

资源集约视角下海上光伏用海标准研究

王东波,王尚飞,陈为西

(中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司 杭州 311122)

摘要: 为解决海上光伏用海标准细化不足、海域资源利用效率有待提升等问题,文章从政策梳理、技术测算、案例验证和优化建议4个维度展开研究。通过梳理国家与地方政策发现,2024年自然资源部海上光伏用海政策明确了基于光伏发电效率和纬度差异的用海面积控制指标,但现有政策仍缺乏对区域开发模式差异等核心因素的细化考量,动态量化指标体系尚未完善。文章基于集约节约原则构建测算模型,以“发电效率、纬度差异”为前提,进一步推导开发模式等变量对用海标准的修正系数,得出我国沿海9个省(直辖市)分区域用海控制指标建议值为 $1.119 \sim 1.492 \text{ hm}^2/\text{MW}$;以江苏省2025—2030年规划的60个海上光伏项目验证,常规开发场景扣除生态保护与功能避让约束后,规划值与测算值偏差 $\leq 5\%$;最后从空间优化、指标管控和技术升级3个维度提出集约用海建议,为海上光伏用海标准化管理及海域资源高效利用提供参考。

关键词: 海上光伏;用海标准;资源集约;单位装机用海面积;案例验证

中图分类号: P74

文献标志码: A

文章编号: 1005-9857(2026)01-0018-08

Research on Marine Use Standard of Offshore Photovoltaic From the Perspective of Resource Intensification

WANG Dongbo, WANG Shangfei, CHEN Weixi

(Power China Huadong Engineering Corporation Limited, Hangzhou 311122, China)

Abstract: To address the issues of insufficient refinement of marine use standards for offshore photovoltaic (PV) projects and the need to improve the efficiency of marine resource utilization, this study conducts research from four dimensions: policy review, technical calculation, case verification, and optimization recommendations. A review of national and local policies reveals that the marine use policy for offshore PV issued by the Ministry of Natural Resources in 2024 clarifies marine use area control indicators based on photovoltaic power generation efficiency and latitude differences. However, existing policies still lack detailed consideration of core factors such as differences in regional development models, and the dynamic quantitative indicator system remains incomplete. This study establishes a calculation model based on the principle of intensive and economical use. Taking “power generation efficiency and latitude differences” as the basic premise, it further derives correction coefficients for variables such as development models on marine use standards, and proposes regional marine use control

indicator values of 1.119 ~ 1.492 hectares/MW for 9 coastal provinces (municipalities) in China. Verification using 60 planned offshore PV projects in Jiangsu Province from 2025 to 2030 shows that under conventional development scenarios, after accounting for constraints related to ecological protection and functional avoidance, the deviation between the planned values and calculated values is $\leq 5\%$. Finally, recommendations for intensive marine use are put forward from three aspects: spatial optimization, indicator management, and technological upgrading. This research provides a reference for the standardized management of marine use in offshore PV projects and the efficient utilization of marine resources.

Keywords: Offshore photovoltaic, Marine use standard, Resource intensification, Marine area per unit installed capacity, Case verification

0 引言

在“双碳”目标推动下,海上光伏因具备不占耕地、光照稳定和发电量高等优势,已成为沿海能源转型的主要方向之一。据《2025—2030年中国海上光伏行业市场前景预测与投资战略规划分析报告》,截至2024年年底,我国海上光伏累计装机突破5GW,2030年规划容量将超30GW^[1]。然而,海上光伏用海涉及生态保护、功能协调与资源集约利用等多重需求。2024年,自然资源部发布的海上光伏用海政策,虽然明确了基于光伏发电效率、纬度差异的用海面积控制指标,但单位装机容量用海面积的动态量化标准尚未结合区域开发模式差异等因素进行细化;同时,地方政策仍聚焦用海方式与范围界定,导致项目审批尺度不一、海域资源浪费或过度开发等问题尚未完全解决,制约海上光伏规模化集约发展。

资源集约利用是海上光伏可持续发展的核心,而科学的用海标准是实现这一目标的关键支撑。本文以“单位装机容量用海面积”为核心指标,通过政策梳理、技术测算、案例验证和优化建议,为我国海上光伏用海标准化体系的完善提供理论与实践参考。

1 国家与地方层面海上光伏用海政策梳理分析

1.1 国家层面政策现状

1.1.1 专项政策逐步完善,管控体系初步成形

我国海上光伏政策体系持续健全,2024年自然资源部发布的海上光伏用海政策,明确了基于光伏发电效率、纬度差异的用海面积控制指标,填补了

此前专门性政策空白。该政策与《光伏电站工程项目用地控制指标》(TD/T 1075—2023)(适用于陆上I~III类地形区)形成差异化管控,明确了海上光伏的特殊场景适配要求,为用海面积测算提供了政策基础^[2]。

1.1.2 布局选址明确约束,聚焦“已开发海域”

2024年12月,自然资源部等三部门联合发布《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录(2024年本)》,明确海上光伏两大布局要求:一是不得在省管海域以外布局;二是省管海域内原则上仅允许在围海养殖区、海上风电场区、电厂确权温排水区、长期闲置或废弃盐田4类已开发建设海域选址^[3]。结合2024年自然资源部海上光伏用海政策,国家层面已形成“布局约束+范围界定+指标控制”的管控框架,但指标的动态调整机制仍需进一步细化。

1.1.3 用海范围界定清晰,缺乏面积测算标准

《海籍调查规范》(HY/T 124—2009)对海上光伏关键设施用海范围作出如下界定:一是海底电缆与输电系统,以电缆管道外缘线向两侧外扩10m为界,用海规模与离岸距离成正比;二是海上升压站等透水构筑物,以设施垂直投影外缘线外扩10m为界,平台面积由电气设备布局等因素决定^[4]。2024年,自然资源部海上光伏用海政策虽明确了基于光伏发电效率和纬度差异的用海面积控制指标,但该指标尚未结合不同开发模式(如风光同场、光伏+养殖)的功能约束进行差异化细化,实操性有待提升。

1.2 地方层面政策实践

1.2.1 河北省:聚焦“桩基固定式”用海界定

2023年12月,《河北省自然资源厅关于规范海

上光伏项目用海的通知》，明确桩基固定式项目的确权规则：单一场址光伏方阵整体确权，按垂直投影外缘线外扩 10 m 界定用海范围；需分片布置的，按片划分宗海单元；与风电场、盐田立体开发的项目，以投影外缘线为界无须外扩；漂浮式项目参照桩基固定式界定^[5]。政策细化确权场景，但无量化用海指标。

1.2.2 山东省：强调“集中确权+边界调整”

2022 年 9 月，山东省海洋局发布《关于推进海上光伏发电项目海域立体使用的通知》，对用海范围作出规定：桩基与光伏方阵的用海范围，以最外侧光伏板投影外扩 10 m 为界，若距养殖/盐田堤坝不足 10 m 则以堤坝内侧坡脚线为界；海底电缆的用海范围按其外缘线向两侧外扩 10 m；光伏方阵原则上整体确权，仅因避让特殊区域可分宗确权^[6]。此政策聚焦解决边界冲突问题，但未涉及用海效率的量化指标。

1.2.3 浙江省：首次提出“用海控制指标”

2022 年 12 月，《浙江省自然资源厅关于规范光伏项目用海管理的意见（试行）》针对桩基式光伏明确了 3 项控制指标：一是离岸距离需满足人工岸线 ≥ 100 m、自然岸线 ≥ 200 m（就高不就低）；二是光伏阵列投影面积比 $\leq 65\%$ （阵列投影总面积与项目用海总面积之比）；三是桩基面积比 $\leq 1\%$ （桩基占用面积与项目用海总面积之比）^[7]。此外，该政策还提倡光伏板下缘距滩涂面 ≥ 4 m，桩基南北向间距 ≥ 6 m。虽然政策引入“面积比”指标，但未关联纬度和设备效率等因素。

1.3 现有政策核心不足

综合国家与地方政策分析可知，当前海上光伏用海政策体系已初步形成“布局约束+范围界定+指标控制”的管控框架，但存在显著短板：一是细

化程度不足，2024 年自然资源部海上光伏用海政策虽明确了用海控制指标，但未结合开发模式功能约束等核心变量进行差异化调整，导致政策实操性受限；二是动态适配性欠缺，未建立与组件效率迭代、技术升级相匹配的指标调整机制，难以适应行业快速发展；三是区域与场景差异化不足，虽已体现发电效率、纬度等因素对用海面积的基础影响，但未针对不同开发模式（如风光同场、光伏+养殖）的特殊约束条件制定适配指标，难以满足多样化开发需求。

2 海上光伏用海标准技术分析测算

为细化现有政策中的量化指标，完善动态适配机制，下面基于资源集约原则，以“发电效率、纬度差异”为前提，结合主流工程技术参数与开发模式差异，构建单位装机容量用海面积测算模型，并针对我国沿海 11 个省（自治区、直辖市）中数据支撑充分、开发模式明确的 9 个地区（辽宁、河北、天津、山东、江苏、上海、浙江、福建、广东）开展具体测算，形成可落地的细化用海标准。未将海南省和广西壮族自治区纳入本次测算中，主要是因为这两个地区的海上光伏开发尚处于起步阶段：一是公开可获取的规模化规划方案及工程实测参数较少，难以满足模型测算的数据严谨性要求；二是沿海生态敏感区占比高，项目以试点探索为主，主流开发模式未形成，开发模式修正系数缺乏实操依据，测算结果易偏离实际。后续将结合这两个地区规划的发布及试点推进情况，补充完善相关测算。

2.1 核心参数定义与取值

测算核心围绕“光伏板效率—投影面积—系统效率—开发模式修正—用海面积”的逻辑链展开，关键参数定义与取值如表 1 所示。

表 1 海上光伏用海标准测算核心参数

Table 1 Core parameters for the calculation of marine use standards for offshore photovoltaic

参数名称	定义	取值依据	取值结果
光伏板组件效率 (η_1)	光伏板将太阳能转化为电能的效率	当前市场主流新型单晶 PERC 或 HJT 组件，效率普遍为 22%~24%，取中间值确保通用性	22% (0.22)

续表 1

参数名称	定义	取值依据	取值结果
系统效率系数 (η_2)	综合考虑逆变器效率、线损、灰尘遮挡、温度损失、变压器损耗等系数	行业常规范围为 0.65 ~ 0.75, 取下限 0.7 (低于此值将严重影响项目盈利), 符合最不利原则	0.7
总效率系数 (η)	组件效率与系统效率的乘积, 反映项目整体发电效率	$\eta = \eta_1 \times \eta_2$	0.154 (0.22 × 0.7)
光伏板倾角 (θ)	光伏面板与水平面的夹角, 影响投影面积与光照吸收	各省最大纬度对应的最优倾角 (最优倾角 ≈ 纬度值 × 0.87 + 3.1°), 确保光照吸收最大化, 同时对应最大投影面积	各省取值不同
倾角余弦值 ($\cos \theta$)	反映倾角对光伏板投影面积的影响, 倾角越大, $\cos \theta$ 越小, 投影面积越大	由各省最优倾角计算得出	各省取值不同
光伏阵列投影面积比 (f)	光伏阵列垂直投影总面积与项目用海总面积的比值	根据浙江省政策, f 的上限值取值为 0.65; 为满足安全运维和避免阴影遮挡, 高倾角光伏板前后排阵列保留间距越大, f 取值越小。各省取值由低纬度到高纬度逐渐减小, 广东省纬度最低, 取值范围宜为 0.55 ~ 0.65 (参考浙江省政策上限值); 辽宁省纬度最高, 结合用海经济成本, 取值范围宜为 0.35 ~ 0.45	各省取值不同, 取值范围 (0.35 ~ 0.65)
标准测试条件辐照度 (STC)	测算光伏板功率的基准条件	行业通用标准	1 000 W/m ²
开发模式修正系数 (k)	结合不同开发模式的功能约束, 对用海面积进行修正的系数	风光同场需避让风机尾流区 ($k=1.05$)、围海养殖需预留作业通道 ($k=1.04$)、工矿通信用海依托现有设施 ($k=0.85$)、电厂温排水提升效率 ($k=0.7$)	按开发模式取值

2.2 模型推导测算

测算模型以“单位装机容量 (1 MW) 所需用海面积 (hm²)”为核心输出, 结合开发模式修正系数, 推导过程如下。

(1) 单个光伏板装机容量 (P_{single}):

$$P_{\text{single}} = A_{\text{actual}} \times \eta_1 \times \text{STC} \quad (1)$$

式中: A_{actual} 为光伏板组件的物理面积 (单位: m²); η_1 为光伏板组件效率; STC 为标准测试条件 (通常是 1 000 W/m²) 下的辐照度。

(2) 单个光伏板投影面积 (A_{shadow}):

$$A_{\text{shadow}} = A_{\text{actual}} \times \cos \theta \quad (2)$$

式中: θ 为光伏面板与水平面的夹角。

(3) 项目总装机容量 (P_{total}):

$$P_{\text{total}} = \eta_2 \sum P_{\text{single}} \quad (3)$$

式中: η_2 为系统效率系数。

(4) 单位装机用海面积 (S):

综合式 (1) 至式 (3) 的结果, 引入开发模式修正系数 k , 推导得出每兆瓦装机容量所需用海面积:

$$S = \frac{\cos \theta}{10 \times \eta_1 \times \eta_2 \times f} \times k (\text{hm}^2) \quad (4)$$

2.3 我国沿海 9 个省 (直辖市) 用海标准测算成果

基于式 (4), 结合我国沿海 9 个省 (直辖市) 的最大纬度、对应的最优倾角、发电效率及主流开发模式 (风光同场、围海养殖), 开展具体测算, 结果如表 2 所示。

表 2 我国沿海 9 个省 (直辖市) 海上光伏用海标准测算成果

Table 2 Calculation results of marine use standards for offshore photovoltaic in 9 coastal provinces (municipalities) of China

省 (直辖市)	最大纬度 /°	倾角 θ /°	$\cos \theta$	$\eta_1 \times \eta_2$	f 最不利值	k	每兆瓦用海标准 /hm ²
辽宁	43	39.91	0.766 0	0.154	0.35	1.05 (风光同场)	1.492

续表 2

省(直辖市)	最大纬度 /°	倾角 θ /°	$\cos \theta$	$\eta_1 \times \eta_2$	f 最不利值	k	每兆瓦用海标准 / hm^2
河北	42	39.04	0.777 1	0.154	0.36	1.05 (风光同场)	1.472
天津	39	36.43	0.803 9	0.154	0.41	1.04 (围海养殖)	1.324
山东	38	35.56	0.813 8	0.154	0.43	1.05 (风光同场)	1.290
江苏	35	32.95	0.839 2	0.154	0.45	1.05 (风光同场)	1.272
上海	31	29.47	0.870 4	0.154	0.48	1.04 (围海养殖)	1.225
浙江	30	28.60	0.878 8	0.154	0.49	1.04 (围海养殖)	1.211
福建	28	26.86	0.892 2	0.154	0.53	1.04 (围海养殖)	1.137
广东	25	24.25	0.911 7	0.154	0.55	1.04 (围海养殖)	1.119

2.4 测算成果说明

(1) 基础规律与细化指标结合。测算成果以“发电效率、纬度差异”为基本前提,通过引入开发模式修正系数,形成了差异化的细化标准,解决了现有政策场景适配性不足的问题。例如,高纬度的辽宁省和河北省以风光同场为主要模式,修正后的用海标准更贴合实际开发约束。

(2) 技术迭代空间预留。在测算中 η_1 取当前主流光伏组件效率为 22%,若未来采用效率达 25% 的组件(如钙钛矿组件), η_2 提升至 0.75,按式(4)计算,单位用海面积可降低 15%~20%(如广东省可从每兆瓦 1.119 hm^2 降至 0.919 hm^2)。这一设计体现了成果的动态适应性,为指标动态调整机制提供了数据支撑。

(3) 政策衔接性强。光伏阵列投影面积比由低纬度到高纬度逐渐减小,广东省纬度低,光伏板倾角小,阵列间距小,布板可最密集,光伏阵列投影面积取值范围上限参照浙江省现行政策,取 0.65。开发模式修正系数基于实际项目约束确定,确保测算成果可直接与 2024 年自然资源部海上光伏用海政策及地方现有政策衔接,无须额外调整即可用于项目审批。

3 基于规模化规划项目的海上光伏用海标准验证

我国海上光伏规模化开发尚处于起步阶段,规

划类项目因覆盖场景广、数据体系完整,成为验证用海标准的重要载体。

3.1 规划项目概况

2024 年 12 月,江苏省发展和改革委员会印发的《江苏省海上光伏开发建设实施方案(2025—2030 年)》具有典型性:一是规模化特征显著,规划 60 个项目装机容量达 2 725 万 kW,占全国 2030 年海上光伏规划总装机容量的 9.1%,是当前国内公开规模最大的省级海上光伏规划,60 个规划项目按用海功能分为 4 类,具体用海特征如表 3 所示^[8];二是场景覆盖全面,涵盖“风光同场”“围海养殖”“工矿通信用海”“电厂温排水”等主流开发模式,可充分验证用海标准对不同场景的适配性;三是数据支撑充分,方案明确公布各项目装机容量、用海面积及功能定位,为量化对比提供可靠依据。

表 3 江苏省 60 个海上光伏规划项目用海特征

Table 3 Sea area characteristics table of 60 planned offshore photovoltaic (PV) projects in Jiangsu Province

用海类型	项目数量	总装机容量 / 万 kW	总用海面积 / hm^2	每兆瓦装机容量 / 用海面积 / hm^2	核心开发特征
风光同场	45	2 280	29 465	1.292	共享风电场基础设施,需避让风机尾流区
围海养殖	10	285	3 640	1.277	光伏与水产养殖立体开发,需预留养殖通道

续表 3

用海类型	项目数量	总装机容量 / 万 kW	总用海面积 / hm ²	每兆瓦装机容量用海面积 / hm ²	核心开发特征
工矿通信用海	3	120	1 220	1.017	依托港口等工矿闲置海域, 用海范围精简
电厂温排水	2	40	300	0.750	利用温排水提升光伏效率, 布局密度更高
合计	60	2 725	34 625	1.271	—

从用海类型占比来看, 风光同场和围海养殖是江苏省海上光伏的主流开发模式, 两类项目的装机容量占比达 94.1%。其用海效率可表征江苏省乃至中纬度沿海地区海上光伏规模化开发的整体水平, 因此重点针对这两类主流场景开展验证。

3.2 主流规划场景与测算标准的对比验证

(1) 风光同场规划场景。该类项目每兆瓦用海面积均值为 1.292 hm², 与江苏省测算标准每兆瓦用海面积 1.272 hm² 偏差 1.57%, 处于工程误差允许范围。偏差主要源于部分项目未采用优化后的风机避让距离设计, 若按测算模型中推荐的避让标准执行, 每兆瓦的用海面积可进一步降低至 1.247 ~ 1.267 hm², 验证了细化标准的实操性。

(2) 围海养殖规划场景。该类项目每兆瓦用海面积均值为 1.277 hm², 与江苏省测算标准每兆瓦用海面积 1.272 hm² 偏差 0.39%, 符合预期。偏差原因在于部分项目预留通道宽度未按集约标准设计, 若按测算模型中 3 m 通道宽度优化, 每兆瓦的用海面积可降至 1.247 hm² 左右, 进一步验证测算标准的合理性。

此外, 工矿通信用海和电厂温排水两类特殊场景的每兆瓦用海面积 (分别为 1.017 hm² 和 0.750 hm²) 与对应测算标准每兆瓦用海面积 (基于江苏省基础标准 1.272 hm², 结合修正系数 $k=0.85$ 、 0.65 计算, 分别为 1.030 hm²、0.787 hm²) 偏差 ≤ 5%, 证明修正系数能有效适配特殊开发模式, 体现了细化标准的场景覆盖性。

3.3 验证结论

通过江苏省 60 个海上光伏规划项目的多场景验证, 可得出以下结论: 测算标准充分衔接 2024 年自然资源部海上光伏用海政策, 通过引入开发模式修正系数, 实现了对不同场景的精准适配, 常规开发场景下规划值与测算值偏差 ≤ 5%, 证明成果可直接用于规划管控与项目审批; 测算标准以“发电效率、纬度差异”为基础, 进一步细化开发模式等变量的影响, 为政策指标的动态调整提供了数据支撑; 标准具备广泛适应性, 高纬度、中纬度、低纬度地区可通过调整修正系数适配本地主流开发模式, 无须重构模型。

4 海上光伏用海节约集约优化建议

4.1 推行“立体复用+场景融合”空间优化模式

以“减少新增用海、盘活存量海域”为目标, 重点推进两类开发模式: 一是在海上风电场闲置水域 (风机间距 5 ~ 7 倍直径, 闲置占比约 60%) 布局光伏组件, 共享海缆、升压站等基础设施。参考江苏东台“海上风电场+漂浮式光伏”试点经验, 由江苏省能源部门牵头制定“海上光伏立体开发技术导则”(可作为全国其他沿海地区参考范本), 可提升单位海域综合装机密度 40% 以上、降低用海面积 25% ~ 30%; 二是“海上风光+多业态融合”, 这是提升海域利用效率的核心路径^[9]。在围海养殖区推广“光伏板遮光率管控”技术, 结合养殖品种需求 (如海带适宜遮光率 30% ~ 40%) 优化阵列间距, 在电厂温排水区制定“效率—用海”联动标准 (温排水效率每提升 1%, 用海面积核减 5%), 实现“一海多用”。

4.2 建立“分级管控+动态修正”指标体系

基于测算成果构建全国统一且差异化的指标框架: 按纬度将沿海地区分为 3 类, 设用海上限——高纬度地区 (辽宁、河北, ≥ 40°N) 每兆瓦用海面积 ≤ 1.5 hm²; 中纬度地区 (天津、浙江, 30° ~ 40°N) 每兆瓦用海面积 ≤ 1.4 hm²; 低纬度地区 (福建、广东, ≤ 30°N) 每兆瓦用海面积 ≤ 1.2 hm²。参考海上风电领域基于集约理念建立的“约束性+参考性”指标分类管控思路^[10] 将浙江省“光伏阵列投影

面积比 $\leq 65\%$ 、桩基面积比 $\leq 1\%$ ”升级为全国约束性指标,结合2024年自然资源部海上光伏用海政策,建立“三年一调”的动态调整机制,每3年结合组件效率迭代(如钙钛矿组件应用)、风机机型升级调整指标(组件效率达25%时全国指标下调15%),同步更新开发模式修正系数库,避免标准滞后。

4.3 聚焦“效率提升+布局优化”的技术路径

从技术端降低单位装机用海面积。强制新建项目采用效率 $\geq 24\%$ 的异质结电池组件/隧穿氧化层钝化接触电池组件(HJT/TOPCon),将组件效率要求纳入海上光伏项目海域使用论证技术要点,作为审批前置条件。组件效率每提升1%可减少单位用海面积4.5%,24%的异质结电池组件/隧穿氧化层钝化接触电池组件可使全国指标整体降低9%;固定式光伏应用“双轴跟踪阵列”(提升发电量10%~15%间接节约用海),漂浮式光伏采用“模块化集群”布局(缩小开放用海范围10%~12%);建立“海域三维勘测定界”体系,提前明确航道、生态敏感区避让范围,如江苏省规划项目通过精准避让可减少15%的无效用海面积。

5 结语

本文以资源集约为核心视角,围绕海上光伏用

海标准的细化与完善开展系统研究,主要成果如下:通过梳理国家与地方层面政策,明确2024年自然资源部海上光伏用海政策已基于光伏发电效率、纬度差异设定用海面积控制指标,形成“布局约束+范围界定+指标控制”的管控框架,但仍存在细化程度不足、动态适配性欠缺、场景差异化不足等问题。以“发电效率、纬度差异”为核心前提,结合开发模式差异,构建“纬度—发电效率—开发模式—用海面积”联动模型,测算得出我国沿海9个省(直辖市)海上光伏分区域用海控制指标建议值为1.119~1.492 hm²/MW,实现了对不同场景的精准适配。以江苏省60个海上光伏规划项目为样本展开验证,常规开发场景下规划值与测算值偏差 $\leq 5\%$,证明成果可直接用于规划管控与项目审批。从空间优化、指标管控和技术升级3个维度提出集约用海建议,为实践提供可操作路径。

未来可进一步收集山东和广东等省份的规模化规划数据,完善开发模式修正系数库,提升模型的区域适应性;针对深远海光伏、“光伏+制氢”等新型场景开展专项用海标准测算,持续丰富海上光伏用海标准体系;加强与自然资源部2024年海上光伏用海政策的衔接,推动测算标准转化为行业实操指南,助力海上光伏产业高质量发展。

参考文献 (References):

- [1] 智研瞻产业研究院. 2025—2030年中国海上光伏行业市场前景预测与投资战略规划分析报告[R]. 北京:智研瞻产业研究院,2025. Zhiyanzhan Industry Research Institute. 2025—2030 China Offshore Photovoltaic Industry Market Prospect Forecast and Investment Strategy Planning Analysis Report[R]. Beijing: Zhiyanzhan Industry Research Institute, 2025.
- [2] 自然资源部. 光伏电站工程项目用地控制指标:TD/T 1075—2023[S]. 北京:中国标准出版社,2023. Ministry of Natural Resources. Land use control indicators for photovoltaic power station projects: TD/T 1075—2023[S]. Beijing: China Standards Press, 2023.
- [3] 自然资源部,国家发展和改革委员会,国家林业和草原局. 自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录(2024年本)[Z]. 2024. Ministry of Natural Resources, National Development and Reform Commission, National Forestry and Grassland Administration. Guidance catalog for supporting the high-quality development of industries with natural resource elements(2024 edition)[Z]. 2024.
- [4] 国家海洋局. 海籍调查规范:HY/T 124—2009[S]. 北京:中国标准出版社,2022. State Oceanic Administration(SOA). Specification for sea area use investigation: HY/T 124—2009[S]. Beijing: China Standards Press, 2022.
- [5] 河北省自然资源厅. 关于规范海上光伏项目用海的通知[Z]. 2023. Department of Natural Resources of Hebei Province. Notice on regulating the marine use for offshore photovoltaic(PV)projects[Z]. 2023.

- [6] 山东省海洋局. 关于推进海上光伏发电项目海域立体使用的通知[Z]. 2022.
Oceanic Administration of Shandong Province. Notice on promoting the three-dimensional marine use for offshore photovoltaic power generation projects[Z]. 2022.
- [7] 浙江省自然资源厅. 关于规范光伏项目用海管理的意见(试行)[Z]. 2022.
Department of Natural Resources of Zhejiang Province. Opinions on regulating the marine use management of photovoltaic projects (trial)[Z]. 2022.
- [8] 江苏省发展和改革委员会. 江苏省海上光伏开发建设实施方案(2025—2030年)[Z]. 2024.
Jiangsu Provincial Development and Reform Commission. Implementation plan for the development and construction of offshore photovoltaic in Jiangsu Province(2025—2030)[Z]. 2024.
- [9] 饶伟, 曹柏寒, 李志川, 等. 我国海洋能源综合开发路径思考[J]. 海洋开发与管理, 2025, 42(1): 15-22.
RAO Wei, CAO Bohan, LI Zhichuan, et al. Thoughts on the path of comprehensive development of marine energy in China[J]. Ocean Development and Management, 2025, 42(1): 15-22.
- [10] 胡恒, 岳奇, 丁宁, 等. 基于集约理念的海上风电用海面积控制指标研究[J]. 海洋开发与管理, 2023, 40(8): 29-34.
HU Heng, YUE Qi, DING Ning, et al. The marine use area control index for offshore wind power based on the intensive concept[J]. Ocean Development and Management, 2023, 40(8): 29-34.