

基于 LCC 的海上风电场主变压器冗余配置经济性对比与分析

陈 敏¹, 余双翔¹, 刘小松¹, 刘国频¹, 肖立家², 刘德才³

(1. 中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司, 湖南省长沙市 410014;

2. 大唐山东发电有限公司, 山东省青岛市 266061; 3. 大唐山东烟台电力开发有限公司, 山东省烟台市 264003)

摘要: 海上风电场存在建设投资大、设备故障率高以及运维不便等问题。为寻求建设与运营过程中投资成本与发电可靠性之间的平衡,提出了 4 种不同的电能传输系统冗余配置方案。以莱州湾某海上风电场工程为例,基于全寿命周期成本(LCC)理论建立了海上升压站主变压器的成本分析模型,并对模型中各组成部分进行分解计算。对比了各冗余配置方案中主变压器的 LCC,并对折现率、上网电价以及故障率三个关键影响因素进行灵敏度分析,得出各因素变化区间内的最优冗余配置方案,为海上风电场电能传输系统的冗余配置方案最优选择提供了理论依据。

关键词: 海上风电; 冗余配置; 全寿命周期成本(LCC); 经济性; 灵敏度分析

0 引言

风力发电是清洁无污染的可再生能源,具有开发条件成熟、商业前景广阔、发展迅速等特点。中国沿海地区风能资源非常丰富,靠近负荷中心,电力市场广阔。上海东海大桥一期 100 MW 海上风电工程的建成为中国海上风电的发展起到良好的示范作用^[1]。

海上风电场需要考虑台风、盐雾、海浪等气象水文环境的影响。离岸距离较远的大型海上风电场有必要建造海上升压站来降低场内损耗、提高电压等级,实现高效、远距离的电能输送^[2]。海上升压站及风电机组、海缆等电气设备在制造、施工及运行阶段都将面临海洋特殊环境的考验。目前,国内外建成的海上风电场已出现诸如变压器、风力机齿轮箱及海缆接头等设备故障问题,设备年可利用率相对陆上风电场低^[3-5]。此外,由于受天气、潮汐及往返行程等因素的限制,海上风电场的检修维护持续时间长,所需费用高,检修、故障停机时对发电量的影响比陆上风电场更严重^[5]。

对海上风电场的电能传输系统进行冗余配置设计能显著提高电气设备及系统的运行可靠性,但过度的冗余会加剧经济负担。文献[6-7]研究了海缆集电线路拓扑的优化以及集电线路的冗余对风电场可靠性的影响;文献[8-9]考虑了海上风电场电气系

统布局及开关设备配置的经济性。现有研究尚未涉及海上升压站变电设备的冗余及经济性分析。

从长远角度看,海上风电场电能传输系统的运行、检修及故障成本的总和甚至会大于其建设成本,所以综合考虑设计方案的全寿命周期成本(life cycle cost, LCC)具有重要意义。文献[10-11]将 LCC 理论应用于电气设备的技术性、经济性的评估与选择;文献[12-13]利用 LCC 理论针对变电站的选址定容及检修策略展开讨论,研究多适用于陆上的电气设备和系统,尚无针对海洋特殊环境的考虑。

本文选取海上升压站内的主变压器作为研究对象,采用 LCC 理论建立海洋环境下主变压器的总成本分析模型,提出四种不同的电能传输系统冗余配置方案并总结了传输容量限制对风电场上网电量的影响。结合某海上风电场实际工程参数,计算对比各冗余配置方案中主变压器的 LCC,并对故障率、上网电价以及折现率的灵敏度进行分析,以探求最优的冗余配置设计方案。

1 LCC 分析模型

LCC 管理是从长期经济效益出发,考虑工程及设备在规划、设计、建设、运行维护直至退役的整个过程,在满足安全效能的前提下追求 LCC 最小的管理方法^[14]。LCC 分析可用于工程项目的投资决策,为方案优化、比选等过程提供重要信息,广泛应用于输变电工程成本管理领域。

LCC 分析强调工程初始投资与运营费用、效用与成本之间的平衡。海上风电工程本身建设投资大、运营成本高,若采用冗余配置方案,虽会进一步

收稿日期: 2014-04-30; 修回日期: 2014-08-11。

国家高技术研究发展计划(863 计划)资助项目(2012AA051704)。

增加初始投资,却能显著提高工程的可靠性,减少后期运营、检修以及故障费用。这种变化趋势使得工程在可靠性水平与 LCC 之间存在优化决策区域。

LCC 分析的内容和步骤包括费用分解、估算、折现,因素灵敏度分析以及最终的方案权衡比较。按照 LCC 理论的解构原则,可将海上升压站内变电设备的总成本划分成初始投资成本、运行成本及报废成本,成本分解如图 1 所示。

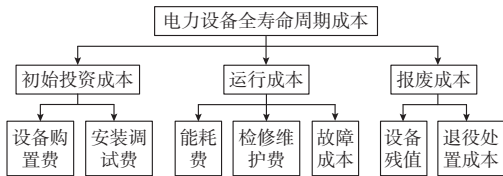


图 1 海上升压站变电设备 LCC 分解图
Fig.1 LCC exploded view of offshore substation equipment

主变压器是海上升压站内的关键设备,造价昂贵且直接影响了风电场电能传输系统的运行可靠性,故选择其作为本文的典型研究对象。按照变压器的运行规律和关键控制点的费用支出,可将主变压器全寿命周期成本 C_{LCC} 进一步分解成:

$$C_{LCC} = C_i + C_o + C_m + C_f + C_d \quad (1)$$

式中: C_i 为初始投资成本,包括设备购置费、安装调试费等; C_o 为运行成本,包括设备能耗费、检查维护费等; C_m 为检修成本,包括计划检修费、设备租赁费及停电损失等; C_f 为故障成本,包括故障维修费、停电损失等; C_d 为报废成本,包括退役处置费及设备残值。

在变压器 LCC 计算过程中,为提高分析效率,允许对各方案共同拥有的费用部分采取简化处理。此外,还应考虑资金的时间价值,可采用净现值法,把变压器整个寿命周期内各年的现金流量按一定的折现率折合成现值代数和^[10]。变压器 LCC 的数学模型可描述为:

$$C_{LCC} = C_i + \sum_{j=1}^n C_j (1+i)^{-j} + C_d (1+i)^{-n} \quad (2)$$

式中: C_j 为第 j 年运行、检修及可能产生的故障成本之和; i 为折现率; n 为计算期,代表变压器的运行年限。

2 海上风电场电能传输系统冗余配置方案

2.1 冗余配置方案

对于离岸较远的海上风电场,电能是由中压海缆线路汇集至海上升压站的汇流母线,经主变压器升压后再由高压海缆送出至陆上汇集站。本文所提电能传输系统冗余配置方案的电气主接线见图 2。

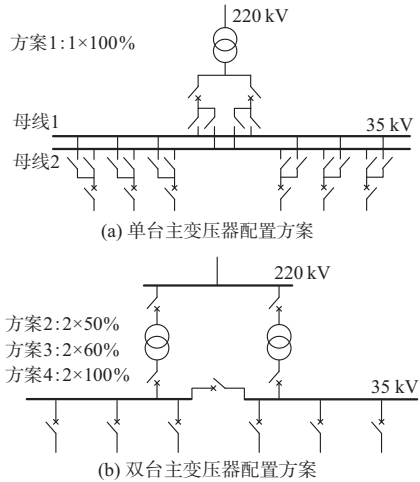


图 2 电能传输系统冗余配置方案主接线
Fig.2 Main connection scheme of power transmission system with capacity redundancy

在图 2(a) 方案 1 中,电能全部经一台主变压器升压后送出,该主变压器额定容量和整个海上风电场的装机容量一致。该方案主变压器初始投资最小,缺点是可靠性不高,倘若主变压器需要检修或者发生故障,则整个风电场将处于停运状态。

对于图 2(b) 所示的冗余配置方案 2 和 3,在其中一台主变压器检修或故障导致停机时,可采取开关切换的方式由另一台变压器承担电能变换任务,以此减少风电场发电量的损失。单台主变压器的额定容量越大,发电量损失越小。

若采用冗余配置方案 4,在其中一台主变压器检修或故障时,可将电能全部切换至另一台额定容量为风电场装机容量的变压器,而不引起任何发电量损失,但该方案的初始投资最大。

2.2 电能传输系统容量限制对上网电量的影响

对于采用双台主变压器配置组成的电能传输系统,若其中一台主变压器处于检修或故障状态,则需限制整个风电场的最大输出功率以防止另一台正常运行的主变压器出现过载现象。可根据传输系统的典型容量限制工况,在 WAsP 软件输入相应的风力机修正功率曲线并计算上网电量,经数据拟合即可得传输系统容量与上网电量之间的关系。图 3 给出了 4 种风力机可利用率下电能传输系统容量受限时上网电量的变化曲线。图中 50% 和 60% 的传输容量百分比分别对应了冗余配置方案 2、方案 3 中单台主变压器投运的实际工况,此时上网电量分别为正常情况的 70% 和 78% (风力机可利用率 100%)。

3 应用实例

3.1 目标系统概况

莱州湾某海上风电场离岸距离 17 km,水深在

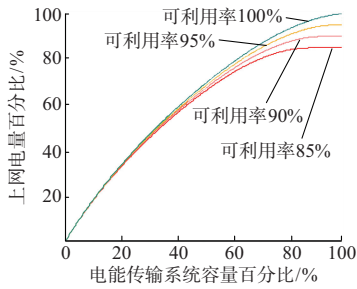


图3 电能传输系统容量与上网电量的关系
Fig.3 Impact of power transmission system constraints on power production

5~7 m 之间。风电场海域内潮差、波浪较小,冬季有流冰现象。拟布置 83 台单机容量为 3.6 MW 的风电机组,总装机容量 300 MW。风电场设计运行年限 25 年,期满时或将对部分风电机组进行改造以延长发电,电能传输系统中主变压器的运行年限可达到 30 年。

本风电场代表测风塔代表年数据显示:90 m 高度年平均风速 7.63 m/s,风功率密度 546.4 W/m²,风能资源丰富,但年内变化幅度较大。图 4 为风电机组功率曲线,图 5 为风速及风功率密度年变化曲线。

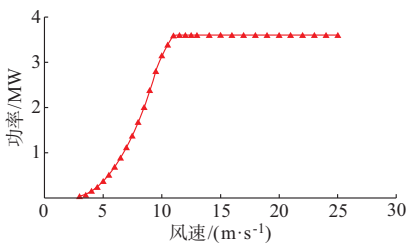


图4 风电机组功率曲线(标准空气密度)
Fig.4 Power curve of wind turbine (standard air density)

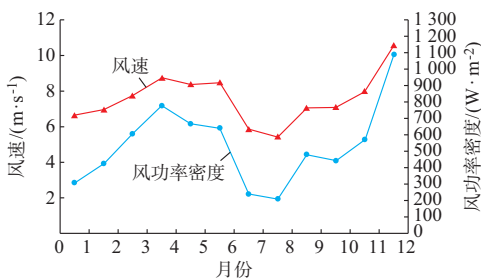


图5 90 m 高度风速和风功率密度年变化曲线
Fig.5 Annual change curve of wind speed and wind power density (90 m altitude)

根据本工程选定机型的功率曲线以及风速、风功率密度等数据,结合风电机组布置方案,并考虑尾流、湍流、风电机组可利用率及场内损耗等折减系数的影响,采用 WAsP 软件计算得出的年上网电量为

780.76 GW·h,等效负荷小时数为 2 613 h,容量系数 0.298。按满足资本金财务内部收益率 10% 测算的项目上网电价为 0.8 元/(kW·h)。

3.2 海上升压站主变压器 LCC 计算

3.2.1 初始投资成本

变压器的初始投资成本由设备购置费、安装调试费组成。设备购置费包含了购买费、备品备件费及运杂费等;安装调试费包括主变压器本体及附件的检查、安装费用以及投运前的试验、验收费用等。

海上升压站采用陆上组装然后由大型专用船舶整体吊装至海上的方式建设,故可参照文献[15]将主变压器安装调试费确定为设备购置费的 18%。表 1 给出主变压器的基础数据及初始投资成本数据。

表 1 主变压器基础数据及初始投资成本
Table 1 Basic data and investment costs of the main transformers

主变压器容量/MVA	空载损耗/kW	负载损耗/kW	初始投资成本/万元	
			设备购置费	安装调试费
150	68	405	736	132.4
180	82	468	820	147.6
300	115	675	1 380	248.4

3.2.2 运行成本

变压器的运行成本主要考虑能耗费及例行检查维护费。能耗费主要考虑变压器铜耗、铁耗。主变压器能耗费 C_{nh} 的计算公式为:

$$C_{nh} = p_r m (P_0 T_0 + P_k \rho^2 \tau) \quad (3)$$

式中: p_r 为上网电价,取 0.8 元/(kW·h); T_0 为变压器全年运行小时数,取 8 760 h; P_0 为主变压器空载损耗; P_k 为负载损耗; ρ 为变压器负载率; τ 为年平均最大负荷损耗小时数; m 为各方案中变压器台数。

需要指出的是, ρ 和 τ 两个参数应根据海上风电工程的实际数据,并结合各冗余配置方案变压器的额定容量共同确定。

主变压器的例行检查是指在带电状态下对变压器本体及附件进行的常规监测、试验及维护等。无人值守的海上升压站主变压器日常巡检只需少量工时,每年的检查维护费 C_{jw} 约 10 万元。主变压器全寿命周期内各年运行成本折现值可由式(4)计算:

$$C_o = (C_{nh} + C_{jw}) \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4)$$

3.2.3 检修成本

海上升压站主变压器检修成本包括计划大、小检修费用、设备租赁费及检修停电损失费。变压器投运后 5 年内进行一次大修,之后每隔 10 年大修一

次,每 1~3 年进行一次小修。此外,海上升压站主变压器的检修时间应安排在小风季节(本风电场为 8 月)以减少发电量损失。

由于不能破坏海上变电站平台钢结构,主变压器须采取平台现场检修的方式并使用辅助船舶。检修可利用空间小,技术难度大,持续时间较长且极易受天气、海浪的影响。

据陆上典型 220 kV 变电站检修经验及资料统计,主变压器单次大修费用约为购置费的 6%,持续时间为 10 d;单次小修费用为购置费的 1.5%^[16]。考虑到海上变电站检修实际情况,可将单台主变压器大修导致的停机时间定为 15 d;辅助船舶租用时间为 7 d,费用单价为 10 万/d。考虑调整系数,将双台变压器维修停机及租船的总时间分别定为 20 和 9 d。

经 WAsP 软件计算,本工程 8 月预计的上网电量为 46.52 GW·h,各冗余配置方案因单台主变压器大修导致的电量损失可由图 5 所示曲线确定。变压器检修成本的表达式为:

$$C_m = \sum_{j=1}^n C_{xx}(1+i)^{-j} + \sum_{j=Y_m}^n (C_{dx} + C_{zc} + \Delta E)(1+i)^{-j} \quad (5)$$

式中: C_{xx} 为单台主变压器单次小修费用; C_{dx} 为大修费用; C_{zc} 为租船费用; ΔE 为大修停电损失费用; Y_m 为执行大修的年份。

根据式(5),并结合方案实际配置情况,可计算出各方案主变压器检修成本,结果如表 2 所示。

表 2 冗余配置方案主变压器检修成本
Table 2 Maintenance costs of the main transformers in redundancy design schemes

方案	主变压器检修成本/万元			
	小修费用	大修费用	船舶租赁费	停电损失
1	195.1	78.9	66.7	1 772.6
2	208.1	84.1	85.7	708.7
3	231.9	93.7	85.7	519.7
4	390.3	157.8	85.7	0

3.2.4 故障成本

变压器发生故障时必须强迫停运,由此引起的停电损失费用以及故障维修费用统称为故障成本,其值一般由式(6)估算:

$$C_f = \sum_{j=1}^n (p_r WT + \lambda C_{RC} T_{MTTR})(1+i)^{-j} \quad (6)$$

式中: W 为故障中断功率; T 为年故障中断时间; C_{RC} 为故障平均修复成本; λ 为设备年平均故障率; T_{MTTR} 为平均修复前时间。

值得注意的是,变压器服役期间内的故障率并不是固定的数值,而是一个随役龄变化呈上升趋势的曲线^[17]。风力发电的负载周期性变化及频繁开关动作使变压器遭受了重复性瞬变过电压和欠电压,产生的高频浪涌可能与绕组产生共振,超过绕组的绝缘耐受强度^[18]。此外,海上升压站主变压器还面临潮湿、盐雾以及平台振动的挑战,送出长电缆容性效应导致变压器合闸时的励磁涌流同样不可忽视。诸多因素使得海上升压站主变压器故障率比陆地环境下更高,尤其是在役龄后期。

选择文献[19]中陆上变压器的典型故障统计数据作为基准,并增加加速系数来考虑海上升压站主变压器故障率,结果如图 6 所示。

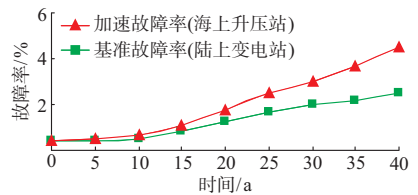


图 6 海上升压站主变压器故障率
Fig.6 Offshore substation main transformer failure rate

主变压器的故障时间具有随机性,因此发生故障后维修及租赁船舶较为被动,相应的费用支出较计划检修状况更高。若故障发生在大风季(本风电场为 10 至 12 月),则还需考虑恶劣天气对往返行程的直接影响,由此引起的停机时间可能持续数月甚至半年之久^[20]。丹麦 Nysted 海上风电场曾因主变压器故障导致风电场停机 4.5 个月^[3],发电损失巨大。

3.2.5 报废成本

变压器的报废成本包括退役处置费和设备残值。海上变电站在退役时由施工船舶整体吊装运输至陆地,然后进一步拆解。其中主变压器的处置成本约为安装调试费的 30%;报废残值较高,可达原购置费的 30%^[10]。

3.3 结果分析

通过对目标系统的 LCC 分解计算可对各冗余配置方案进行经济性评估,其典型参数下的 LCC 解构对比如表 3 所示。可以看出:①方案 1 的初始投资最小,但后期检修、故障成本巨大,总成本较其他方案高出 1 000~2 000 万元。该方案主接线复杂、开关设备多,且不利于海上平台的设备布局,故下文不再对本方案进行灵敏度分析。②方案 2 和 3 的技术性和经济性较优。相比方案 2,方案 3 的初始投资虽增加了 10%左右,但在后期的检修、故障成本得到平衡,两方案的总成本基本相等。③方案 4 在检修、故障时费用成本最低,但初始投资接近其他方

案的 2 倍,前期现金流压力较大。双台大容量变压器在体积、重量方面的劣势极为明显,难以满足紧凑型海上变电站的要求。

表 3 冗余配置方案主变压器的 LCC 比较
Table 3 Comparison among the LCC of main transformers in redundancy design schemes

方案	初始投资成本/万元	运行成本/万元	检修成本/万元	故障成本/万元	报废成本/万元	总计/万元
1	1 628	900	2 113	1 812	-22	6 431
2	1 737	1 067	1 086	554	-24	4 420
3	1 935	1 234	931	411	-26	4 485
4	3 257	1 644	634	20	-45	5 510

4 灵敏度分析

海上风电场建设、运行经验少,各个环节存在较大不确定性。根据目标系统的特点,考虑主变压器故障率、上网电价及折现率三个不确定因素单独变化,对冗余配置方案总成本的影响进行灵敏度分析。

4.1 主变压器故障率对冗余配置方案 LCC 的影响

海上升压站主变压器故障率比陆地环境下更高,故障率对主变压器故障成本有着直接影响。选取图 6 中的加速故障率曲线来计算各冗余配置方案总成本,图 7 为两种故障率曲线下 LCC 的对比结果。

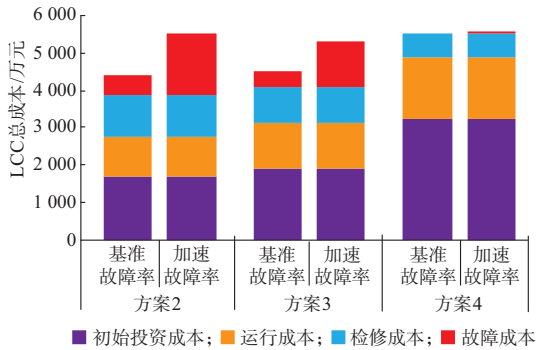


图 7 主变压器故障率对 LCC 的影响
Fig.7 Impact of main transformer failure rate on life cycle cost

上图已将各冗余配置方案主变压器的报废成本计入其购置成本之中。在加速故障率曲线下,方案 2 和 3 的故障成本分别升高至 1 639 和 1 216 万元,前者涨幅更大;LCC 总成本分别为 5 505 和 5 289 万元,方案 3 节省了 216 万元,具有明显优势,宜优先选取。方案 4 中故障成本对故障率变化的敏感性不明显,其 LCC 总成本仍高于方案 2 和方案 3。

4.2 上网电价和折现率变动

海上风电场在投资建设时需考虑资金的时间价

值,而上网电价与后期运营的盈利能力密切相关,关键因素的取值对电气设备 LCC 成本的计算结果影响较大。假定上网电价在 0.6~1.2 元/(kW·h)之间变动,折现率变化区间为 6%~12%,应用实例中各冗余配置方案的 LCC 总成本变化情况如图 8 所示。

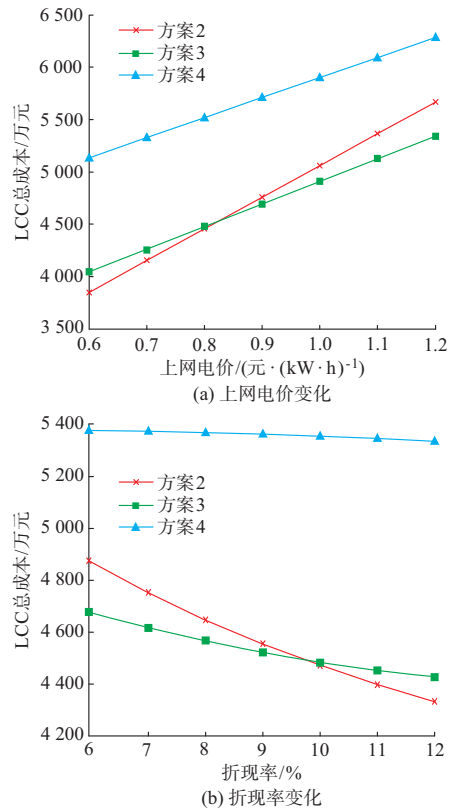


图 8 上网电价及折现率对 LCC 的影响
Fig.8 Impact of feed-in tariff and discount rate on life cycle cost

由图 8 可知,在上网电价及折现率的变化区间范围内,方案 4 由于初始投资成本基数过大,其 LCC 总成本始终高于方案 2 和 3,因不存在停电损失,故其相对折现率的变化较为平缓。对于方案 2 和 3,当上网电价升高或折现率降低时,两者的 LCC 总成本都相应增加,但变化速率不同。图 8(a)中,当上网电价取值超过 0.83 元/(kW·h),冗余配置方案 3 开始凸显其经济性。对于折现率变动,如图 8(b)所示,在其取值低于 9.7%之后,方案 3 的 LCC 总成本也将低于方案 2,为该区间内的最优方案。若取上网电价 1 元/(kW·h)及 8%的折现率参数计算,方案 3 的 LCC 总成本较方案 2 将减少近 10%,经济效益明显。

5 结语

本文提出将 LCC 理论应用到海上风电场电能

传输系统冗余配置方案的经济性分析。选取海上升压站主变压器作为分析对象,确定出技术可行的冗余配置方案,以某海上风电场工程作为应用实例,对主变压器的LCC进行分解计算,并对各方案进行经济性对比以及关键影响因素的灵敏度分析,探求了适合海上风电场电能传输系统的主变压器最优冗余配置方案,为海上风电场的投资建设提供科学合理的决策依据。

参考文献

- [1] 张哲. 东海大桥 100 MW 海上风电场电气系统的设计[J]. 电力与能源, 2012, 33(1): 49-51.
ZHANG Zhe. Design of the electrical systems for Donghai great bridge 100 MW offshore wind farm[J]. Power and Energy, 2012, 33(1): 49-51.
- [2] CIGRE Working Group B3.26. Guidelines for the design and construction of AC offshore substations for wind power plants[R]. Paris: CIGRE, 2011.
- [3] ANDRESEN N, MARCUSSEN J H, JACOBSEN E, et al. Experience gained by a major transformer failure at the offshore platform of the Nysted offshore wind farm[C]// Proceedings of the 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Off-shore Wind Farms, May 27-28, 2008, Madrid, Spain: 105-109.
- [4] RIBRANT J, MARGARETA L. Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1977—2005[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2007, 22(2): 167-173.
- [5] 钟廷英, 喻葭临, 黄琳, 等. 上海东海大桥一期海上风电场项目后评估报告[R]. 北京: 水利水电规划设计总院, 2011.
- [6] LUMBRERAS S, RAMOS A. Optimal design of the electrical layout of an offshore wind farm applying decomposition strategies[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(2): 1434-1441.
- [7] 杨进, John O'REILLY, John E.FLETCHER, 等. 基于冗余度分析的海上风电场可靠性提高方法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(4): 84-91.
YANG Jin, John O'REILLY, John E.FLETCHER, et al. Reliability enhancement of offshore wind farms by redundancy analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(4): 84-91.
- [8] 王建东, 李国杰. 海上风电场内部电气系统布局经济性对比[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(11): 99-103.
WANG Jiandong, LI Guojie. Economic comparison of different collector networks for offshore wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(11): 99-103.
- [9] 王建东, 李国杰. 考虑电缆故障时海上风电场电气系统开关配置方案的经济性比较与分析[J]. 电网技术, 2010, 34(2): 125-128.
WANG Jiandong, LI Guojie. Economic study on switch-gear configuration in electrical systems of offshore wind farms with cable outage[J]. Power System Technology, 2010, 34(2): 125-128.
- [10] 郭基伟, 谢敬东, 唐国庆, 等. 电力设备管理中的寿命周期费用分析[J]. 高电压技术, 2003, 29(4): 13-15.
GUO Jiwei, XIE Jingdong, TANG Guoqing, et al. Life cycle cost analysis in electrical equipment management[J]. High Voltage Engineering, 2003, 29(4): 13-15.
- [11] 宋宛净, 姚建刚, 汪觉恒, 等. 全寿命周期成本理论在主变压器选择中的应用[J]. 电力系统及其自动化学报, 2012, 24(6): 111-116.
SONG Wanjing, YAO Jiangang, WANG Jueheng, et al. Application of life cycle cost theory in main transformer selection[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2012, 24(6): 111-116.
- [12] 苏海锋, 张建华, 梁志瑞, 等. 基于全寿命周期成本的配电网变电站选址定容优化规划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(23): 59-64.
SU Haifeng, ZHANG Jianhua, LIANG Zhirui, et al. Substation locating and sizing optimization planning based on life cycle cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(23): 59-64.
- [13] HINOW M, MEVISSSEN M. Substation maintenance strategy adaptation for life-cycle cost reduction using genetic algorithm[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2011, 26(1): 197-204.
- [14] 刘志斌, 姚建刚, 颜勇. 变电工程全寿命周期成本评价[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [15] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程典型造价: 220 kV 变电站分册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [16] 夏成军, 邱桂华, 黄冬燕, 等. 电力变压器全寿命周期成本模型及灵敏度分析[J]. 华东电力, 2012, 40(1): 26-30.
XIA Chengjun, QIU Guihua, HUANG Dongyan, et al. Life cycle cost model and sensitivity analysis of power transformer[J]. East China Electric Power, 2012, 40(1): 26-30.
- [17] JI Guoqiang, WU Wenchuan, ZHANG Boming. Transformer aging failure rate evaluation method based on evidence theory for operational risk assessment[C]// 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), May 21-24, 2012, Tianjin, China: 1-5.
- [18] GB 1094.16—2013 电力变压器 第16部分: 风力发电用变压器[S]. 北京: 中国标准出版社, 2013.
- [19] CIGRE Working Group A2.20. Guide on economics of transformer management[R]. Paris: CIGRE, 2004.
- [20] DJAPIC P, STRBAC G. Cost benefit methodology for optimal design of offshore transmission systems[R]. London: Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation (SEDG), 2008.

陈敏(1981—), 男, 高级工程师, 主要研究方向: 风力发电工程设计、海上风电送出系统。E-mail: msdicm@163.com

余双翔(1989—), 男, 通信作者, 工程师, 主要研究方向: 海上风电送出系统、新型变压器、电能质量综合治理。E-mail: hnussx@163.com

刘小松(1965—), 男, 教授级高级工程师, 主要研究方向: 风力发电工程设计、风资源规划评估。

(编辑 王志鸿)

Economical Assessment on Redundancy Configuration of Main Transformers for Offshore Wind Farm Based on Life Cycle Cost

CHEN Min¹, SHE Shuangxiang¹, LIU Xiaosong¹, LIU Guopin¹, XIAO Lijia², LIU Decai³

(1. Powerchina Zhongnan Engineering Co. Ltd., Changsha 410014, China;

2. Datang Shandong Power Generation Co. Ltd., Qingdao 266061, China;

3. Datang Shandong Yantai Electric Power Development Co. Ltd., Yantai 264003, China)

Abstract: Offshore wind farm faces challenges such as large capital investments in construction, high failure rate and low accessibility for operation and maintenance (O&M) because of the severe climate conditions compared with onshore wind farm. Aiming to achieve balance between cost of investment and reliability of power generation in the process of construction and operation, four types of redundancy configurations of power transmission system for offshore wind farm have been proposed. Based on the theory of life cycle cost (LCC), a modified model according to offshore situation was established and applied to overall economic analysis of the main transformer at the substation in Laizhou Bay offshore wind farm project. The calculation of various stages in main transformers life cycle cost has been studied. Overall economic costs of main transformers under four redundancy configurations were calculated for comparison. The sensitivity analysis has been conducted in regard to the key factors including discount rate, feed-in tariff and failure rate. Then the optimal redundancy configuration considering these key factors will be selected. The analysis provides the theoretical basis for the optimal choice of redundancy scheme offshore wind farm power transmission system.

This work is supported by National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (No. 2012AA051704).

Key words: offshore wind farm; redundancy configuration; life cycle cost; economy; sensitivity analysis