

DOI:10.12158/j.2096-3203.2024.05.014

# 垂直洋流下 500 kV 海缆电热耦合场和载流量研究

王仲, 唐盈盈, 贾利川

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:**发展海上风电是实现“双碳”目标的重要举措。直流海缆是海上风电输电工程的重要装置,而海缆稳态载流量等研究对推动远海风电大规模开发具有重要意义。近年来高压直流海缆稳态载流量的相关研究考虑海洋环境因素较为单一且未充分考虑绝缘层温差限制。文中建立了 500 kV 直流海缆与海水系统的电-热-流耦合模型,研究了单根和双极海缆在不同敷设方式下垂直洋流(垂直于海缆长度方向流动的洋流)流速,考虑绝缘层温差限制、双极不同间距等对载流量的影响。结果表明,相较于仅考虑线芯温度 70 °C 限制,综合考虑绝缘层温差 20 °C 限制的载流量更小,且相较于其他敷设方式,直埋敷设时绝缘层温差 20 °C 限制对载流量的影响更小;双极海缆的载流量随双极间距增大而增加,流速为 0.1 m/s 时涡旋对海缆载流量有较小的提升作用;在绝缘层温差为 6 °C 附近,电场发生翻转。研究结果可为敷设方式的选择以及载流量的预测和评估提供重要指导和参考。

**关键词:**500 kV 直流海底电缆;垂直洋流;电热耦合;稳态载流量;绝缘层温差;直埋敷设

**中图分类号:**TM75

**文献标志码:**A

**文章编号:**2096-3203(2024)05-0140-10

## 0 引言

大力提升风电发电规模、有序发展海上风电和推进建设海上风电等清洁能源基地是实现“2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和”的重要举措<sup>[1]</sup>。我国深远海风能资源丰富,海上风电将向深远海化趋势发展,未来开发需求巨大,常规交流输电技术已经不能完全满足深远海风电的发展。在长距离输电时,与交流海缆相比,直流海缆在传输能力、线路损耗和电缆长度限制方面具有明显优势<sup>[2]</sup>。在此背景下,柔性直流输电作为大容量远海风电送出的主要方法<sup>[3-4]</sup>,具有广阔的应用前景,因此未来对输电容量和电压水平将提出更高的要求<sup>[1,5]</sup>。目前,海上风电直流送出方案中,±500 kV/2 000 MW 是电压等级最高和容量最大的直流送出方案,对降低海上风电项目成本和推动远海风电大规模开发具有重要作用。连接各换流站的直流海缆是直流输电工程的重要装置,对海底直流电能的传输发挥着关键作用,也是影响远海风电柔性直流送出电压等级和输送容量的重要设备。目前柔性直流换流阀技术的电压等级和输送容量已经达到±800 kV/5 000 MW,直流海底电缆电压等级和输送容量的提升将使得远海风电输送容量显著增加。对±500 kV 直流海缆开展电-热-流耦合行为进行研究,可以为±500 kV 海底直流电缆的安全监测研究提供理论数据指导。

针对海底电缆的电热耦合以及载流量的研究,

国内外前期已经开展了较多研究。有限元分析法具有计算精确、方便和快捷的特点,近年来已成为研究海缆的重要方法<sup>[6-10]</sup>。利用有限元仿真软件,众多学者对不同电压等级的海缆在各种工况下进行了仿真研究,但主要着眼于交流海缆<sup>[11-15]</sup>。近年来随着对直流海缆的关注度不断提高,一些学者对高电压等级直流海缆不同敷设方式下的温度场及载流量分析进行了计算研究<sup>[16-19]</sup>。文献[16]针对 J 型管敷设的 500 kV 直流海缆,以海缆导体温度达到 70 °C 为终止条件下,研究了 J 型管海缆在海面之下和海面之上的载流量、温度分布以及电场分布。文献[17]针对 250 kV 直流海缆,分析了环境风速、环境温度对海缆温度场的影响。文献[18]针对 500 kV 直流海缆,探究了埋深、J 型管尺寸参数等因素对载流量的影响。文献[19]针对 110 kV 直流海缆,分析了敷设环境温度和環境热阻对稳态载流量的影响规律。总的来说,目前载流研究考虑海洋环境因素较为单一,未能充分考虑垂直洋流流速等影响,且多仅考虑线芯温度限制得到海缆稳态载流量,未充分考虑绝缘层温差限制对稳态载流量的影响,对相关影响因素的研究有所欠缺。

对于海缆长期使用的场景,线芯温度不得超过 70 °C<sup>[20-22]</sup>,除此之外还要考虑直流电缆绝缘层温差 20 °C 的限制<sup>[20-21]</sup>。线芯温度过高会加快电缆绝缘老化,缩短其使用寿命;绝缘层温差过大会使绝缘层电场分布均匀程度显著下降<sup>[23]</sup>,若引起绝缘层最大场强超过最高耐受场强,易造成击穿风险。在实际应用中,海缆载流量须充分考虑垂直洋流等复杂海洋环境以及绝缘层温差限制 20 °C 对稳态载流量

收稿日期:2024-03-17;修回日期:2024-05-23

的影响。文中以 500 kV 直流海缆为研究对象,采用 COMSOL Multiphysics 有限元软件建立了其有限元模型,通过电-热-流耦合仿真得到海缆在海底段中悬空、平铺以及直埋敷设 3 种情况下的温度场分布、载流量和电场分布,通过了解直流海缆运行过程中的温度分布,可为提高海缆输电工程的经济效益,以及海缆的前期载流量设计、敷设施工和运行维护等阶段提供重要指导和参考。

1 仿真模型

考虑到海缆长度远大于海缆直径,且海缆周围(一定范围内)环境相对均匀,文中忽略电缆轴向传热,采用 COMSOL Multiphysics 有限元分析软件,建立±500 kV 高压直流海底电缆在海底段中悬空、平铺以及直埋敷设环境下考虑垂直洋流作用的电-热-流耦合模型。

1.1 控制方程

直流海缆损耗主要由线芯中焦耳损耗构成<sup>[18-19]</sup>,电流在线芯中产生的焦耳热作为固体和流体传热的热源。同时,铜导体和绝缘层的电导率与温度相关,电导率随温度的变化会引起海缆损耗的变化,即温度通过影响材料的电导率又反过来影响电场分布。此外,海水流动通过对流传热影响海缆和海水的温度,同时海水的温度通过影响流体的密度、粘度等流体特性影响海水流动,即海缆及其周围介质的温度也会影响海水流动。综上,仿真模型综合考虑电场、传热场和流场的共同作用,其双向耦合关系如图 1 所示。

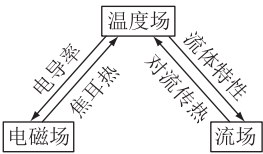


图 1 电-热-流耦合关系

Fig.1 Electric-thermal-flow coupling relationship

1.1.1 电场控制方程

$$\nabla \cdot \boldsymbol{J} = Q_{j,\varphi} \tag{1}$$

$$\boldsymbol{J} = \sigma \boldsymbol{E} + \boldsymbol{J}_e \tag{2}$$

$$\boldsymbol{E} = - \nabla \varphi \tag{3}$$

式中: $\boldsymbol{J}$  为电流密度; $Q_{j,\varphi}$  为电流源; $\sigma$  为材料电导率; $\boldsymbol{E}$  为电场强度; $\boldsymbol{J}_e$  为外部注入电流密度; $\varphi$  为电势。

1.1.2 传热场控制方程

传热场控制方程如式(4)所示,等式左边的两项分别为热对流项和热传导项。

$$\rho C_p \boldsymbol{v} \cdot \nabla T + \nabla \cdot (-k \nabla T) = Q = \boldsymbol{J} \cdot \boldsymbol{E} \tag{4}$$

式中: $\rho$  为材料密度; $C_p$  为恒压热容; $\boldsymbol{v}$  为速度; $T$  为材料温度; $k$  为材料的导热系数; $Q$  为固体材料中的热源产生的单位体积热量,热源即电流在线芯导体中产生的焦耳热。

1.1.3 流体控制方程

$$\nabla \cdot (\rho_1 \boldsymbol{v}) = 0 \tag{5}$$

$$\rho_1 (\boldsymbol{v} \cdot \nabla) \boldsymbol{v} = - \nabla p + \nabla \cdot (\mu (\nabla \boldsymbol{v} + (\nabla \boldsymbol{v})^T) - \frac{2}{3} \mu (\nabla \cdot \boldsymbol{v}) \boldsymbol{I}) \tag{6}$$

式中: $\rho_1$  为流体密度; $p$  为流体压强; $\mu$  为流体动力黏度; $\boldsymbol{I}$  为单位矩阵。

1.2 电缆结构及尺寸

文中研究对象为国内某海缆制造商的±500 kV 交联聚乙烯 (cross-linked polyethylene, XLPE) 绝缘直流海缆,电缆截面结构如图 2 所示,各结构层尺寸和材料属性参数见表 1。

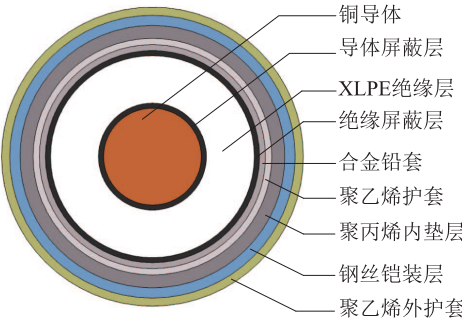


图 2 500 kV XLPE 海底电缆截面结构

Fig.2 Cross-section structure of 500 kV XLPE submarine cable

表 1 500 kV XLPE 海底电缆尺寸和材料属性参数

Table 1 Structure and material property parameters of 500 kV XLPE submarine cable

结构层名称	厚度/mm	内径/mm	外径/mm	导热系数/(W·m <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )	密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	比热容/(J·kg <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )
铜导体			57	400	8 960	385
导体屏蔽层	3	57	63	0.5	1 120	2 700
XLPE 绝缘层	28	63	119	0.46	930	2 302
绝缘屏蔽层	3	119	125	0.5	1 120	2 700
合金铅套	4	125	132	35	1 134	128
聚乙烯护套	3.7	132	139.4	0.42	900	2 302
聚丙烯内垫层	7.5	139.4	154.6	0.23	910	1 850
钢丝铠装层	6	154.6	166.6	58.2	778	450
聚乙烯外护套	4.8	166.6	176.2	0.23	910	1 850

直流海缆中的铜导体的电场分布与温度相关,绝缘层的电场分布由温度和场强共同决定<sup>[24-28]</sup>,铜导体和 XLPE 的电导率分别根据 IEC 标准以及聚合物绝缘直流电导率常用表达式拟合得到,具体电导率公式<sup>[21]</sup>如式(7)和式(8)所示。

$$\gamma_{Cu}(T) = \frac{5.81 \times 10^7}{1 + 0.0039 \times (T - 298)} \quad (7)$$

$$\gamma_{XLPE}(|E|, T) = 8.42 \times 10^{-31} \times |E|^{1.5} \times e^{0.0318T} \quad (8)$$

海底砂土层仿真计算所需的热物性参数采取其在饱和含水率下的相关参数,海底砂土和海水的的海水的具体热物性参数<sup>[20,22]</sup>如表 2 所示。

表 2 海底砂土和海水热物性参数

Table 2 Thermophysical parameters of seabed muddy and seawater

物质	导热系数/ (W·m <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )	密度/ (kg·m <sup>-3</sup> )	比热容/ (kJ·kg <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup> )
海底砂土	7	2 000	2.5
海水	0.6	1 050	4.182

### 1.3 边界条件设置

海缆结构复杂,从内到外共有 9 层结构,针对模型中不同区域进行网格剖分,整体求解域采用三角形网格剖分,对绝缘屏蔽层等细小结构剖分较细,增加网格密度;对距离海缆较远处海水以及海砂部分剖分较粗以提高计算速度。

海底段的海缆主要有直埋敷设和平铺敷设,以及海缆由于洋流等原因会在海底段形成悬浮段部分。文中综合考虑在垂直洋流作用下单根海缆、双极海缆在海底段悬浮、平铺和直埋 3 种不同敷设环境情况下的温度场、稳态载流量和电场分布。整个几何模型<sup>[13]</sup>边界宽度 40 m,高度 32 m,海水层高度 12 m,海砂层高度 20 m,计算域结构及其敷设环境模型如图 3 所示, $L_{deep}$ 、 $L_{deep2}$ 分别为单根-平铺段、单根-直埋段距离水砂界面的距离, $L_s$ 为双极之间的距离。

(1) 传热模块:设置海砂层下边界为恒定温度 15℃;海砂层左右边界假设与外界无换热,其法向热流密度为 0;海水层上边界设置对流换热系数为 6.5 W/(m<sup>2</sup>·K),空气温度为 20℃。

(2) 电场模块:电场集中在 XLPE 绝缘层,故电场计算文中仅考虑铜导体、导体屏蔽层、XLPE 绝缘层和绝缘屏蔽层四部分<sup>[29-30]</sup>。在海缆导体上施加 500 kV 电压,以法向电流密度的形式加载电流,XLPE 绝缘屏蔽层的外表面设置为接地。

(3) 流场模块:文中设定洋流以一定流速从左

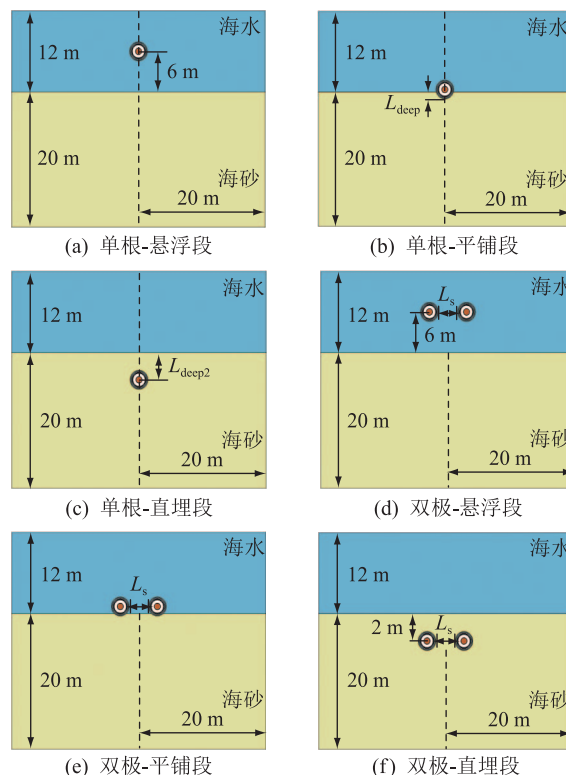


图 3 海缆及其敷设环境模型

Fig.3 Model of submarine cables and laying environment

至右垂直于直流海缆长度方向流动,设置洋流从海水域左侧流入,从海水域右侧流出,上下海水域边界设置无滑移边界条件<sup>[18]</sup>。

## 2 仿真结果与分析

目前稳态载流量的计算多仅考虑线芯温度的限制,文中比较研究了仅考虑线芯温度 70℃约束的稳态载流量和综合考虑线芯温度 70℃和绝缘层温差 20℃共同约束的稳态载流量(后文用 70℃限制和 20℃限制的稳态载流量分别表示)。负荷电流过低或者过高都会影响海缆传输电能的效率。过低的负荷电流意味着海缆的载流能力未能充分发挥,会导致传输效率降低,海缆成本增加和资源浪费;过高的负荷电流则会使海缆导体的运行温度超过 70℃且绝缘层温差超过 20℃,造成绝缘的老化和破坏。基于上述海缆敷设环境模型,研究了不同因素对海缆稳态载流量的影响。

### 2.1 单根海缆

#### 2.1.1 不同敷设方式下温度场及稳态载流量分析

对于悬浮段单根海缆,考虑不同垂直洋流流速下的温度分布和载流量影响。对平铺和直埋敷设方式,分别考虑海底砂土的流动造成的平铺深度的变化影响和直埋深度的影响。平铺深度从  $r/4$  开始

( $r$  为海缆半径),以  $r/4$  为单位递增,至海缆平铺深度为  $2r$ ,即海缆完全埋入海底砂石中。直埋敷设方式,考虑海缆的直埋深度为  $0.5\sim 3\text{ m}$ (以  $0.5\text{ m}$  为单位增加)。图 4 为流速大小  $0.1\text{ m/s}$  时海缆的温度分布云图。

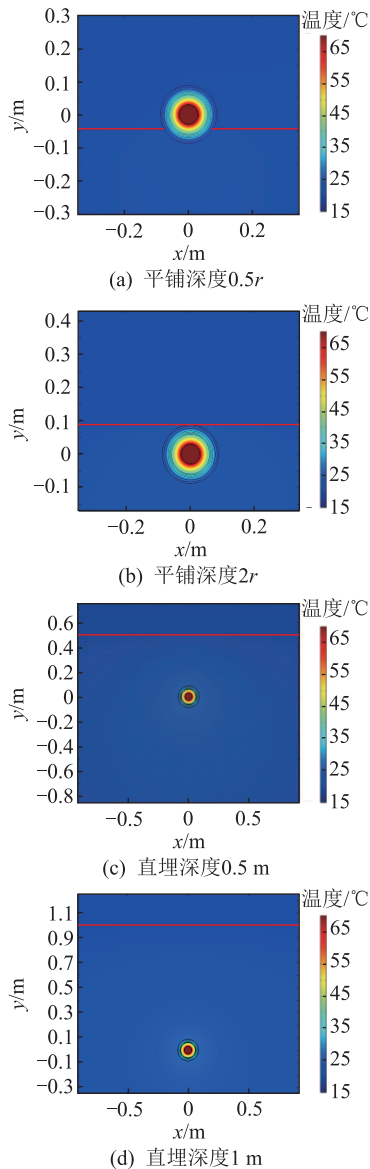


图 4 不同敷设方式下海缆的温度分布  
Fig.4 Temperature distribution of submarine cables under different laying methods

不同敷设方式下,载流量范围为  $1\,600\sim 4\,000\text{ A}$ (以  $400\text{ A}$  为单位增加)时的绝缘层径向温度分布如图 5 所示,不同圈分别圈出的 3 条曲线属于 3 种不同敷设方式下同一载流量对应的绝缘层径向温度分布,由图 5 可求得绝缘层内外侧温差如图 6 所示。由图 5 可知,随着载流量的增大,海缆绝缘层的径向温度分布曲线下降速率越来越大,绝缘层温差呈指数增长的趋势。在相同的载流量下,绝缘层整体的温度,直埋大于平铺和悬浮段。在不同敷设方

式下,直埋敷设的绝缘层温差略大于平铺敷设,平铺敷设的绝缘层温差略大于悬浮段。

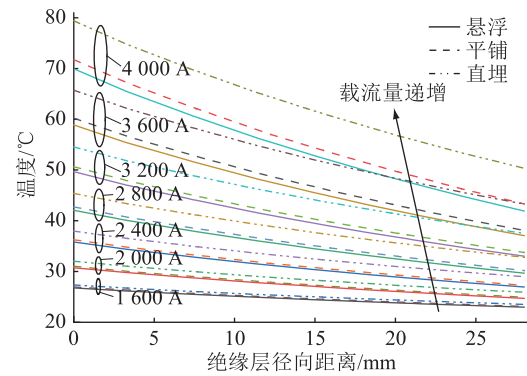


图 5 不同载流量下海缆绝缘层径向温度分布  
Fig.5 Radial temperature distribution of submarine cable insulation under different ampacities

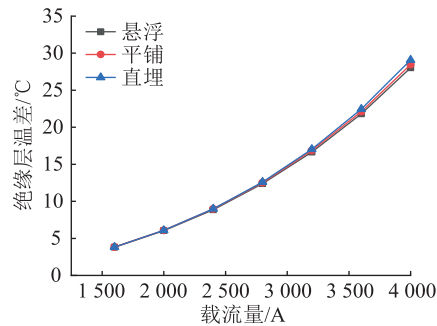


图 6 不同载流量下海缆绝缘层温差曲线  
Fig.6 Insulation temperature difference curves of submarine cable under different ampacities

考虑  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制和  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制的情况下,悬浮段单根海缆在不同流速时的稳态载流量见图 7,可知稳态载流量随流速变化的总体趋势一致。垂直洋流流速增大,海缆外表面对海缆本体的散热能力增强,从而增大了稳态载流量,但垂直洋流流速对海缆载流量的提升有明显的饱和趋势。考虑  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制时,随着流速的增加至  $0.6\text{ m/s}$  后趋于饱和载流量  $3\,979\text{ A}$ 。而考虑  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制时,稳态载流量在流速  $0.1\text{ m/s}$  时达到饱和,其稳态载流量值为  $3\,472\text{ A}$ 。相较于  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制,随着垂直洋流流速的增大, $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制的稳态载流量在流速更小时达到饱和,且达到的稳态载流量值更低,降低了约  $12.74\%$ 。

考虑  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制和  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  限制的情况下,不同流速和不同平铺深度时,平铺段单根海缆的稳态载流量如图 8 所示,可知稳态载流量随流速和平铺深度变化的总体趋势一致。平铺深度相同时,垂直洋流流速增大,海缆外表面对海缆本体的散热能力增强,载流量增大;垂直洋流流速一致时,随着平铺深度的增加,海缆稳态载流量整体呈现下降趋势,且随着平铺深度的增加,洋流流速增加对海缆载流量

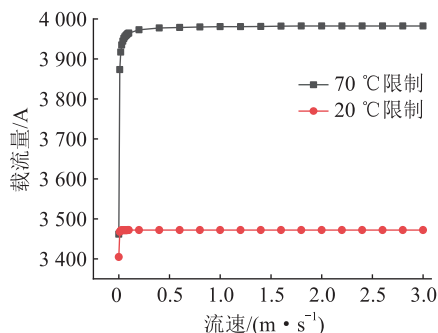


图7 悬浮段海缆稳态载流量与海水流速的关系

Fig.7 Steady-state ampacity versus seawater velocity

提升效果明显减弱。相较于 70 °C 限制,20 °C 限制的稳态载流量值更低,对于不同平铺深度和不同垂直洋流流速,海缆稳态载流量降低范围在 343.5 ~ 489 A(约 11%)。

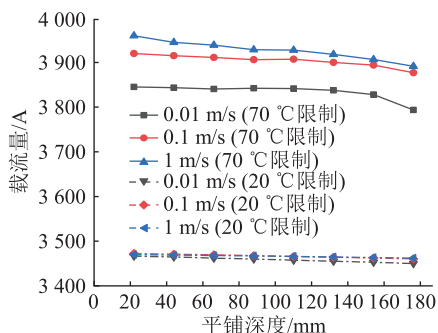


图8 电缆稳态载流量与平铺深度的关系

Fig.8 Steady-state ampacity versus depth of tiled laying

考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制的情况下,不同流速和不同直埋深度时,直埋段单根海缆的稳态载流量如图 9 所示,可知稳态载流量随流速和直埋深度变化的总体趋势一致。随着直埋敷设深度的增加,海缆载流量整体呈现下降趋势。海缆直埋敷设深度增加,距离海床表面距离增大,经过的海底砂土介质更多,即热阻增大,导致海缆载流量降低。在直埋深度 0.5~3 m 时,洋流流速增加对海缆载流量提升效果可忽略不计。相较于 70 °C 限制,20 °C 限制的稳态载流量值更低,对于不同直埋深度和不同垂直洋流流速,海缆稳态载流量降低范围在 181 ~ 294.5 A(约 5.5%)。绝缘层温差 20 °C 限制对海缆载流量有显著影响,实际工程应用中不可忽视。

### 2.1.2 不同敷设方式下电场分析

直流海缆绝缘层中的电场分布由其电导率决定,XLPE 的电导率是电场和温度的函数。不同敷设方式下,载流量范围为 1 600~4 000 A(以 400 A 为单位增加)时的绝缘层电场分布如图 10 所示。在绝缘层温度梯度的作用下,随着载流量的增大,绝缘层两侧的电场在载流量 2 000 A 附近以绝缘层

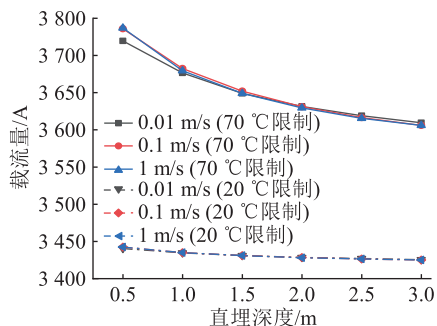


图9 电缆稳态载流量与直埋深度的关系

Fig.9 Steady-state ampacity versus depth of directly burial

为中心发生了翻转,此时对应的绝缘层温差在 6 °C。电场分布与绝缘层温差密切相关,考虑绝缘层最大允许温差可以认为是考虑绝缘层电场分布。载流量小于 2 000 A 时,绝缘层最大场强出现在绝缘层内侧,随载流量增大,绝缘层温差增大,最大场强降低,且电场均匀程度增大;载流量大于 2 000 A 后,绝缘层最大场强出现在绝缘层外侧,随载流量增大,绝缘层温差增大,最大场强增大,且电场均匀程度减小。对于不同敷设方式,载流量小于 3 200 A 时,电场分布基本重合;大于 3 200 A 时,随着载流量的增大,直埋的绝缘层温差相较于平铺和悬浮段相差越来越大,直埋敷设时场强增长速度比平铺和悬浮快。

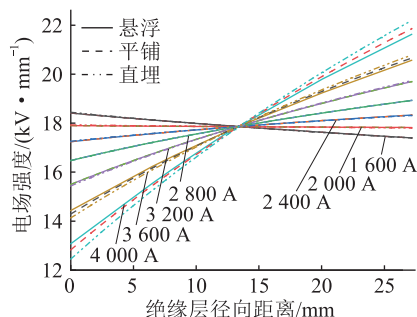


图10 不同载流量下海缆绝缘层径向电场分布曲线

Fig.10 Radial electric field distribution curves of submarine cable insulation under different ampacities

## 2.2 双极海缆

### 2.2.1 不同敷设方式下温度场及载流量分析

对于悬浮、平铺、直埋 3 种不同敷设方式下的双极海缆,考虑不同双极间距对海缆温度分布和载流量影响。由单根海缆的稳态载流量结果可知,不同敷设方式下流速的提升对海缆载流量均会达到饱和,因此双极海缆不考虑不同流速的影响,以 0.1 m/s 的流速进行不同敷设方式下的计算。平铺敷设方式对应平铺深度为  $r/4$ ,直埋敷设方式对应埋设深度为 2 m。考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制的情

况下,不同敷设方式时的稳态载流量如图 11 所示,可知稳态载流量随双极间距变化的总体趋势一致。海缆加载负荷电流时,双极海缆中的铜导体可视为两个热源,随双极间距增加,一根海缆对另一根海缆的热效应减弱,稳态载流量逐渐增大。相较于悬浮的海缆,双极间距对平铺和直埋的敷设方式下的海缆载流量影响更大。

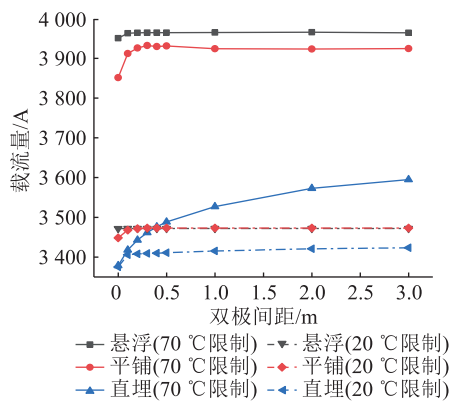


图 11 海缆稳态载流量与双极间距的关系  
Fig.11 Steady-state ampacity versus depth of bipolar spacing

悬浮状态下,随双极间距增大,稳态载流量增加较小,且在间距达到 0.5 m 之后,一根电缆线芯发热对另一根电缆的影响非常小。对平铺敷设方式下的海缆稳态载流量在间距增加至 1 m 之后,载流量增大趋势缓慢,趋于饱和。对于直埋敷设方式的海缆,在考虑双极间距为 0~3 m 时,海缆稳态载流量未出现明显饱和现象,因此继续考虑间距增加至 16 m 的稳态载流量如图 12 所示。可知海缆间距增加至 10 m 时,海缆载流量增加至 3 624.5 A,接近单根海缆埋设 2 m 的仿真得到的稳态载流量 3 631 A,即当双极海缆均在海底段直埋且间距达到 10 m 后,一根电缆线芯发热对另一根电缆的影响较小。

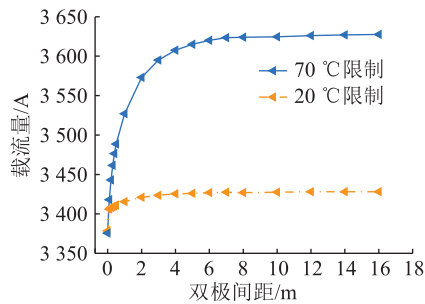


图 12 直埋敷设电缆稳态载流量与双极间距的关系  
Fig.12 Steady-state ampacity versus spacing of two directly buried cables

考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制的情况下,不同敷设方式时,不同双极间距海缆的稳态载流量如图 11 所示。可知稳态载流量随双极间距变化的总体趋

势一致。与单根海缆类似,考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制相比,不同敷设方式下的稳态载流量在 20 °C 限制时更小。对于悬浮的双极海缆,考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制相比,在双极间距对稳态载流量影响较小时,考虑 20 °C 限制时达到的稳态载流量为 3 473 A,相较于考虑 70 °C 限制时的稳态载流量 3 968 A 下降了 12.47%,接近悬浮单根海缆趋于饱和时稳态载流量的下降率 12.74%。对于双极平铺海缆,考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制相比,在双极间距对稳态载流量影响较小时,考虑 20 °C 限制时达到的稳态载流量为 3 473 A,相较于考虑 70 °C 限制时的稳态载流量 3 924 A 下降了 11.49%。对于双极直埋海缆,考虑 70 °C 限制和 20 °C 限制相比,在双极间距对稳态载流量影响较小时,考虑 20 °C 限制时达到的稳态载流量为 3 428 A,相较于考虑 70 °C 限制时的稳态载流量 3 627 A 下降了 5.48%。双极海缆在悬浮、平铺和直埋不同敷设方式下,相较于考虑 70 °C 限制的稳态载流量,考虑 20 °C 限制时达到的稳态载流量更低,20 °C 限制的稳态载流量降低率分别为 12.47%、11.49%和 5.48%,与单根海缆的 12.74%、11%和 5.5%接近。

对于平铺敷设的双极海缆,考虑 70 °C 限制的稳态载流量时,海缆间距在 0.2~0.5 m 时对稳态载流量有较小的提升作用。由图 13 和图 14 可知,当间距增大至 0.3 m 时,考虑到在左侧的来流下两电缆之间形成涡旋,载流量达到最大,随着海缆间距的继续增大,电缆之间的涡量有减小的趋势,造成载流量有一定的下降,海缆间距增加至 1 m 后,载流量变化趋于平稳。即海缆间距在 0.2~0.5 m 时对载流量有较小的提升作用,且与考虑 20 °C 限制相比,考虑 70 °C 限制时海缆间涡旋对稳态载流量的提升作用更为显著。工程实践中,在不显著影响电缆载流量的情况下,综合考虑安装和维修难度等,可合理选择敷设间距,达到节省敷设时间和成本的目的。

2.2.2 直埋敷设方式下电场分析

单根海缆考虑了不同敷设方式下的电场分布,电场翻转均在载流量为 2 000 A 附近,不同敷设方式无明显差别,对双极海缆主要分析直埋敷设方式下不同间距下的电场分布。双极海缆考虑直埋敷设情况下,载流量范围为 1 600~4 000 A (以 400 A 为单位增加),双极不同间距分别为 0、0.5 m 和 3 m 时的电场分布如图 15 所示。双极不同间距时,海缆绝缘层两侧的电场均在载流量 2 000 A 附近发生以绝缘层为中心的翻转,和单极海缆相同,对应的绝缘层也在 6 °C 附近。当载流量小于 3 200 A 时,双

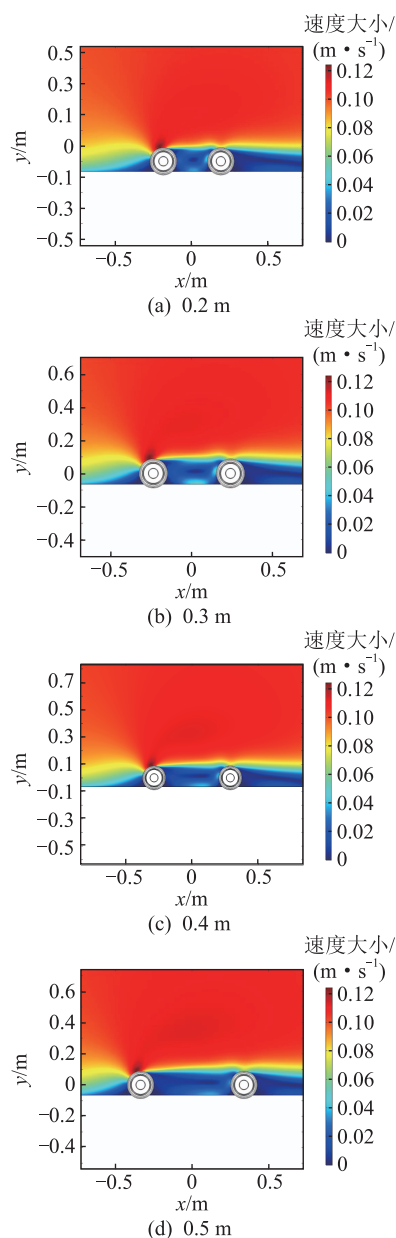


图 13 不同双极间距下流速分布

Fig.13 Flow velocity distribution of different spacing gaps of two cables

极不同间距对应的电场分布基本重合。而大于 3 200 A 时,导体温度高,随着间距的增大,场强增长速度变得更加平缓,这是因为随着间距增大,两海缆间相互影响更小,绝缘层温度上升更缓慢,造成的电场变化也更缓慢。

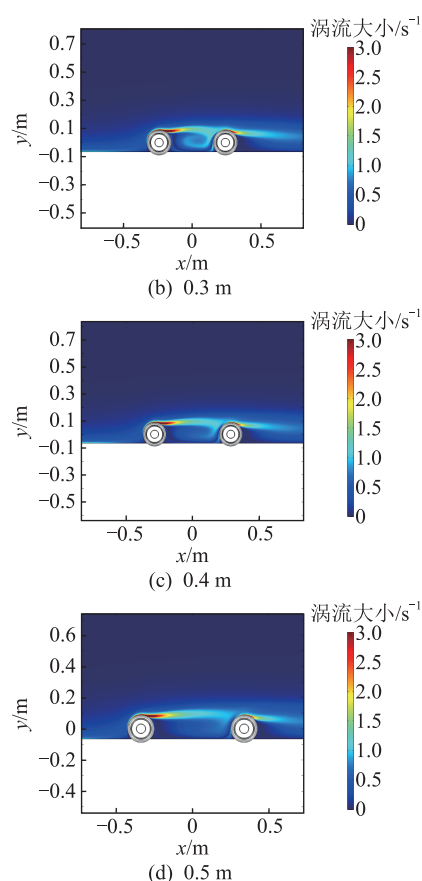
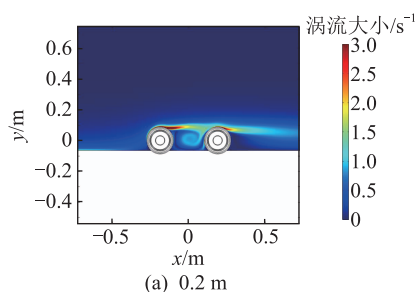


图 14 不同双极间距下涡量分布

Fig.14 Vortex distribution of different spacing gaps of two cables

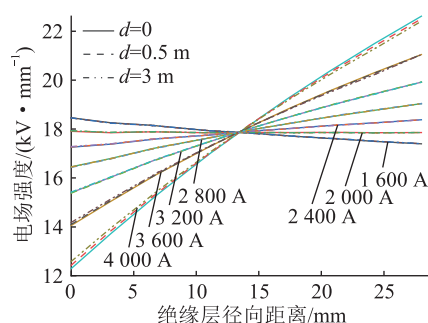


图 15 不同双极间距下的海缆绝缘层径向电场分布曲线

Fig.15 Radial electric field distribution curves of submarine cable insulation under different spacing gaps of two cables

### 3 结论

文中利用 COMSOL Multiphysics 有限元分析软件,建立了 $\pm 500$  kV 直流海底电缆与海水系统的电-热-流耦合模型,计算了在不同敷设方式下,考虑不同影响因素的稳态载流量变化,得出如下主要结论:

(1) 直流海缆在不同敷设方式下,随垂直洋流流速、平铺深度、直埋深度和双极间距改变时,考虑 70  $^{\circ}\text{C}$  限制和 20  $^{\circ}\text{C}$  限制的稳态载流量整体变化趋势

一致。相较于 70 °C 限制,考虑 20 °C 限制的稳态载流量更小,悬浮段稳态载流量下降率在 12% 附近,平铺段稳态载流量下降率在 11% 附近,直埋段稳态载流量下降率在 5% 附近。即直埋敷设相较于其他敷设方式,绝缘层温差限制对稳态载流量的影响更小。

(2) 对于双极海缆,随着双极间距的增大,稳态载流量增加,后趋于饱和。悬浮段海缆间距达到 0.5 m 后,平铺敷设海缆间距达到 1 m 后,直埋敷设海缆间距达到 10 m 后,两线芯发热的相互影响较小;平铺的双极海缆在垂直洋流流速为 0.1 m/s 时,海缆之间的涡旋对稳态载流量有一定提升作用,但提升作用较小,且与考虑 20 °C 限制相比,考虑 70 °C 限制时海缆间涡旋对稳态载流量的提升作用更为显著。

(3) 考虑单根海缆的不同敷设方式以及双极海缆直埋不同间距的情况下,海缆绝缘层的电场均在载流量为 2 000 A 附近时发生翻转,此时对应的绝缘层温差为 6 °C。

#### 参考文献:

- [1] 李岩,冯俊杰,卢毓欣,等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术及展望[J]. 高电压技术,2022,48(9):3384-3393.  
LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384-3393.
- [2] ZHOU B D, LE Y J, FANG Y L, et al. Temperature field simulation and ampacity optimisation of 500 kV HVDC cable[J]. The Journal of Engineering, 2019, 2019(16): 2448-2453.
- [3] 曹帅,刘东,赵成功. 适用于风电经柔性直流并网系统的柔性耗能装置及控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(23): 51-62.  
CAO Shuai, LIU Dong, ZHAO Chenggong. A flexible energy dissipation device with control strategy for an HVDC wind power integration system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(23): 51-62.
- [4] 张思彤,梁纪峰,马燕峰,等. 直驱风电场经柔性直流输电并网的宽频振荡特性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(14): 33-42.  
ZHANG Sitong, LIANG Jifeng, MA Yanfeng, et al. Broadband oscillation characteristics analysis of a VSC-HVDC connected direct drive wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 33-42.
- [5] 蔡旭,杨仁妍,周剑桥,等. 海上风电直流送出与并网技术综述[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(21): 2-22.  
CAI Xu, YANG Renxin, ZHOU Jianqiao, et al. Review on offshore wind power integration via DC transmission[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21): 2-22.
- [6] 李欢,张延伟,张瑞祥. 直埋 XLPE 电缆在不同敷设条件下的温升与载流量仿真[J]. 电力工程技术, 2023, 42(1): 169-177.  
LI Huan, ZHANG Yanwei, ZHANG Ruixiang. Simulation of temperature field and current carrying capacity of direct buried XLPE cables under different laying conditions[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1): 169-177.
- [7] 陈向荣,王启隆,于竞哲,等. 10 kV 交流 XLPE 电缆在不同直流拓扑结构和敷设方式下的直流载流量仿真研究[J]. 高电压技术, 2021, 47(11): 4044-4054.  
CHEN Xiangrong, WANG Qilong, YU Jingzhe, et al. Simulation research on DC ampacity of 10 kV AC XLPE cable under different DC operation topologies and laying modes[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(11): 4044-4054.
- [8] ZHANG L Q, HE Y F, LIU Y C, et al. Temperature analysis based on multi-coupling field and ampacity optimization calculation of shore power cable considering tide effect[J]. IEEE Access, 2020, 8: 119785-119794.
- [9] ZHANG Y Y, CHEN X M, ZHANG H, et al. Analysis on the temperature field and the ampacity of XLPE submarine HV cable based on electro-thermal-flow multiphysics coupling simulation[J]. Polymers, 2020, 12(4): 952.
- [10] 梁永春. 高压电力电缆温度场和载流量评估研究动态[J]. 高电压技术, 2016, 42(4): 1142-1150.  
LIANG Yongchun. Technological development in evaluating the temperature and ampacity of power cables[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(4): 1142-1150.
- [11] 李娜,杨昊,李凯,等. 不同敷设环境下高压交流海底电缆导体温度和载流量的计算分析[J]. 电力科学与工程, 2023, 39(1): 17-27.  
LI Na, YANG Hao, LI Kai, et al. Calculation and analysis of conductor temperature and current carrying capacity of high voltage AC submarine cable under different laying environments[J]. Electric Power Science and Engineering, 2023, 39(1): 17-27.
- [12] BENATOR, DAMBONE SESSA S, FORZAN M, et al. Core laying pitch-long 3D finite element model of an AC three-core armoured submarine cable with a length of 3 metres[J]. Electric Power Systems Research, 2017, 150: 137-143.
- [13] 张宇飞,罗日成,田迪凯,等. 110kV 海底电缆-架空线雷击过电压分析[J]. 电瓷避雷器, 2022(2): 14-19.  
ZHANG Yufei, LUO Richeng, TIAN Dikai, et al. Lightning overvoltage on 110 kV submarine cable-overhead line[J]. Insulators and Surge Arresters, 2022(2): 14-19.
- [14] 李元贞,袁艺嘉,孔明,等. 不同桥臂电抗配置海上风电柔直换流站暂态应力与绝缘配合对比[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(3): 298-307.  
LI Yuanzhen, YUAN Yijia, KONG Ming, et al. Comparison study on transient stresses and insulation coordination on offshore VSC-HVDC converter station considering different arm reactor arrangements[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(3): 298-307.
- [15] 韩磊,史令彬,沈清野,等. 三维可视化海底电缆智能监控

- 平台及其应用[J]. 浙江电力, 2022, 41(6): 76-83.
- HAN Lei, SHI Lingbin, SHEN Qingye, et al. A 3D visualization platform for intelligent submarine cable monitoring and its application[J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(6): 76-83.
- [16] 夏源, 赵学童, 冯勇, 等.  $\pm 500$  kV 直流海缆在 J 型管敷设环境下的稳态载流量仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4851-4861.
- XIA Yuan, ZHAO Xuetong, FENG Yong, et al. Simulation study on steady-state ampacity of  $\pm 500$  kV DC submarine cable under J-tube laying environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(12): 4851-4861.
- [17] 崔戎舰, 肖湃, 吴高波, 等. 直流 $\pm 250$  kV 海底电缆 J 型管段载流量提升研究[J]. 高压电器, 2022, 58(1): 61-69.
- CUI Rongjian, XIAO Pai, WU Gaobo, et al. Study on current-carrying improvement of J-tubes section of  $\pm 250$  kV DC submarine cable[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(1): 61-69.
- [18] 乔镜琪, 赵学童, 夏源, 等. 不同敷设方式下 $\pm 500$  kV 高压直流海缆稳态载流量仿真分析[J]. 高电压技术, 2023, 49(2): 597-607.
- QIAO Jingqi, ZHAO Xuetong, XIA Yuan, et al. Simulation analysis of steady-state ampacity of  $\pm 500$  kV high-voltage DC submarine cables under different laying methods[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(2): 597-607.
- [19] 黄吉超. 高压直流交联聚乙烯电缆电热耦合研究和稳态载流量计算[D]. 广州: 华南理工大学, 2016.
- HUANG Jichao. Study on electro-thermal coupling and steady-state rating computation of HVDC XLPE cable[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2016.
- [20] 肖冬萍, 包杨, 杨帆, 等. 计及沉积物渗透性的捆绑式高压直流海底电缆载流量评估模型[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 5066-5076.
- XIAO Dongping, BAO Yang, YANG Fan, et al. A model for estimating the ampacity of bundled HVDC submarine cables considering sediment permeability[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 5066-5076.
- [21] 孙璐, 乐彦杰, 阮天余, 等. 陆海段不等径海缆匹配方案与载流能力提升研究[J]. 浙江电力, 2022, 41(8): 80-86.
- SUN Lu, LE Yanjie, RUAN Tianyu, et al. Research on improvement of current carrying capacity of submarine cable based on unequal diameter matching of land and sea sections[J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(8): 80-86.
- [22] 齐哈兵. 海底输油管道停启传热问题研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2009.
- QI Hanbing. Study on heat transfer of shutdown and start-up of submarine oil pipeline[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2009.
- [23] 郝艳捧, 陈云, 阳林, 等. 高压直流海底电缆电-热-流多物理场耦合仿真[J]. 高电压技术, 2017, 43(11): 3534-3542.
- HAO Yanpeng, CHEN Yun, YANG Lin, et al. Coupled simulation on electro-thermal-fluid multiple physical fields of HVDC submarine cable[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(11): 3534-3542.
- [24] 包杨. 高压直流海底电缆载流量计算及提升方法研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
- BAO Yang. Study on calculation and improvement method of ampacity of HVDC submarine cable[D]. Chongqing: Chongqing University, 2021.
- [25] 杨佳明, 王暄, 韩宝忠, 等. LDPE 纳米复合介质的直流电导特性及其对高压直流电缆中电场分布的影响[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(9): 1454-1461.
- YANG Jiaming, WANG Xuan, HAN Baozhong, et al. DC conductivity characteristic of LDPE nanocomposite and its effect on electric field distribution in HVDC cables[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(9): 1454-1461.
- [26] 尚康良, 曹均正, 赵志斌, 等. 320 kV XLPE 高压直流电缆接头附件仿真分析和结构优化设计[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 2018-2024.
- SHANG Kangliang, CAO Junzheng, ZHAO Zhibin, et al. Simulation analysis and design optimization of 320 kV HVDC cable joint[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(7): 2018-2024.
- [27] 田付强, 马万里. 挤塑高压直流电缆绝缘中空间电荷问题研究进展[J]. 高电压技术, 2019, 45(7): 2231-2239.
- TIAN Fuqiang, MA Wanli. Research progress in space charge problems in extruded HVDC cable insulations[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(7): 2231-2239.
- [28] REDDY C C, RAMU T S. On the computation of electric field and temperature distribution in HVDC cable insulation[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2006, 13(6): 1236-1244.
- [29] 张洪亮, 尹毅, 谢书鸿, 等. 不同金属屏蔽形式 XLPE 高压直流电缆载流量计算与试验验证[J]. 高电压技术, 2021, 47(6): 2117-2123.
- ZHANG Hongliang, YIN Yi, XIE Shuhong, et al. Calculation and testing research on current rating capacity of XLPE insulated HVDC cable with different metallic screen type[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(6): 2117-2123.
- [30] 王雅妮, 张洪亮, 吴建东, 等. 不同敷设方式下高压直流电缆温度场与电场仿真计算研究[J]. 绝缘材料, 2017, 50(7): 71-78.
- WANG Yani, ZHANG Hongliang, WU Jiandong, et al. Simulation and calculation of temperature field and electric field distribution of HVDC cable under different laying modes[J]. Insulating Materials, 2017, 50(7): 71-78.

#### 作者简介:



王仲

王仲(1986),男,博士,副教授,研究方向为高压绝缘、电气设备运行状态监测技术、气体放电和等离子体(E-mail: zhongwang1986@126.com);

唐盈盈(1999),女,硕士在读,研究方向为电缆载流量计算与分析;

贾利川(1989),男,博士,副研究员,研究方向为先进电工材料与应用基础。

## Electric-thermal coupling and ampacity of 500 kV DC submarine cable under the action of vertical ocean currents

WANG Zhong, TANG Yingying, JIA Lichuan

(School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

**Abstract:** Developing offshore wind power is an important measure to achieve the goal of 'dual carbon'. DC submarine cables are important devices in offshore wind power transmission projects, and the research on the ampacity of submarine cables plays an important role in promoting the large-scale development of offshore wind power. In recent years, the research on the ampacity of high-voltage DC submarine cables has considered relatively single marine environmental factors, and the limitation of temperature difference of insulation layer has not fully be considered. The article establishes an electric-thermal-current coupling model of the 500 kV DC submarine cable and the seawater system. Under different laying methods for single and bipolar submarine cables, the effects of vertical ocean currents ( currents flowing perpendicular to the length direction of the cable) flow velocity, limitation of temperature difference of insulation layer and the the different spacing of the bipolar cables on the ampacity are studied. The results show that considering the temperature difference limitation 20 °C of the insulation layer comprehensively has a smaller ampacity compared with the situation only considering the temperature limitation 70 °C of the wire core, and direct burial laying has a smaller impact on the ampacity compared to any other laying method. It is also found that the ampacity of bipolar submarine cables increases with the increase of the distance between the two poles. When the flow rate is 0.1 m/s, the vortex have a small improvement effect on the ampacity of the submarine cable. The electric field flips around a temperature difference of 6 °C in the insulation layer. The research results can provide important guidance and reference for the selection of laying methods, and even for the prediction or evaluation of ampacity.

**Keywords:** 500 kV DC submarine cable; vertical ocean current; electric-thermal coupling; ampacity; ampacity of submarine cables; temperature difference of insulation layer; direct burial laying

(编辑 李栋)

(上接第 68 页)

## Virtual power plants participating in day-ahead electricity market bidding strategy considering carbon trading

SHU Zhengyu, ZHU Kaixiang, WANG Can, SHAO Haoran, JIA Kefan

(College of Electrical Engineering & New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China)

**Abstract:** A virtual power plant (VPP) is proposed to aggregate various resources to participate as a whole in both electricity and carbon trading markets. As the scale of VPPs continues to expand, they are transitioning from being price takers to price makers. To this end, this paper treats the VPP as a price maker and proposes a bi-level bidding strategy in the day-ahead electricity market, considering the impact of carbon trading. Firstly, an introduction and analysis of the day-ahead electricity market mechanism, considering carbon trading, are provided. Secondly, based on the Stackelberg game theory, a bi-level bidding model in the day-ahead electricity market is established with the VPP as the bidding entity. The upper-level model aims to maximize the anticipated profit of the VPP, while the lower-level model aims to minimize the system's clearing cost. Considering the uncertainty in wind farm output predictions within the VPP, operators are provided with two bidding strategies; risk-averse and opportunity seeker strategies based on the information gap decision theory (IGDT). Then, utilizing the strong duality theory, the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) optimality conditions, and the big-M method, the bi-level model is simplified into a mixed-integer linear programming problem for resolution. Finally, an example is provided to illustrate the optimal bidding strategy and operation plan for the VPP, along with an analysis of how uncertainty in wind farm output predictions within the VPP affects the expected profit of the VPP. The example shows that VPPs can influence market prices through strategic bidding decisions. After considering carbon trading, the expected revenue of the VPP increased by 5.1% compared to the scenario without carbon trading.

**Keywords:** virtual power plant (VPP); day-ahead electricity market; carbon trading; bidding strategy; Stackelberg game; information gap decision theory (IGDT)

(编辑 陆海霞)