 1}{r(1+r)^{t_k}} C_{rep} \quad (3-7)$$

式中 λ ——电解槽电堆更换次数;

t_k ——电解槽电堆第 k 次更换的年份。

系统各部分的年维护检修成本可以表示为系统各部分初始投资成本与其相应运维费率的乘积，其展开如下式：

$$C_M = C_{M_collect} + C_{M_H_2} + C_{M_Tank}$$

$$\begin{cases} C_{M_collect} = k_{WT} \cdot C_{WT} + k_{cable} \cdot C_{cable} \\ C_{M_H_2} = k_{El} \cdot C_{El} + k_{converter} \cdot C_{plat} \\ C_{M_Tank} = k_{tank} \cdot C_{tank} \end{cases} \quad (3-8)$$

式中 $C_{M_collect}$ —— 海上风电场集电系统年维护检修成本；

$C_{M_H_2}$ —— 海上平台制氢系统年维护检修成本；

C_{M_Tank} —— 储氢罐年维护检修成本；

(3) 售氢收入模型

随着海上风电平价时代到来，中央财政明确 2022 年起不再对新建海上风电项目进行补贴^[63]，因此，船运输送上岸的氢气是本系统唯一的收入来源，系统全寿命周期收入模型可表述为：

$$I_{H_2} = \sum_{t=1}^T p_{H_2}(t) \cdot Q_{H_2_total} \quad (3-9)$$

式中 I_{H_2} —— 系统全寿命周期售氢收入；

$p_{H_2}(t)$ —— 第 t 年的氢气价格，单位元/kg。

在第 2 章对氢储运系统建模分析的基础上，氢气的年总制氢量可表示为：

$$Q_{H_2_total} = \sum_{t=1}^{8760} \eta_{comp} \cdot \frac{P_{El}(t)}{E_{elec}} \quad (3-10)$$

3.3.2 全寿命周期经济效益评估指标

根据是否考虑资金的时间价值，项目的经济效益评估分为静态评估方法和动态评估方法，结合上一节所建立的 LCC 计算模型，本文选用了净现值(Net Present Value, NPV)、动态投资回收期(Dynamic Payback Period, DPB)、项目内部投资收益率(Internal Rate of Return, IRR)作为离网型远海风氢储一体化系统的经济性效益评估指标，这三种指标都强调了货币的时间价值，鼓励投资者从长期视角评估项目，而并非只关注短期收益。NPV 能够帮助判断项目能否产生足够的利润，NPV 越大，说明项目方案的投资收益越大。DPB 能够更加准确的反映项目的实际返本年限，使投资指标与利润指标在时间上更具可比性。IRR 是一般工程项目投资建设最关注的效益指标，只有当基准内部收益率大于 8% 时，项目才具有一定的可行性，是评估一个项目是否值得投资的重要指标，通常希望 IRR 越大越好。

(1) 全寿命周期净现值

NPV 表示了当前资金价值与未来资金价值之间的差异, 如果 NPV 为正, 则表明项目的预期回报超过了资金成本, 项目具有投资价值, NPV 的数学表达式为:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(I_{H_2} - C_{O\&M})}{(1+r)^t} - C_{inv0} \quad (3-11)$$

(2) 动态投资回收期

DPB 是在考虑资金时间价值的条件下, 项目净现值由负转正的年份, 投资回报周期越小, 项目风险越小, 经济性越好, DPB 的计算公式为:

$$\sum_{t=1}^{DPB} \frac{(I_{H_2} - C_{O\&M})}{(1+r)^t} - C_{inv0} = 0 \quad (3-12)$$

(3) 内部投资收益率

IRR 通常与 NPV 成对出现, IRR 就是资金流入现值与流出现值相等、NPV 等于零时的折现率, IRR 的计算公式为:

$$\sum_{t=1}^T \frac{(I_{H_2} - C_{O\&M})}{(1+IRR)^t} - C_{inv0} = 0 \quad (3-13)$$

3.4 系统全寿命周期经济性评估

鉴于系统所含设备众多, 构成相对复杂, 影响设备投资成本的变量因素较多, 为了便于分析, 作出如下假设条件:

- (1) 设定风电场装机容量固定, 海上风能全年利用等效小时数为 3500h;
- (2) 设定电解槽在等效小时数内以额定功率运行, 且制氢速率均匀;
- (3) 电解槽的额定寿命为 10 年, 全寿命周期内只更换一次电解槽电堆;
- (4) 设定每次船运送氢量相当, 忽略泵出氢气的损耗。

在规定的假设条件下, 电解槽的容量配置公式为:

$$P_{EL_N} = \eta_{loss} \cdot P_{OWF_N} / (1/\eta_{converter} + \alpha_{pcl}) \quad (3-14)$$

式中 η_{loss} ——集电拓扑损耗参数, 由第 2 章所建立的集电拓扑损耗模型在不同集电参数下进行折算。

以在中国某海域建设海上风电制氢项目为例, 评估系统在各规划方案下的全寿命周期经济性。设定风电场装机容量为 100 MW, 项目寿命周期为 20 年, 离岸距离 200 km。本节在 3.1 节所提出的规划方案的基础上, 分析了系统在不同集电拓扑参数下的经济效益, 本节设定的集电拓扑参数中, 单台风机额定容量的取值范围为 2-15 MW, 集电电压的取值范围为 10-66 kV。

离网型远海风氢储一体化系统全寿命周期评估模型中的成本价格参数及运维费率参数分别见表 3-6、3-7 所示。

表 3-6 系统全寿命周期计算模型中成本价格参数

变量	数值	变量释义
p_{El}	AWE: 3000 元/kW	AWE 电解槽单位成本
	PEM: 7000 元/kW	PEM 电解槽单位成本
p_{rep}	AWE: 2000 元/kW	AWE 电解槽单位更换成本
	AWE: 3000 元/kW	PEM 电解槽单位更换成本
p_{tank}	1000 元/kg	储氢罐单位储氢成本
p_{handle}	2 元/kg	氢气人工装卸单位成本
p_{trans}	12 元/ton · 100km	氢气运输费用单位成本
p_{H_2}	35 元/kg	氢气单位售价

表 3-7 系统全寿命周期计算模型中运维费率参数^[13,54]

变量	数值	变量释义
k_{WT}	3%	海上风机运维费率
$k_{cable, AC}$	1%	交流海缆运维费率
$k_{cable, DC}$	0.5%	直流海缆运维费率
k_{El}	5%	电解槽运维费率
$k_{converter}$	2%	海上换流设备运维费率
k_{tank}	1%	储氢罐运维费率

系统所涉及到的变量较多，因此首先进行系统 LCC 投资成本的分析。结合第 2 章所建的氢储运模型可知，由于本文所建立的电解槽、储氢罐成本模型是线性的，因此不同的电解槽容量和储氢罐容量对 LCC 投资成本曲线的影响基本上也是线性的。本节在船运周期电解槽容量和储氢罐容量固定的情况下，绘制了四种规划方案下的 LCC 投资成本三维曲线，各方案 LCC 投资成本曲线具体如图 3-5 所示。其余参数下的 LCC 投资成本曲线特点基本上与其保持一致，主要是在数值上略有不同，故不再绘制三维曲线进行分析。

由图 3-5 可以看出，方案二、四的 LCC 投资成本明显比方案一、三要高，在同等规模的风电场选用相同集电拓扑的情况下，采用 PEM 制氢方式比采用 AWE 制氢方式多支出 4 亿元左右。同时，四个规划方案下的 LCC 投资成本曲线都具有明显的突变值，且采用交流链式拓扑的规划方案，LCC 投资成本的突变区域比采用直流 SP 式 I 型拓扑的规划方案要大。这是因为在相同集电电压下，交流海底电缆的传输容量要比直流电缆小，尤其是在 10-20 kV 范围内。相比于交流集电方式，直流集电方式具备更强的汇集大容量风电机组的组网能力。

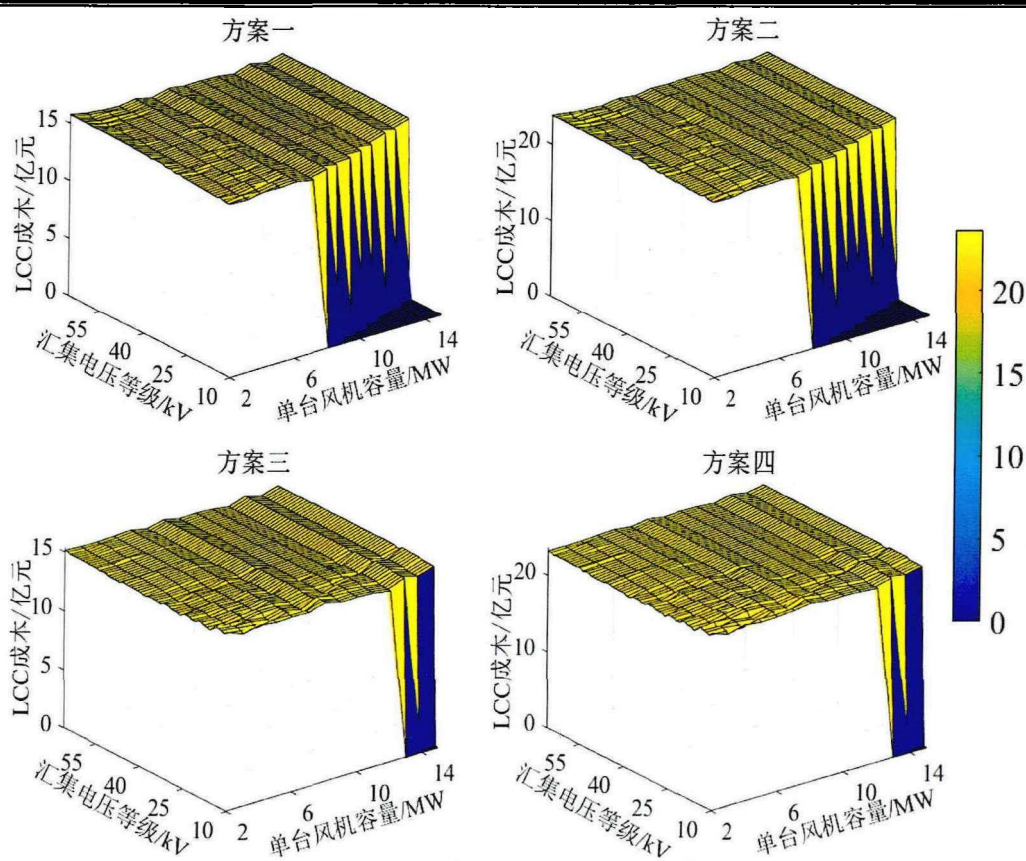


图 3-5 各方案 LCC 投资成本曲线

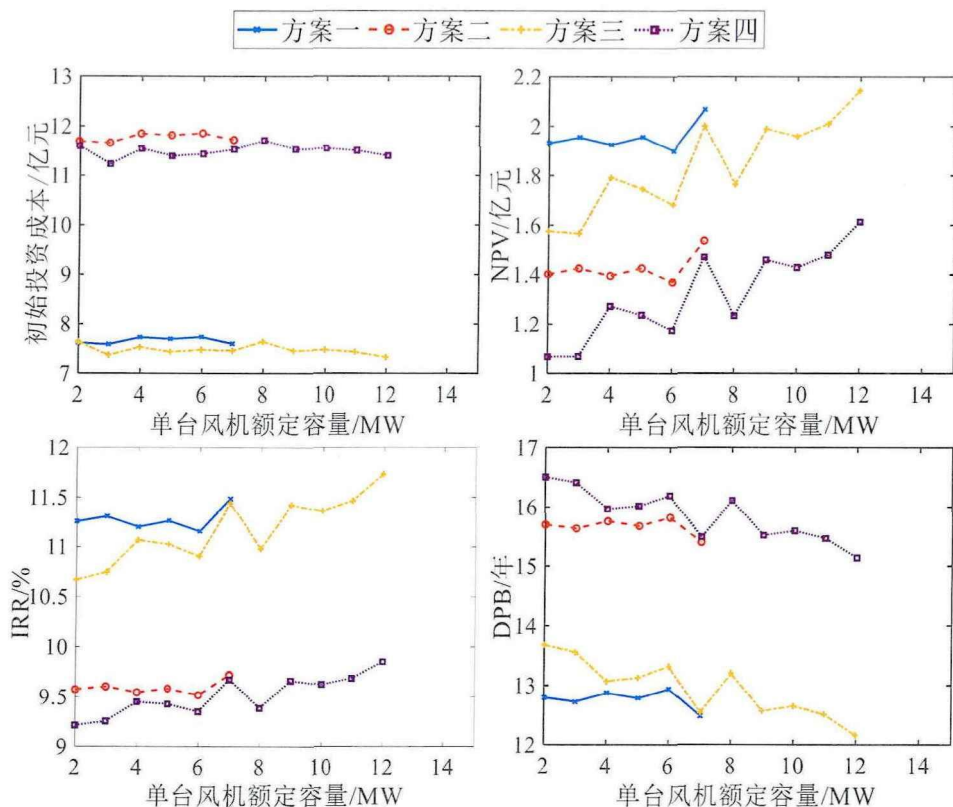


图 3-6 集电电压等于 10 kV 时的初始投资成本及经济效益评估结果

由于海上风电制氢项目的全寿命周期投资金额比较大，三维曲线不能明显表示方案间的差异，为了简化分析，选用三个典型集电电压（10 kV、35 kV、66 kV）进行方案间的比较分析。当储氢容量固定时，各方案在集电电压等于 10 kV 时的初始投资成本及经济效益评估结果如图 3-6 所示。由图可知，四个方案的内部投资收益率均在 8% 以上，此时所有方案均具有投资可行性。其中，方案三具有最低的初始投资成本，当单台风机额定容量为 12 MW 时，方案三各经济效益评估指标达到最优。此时 NPV 为 2.14 亿元，IRR 为 11.74%，DPB 为 12.2 年。

各方案在集电电压等于 35 kV 时的初始投资成本及经济效益评估结果如图 3-7 所示。由图可知，方案一与方案三、方案二与方案四的投资成本差异幅度在缩小，这是因为 35 kV 集电电压具有较强的组网能力，不同额定容量的风机在此集电电压下均具有投资的可行性。其中，方案三仍是最经济的规划方案，在单台风机额定容量为 12 MW 时具有最优经济效益，此时方案三 NPV 为 2.26 亿元，IRR 为 11.92%，DPB 为 11.93 年，略高于 10kV 下的经济评估指标。

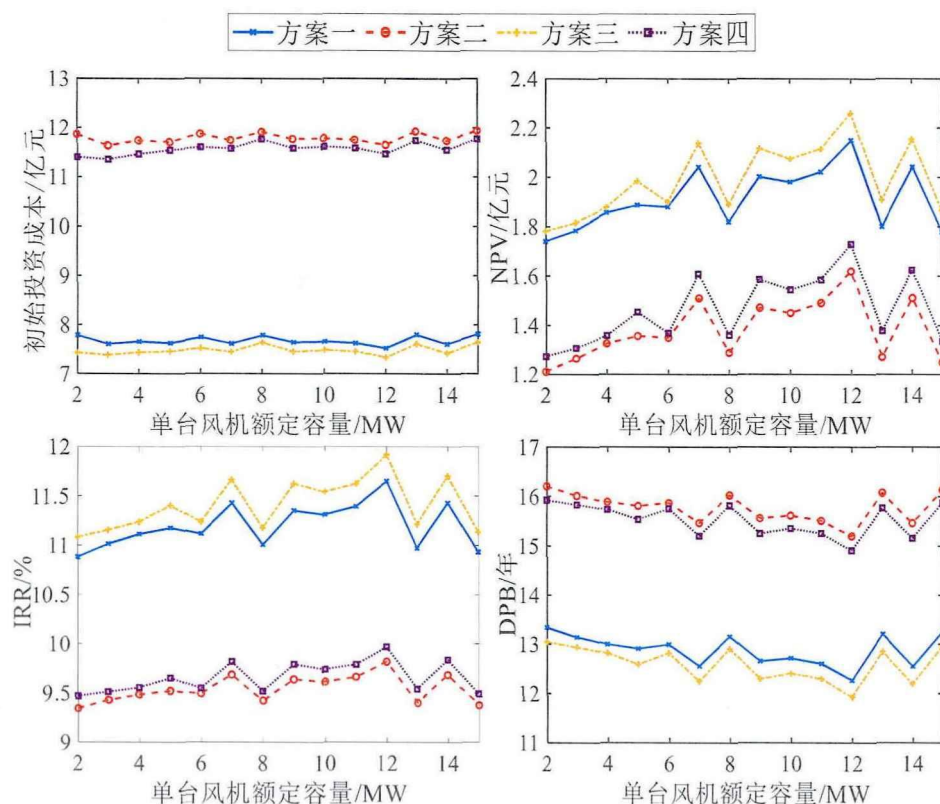


图 3-7 集电电压等于 35 kV 时的初始投资成本及经济效益评估结果

各方案在集电电压等于 66 kV 时的初始投资成本及经济效益评估结果如图 3-8 所示。由图可知，方案一与方案三、方案二与方案四的投资成本差异幅度进一步缩小，甚至在某些节点出现重合。方案三仍是最经济的规划方案，此时方案三 NPV 为 2.23 亿元，IRR 为 11.85%，DPB 为 12 年，略低于 35kV 下的经济评估指标。

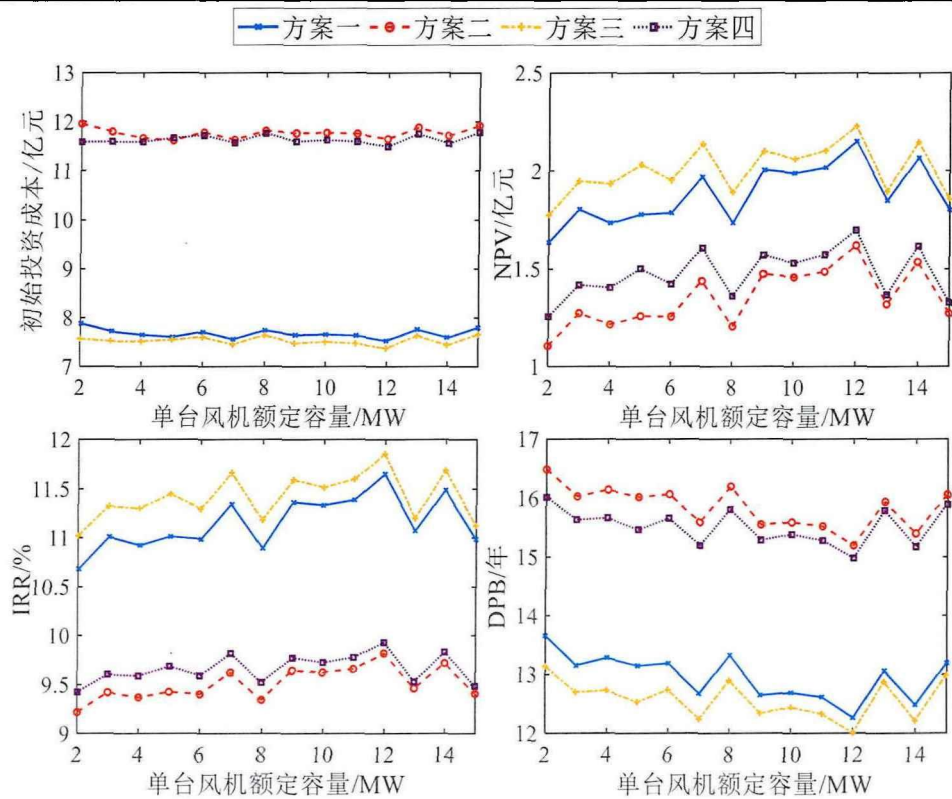


图 3-8 集电电压等于 66 kV 时的初始投资成本及经济效益评估结果

综上可知，四个方案在不同的集电电压下具有不同的经济效益，各方案在集电电压为 35 kV 时均具有较好的经济效益，其中以方案三为经济最优。由图 3-6 至 3-8 可知，不同额定容量的风机在不同集电电压下具有不同的盈利性能，推断是因为风机组网时受海底电缆最大传输容量的影响。由图 3-3 拟合的海底电缆容量与集电电压之间的关系可知，10 kV 交流海底电缆的最大传输容量在 7 MW 左右，35 kV 交流海底电缆的最大传输容量在 25 MW 左右。故 10 kV 集电电压下，7 MW 的风机盈利性能最好，35 kV 集电电压下，12 MW 风机盈利性能最好，这两款风机在各自集电电压下都充分利用了电缆的传输能力，因此在经济上的表现为最优。

为了直观展示制氢系统和储氢系统在投资中的占比，以 35 kV/12 MW 集电拓扑参数为例，绘制了四种规划方案的成本构成图，如图 3-9 所示。各方案在该拓扑参数下的模型配置参数及经济评估结果如表 3-8 所示。

由图 3-9 中可以看出，在四种规划方案中，海上平台制氢、储氢系统的投资占比均超过了半数，是影响离网型风氢储一体化系统内部投资收益率的主要原因。同时，采用 PEM 制氢技术的方案中，制氢系统的投资占比明显高于采用 AWE 制氢技术的方案。直流集电系统和交流集电系统在投资中的占比相差不大，是影响离网型风氢储一体化系统投资收益的次要因素。

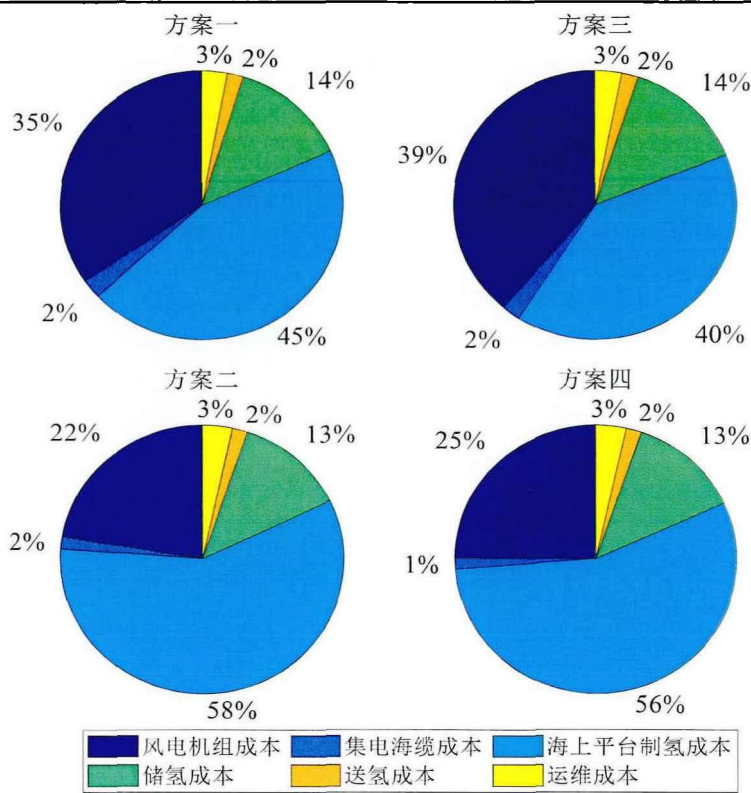


图 3-9 各方案成本构成图

表 3-8 模型配置参数及各经济效益结果对比

	方案一	方案二	方案三	方案四
电解槽容量/MW	79	79	79	79
储氢罐容量/ton	100	100	100	100
制氢量/ton	4608.3	5671.8	4608.3	5671.8
初始投资成本/亿元	7.435	11.069	7.252	10.886
NPV/亿元	4.18	1.66	4.29	1.78
IRR/%	14.92%	9.97%	15.261%	10.126%
DPB/年	8.42	13.27	8.24	13.10

由表可知，交流链式拓扑和直流 SP 式 I 型拓扑损耗相差不大，因此计算出来的四个方案的电解槽容量相等，在 35 kV/12 MW 的集电拓扑参数下，直流集电系统的投资明显低于交流集电系统。因此方案三具有最高的内部投资收益率。同时采用 PEM 制氢技术的方案的制氢量显著高于采用 AWE 制氢技术的方案，但是系统的收益率反而低于采用 AWE 制氢技术的方案，原因在于 PEM 制氢系统多制出的氢气收入在全寿命周期内要低于 PEM 电解槽自身高昂制造和运维带来的成本，从而降低了方案的投资收益率。

图 3-10 绘制出了固定拓扑参数下，四种方案的年净现值，直观的展现了各方

案在项目周期内的每年收益情况，进一步表明了方案三的优越性。

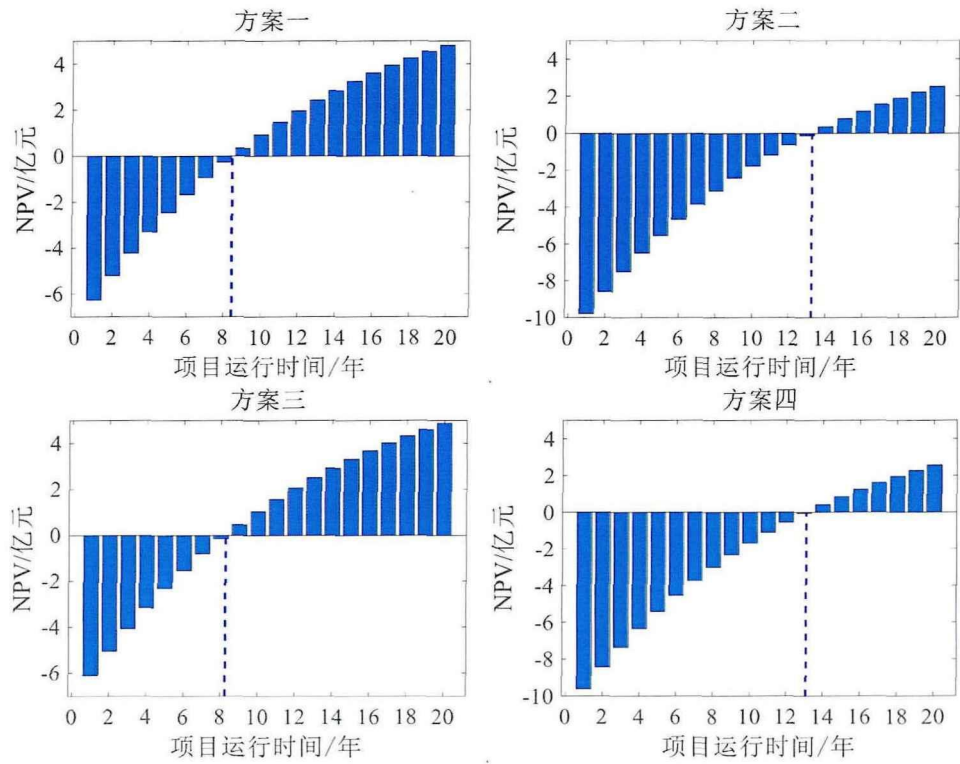


图 3-10 各方案项目周期年净现值

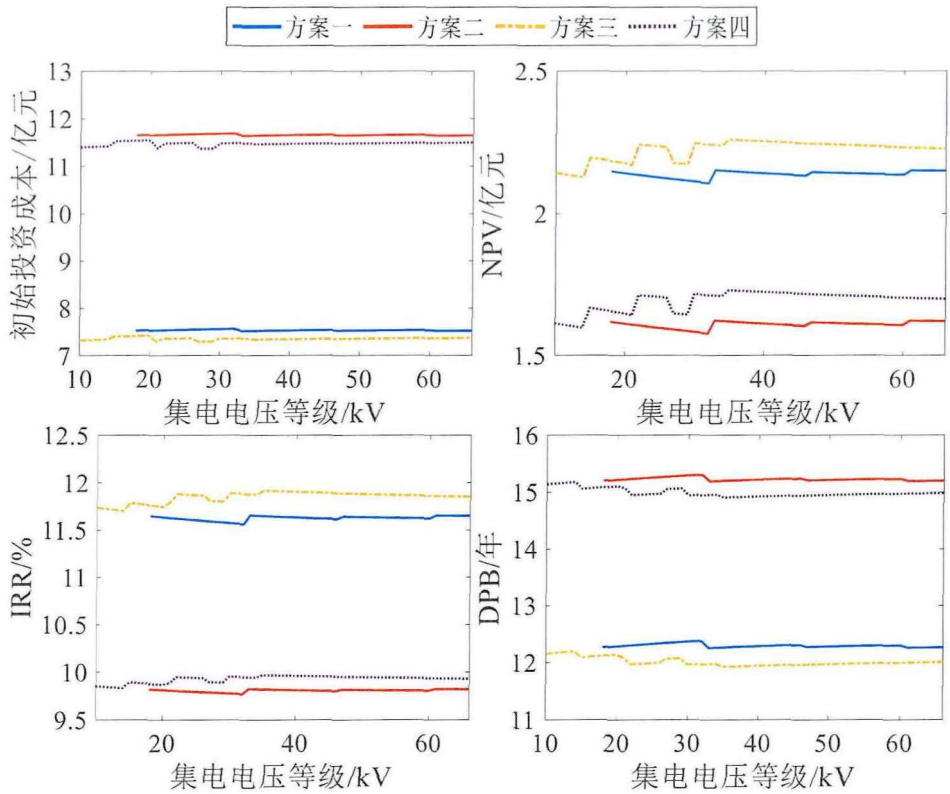


图 3-11 各方案项目周期年净现值

集电电压对系统投资收益的影响如图 3-14 所示，从图中可以看出，初始投资成本及各投资收益的变化曲线都较为平缓，可以直观的分析出集电电压对系统投资收益的影响不大。这是因为集电电压主要影响的是风场的组网范围及电缆长度，当电缆长度在总投资占比中不高时，集电电压对系统投资收益影响较小。为了验证这个观点，对风电场集电系统的成本构成进行解析，绘制了海上风电场集电系统投资成本三维曲线图，不同拓扑类型的风电场投资成本曲线及饼状图如图 3-12 至 3-14 所示。

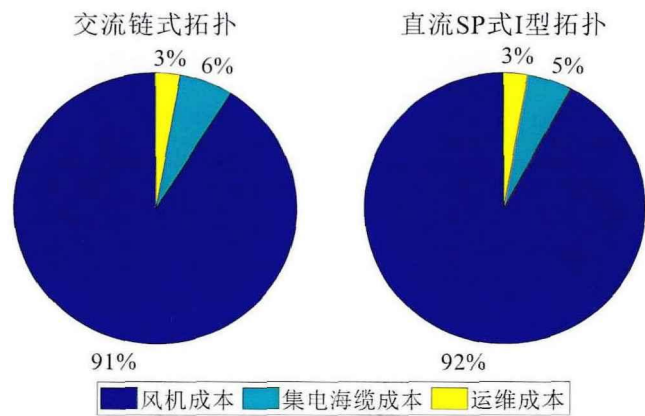


图 3-12 风电场集电系统投资成本架构

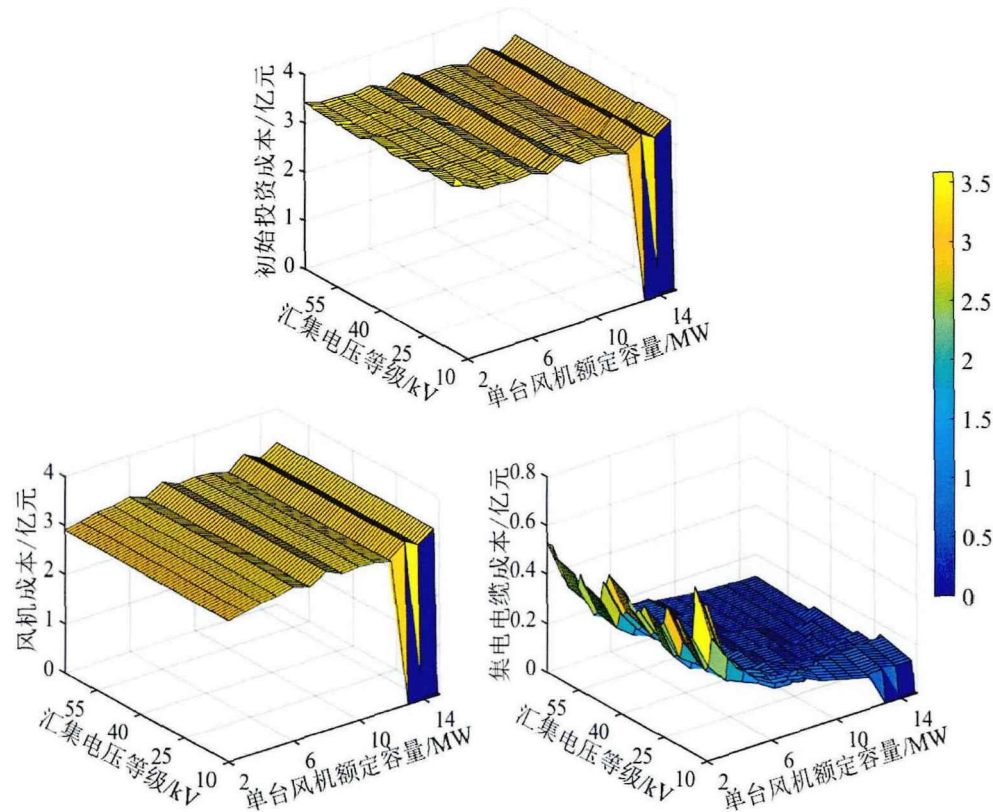


图 3-13 风电场集电系统投资成本解析—直流 SP 式 I 型拓扑

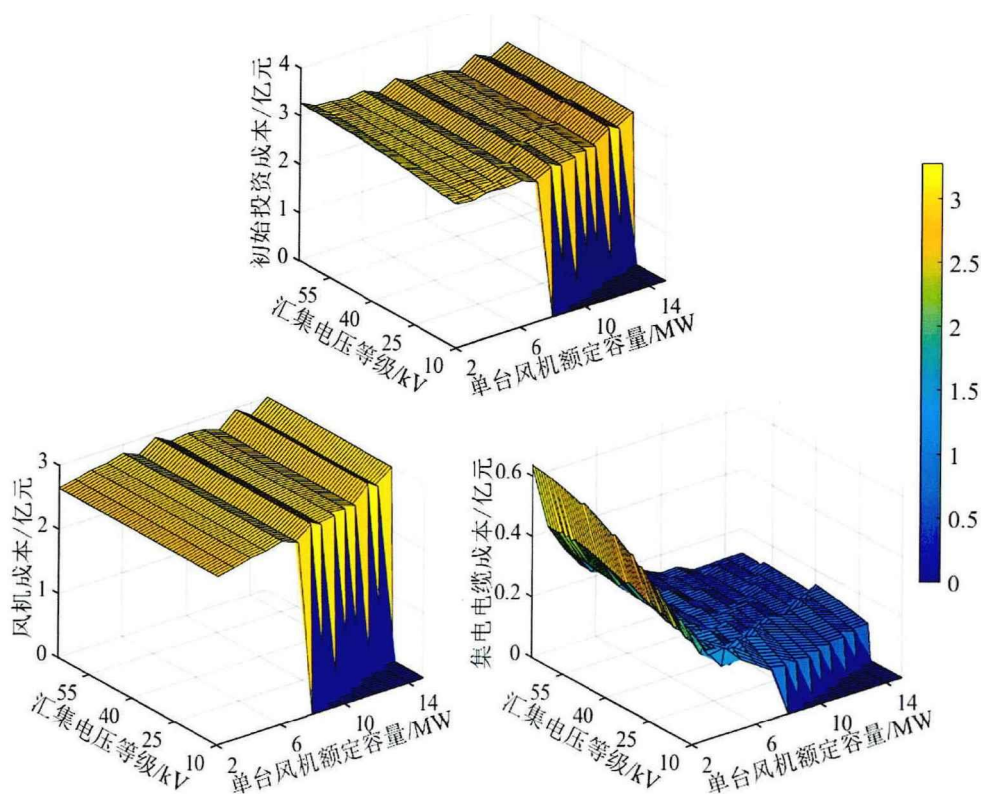


图 3-14 风电场集电系统投资成本解析—交流链式拓扑

由图 3-12 至 3-14 可以看出，风电场集电系统的投资成本曲线与系统整体投资成本曲线有着相似的变化趋势，其中，风机成本是影响集电系统总投资成本的主要因素，在集电系统总成本中占比超过 90%，虽然在不同集电拓扑类型及集电参数（单台风机额定容量、集电电压）的影响下，有着不同的集电组网长度，但是电缆成本明显低于风机成本，对总成本贡献较小，使直流集电系统和交流集电系统的投资成本差距进一步缩小，这一点随着单台风机额定容量和集电电压的增大逐渐明显。因此，在投资规划中，应重点关注风机对投资成本的影响。

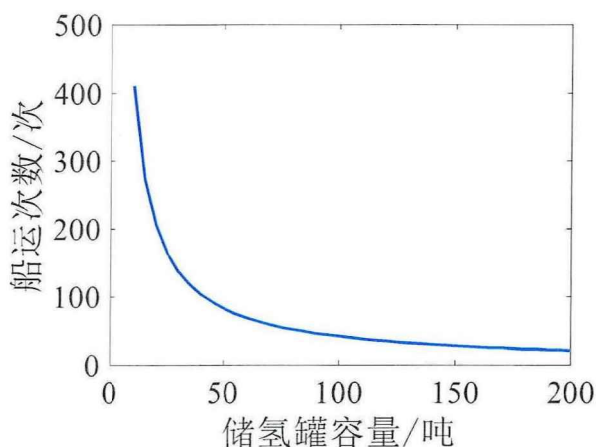


图 3-15 储氢罐容量与船运次数对应曲线

最后关注各方案下储氢罐容量对系统投资的影响。由图 3-15 可以看出储氢罐容量与船运次数的关系，随着储氢罐容量的增大，船运次数不断减少。储氢罐容量会影响船运送氢的次数，进而影响到送氢成本。各方案在储氢罐容量变化时的初始投资成本及经济效益评估结果如图 3-16 所示。由于本文所建立的储氢罐成本模型是线性模型，因此对初始投资成本的影响是线性的，但是对三种经济效益曲线的影响是非线性的。由曲线的变化趋势可知，随着储氢罐容量的上升，系统经济效益先增后减，在储氢罐容量为 70 吨左右取得峰值，进而平缓下降。由图 3-16 还可以看出，方案一、方案三的盈利区间宽于方案二、方案四，当储氢罐容量小于 20 吨时，方案一和方案三出现亏损，净现值利润小于 0；当储氢罐容量小于 45 吨时，方案二和方案四不再具备盈利性能。

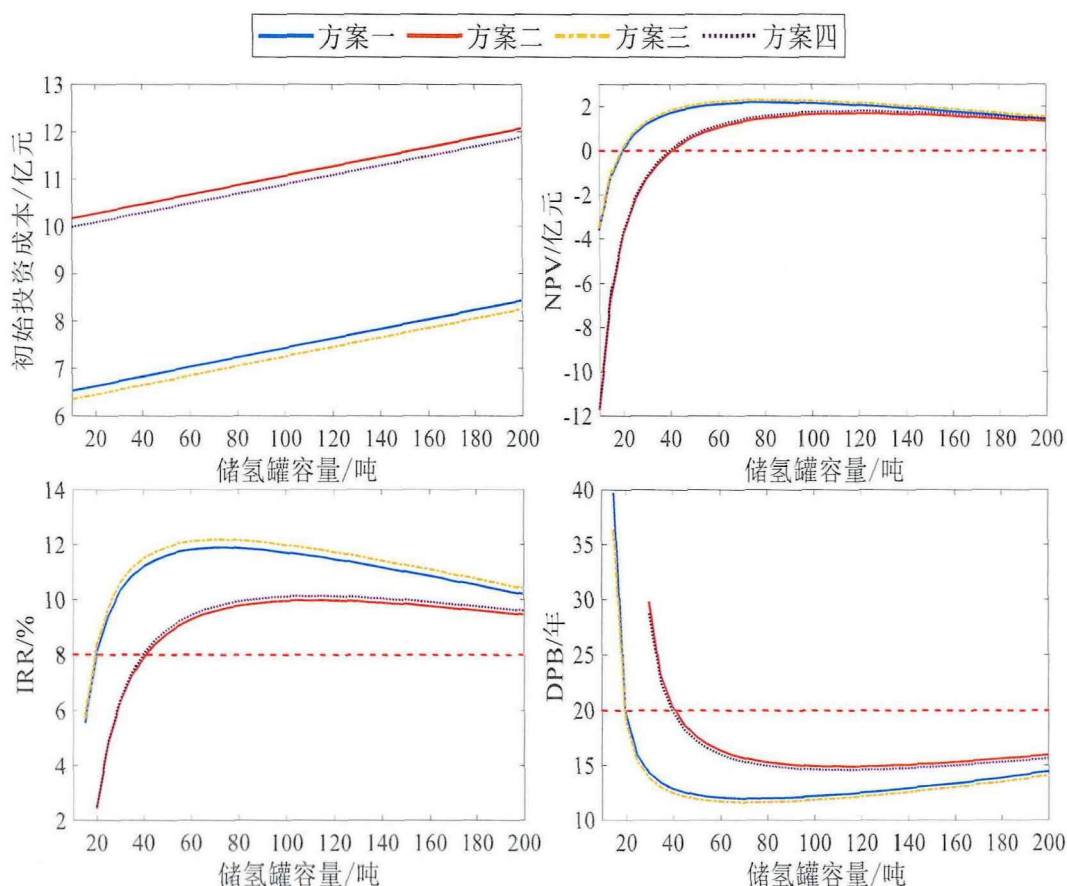


图 3-16 储氢罐容量对初始投资成本及经济性效益的影响

结合前文的图表分析，总结结论如下：

- (1) 每个方案中，不同集电拓扑参数的组合具有不同的投资收益率。大容量风机与高集电电压的结合更易取得良好的经济效益；
- (2) 本算例中，采用直流 SP 式 I 型拓扑和 AWE 制氢方式的方案三，具有最优的经济效益；
- (3) 电解槽和储氢罐在系统整体成本构成中占比超过 50%，是决定系统投资

收益的主要因素，因此，要合理规划电解槽容量和储氢罐容量；

（4）本算例中，在同等电解槽容量配置下，PEM 制氢系统具有较高的氢气产量，但多余的氢气收入不能抵消其电解槽制造和储氢罐容量上升带来的高昂成本。AWE 制氢系统仍是最具经济性的投资选择；

（5）储氢容量的增加对系统投资收益率影响很大，送氢成本的减少不足以抵消储氢罐成本增加对系统投资收益的影响。因此，要制定合理的储氢容量以减少系统的初始投资成本，进而提高系统盈利水平。

3.5 本章小结

本章分析了电解槽基本电能需求及其与新能源耦合的连接方式，绘制了交直流方案下海上制氢平台的电气连接拓扑，在第 2 章对风电场集电系统的分析及建模的基础上，结合不同制氢技术方案，提出了四种规划方案；进而，针对这四种方案，建立了考虑集电拓扑参数影响的离网型远海风氢储一体化系统的全寿命周期投资收益计算模型；之后，以全寿命周期内净现值、动态投资回报周期与内部收益率为评估指标，建立了系统的全寿命周期经济评估模型；最后，以投资建设 100 MW 海上风电场制氢项目为设计算例，讨论了单台风机额定容量、集电电压、储氢罐容量对系统经济性的影响，验证了各划方案下离网型风氢储规一体化系统的经济可行性。

第 4 章 离网型远海风氢储一体化系统容量规划配置

4.1 引言

电解槽与储氢罐作为海上风电制氢系统中的重要组成部分，其容量配置一向是海上风电制氢项目投资规划问题中的研究重点，风电场集电系统同样是海上风电制氢系统中的重要组成部分，但鲜有规划模型考虑到海上风电场集电系统的参数配置对系统整体投资成本的影响。较高的海上风电场集电系统建设成本、较长的海运周期对离网型远海风氢储一体化系统容量配置的经济合理性提出了更高的要求。因此，如何优化设计集电拓扑网络参数，优化配置电解水制氢系统容量、高压气态储氢罐容量，使其在最大化消纳远海风能资源的同时，提高系统在全寿命周期内的经济性成为亟待解决的问题。针对离网型远海风氢储一体化系统，本章基于第 3 章所建立的计及单台风机额定容量、集电电压影响的全寿命周期经济评估模型，以平准化制氢成本最小为目标，采用改进灰狼优化算法求解各规划方案下离网型远海风氢储一体化系统最佳经济配置参数。该模型有助于快速针对不同规模的风电场进行全局参数优化配置，并从制氢成本和项目净现值、内部投资收益率、动态投资回收周期层面评估不同规划方案的经济性。

4.2 系统容量规划配置模型

在第 3 章中，为了便于进行方案间的经济性评估，电解槽的容量配置公式较为粗略，且配置容量偏大，电解槽投资占比偏高。实际情况中，风电场全年不可能每小时制氢量固定，因此，船运送氢量为定值的可能性也较低。为了解决这些问题，需要建立适用于离网型远海风氢储一体化系统的全局容量优化配置模型，对第 3 章的经济性评估模型进行改进和仿真验证。线性规划模型(Linear Programming, LP)要求目标函数和所有约束条件是线性的，决策变量可以取任意的实数。如果在线性规划问题中有部分决策变量要求必须是整数，此时规划问题就转变为了混合整数线性规划问题。考虑到单台风机额定容量、集电电压的取值必须为整数，因此离网型风氢储一体化系统的容量优化配置属于混合整数线性规划问题(Mixed Integer Linear Programming, MILP)。MILP 问题的数学表达式如下所示：

$$\begin{aligned} \min \quad & f^T x \\ \text{subject to} \quad & \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ A_{eq} \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \end{aligned} \quad (4-1)$$

式中 f —— 由常数组成的列向量;

x —— 决策变量, 部分决策变量取整数或为 0-1 变量;

A 、 A_{eq} —— 等式约束、不等式约束的矩阵向量;

lb 、 ub —— 决策变量下限、上限约束。

4.2.1 目标函数

氢的平准化成本 (Levelized cost of hydrogen, LCOH) 是一种国际通用的绿氢产业经济性评价指标, 其代表在某种技术路径下, 项目全生命周期内每制取一个单位的氢气需要花费的平准化货币成本。平准化制氢成本不仅可以用来确定海上风能制氢项目的预期售价, 而且可以用来比较不同规划方案之间的优劣。因此, 本文构建了以平准化制氢成本最低为目标函数的容量规划配置模型, 模型的决策变量为单台风机额定容量 P_{WT_N} 、集电电压 $V_{collect}$ 、电解槽容量 P_{EL_N} 、储氢罐容量 Q_{stor_N} , 结合第 3 章所建立的全寿命周期成本模型, 系统容量规划模型的目标函数如下式:

$$\min LCOH = \frac{C_{inv0} + \sum_{t=1}^T \frac{C_{O\&M}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q_{H_2_trans_total}}{(1+r)^t}} \quad (4-2)$$

4.2.2 约束条件

风电场集电系统内线路的最大电压 V_L 、电流 I_L 不得超过电缆的承受极限, 同时线路最大压降不超过 5%, 因此集电系统约束可总结如下式:

$$\begin{cases} V_L \leq V_{rated} = V_{collect} \\ I_L \leq I_{rated} \\ \Delta u_L \% = I_L^2 \cdot R_{cable} \leq 5\% \\ V_{collect, \min} \leq V_{collect} \leq V_{collect, \max} \end{cases} \quad (4-3)$$

式中 Δu_L —— 线路电压降;

V_{rated} —— 线路额定电压, 单位 kV;

I_{rated} —— 线路额定电流, 单位 kA。

系统的功率平衡约束如下式:

$$P_{OWF}(t) - P_{loss}(t) = P_{H_2}(t) + P_{pcl}(t) \quad (4-4)$$

式中 $P_{OWF}(t)$ —— t 时刻风电场输出功率, 单位 MW;

$P_{loss}(t)$ —— t 时刻经汇集网拓扑损耗功率, 单位 MW。

电解槽功率约束为:

$$P_{El, \min} \leq P_{El}(t) \leq P_{El, \max} \quad (4-5)$$

氢气的存储不得超过储氢罐容量的上下限, 周期性船运送氢量不得低于储氢罐下限, 储氢罐约束如下式:

$$\begin{aligned} Q_{\text{tank}, \min} &\leq Q_{\text{tank}}(t) \leq Q_{\text{tank}, \max} \\ Q_{\text{tank}, \min} &\leq Q_{\text{tank}}(t) - Q_{\text{trans}}(n) \end{aligned} \quad (4-6)$$

4.3 基于改进灰狼优化算法的模型求解

灰狼优化算法(Grey Wolf Optimization, GWO)是由 Mirjalili Seyedal 于 2014 年在《Grey Wolf Optimizer》中提出的一种基于自然界中灰狼种群合作群体捕食行为演变而来的群体智能优化算法, 在标准测试函数等优化问题的验证下, 被证明比粒子群算法、差分进化算法等智能优化算法更具求解优势。在 GWO 中, 为了从数学上模拟狼的社会层次, 将最优的解定义为 α 用于模拟领头狼(一阶狼)的位置, 主要负责管理灰狼种群, 对捕食、栖息、作息时间等种群活动做出决策。第二和第三最佳解分别命名为 β 和 δ 用于模拟二阶狼和三阶狼的位置, 用于辅助制定决策或其他种群活动。其余的候选解被假定为 ω 用于模拟从属狼(四阶狼)的位置。灰狼优化算法基于灰狼种群等级机制来达到优化目的, 这一机制在较快收敛和易陷入局部最优之间有很好的平衡能力^[64]。目前, 灰狼算法被广泛应用到电气工程的各个领域, 如短期发电量预测^[65]、电力系统调度规划^[66]、微电网储能优化配置^[67]等研究, 充分体现了其实用价值。

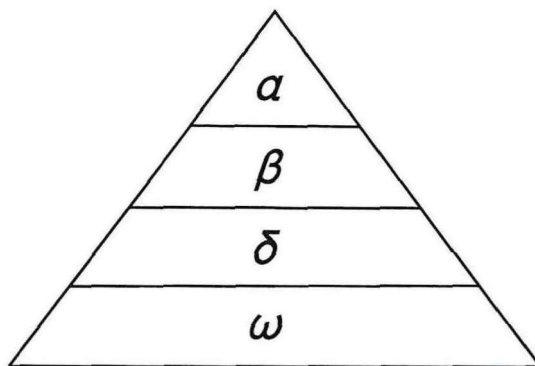


图 4-1 灰狼种群等级

然而, 灰狼优化算法也存在收敛过早, 易停滞在局部最优解等问题。可以通过采取调整控制参数、引入新的搜索策略、混合其他优化算法等措施改进灰狼优化算法的结构。王秋萍等^[68]提出了一种改进收敛因子和比例权重的灰狼优化算法, 能够较好平衡算法的全局搜索和局部搜索能力。由第 3 章所绘制出的全寿命周期成本曲线可知, 系统在不同集电拓扑参数(单台风机额定容量、集电电压)的影响下, 是一个非线性多峰值曲面, 具有多个可行解, 为了求解出离网型风氢储一

体化系统的全局最优经济配置参数，需要算法具有较强的全局搜索能力和局部收敛能力。因此，本节采用了王秋萍等提出的改进灰狼优化算法进行求解，具体步骤与流程如下：

- 步骤 1：初始化，设置模型、算法参数，输入风电数据；
- 步骤 2：代入优化模型仿真运行、计算方案的 LCOH；
- 步骤 3：利用改进灰狼优化算法计算全部决策变量适应度；
- 步骤 4：更新决策变量位置及灰狼算法自身参数，若达到最大迭代次数，则输出系统优化配置结果，若未达到，则返回步骤 2；
- 步骤 5：进行系统的经济性评估，将配置结果代入本文所提的全寿命周期经济评估模型，结合经济性指标，评估各方案的经济性。

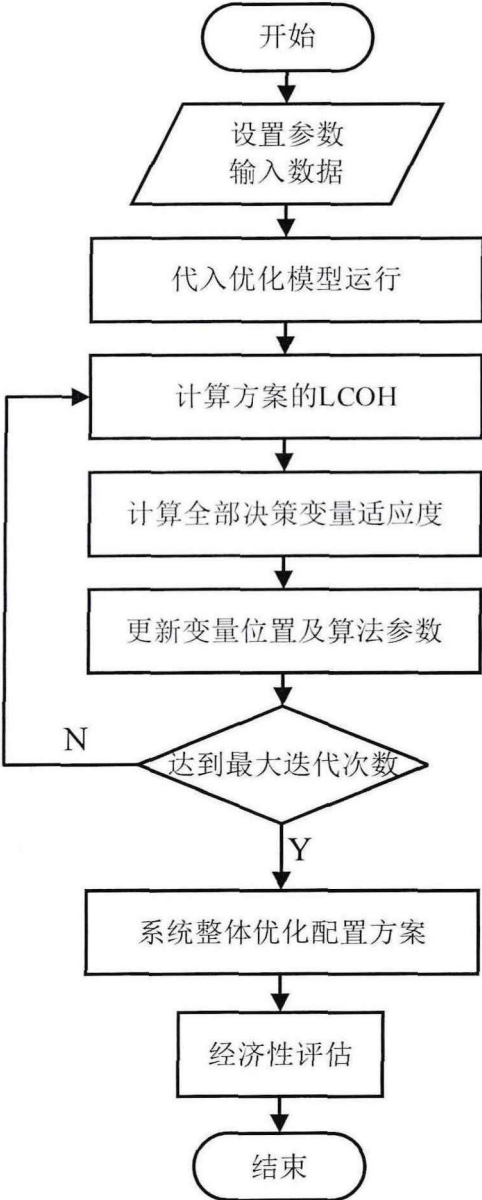


图 4-2 基于改进灰狼优化算法的模型求解流程图

改进灰狼优化算法的具体的步骤如下：

步骤 1：设置灰狼种群规模 N 、最大迭代次数 t ，随机生成收敛因子 a 、系数向量 A 、 C 等算法参数；

步骤 2：生成初始灰狼种群 X ；

步骤 3：根据函数计算灰狼种群中所有个体的适应度并进行排序，选择适应度高的前三只灰狼，记录其位置 X_α 、 X_β 、 X_δ ；

步骤 4：基于步长欧氏距离的比例权重，更新种群中其他灰狼个体的位置。

步骤 5：基于余弦规律变化表达式修正收敛因子 a ，更新系数向量 A 、 C

步骤 6：判断算法是否满足结束条件，若达到预定的最大迭代次数 t ，则停止计算，输出最优解，否则转到步骤 3。

4.4 算例分析及方案对比

本节以广东某海域风速数据为例，评估了所提出的四种规划方案的全寿命周期经济性，系统所建风机模型及系统各部分模型参数可见表 4-1。

表 4-1 容量规划模型参数

参数	取值	参数释义
v_{ci}	3m/s	风机切入风速
v_{co}	12m/s	风机切出风速
v_r	25m/s	风机额定风速
$\eta_{converter}$	90%	转换器效率
η_{comp}	85%	压缩机效率
ε_{awe}	55%	AWE 电解槽区间范围内制氢效率
ε_{pem}	80%	PEM 电解槽区间范围内制氢效率
α_{pcl}	15%	辅助制氢设备所耗电能折算比值
H_{HV}	39kWh/kg	氢气高热值
$P_{El,max}$	AWE: $1.0P_{El,N}$ PEM: $1.1P_{El,N}$	不同制氢技术下电解槽容量上限取值
$P_{El,min}$	AWE: $0.15P_{El,N}$ PEM: $0.05P_{El,N}$	不同制氢技术下电解槽容量下限取值
$Q_{tank,max}$	$0.95Q_{storage,N}$	储氢罐容量上限
$Q_{tank,min}$	$0.05Q_{storage,N}$	储氢罐容量下限

算法参数中将灰狼种群个体数量设为 500，收敛因子的初始值设为 2，最终值设为 0，位置维度为 5，迭代次数为 1000 次。算例分析基于 Matlab R2022a 实现。风速数据来源于美国 NASA MERRA-2 气象数据库，广东某海域的风速分布数据如

图 4-3 所示。

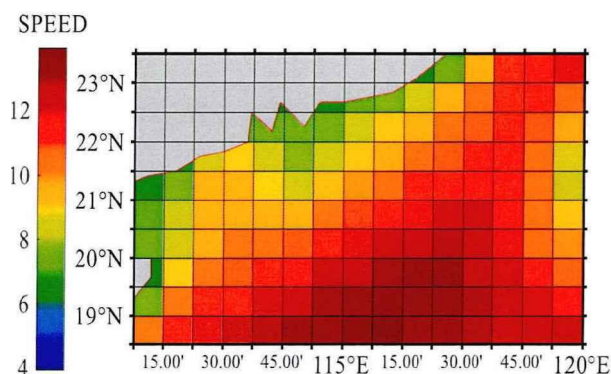


图 4-3 广东某海域风速分布玫瑰图

由图可知，大部分海域风速高于 9m/s，以第 2 章所建立的 5 MW 风机出力模型进行电能转化计算，在不计拓扑损耗的情况下，部分区域风能利用小时数高达 4132 小时，十分适合海上风电制氢项目的开发。

本节选用了经度东经 115°，北纬 20.5° 的风速数据进行算例分析，该区域离岸距离 253.253 km，全年每小时平均风速数据如图 4-4 所示。

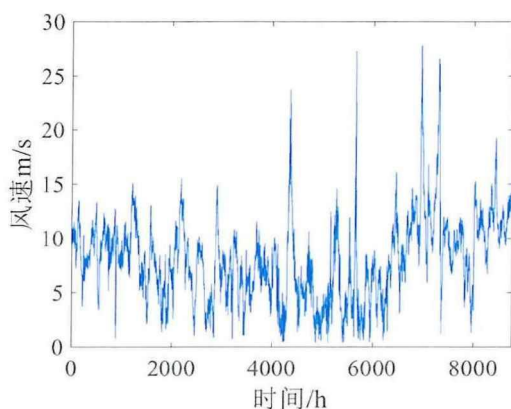


图 4-4 广东某海域每小时平均风速数据

4.4.1 方案仿真结果对比

按图 4-2 所示的求解流程对系统进行仿真求解，四种规划方案的优化配置结果如表 4.1 所示，各方案经济性对比如表 4-2 所示。

表 4-2 仿真配置结果对比

	单台风机 额定容量/MW	集电电压/kV	电解槽 额定容量/MW	储氢罐 容量/吨
方案一	10	33	59	96
方案二	11	53	43.4	102.95
方案三	10	47	65.36	101.10
方案四	14	57	44.61	108.86

由表 4-2 可知,四个方案中风电场的集电系统配置结果均采用了额定容量大于 8MW 的大容量风电机组进行组网盈利,符合当前海上风电工程的单机容量不断扩大的发展趋势,一定程度说明了容量规划模型的实用性,同时,也符合第 3 章对系统经济性评估得出的结论。

其中,配置结果表明,采用 PEM 制氢技术的方案如方案二和方案四,要求配置较高的集电电压等级,推断是因为 PEM 电解槽具有更宽的运行范围,因此具备更强的电转氢的能力,同时集电电压等级对投资收益的影响较小,若采用较高的集电电压等级则能够减少拓扑损耗,提高输入电解槽的电能,进而提升氢气产量,提高系统的盈利性能。

四个方案的电解槽容量配置各不相同,但可以明显看出的是,采用 PEM 制氢技术的方案,其电解槽的容量配置明显低于采用 AWE 制氢技术的方案。这说明,PEM 电解槽能够在配置容量更低的情况下产生更多的氢气进行盈利。同时,从电解槽及储氢罐的容量配置结果还可以看出,随着电解槽容量的升高,储氢罐容量也随之升高,因为更高的电解槽容量能够生成更多的氢气,因此需要更充足的储氢空间,这一方面一定程度说明了容量规划模型的合理性。

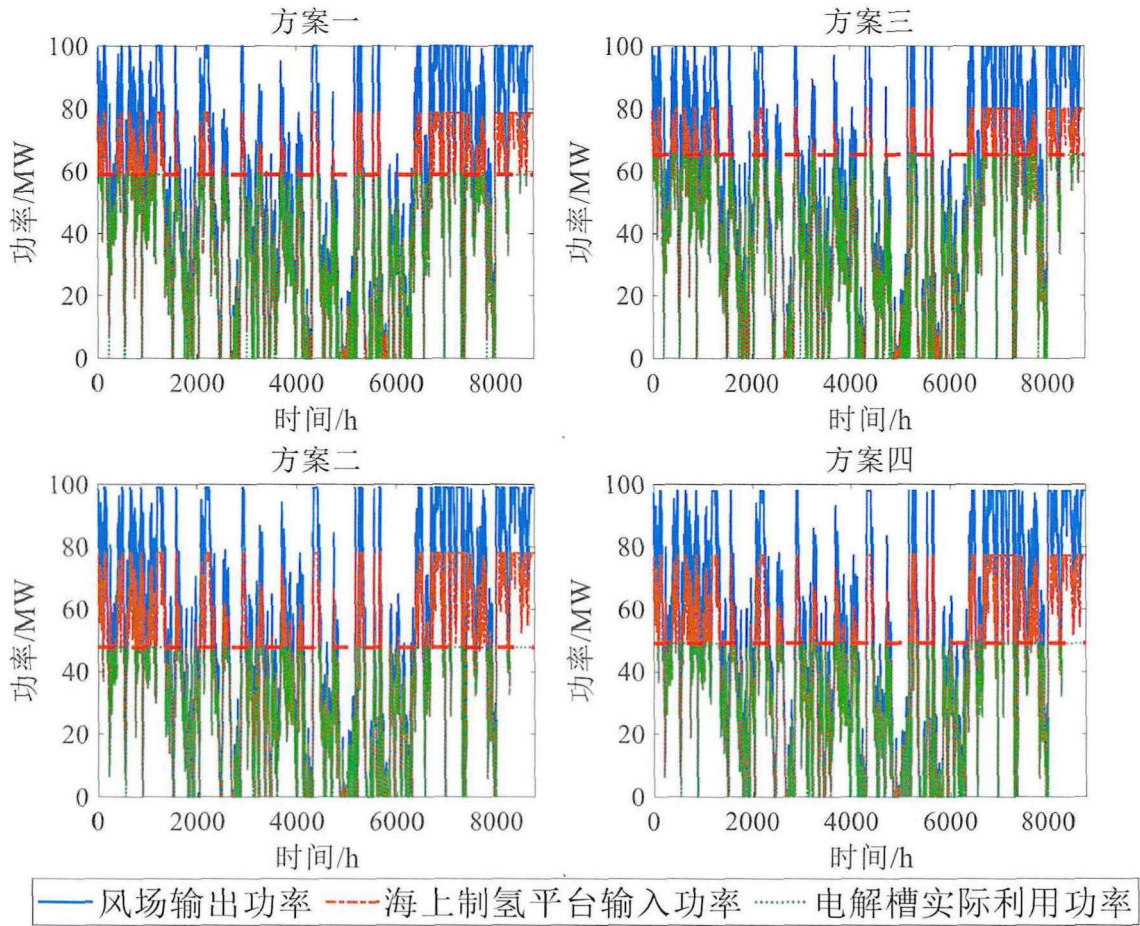


图 4-5 各方案电解槽运行曲线与风场输出曲线对比

表 4-3 仿真配置结果经济性对比

	年运氢量/吨	LCOH 元/kg	NPV/亿元	IRR/%	DPB/年	初始投资成本/亿元
方案一	4580.1	23.710	5.077	17.18	7.67	6.67
方案二	5014	26.334	4.266	14.56	9.36	8.04
方案三	4787.4	23.700	5.302	17.30	7.61	6.88
方案四	5079.2	26.418	4.280	14.50	9.40	8.15

由表 4-3 可知，四个方案的 IRR 均高于 8%，NPV 为正值，均具有投资的可行性，一定程度上证明了容量规划模型的有效性。四个方案的 LCOH 成本在 23-27 元/kg 左右，基本具备市场竞争条件。四个方案中，方案三具有最低的平准化制氢成本、最高的净现值利润、最大的内部收益率和最短的动态投资回报年限，因此具有最强的盈利性能，最适合远海风能的开发。

各方案电解槽运行曲线如图 4-5 所示，风场输出功率代表风机在不同风速影响的实时输出功率；海上制氢平台输入功率是风场经集电拓扑损耗传输到平台上可被利用的功率，一部分用于输入到电解槽内制氢，一部分用于供给海上平台其他负荷或辅助制氢设备供电。其作用是为了与直观对比出不同方案间的集电拓扑损耗；电解槽利用功率则代表着传入电解槽内全部用于制氢的功率，代表电解槽在其额定容量下能够实际利用到的电能功率，其作用是为了直观对比出不同方案间的风能利用功率。由图中可以看出，四个方案中，方案三风能利用率最高，弃电最小，进一步验证了方案三的优越性。因此，直流 SP 式 I 型集电拓扑结合 AWE 制氢技术的规划方案更适合离网型风氢储一体化系统的投资建设。

4.4.2 最优方案灵敏度分析

灵敏度分析是系统规划过程中的重要组成部分，用来反映某些模型参数改变后对系统目标输出所产生的影响，离网型远海风氢储一体化系统构成相对简单，有必要探讨清楚模型中的重要参数对系统整体收益和制氢成本的影响。由第 2 章的系统架构解析可知，离网型远海风氢储一体化系统主要由风电场集电系统、海上制氢平台、氢储运系统这三部分组成。在 3 章的经济性分析中，风电机组、电解槽制氢设备、高压气态储氢罐是系统成本架构中的重要组成部分。因此，本节以方案三为例，选用了风机成本、电解槽成本、储氢罐成本这三个模型参数对系统的平准化制氢成本进行分析，同时还分析了这三个参数对不同经济评估指标下的影响，分析结果如图 4-6 所示。

由图可知，风机成本、电解槽成本、储氢成本的区间变化范围为[-40%，40%]，系统在这个变化区间内 IRR 均在 8%以上，具有较强的投资鲁棒性。其中电解槽成本对 IRR、NPV 的影响较为显著，这一点随着电解槽成本价格的降低愈加明显，

风机成本则是在 $[0,40\%]$ 区间内对 IRR、NPV 的影响更为明显，储氢罐成本对 IRR、NPV 的影响不显著。IRR 和 NPV 分别代表着项目投资回报率和投资收益的评估指标，因此，电解槽成本是影响投资收益的主要因素，当电解槽成本越低，项目投资可行性和投资收益越高。

通过 LCOH 和 DPB 的变化程度可以看出，风机成本的影响更加明显，电解槽成本次之，储氢罐成本的影响最低。其中，DPB 是衡量投资风险限的评估指标，风机成本越高，LCOH 价格越高，系统盈利空间降低，投资风险加大，因此，风机成本主要决定着系统的投资风险。

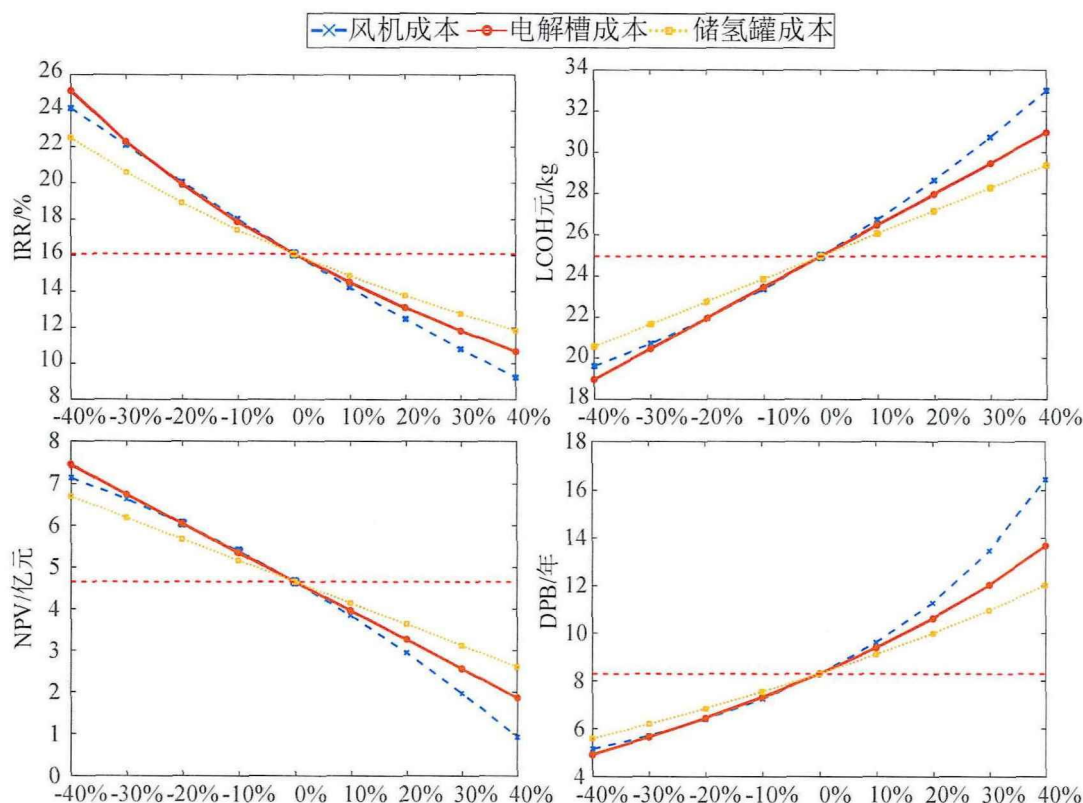


图 4-6 方案三 灵敏度分析

4.5 本章小结

首先，本章基于第 3 章所建立的考虑集电拓扑参数的全寿命周期经济性评估模型，提出了针对不同风场规模的离网型远海风氢储一体化系统容量规划配置模型，单台风机额定容量、集电电压、电解槽容量、储氢罐容量是模型中的决策变量；其次，以平准化制氢成本最小为目标函数，结合设备安全稳定运行约束，采用改进灰狼优化算法对系统全局容量优化配置模型进行求解，在第 2 章所建模型的基础上，采用广东省某实际海域风速，拟在该海域建设 100 MW 风电场为例，代入容量配置规划模型进行求解的同时，对模型规划结果的合理性进行了仿真验

证；最后，针对该方案进行了系统平准化制氢成本和经济性指标的灵敏度分析。

配置结果及方案间的经济性分析表明了：

（1）大容量风机结合高集电电压的配置结果较优，其中，采用 PEM 制氢技术的规划方案会要求较高的集电电压等级。总体来看，配置结果符合当前海上风电场发展趋势，模型具备一定的实用性；

（2）直流 SP 式 I 型拓扑结合 AWE 制氢技术的规划方案具有最强的盈利性能，是本文对比分析出的经济性最优的规划方案；

对最优方案的灵敏度的分析结果表明了：

（1）直流 SP 式 I 型拓扑结合 AWE 制氢技术的规划方案具有较强的投资鲁棒性；

（2）风机成本对 LCOH 和 DPB 影响最为显著，决定着系统的投资风险，电解槽成本对 IRR 和 NPV 的影响最为显著，决定着系统的投资收益，储氢罐成本对这四项目标的影响均不明显。

第 5 章 结论与展望

5.1 工作总结及结论

将海上风电与电解水制氢技术结合是助推能源绿色低碳转型，实现双碳目标的重要途径。在众多海上风电制氢方案中，离网制氢是消纳中远海风能、解决电力送出成本高、缓解风电并网冲击的重要形式之一，被证明具有一定的经济可行性。本文以离网型远海风氢储一体化系统为研究对象，针对基于船运送氢的离网制氢方案，对系统中的风电场集电系统单元、海上制氢平台单元、氢储运系统单元进行了深入研究和建模分析，通过对电解槽制氢电能需求进行调研和分析，结合不同集电拓扑结构和制氢技术，提出了四种规划方案，建立了考虑集电拓扑参数（单台风机额定容量、集电电压）的全寿命周期经济性评估模型，分析了四种方案的盈利性能和成本构成。最后，在前文数学建模和经济性分析的基础上，搭建了系统容量规划配置模型，以广东某海域实际风速数据为例对系统进行了容量规划配置和仿真验证。通过总结现有研究工作，得出的研究结论如下：

（1）系统的投资成本和投资收益比会受到不同集电拓扑参数组合的影响，考虑到集电拓扑带来的损耗，大容量风机与高集电电压的集电方案具有更强的盈利性能，由此验证了大容量风机的组网利用在深远海域的开发潜力；

（2）氢储运系统的投资是离网型远海风氢储一体化系统的投资规划的重要组成部分，合适的储氢罐容量能够降低船运次数，提高系统投资收益率；

（3）基于本文所建立的容量规划配置模型，直流 SP 式 I 型集电拓扑结合 AWE 制氢技术的方案被验证具有最强的盈利性能，在该方案中，电解槽成本是影响系统投资收益率和全寿命周期净现值的主要原因，风机成本则是影响系统投资风险的主要原因；

（4）经不同容量配置方案（相同容量配置、容量规划模型优化配置）下对比，采用 PEM 制氢方案的盈利性能均逊于采用 AWE 制氢的方案。虽然相比于 AWE 制氢系统，PEM 制氢系统具有较高的产氢性能，但其多余的产氢收入不能够抵消 PEM 电解槽制造和储氢罐容量上升带来的高昂成本。AWE 制氢系统仍是目前最具经济性的投资选择。

5.2 研究展望

限于研究时间和文章篇幅的限制，研究工作还存在很多不足，希望接下来的研究可以加入以下考虑：

（1）在容量优化配置模型中，未考虑集电系统和制氢设备的地形约束。不同

额定容量风电机组构成的集电系统具有不同的海域使用面积，大容量风电机组的扫风面积约为小容量风电机组的 2 倍，同时还可以考虑海水深度对风机施工成本的影响；相同容量配置下，PEM 制氢设备的占地面积约为 AWE 制氢设备占地面积的五分之一，由于 PEM 电解设备的高制氢效率，更大容量的 PEM 电解设备意味着需要配置更多的储氢罐容量，因此可以合理考虑这两部分的配比，以优化海上制氢平台面积。

(2) 在仿真过程中，忽略了电解槽启停带来的影响，默认所有电解槽具有一定的热裕量，能够适用频繁启停的次数。因此，可以通过加入启停约束来更准确度的模拟电解槽运行状态，以合理评估电解槽寿命，修正系统的全寿命周期经济性评估模型。

参考文献

- [1] CREIA, GWEC, Global Offshore Wind Report 2022 [EB /OL] [2022-06-29]
<https://gwec.net/gwecs-global-offshore-wind-report>
- [2] Aurélien B, Jean-Christophe G, Gaël C, et al. Techno-economic feasibility of fleets of far offshore hydrogen-producing wind energy converters[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2018, 43(15): 7266-7289
- [3] 马运东, 胡祖荣, 王俊琦, 等. 定桨距风力发电机非并网系统内模控制[J]. 东南大学学报(自然科学版), 2010, 40(04): 778-782
- [4] 人民网. 国际观察: 中国方案推动全球绿色低碳转型 [EB /OL] [2023-07-11] <http://world.people.com.cn/n1/2023/0711/c1002-40033352.html>
- [5] China EV100, China Hydrogen Energy Industry Development Report 2020 [EB /OL] 2020-10-01 <http://sdtzsb.net/Uploads/editor/6095e307b4c84.pdf>
- [6] 国家能源局能源. 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年) [EB/OL]. [2022-03-23] http://zfxgk.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525630.htm
- [7] Tiago R L, Ana F F, Santos P , et al. Hydrogen production from the WindFloat Atlantic offshore wind farm: A techno-economic analysis[J]. Applied Energy, 2022, 310: 118481
- [8] Menanteau P, Quéméré M M, Duigou A, et al. An economic analysis of the production of hydrogen from wind-generated electricity for use in transport applications[J]. Energy Policy, 2011, 39(05): 2957-2965
- [9] Shane McDonagh, Shorif Ahmed, Cian Desmond, et al. Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment[J]. Applied Energy, 2020, 265: 114732
- [10] 陈楠. 海上风电场升压站电气设计及其可靠性评估[D]. 华南理工大学, 2011
- [11] Khalid A, Seyyed S, Seyyed J, et al. A thorough investigation for development of hydrogen projects from wind energy: A case study[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(36): 18795-18815
- [12] Brais A, Patrícia B, Rui C, et al. Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis[J]. Applied Energy, 2021, 310: 118481
- [13] 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): 136-144
- [14] Alessandro S, Jacob Ø, Spyros C. Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs[J]. Renewable and Sustainable Energy Transition, 2021, 1: 100005

- [15] Anna C, Valerio C. Offshore renewable energy exploitation strategies in remote areas by power-to-gas and power-to-liquid conversion[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2020, 45(4): 2936-2953
- [16] 中国政府网. 我国港口吞吐量和海船运力规模十年大幅增长 [EB/OL]. [2023-07-11] https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202307/content_6891231.htm
- [17] 童帆, 纪光霁, 王加君, 等. 海上风电与 PEM 电解水制氢耦合系统及控制模式技术浅析[J]. 风能, 2023, (05): 88-97
- [18] 王峰, 逯鹏, 张清涛, 等. 海上风电制氢发展趋势及前景展望[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(05): 41-48
- [19] Qin N, You S, Xu Z, et al. Offshore wind farm connection with low frequency AC transmission technology[C]. 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada, 2009: 1-8
- [20] Dohyung J, Kilwon K, Kyong-Hwan K, et al. Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant[J] Energy Conversion and Management, 2022, 263, 115695
- [21] Ou T, Jakob R, Pontus C. Levelized cost of hydrogen for refueling stations with solar PV and wind in Sweden: On-grid or off-grid? [J] Energy, 2022, 241: 122906
- [22] Ioannou A, Brennan F. A preliminary techno-economic comparison between a grid-connected and non-grid connected offshore floating wind farm[C] 2019 Offshore Energy and Storage Summit (OSES), BREST, France, 2019
- [23] 高阳, 郭凯凯, 李琪, 等. 浙江沿海地区可再生能源制氢的成本研究[J]. 能源工程, 2022, 42(03): 45-49
- [24] 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(02): 146-154
- [25] Yi Z, Hexu S, Jianxin T, et al. Capacity configuration optimization of multi-energy system integrating wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery[J]. Energy, 2022, 252: 124046
- [26] 卢捷, 于立军, 郑培, 等. 风氢耦合系统超前控制策略研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(03): 53-60
- [27] 李宠. 风电制氢系统容量配置及优化运行策略研究[D]. 沈阳工业大学, 2023
- [28] 赵军超, 陈洁, 马小晶, 等. 计及调度计划与经济性的风/氢系统储能容量优化[J]. 电测与仪表, 2018, 55(24): 94-99
- [29] 陈钊含. 计及调峰辅助服务的风电场/群经济制氢容量配置[D]. 东北电力大学, 2023
- [30] Yuewen J, Weijie H, Guoming Y. Electrolysis plant size optimization and benefit analysis of a far offshore wind-hydrogen system based on information gap decision theory and chance constraints programming[J]. International Journal of Hydrogen

- Energy, 2022, 47(9): 5720-5732
- [31]方圆, 陈洁, 田小壮, 等. 孤岛模式下风-氢互补微电网的容量经济优化[J]. 计算机仿真, 2020, 37(02): 110-114
- [32]刘子锐, 夏天贺, 李振新. 基于低通滤波的离网型风/氢耦合系统容量配置优化[J]. 吉林电力, 2022, 50(04): 31-36
- [33]李佳蓉, 林今, 陈凯旋, 等. 考虑尾流效应的分布式海上风电制氢集群容量优化配置[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(11): 9-17
- [34]葛江北, 周明, 李庚银. 大型风电场建模综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(17): 146-153
- [35]Hejun Y, Kaigui X, Hengming T, et al. Wind Farm Layout Optimization and Its Application to Power System Reliability Analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(3): 2135-2143
- [36]Hammou T. Wind Turbine Power System for Hydrogen Production and Storage: Techno-economic Analysis[C] 2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA), Algiers, Algeria, 2018: 1-6
- [37]Ling-ling H, Ning C, Hongyue Z, et al. Optimization of large-scale offshore wind farm electrical collection systems based on improved FCM[C]//Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012), International Conference, Hangzhou, China, 2012: 1-6
- [38]Bangyan W, Xiuli W, Tao Q, et al. A fast dimension reduction framework for large-scale topology optimization of grid-layout offshore wind farm collector systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 149: 109066
- [39]孙瑞娟, Gayan ABEYNAYAKE, 穆清, 等. 基于通用生成函数的海上风电集电系统可靠性与经济性评估[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(05): 159-173
- [40]Xu L, Syed I, Reliability Issues of Offshore Wind Farm Topolog[C]. Proceedings of the 10th International Conference on Probablistic Methods Applied to Power Systems, Rincon, PR, USA, 2008: 1-5
- [41]孙君洋, 朱淼, 高强, 等. 大型海上交流风电场内部拓扑优化设计[J]. 电网技术, 2013, 37(07): 1978-1982
- [42]王建东, 李国杰. 海上风电场内部电气系统布局经济性对比[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(11): 99-103
- [43]Stefan L. Performance comparison of wind park configurations[D]. CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2003
- [44]Nathalie H, Himanshu J. B, Marta M, et al. An All-DC Offshore Wind Farm With Series-Connected Turbines: An Alternative to the Classical Parallel AC Model?[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(06): 2420-2428

- [45]Dahmani O, Bourguet S, Machmoum M, et al. Optimization and reliability evaluation of an offshore wind farm architecture[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 542-550
- [46]孙瑶, 樊艳芳, 卢俊龙, 等. 陆上风电直流汇集系统拓扑结构优化设计方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(03): 142-152
- [47]梅建春, 钱君霞, 赵盛杰, 等. 考虑电解水制氢消纳弃风电量的制氢容量规划[J]. 湖北电力, 2022, 46(02): 9-14
- [48]吴启亮, 章雷其, 赵波. 可再生能源制氢建模技术研究[J]. 浙江电力, 2023, 42(05): 18-33
- [49]Villagra A, Millet P. An analysis of PEM water electrolysis cells operating at elevated current densities[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(20): 9708-9717
- [50]Murat G. Hydrogen generation from small-scale wind-powered electrolysis system in different power matching modes[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2010, 35(19): 10050-10059
- [51]江岳文, 杨国铭, 陈宇辛, 等. 考虑电解槽动态制氢效率的氢网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(08): 3014-3027
- [52]杜欣烨, 王建喜, 孙永辉, 等. 计及海水淡化制氢的微电网混合储能优化规划[J]. 综合智慧能源, 2022, 44(05): 49-55
- [53]Van N D, Paul L, Eamon M, et al, Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(48): 24620-24631
- [54]黄伟捷, 江岳文. 远海风电输电和制氢经济可行性分析[J]. 中国电力, 2022, 55(01): 91-100
- [55]高畅, 李红涛. 海上风电制氢关键技术及突围路径[J]. 海洋工程装备与技术, 2023, 10(02): 89-94
- [56]Joakim A, Stefan G. Large-scale storage of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(23): 11901-11919
- [57]CB/T 19774-2005, 水电解制氢系统技术要求[S]. 北京:中国标准出版社, 2005
- [58]郭小强, 魏玉鹏, 万燕鸣, 等. 新能源制氢电力电子变换器综述[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(20): 185-199
- [59]孟祥飞. 新能源电解水制氢电源控制策略研究[D]. 北方工业大学, 2023
- [60]阮俊霖. 风储制氢电厂一次调频控制策略的研究[D]. 哈尔滨理工大学, 2023
- [61]Shafiee M, Brennan F, Espinosa I.A, et al. A parametric whole life cost model for offshore wind farms[J]. The International Journal of Life Cycle Assessment, 2016, 21(07): 961-975
- [62]Parker M A, Anaya-Lara O. Cost and losses associated with offshore wind farm

- collection networks which centralise the turbine power electronic converters[J]. IET Renewable Power Generation, 2013, 7(04): 390-400
- [63] 中国政府网. 关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见 [EB/OL]. [2020-01-20]
https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202002/03/content_5474144.htm
- [64] Song X H, Tang L, Zhao S, et al. Grey Wolf optimizer for parameter estimation in surface waves[J]. Soil dynamics and earthquake engineering, 2015, 75: 147-157
- [65] 侯勇严, 杨澳, 郭文强, 等. 基于灰狼算法优化的神经网络短期发电量预测[J]. 陕西科技大学报, 2022, 40(04): 171-177
- [66] 胡逸, 王锡淮, 肖健梅. 基于改进灰狼优化算法的多区域频率协同控制[J]. 控制工程, 2023, 30(09): 1630-1639+1657
- [67] 周成伟. 基于风光储微电网下的储能容量优化配置研究[D]. 南京信息工程大学, 2023
- [68] 王秋萍, 王梦娜, 王晓峰. 改进收敛因子和比例权重的灰狼优化算法[J]. 计算机工程与应用, 2019, 55(21): 60-65+98