

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241036

基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规划方法

边晓燕¹, 左轩泽¹, 潘汀莹², 周波¹, 杨悦¹, 林顺富¹

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 国网临海市供电公司, 浙江 临海 317000)

摘要: 开发海上风电基地具有统筹布局、统一规划的优势。小规模海上风电场送出规划方法不再适用于千万千瓦级海上风电基地, 其送出系统规划包括海上风电基地分区、海上升压站及汇集站选址、输电线路及并网点优选。鉴于此, 提出一种基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规划方法。首先, 提出改进 K-means 法对海上风电基地进行分区。其次, 考虑到海上风电基地风电机组容量的不同及海缆线路损耗, 采用改进重心法对海上汇集站和升压站进行选址。然后, 以经济性最优为目标, 建立基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规划模型, 实现海上风电基地分区、海上升压站和海上汇集站选址、海缆选型和并网点优选的协同规划。最后, 通过某实际规划的海上风电基地进行仿真验证, 结果表明所提方法较传统规划方法求解更迅速, 规划结果更经济。

关键词: 海上风电基地; 改进重心法; 选址定容; 编码规划矩阵

A planning method for transmission system of offshore wind power base based on a coded planning matrix

BIAN Xiaoyan¹, ZUO Xuanze¹, PAN Tingying², ZHOU Bo¹, YANG Yue¹, LIN Shunfu¹

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. State Grid Linhai Power Supply Company, Linhai 317000, China)

Abstract: The development of offshore wind power base (OWPB) offers advantages in coordinated layout and unified planning. However, planning methods suitable for small-scale offshore wind farms are no longer adequate for OWPB at the ten-gigawatt level. Transmission system planning for such bases involves partitioning the wind power base, locating offshore booster and aggregation stations, optimizing transmission routes, and selecting grid connection points. To address these complexities, this paper proposes a planning method for grid integration of OWPB based on a coded planning matrix. First, the improved K-means cluster method is introduced to partition the OWPB. Second, the improved gravity center method is adopted to locate the offshore collector and booster stations, considering varying cable transmission loss and capacities of wind turbines. Then, aiming for optimal economic performance, a planning model based on a coded planning matrix is established to achieve coordinated planning of partitioning, station locating and sizing, cable selection, and grid connection point optimization. Finally, simulations are conducted using a real OWPB for verification, and the results show that the proposed method achieves faster computation and more economical planning outcomes than traditional planning methods.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977127).

Key words: offshore wind power base; improved gravity center method; locating and sizing; coded planning matrix

0 引言

海上风电的大规模开发是实现我国“碳达峰、碳中和”目标的重要举措之一。我国远海风电资源达 12.68 GW, 国家发展改革委、国家能源局提出我

国需开展深远海上风电规划, 并规划了山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾 5 个千万千瓦级海上风电基地^[1]。海上风电基地送出系统规划建立在海上风电基地宏观选址及海上风电机组微观选址基础上, 包括海上风电基地分区、海上升压站和汇集站选址定容、输电海缆选型及并网点优选^[2-4]。开发海上风电基地有统筹布局、统一规划、统一建设的

基金项目: 国家自然科学基金项目资助 (51977127)

优势, 有助于海上风电降本增效、提高海域资源利用率。因此, 研究海上风电基地送出系统规划, 对于改善海上风电送出系统经济性及合理性具有重要意义。

海上风电基地规模已达千万千瓦级, 单个海上变电站容量已无法满足送出需要, 有必要对海上风电基地进行分区规划送出。目前国内外学者对海上风电场分区规划已有一些研究, 在已知海上风电场宏观选址及风机微观选址的条件下, 现有文献分别进行了分区和变电站选址研究。在海上风电场分区方面, 文献[5-6]采用 Voronoi 图对风场区域进行划分, 并结合粒子群优化算法对海缆连接进行优化。文献[7-9]通过聚类的方法对海上风电场进行分区, 并将直接将聚类中心作为海上变电站选址。在海上变电站选址方面, 文献[10]采取动态超参数复制和重置机制, 对海上风电场变电站选址进行了规划。文献[11]基于地理信息系统中的风机经纬度坐标, 通过几何测量和交集计算, 得出近海海上风电场海上变电站的具体位置。上述海上风电场分区和变电站选址研究通过传统聚类或 Voronoi 图分块等方法进行区域划分, 在对海上风电场变电站选址时一般选取聚类中心或通过差分优化算法等得到选址结果, 但当前研究应用于千万千瓦级海上风电基地时, 上述分区方法会导致局部最优解问题, 无法得到最优选址结果; 在变电站选址过程中也未考虑风电机组容量不同等因素带来的影响。综上, 本文提出改进 K-means 算法对千万千瓦级海上风电基地进行分区, 然后采用改进重心法在分区的基础上对多个海上变电站进行选址, 该方法能够计及多种容量风电机组及线路损耗的影响。

海上风电基地电能输送问题至关重要, 电力输送难度大、成本高, 易引发各种安全问题, 国内外学者对海上输电经济性及可靠性的研究日益深入。文献[12]分别从经济和技术两方面考虑, 提出了一种改进多准则决策模型, 并采用改进层次分析法和批判权重法分别计算指标的主、客观权重, 对不同离岸距离下的海上风电场进行分析和规划。文献[13]提出风资源评价指标、海上风电系统输电能力指标和受端电网停电负荷指标, 建立了海上风电场电力系统总体可靠性评价体系, 并用灰色关联法对指标进行加权, 完成对输电系统的评价与规划。文献[14]构建了包括经济性、利用率、可靠性的多指标评估体系, 并基于改进层次分析法-熵权-纳什均衡法(analytic hierarchy process-entropy weight method-Nash equilibrium, AHP-EWM-NASH)确定多指标权重, 对海上风电工程进行了综合效益评估。文献[15]综合考虑海上风电规模、输送距离、经济性、实际

工程经验等因素对大规模海上风电汇集送出方案进行对比分析。现有的海上风电输电规划研究, 未与海上风电基地分区结果进行协同考虑。由于输电电压等级影响分区容量及数量, 分区规划中海上变电站选址结果会影响输电规划中并网点优选结果, 仅对输电系统进行单独规划难以得到合理规划结果, 因此, 有必要对分区和海上输电进行协同规划以提升海上风电基地送出系统规划结果的合理性和经济性。

综上, 本文提出一种基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统分区、海上升压站及汇集站选址定容和海上输电协同规划方法。首先, 为避免聚类中心过近导致分区结果不理想的问题, 提出改进 K-means 法对海上风电基地进行分区; 然后, 考虑线路损耗及海上风电机组容量的不同对选址结果的影响, 提出改进重心法对海上升压站和汇集站进行选址; 其次, 由于集电系统和输电系统两者规划结果互相影响, 提出基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统分区和输电协同规划方法, 以经济性最优为目标, 构建海上风电基地送出系统协同规划模型, 实现海上风电基地分区、海上升压站及汇集站选址、输电电压等级、海缆截面积和陆上并网点等参数的协同规划。最后, 以中国某实际规划中海上风电基地作为算例对所提方法进行仿真分析与验证。

1 海上风电基地送出系统协同规划框架

本文将海上风电基地送出系统规划分为分区规划和输电规划两个部分, 分区规划结果和输电规划结果互相影响, 需要对两者进行协同规划。

1.1 海上风电基地分区及海上升压站和汇集站选址

海上风电基地已达千万千瓦级, 需要对海上风电基地进行多个分区, 并在分区基础上完成海上站点选址以满足升压站及汇集站容量限制, 达到送出要求。

海上风电基地集电系统电压等级影响分区、升压站和汇集站选址结果。当海上风电基地集电系统电压等级为 35 kV 时, 海上风电机组通过 35 kV 交流海缆接入 110 kV 或 220 kV 海上升压站, 再通过海缆送至海上汇集站, 升压并换流后通过电压等级为 ± 320 kV、 ± 400 kV 或 ± 525 kV 的直流海缆送出^[16]; 当集电系统电压等级为 66 kV 时, 海上风电机组直接通过 66 kV 交流海缆接入海上汇集站, 经升压、换流后通过直流海缆送至陆上电网, 无需设置海上升压站^[16], 仅需要在大分区基础上完成海上汇集站选址。如图 1 所示, 先对海上风电基地进行一次分区, 其中海上汇集站覆盖区域定义为大分区, 图 1 中海上风电基地被分为了 4 个大分区: A、B、C、

D; 在大分区基础上再次分区, 每一座海上上升压站可覆盖区域定义为小分区, 例如图中大分区 D 被再次分为了两个小分区 D-1 和 D-2。本文提出基于改进 K-means 法的海上风电基地分区方法, 通过选取相距较远的若干初始聚类中心进行聚类, 提升分区效果。然后基于改进重心法的海上升压站及汇集站选址方法, 将整个海上风电基地视为一个整体并计及线路损耗, 最后海上站点选址结果即为该系统的重心位置。

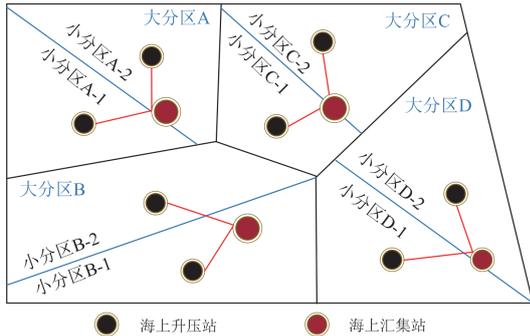


图 1 海上风电基地大、小分区示意图

Fig. 1 Schematic diagram of large and small partition of OWPB

1.2 海上风电基地输电规划

海上风电输电规划分为海缆选型和并网点优选, 以上优选结果受分区规划结果影响。海上风电基地离岸距离远, 通常采用柔性直流输电(voltage source converter based high voltage direct current transmission, VSC-HVDC), 柔性直流海缆最大传输

功率和最大允许电流由海缆横截面积及电压等级决定^[17-18]。海上风电基地规划规模庞大, 单个并网点难以消纳整个海上风电基地出力, 需选取多个并网点实现分区消纳。

1.3 模型假设

结合国内外海上风电规划研究, 对海上风电基地进行一些简化和假设。

1) 海上风电基地宏观选址和海上风电机组微观选址均为已知。

2) 忽略海上升压站及汇集站所处地理位置不同所引起的成本差异, 如建设费、劳动力成本等因素。

2 基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规划方法

本文所提海上风电基地送出系统规划方法以经济性最优为目标, 基于海上风电基地宏观选址、风电机组微观选址, 对海上风电基地分区、海上升压站及汇集站选址定容、直流输电海缆和并网点优选进行协同规划。其中, 输电电压等级通过影响汇集站容量, 使分区数和分区容量不同; 同时海上汇集站选址结果也会对并网点优选结果产生影响, 通过分区和输电协同规划能够实现海上风电基地送出系统的优化送出。海上风电基地送出系统协同规划流程如图 2 所示。

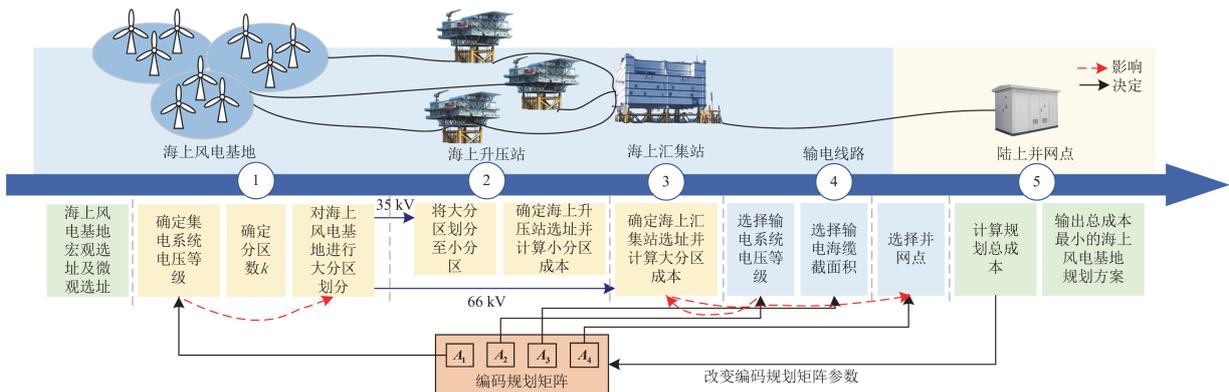


图 2 海上风电基地送出系统协同规划流程图

Fig. 2 Collaborative planning flowchart of OWPB transmission system

首先, 建立编码规划矩阵 A_1 确定集电系统电压等级, 并根据肘部法及海上升压站和海上汇集站容量上限确定分区数目 k , 提出改进 K-means 算法对海上风电基地进行大分区及小分区, 其中小分区需根据集电系统电压等级大小判断是否需要分区。

其次, 在分区基础上根据改进重心法进行海上汇集站的选址。并通过编码规划矩阵 A_2 、 A_3 和 A_4 优选输电海缆电压等级、海缆型号和并网点, 在兼顾可靠性的基础上计算海上风电基地规划的总成本。最后, 改变编码规划矩阵, 对输电系统和集电系统

进行协同规划, 输出最优规划结果。

2.1 基于改进 K-means 法的海上风电基地分区

2.1.1 基于肘部法的海上分区数确定

海上风电基地分区规划中, 不同的分区数 k 会导致分区容量不同。本文选用肘部法获得分区数量 k 。肘部法通过误差平方和 S_{SE} 表示所有样本的聚类误差, 聚类误差的大小反映聚类效果的优劣^[19]。

$$S_{SE} = \sum_{i=1}^k \sum_{p \in V_i} |p - r_i|^2 \quad (1)$$

式中: V_i 为海上风电基地中的第 i 个分区子集; p 为集中的点; r_i 为质心。随着 k 值的增大, 每个集合之间的紧凑程度就会增加, S_{SE} 就会减小, 当肘部图中出现一个使斜率明显变化的点, 在该点之后斜率明显变小, 则该点对应数字即为最优分区数。

2.1.2 基于改进 K-means 算法的海上风电基地分区

K-means 算法是一种无监督学习迭代聚类算法^[20], 相比于其他算法, 该算法操作简单, 可行性高, 方便快捷。本文根据海上发电机组微观选址和风电机组间的最小欧氏距离, 得到分区结果。初始聚类中心的选择影响最终聚类结果^[21-22], 传统 K-means 聚类算法随机选取初始聚类中心点, 易产生由于初始聚类中心选取过近导致分区结果差的问题。本文基于最大距离选取初始聚类中心以提高聚类效果, 可以避免出现聚类中心过于接近导致的分区效果差问题。

设一片区域有 l 个点, 这些点的坐标分别为 (a_v, b_v) , 选取 (a_c, b_c) 为基准点, 其中 $v, c = 1, 2, \dots, l$, 点与点之间的距离为 e_v 。针对初始点的选择, 先计算基准点至每个点间的平均距离。

$$e_v = \sqrt{(a_c - a_v)^2 + (b_c - b_v)^2} \quad (2)$$

$$\bar{e}_v = \frac{\sum_{v=1}^l e_v}{l-1} \quad (3)$$

式中: \bar{e}_v 为选取点间的平均距离。

将 \bar{e}_v 进行降序排序, 取前 $5k$ 个点, 再次计算选取点间的平均距离, 选取前 k 个点作为聚类中心点。确定聚类中心后, 通过改进 K-means 法完成海上风电基地分区。

2.2 基于改进重心法的海上升压站及汇集站选址

由于海上风电基地存在不同容量的风电机组, 本节采用考虑线路损耗的改进重心法进行海上升压站及汇集站选址, 将每台风电机组容量作为系统整体质量的一部分, 算出该系统的重心, 即为海上站点选址^[23]。

2.2.1 海上升压站选址

设海上风电基地中有 n 台风电机组, 每台风电

机组的坐标分别为 $(x_i, y_i), i \in 1, 2, \dots, n$ 。初选海上升压站位于 (x_0, y_0) , 其中每台风电机组到海上升压站的距离为 d_i ; 分区海缆总成本为 c_{cab} ; 同一片海上风电基地分区中有不同容量的海上风电机组, 每一座海上风电机组容量为 w_i ; 单位距离海缆的造价为 h_i 。

$$d_i = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2} \quad (4)$$

$$c_{cab} = w_i d_i h_i \quad (5)$$

分区海缆有功损耗 $P_{cable, loss}$ 为

$$P_{cable, loss} = \frac{U_{cable}^2}{d_i R_{cable}} \quad (6)$$

式中: U_{cable} 为集电系统电压等级; R_{cable} 为线路的单位距离阻抗。集电系统海缆有功损耗成本^[17] $c_{cable, loss}$ 为

$$c_{cable, loss} = \frac{P_{cable, loss} i_{energy, price}}{i_{loss}} (1 - 1/(1 + i_{loss})^{T_{life}}) \quad (7)$$

式中: T_{life} 为海上风电机组的平均寿命; i_{loss} 为折现率; $i_{energy, price}$ 为电价。

因此, 可得该分区总成本 c_m 为

$$c_m = \min \sum_{i=1}^s (c_{cab} + c_{ts} + c_{cable, loss}) \quad (8)$$

式中: m 为分区编号, $m \in \{1, 2, \dots, n\}$; s 为分区总数; c_{ts} 为海上升压站的成本。由于海上风电机组与海上升压站的距离决定了 d_i , 计算一个分区总成本 $c_m(x_0, y_0)$ 时将式(8)代入式(9), 得

$$c_m(x_0, y_0) = \min \left(\sum_{i=1}^n w_i h_i d_i + c_{ts} + c_{cable, loss} \right) \quad (9)$$

求花费总成本最小的海上升压站位置, 等同于对函数 $c_m(x_0, y_0)$ 求极值问题。根据函数极值原理, 对式(9)分别求偏导数, 并令其偏导数等于 0, 得

$$\frac{\partial c_m}{\partial x} = \sum_{i=1}^n \left[\frac{h_i (x_0 - x_i)}{d_i} + \frac{m(x_i - x_0)}{d_i^3} \right] = 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial c_m}{\partial y} = \sum_{i=1}^n \left[\frac{h_i (y_0 - y_i)}{d_i} + \frac{m(y_i - y_0)}{d_i^3} \right] = 0 \quad (11)$$

式(10)和式(11)展开式见附录 A 式(A1)和式(A2)。将式(10)和式(11)写成迭代式, 可得第 r 次迭代的结果为

$$x_r^* = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{d_{i(r-1)}^3} (w_i h_i d_i^{*2} - z)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_{i(r-1)}^3} (w_i h_i d_i^{*2} - z)} \quad (12)$$

$$y_r^* = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{d_{i(r-1)}^{*3}} (w_i h_i d_i^{*2} - z)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_{i(r-1)}^{*3}} (w_i h_i d_i^{*2} - z)} \quad (13)$$

式中： x_r^* 、 y_r^* 分别为第 r 次迭代后的 x 、 y 的坐标； d_i^* 为在第 r 次迭代时海上风电机组至海上变电站的距离； $d_{i(r-1)}^* = \sqrt{(x_{i(r-1)}^* - x_i)^2 + (y_{i(r-1)}^* - y_i)^2}$ ； $z = i_{\text{energy,price}} e_{\text{loss}} / (i_{\text{loss}} R_{\text{cable}})$ 。如果此时第 r 次迭代总成本 $c_{m,r}$ 小于第 $k-1$ 次总成本 $c_{m,r-1}$ ，说明该分区总成本还有优化空间；否则 (x_{r-1}^*, y_{r-1}^*) 为该分区海上变电站的最佳选址。

若集电系统电压等级为 35 kV，每一个小分区应包括一座海上升压站，每个小分区中的升压站再汇集至所属大分区的海上汇集站统一送出；若电压等级为 66 kV，海上风电机组可直接连接至海上汇集站统一送出，35 kV 和 66 kV 电压等级集电系统拓扑分别见附录 A 图 A1 和图 A2^[16]。

2.2.2 海上汇集站选址

海上汇集过程中海缆总成本 $c_{\text{cs,cable}}$ 为

$$c_{\text{cs,cable}} = d_{\text{station}} h_i P_{\text{os_sub}} \quad (14)$$

式中： d_{station} 为海上升压站到海上汇集站距离； $P_{\text{os_sub}}$ 为小分区中海上升压站容量。

通过改进重心法得到海上汇集站选址结果，该算法能够考虑到每个升压站容量的差异，并使得汇集站选址结果更靠近大容量升压站，减少线路损耗，提高规划结果经济性。

大分区规划全寿命周期成本 $c_{\text{partition}}$ 为

$$c_{\text{partition}} = \sum_{m=1}^k (c_m + c_{\text{cs}} + c_{\text{cs,cable}} + c_{\text{cs,cable,loss}} + c_{\text{connect,cable}} + c_{\text{scrap}}) \quad (15)$$

式中： c_{cs} 为海上汇集站成本； $c_{\text{cs,cable,loss}}$ 为海上汇集海缆损耗； $c_{\text{connect,cable}}$ 为汇集站间联接海缆成本； c_{scrap} 为海上风电基地报废成本。

通过增加汇集站间的联接海缆能够在任意一座汇集站发生故障时通过联接海缆将电能送至附近另一座汇集站送出，提高可靠性，降低故障损失。

集电系统海缆额定载流量约束、海上风电机组出力约束和电压安全约束及海上风电机组设备相角详见附录 A^[24]。

2.3 基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统协同规划方法

在海上风电基地送出系统规划中，海上汇集站选址影响并网点优选结果，同时输电系统电压等级

选择结果影响大分区数，因此本节构建编码规划矩阵对海上风电基地集电系统电压等级、输电海缆和并网点进行协同规划。图 3 为海上风电基地送出系统优化规划流程。

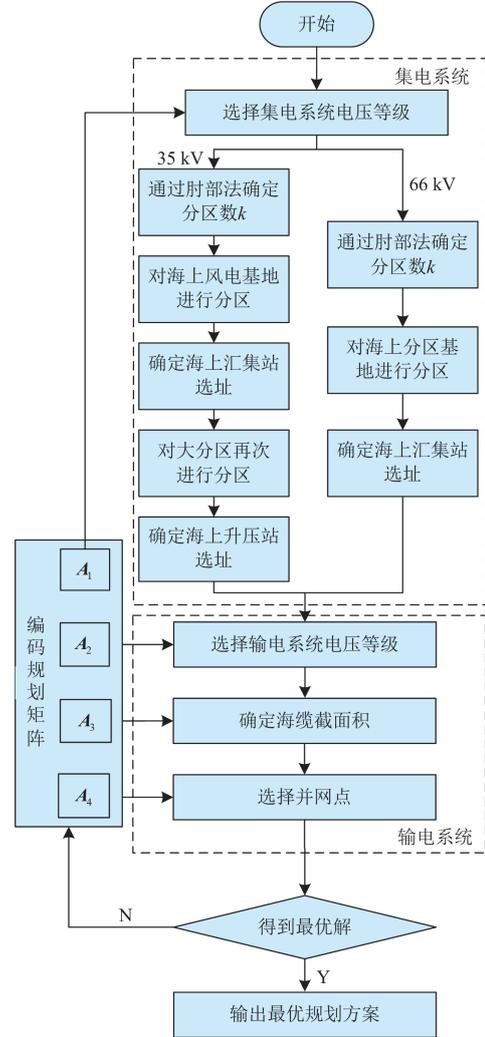


图 3 海上风电基地送出系统优化规划流程图

Fig. 3 Optimal planning flowchart of OWPB transmission system

2.3.1 编码规划矩阵

通过构建编码规划矩阵和约束条件实现对集电系统电压等级选择、输电海缆选型和并网点优选。通过不同截面积下最大允许电流与不同电压等级所对应柔性直流海缆传输功率建立编码规划矩阵，编码规划矩阵为

$$U_{\text{cs}} = [U_{11} \ U_{12} \ U_{13} \ \cdots \ U_{1q}] \quad (16)$$

$$S = [S_1 \ S_2 \ S_3 \ \cdots \ S_p] \quad (17)$$

$$I_{\text{ts}} = K_{\text{OP}}(S) \quad (18)$$

$$U_{\text{ts}} = [U_{11} \ U_{12} \ U_{13} \ \cdots \ U_{1v}] \quad (19)$$

$$\mathbf{P}_{\text{cable}} = \mathbf{I}_{\text{ts}}^T \times \mathbf{U}_{\text{ts}} = \begin{bmatrix} P_{11} & \cdots & P_{p1} \\ \vdots & & \vdots \\ P_{1q} & \cdots & P_{pq} \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$\mathbf{c}_{\text{per-cable}} = \begin{bmatrix} c_{11} & \cdots & c_{p1} \\ \vdots & & \vdots \\ c_{1q} & \cdots & c_{pq} \end{bmatrix} \quad (21)$$

式中: \mathbf{U}_{cs} 为集电系统电压等级待选集; U_{1q} 为第 q 种柔性直流海缆的电压等级; S 为柔性直流海缆截面积; S_p 为第 p 种柔性直流海缆的横截面积; \mathbf{I}_{ts} 为输电海缆长期允许电流; K_{OP} 为柔性直流海缆截面积与长期允许电流的函数关系; \mathbf{U}_{ts} 为输电海缆电压等级; U_{1v} 为第 v 种柔性直流海缆的电压等级; $\mathbf{P}_{\text{cable}}$ 为基于输电海缆长期允许电流对应不同电压等级下所得最大传输功率; P_{pq} 为不同电压及电流关系下的海缆最大传输功率; $\mathbf{c}_{\text{per-cable}}$ 为选取该型号下单位长度柔性直流海缆造价; c_{pq} 为选取第 pq 种类型时海缆的造价。

$$\mathbf{U}_{\text{cable}} = \mathbf{A}_1 \mathbf{U}_{\text{cs}} \quad (22)$$

$$\mathbf{Z}_{\text{cable}} = \mathbf{A}_2 \mathbf{P}_{\text{cable}} \mathbf{A}_3 \quad (23)$$

$$\mathbf{c}_{\text{cable}} = \mathbf{Z}_{\text{cable}} \mathbf{L}_{\text{cable}} \quad (24)$$

$$\mathbf{Z}_{\text{POI}} = \mathbf{A}_4 \mathbf{Q}_{\text{POI}} \quad (25)$$

式中: \mathbf{A}_1 、 \mathbf{A}_2 、 \mathbf{A}_3 、 \mathbf{A}_4 均为以 0-1 为编码的变量矩阵, 当矩阵中元素取 1 时, 表示选取该方案, 当矩阵中元素取 0 时, 表示不选取该方案; $\mathbf{c}_{\text{cable}}$ 为海缆的总造价; $\mathbf{Z}_{\text{cable}}$ 为海缆型号的选取结果; $\mathbf{L}_{\text{cable}}$ 为海上汇集站至选取并网点的距离; \mathbf{Z}_{POI} 为并网点的选择结果; \mathbf{Q}_{POI} 为并网点的候选集。编码规划方法不同于普通 0-1 矩阵, 该方法通过不停迭代对比, 输出海上风电基地送出系统最优规划结果。

通过输出选型矩阵 \mathbf{A}_1 、 \mathbf{A}_2 、 \mathbf{A}_3 、 \mathbf{A}_4 可获得电压等级选择及海缆选型结果。

2.3.2 成本计算

电压等级为 35 kV 且传输容量为 38.5 MW 的集电系统海缆成本为 442 万元/km^[25]; 电压等级为 66 kV 且传输容量为 72.4 MW 的集电系统海缆成本为 490 万元/km^[25]。柔性直流输电海缆成本模型 $c_{\text{per-cable}}$ 如式(26)所示^[26]; 海上升压站建设成本 $c_{\text{os_sub}}$ 如式(27)所示^[27]; 海上汇集站建设成本 $c_{\text{os_gs}}$ 如式(28)所示^[27]。海上换流平台修建成本为 28 500 万元, 其中换流器、换流阀等设备成本为 136.6 万元/MW^[28]。海上风电基地输电海缆总成本 $c_{\text{trans-cable}}$ 如式(29)所示。

$$c_{\text{per-cable}} = 0.08204(A_{\text{DC}} + B_{\text{DC}} P_{\text{DC}}) l_{\text{cable}} \quad (26)$$

$$c_{\text{os_sub}} = 2.052 + 0.378 \cdot 1.0012^{(P_{\text{os_sub}} - 240)} \quad (27)$$

$$c_{\text{os_gs}} = 28500 + 136.6 P_{\text{os_gs}} \quad (28)$$

$$c_{\text{trans-cable}} = c_{\text{per-cable}} \times L_{\text{cable}} \times (1 + f_m) + \sum_{i \in M} (c_{\text{ied}} - c_{\text{ier}}) \quad (29)$$

式中: P_{DC} 为柔性直流海缆的额定功率; A_{DC} 、 B_{DC} 为系数, 取值见附录 A 表 A2^[29]; l_{cable} 为柔性直流海缆长度; 额定功率与额定电压和海缆横截面积的关系见附录表 A1; $P_{\text{os_sub}}$ 为升压站容量; $P_{\text{os_gs}}$ 为汇集站容量; f_m 为工程维护率; c_{ied} 为拆除、销毁设备所损耗的费用; c_{ier} 为设备残值。

海上升压站或海上汇集站故障会影响整个分区的发电量, 系统可靠性指标通过故障修复导致的发电量损失与上网电价的乘积可转换为发电成本。

$$c_{\text{rel}} = (t_{\text{fau}} + t_{\text{fix}}) g^i \text{energy_price} q s_{bd} \quad (30)$$

式中: c_{rel} 为因故障而损失的发电成本; t_{fau} 为从发生故障至检测所花费的时间; t_{fix} 为设备修复所需时间^[30]; g 为单位时间内故障海上风电基地分区发出电量; q 为海上风电机组的平均寿命; s_{bd} 为不同设备的年故障率^[30]。海上风电基地离岸距离远, 路程消耗时间长, 海上风电基地故障修复时间应包括从岸边至海上风电基地的路程总耗时。

通过计算比较输电总成本 c_{trans} 进行海上输电海缆的选型和对并网点的选址。

$$c_{\text{trans}} = \min(c_{\text{trans-cable}} + c_{\text{rel}} + c_{\text{os_sub}} + c_{\text{os_gs}}) \quad (31)$$

比较所有方案的总成本 c_{total} , 并输出最优海上风电基地规划结果。

$$c_{\text{total}} = c_{\text{trans}} + c_{\text{partition}} \quad (32)$$

2.3.3 输电约束

海上线路的铺设因海洋环境、海底地形等因素的影响, 有许多条件限制: 如海缆不能互相交叉, 海缆交叉规避约束如式(33)所示; 海上有航路、锚地和天然气管道影响等, 海上输电规避约束如式(34)所示。

$$f_{i,j}(x_m), f_{m,n}(x_i), f_{i,j}(x_n), \quad (33)$$

$$f_{m,n}(x_j) \notin \beta_{\text{anc}}, \beta_{\text{route}}, \beta_{\text{gas}}$$

$$f_{i,j}(x_m), f_{m,n}(x_i), f_{i,j}(x_n), \quad (34)$$

$$f_{m,n}(x_j) \notin \beta_{\text{route}}, \beta_{\text{gas}}$$

式中: x_i, y_i 分别表示节点 i 的横、纵坐标; $f_{i,j}(\cdot)$ 表示经过节点 i, j 的直线对应的线性函数; $f_{m,n}(\cdot)$ 表示经过节点 m, n 的直线对应的线性函数; β_{route} 和 β_{gas} 分别表示航路区域和天然气管道区域。海缆交叉情况如附录 A 图 A3 所示, 实际工程中可以通过

铺设不同深度的海缆进行规避^[24]。

3 算例分析

3.1 算例系统

为验证本文所提基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规划方法的有效性,采用中国某实际规划的千万千瓦级海上风电基地作为算例。该海上风电基地宏观选址和微观选址均已知,装机容量为10360 MW,海上风电基地中有单机容量为12 MW的风电机组550台和8 MW的风电机组470台。候选并网点有4个,离岸直线距离和并网点可消纳容量计算结果、设备可靠性参数分别如附录A表A3和表A4^[17,31]所示,不同电压等级下的集电系统海缆、海上升压站及汇集站成本见2.3.2节。对于小规模海上风电场,单个变电站容量已可满足其送出需要,无需进行分区规划送出。本文采用CPU为AMD Ryzen 76800H with Radeon Graphics3.20 GHz、内存为16 GB的计算机和版本为windows11的Matlab R2022b软件中Gurobi求解器进行优化计算。

3.2 经济性规划结果

不同输电电压等级对应的海上汇集站容量上限不同,通过海上汇集站容量上限设置每一个分区容量上限,并使用2.1.1节方法求得分区数。由于新建升压站成本远大于新建线路,因此需要修建容量尽量大的升压站和汇集站,使分区数尽量少,从而提高整体经济性。根据式(12)和式(13)对海上升压站和海上汇集站选址进行求解。为验证本文所提方法的有效性,使用了4种不同方案进行规划并对比分析。

方案1:采用K-means算法进行分区^[7-8],并采用重心法^[23]对海上升压站及汇集站进行选址,选取输电系统电压等级为±400 kV。

方案2:采用改进K-means算法进行分区,并采用改进重心法对海上升压站及汇集站进行选址,选取输电系统电压等级为±400 kV,分别对输电系统和集电系统进行规划。

方案3:采用K-means算法进行分区^[7-8],并采用重心法^[23]对海上升压站及汇集站进行选址,选取输电系统电压等级为±525 kV。

方案4:本文所提基于编码规划矩阵的海上风电基地分区及输电协同规划方法。

结合经济性参数和算例分析计算,4个方案规划结果如表1所示。

由于海上汇集站最大容量受输电系统电压等级影响,产生了不同的分区结果,图4表示了不同输

电系统电压等级下的大分区规划结果,不同颜色的点表示风电机组属于不同的大分区。图4(a)中海上风电基地被分为7个大分区;图4(b)中海上风电基地被分为5个大分区。

表1 4种方案规划结果

Table 1 Planning results of four schemes				
	方案1	方案2	方案3	方案4
集电系统电压等/kV	35	66	35	66
大分区数	7	7	5	5
每个大分区中小分数	4	4	5	5
升压站数量/座	28	0	25	0
海上汇集站数量/座	7	7	5	5
输电电压等级/kV	±400	±400	±525	±525
求解时间/s	562.4	523.6	437.6	430.7
海上汇集站成本/亿元	127	127	126	126
升压站成本/亿元	84	0	84	0
分区海缆成本/亿元	284	294	235	236
分区线路损耗/亿元	323	239	256	223
输电海缆线路成本/亿元	311	289	269	238
故障修复成本/亿元	178	71	153	51
总成本/亿元	1307	1020	1123	874

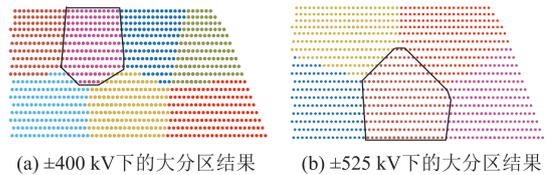


图4 不同输电系统电压等级下大分区规划结果

Fig. 4 Results of large partition planning in different transmission system voltage levels

由于两种方案中输电线路电压等级不同,导致汇集站容量上限不同,导致小分区数量不同,选取图4中黑色不规则多边形大分区作为小分区划分案例,图5中不同颜色点表示风电机组属于不同小分区

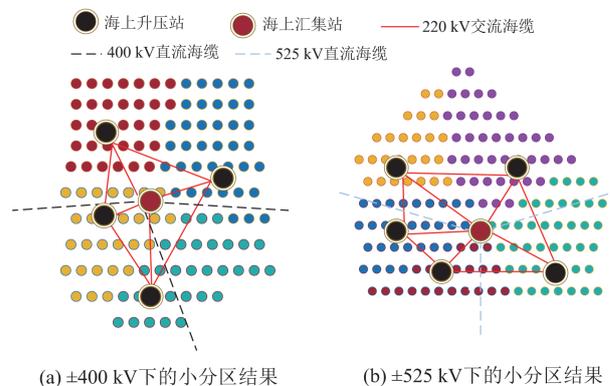


图5 不同输电系统电压等级下部分小分区规划结果

Fig. 5 Results of small partition planning in different transmission system voltage levels

区。图 5(a)为方案 1 中大分区下的小分区结果, 该大分区被分为了 4 个小分区; 图 5(b)为方案 4 中大分区下的小分区结果, 该大分区被分为了 5 个小分区。

对于电压等级为 ± 525 kV 的输电海缆, 因每个大分区容量较大, 均需选用横截面积为 3000 mm^2 的输电海缆进行送出; 而对于电压等级为 ± 400 kV 的输电海缆, 根据每个大分区容量选取最经济的截面积进行送出。不同方案下不同大分区所接并网点、所选输电海缆截面积见附录 A 表 A5。

根据经济性模型及算例参数, 4 种海上风电基地送出系统规划方案总成本分布如图 6 所示, 从图 6 中可以看出, 方案 4(集电系统电压等级 66 kV, 输电电压等级 ± 525 kV)是海上风电基地送出规划综合表现更优异的方案。图 6 表示了方案 4 的输电规划结果。分析其原因, 主要有以下几个方面: 1) 根据 2.2 节中拓扑结构可知, 与 35 kV 电压等级的集电系统相比, 66 kV 电压等级的集电系统中不需要海上升压站, 海上风电机组可直接连接至海上汇集站, 然后将电能送出, 减少了升压站成本; 2) 海缆成本在总成本中占比最大, 在电压等级为 35 kV 的集电系统中, 存在升压站与汇集站间连接海缆, 导致其分区规划成本高于 66 kV 电压等级, 且 ± 525 kV 输电海缆总长度与 ± 400 kV 输电海缆相比更短, 其总成本更低; 3) 仅考虑电压等级为 35 kV 的集电系统, 其集电系统海缆的线路损耗比 66 kV 电压等级低, 但是由于 35 kV 电压等级的集电系统中, 升压站间还需要连接海缆提升可靠性, 因此线路损耗大于 66 kV 电压等级; 4) 在仿真求解时间方面, 由于分区数目和输电规划的不同导致求解时间有较大差距,

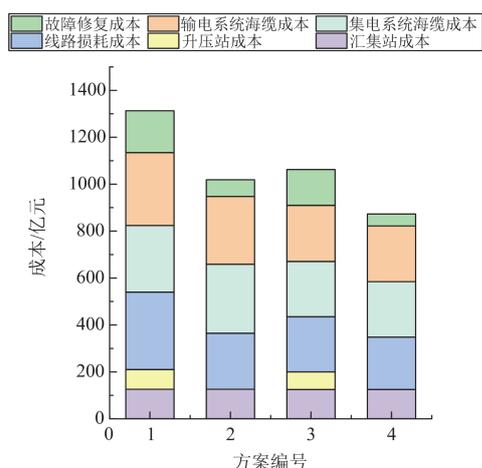


图 6 4 种海上风电基地送出系统规划方案的总成本分布

Fig. 6 Total cost distribution of 4 planning options for OWPB transmission system

本文所提的基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规划方法求解时间最短, 提高了计算效率。

3.3 海上风电基地最优送出规划结果分析

3.3.1 海上风电基地分区结果分析

根据 2.1 节方法, 方案 4 中海上风电基地被划分为 5 个大分区。与方案 2 相比, 方案 4 总成本降低了 12.2%, 因为两个方案所采用的输电电压等级不同, 导致大分区数量不同。相比于方案 2, 方案 4 集电海缆长度更短, 减少了线路损耗和海缆成本。与方案 3 相比, 方案 4 分区成本降低了 19.9%, 因为方案 4 中集电系统电压等级为 66 kV, 因此不需要再划分至小分区进行升压送出。且方案 3 中重心法未考虑线路损耗, 导致集电系统线路损耗增加, 使总成本增加。

3.3.2 海上风电基地输电规划结果分析

在完成海上风电基地分区和汇集站选址后, 根据经济性评估模型与算例参数, 使用 2.3 节方法对输电通道和并网点进行选取。海缆规避和禁止铺设海缆区域影响并网点选取, 且实际输电通道距离会与海上风电基地离并网点直线距离不同。其中, 方案 4 输电成本比方案 2 低 25%, 是由于方案 2 未进行协同规划, 当输电系统电压等级为 ± 400 kV 时其大分区数量多于 ± 525 kV 电压等级, 因此当电压等级为 ± 400 kV 时, 需要输电海缆总长度更长, 导致成本更高; 方案 4 输电成本比方案 3 低 35.9%, 是由于方案 3 中升压站导致其故障修复成本大于方案 4, 导致经济性较差。综上, 方案 4 为海上风电基地送出系统规划最优方案。图 7 展示了方案 4 输电规划结果。

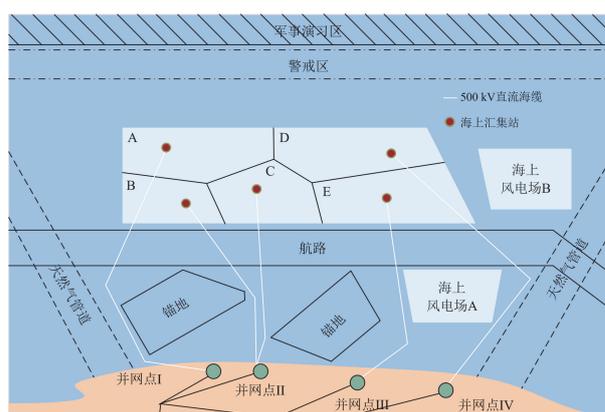


图 7 方案 4 输电规划结果图

Fig. 7 Transmission planning results for scheme 4

4 结论

针对海上风电基地送出系统规划问题, 本文建立了基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统规

划模型，通过对某实际规划中海上风电基地进行仿真分析可知：

1) 改进 K-means 法可以实现对海上风电基地送出系统大、小分区数量和容量优化，在海上升压站和海上汇集站选址过程中使用改进重心法能考虑到线路损耗、不同容量的风电机组和升压站及汇集站间连接海缆，使规划结果经济可靠。

2) 提出基于编码规划矩阵的海上风电基地送出系统分区和输电协同规划方法，实现集电系统电压等级、海上风电基地分区、海上升压站和汇集站选址、输电海缆及并网点优选的协同规划。其中，输电电压等级选择结果影响分区数及分区容量，海上汇集站选址结果影响并网点优选，分区和输电规划结果互相影响，通过编码规划矩阵进行统一规划能够获得经济合理的海上风电基地送出系统规划方案。

附录 A

式(11)是非线性方程组，无法直接求出海上变电站坐标 (x^*, y^*) 的表达式，需要用迭代法进行求解，对式(10)和式(11)展开得到

$$x^* = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{d_i^{*3}} (w_i h_i d_i^{*2} - z)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_i^{*3}} (w_i h_i d_i^{*2} - z)} \quad (A1)$$

$$y^* = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{d_i^{*3}} (w_i h_i d_i^{*2} - z)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_i^{*3}} (w_i h_i d_i^{*2} - z)} \quad (A2)$$

1) 分区海缆额定载流量约束

海缆的载流量大小由其横截面积决定，其中海缆尺寸 S 在标准化集合 $G_{S,cable}$ 中获得；海缆额定功率 P_{cable} 从集合 $G_{P,cable}$ 中取得。

$$S \in G_{S,cable} \quad (A3)$$

$$P_{cable} \in G_{P,cable} \quad (A4)$$

2) 海上风电机组出力约束

海上风电机组的有功出力和无功出力约束满足式(A5)。

$$\begin{cases} P_{wind,min} \leq P_{wind} \leq P_{wind,max} \\ P_{wind} \tan \alpha_{wind,min} \leq Q_{wind} \leq P_{wind} \tan \alpha_{wind,max} \end{cases} \quad (A5)$$

式中： P_{wind} 、 Q_{wind} 分别为风电机组输出的有功和无功功率； $P_{wind,max}$ 、 $P_{wind,min}$ 分别为海上风电机组的最

大和最小出力； $\tan \alpha_{wind,max}$ 、 $\tan \alpha_{wind,min}$ 分别为海上风电机组的最大和最小功率因数。

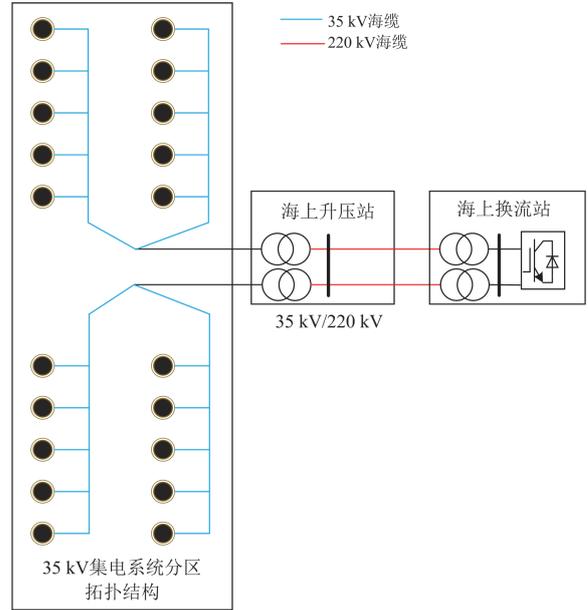


图 A1 35 kV 电压等级下集电系统分区拓扑结构图

Fig. A1 Topology diagram of collecting system partition under 35 kV voltage level

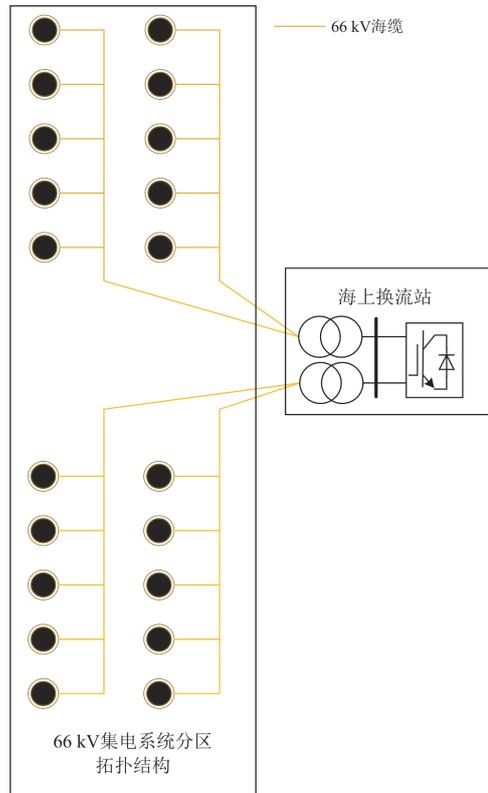


图 A2 66 kV 电压等级下集电系统分区拓扑结构图

Fig. A2 Topology diagram of collecting system partition under 66 kV voltage level

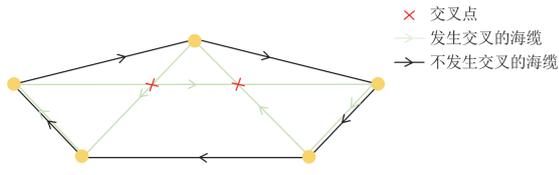


图 A3 海底电缆交叉规避示意图

Fig. A3 Diagram for cross-avoidance of submarine cables

3) 海上风电机组电压安全、设备相角约束

$$\begin{cases} U_{v,\min} \leq U_v \leq U_{v,\max} \\ \theta_{ij,\min} \leq \theta_{ij} \leq \theta_{ij,\max} \end{cases} \quad (A6)$$

式中: U_v 、 $U_{v,\max}$ 、 $U_{v,\min}$ 分别为交流或直流侧电压幅值及其上、下限; θ_{ij} 、 $\theta_{ij,\max}$ 、 $\theta_{ij,\min}$ 分别为节点 i 、 j 的电压相角差及其上、下限。

$$\begin{cases} P_{os_sub,\min} \leq P_{os_sub} \leq P_{os_sub,\max} \\ P_{os_gs,\min} \leq P_{os_gs} \leq P_{os_gs,\max} \end{cases} \quad (A7)$$

式中: P_{os_sub} 、 $P_{os_sub,\max}$ 、 $P_{os_sub,\min}$ 分别为海上换流站容量及其最大、最小值; P_{os_gs} 、 $P_{os_gs,\max}$ 、 $P_{os_gs,\min}$ 分别为海上汇集站容量及其最大、最小值。

表 A1 柔性直流海缆额定功率与额定电压及横截面积关系
Table A1 Relationship between rated power and rated voltage and cross-sectional area of VSC-HVDC submarine cable

横截面积/mm ²	柔性直流海缆额定功率/MW	
	电压等级 400 kV	电压等级 525 kV
1×1000	864	1080
1×1200	952	1190
1×1600	1124	1405
1×2000	1284	1605
1×2500	1464	1830
1×3000	1587	2155

表 A2 柔性直流海缆参数

Table A2 Parameters of VSC-HVDC submarine cable

电压等级/kV	A_{DC}	B_{DC}
±400	0.403	0.0076
±500	0.565	0.0061

表 A3 海上风电基地与并网节点直线距离及其可消纳容量

Table A3 Distance between OWPB and PCC and absorption capacity

并网节点	离岸距离/km	可消纳容量/MW
I	115	6250
II	120	4350
III	125	4750
IV	130	5000

表 A4 设备组部件可靠性参数

Table A4 Reliability parameters of device component

设备部件	故障率/(次/年)	修复时间/h
风电机组发电机	0.1	240
风电机组变压器	0.131	240
升压站变压器	0.131	240
汇集站变压器	0.131	240
汇集站换流器	0.08	240

表 A5 不同分区所接并网节点和所选海缆横截面积

Table A5 PCC connected in different partition and sectional area of selected submarine cables

大分区	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
A	并网节点 I	并网节点 I	并网节点 I	并网节点 I
	3000 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²
B	并网节点 I	并网节点 II	并网节点 II	并网节点 II
	3000 mm ²	2500 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²
C	并网节点 II	并网节点 II	并网节点 I	并网节点 II
	2500 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²
D	并网节点 II	并网节点 II	并网节点 IV	并网节点 III
	2500 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²
E	并网节点 III	并网节点 III	并网节点 III	并网节点 IV
	3000 mm ²	2500 mm ²	3000 mm ²	3000 mm ²
F	并网节点 IV	并网节点 III	—	—
	2500 mm ²	2500 mm ²	—	—
G	并网节点 III	并网节点 III	—	—
	2500 mm ²	3000 mm ²	—	—

参考文献

[1] 统筹基地化与示范化发展, 有序推进海上风电开发建设[EB/OL]. [2022-06-10]. https://www.thepaper.cn/newsDetailforward_18526624.

[2] 丰力, 张莲梅, 韦家佳, 等. 基于全生命周期经济评估的海上风电发展与思考[J]. 中国电力, 2024, 57(9): 80-93. FENG Li, ZHANG Lianmei, WEI Jiajia, et al. Development & thinking of offshore wind power based on life cycle economic evaluation[J]. Electric Power, 2024, 57(9): 80-93.

[3] 黄冬梅, 牟宗凯, 时帅, 等. 考虑复杂海洋状况下的深远海风电场并网系统可靠性评估[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(6): 174-183. HUANG Dongmei, MU Zongkai, SHI Shuai, et al. Reliability assessment of grid-connected systems in deep-sea offshore wind farms under complex oceanic conditions[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(6): 174-183.

[4] 严新荣, 张宁宁, 马奎超, 等. 我国海上风电发展现状与趋势综述[J]. 发电技术, 2024, 45(1): 1-12. YAN Xinrong, ZHANG Ningning, MA Kuichao, et al.

- Overview of current situation and trend of offshore wind power development in China[J]. *Power Generation Technology*, 2024, 45(1): 1-12.
- [5] 叶婧, 蔡俊文, 张磊, 等. 考虑海缆实际载流量的海上风电集电系统拓扑优化[J]. *中国电力*, 2024, 57(7): 173-181. YE Jing, CAI Junwen, ZHANG Lei, et al. Topology optimization of offshore wind power collection system considering actual carrying capacity of submarine cables[J]. *Electric Power*, 2024, 57(7): 173-181.
- [6] 戚远航, 侯鹏, 金荣森. 基于 Q 学习粒子群算法的海上风电场电气系统拓扑优化[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(21): 66-75. QI Yuanhang, HOU Peng, JIN Rongsen. Optimization of electrical system topology for offshore wind farm based on Q-learning particle swarm optimization algorithm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(21): 66-75.
- [7] ZUO T, ZHANG Y, MENG K, et al. Collector system topology for large-Scale offshore wind farms considering cross-substation incorporation[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(3): 1601-1611.
- [8] SHIN J S, KIM J O. Optimal design for offshore wind farm considering inner grid layout and offshore substation location[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(3): 2041-2048.
- [9] 符杨, 刘阳, 黄玲玲, 等. 海上风电场集群接入系统组网优化[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(12): 3441-3450, 3. FU Yang, LIU Yang, HUANG Lingling, et al. Optimization of grid integration network for offshore wind farm cluster[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(12): 3441-3450, 3.
- [10] HUANG Z, YUAN C, GE H, et al. Optimization of substation siting and connection topology in offshore wind farm based on modified firefly algorithm[J]. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, 2023, 13(3): 806-816.
- [11] GUO X, PAN X, SUN C, et al. An intelligent optimal location method for booster transformer of offshore wind power system based on GIS geometric algorithm[C]// 2022 12th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES), December 23-25, 2022, Guangzhou, China: 135-139.
- [12] LI X, XU L, CAI J, et al. Applying hybrid MCDM methods for power transmission system evaluation and selection[J]. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2023, 48(11): 15625 -15639.
- [13] WANG X, HUANG R, ZHAO J, et al. Research on evaluation index system for reliability of power system including offshore wind farm[C]// 2022 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET), July 28-31, 2022, Beijing, China: 1289-1295.
- [14] 陈名铿, 吴倩, 张慧媛, 等. 基于综合效益评估的远海风电柔直并网拓扑方案优选[J]. *电测与仪表*, 2024, 61(7): 65-73. CHEN Mingkeng, WU Qian, ZHANG Huiyuan, et al. Optimization of the topology scheme for far-offshore wind power grid-connection through VSC-HVDC based on comprehensive benefit evaluation[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2024, 61(7): 65-73.
- [15] 陈明福. 适用于福建省的大规模海上风电汇集外送输电方式研究[J]. *能源与环境*, 2022(4): 46-49. CHEN Mingfu. Study on large scale offshore wind power pooling and transmission methods applicable to Fujian province[J]. *Energy and Environment*, 2022(4): 46-49.
- [16] 吕杰, 杨维稼, 黄玮, 等. 66 kV 交流接入海上换流站方案的技术经济性[J]. *中国电力*, 2020, 53(7): 72-79. LÜ Jie, YANG Weijia, HUANG Wei, et al. Techno-economic of 66 kV AC connection solution for offshore wind power[J]. *Electric Power*, 2020, 53(7): 72-79.
- [17] 孙瑞娟, ABEYNAYAKE G, 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(5): 159-173. SUN Ruijuan, ABEYNAYAKE G, MU Qing et al. Reliability and economic evaluation of offshore wind power collection system based on universal generating function[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(5): 159-173.
- [18] 刘钟淇, 刘耀, 侯金鸣. 以深远海风电为核心的能源岛能源外送经济性分析[J]. *中国电力*, 2024, 57(9): 94-102. LIU Zhongqi, LIU Yao, HOU Jinming. Economic analysis of energy transmission for energy island based on deep-sea offshore wind farms[J]. *Electric Power*, 2024, 57(9): 94-102.
- [19] 李彦伦, 窦晓波, 卜强生, 等. 基于改进 FCM 和最小互信息算法的户变关系辨识方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(11): 102-111. LI Yanlun, DOU Xiaobo, BU Qiangsheng, et al. Identification method of transformer-customer relationship based on an improved FCM algorithm and minimum mutual information[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(11): 102-111.
- [20] WANG X, KANG Q, GUO L, et al. Economic evaluation for 5G planning of a distribution network considering network coupling and important node identification[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2024, 9(3): 126-141.
- [21] 余洋, 陆文韬, 陈东阳, 等. 光伏波动平抑下改进

- K-means 的电池储能动态分组控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(7): 1-11.
- YU Yang, LU Wentao, CHEN Dongyang, et al. Dynamic grouping control strategy for battery energy storage based on improved K-means under photovoltaic fluctuation suppression[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(7): 1-11.
- [22] 杜耀文, 谢静, 刘志坚, 等. 基于深度学习的高压隔离开关分合状态检测算法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(19): 114-123.
- DU Yaowen, XIE Jing, LIU Zhijian, et al. A detection algorithm for opening and closing states of high-voltage isolation switches based on deep learning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 114-123.
- [23] 严毅, 邓超, 王有福, 等. 面向配送中心选址问题的改进型重心法[J]. 物流科技, 2022, 45(5): 12-15.
- YAN Yi, DENG Chao, WANG Youfu, et al. Improved gravity center method for distribution center location problem[J]. Logistics Sci-Tech, 2022, 45(5): 12-15.
- [24] 梁宇涛, 林舜江, 冯祥勇, 等. 海上风电场交流集电和多端柔直输电并网系统多目标优化规划[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2404-2415.
- LIANG Yutao, LIN Shunjiang, FENG Xiangyong, et al. Multi-objective optimal planning for AC electrical collector and VSC-MTDC transmission grid-connected system of offshore wind farms[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2404-2415.
- [25] 吴斌, 米增强, 杨玉新, 等. 大型风机海上风电场集电系统拓扑优化[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023, 50(6): 31-39.
- WU Jian, MI Zengqiang, YANG Yuxin, et al. Topology optimization of offshore wind farm power collection system with large wind turbine[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023, 50(6): 31-39.
- [26] DAKIC J, CHEAH-MANE M, GOMIS-BELLMUNT O, et al. HVAC transmission system for offshore wind power plants including mid-cable reactive power compensation: optimal design and comparison to VSC-HVDC transmission[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(5): 2814-2824.
- [27] GONZALEZ S, PAYAN B, SANTO R, et al. Optimum design of transmissions systems for offshore wind farms including decision making under risk[J]. Renewable Energy, 2013, 59: 115-127.
- [28] 廖修谱, 周全, 李磊, 等. 一种适用于远海风电直流汇集送出换流阀的拓扑及其技术经济性分析[J]. 中国电力, 2022, 55(6): 118-127.
- LIAO Xiupu, ZHOU Quan, LI Lei, et al. A feasible topology of DC collection valve for long-distance offshore wind farms and cost-effective analysis[J]. Electric Power, 2022, 55(6): 118-127.
- [29] DICORATO M, FORTE G, PISANI M, et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation[J]. Renewable Energy, 2011, 36(8): 2043-2051.
- [30] 黄杨, 陈红坤, 回俊龙, 等. 考虑风电接纳能力约束的风机装机容量优化[J]. 武汉大学学报(工学版), 2015, 48(6): 842-847.
- HUANG Yang, CHEN Hongkun, HUI Junlong, et al. Wind power capacity optimization considering accommodation of wind power constraints[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2015, 48(6): 842-847.
- [31] 王邦彦, 王秀丽, 王碧阳, 等. 海上风电分频送出系统可靠性评估模型及方法[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 2899-2909.
- WANG Bangyan, WANG Xiuli, WANG Biyang, et al. Reliability evaluation model and method of offshore wind power fractional frequency delivery system[J]. Power System Technology, 2022, 46(8): 2899-2909.

收稿日期: 2024-08-03; 修回日期: 2024-12-13

作者简介:

边晓燕(1976—), 女, 博士, 教授, 研究方向为新能源电力系统优化规划与运行调度、大规模交直流电网稳定与控制; E-mail: kuliz@163.com

左轩泽(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为海上风电规划; E-mail: 807765748@qq.com

周波(1980—), 男, 通信作者, 博士研究生, 讲师, 研究方向为电力市场交易、新能源接入、需求侧响应。E-mail: ryanz125@163.com

(编辑 张颖)