

海上风电开发潜力与外送经济性分析

刘钟淇¹, 吕循岩¹, 王哲², 赵杨¹, 孙旭敏¹, 李鹏¹

(1.全球能源互联网集团有限公司, 北京 100031; 2.全球能源互联网发展合作组织, 北京 100031)

摘要: 中国浅海风电开发潜力达 17.3 亿 kW, 深海风电开发潜力达 18.3 亿 kW, 是亚洲海上风电开发潜力最大的国家。随着漂浮式风机技术的不断突破, 海上风电正逐步向深、远海推进, 开发与外送成本将快速下降。经测算, 2030 年漂浮式风电的平准化度电成本将下降到 0.28 元/(kW·h), 2050 年下降到 0.14 元/(kW·h)。采用柔性直流输电对漂浮式风电进行外送, 到 2050 年, 离岸 100, 150 km 和 200 km 的输电成本在基本情景下的测算结果分别为 0.050, 0.059 元/(kW·h) 和 0.068 元/(kW·h), 在技术快速进步情景下的测算结果分别为 0.033, 0.040 元/(kW·h) 和 0.046 元/(kW·h)。

关键词: 漂浮式风电; 柔性直流输电; 风资源评估; 平准化度电成本

中图分类号: TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)11-1498-06

0 引言

海上风电具有资源丰富、利用小时数高、不占用陆上土地等优势, 近年来成为全球风电创新发展前沿和新的增长极。加快海上风电高质量发展, 对于推动能源转型、促进“碳达峰、碳中和”具有重要意义。近年来, 材料、制造、控制、海上施工和运维等相关领域的技术创新聚合发力, 推动海上风电技术不断突破, 成本持续下降。海上风电已由示范项目步入大规模开发阶段。截至 2023 年, 我国海上风电累计并网装机容量已达 3 650 万 kW^[1,2], 位居世界第一。随着漂浮式风电等技术不断突破, 海上风电正逐步向深、远海推进。

近年来, 国内大力推动清洁能源的基地化开发, 沙漠、戈壁、荒漠等区域的清洁能源基地化开发进程加快^[3]。关于清洁能源基地的资源评估和开发方案已有不少成果, 主要集中在陆上风电、光伏基地的资源评估, 对于海上风电的资源评估也集中在近海区域^[4-6], 对于海上风电关键技术^[7-9]、融合发展^[10,11]、对海洋生态的影响^[12]也进行了研究探讨。

漂浮式风机适用于水深大于 50 m、离岸距离大于 70 km 的深、远海海域, 经历几十年的发展, 技术逐渐趋于成熟。但漂浮式风机在基础和系泊系统、功率和载荷优化控制、波浪对平台的影响等方面仍需突破^[13,14]。目前, 缺乏对漂浮式风电开发

成本, 以及漂浮式风电采用柔性直流输电方案外送成本的测算结果。

本文评估了全球浅海和深海风电开发潜力。采用多元线性回归与学习曲线拟合相结合的方法, 对漂浮式风电单位千瓦造价进行了测算, 在此基础上, 对漂浮式风电的平准化度电成本(LCOE)进行测算。以 1 000 MW 深、远海漂浮式海上风电项目为例, 在基本情景和技术快速进步情景下测算了采用柔性直流输电技术的外送成本。

1 海上风资源评估

1.1 评估方法与原则

本文采用全球清洁能源资源评估平台(GREAN)对全球各大洲海上风资源进行评估, 重点评估全球适宜集中式开发的海上风能资源。海上风能资源理论蕴藏量的计算式为^[15]

$$Tr = \frac{1}{100} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{8760} WE_{ji} A_i \quad (1)$$

式中: Tr 为理论蕴藏量; WE_{ji} 为每个格点逐小时的风能密度; A_i 为所选区域面积。

国内海上风电项目的年平均风速均在 7 m/s 以上。计算风资源技术可开发量时, 优先考虑年平均风速在 7 m/s 以上的区域。海深取值为 10~150 m, 离岸距离取值为 10~150 km。海上风资源技术可开发量评估原则和具体指标如表 1 所示。

收稿日期: 2023-12-29。

基金项目: 全球能源互联网发展合作组织自立研究项目(ZY2024013)。

作者简介: 刘钟淇(1981-), 女, 博士, 高级工程师, 研究方向为新能源开发与利用、能源互联网、农村能源等。

E-mail: zhongqi-liu@geidco.org

表 1 海上风资源技术可开发量评估指标

Table 1 Evaluation index of technical exploitability of offshore wind resources

海洋区划限制	主要阈值	风电开发海域利用系数/%
海洋保护区	不宜开发	0
港口航运区	不宜开发	0
特殊利用区	不宜开发	0
保留区	不宜开发	0
农渔业区	部分开发	30
矿产与能源区	部分开发	10
旅游休闲娱乐区	部分开发	30
工业与城镇用海区	部分开发	70

1.2 海上风资源评估结果

基于 GREAN 平台的全球海上风资源评估结果如表 2 和表 3 所示。评估包括水深小于 60 m 的浅海和水深为 60~150 m 的深海区域。欧洲是全球海上风资源最丰富的区域,浅海开发潜力高达 57.5 亿 kW,年利用小时数达 3 890 h,深海开发潜力高达 92.5 亿 kW,年利用小时数达 4 150 h。

表 2 基于 GREAN 平台的全球浅海海上风电开发潜力评估结果

Table 2 Evaluation results of global shallow sea offshore wind power development potential based on GREAN platform

地区	开发潜力/亿 kW	年发电量/万亿 kW·h	利用小时数/h
亚洲	26.0	9.3	3 536
欧洲	57.5	22.4	3 890
非洲	6.0	2.4	3 990
北美洲	41.0	15.2	3 700
中南美洲	20.9	8.2	3 940
大洋洲	11.3	4.3	3 670

表 3 基于 GREAN 平台的全球深海海上风电开发潜力评估结果

Table 3 Evaluation results of global deep sea offshore wind power development potential based on GREAN platform

地区	开发潜力/亿 kW	年发电量/万亿 kW·h	利用小时数/h
亚洲	38.5	14.0	3 667
欧洲	92.5	38.4	4 150
非洲	13.8	5.3	3 814
北美洲	68.0	27.4	4 036
中南美洲	52.5	22.6	4 310
大洋洲	41.8	16.5	3 930

中国是亚洲海上风电开发潜力最大的国家,海域风速分布如图 1 所示。

据测算,我国浅海风电开发潜力达 17.3 亿 kW,占亚洲浅海总开发潜力的 65.5%,利用小时数约为

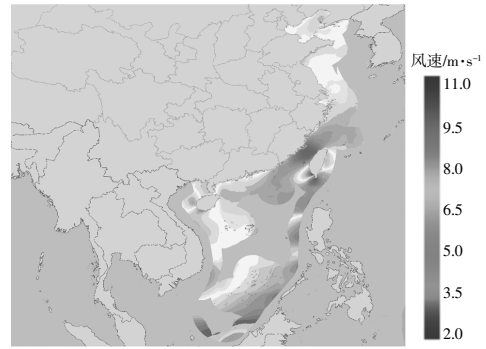


图 1 基于 GREAN 平台的中国海域风速分布图
Fig.1 Wind speed distribution in China based on GREAN platform

3 550 h。深海风电开发潜力达 18.3 亿 kW,占亚洲深海总开发潜力的 47.5%,利用小时数约为 3 820 h。福建省的利用小时数最好,浅海风资源利用小时数可达 4 440 h,深海风电利用小时数可达 4 470 h。

根据 GREAN 平台数据,广东惠州附近海域的月平均风速如图 2 所示。

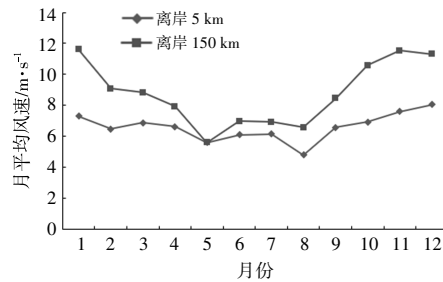


图 2 广东惠州附近离岸 150 km 和离岸 5 km 海域的月平均风速

Fig.2 Average monthly wind speed in 150 km offshore and 5 km offshore near Huizhou, Guangdong Province

由图 2 可知,离岸 150 km 海域的月平均风速均高于离岸 5 km 海域的月平均风速。

风机输出功率 P_w 与风速 v 的关系为

$$P_w = 1/2 \rho v^3 A_d C_p \quad (2)$$

式中: ρ 为空气密度; A_d 为风轮的扫风面积; C_p 为风能利用系数。

远海风速高于近海风速,由于风功率输出正比于风速的立方,远海和近海的风功率输出相差更大。在同样空气密度的条件下,若远海风速是近海风速的 2 倍,则远海风功率输出将达到近海的 8 倍。远海较近海蕴含更丰富的风资源。

2 漂浮式风电开发成本测算

从全寿命周期来看,海上风电项目投资总成本包括初始投资、运维成本和金融成本。其中初始投资包括海上风机、塔筒、变电站等设备与安装成

本,建筑费用、前期费用等建设成本,并网成本和用海成本。与陆上风电相比,海上风电成本相对较高,主要有以下原因:一是海上施工条件差、施工难度大,海上风电场的风机基础、风机安装等费用远高于陆上风电场;二是海上风电场的前期工作时间相对较长,需要协调的部门、取得的支持性文件多,比如海域、通航、海洋环评等;三是海上风电场一般离岸距离较远,加上台风、风暴潮等天气引起的大浪等不利海况条件,可达性较差,风电机组运行维护较困难。近年来,随着海上风电大型化、智能化技术迅速发展,海上施工、运维等费用降低,海上风电成本快速下降。

海上风电项目的经济性评价指标主要有单位千瓦造价和 LCOE。

2.1 单位千瓦造价测算

单位千瓦造价是指海上风电项目每千瓦的成本,其值为项目总成本与海上风电项目总装机容量之比。

单位千瓦造价是财务指标,没有考虑海上风资源、风力发电设备可靠性等技术因素,仅反映项目投运之前的财务成本,不包含项目投运后的运行和维护成本。目前,我国漂浮式风电项目造价平均在 25 000 元/kW 左右,是近海固定式海上风电场造价的 2 倍以上。在漂浮式风电造价的成本结构中,浮式基础和系泊系统占比将近 50%,风电机组占比为 12%~15%,施工安装费用占 20%左右。

漂浮式风电成本降低方法包括风机大型化、应用新材料、新工艺、优化浮式基础和系泊系统、推进集中输电送出、降低融资成本等。漂浮式风电成本测算需要基于已投运项目的造价数据,采用多元线性回归与学习曲线拟合相结合的方法进行预测,基本模型和方法为

$$y = y_1 + y_2 + \dots + y_n = \sum_{i=1}^n y_i \quad (3)$$

$$y_i = [\mu_{i1}, \mu_{i2}, \dots, \mu_{im}] \times [x_1, x_2, \dots, x_m]^T \quad (4)$$

$$Y = \begin{bmatrix} \mu_{11} & \dots & \mu_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mu_{n1} & \dots & \mu_{nm} \end{bmatrix} \times [x_1, x_2, \dots, x_m]^T \quad (5)$$

式中: y 为新能源发电项目的单位千瓦总造价; y_i 为各分项造价,它由相关数据 $[x_1, x_2, \dots, x_m]$ 及其加权系数 $[\mu_{i1}, \mu_{i2}, \dots, \mu_{im}]$ 决定。

根据已有项目的 y, x 数据,采用多元线性回归方法计算出加权系数 μ , 采用非线性插值法计

算未来水平年数据 x , 采用学习曲线拟合法测算未来水平年的 y 。

2.2 LCOE 测算

LCOE 是将项目生命周期内的总成本和总发电量折现后,计算得到的发电成本,可以用其横向比较不同类型发电项目的成本,如风电、光伏、水电项目等。

$$LCOE = \frac{CA - \frac{Vr}{(1+r)^N} + \sum_{i=1}^N \frac{OP_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{AE_i}{(1+r)^i}} \quad (6)$$

式中: CA 为初始总投资; OP 为经营性支出,包括燃料费用、运维成本和利息支出; N 为项目运营年限; r 为折现率; Vr 为固定资产残余价值; AE_i 为第 i 年的发电量。

LCOE 对初始总投资、年利用小时数、年发电量、折现率变化较为敏感,对运维费、贷款利率、贷款比例相对不敏感^[16,17]。虽然 LCOE 对运维费不敏感,适度增加运维费在数值上对 LCOE 影响不大,但是,增加运维费会降低设备故障率,进而提升年发电量和年利用小时数,最终降低 LCOE。图 3 为测算漂浮式风电 LCOE 的流程图。

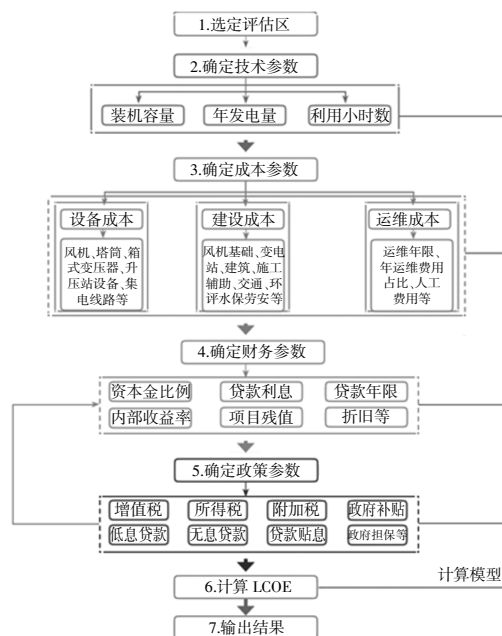


图 3 漂浮式海上风电项目 LCOE 测算流程
Fig.3 LCOE calculation process of floating offshore wind projects

根据上述测算方法,折现率取值 5%,年利用小时取值 4 000。根据计算结果,目前漂浮式风电的 LCOE 为 0.64 元/(kW·h)。预计到 2030 年,漂

浮式风电单位造价将下降 56%, LCOE 下降到 0.28 元/(kW·h);到 2050 年,漂浮式海上风电单位造价比 2030 年再下降 40%, LCOE 下降到 0.14 元/(kW·h)。目前,漂浮式风电处于示范应用阶段,政策法规的支持力度将影响发展规模、技术进步、产业链供应等,进而会对项目的经济性产生影响。另外,经济形势将影响项目的贷款、利率等,进而对项目成本水平和下降速度产生影响。

3 外送成本分析

3.1 输电方案总体结构

综合考虑技术成熟度、经济可行性、现场应用规模等因素,深、远海海上风电目前主要考虑柔性直流输电(VSC-HVDC)外送方案。以总装机容量为 1 000 MW 的漂浮式海上风电项目作为分析算例。项目分为 300, 300 MW 和 400 MW 3 个风电场分批建设。海上风机集群通过 35 kV 交流集电海缆接入 35 kV/220 kV 海上升压变,然后经海上换流站进行 AC/DC 变换后,采用 ± 320 kV 直流海缆送出。直流海缆到岸后,经过陆上换流站进行 DC/AC 变换,之后接入 500 kV 的交流电网(图 4)。传输距离分为 100, 150 km 和 200 km 3 种情景。

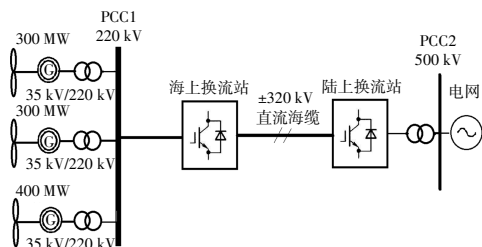


图 4 基于柔性直流技术的输电方案结构图

Fig.4 Structure diagram of transmission scheme based on VSC-HVDC

3.2 输电方案初始投资和运营费用

输电方案的主要一次设备包括海上升压变、换流站,以及直流海底电缆、陆上换流站和连接变。一次设备的主要参数和造价如表 4 所示。

表 4 基于柔性直流输电技术的输电方案参数和造价
Table 4 Parameters and cost of transmission scheme based on VSC-HVDC

设备名称	参数	造价/亿元
海上换流变	AC/DC; 220 kV/ ± 320 kV, 1 000 MW	9.95
	100 km, 1 600 mm ² , 双回 ± 320 kV	10.30
直流海缆	150 km, 1 600 mm ² , 双回 ± 320 kV	15.45
	200 km, 1 600 mm ² , 双回 ± 320 kV	20.60
陆上换流变	DC/AC; ± 320 kV/500 kV, 1 000 MW	8.80

高电压、大容量直流海缆比低电压、小容量直流海缆更有经济性。相比架空线,海缆工程造价仍处于非常高的水平^[8]。海缆单位容量造价通常可达同级别架空线的 5~10 倍,一定程度上限制了跨海输电工程的更大规模应用,经济性有待进一步提升。

采用柔性直流输电方案的总造价与输送距离的关系如图 5 所示。由图 5 可知,初始投资随着输送距离增加呈上升趋势,当输电距离分别为 100, 150 km 和 200 km 时,一次设备初始投资分别为 29.05 亿元、34.2 亿元和 39.35 亿元。

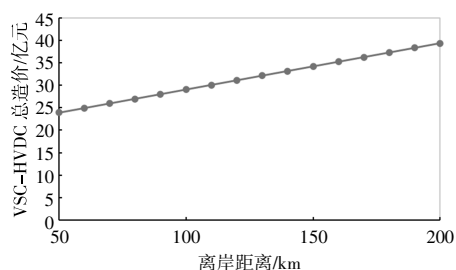


图 5 基于柔性直流的输电方案总造价与输送距离关系曲线

Fig.5 Relationship curve between total cost and offshore distance for transmission scheme based on VSC-HVDC

财务费用方面,贷款利率按照 4.9%,贷款比例为 70%,折现率为 5%。当输电距离分别为 100, 150 km 和 200 km 时,输电方案总利息费用分别为 6.72 亿元、7.92 亿元和 9.11 亿元。

运维费用方面,海上升压站运维费率取设备造价的 0.5%,海上换流站运维费率取设备造价的 1%,陆上换流站运维费率取设备造价的 1%,直流海缆运维费率取造价的 2%。一次设备损耗将使传输的发电量降低。海上升压站损耗取值 0.04%,海上换流站损耗取值 1.14%,陆上换流站损耗取值 1.17%,直流海缆损耗率按照每百公里 0.67% 计算^[9]。当输电距离分别为 100, 150 km 和 200 km 时,一次设备年运维费用分别为 3 902.5 万元、4 932.5 万元和 5 962.5 万元。

3.3 输电方案的 LCOE

3.3.1 基本情景

本情景考虑柔性直流输电技术未来的技术进步、推广应用速度与当前水平类似,柔性直流输电的关键装备阀体和直流断路器仍由少数供货商掌握,规模化应用和成本下降速度有限。计算水平年分别取 2023 年、2030 年和 2050 年,得到 3 个水

平年柔性直流输电方案的度电成本如表 5 所示。

表 5 基本情景下采用柔性直流输电方案的成本
Table 5 Cost of VSC-HVDC scheme under basic scenario

成本类型	度电成本/度·(kW·h) ⁻¹		
	2023 年	2030 年	2050 年
100 km 输电成本	0.075	0.065	0.050
100 km 到岸度电成本	0.715	0.345	0.190
150 km 输电成本	0.089	0.077	0.059
150 km 到岸度电成本	0.729	0.357	0.199
200 km 输电成本	0.103	0.090	0.068
200 km 到岸度电成本	0.743	0.370	0.208

输电成本没有考虑漂浮式风电的发电成本。到岸成本是考虑了发电成本、输电成本后电能到岸的综合成本。预计到 2050 年,当输电距离分别为 100,150 km 和 200 km 时,到岸度电成本可以下降到 0.190,0.199 ¥/(kW·h)和 0.208 ¥/(kW·h)。

3.3.2 技术快速进步情景

本情景考虑柔性直流输电未来的技术进步较快,促进成本快速下降。本情景基于两种假设:首先,当前海上风电柔性直流外送成本估算主要参考已投运的示范性项目,示范性项目设计冗余较大,造价偏高,在商业推广阶段必然会减少设计方案的冗余度,降低总体成本;其次,柔性直流输电的关键装备阀体和直流断路器可能打破目前的技术垄断,形成技术和设备充分竞争的局面,推动柔性直流技术不断成熟,进一步在大范围应用,成本快速下降。该情景下柔性输电方案的度电成本如表 6 所示。预计到 2050 年,当输电距离分别为 100,150 km 和 200 km 时,到岸度电成本可以下降到 0.173,0.180 ¥/(kW·h)和 0.186 ¥/(kW·h)。与基本情景相比,技术快速进步情景下的到岸度电成本降低了 10%左右。

表 6 技术快速进步情景下采用柔性直流输电方案的成本

Table 6 Cost of VSC-HVDC scheme under rapid technological progress scenario

成本类型	度电成本/度·(kW·h) ⁻¹		
	2023 年	2030 年	2050 年
100 km 输电成本	0.075	0.056	0.033
100 km 到岸度电成本	0.715	0.336	0.173
150 km 输电成本	0.089	0.067	0.040
150 km 到岸度电成本	0.729	0.347	0.180
200 km 输电成本	0.103	0.078	0.046
200 km 到岸度电成本	0.743	0.358	0.186

4 结论

本文评估了海上风资源,对海上风电开发潜力与外送经济性进行了分析,得到以下结论。

①中国是亚洲海上风电开发潜力最大的国家。浅海开发潜力达 17.3 亿 kW,深海开发潜力达 18.3 亿 kW。福建省的利用小时数最好,浅海风资源利用小时数可达 4 440 h,深海风资源利用小时数可达 4 470 h。

②预计到 2030 年,漂浮式风电单位造价下降 56%,LCOE 下降到 0.28 ¥/(kW·h)。到 2050 年,漂浮式海上风电单位造价比 2030 年再下降 40%,LCOE 下降到 0.14 ¥/(kW·h)。

③以 1 000 MW 漂浮式海上风电项目为例,当输电距离分别为 100,150 km 和 200 km 时,一次设备初始投资分别为 29.05 亿元、34.2 亿元和 39.35 亿元;总利息费用分别为 6.72 亿元、7.92 亿元和 9.11 亿元;一次设备年运维费用分别为 3 902.5 万元、4 932.5 万元和 5 962.5 万元。

④预计到 2050 年,当输电距离分别为 100,150 km 和 200 km 时,基本情景下输电成本可以下降到 0.050,0.059 ¥/(kW·h)和 0.068 ¥/(kW·h),技术快速进步情景下输电成本可以下降到 0.033,0.040 ¥/(kW·h)和 0.046 ¥/(kW·h)。

参考文献:

- [1] 中国海油集团能源经济研究院.中国海洋能源发展报告 2023[M].北京:石油工业出版社,2023.
- [2] 国家能源局发布 2023 年全国电力工业统计数据 [EB/OL]https://www.ne.gov.cn/2024-01/26/c_1310762246.htm,2024-01-26.
- [3] 李创军.推进可再生能源高质量跃升发展[N].中国电力报,2023-10-10.
- [4] 全球能源互联网发展合作组织.全球清洁能源开发与投资研究[M].北京:中国电力出版社,2020.
- [5] 郭乔影.基于星地多源数据的海上风能资源评估方法研究[D].杭州:浙江大学,2020.
- [6] 刘钟淇,肖晋宇,吴佳玮,等.农村零碳能源系统构建框架研究[J].可再生能源,2023,41(4):538-545.
- [7] 陈金路,张翔宇,郑向远,等.海上风电智能运维关键技术与发展建议 [J].海洋开发与管理,2023,40(6):117-128.
- [8] Kallinger D M,Rapha I J,Casal T P,et al.Offshore electrical grid layout optimization for floating wind—A

- review[J].Clean Technologies,2023,5(3):791-827.
- [9] Pryor C S,Barthelmie J R.Wind shadows impact planning of large offshore wind farms [J].Applied Energy,2024,359:122755.
- [10] 李海波.深远海海上风电制氨场景及技术分析[J].低碳化学与化工,2024,49(2):115-123.
- [11] 李霄飞,吴凤洁,李鲁,等.海上风电产业发展判析[J].中国电力企业管理,2023(18):14-17.
- [12] A Gimpel,K M Werner,F -D Bockelmann,et al. Ecological effects of offshore wind farms on Atlantic cod (Gadusmorhua) in the southern North Sea[J].Science of the Total Environment,2023.Doi:10.1016/j.scitotenv.2023.162902.
- [13] 何佳龙,李祥,喻葭临,等.漂浮式海上风电施工关键技术应用研究进展[J].水力发电,2023,49(12):108-111.
- [14] 姜磊,高景晖,钟力生,等.远海漂浮式海上风电平台用动态海缆的发展[J].高压电器,2022,58(1):1-11.
- [15] GB/T 18710-2002, 风电场风能资源评估方法(2002版)[S].
- [16] 余迪,张扬,史帅帅.海上风电项目平准化度电成本敏感性分析——基于蒙特卡洛方法[J].工程经济,2018,28(8):8-11.
- [17] 沈又幸,范艳霞.基于动态成本模型的风电成本敏感性分析[J].电力需求侧管理,2009,11(2):15-17,20.
- [18] 全球能源互联网发展合作组织.高电压大容量直流海缆技术发展路线图[M].北京:中国电力出版社,2021.
- [19] 黄晓尧,谢瑞,裘鹏,等.远海风电两种送出方案的经济性评估[J].浙江电力,2022,41(7):1-7.

Development potential of offshore wind power and economic analysis of delivery

Liu Zhongqi¹, Lü Xunyan¹, Wang Zhe², Zhao Yang¹, Sun Xumin¹, Li Peng¹

(1.Global Energy Interconnection Group Co.,Ltd., Beijing 100031, China; 2.Global Energy Interconnection Development and Corporation Organization, Beijing 100031, China)

Abstract: China's shallow-sea development potential is 1 730 GW, and deep-sea development potential is 1 830 GW, making China the country with the largest offshore wind power development potential in Asia. In recent years, with the continuous breakthroughs in floating wind turbines and concerning technologies, offshore wind power is gradually moving towards the deep sea. The development and delivery costs will drop rapidly. According to calculations, by 2030, the LCOE of floating wind power will drop to 0.28 ¥/(kW·h), and by 2050 it will drop to 0.14 ¥/(kW·h). The use of VSC-HVDC for deep-sea floating wind power, by 2050, the transmission costs of offshore 100 km, 150 km, and 200 km are estimated to be 0.050, 0.059 ¥/(kW·h) and 0.068 ¥/(kW·h) respectively in the basic scenario. Under the scenario of rapid technological progress, the estimated results are 0.033, 0.040 ¥/(kW·h) and 0.046 ¥/(kW·h) respectively.

Keywords: floating wind power; VSC-HVDC; wind resource assessment; LCOE