

DOI: 10.19666/j.rlfed.202210215

风电全生命周期成本建模与经济分析综述

宋冬然¹, 梁梓昂¹, 夏鄂¹, 杨建¹, 刘俊波², 李庆安²

(1.中南大学自动化学院, 湖南长沙 410083; 2.中国科学院工程热物理研究所, 北京 100190)

[摘要] 近年来, 风电规模增速迅猛, 其经济分析和成本建模方式也在不断改进。为总结现有方法, 理清后续研究思路, 首先, 按照风电项目全生命周期的 4 个阶段进行阐释; 然后, 介绍了风电项目全生命周期的成本构成及建模方式, 重点比较了陆上和海上风电场在该部分的差异, 并结合上述内容探讨了生命周期和投资成本之间的关系; 接着, 为介绍成本投资效益, 对比了风电项目基本经济评价指标及适用性。在上述基础上, 根据存在的问题对未来发展趋势进行了分析, 并为实现不同地区、不同环境下的风电经济性评价提出了一些建议, 以期为新发展趋势下的风电成本建模和经济评价提供参考。

[关键词] 风力发电; 全生命周期; 经济分析; 评价指标

[引用本文格式] 宋冬然, 梁梓昂, 夏鄂, 等. 风电全生命周期成本建模与经济分析综述[J]. 热力发电, 2023, 52(3): 1-12.
SONG Dongran, LIANG Ziang, XIA E, et al. Overview of wind power life-cycle cost modeling and economic analysis[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(3): 1-12.

Overview of wind power life-cycle cost modeling and economic analysis

SONG Dongran¹, LIANG Ziang¹, XIA E¹, YANG Jian¹, LIU Junbo², LI Qingan²

(1. School of Automation, Central South University, Changsha 410083, China;
2. Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract: In recent years, the scale of wind power is growing rapidly, its economic analysis and cost modeling methods are also constantly improving. In order to summarize the existing methods and clarify the follow-up research ideas, the four stages of the whole life cycle of the wind power project are first explained. Then, the cost composition and modeling method of the whole life cycle of wind power projects are introduced, and the differences between onshore and offshore wind farms in this part are compared, and the relationship between life cycle and investment cost is discussed based on the above contents. In order to introduce the benefits of cost investment, the basic economic evaluation indexes and applicability of wind power projects are compared. On this basis, the future development trend is analyzed according to the existing problems, and some suggestions are put forward for the economic evaluation of wind power in different regions and environments. It is hoped that the work of this paper can provide reference for wind power cost modeling and economic evaluation under the new development trend.

Key words: wind power; full life cycle; economic analysis; evaluating indicator

风能在全球范围内分布广泛, 储量巨大。近年来, 全球风电发展迅猛。相较于 2010 年的 201 GW, 2021 年全球风电累计装机容量已翻了 4 倍多, 达到 837 GW^[1]。与此同时, 风电技术不断升级与改进, 使得风电平准化能源成本 (levelized cost of energy,

LCOE) 越来越低^[2-3]。根据国际可再生能源署最新数据^[4], 相比于 2010 年, 2021 年陆上和海上风电的 LCOE 下降了 61% 和 53%, 分别降至 0.033 美元/(kW·h) 和 0.075 美元/(kW·h)。

风电项目 LCOE 与其寿命密切相关, 后者可分

收稿日期: 2022-10-10 网络首发日期: 2022-11-17

基金项目: 湖南省自然科学基金项目 (2021JJ30875); 中南大学创新驱动项目 (2020CX031); 国家自然科学基金项目 (62211540397)

Supported by: Natural Science Foundation of Hunan Province (2021JJ30875); Innovation-driven Project of Central South University (2020CX031); National Natural Science Foundation of China (62211540397)

第一作者简介: 宋冬然 (1983), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为风力发电、光伏发电等新能源发电技术, 微电网系统建模、优化与控制, 能源/电气系统经济分析及优化, songdongran@csu.edu.cn。

通信作者简介: 夏鄂 (1977), 男, 硕士, 实验员, 主要研究方向为新能源发电及人工智能技术, xiae@csu.edu.cn。

为设计寿命、自然寿命和经济寿命 3 类^[5-7]。风电项目往往以风电场的形式进行建设,设计寿命、自然寿命和经济寿命分别代指风电场获得最低平均成本的工作寿命、在设计时不丧失使用功能的有效服务时间以及在自然运行下的实际服务时间。陆上和海上风电场的平均设计寿命一般分别为 20 年和 25 年^[7-8],但通过优化运行和合理管理,经济寿命可以在设计寿命的基础上得以延长^[6]。根据建设时间顺序,风电场生命周期可以分为规划设计、建设、运营和退役 4 个阶段^[9-10]。相应地,风电场生命周期成本可分为开发前和同意成本、生产和购置成本、安装和调试成本、运行和维护(运维)成本以及退役和处置成本 5 部分^[9,11]。海上风电场建设和安装成本、运维成本分别占整个生命周期成本的 30%、20% 以上,是陆上风电场运维成本的 2~3 倍^[12]。为此,建设与运营阶段成为了风电技术经济分析的重点研究对象。

在风电场建设过程中,准确的技术经济评价是保证项目顺利实施和实现盈利的基础。因生命周期评价是汇总和评估一个产品(或服务)体系在其整个生命周期期间所有投入及产出对环境造成的和潜在的影响的方法。生命周期分析法在风电项目可行性分析中被广泛使用^[13],而基于生命周期模型和经济评价指标的经济分析方法被用于风电场建设^[14-16]、改造^[17-19]和优化^[20-22]。在该过程中,生命周期成本模型为计算年度现金流提供依据,而不同经济评价指标可以反映出风电项目的财务状况或盈利水平。以财务为导向的评价方法通常采取净现值(net present value, NPV)、内部收益率(internal rate of return, IRR)、投资回收期(payback period, PBP)来反映确定的市场和政策条件下项目建设在现金流、资金回收速度和预期收益等方面的表现^[23]。

如今风电建设已经开始走向高海拔地区、低风速地区和深远海地区^[24]。为降低建设成本,风电项目呈现出机组定制化、大型化的新发展趋势。然而,新建风电项目的经济性评价通常依据现有项目开展^[25],现有成本模型对于新建风电项目的可用性有待评估。冯俊海^[26]总结了 2014 年之前影响埃塞俄比亚 ADAMA 风机吊装项目成本的主要因素,如进度、机械租赁费、材料费、二次搬运费等,并提出了相应的控制成本措施,有效控制了工程成本。叶军等^[27]以海上风能利用及其成本分析为研究对象,综述了 2017 年以前的海上风能资源分布,介绍了

我国海上风电的成本构成、与陆上风电的成本差异及成本变化趋势,通过对设备购置费、建筑安装工程费等费用的测算,明确了海上风电成本控制的关键点。刘胜强等^[28]阐述了 2021 年以前的陆上平原风电叶片废弃物回收与再利用技术成本建模方法,并分析各回收技术的优缺点从而为风电叶片商业化回收再利用提供合理的路线。区别于上述综述论文,本文主要介绍了风电项目全生命周期的成本构成及建模方式,探讨了生命周期和投资成本之间的关系,对比了风电项目经济评价指标及适用性,并为实现不同地区、不同环境下的风电经济性评价提出了一些建议(表 1)。

表 1 本文与其他综述对比

Tab.1 Comparison between this article and other reviews

综述文献	主要内容	主要目的	建模方法	年份
[26]	总结影响风机吊装成本因素,提出控制成本措施	有效控制工程成本,为实施项目积累经验	按时间周期建模	2014
[27]	综述海上风能资源、风电发展趋势及成本变化趋势	测算费用,明确海上风电成本控制关键点	按时间周期建模	2018
[28]	阐述风电叶片回收再利用技术,分析各技术优缺点	为叶片回收再利用提供合理的技术路线		2021
本文	介绍风电项目全生命周期成本构成及建模方式,对比经济评价指标及适用性	为新发展趋势下的风电成本建模和经济评价提供参考	全生命周期建模	

1 风电项目全生命周期构成

为方便将后文中各类成本与全生命周期各阶段对应,本节回顾风电项目全生命周期的构成,此外还介绍了陆上风电和海上风电项目的构成,并在花费时间和成本方面进行了比较。

1.1 规划设计阶段

风电项目规划设计阶段的工作包括宏观选址和风电资源测量、项目规划、可行性分析和项目审批。风电事业前期规划的每一个环节对我国风电行业能否实现由替代能源向主体能源的过渡都是至关重要的。其中,风电场风电资源评估和产能预估对风电的开发具有非常重要的意义。投资者根据资金准备情况和风电资源评估结果,如风电场的类型和容量,确定初步的项目规划。初步规划完成后,设计院和经济研究所将进行项目的可行性分析,包括项目建设的必要性分析、技术可行性分析和经济分析。其中,技术可行性与经济性分析是确定风电场

实际规划选址的关键步骤。最后,进行项目审批和生产准备,主要工作集中在生态恢复评估、项目保险、基础储备和生产准备。

1.2 建设阶段

在完成设计和规划阶段后,通过公开招标确定负责风电场建设阶段的施工建设单位。建设阶段的主要工作是基础施工、风机安装、电气系统安装和风电场并网^[29]。风电场建设工期受地理条件、天气因素、资金和人员条件、机组规模和数量等因素影响。建设阶段的成本包括购置成本和建设安装成本,而购置成本包括购买风电机组、建筑材料和电气系统部件的费用。现阶段,双馈式风机主要用于陆上风电场,半直驱式和直驱式风机则广泛用于海上风电场。海上风电项目需要建设和安装额外的风机基础、海上变电站和铺设海底电缆,使得其建设成本显著高于陆上风电^[30]。与陆上风电相比,海上风电的基本成本、电力系统成本和建设安装成本的比例更高。

1.3 运营阶段

运营阶段是指风电场在整个生命周期内的运维过程。该阶段的主要工作是对风电场进行管理、检修和维护,通过合理安排生产、设备管理和运维,保证风电场的发电量和稳定运行^[31]。对于风电场来说,运行阶段是具有多个不确定性因素的漫长时期,机组的可靠性是成本计算难以控制的因素之一^[12]。自2007年以来,陆上风电场和海上风电场的运维成本分别下降了52%和45%^[32]。根据Mackenzie^[33]的研究,陆上风电场57%的运维成本为部件故障导致的非计划性维护支出。运维技术的分类可分为预防性维护、纠正性维护和混合性维护^[34-35]。风电场运维过程的主要目标是降低运维成本,提高风电场的可用性^[36]。

对于海上风电场来说,恶劣的气候和海洋环境使得设备的故障率高于陆上风电场,低可及性的运维也导致其运维工作量和维护成本高于陆上风电场。目前,研究人员在风电机组的健康检测、故障诊断和预测以及运维模型构建等方面开展了相关研究^[37],为降低风电场的运维成本提供了一些可行的方案。

1.4 退役阶段

根据Gil等人^[38]的研究报告,达到服务年限的风电场可以选择完全退役、持续改造、完全退役之后再改造以及向旅游景点过渡4种处理方式。在大

多数生命周期分析中,只考虑完全退役,包括完全拆除和场地清理。而Szumilas等人^[39]研究显示,完全退役后再改造是更好的解决方案。

与陆上风电场相比,海上风电场拆除风机、地基和电力系统的工作量更大。海上风电场退役通常需要2~3年时间,在海上退役作业前需要额外的时间进行规划^[40]。场地清理和恢复过程成本与风电场的占用面积有关,而对于保留清洁的海床还是完全拆除地基和电缆,目前仍有争议^[41-42]。海上风电场的设备拆除费用已达到了安装费用的60%以上,远远高于陆上风电场^[43]。此外,海上风电场在海床恢复和海洋环境维护方面的支出也不容忽视。

2 风电项目全生命周期成本建模

风电项目的生命周期成本是指在规划设计、工程建设、运维和退役过程所有费用的折现值。生命周期成本建模直接影响经济评价准确性,建模的目的是将风电项目的各项投资与时间和设计参数之间的关系以数学表达的形式呈现出来。本节主要介绍了风电场全生命周期的成本构成以及初始资本成本、运维成本和退役成本的建模过程,并分析其中优缺点。

2.1 全生命周期成本构成

风电项目的生命周期成本构成如图1所示,对它的估算是涉及长时间、多部门、多不确定性的投资估算过程。风电项目资产管理的时间范畴应该贯穿风电项目资产的整个生命周期,每一个阶段所做的决策都应从全生命周期的角度进行考虑,力求实现全生命周期的最优化^[44]。风电项目的生命周期成本可以分为开发前和同意成本、生产和购置成本、安装和调试成本、运维成本以及退役和处置成本5部分^[9-10]。

开发前和同意成本、生产和购置成本以及安装和调试成本之和被定义为初始资本成本。前期开发和同意成本通常通过装机容量来计算,涉及多部门协调,规划设计时间长,但在整个生命周期成本中所占比例较低。相较于陆上风电,海上风电场需要额外的成本用于法律审批、工程准备、海洋水文专题研究和应急。生产和购置成本是指用于建设风电场的设备和材料购置以及生产管理系统的支出,包括风机、基础和平台、电气系统和监控系统的成本,可通过风电场的装机容量、风机选择和电气系统设计来计算;同时,海上风电场需投资额外的基础和

变电站建设,复杂的海洋环境导致海上风电场的风机、电缆和控制系统的成本更高。

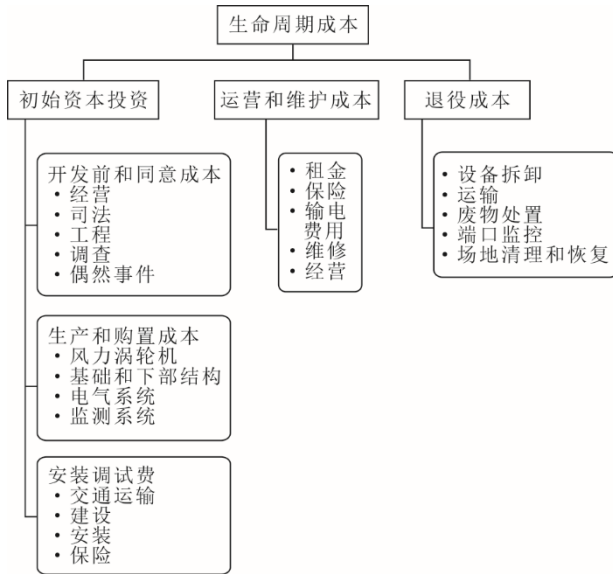


图 1 风电项目全生命周期成本构成

Fig.1 Full life cycle cost composition of wind power project

安装调试费用包括交通运输费、施工费、安装费、保险费等,在整个生命周期中占较大比重。安装调试成本可以通过风电场的装机容量、布局设计、风机选型、电气系统设计、运输计划、停机时间和施工安装进度来准确计算。对于海上风电场,安装和生产成本涉及到船只的使用,需要考虑复杂天气的影响,不确定性高。

运维成本涉及风电场全生命周期的运维过程,包括租赁费、保险费、输电费、维护费和管理费。运维成本的计算与风电场的地理位置、风机类型、运维策略、运输方式和电力生产状况等多因素有关。为应对多因素影响下的不确定性,陆上和海上风电场的运维策略与优化受到了广泛研究。

退役费用是指风电场达到运行年限后的退役费用,可分为设备拆解费用、场地清理和回收费用、运输费用、废物处理费用和港口监测费用。退役成本的计算与风电场的建筑面积、设备拆解方案、运输安排、废物处理和回收机制有关。目前,废物处理和回收没有统一的标准,难以准确估算风电场退役的潜在效益。退役过程缺乏评估标准,且占生命周期成本的比重较小,这部分的建模通常被简化。随着大批量风电场退役时代的到来,对拆解、处置和回收策略以及潜在收益估算的研究逐渐增多。

2.2 初始资本成本

风电项目的初始资本投资包括规划设计阶段

和施工阶段的费用,可分为 5 部分^[45]:

$$C_{\text{capital}} = C_t + C_f + C_{\text{es}} + C_{\text{ci}} + C_{\text{pc}} \quad (1)$$

式中: C_t 为风机成本; C_f 为基础成本; C_{es} 为电力系统成本; C_{ci} 为建筑和安装工程成本; C_{pc} 为前期工程准备成本。

风机成本一般以设计功率的函数来表示^[44,46]。这种方法可以实现对单机成本的简单估算,但难以反映应用于不同自然环境的相同功率类型的风电机组的成本差异。为了分析每个部件的成本比例,美国国家可再生能源实验室(NREL)提出了一个适用于 500~5 000 kW 功率范围的风力涡轮机关键部件的成本模型^[47]。一般而言,使用部件成本模型来计算风机成本更为准确。陆上和海上风机部件成本模型的区别在于,海上环境对电气设备的绝缘要求更高、功率水平更高。针对早期提出的部件成本模型只适用于低功率等级的问题,NREL 在 2015 年更新了风机成本和比例模型,以反映大型风机部件的设计参数和成本之间的关系。尽管如此,目前公开的风机部件成本模型存在着一些缺陷,如没有考虑低风速地区对塔架高度的需求,没有反映双馈、半直驱和直驱机组之间齿轮箱和发电机的成本差异。

基础成本在不同自然环境下有较大差异。陆上风电基础成本与轮毂高度和转子半径有关^[47]。海上风电基础成本与塔架高度、转子半径和水深有关^[48]。固定式海上风电机组基础分为重力式基础、吸水式圆柱形基础和桩基支撑式基础,各种基础的成本因其稳定性和耐腐蚀性不同而有很大差异^[49]。重力式和吸斗式基础只适用于水深 0~30 m 的海域,而桩基的适用水深为 0~50 m^[50]。

电力系统的成本可分为变电站、电缆和高压连接成本。不同温度和湿度环境下的绝缘要求导致了电气设备价格的变化。陆上风电电气系统的成本可以用额定功率和海拔高度的函数来表示^[51]。海上变电站成本可以表示为固定成本和与总安装功率成比例的成本之和^[9]。Maienza 等人^[52]发现,陆上变电站的成本可以近似估算为海上变电站成本的 50%。Nunemaker 等人^[53]设计了海上风电场的基础、电缆和变电站,并提出了电缆和变电站的详细成本模型。此外,Wang 等人^[54]提出了一个考虑到海沟成本的模型,并对集电系统进行了优化。由于涉及到具有不同类型和绝缘要求的多种设备,用线性关系难以准确估计这部分的成本。

建设和安装工程费用受到风电项目环境因素

的显著影响。陆上风电的建设和安装成本与风电场的额定功率、海拔高度和停机时间有关^[46,51]。高海拔和复杂地形地区需更高的土建成本和运输成本。对于海上风电,需要额外的变电站建设和海底电缆铺设和各种船舶工具^[55]。Ahn 等人^[56]讨论了不同船舶对海上风电场建设和安装成本的影响。Sarker 等人^[57]对施工和安装的总时间进行了分类,并根据每日到达率和分类时间提出了海上风电场施工和安装的成本模型。随着地基稳定性和水深的增加,地基的建设和安装成本也随之增加^[58]。此外,浮式风电项目会根据浮式平台的类型安排不同的安装方案^[52]。

前期工程准备成本包括设计和规划以及施工准备的费用。设计和规划的费用可以表示为与风电场容量的线性关系^[9,46],也可以表示为资本支出的比例值^[59]。初步工程准备费用通常与风电场的额定功率、地理条件、风电场类型、市场条件、政策要求和建筑面积有关^[60]。施工准备费用取决于施工规模,可表示为装机容量的函数^[61]。这部分成本难以用线性表达的形式准确估算,多数研究只是简单地对其进行估算。

陆上和海上风电场在初始资本投资建模方法上相同,然而二者差异明显。海上风电需要考虑额外的设备购置成本以及建造安装策略的影响。海上风电场的风机、基础和电气设备的购置成本增加,通常在模型中以较大系数的形式体现,并且建设和安装的成本模型比较复杂,需要考虑船舶数量、航行距离、安装方式和停机时间的影响,而后者难以用简单的线性模型来表达。

2.3 运维成本

运维成本包括风电场的管理、定期维护计划和设备更换等支出,成本风险相对较大^[62]。风电场的运维过程可分为定期维护、日常运维和部件更换,涉及的费用可以表示为^[12]:

$$C_{o\&m} = C_{rs} + C_{dom} + C_r \quad (2)$$

式中: C_{rs} 为定期维护费用; C_{dom} 为日常运维费用; C_r 为部件更换费用。

定期维护的成本由定期维护计划所决定。Irawan 等人^[63]建立了一个考虑路由和调度的运维成本模型,并对运维过程的路由配置进行了优化,目的是使运维成本最小化。部件更换成本主要由部件生命结束或非计划性损失造成。陆上风电场的设备和场地租赁费用一般表示为场地面积或年发电量的线性函数,设备更换费用表示为与装机容量的

线性关系。海上风电场的海洋环境复杂、天气极端、可进入性差,因此运维策略、港口选择、船舶和人员安排、设备租赁等成本都需要额外计算。同时,还需要考虑天气影响下的停机时间以及因无法运维而造成的发电量损失。为此,Hofmann 等人^[64]考虑天气不确定性的影响,建立了可有效估算人员维护成本、船舶和备件成本以及发电量损失的模型。

根据各种成本随时间的变化趋势,运营和维护成本可分为固定和可变运营和维护成本。前者包括场地租赁费用和工具更换费用,而后者包括风电场运维管理成本、电网运维成本和保险,与年发电量的折现率、保险率和规模因子有关^[65]。Dalgic 等人^[66]分析了海上风电场运维成本的构成,比较了不同资源配置方式对成本的影响,并提出了性价比最高的运维资源配置方式;Dinwoodie^[67]建立了海上风电场的运维成本模型,量化了海上风电场成本驱动因素的影响。上述2种建模方法从不同角度实现对运维成本的有效估算:第1种方法侧重于不同运维方式造成的成本,有利于运维方案的制定和比较,但难以表达不同运维方式的时间价值差异,而且估算结果的准确性取决于运维计划的准确性;第2种方法注重不同类型成本的时间价值,便于计算全生命周期成本,但难以区分不同类型运维工作的影响。在运维成本实际测算中,一般采用集合两者优点的混合方法。

与陆上风电场相比,海上风电场的运维过程更容易受到资源可用性和天气条件的影响。同时在发电量估算过程中,尾流损失、发电量衰减、线路传输损失和停机损失的损失系数难以确定,使得运维成本估算具有较大不确定性。为此,需要根据历史数据和天气预报来减少成本估算的不确定性,并通过优化运维流程来降低计算的复杂性。

2.4 退役成本

退役费用可按以下方式计算:

$$C_{dc} = C_{sc} + C_{ed} + C_{wr} \quad (3)$$

式中: C_{sc} 为场地清理费用; C_{ed} 为设备拆卸费用; C_{wr} 为回收费用。

场地清理成本和回收成本由建筑面积、运输类型和人工成本决定。设备拆解与施工安装费用有关,可以用风机、基础和电力系统的施工安装费用的比例值来表示^[68]。Ioannou 等人^[46]提出了一个以退役模式、船舶使用类型和可及性为输入参数的风机和平台拆除的成本估算模型。Adedipe 等人^[69]提

出了海上风电场退役成本的分解结构,讨论了模型中的关键因素,并分析了设备处置过程中的潜在收益。尽管如此,现有的风电场退役数据和经验有限,导致这一过程具有高度不确定性。

海上风电场退役成本模型有多种参数,如船舶数量和类型、每日到达率、拆解方式和风电场部件总质量等,因此海上风电场的退役成本模型具有高度的非线性和不确定性,但由于其在整个生命周期成本中所占比例较低,所以通常用简化的线性表达式进行描述。

2.5 生命周期和投资成本之间的关系

生命周期的总成本是指折算后的成本之和,包括初始资本投资、运维成本和退役成本^[70]。全生命周期 4 个阶段又可以细分为多个子阶段,具体如图 2 所示。在建设和运营阶段,风电项目的生命周期成本计划的累积曲线迅速增加。在规划和设计阶段做出的决定只产生实际生命周期成本的 10%~20%,但决定了约 80%的生命周期成本。

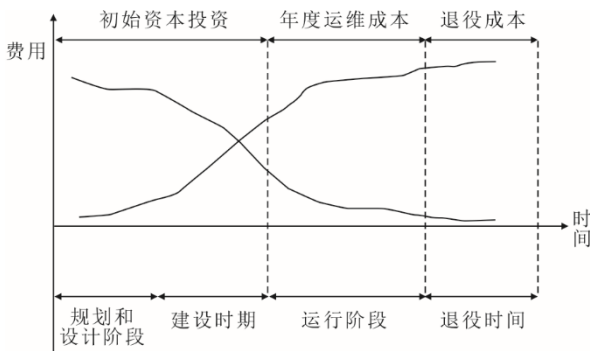


图 2 风电场全生命周期各阶段组成和成本
Fig.2 Composition and cost of each stage in full life cycle of the wind farm

陆上风电和海上风电各阶段的成本在整个生命周期成本中所占的比例不同,具体构成见表 2 和表 3。

表 2 陆上风电场成本构成
Tab.2 Cost composition of onshore wind farm

成本因素	风力发电	其他典型电力
机组设备	74%~82%	15%以上
基础建设	1%~6%	20%~25%
电气安装	1%~9%	10%~15%
并网	1%~9%	35%~45%
咨询	1%~3%	5%~10%
陆地	1%~3%	5%~10%
财政投入	1%~3%	5%~10%
道路建设	1%~3%	5%~10%

表 3 海上风电场成本构成
Tab.3 Cost composition of offshore wind farm

费用构成	单位建设成本/ (元·kW ⁻¹)	建设成本 构成占比/%
设备购置费	风电机组及塔筒	42.5
	场内及送出海缆	7.0
	其他电气设备	3.0
建筑工程费	发电场建筑	24.0
	升压变电工程	2.0
	其他建筑工程	1.5
	施工辅助工程费	1.0
安装工程费	发电场安装工程	5.0
	海缆安装工程	2.0
	其他安装工程	1.0
其他费用	1 100~1 400	7.0
建设期利息	60~900	4.0

由表 2、表 3 可知:陆上风电的初始资本占生命周期成本的 60%以上,运维成本占生命周期成本的 12%~20%^[71];而海上风电的运维成本占生命周期成本的 25%~30%^[72]。

3 风电项目经济评价指标

经济分析可以平衡项目成本和效益,达到降低成本、提高效率的效果,而不同经济评价指标可以从不同方向反映风电项目投资成本的效益,使生命周期中各成本的重要程度探讨更方便。在前 2 节基础上,本节对常用经济评价指标进行介绍与对比。

3.1 常用经济评价指标

常用经济评价指标有成本现值 (present value of cost, PVC)^[73]、净现值 (NPV)^[74]、投资回收期 (PBP)^[75]、内部收益率 (IRR)^[76]、平准化能源成本 (LCOE)^[77]、净年值 (net annual value, NAV)^[78]、投资回报 (return on investment, ROI)^[79]、股本回报 (return on equity, ROE)^[80]等,其分类如图 3 所示。静态指标如静态投资回收期 (static payback period, SPBP)^[81]、附加静态投资回收期 (additional static payback period, ASPBP)^[82]、年等值成本、投资回报率 (ROI) 和净资产收益率 (ROE) 只考虑投资回收期之前的现金流,不考虑时间价值和设计生命的影响。动态指数动态投资回收期 (dynamic payback period, DPBP)^[83]、PVC、NPV、IRR、LCOE、NAV 和增量投资内部收益率 (internal rate of return, IRR)^[84]考虑了这些因素,但计算更为复杂。

图 3 中, PVC、NPV、PBP、IRR、LCOE 和 ROI 应用最为广泛。成本现值 (PVC) 是指风电场整个生命周期内的总成本。PVC 考虑了经济因素的影

响,并以利率和通货膨胀率的形式反映出来^[74]:

$$PVC = C_{cap} + C_{om} \cdot \frac{1+i}{r-i} \cdot \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^T \right] - S \cdot \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^T \quad (4)$$

式中: C_{cap} 为初始资本投资; C_{om} 为运营和维护成本; i 为通货膨胀率; r 为利率; T 为风电场的设计寿命; S 为退役风电场设备的剩余价值。

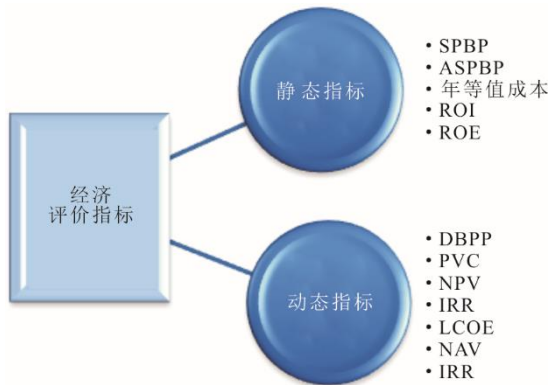


图3 经济评价指标分类

Fig.3 Classification of economic evaluation indicators

净现值 (NPV) 也被称为加权平均资本成本 (weighted average cost of capital, WACC) ^[85], 指未来现金流按折现率折算到当前时刻的价值。NPV 的准确性取决于对年度现金流的估计, 而后的估算过程考虑所有与初始资本投资、运营和维护以及退役成本相关的变量, 计算如下^[74]:

$$NPV = -p \cdot Q_0 + \sum_{n=1}^T \frac{Q_n}{(1+k)^n} \quad (5)$$

式中: Q_0 为初始现金流, 代表初始投资的比例; Q_n 为整个生命周期中第 n 年的现金流。

内部收益率 (IRR) 代表项目投资的预期收益率, 被定义为投资的所有现金流的净现值 (NPV) 等于零时的折现率^[76]。

回收期 (PBP) 表示收回项目总投资所需的年限, 根据是否考虑时间价值和设计寿命, 可以分为静态回收期 (SPBP) 和动态回收期 (DPBP)。动态 PBP 通过贴现率来考虑时间价值和设计寿命的影响, 贴现率即累计现金流转为正数的时间^[83]。

平准化能源成本 (LCOE) 表示为考虑到项目的时间价值的总投资成本和项目整个生命周期的总发电量的比率^[77]:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^T \frac{cost_n}{(1+k)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{E_n}{(1+k)^n}} \quad (6)$$

式中: $cost_n$ 为整个生命周期中第 n 年的年投资成本, 投资成本包括初始资本投资、运营和维护成本以及退役成本 3 部分; E_n 为整个生命周期中第 n 年的年发电量。

通过项目投资回报率与行业平均投资回报率的比较, 可以反映出项目投资的盈利能力^[86]。投资回报率 ROI 的表达式如下:

$$ROI = \frac{EBIT}{TI} \quad (7)$$

式中: EBIT 为年度税前利润或经营期间的平均税前利润; TI 为总投资成本。

3.2 经济评价指标对比

表 4 概括了 PVC、PBP、IRR、LCOE 和 ROI 的优点和缺点。目前, LCOE 是评价风电项目综合竞争力的常用经济指标, 而结合不同指标的综合评价方法也开始用于特定类型项目的经济分析^[87]。

表 4 5 项经济评价指标的优缺点
Tab.4 Advantages and disadvantages of five economic evaluation indicators

指数	优点	缺点
PVC	考虑时间价值、设计寿命和风险; 突出投资效益; 适用性好	贴现率不易确定; 无法比较不同地区、类型和技术水平; 难以预测现金流
PBP	突出投资回收速度; 简单直观; 考虑时间价值和设计寿命	未考虑投资回收期后现金流; 无法比较不同地区、类型和技术水平; 难以预测现金流
IRR	考虑时间价值和设计寿命; 突出投资效益; 直观反映投资回报	未体现设计寿命和建设规模; 无法比较不同地区、类型和技术水平; 难以预测现金流
LCOE	灵活和适用性良好; 突出综合成本	计算复杂; 输入参数多; 不确定性高
ROI	利于优化资源配置; 突出投资效益	未考虑时间价值和设计寿命; 难以预测现金流; 缺少整体性

4 新发展趋势与展望

风电生命周期成本模型和经济分析方法已被广泛用于风电项目建设的可行性分析中。风电建设趋势向大型风电机组、高海拔地区、深海地区转变, 对于缺乏项目经验和数据的高海拔地区、低风速地区、复杂地形地区和深海地区的风电场, 在评估项目可行性需建立与之匹配的生命周期成本模型。

4.1 新发展趋势

针对于陆上风电项目, Song 等人^[51]考虑海拔因素影响, 提出了高海拔地区的风电机组成本模型 (图 4^[88])。Chen 等人^[87]结合 NREL 国家实验室的成本模型, 考虑多个土地所有者的参与, 建立了陆上风电场的 COE 优化模型。NREL 提出了风电场

综合系统设计与工程模型,该模型对风机和电站的成本进行估算,并结合布局和发电量的估算结果来评估风电场的经济性^[89],分析了部件成本和整个生命周期成本,并考虑了地理环境、投资模式和回收机制对投资的影响。然而,陆上风电场缺乏适用于 5 MW 及以上的大型风电机组的公开的部件成本模型。同时,现有成本模型一般不区分不同地理条件和运输安装需求造成的成本差异。随着陆上风电向高海拔和复杂山区的进一步发展,有必要考虑这些因素。



图 4 高海拔风电机组
Fig.4 High altitude wind turbine

针对固定式基础的海上风电场(图 5)^[90],NREL 提出了用于海上风电技术和经济分析的海上区域成本分析器,实现大型风机部件的成本分析和海上风电场全生命周期的 LCOE 计算^[48]。但该模型一直未公开。同时,NREL 提出海上风电场系统平衡模型,用于计算海上风电场电气系统的成本^[53]。Alsubal 等人^[70]基于分解结构法建立了海上风电场的简化成本模型,并估算了主要投资成本、运维成本和退役成本。Ioannou 等人^[46]建立了高保真的生命周期技术经济模型,考虑行权价格和电力市场的影响,可以有效估算海上风电场的生命周期成本。Tao 等人^[91]对早期阶段的规划和设计成本进行了详细划分和建模,并根据不同的投资决策计算了海上风电场的 LCOE。此外,一些海上风电场成本模型在大型研究项目中也被提出,如 IEA 风能任务 26^[92]和欧盟 FP7 LIANWIND^[93]。上述模型的区别在于成本结构划分的细节、不同模型在不同地区的适用性以及是否考虑市场和投资因素的影响。在大多数模型中,风电机组的成本被简化为额定功率的函数,而未建立子部件的详细成本模型,不利于大型风电机组的内部成本驱动因素分析和设计参数的优化。此外,在运输、安装和拆卸过程中使用船舶,使得相应的停机时间和发电量损失估计难以确定。

针对浮式风电场,Forinash 等人^[94]提出了用于风电场设计优化的浮动风电简化成本模型。Santos 等人^[95]将整个生命周期成本分为概念定义、设计和

开发、制造、安装、开发和拆除 6 个阶段,但涉及众多参数,难以获取。Garcia 等人^[96]使用先进的运维模型对浮动海上风电场进行生命周期评估,量化环境因素的影响。Maienza 等人^[97]建立了浮式海上风力发电站的生命周期成本模型,将整个生命周期成本分为资本支出、运营维护成本和退役成本 3 部分,并分析了不同类型的浮式平台在成本构成、运输和安装方面的差异。上述模型针对浮动风电场在建设、安装和退役方面的特点,充分考虑了不同类型的浮动平台,然而由于缺乏项目经验和数据,存在参数难以确定、精度不够等问题。



图 5 海上风电机组
Fig.5 Offshore wind turbines

4.2 展望与潜在改进

目前,生命周期评估法是大中型风电项目开发中普遍采用的分析方法。风电生命周期成本模型往往以数学形式表达成投资成本与建设需求之间的关系,并通常按照线性化进行简化,以减少工作量。在规划设计阶段,由于多部门协调和复杂的工作,该阶段的成本描述有待进一步明确。在退役阶段,由于缺乏完善的退役和回收机制,缺少相关成本估算标准,建议进行不同回收机制的可行性比较。

经过多年的发展,陆上风电已经有了大量的工程数据和建设经验(图 3)^[90]。采用数据驱动的建模方法,可处理规划设计过程中各种投资成本与建设需求之间的非线性耦合关系和不确定性,提供更准确的经济分析结果^[98]。然而,历史并非一直重演,特定地区风资源在未来可能发生改变,如何在经济分析中考虑发电量损失、天气预测和市场预测等参数以提高结果的准确性具有重要意义。在全生命周期成本模型中应量化多源不确定性,并据此开展技术经济分析,对风电场建设提供更可靠的评价结果,为风电场选址和设计提供更具鲁棒性的方案。

随着超大型风电机组在海上风电中的应用,对基础安装和运行成本影响已有相关研究^[99]。但风电机组部件成本与单位功率之间关系的研究仍然缺

乏, 导致现有成本模型难以适用于大型风电机组, 不利于海上风电场风机选择优化。此外, 在建模过程中应区分不同地理环境和风资源条件对风机、基础、运输和安装的成本需求。在经济分析过程中, 有必要考虑不同模型的适用性, 不同地区政策、市场和风资源来扩展现有模型, 建立通用模型框架。

5 结 论

本文回顾和总结了风电项目的全生命周期成本主要构成, 给出了完整建模过程, 并介绍了不同类型风电场的生命周期构成和成本建模的差异。

1) 海上风电场地理环境和气候因素的复杂性相较于陆上会导致每个阶段的时间和成本更高, 海上模型的参数和不确定性也更高。

2) 常用经济评价指标概述和比较表明, 各指标对现金流动态和整体建设水平的重视程度不同。

3) 对于未来, 分析了新发展趋势下现有成本模型的改进, 应充分考虑地理环境影响和市场趋势, 但输入参数的增加、不匹配的部件成本模型和复杂性是其实际应用的主要障碍。

4) 随着陆上风电向高海拔、复杂地形和低风速地区的进一步发展, 有必要建立大型风电机组部件的成本模型, 并开展不同地理和风资源下陆上风电场的风机部件、基础、运输和安装成本的差异研究。

5) 在经济分析的过程中, 有必要考虑不同模型的区域适用性, 有必要通过考虑不同地区的政策、市场和风资源来扩展现有模型, 并建立通用的处理框架。

【参 考 文 献】

- [1] COUNCIL G W E. Global wind report 2022[R]. Brussels: Global Wind Energy Council, 2022: 1.
- [2] MUSIAL W, SPITSEN P, DUFFY P, et al. Offshore wind market report: 2022 edition[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2022: 1.
- [3] CASTRO S L, FILGUEIRA V A, ÁLVAREZ F C, et al. Influence of size on the economic feasibility of floating offshore wind farms[J]. Sustainability, 2018, 10(12): 4484.
- [4] IRENA. Renewable power generation costs in 2021[EB/OL]. (2022-07-01)[2022-10-10]. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>.
- [5] NATARAJAN A, DIMITROV N K, PETER D R W, et al. Demonstration of requirements for life extension of wind turbines beyond their design life[R]. DTU Wind Energy Report No. E-0196, 2020: 1.
- [6] RUBERT T, MCMILLAN D, NIEWCZAS P. A decision support tool to assist with lifetime extension of wind turbines[J]. Renewable Energy, 2018, 120: 423-433.
- [7] ZIEGLER L, GONZALEZ E, RUBERT T, et al. Lifetime extension of onshore wind turbines: a review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82: 1261-1271.
- [8] JANSEN M, STAFFELL I, KITZING L, et al. Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy[J]. Nature Energy, 2020, 5(8): 614-622.
- [9] SHAFIEE M, BRENNAN F, ESPINOSA I A. A parametric whole life cost model for offshore wind farms[J]. The International Journal of Life Cycle Assessment, 2016, 21(7): 961-975.
- [10] JUDGE F, MCAULIFFE F D, SPERSTAD I B, et al. A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 103: 370-383.
- [11] MYTILINO V, KOLIOS A J. Techno-economic optimisation of offshore wind farms based on life cycle cost analysis on the UK[J]. Renewable Energy, 2019, 132: 439-454.
- [12] 胡蕊, 居一. 海上风电项目运行维护管理成本因素初探[J]. 科技与企业, 2015(8): 37.
HU Rui, JU Yi. Preliminary study on cost factors of operation and maintenance management of offshore wind power projects[J]. Science and Technology and Enterprise, 2015(8): 37.
- [13] 杨新吉, 韩晓, 韩炜宏. 风电环境成本全生命周期评价研究[J]. 节能与环保, 2022(1): 72-74.
YANG Xinjile, HAN Xiao, HAN Weihong. Research on the full life cycle assessment of wind power environmental cost[J]. Energy Conservation and Environmental Protection, 2022(1): 72-74.
- [14] 宋凯. 风电场项目全过程成本控制管理分析[J]. 中国集体经济, 2021(35): 44-46.
SONG Kai. Analysis on cost control and management in the whole process of wind farm project[J]. China Collective Economy, 2021(35): 44-46.
- [15] CHEN L J, ZHANG L, KUNG C C. An economic analysis on Taiwanese wind power and regional development[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2020, 38(4): 1228-1247.
- [16] 彭艳来, 杨晓峰. 风电场建设智能化转型探索与实践[J]. 企业管理, 2020(增刊 2): 110-111.
PENG Yanlai, YANG Xiaofeng. Exploration and practice of intelligent transformation of wind farm construction [J]. Enterprise Management, 2020(Suppl.2): 110-111.
- [17] 杜丽娟, 刘昊, 邵建春. 老旧风电场改造思路及效益分析[C]//第九届中国风电后市场交流合作大会论文集, 2022: 54-58.
- [18] DU Lijuan, LIU Hao, SHAO Jianchun. Reconstruction ideas and benefit analysis of old wind farms[C]// Proceedings of the 9th China Wind Power Post market Exchange and Cooperation Conference, 2022: 54-58.
- [19] 王效, 王晓波. 风电场低风速机型换型改造分析[J]. 内蒙古电力技术, 2019, 37(6): 101-103.
WANG Xiao, WANG Xiaobo. Analysis on the retrofit of low wind speed models in wind farms[J]. Inner Mongolia Power Technology, 2019, 37(6): 101-103.
- [20] CASTROS L, VIZOSO A F, CAMACHO E M, et al. Costs and feasibility of repowering wind farms[J]. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 2016, 11(10): 974-981.
- [21] TESAURO A, PER THORE', LARSEN G C, et al. State of the art of wind farm optimization[C]//EWEA 2012-European Wind Energy Conference & Exhibition.

- European Wind Energy Association (EWEA), 2012: 1.
- [21] FISCHETTI M, PISINGER D. Mathematical optimization and algorithms for offshore wind farm design: an overview[J]. *Business & Information Systems Engineering*, 2019, 61(4): 469-485.
- [22] WANG L, TAN A C C, GU Y. Comparative study on optimizing the wind farm layout using different design methods and cost models[J]. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2015, 146: 1-10.
- [23] OZERDEM B, OZER S, TOSUN M. Feasibility study of wind farms: a case study for Izmir, Turkey[J]. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 2006, 94(10): 725-743.
- [24] GAO Z, TANG C, ZHOU X, et al. An overview on development of wind power generation[C]//2016 Chinese Control and Decision Conference (CCDC). IEEE, 2016: 435-439.
- [25] DAI J, YANG X, WEN L. Development of wind power industry in China: a comprehensive assessment[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 97: 156-164.
- [26] 冯俊海. 塞俄比亚 ADAMA 风机吊装项目成本控制综述[J]. *西北水电*, 2014(6): 90-92.
FENG Junhai. Cost control summary of ADAMA fan hoisting project in Ethiopia[J]. *Northwest Hydropower*, 2014(6): 90-92.
- [27] 叶军, 仲雅娟. 海上风能利用及其成本分析综述[J]. *太阳能*, 2018(6): 19-25.
YE Jun, ZHONG Yajuan. Overview of offshore wind energy utilization and its cost analysis[J]. *Solar Energy*, 2018(6): 19-25.
- [28] 刘胜强, 贺升, 周益辉, 等. 风电叶片废弃物回收技术综述[J]. *中国资源综合利用*, 2021, 39(11): 109-111.
LIU Shengqiang, HE Sheng, ZHOU Yihui, et al. Overview of wind power blade waste recycling technology [J]. *China Resources Comprehensive Utilization*, 2021, 39(11): 109-111.
- [29] PERVEEN R, KISHOR N, MOHANTY S R. Off-shore wind farm development: present status and challenges[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 29: 780-792.
- [30] BILGILIM, YASAR A, SIMSEK E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, 15(2): 905-915.
- [31] RINALDI G, THIES P R, JOHANNING L. Current status and future trends in the operation and maintenance of offshore wind turbines: a review[J]. *Energies*, 2021, 14(9): 2484.
- [32] COSTA Á M, OROSA J A, VERGARA D, et al. New tendencies in wind energy operation and maintenance[J]. *Applied Sciences*, 2021, 11(4): 1386.
- [33] MACKENZIE W. Digital technology in wind power operations and maintenance[EB/OL]. (2019-05-30)[2022-10-10]. <https://www.woodmac.com/reports/power-markets-digital-technology-in-wind-power-operations-and-maintenance-310880>.
- [34] SCHEU M N, TREMPS L, SMOLKA U, et al. A systematic failure mode effects and criticality analysis for offshore wind turbine systems towards integrated condition based maintenance strategies[J]. *Ocean Engineering*, 2019, 176: 118-133.
- [35] RINALDI G. An integrated operation and maintenance framework for offshore renewable energy[D]. Exeter: University of Exeter: 2018: 1.
- [36] RINALDI G, THIES P, JOHANNING L, et al. A computational tool for the pro-active management of offshore farms[C]//2nd International Conference on Offshore Renewable Energy, 2016: 111-115.
- [37] KUSIAK A, LI W. The prediction and diagnosis of wind turbine faults[J]. *Renewable Energy*, 2011, 36(1): 16-23.
- [38] GIL-GARCÍA I C, FERNÁNDEZGUILLAMÓN A, GARCÍACASCALES M S, et al. A multi-factorial review of repowering wind generation strategies[J]. *Energies*, 2021, 14(19): 6280.
- [39] SZUMILA-SKOWALCZYK H, PEVZNER N, GIEDYCH R. Long-term visual impacts of aging infrastructure: challenges of decommissioning wind power infrastructure and a survey of alternative strategies[J]. *Renewable Energy*, 2020, 150: 550-560.
- [40] SCOTLAND M. Review of approaches and costs of decommissioning offshore wind installations—public report[R]. Report by Arup. 2018: 1.
- [41] ADEDIPE T, SHAFIEE M. An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure[J]. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 2021, 26(2): 344-370.
- [42] HALL R, JOÃO E, KNAPP C W. Environmental impacts of decommissioning: onshore versus offshore wind farms[J]. *Environmental Impact Assessment Review*, 2020, 83: 106404.
- [43] MILNE C, JALILI S, MAHERI A. Decommissioning cost modelling for offshore wind farms: a bottom-up approach[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021, 48: 101628.
- [44] 樊启祥, 陈晓路, 王鑫. 海上风电项目全生命周期资产管理[J]. *项目管理评论*, 2022(2): 72-77.
FAN Qixiang, CHEN Xiaolu, WANG Xin. Full life cycle asset management of offshore wind power projects[J]. *Project Management Review*, 2022(2): 72-77.
- [45] GONZALEZ-RODRIGUEZ A G. Review of offshore wind farm cost components[J]. *Energy for Sustainable Development*, 2017, 37: 10-19.
- [46] IOANNOU A, ANGUS A, BRENNAN F. Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters[J]. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 2018, 13(5): 281-290.
- [47] FINGERSH L, HAND M, LAXSON A. Wind turbine design cost and scaling model[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2006: 1.
- [48] BEITER P, MUSIAL W, DUFFY P, et al. The cost of floating offshore wind energy in California between 2019 and 2032[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2020: 1.
- [49] PASSON P, BRANNER K, LARSEN S E, et al. Offshore wind turbine foundation design[M]. DTU Wind Energy, 2015: 1.
- [50] WU X, HU Y, LI Y, et al. Foundations of offshore wind turbines: a review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 104: 379-393.
- [51] SONG D, LIU J, YANG J, et al. Multi-objective energy-cost design optimization for the variable-speed wind turbine at high-altitude sites[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 196: 513-524.
- [52] MAIENZA C, AVOSSA A M, RICCIARDELLI F, et al. A life cycle cost model for floating offshore wind farms[J]. *Applied Energy*, 2020, 266: 114716.

- [53] NUNEMAKER J, SHIELDS M, HAMMOND R, et al. Orbit: offshore renewables balance-of-system and installation tool[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2020: 1.
- [54] WANG L, WU J, WANG T, et al. An optimization method based on random fork tree coding for the electrical networks of offshore wind farms[J]. *Renewable Energy*, 2020, 147: 1340-1351.
- [55] KAISER M J, SNYDER B F. Modeling offshore wind installation costs on the US outer continental shelf[J]. *Renewable Energy*, 2013, 50: 676-691.
- [56] AHN D, SHIN S, KIM S, et al. Comparative evaluation of different offshore wind turbine installation vessels for Korean west-south wind farm[J]. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*, 2017, 9(1): 45-54.
- [57] SARKER B R, FAIZ T I. Minimizing transportation and installation costs for turbines in offshore wind farms[J]. *Renewable Energy*, 2017, 101: 667-679.
- [58] GAO F P, LI J H, QI W G, et al. On the instability of offshore foundations: theory and mechanism[J]. *Science China Physics, Mechanics & Astronomy*, 2015, 58(12): 1-17.
- [59] Offshore Design Engineering Ltd. Study of the costs of offshore wind generation[R]. Renewables Advisory Board and Department of Trade and Industry, 2007: 1.
- [60] Offshore Renewable Energy Catapult (OREC). Guide to an offshore wind farm: updated and extended[EB/OL]. (2019-02-06)[2022-10-10]. <https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2019/04/BVGA-5238-Guide-r2.pdf>.
- [61] LAURA C S, VICENTE D C. Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms[J]. *Renewable Energy*, 2014, 66: 41-48.
- [62] 孔梓豪, 胥勤力. 陆上风电运维安全管理[J]. *电力安全技术*, 2020, 22(7): 73-75.
KONG Zihao, XU Qinli. Onshore wind power operation and maintenance safety management[J]. *Power Security Technology*, 2020, 22(7): 73-75.
- [63] IRAWAN C A, OUELHADJ D, JONES D, et al. Optimisation of maintenance routing and scheduling for offshore wind farms[J]. *European Journal of Operational Research*, 2017, 256(1): 76-89.
- [64] HOFMANN M, SPERSTAD I B, KOLSTAD M. Technical documentation of the NOWIcob tool-NOWIcob version 3.2[R]. SINTEF Energi AS, 2015: 1.
- [65] DAO C D, KAZEMTABRIZI B, CRABTREE C J. Modelling the effects of reliability and maintenance on levelised cost of wind energy[C]//Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air. American Society of Mechanical Engineers, 2019, 58721: V009T48A001.
- [66] DALGIC Y, LAZAKIS I, DINWOODIE I, et al. Advanced logistics planning for offshore wind farm operation and maintenance activities[J]. *Ocean Engineering*, 2015, 101: 211-226.
- [67] DINWOODIE I. Modelling the operation and maintenance of offshore wind farms[D]. Glasgow: University of Strathclyde, 2014: 1.
- [68] BJERKSETER C, ÅGOTNES A. Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts[D]. Oslo: Norwegian University of Life Sciences, 2013: 1.
- [69] ADEDIPE T, SHAFIEE M. An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure[J]. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 2021, 26(2): 344-370.
- [70] ALSUBAL S, ALALOUL W S, SHAWN E L, et al. Life cycle cost assessment of offshore wind farm: Kudat Malaysia case[J]. *Sustainability*, 2021, 13(14): 7943.
- [71] 王正明, 路正南. 风电成本构成与运行价值的技术经济分析[J]. *科学管理研究*, 2009(2): 51-54.
WANG Zhengming, LU Zhengnan. Technical and economic analysis of wind power cost composition and operation value[J]. *Scientific Management Research*, 2009(2): 51-54.
- [72] 金长营. 海上风电项目全寿命周期的成本构成及其敏感性分析[J]. *太阳能*, 2022(3): 10-16.
JIN Changying. Cost composition and sensitivity analysis of the life cycle of offshore wind power projects[J]. *Solar Energy*, 2022(3): 10-16.
- [73] 蔡浩, 朱焜秋, 吴熙. 基于平准化电力成本和现值法的风电系统技术经济分析[J]. *江苏大学学报(自然科学版)*, 2016, 37(4): 438-442.
CAI Hao, ZHU Jiqiu, WU Xi. Technical and economic analysis of wind power system based on the levelized power cost and present value method[J]. *Journal of Jiangsu University (Natural Science Edition)*, 2016, 37(4): 438-442.
- [74] RAGHEB M. Economics of wind power generation[M]. Wind Energy Engineering. Academic Press, 2017: 537-555.
- [75] MOHAMMADI K, MOSTAFAEIPOUR A. Economic feasibility of developing wind turbines in Aligoodarz, Iran[J]. *Energy Conversion and Management*, 2013, 76: 645-653.
- [76] XIONG S, LI X. Empirical analysis: the parameter and internal rate return (IRR) of wind power factory in china[C]//2010 International Forum on Information Technology and Applications. IEEE, 2010: 377-380.
- [77] ALDERSEY-WILLIAMS J, RUBERT T. Levelised cost of energy: a theoretical justification and critical assessment[J]. *Energy Policy*, 2019, 124: 169-179.
- [78] YANG J, ZHANG R, SUN Q, et al. Optimal wind turbines micro-siting in onshore wind farms using fuzzy genetic algorithm[J]. *Mathematical Problems in Engineering*, 2015(2): 1-9.
- [79] 唐一铭, 袁越, 张新松, 等. 基于最大投资回报率的风光联合并网情况下输电网规划[J]. *水电能源科学*, 2013, 31(10): 221-224.
TANG Yiming, YUAN Yue, ZHANG Xinsong, et al. Transmission network planning based on the maximum return on investment in the case of combined wind and solar power grid connection[J]. *Hydropower and Energy Science*, 2013, 31(10): 221-224.
- [80] WISER R H. Renewable energy finance and project ownership: the impact of alternative development structures on the cost of wind power[J]. *Energy Policy*, 1997, 25(1): 15-27.
- [81] LYU Y P, YANG K, CHE Y, et al. Cost-effectiveness-based multi-criteria optimization for sustainable rainwater utilization: a case study in Shanghai[J]. *Urban Water Journal*, 2013, 10(2): 127-143.
- [82] LI Z L. A study on the dynamic calculation of the additional investment recovery period[J]. *Journal of Nanchang College of Water Conservancy and Hydroelectric Power*, 1999, 18(1): 21-26.
- [83] CHEN S, FENG H, ZHENG J, et al. Life cycle assessment and economic analysis of biomass energy technology in China: a brief review[J]. *Processes*, 2020, 8(9): 1112.
- [84] TALAVERA D L, NOFUENTES G, AGUILERA J. The

- internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: a comprehensive sensitivity analysis[J]. *Renewable energy*, 2010, 35(1): 101-111.
- [85] FRANK M Z, SHEN T. Investment and the weighted average cost of capital[J]. *Journal of Financial Economics*, 2016, 119(2): 300-315.
- [86] ALBANI A, IBRAHIM M Z. An assessment of wind energy potential for selected sites in Malaysia using feed-in tariff criteria[J]. *Wind Engineering*, 2014, 38(3): 249-259.
- [87] CHEN L, MACDONALD E. A system-level cost-of-energy wind farm layout optimization with landowner modeling[J]. *Energy Conversion and Management*, 2014, 77: 484-494.
- [88] 崔冬林, 胡威, 李小兵, 等. 中国高海拔地区风能资源特性与风电开发研究[J]. *风能*, 2014(9): 82-86.
CUI Donglin, HU Wei, LI Xiaobing, et al. Research on wind energy resource characteristics and wind power development in China's high-altitude regions[J]. *Wind Energy*, 2014(9): 82-86.
- [89] DYKES K, GRAF P, SCOTT G, et al. Introducing wisdom: an integrated system modeling for wind turbines and plant (presentation)[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2015: 1.
- [90] CHARLES R B, 柴瑞龙, 朱丹. 海上风电漂浮式基础平台及其风险分析[J]. *风能*, 2012(1): 48-51.
CHARLES R B, CHAI Ruilong, ZHU Dan. Offshore wind power floating foundation platform and its risk analysis[J]. *Wind Energy*, 2012(1): 48-51.
- [91] TAO S, XU Q, FEIJÓO A, et al. Nonuniform wind farm layout optimization: a state-of-the-art review[J]. *Energy*, 2020, 209: 118339.
- [92] SMART G, SMITH A, WARNER E, et al. Iea wind task 26: offshore wind farm baseline documentation[R]. Golden, CO: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2016: 1.
- [93] MCAULIFFE F D, LYNCH K, SPERSTAD I B, et al. The leanwind suite of logistics optimisation and full lifecycle simulation models for offshore wind farms[C]//*Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2018, 1104(1): 012002.
- [94] FORINASH C, DUPONT B. Optimization of floating offshore wind energy systems using an extended pattern search method[C]//*International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. American Society of Mechanical Engineers, 2016, 49972: V006T09A057.
- [95] SANTOS F P, TEIXEIRA Â P, GUEDES S C. Operation and maintenance of floating offshore wind turbines[M]. *Floating Offshore Wind Farms*. Springer, Cham, 2016: 181-193.
- [96] GARCIA-TERUEL A, RINALDI G, THIES P R, et al. Life cycle assessment of floating offshore wind farms: an evaluation of operation and maintenance[J]. *Applied Energy*, 2022, 307: 118067.
- [97] MAIENZA C, AVOSSA A M, PICOZZI V, et al. Feasibility analysis for floating offshore wind energy[J]. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 2022: 1-17.
- [98] ZHANG J, CHOWDHURY S, MESSAC A, et al. A response surface-based cost model for wind farm design[J]. *Energy Policy*, 2012, 42: 538-550.
- [99] SHIELDS M, BEITER P, NUNEMAKER J, et al. Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind[J]. *Applied Energy*, 2021, 298: 117189.

(责任编辑 刘永强)