

团 体 标 准

T/CSEE 0270—2021

海上风电场设备选型技术导则

Selection guidelines for equipments of offshore wind farm



2021-09-17 发布

2021-12-01 实施

中国电机工程学会 发布

团体标准
海上风电场设备选型技术导则

T/CSEE 0270—2021

*

中国电力出版社出版、印刷、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

*

2022年5月第一版 2022年5月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 4.25印张 128千字

*

统一书号 155198·4175 定价 107.00元

版权专有 侵权必究
本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换



中国电机工程学会官方微信



155198.4175

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	9
4 总则	10
5 支撑结构选型	10
5.1 塔架	10
5.2 基础	11
6 风力发电机组选型	13
6.1 选型程序	13
6.2 通用技术要求	14
6.3 海上特殊要求	15
6.4 主要部件技术要求	17
7 海上升压站选型	30
7.1 一般要求	30
7.2 结构要求	31
7.3 配置要求	32
7.4 海上特殊要求	36
8 电气一次设备选型	36
8.1 海缆	36
8.2 主变压器	39
8.3 高压开关设备	40
8.4 接地变压器与站用变压器	41
8.5 无功补偿装置	41
8.6 柴油发电机组	42
9 电气二次设备选型	42
9.1 继电保护设备	42
9.2 安全自动装置	43
9.3 升压站综合自动化系统	43
9.4 风电场机组集中监控系统	44
9.5 全场功率控制系统	44
9.6 视频监视系统	45
9.7 电能质量监测系统	46
9.8 风功率预测系统	47
9.9 风电场信息管理系统	47
9.10 风电场通信系统	48

T/CSEE 0270—2021

9.11 电力监控系统安全防护	48
附录 A（资料性）海上风电机组经济性比选方案	50
附录 B（资料性）海上风电机组各关键部件技术参数	54
参考文献	61

前 言

本文件按照《中国电机工程学会标准管理办法（暂行）》的要求，依据 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电机工程学会提出。

本文件由中国电机工程学会火电专业委员会技术归口并解释。

本文件起草单位：西安热工研究院有限公司、中国华能集团有限公司、华能国际电力股份有限公司、华能国际电力股份有限公司江苏清洁能源分公司、中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司、远景能源有限公司、中国船舶集团海装风电股份有限公司、南京南瑞继保电气有限公司。

本文件主要起草人：雷航、赵勇、张瑞刚、余成、张宝锋、刘增博、赵磊、刘庆元、邓巍、李阳、刘乾、宋志毅、程阳、秦亮、陈晓路、沈明强、姜贞强、魏辉、刘亚林、王淑超、杨百勋、龚帅、王杰彬、强鹏科、马小宝、寇超超、张小峰、白振兴、王冰佳、马勇、焦天亮、章涛、黄强、吴琼、李志刚、赵文超。

本文件为首次发布。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电机工程学会标准执行办公室（地址：北京市西城区白广路二条1号，100761，网址：<http://www.csee.org.cn>，邮箱：cseebz@csee.org.cn）。

海上风电场设备选型技术导则

1 范围

本文件规定了海上风电场支撑结构、风力发电机组、海上升压站、电气一次设备和电气二次设备选型的技术要求。

本文件适用于固定式海上风力发电机组的海上风电场设备选型。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 699 优质碳素结构钢
- GB/T 700 碳素结构钢
- GB/T 709 热轧钢板和钢带的尺寸、外形、重量及允许偏差
- GB/T 712 船舶与海洋工程用结构钢
- GB/T 985.1 气焊、焊条电弧焊、气体保护焊和高能束焊的推荐坡口
- GB/T 985.2 埋弧焊的推荐坡口
- GB/T 1094（所有部分） 电力变压器
- GB/T 1094.11 电力变压器 第 11 部分：干式变压器
- GB/T 1094.12 电力变压器 第 12 部分：干式电力变压器负载导则
- GB/T 1094.16 电力变压器 第 16 部分：风力发电用变压器
- GB/T 1348 球墨铸铁件
- GB/T 1499.2—2016 钢筋混凝土用钢 第 2 部分：热轧带肋钢筋
- GB/T 1591 低合金高强度结构钢
- GB/T 2423.4 电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Db：交变湿热（12 h+12 h 循环）
- GB/T 2423.5 环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Ea 和导则：冲击
- GB/T 2423.16 电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 J 及导则：长霉
- GB/T 2423.18 环境试验 第 2 部分：试验方法 试验 Kb：盐雾，交变（氯化钠溶液）
- GB/T 2423.101 电工电子产品环境试验 第 2 部分：试验方法 试验：倾斜和摇摆
- GB 2536 电工流体 变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油
- GB/T 2951（所有部分） 电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法
- GB/T 3003 耐火纤维及制品
- GB/T 3077 合金结构钢
- GB/T 3082 铠装电缆用热镀锌及锌铝合金镀层低碳钢丝
- GB/T 3098（所有部分） 紧固件机械性能
- GB/T 3098.1 紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱
- GB/T 3274 碳素结构钢和低合金结构钢热轧钢板和钢带

T/CSEE 0270—2021

- GB/T 3477 船用风雨密单扇钢质门
- GB/T 3480 (所有部分) 直齿轮和斜齿轮承载能力计算
- GB/T 3766 液压传动 系统及其元件的通用规则和安全要求
- GB/T 3783—2019 船用低压电器基本要求
- GB/T 3811 起重机设计规范
- GB/T 3906 3.6 kV~40.5 kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
- GB/T 3953 电工圆铜线
- GB/T 3956 电缆的导体
- GB/T 4208 外壳防护等级 (IP 代码)
- GB/T 4662 滚动轴承 额定静载荷
- GB 4717 火灾报警控制器
- GB/T 5117 非合金钢及细晶粒钢焊条
- GB/T 5118 热强钢焊条
- GB/T 5226.1 机械电气安全 机械电气设备 第 1 部分: 通用技术条件
- GB/T 5293 埋弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝、药芯焊丝和焊丝-焊剂组合分类要求
- GB/T 5313 厚度方向性能钢板
- GB/T 5746 船用普通矩形窗
- GB/T 6067.1 起重机械安全规程 第 1 部分: 总则
- GB/T 6391 滚动轴承 额定动载荷和额定寿命
- GB/T 6402 钢锻件超声检测方法
- GB/T 6404.1 齿轮装置的验收规范 第 1 部分: 空气传播噪声的试验规范
- GB/T 6404.2 齿轮装置的验收规范 第 2 部分: 验收试验中齿轮装置机械振动的测定
- GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求
- GB/T 7060—2019 船用旋转电机基本技术要求
- GB/T 7251.1 低压成套开关设备和控制设备 第 1 部分: 总则
- GB/T 7674 额定电压 72.5 kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备
- GB/T 7935 液压元件 通用技术条件
- GB/T 8110 熔化极气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝
- GB/T 8162 结构用无缝钢管
- GB/T 8163 输送流体用无缝钢管
- GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则
- GB/T 8923 (所有部分) 涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定
- GB/T 9945 热轧球扁钢
- GB/T 10228 干式电力变压器技术参数和要求
- GB/T 11022 高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- GB/T 11263 热轧 H 型钢和部分 T 型钢
- GB/T 11287 电气继电器 第 21 部分: 量度继电器和保护装置的振动、冲击、碰撞和地震试验
第 1 篇: 振动试验 (正弦)
- GB/T 11835 绝热用岩棉、矿渣棉及其制品
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 12364 国内卫星通信系统进网技术要求
- GB/T 12470 埋弧焊用热强钢实心焊丝、药芯焊丝和焊丝-焊剂组合分类要求

- GB/T 12665 电机在一般环境条件下使用的湿热试验要求
- GB/T 12706.3 额定电压 1 kV ($U_m=1.2$ kV) 到 35 kV ($U_m=40.5$ kV) 挤包绝缘电力电缆及附件
第 3 部分：额定电压 35 kV ($U_m=40.5$ kV) 电缆
- GB/T 12706.4 额定电压 1 kV ($U_m=1.2$ kV) 到 35 kV ($U_m=40.5$ kV) 挤包绝缘电力电缆及附件
第 4 部分：额定电压 6 kV ($U_m=7.2$ kV) 到 35 kV ($U_m=40.5$ kV) 电力电缆附件试验要求
- GB/T 14039 液压传动 油液 固体颗粒污染等级代号
- GB/T 14048 (所有部分) 低压开关设备和控制设备
- GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 14907 钢结构防火涂料
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB 15631 特种火灾探测器
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- GB 16280 线型感温火灾探测器
- GB 16670 柜式气体灭火装置
- GB 16806 消防联动控制系统
- GB/T 16855 (所有部分) 机械安全 控制系统安全相关部件
- GB/T 17434 船用耐火窗技术条件
- GB/T 17468 电力变压器选用导则
- GB/T 17640 土工合成材料 长丝机织土工布
- GB/T 17671 水泥胶砂强度检验方法 (ISO 法)
- GB/T 18451.1 风力发电机组 设计要求
- GB/T 18480 海底光缆规范
- GB/T 18657 (所有部分) 远动设备及系统
- GB/T 19073 风力发电机组 齿轮箱设计要求
- GB/T 19292.1 金属和合金的腐蚀 大气腐蚀性 第 1 部分：分类、测定和评估
- GB/T 19418 钢的弧焊接头 缺陷质量分级指南
- GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/Z 20423 液压系统总成 清洁度检验
- GB/T 20438 (所有部分) 电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全
- GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级
- GB/T 20878 不锈钢和耐热钢 牌号及化学成分
- GB/T 21407 双馈式变速恒频风力发电机组
- GB/T 21714 (所有部分) 雷电防护
- GB/T 21714.1 雷电防护 第 1 部分：总则
- GB/T 21714.4 雷电防护 第 4 部分：建筑物内电气和电子系统
- GB/T 21835 焊接钢管尺寸及单位长度重量
- GB 21976.2 建筑火灾逃生避难器材 第 2 部分：逃生缓降器
- GB 21976.5 建筑火灾逃生避难器材 第 5 部分：应急逃生器
- GB 21976.6 建筑火灾逃生避难器材 第 6 部分：逃生绳
- GB/T 22381 额定电压 72.5 kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与充流体及挤包绝缘电力电缆的连接 充流体及干式电缆终端
- GB/T 22240 信息安全技术 网络安全等级保护定级指南

T/CSEE 0270—2021

- GB/Z 22559 (所有部分) 齿轮 热功率
- GB/T 23479 (所有部分) 风力发电机组 双馈异步发电机
- GB/T 23913 (所有部分) 复合岩棉板耐火舱室
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 25383 风力发电机组 风轮叶片
- GB/T 25384 风力发电机组 风轮叶片全尺寸结构试验
- GB/T 25387.1 风力发电机组 全功率变流器 第1部分: 技术条件
- GB/T 25387.2 风力发电机组 全功率变流器 第2部分: 试验方法
- GB/T 25388.1 风力发电机组 双馈式变流器 第1部分: 技术条件
- GB/T 25390 风力发电机组 球墨铸铁
- GB/T 26680 永磁同步发电机 技术条件
- GB/T 29543 低温型风力发电机组
- GB/T 29717 滚动轴承 风力发电机组偏航、变桨轴承
- GB/T 29718 滚动轴承 风力发电机组主轴轴承
- GB/T 29760—2013 风力发电复合材料机舱罩
- GB/T 30966 (所有部分) 风力发电机组 风力发电场监控系统通信
- GB/T 31517 海上风力发电机组 设计要求
- GB/T 31518.1 直驱永磁风力发电机组 第1部分: 技术条件
- GB/T 31519 台风型风力发电机组
- GB/T 32077 风电发电机组 变桨距系统
- GB/T 32346 (所有部分) 额定电压 220 kV ($U_m=252$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件
- GB/T 32346.1 额定电压 220 kV ($U_m=252$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件 第1部分: 试验方法和要求
- GB/T 32346.2 额定电压 220 kV ($U_m=252$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件 第2部分: 大长度交流海底电缆
- GB/T 32346.3 额定电压 220 kV ($U_m=252$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件 第3部分: 海底电缆附件
- GB/T 33160 风力发电用齿轮钢
- GB/T 33378 阴极保护技术条件
- GB/T 33423 沿海及海上风电机组防腐技术规范
- GB/T 33540 (所有部分) 风力发电机组专用润滑剂
- GB/T 33540.1 风力发电机组专用润滑剂 第1部分: 轴承润滑脂
- GB/T 33540.2 风力发电机组专用润滑剂 第2部分: 开式齿轮润滑脂
- GB/T 33628 风力发电机组 高强螺纹连接副安装技术要求
- GB/T 33629 风力发电机组 雷电保护
- GB/T 33630 海上风力发电机组 防腐规范
- GB/T 34524 风力发电机组 主轴
- GB/T 35792 风力发电机组 合格测试及认证
- GB/T 35854—2018 风力发电机组及其组件机械振动测量与评估
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范

- GB/T 50062 电力装置的继电保护和自动装置设计规范
- GB/T 50081 混凝土物理力学性能试验方法标准
- GB/T 50082 普通混凝土长期性能和耐久性能试验方法标准
- GB 50116 火灾自动报警系统设计规范
- GB 50151 泡沫灭火系统技术标准
- GB 50205 钢结构工程施工质量验收标准
- GB 50229 火力发电厂与变电站设计防火标准
- GB 50260 电力设施抗震设计规范
- GB 50370 气体灭火系统设计规范
- GB/T 50448 水泥基灌浆材料应用技术规范
- GB/T 50476 混凝土结构耐久性设计标准
- GB 50661 钢结构焊接规范
- GB 50755 钢结构工程施工规范
- GB 50898 细水雾灭火系统技术规范
- GB 51096 风力发电场设计规范
- GB/T 51190 海底电力电缆输电工程设计规范
- GB/T 51308 海上风力发电场设计标准
- CB/T 3234 船用防火门
- CB/T 3361 甲板敷料
- CB/T 3756 海上平台栏杆
- CB/T 3757 海上平台斜梯
- CNCA/CTS 0015 感温自启动灭火装置认证技术规范
- DL/T 593 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分：传输规约 基本远动任务配套标准
- DL/T 634.5103 远动设备及系统 第 5-103 部分：传输规约 继电保护设备信息接口配套标准
- DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-
- 101 网络访问
- DL/T 723 电力系统安全稳定控制技术导则
- DL/T 860 (所有部分) 电力自动化通信网络和系统
- DL/T 1498.2—2016 变电设备在线监测装置技术规范 第 2 部分：变压器油中溶解气体在线监测装置
- DL 5027 电力设备典型消防规程
- DL/T 5044 电力工程直流电源系统设计技术规程
- JB/T 2300 回转支承
- JB/T 3837 变压器类产品型号编制方法
- JB/T 4159—2013 热带电工产品通用技术要求
- JB/T 5268.2 电缆金属套 第 2 部分：铅套
- JB/T 5000.15 重型机械通用技术条件 第 15 部分：锻钢件无损检测
- JB/T 5317 环链电动葫芦
- JB/T 6395 大型齿轮、齿圈锻件 技术条件
- JB/T 6396 大型合金结构钢锻件 技术条件
- JB/T 8468 锻钢件磁粉检测
- JB/T 10181 (所有部分) 电缆载流量计算

T/CSEE 0270—2021

JB/T 10374 液压溢流阀

JB/T 10426.1 风力发电机组 制动系统 第1部分：技术条件

JB/T 10426.2 风力发电机组 制动系统 第2部分：试验方法

JB/T 10427 风力发电机组一般液压系统

JB/T 10777 中性点接地电阻器

JB/T 11167（所有部分） 额定电压 10 kV ($U_m=12$ kV) 至 110 kV ($U_m=126$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件

JB/T 11167.1—2011 额定电压 10 kV ($U_m=12$ kV) 至 110 kV ($U_m=126$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件 第1部分：试验方法和要求

JB/T 11167.2—2011 额定电压 10 kV ($U_m=12$ kV) 至 110 kV ($U_m=126$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件 第2部分：额定电压 10 kV ($U_m=12$ kV) 至 110 kV ($U_m=126$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆

JB/T 11167.3 额定电压 10 kV ($U_m=12$ kV) 至 110 kV ($U_m=126$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆及附件 第3部分：额定电压 10 kV ($U_m=12$ kV) 至 110 kV ($U_m=126$ kV) 交联聚乙烯绝缘大长度交流海底电缆附件

JB/T 11218 风力发电塔架 法兰锻件

JB/T 12137 风力发电机组主轴锻件 技术条件

JTS/T 148 水运工程土工合成材料应用技术规范

JTS 151 水运工程混凝土结构设计规范

JTS 153 水运工程结构耐久性设计标准

JTS 153-2 海港工程钢筋混凝土结构电化防腐技术规范

JTS/T 209 水运工程结构防腐蚀施工规范

JTS 257-2 海港工程高性能混凝土质量控制标准

NB/T 31006 海上风电场钢结构防腐蚀技术标准

NB/T 31012 永磁风力发电机技术规范

NB/T 31013 双馈风力发电机技术规范

NB/T 31018 风力发电机组电动变桨控制系统技术规范

NB/T 31023 风力发电机组 主轴盘式制动器

NB/T 31024 风力发电机组 偏航盘式制动器

NB/T 31025 风力发电机组 环形锻件

NB/T 31039 风力发电机组雷电防护系统技术规范

NB/T 31041 海上双馈风力发电机变流器技术规范

NB/T 31042 海上永磁风力发电机变流器技术规范

NB/T 31043 海上风力发电机组主控制系统技术规范

NB/T 31046 风电功率预测系统功能规范

NB/T 31051 风电机组低电压穿越能力测试规程

NB/T 31063—2014 海上永磁同步风力发电机

NB/T 31064 海上双馈风力发电机技术条件

NB/T 31080 海上风力发电机组钢制基桩及承台制作技术规范

NB 31089 风电场设计防火规范

NB/T 31094 风力发电设备海上特殊环境条件与技术要求

NB/T 31111 风电机组高电压穿越测试规程

NB/T 31115 风电场工程 110 kV~220 kV 海上升压变电站设计规范

- NB/T 31144 风力发电机组 液压盘式制动器制动块
- NB/T 47008 承压设备用碳素钢和合金钢锻件
- NB/T 47013 (所有部分) 承压设备无损检测
- NB/T 47013.3 承压设备无损检测 第3部分: 超声检测
- NB/T 47014 承压设备焊接工艺评定
- NB/T 47016 承压设备产品焊接试件的力学性能检验
- SY/T 5768 一般结构用焊接钢管
- SY/T 10003 海上平台起重机规范
- YB/T 3301 焊接H型钢
- T/CECS 24 钢结构防火涂料应用技术规程
- CECS 345 探火管灭火装置技术规程
- CECS 391 风力发电机组消防系统技术规程
- T/CSEE 0017 陆上风电场设备选型技术导则
- GD 06—2014 海上生产设施防污染法定检验指南
- ISO 945 (所有部分) 铸铁的显微结构 (Microstructure of cast irons)
- ISO 4624 色漆和清漆 粘附力拉脱试验 (Paints and varnishes—Pull-off test for adhesion)
- ISO 8062 (所有部分) 产品几何量技术规范 (GPS) 模制件尺寸和几何公差 [Geometrical product specifications (GPS)—Dimensional and geometrical tolerances for moulded parts]
- ISO 9001 质量管理体系 要求 (Quality management systems—Requirements)
- ISO 10816 (所有部分) 机械振动 通过非转动件的测量进行机械振动的评估 (Mechanical vibration—Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts)
- ISO 12944 (所有部分) 色漆和清漆 防护漆体系对钢结构的腐蚀防护 (Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structure by protective paint systems)
- ISO 12944-1 色漆和清漆 防护漆体系对钢结构的腐蚀防护 第1部分: 总则 (Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 1: General introduction)
- ISO 12944-2 色漆和清漆 防护漆体系对钢结构的腐蚀防护 第2部分: 环境分类 (Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 2: Classification of environments)
- ISO 12944-5 色漆和清漆 防护漆体系对钢结构的腐蚀防护 第5部分: 防护涂料系统 (Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 5: Protective paint systems)
- ISO 12944-6 色漆和清漆 防护漆体系对钢结构的腐蚀防护 第6部分: 实验室性能试验方法 (Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 6: Laboratory performance test methods)
- ISO 12944-9 色漆和清漆 防护漆体系对钢结构的腐蚀保护 第9部分: 海上及相关结构的防护涂料系统和实验室性能试验方法 (Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 9: Protective paint systems and laboratory performance test methods for offshore and related structures)
- ISO/TS 16281 滚动轴承 通用装载轴承用改良参考额定寿命的计算方法 (Rolling bearings—Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings)
- IEC 60034 (所有部分) 旋转电机 (Rotating electrical machines)
- IEC 60255-24 测量继电器和保护设备 第24部分: 电力系统瞬态数据交换的通用格式 (COMTRADE) [Measuring relays and protection equipment—Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems]
- IEC 60529 外壳防护等级 (IP代码) [Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)]

T/CSEE 0270—2021

IEC 60870-5 远动设备和系统 第 5 部分：传输规约（Telecontrol equipment and systems—Part 5: Transfer protocol）

IEC 61400-12-1 风力发电系统 第 12-1 部分：风轮发电的动力性能测试（Wind energy generation systems—Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines）

IEC 61400-25 风力发电系统 第 25 部分：风力发电厂监测和控制通信系统（Wind energy generation systems—Part 25: Communications for monitoring and control of wind power plants）

IEC 61400-26-1 风力发电系统 第 26-1 部分：风能发电系统的可利用率（Wind energy generation systems—Part 26-1: Availability for wind energy generation systems）

IEC 61400-26-2 风力发电系统 第 26-2 部分：发电量的可利用率（Wind energy generation systems—Part 26-2: Production-based availability for wind turbines）

IEC 61400-26-3 风力发电系统 第 26-3 部分：风力发电场的可利用率（Wind energy generation systems—Part 26-3: Availability for wind power stations）

IEC/TR 61850（所有部分） 变电所的通信网络和系统（Communication networks and systems for power utility automation）

AWS D1.1/D1.1M 钢结构焊接规范（Structural welding code-steel）

ANSI/ISA-S 71.04—1985 过程测量控制系统环境条件：空气污染物（Environmental conditions for process measurement and control systems: Airborne contaminants）

ANSI/UL 1322a 预制脚手架厚板材和阶梯（Fabricated scaffold planks and stages）

ANSI/ASSE Z359.4 辅助援救和自救系统 子系统和组件的安全要求（Safety requirements for assisted—Rescue and self-rescue systems, subsystems and components）

CAN/CSA-Z271-10 悬挂式平台安全规范（Safety code for suspended platforms）

DIN 743（所有部分） 轴和柄负载能力的计算（Calculation of load capacity of shafts and axles）

DIN EN 1808 悬吊式出入通道设备的安全性要求 设计计算、稳定性标准、结构 检验和试验（Safety requirements for suspended access equipment—Design calculations, stability criteria, construction—Examinations and tests）

DNVGL-RP-0416 风力发电机组腐蚀防护（Corrosion protection for wind turbines）

DNVGL-ST-0376 风力发电机组风力叶片（Rotor blades for wind turbines）

DNV-OS-J 101 海上风机基础设计规范（Design code of offshore wind turbine structures）

DNV-OS-J 201 风电场的海上变电站（Offshore substations for wind farms）

EN 341 个人防坠落设备 救生缓降器（Personal fall protection equipment—Descender devices for rescue）

EN 362 预防高空坠落的人身保护设备 连接器（Personal protective equipment against falls from a height—Connectors）

EN 795 防止从高处跌落设备 抛锚固装置（Personal fall protection equipment—Anchor devices）

EN 1369 铸件 磁粉检测（Founding—Magenetic particle testing）

EN 1496 个人降落保护设备 救生提升设备（Personal fall protection equipment—Rescue lifting devices）

EN 1563 铸造 球墨铸铁（Founding—Spheroidal graphite cast irons）

EN 10228-3 锻钢件的无损检验 第 3 部分：铁素体钢或马氏体钢锻件的超声波检验（Non-destructive testing of steel forgings—Part3: Ultrasonic testing of ferritic or martensitic steel forgings）

EN 12680-3 锻件 超声检验 第 3 部分：球墨铸铁铸件（Founding—Ultrasonic testing—Part3: Spheroidal graphite cast iron castings）

EN 60204-1 机械安全 电气设备机器 第 1 部分：通用要求（Safety of machinery—Electrical

equipment of machines—Part 1: General requirements)

GL 2012 海上风力发电机组认证指南 (Guideline for the certification of offshore wind turbines)

NREL DG03 风力发电机设计规范 偏航和变桨滚动轴承寿命计算 (Wind turbine design guideline—Yaw & pitch rolling bearing life)

VDI 2230 (所有部分) 高应力螺栓连接的系统计算 (Systematic calculation of highly stressed bolted joints)

VDI 3834 Blatt1 风力发电机及其部件机械振动的测量和评估 带齿轮箱的风力发电机 (Measurement and evaluation of the mechanical vibration of wind turbines and their components—Wind turbines with gearbox)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

海上风电场 offshore wind farm

在沿海多年平均大潮高潮线以下海域的风力发电场，包括在相应开发海域内无居民的海岛上开发建设的风力发电场，根据风力发电场所处海域水深不同可分为潮间带和潮下带滩涂风电场、近海风电场和深海风电场。

[来源：GB/T 51308—2019，2.0.1]

3.2

高温海上风电场 offshore wind farm under high temperature

环境温度超过 40 °C (持续 1 h 以上)、累计时间大于 15 天的海上风电场。场内风力发电机组的运行温度范围为 -20 °C ~ +45 °C，生存温度范围为 -30 °C ~ +50 °C。

3.3

低温海上风电场 offshore wind farm under low temperature

依据风电场 10 年以上温度统计，平均每年出现 -20 °C 以下温度 (持续 1 h 以上) 的天数超过 9 天的海上风电场。

3.4

基础 foundation

海上升压站和海上风力发电机组支撑结构的组成部分，能将作用在结构上的载荷传递至海床。

[来源：GB/T 31517—2015，3.11，有修改]

3.5

舾装 outfitting

配备在海上平台主体结构上的附属设施、家具或装修材料，包括平台照明、通风、电气、系泊设备，救生设备以及梯子、栏杆、内外装修、消防设施等。

3.6

海上升压站 offshore substation

海上风力发电场内海上平台，用于布置电气系统、安全系统和辅助系统等设备，汇集风电场电能经升压后送出。

[来源：GB/T 51308—2019，2.0.5]

3.7

冗余 redundancy

重复地配置系统、回路和部件等。当在运系统发生故障时，冗余配置的备用系统、回路和部件介入并承担故障部件的工作，由此减少系统的故障时间。

4 总则

4.1 海上风电场设备选型应从全寿命周期的经济性、安全性、可靠性、环境适应性、维护便利性、环保性、智能化、“绿色制造”、运输安装与施工方案可行性、扩建可能性多方面进行综合比选。

4.2 设备经济性比选应从全场整体出发，并立足于全寿命周期，将拟比选的设备与其存在主要关联的其他关键设备或因素作为统一整体，对拟比选设备方案的整体成本与收益进行详尽计算和比较，综合判断后选择整体成本低、收益高的最优方案。设备经济性比选还应客观体现因设备技术水平差异而带来的经济性差异。海上风电机组经济性比选方案见附录 A。

4.3 设备安全性分析与比选重点应包括风电机组设计安全等级与安全控制逻辑及防护措施，基础、海上升压站设计安全裕量与结构稳定性，电气一次与二次设备关键参数安全设计裕量与系统安全保护措施，设备人身安全保护措施，海上军事、海事、海洋、气象、科学研究等安全附属设备设施配备等方面。

4.4 设备可靠性和智能化比选应包括对风电机组、基础、海上升压站、电气一次与二次等设备可靠性的设计与运行指标的比选，以及对风电机组在线振动与油液监测系统、塔筒内环境监测系统、塔筒螺栓及叶片螺栓在线监测系统、基础防冲刷在线监测系统、基础防腐保护系统、海缆在线综合监测系统等设备智能化技术的比选。可靠性指标应包括设备可利用率、设备平均故障间隔时间与平均修复时间。

4.5 设备环境适应性比选应结合海上风电场所处环境，从海洋气象、水文、生物与海洋地质方面考虑，分析对设备环境适应性的具体技术要求，综合选择环境适应性设计与措施充分、完善与可靠的设备。

4.6 设备运输安装与施工方案可行性比选应综合分析风电场所在地附近港口、风况、海况、海底地质基础、风场离岸距离、机组结构尺寸与质量、陆上运输能力、海上运输与安装船只能力、海上作业条件与工期限制等因素，选择可行且经济的设备及方案。

4.7 设备维护便利性比选应重点从关键设备常发故障的维护性设计、自动化程度以及现场专用维护设备配置等方面进行对比，综合选择具备高度维护便利性且能减少动用大型船只进行维护的设备。

4.8 海上风电机组和基础的设计应结合项目风电场实际进行系统复核，在确保机组与基础整体安全性和稳定性的基础上，可对风电机组与基础设计进行经济性优化。

4.9 海上风电设备的安全设计与配置应符合国际海上人命安全公约（SOLAS）的规定，同时设备排放标准应符合国际海事组织（IMO）的相关文件规定。

4.10 设备环保性应重点比选以下方面环保措施，即海上风电机组的升压变压器（油浸式）、润滑、液压、冷却与消防系统等，基础结构型式、原材料、施工方案、防冲刷与防腐等，海上升压站中主变压器、蓄电池系统、柴油发电机、给排水系统和消防系统等，海缆结构型式、施工方案与原材料等。

4.11 “绿色制造”宜重点比选设备在设计、制造、包装、运输、安装、调试与运行等环节所采取的最大限度降低对环境的影响、提高对资源的利用率等措施。

5 支撑结构选型

5.1 塔架

5.1.1 塔架制造单位应根据 ISO 9001 或其他相应标准建立质量管理体系并充分、有效地运行；取得相关认证机构颁发的 ISO 9001 认证证书；具有 D1、D2 级及以上特种设备（压力容器）制造许可证或钢结构工程专业承包一级资质；应有足够的满足产品生产特性要求的技术、检测等人员储备，制定有详细的施工组织措施；所有焊工和焊接操作工应取得相应的焊工证书；无损检测人员应具有 II 级及以上

资质。

5.1.2 塔架设计和制造应充分考虑海上强风载荷、腐蚀、潮湿和波浪载荷等环境特点。

5.1.3 塔架主体材料的选择应充分考虑强度、使用环境、焊接及制造特点等因素；钢材质量应符合 GB/T 700 和 GB/T 1591 的要求；非塔架主体用钢与塔架主体焊接时，应与塔架主体材料相容。

5.1.4 塔架用钢板的尺寸、外形及允许的偏差应符合 GB/T 709 中 B 级及以上要求，钢板表面应光洁，无裂纹、折皱、鳞皮和大量锈斑等缺陷，不接受任何形式的修复或补焊，表面质量应符合 GB/T 1591、GB/T 3274 的要求；如有厚度方向性能要求，应符合 GB/T 5313 的规定；超声检测应按 NB/T 47013.3 中 T1 级执行，钢板不允许存在分层缺陷。

5.1.5 塔架法兰应采用整体环锻成型，至少达到 NB/T 47008 中 II 级锻件要求，相关性能应符合 JB/T 11218、GB/T 5313 的规定；法兰原材料可使用钢锭或者连铸圆坯，不可使用连铸板坯；法兰应进行 100% 超声波及磁粉检测，无损检测应按 NB/T 47013（所有部分）中 I 级合格执行。

5.1.6 焊接材料应与母材力学性能匹配，并符合 GB 50661 的要求。

5.1.7 制造单位施焊前应按照设计要求进行焊接工艺评定，且能覆盖项目所有板厚、材质及接头型式等，焊接工艺评定应符合 NB/T 47014 的要求；焊接工艺也可采用设计方认可的其他标准体系。

5.1.8 塔架钢板坡口型式和尺寸应符合 GB/T 985.1、GB/T 985.2 的有关规定；塔架焊缝质量应符合 GB/T 19418 中 B 级要求。

5.1.9 塔架应按要求制作产品焊接试板，产品焊接试板应与筒节同时施焊，且符合 NB/T 47016 的要求。

5.1.10 塔架焊缝应在焊后 24 h 后进行无损检测，UT、MT 合格级别为 NB/T 47013（所有部分）中的 I 级，RT 合格级别为 NB/T 47013（所有部分）中的 II 级。

5.1.11 塔架应设置应急所需的救生设施，每层平台应安装应急照明及消防设备。

5.1.12 塔架宜采用密闭筒式结构，连接处应具有密封措施，塔架门应采用密封设计；塔架内应有必要的防腐环境控制设计。

5.1.13 塔架外表面应采用满足 C5 及以上腐蚀性环境要求的防腐涂层进行保护，内表面应采用满足 C4 及以上腐蚀性环境要求的防腐涂层进行保护，防腐耐久性满足 ISO 12944-1 中“很高”的要求，防腐寿命不低于 25 年；具体防腐配套可按塔架设计方推荐配套使用。防腐涂层应按 ISO 4624 的要求进行涂层附着力检测，检测结果应满足设计要求。

5.1.14 塔架内的电气设备及动力电缆宜在陆上安装完成后整体发运。

5.1.15 塔架的自振频率与风轮运行区间的 1 倍频~ n 倍频（ n 为叶片数目）有一定的距离，避免在运行期间发生共振；若采用柔性塔架，控制策略应满足快速通过共振区域的要求。针对柔性塔架，在风电机组吊装阶段应有明确的防涡激方案。

5.1.16 塔架内外应具备完整的物料运输通道，如将塔架内部作为运输通道，应保证物料能顺畅地从运维船到达塔架内各平台。

5.2 基础

5.2.1 海上特殊要求

5.2.1.1 基础主体结构的靠船侧应有防撞措施或靠泊及系泊系统。

5.2.1.2 基础钢结构的防腐性能应符合 NB/T 31006 的有关规定，基础混凝土结构的防腐蚀性能应符合 JTS/T 209、JTS 153 和 JTS 153-2 的有关规定。

5.2.1.3 基础腐蚀环境类别应符合 ISO 12944-2 的规定，大气区宜采用满足 C5 及以上腐蚀性环境要求的防腐涂层进行保护，飞溅区、水位变动区、水下区宜采用满足 Im4 腐蚀性环境要求的防腐配套方案进行防护，水下区涂层涂覆范围应充分考虑海流对海床冲刷深度的影响。

5.2.1.4 牺牲阳极布置在水下区，不应安装在钢结构的高应力和高疲劳区域，其顶高程应至少在最低水

位以下、海床以上，牺牲阳极水下区安装范围应充分考虑海流对海床冲刷深度的影响。

5.2.1.5 考虑施工期影响，基础防腐设计年限为不低于 27 年。

5.2.1.6 沉桩后应采用砂袋、砂被、抛石、仿生草等措施进行防冲刷保护，砂袋、砂被制造应满足 GB/T 17640 的规定，砂袋、砂被缝制质量应满足 JTS/T 148 的规定。

5.2.1.7 在浮冰海域，可在钢管桩内灌注混凝土，也可增加破冰锥结构，以提高抵抗浮冰的能力。

5.2.1.8 风电机组基础或塔架外平台上宜设有小型设备起吊机构，方便机组运维设备、备件装卸。

5.2.1.9 基础内部同风电机组、海上升压站上部结构连接处应进行可靠密封，防止基础内有害气体进入风电机组、海上升压站结构的内部而对设备造成损害；基础内部还应设有可靠措施从而能够将基础内部有害气体导出，且不对风电机组和海上升压站造成损害。

5.2.1.10 基础采用导管架结构的海上升压站，其底部应设置防沉构件。

5.2.2 型式

5.2.2.1 海上风电机组与升压站基础型式的选择应综合海洋水文、工程地质、海上风电机组与升压站的载荷与总体设计、基础制造与施工技术水平、施工装配能力、港口与码头建造条件以及经济性等多方面因素进行系统分析，选择适宜的最优基础型式。不同基础型式的适宜性可参考 5.2.2.2~5.2.2.9 中的规定执行，具体型式的选取仍依赖详细分析和经济性对比。

5.2.2.2 在海床地质稳定、坚硬且冲刷较弱，建造码头、运输与施工条件经济可行，水深 0 m~15 m 的浅海域，可选用重力式基础结构。

5.2.2.3 在海床地质稳定、基础施工与装配经济可行、水深 25 m 以内的海域，可选用单桩钢管桩基础结构。

5.2.2.4 在海床软土地质且存在冲刷、机组载荷大、对基础刚度要求高、水深 5 m~20 m 的海域，可选用高桩承台钢管桩基础结构。

5.2.2.5 在海床软土地质且存在冲刷、机组载荷大、对基础刚度要求高、水深 5 m~50 m 的海域，可选用导管架基础。

5.2.2.6 在海床地质稳定、不存在土动载下的软化和液化风险、水深 0 m~25 m 的海域，可选用负压单筒基础结构；在水深 5 m~60 m 的海域，可选用负压多筒导管架基础结构。

5.2.2.7 在海底覆盖层薄，岩层埋深小，存在大范围强风化、中风化、弱风化岩层的海域，可选用嵌岩桩基础结构。

5.2.2.8 在水深超过 50 m、风浪小的海域，可选用漂浮式基础结构。

5.2.2.9 海上升压站平台基础选型应充分衡量上部组块质量、地质条件、环境载荷等因素的影响，可供选择的基础型式主要包括单桩、导管架、重力式等。

5.2.3 材料

5.2.3.1 基础钢材的选择应充分考虑强度、受力状态、使用环境、焊接及制造特点等因素，宜采用低合金高强度结构钢、船舶及海洋工程用结构钢、碳素结构钢等，低合金高强度结构钢应符合 GB/T 1591 的要求，船舶及海洋工程用结构钢应符合 GB/T 712 的要求，碳素结构钢应符合 GB/T 700 的要求；附件用钢的选择应考虑与主体材料的焊接相容性。

5.2.3.2 基础用钢板的尺寸、外形及偏差等级应符合 GB/T 709 的规定；如有厚度方向性能要求，应符合 GB/T 5313 的要求；超声波探伤应至少达到 NB/T 47013.3 中 T1 级合格要求。

5.2.3.3 基础用热轧 H 型钢、T 型钢应符合 GB/T 11263 的要求；无缝钢管应符合 GB/T 8162、GB/T 8163 的要求。

5.2.3.4 钢材等级应根据构件类别、构件厚度和环境温度选用。

5.2.3.5 基础法兰应采用整体环锻成型，至少达到 NB/T 47008 中 II 级锻件要求，相关性能应符合 JB/T

11218、GB/T 5313 的规定；法兰原材料可使用钢锭或者连铸圆坯，不可使用连铸板坯；法兰应进行 100%超声波及磁粉检测，无损检测应按 NB/T 47013（所有部分）中 I 级合格执行。

5.2.3.6 焊接材料应与母材力学性能匹配，并符合 GB 50661 的要求。

5.2.3.7 钢筋、钢丝、钢绞线性能应满足 GB/T 51308 的要求。

5.2.3.8 混凝土应采用高性能海工混凝土；混凝土材料的选择应重点考虑强度性能、疲劳性能、防腐蚀性能和耐久性能等方面的要求，其性能符合 JTS 257-2 和 JTS 151 的相关规定。

5.2.3.9 基础灌浆材料应选用具备早强、高强、抗腐蚀与耐久性等性能的材料，并宜采用微膨胀、无收缩、无泌水的材料；灌浆材料力学性能的试验方法应符合 GB/T 17671、GB/T 50081 和 GB/T 50448 的有关规定，抗腐蚀与耐久性能应符合 GB/T 50082、GB/T 50476 的有关规定。

5.2.3.10 当基础采用锚栓连接方式时，锚栓、螺母应符合 GB/T 3077、GB/T 3098（所有部分）的要求，垫片符合 GB/T 699 的要求，锚板符合 GB/T 1591 的要求，锚栓组件（锚栓、锚板、螺母、垫片）防腐应满足海上特殊腐蚀环境的要求。

5.2.3.11 基础阴极保护可采用牺牲阳极或外加电流的保护方式，设计应符合 GB/T 33378 的要求。牺牲阳极材料可选择锌、铝和镁基合金，并符合 NB/T 31006 的有关规定。牺牲阳极应取得船级社的型式认可证书；外加电流阴极保护系统的设计及产品应符合 DNVGL-RP-0416、GB/T 33423 的有关规定，外加电流阴极保护系统应取得船级社的认证证书。

5.2.3.12 基础防腐所采用的底漆、中间漆、面漆均必须兼容，且防腐油漆必须与阴极保护系统相兼容；油漆的化学性能、耐久性能等技术参数应符合设计要求；涂层材料应取得具有国家资质检测机构提供的第三方检测报告，包括耐老化、耐湿热、抗冲击性、耐磨性、附着力、耐碱性、抗氯离子渗透性、延伸率（断裂）等，试验要求应符合 ISO 12944-6、ISO 12944-9 等相关标准的要求。

5.2.4 制造技术要求

5.2.4.1 制造单位应满足 5.1.1 规定的有关体系、证书与资质要求。

5.2.4.2 制造单位施焊前应按照设计要求进行焊接工艺评定，且能覆盖项目所有板厚、材质及接头型式等，焊接工艺评定应符合 NB/T 47014 的要求；焊接工艺也可采用设计方认可的其他标准体系。

5.2.4.3 板材宜采用数控切割下料，坡口型式和尺寸应符合 GB/T 985.1、GB/T 985.2 的有关规定；坡口宜采用全自动或半自动方式进行切割，质量及偏差应符合 GB 50755 等相关标准的要求。

5.2.4.4 钢制基桩及承台制作应符合 NB/T 31080 等相关标准的要求。

5.2.4.5 产品焊接试板应与筒节纵缝同时施焊，且符合 NB/T 47016 的要求。

5.2.4.6 焊缝质量应符合 GB/T 19418、GB 50205 等相关标准的要求，焊缝无损检测应符合 NB/T 47013（所有部分）的相关规定。

5.2.4.7 附件与主体结构之间的焊缝不得与主结构纵、环焊缝重合，且保持距离 100 mm 以上。

5.2.4.8 基础喷漆前宜选用自动喷砂方式进行钢板表面处理，表面处理等级应符合设计要求；喷漆宜选用高压无气喷涂。

6 风力发电机组选型

6.1 选型程序

6.1.1 机型初选

结合项目工程特点、海上风力发电机组市场现状与趋势以及第 4 章中规定的总体因素，初步梳理出拟纳入比选范围的海上风力发电机组机型。

6.1.2 机型详选

6.1.2.1 技术性比选

针对比选的各类风力发电机组机型，结合项目工程特点，从海上特殊技术要求、通用技术要求以及主要部件技术要求 3 个方面开展详细技术比选工作，确定满足项目技术需求的主要海上风力发电机组机型。海上风电机组各关键部件技术参数见附录 B。

6.1.2.2 经济性比选

6.1.2.2.1 在技术性比选工作成果的基础上，对满足技术要求的机型开展经济性比选工作。

6.1.2.2.2 机组经济性比选从项目机组方案的造价（成本）和收益两个重要方面的指标进行对比，海上风电机组经济性比选方案见附录 A。

6.1.2.2.3 项目机组方案的造价（成本）主要考虑同机组方案直接相关且影响重大的成本因素，主要包括风电机组造价、塔筒造价、基础造价、集电线路造价和建设用海费用。

6.1.2.2.4 项目机组方案的收益主要考虑对应机组布置方案下的全场年发电量指标。

6.1.2.2.5 通过经济性比选，确定主要海上风力发电机组机型方案的经济性优先顺序。

6.1.3 机型终选

综合技术性与经济性比选结果，最终确定项目最优机型方案。

6.2 通用技术要求

6.2.1 海上风电机组设计等级应同项目风资源、海洋等外部条件相适应；机组布置方案应确保尾流影响在机组设计安全范围内。

6.2.2 风电机组应获得国际或国内有资质的认证机构颁发的型式认证证书。风轮叶片、齿轮箱、发电机、变频器、控制器和轴承等关键零部件应按 GB/T 35792 或对应的国际标准进行型式认证，认证工作由国家认证认可主管部门批准的认证机构执行。

6.2.3 海上风电机组应符合并网规范要求，取得并网检测报告，包括风电机组电能质量、有功功率/无功功率调节能力、一次调频能力、低电压穿越能力、高电压穿越能力、连续故障穿越能力、电网适应性（包括频率/电压适应性和抗干扰能力）、惯量响应、电气模型验证等。

6.2.4 功率特性应满足以下要求：

- a) 风电机组制造商应提供机组功率曲线、推力系数曲线、风能利用系数曲线。
- b) 风电机组制造商提供的功率曲线应至少满足以下技术要求：
 - 1) 型式测试的功率曲线需由具有国际或国内测试资质的第三方机构进行，且根据 IEC 61400-12-1 折算为标准空气密度下的功率曲线；
 - 2) 根据 IEC 61400-12-1 折算到标准空气密度下同项目风资源条件相匹配的动态功率曲线，并作为项目保证功率曲线；
 - 3) 动态功率曲线的功率值应考虑风电机组升压变压器自身损耗。
- c) 风电机组投运后，在对指定机型进行功率曲线验证时根据 IEC 61400-12-1 进行；依据实测功率曲线和保证功率曲线，结合实测风频分布得出年发电量估算值，其比例不应小于 95%。

6.2.5 可利用率应满足以下要求：

- a) 风电机组可利用率比选和考核可采用基于时间的可利用率、基于发电量的可利用率及基于时间与发电量的可利用率三种计算方法，推荐采用基于时间的可利用率计算方法。基于时间的可利用率计算方法参照 IEC 61400-26-1 执行，基于发电量的可利用率计算方法参照 IEC 61400-

26-2 执行，基于时间与发电量的可利用率计算方法参照 IEC 61400-26-3 执行。

b) 项目全场风电机组年平均可利用率不应小于 98%，单台机组年平均利用率不应小于 95%。

6.2.6 风电机组制造商应提供机组年平均故障间隔时间 (MTBF) 和机组年平均故障修复时间 (MTTR) 2 项指标，其计算考核按公式 (1) 和公式 (2) 执行：

机组年平均故障间隔时间 (MTBF) = 运行年小时数/机组年故障总数…………… (1)

机组年故障平均修复时间 (MTTR) = 运行年机组故障停机总小时数/机组年停机总次数…………… (2)

6.2.7 风电机组应采用双环网通信结构，任意一台风力发电机组出现通信故障时，不影响风场内其他机组正常通信，且中央监控系统运行不受任一台机组通信故障的影响。

6.3 海上特殊要求

6.3.1 抗高温技术要求

高温海上风电场风力发电机组部件应满足以下技术要求：

- a) 高温防护措施宜采用强制散热、安装空冷或水冷装置、局部部位采用隔热材料或其他相应措施；设备传热路径应最大限度地缩短，应增大换热（或导热）面积。
- b) 发电机、齿轮箱、机舱、控制柜、变流器应加强散热措施；风速风向仪、变流器、主控制系统试验应符合 NB/T 31094 中的高温试验内容。
- c) 齿轮箱润滑油、齿轮箱轴承、发电机定子绕组、发电机轴承、主轴轴承、控制柜、变流器、机舱、变压器、变桨电机等关键部件处应安装温度传感器；控制系统应有效监测以上温度，并采取有效控制措施，确保各系统内部温度满足各自运行要求。
- d) 电气元件之间间距应优化设计，电路板应有导热装置以满足高温要求。
- e) 叶片根部挡板上应设置通气孔，以均衡机舱与叶片内部的温度、压力差。

6.3.2 防潮湿、盐雾、凝露技术要求

针对海上潮湿、盐雾与凝露环境，海上风力发电机组应加强密封和防腐措施，并满足以下技术要求：

- a) 机组防腐蚀设计应满足 GB/T 33630、NB/T 31094 和 ISO 12944（所有部分）的要求，应考虑减少设备维护频次及降低维护强度。
- b) 机组应相对密闭，在机组装配缝隙处，宜安装密封装置或空气隔断设备；在引入外界空气的交换界面或机组内宜配置除盐与除湿装置，优化机组内环境。
- c) 机组应配置加热器或空调系统、除湿机等设备，控制机舱内温度及湿度。
- d) 齿轮箱应采取防潮除湿设计，设置带有过滤装置的气孔帽，其机构和安装位置应能有效排出空气并防止大气中的灰尘、水分和其他污染物进入箱体；气孔帽应具有在低流阻的条件下不大于 5 μm 的过滤精度并根据环境和使用条件使用干燥剂减少齿轮箱内水分凝结，防止潮湿空气进入齿轮箱内部。
- e) 叶片尖端位置应有合适尺寸的排水孔，排水孔内部必须干净畅通，保证叶片内部冷凝水等能够及时排出。
- f) 若机组与外界环境存在空气交换过程，通风风道应考虑防止带有盐雾的潮湿空气进入及防蚊虫、异物堵塞风道的设计，如机舱轴流风口应具备工作打开、停止关闭功能，防止在轴流风机或冷却风机不工作时，带有盐雾的潮湿空气由其出风口进入机舱。
- g) 机舱须按照 GB/T 29760—2013 中 7.4 的密封要求通过防雨测试。
- h) 电气控制柜箱体防护等级满足 IP54 及以上要求，并选用优质密封材料。
- i) 原材料宜选用与环境匹配的耐腐蚀性能优越的材料。

- j) 冷却系统的散热布置方式应与冷却系统特性匹配较好,降低机组系统功耗,紧凑机舱布局。
- k) 电缆进、出口应配置不低于 IP54 防护等级的电缆密封套,电缆敷设应使两端子之间无接头或拼接点,杜绝 T 型连接。
- l) 机组和机组内部器件的防潮、盐雾与凝露措施应同时具备在有常备电源供应和无常备电源供应两种情况下,均能确保设备具备良好的抗潮湿与盐雾性能。
- m) 机组可通过加热或加压设备使内部达到微正压效果。

6.3.3 抗低温、覆冰技术要求

为应对海上低温、覆冰环境,海上风力发电机组应满足 GB/T 29543 的要求,并不限于以下技术要求:

- a) 机组内部宜采用抗低温的器件,且应配置安全性能好的加热器或除湿机,其功率与数量应确保机组内部温、湿度能达到设计指标。
- b) 受动载的重要承载部件,如塔筒、叶片、轮毂、主轴和机座等,应适应机组最低生存温度;其他重要承载部件,如机舱,应适应最低运行温度。
- c) 所使用润滑剂应满足 GB/T 33540(所有部分)中对轴承润滑脂、开式齿轮润滑脂、变速箱齿轮油和液压油的各项要求。
- d) 结构设计应充分考虑低温环境对预应力和装配配合量的影响,特别是轴承游隙的选择,并从控制策略上避免较大的冲击载荷。
- e) 控制系统应对各系统内部温度进行监测,并根据监测的数据控制机组内的相关环境以适应设备,确保各系统内部温度满足各自运行要求。
- f) 液压系统应满足低温要求,在运行温度下对液压系统进行功能测试和压力水平测试;在生存温度下对液压系统进行耐低温生存测试。
- g) 机组在低温时段停机时,机舱加热装置应保持运行状态,以保证齿轮箱、发电机、主控制系统、变桨控制系统、变流器、滑环等部件不致损伤;加热系统应能将加热部件温度升至预定温度,满足风力发电机组冷启动和再启动的条件。
- h) 选用材料和零部件应考虑风力发电机组的状态和环境温度;所选用铸件宜选用球墨铸铁,满足 GB/T 25390 的规定;大型合金锻件满足 JB/T 6396 的规定,低合金高强度结构钢锻件满足 GB/T 1591 的规定,不锈钢材料满足 GB/T 20878 的规定;若无相关规定,各类锻件低温冲击功能应符合设计要求;叶片纤维增强材料及黏结胶应按 GB/T 29543 的要求进行相关试验。
- i) 密封材料和橡胶制品,如毛刷、密封垫、密封胶和电缆等,在风电机组生存温度下,在寿命期内不应失效;保温材料应具有高阻燃性。
- j) 风速风向仪、变流器、主控制系统应进行低温环境试验,结果应符合 NB/T 31094 和对应标准的规定;发电机若有滑环室应设计加热装置。
- k) 叶片宜采用防结冰措施。

6.3.4 防雷技术要求

海上风力发电机组的防雷与接地方案应按照 GB/T 21714(所有部分)、GB/T 33629 等进行设计,符合 NB/T 31039 的要求,并满足以下技术要求:

- a) 电涌保护器宜带有报警反馈接点,反馈信号回路应避免将雷电流引入控制系统。
- b) 叶片应在叶尖位置设置防雷接闪器,接闪器分布位置和数量符合 GL 2012 和 NB/T 31039 的要求,且接闪器应便于维护,高雷暴地区的防雷系统设计可靠性应通过试验或其他方法验证。叶片、轮毂、机舱、塔架各部件之间应具备可靠且完善的防雷通道。
- c) 叶片防雷系统中各部件应进行防腐处理,部件连接进行密封、防水处理,导线宜采用阻燃的镀

锡铜导线，导线外部防护层要求阻燃，且经过 200 kA 雷击电流通流验证，其截面积不应小于 50 mm²。

- d) 各信号回路、电源回路以及二次回路应根据防雷区的划分，在不同防雷区的边界处选用能适应环境的电涌保护器；LPZ0B~LPZ1 区宜使用 I 级防雷器进行保护，LPZ0B~LPZ2 区宜使用 I 级加 II 级电涌保护器或者带 II 级参数的 I 级防雷器进行保护。
- e) 风力发电机组接地系统的接地电阻应保证单机工频接地电阻不大于 4 Ω。
- f) 各防雷部件应加强防腐设计，接地装置在风力发电机组寿命内不发生腐蚀。
- g) 塔架法兰连接采用至少 3 组 50 mm² 铜电缆或至少 3 组 70 mm² 铜编织带或其他能够证明的有效方式；铜电缆或铜编织带的接触点应有足够的接触面积，防止电化学腐蚀。
- h) 根据相关标准要求设计整机等电位连接。

6.3.5 抗台风技术要求

台风多发地区，海上风力发电机组部件选型应满足 GB/T 31519、NB/T 31094 的要求，并不限于以下技术要求：

- a) 所选机型应考虑台风引起的湍流、风向变化、大切变、低周疲劳等对机组运行及停机状态下机组安全的影响。
- b) 机组载荷计算应充分考虑各种台风工况，并兼顾海上使用环境与极端工况的叠加影响，具体工况设定可参照 GB/T 31517 和 GB/T 31519 的规定或等同标准的相关要求；部件强度校核应充分考虑极限载荷及疲劳载荷，并留有足够安全裕量。
- c) 机组应加强叶片、机舱罩和风速风向仪的可靠性设计，加强舱体连接面的螺栓强度，并在连接处使用耐候密封胶，防止雨水进入。
- d) 机组应加强塔筒筒段连接处的强度设计，并提高基础接合处的承载力。
- e) 机组宜配置超声波测风仪，保护等级不应低于 IP65，测量最高风速不小于 75 m/s，抗风强度不低于 80 m/s (30 min)。
- f) 机组或风电场应具有台风预警、台风模式控制策略。
- g) 机组在台风工况下变桨系统应具备高度的可靠性，以确保叶片在台风工况下始终保持默认角度位置。
- h) 电气系统设计应考虑雷击、暴雨及低气压环境对电气元件的影响。
- i) 机组和机组内部器件应考虑台风期间的防潮、防盐雾设计。

6.4 主要部件技术要求

6.4.1 叶片

6.4.1.1 叶片的气动性能应经过系统优化，结构性能应经过极限强度与疲劳强度的系统校核，满足 GB/T 31517、GB/T 25383 和 DNVGL-ST-0376 的相关规定；台风多发海域，还应对叶片在台风工况下的气动与结构安全性和稳定性进行系统校核，满足 GB/T 31519 的相关要求。

6.4.1.2 叶片静强度和疲劳强度、气弹稳定性应满足运行工况要求，应按照 GB/T 35792 及 GB/T 25384 的要求进行型式试验，并通过第三方的认证。

6.4.1.3 叶片制造过程中产生的缺陷经处理后应满足设计要求，宜按照 DNVGL-ST-0376 的要求制定相应工艺方案。

6.4.1.4 叶片制造厂家应具备完善的原材料入厂检验设备，从事理化检测、铺层、合模、修型、切割打孔等关键工序的作业人员须具备相应岗位的资质和能力；模具、工装应规定合理的使用周期，设备不确定度应满足生产要求；叶片大梁、前后缘黏结区域应有可靠的检测方法以确定其与设计要求的符

合性。

6.4.1.5 原材料存储车间、叶片成型及涂装车间的温度、湿度及粉尘应进行控制，满足生产工艺及国家法律法规的要求。

6.4.1.6 叶片涂层应通过雨蚀、人工加速老化、盐雾、湿热等试验综合验证其寿命满足风场使用要求，同时叶片前缘应进行特殊防护以应对加速腐蚀。

6.4.1.7 采用碳纤维生产的部件，需要充分验证其与玻璃钢、芯材间接合面的黏结符合设计要求，并在使用前进行无损探伤以确保无分层、干纱等缺陷。

6.4.1.8 叶片表面、同轮毂的连接件以及内部裸露的金属件防腐应满足 GB/T 33630 的要求。

6.4.1.9 叶片在生产过程中涉及的吊点、运输点应进行加强，防止可能的损坏。

6.4.1.10 叶片的叶根及叶尖等位置宜采取合适的包装防护，防止叶片损坏及雨水杂物等进入叶片内部；叶片存放及运输过程中应考虑根部变形对接口尺寸的影响，宜使用工装对螺栓位置度进行检测。

6.4.1.11 涡流发生器、扰流板、锯齿尾缘等附件在设计寿命周期内不应变形、损坏或脱落。

6.4.1.12 叶片宜安装在线监测系统，包括但不限于覆冰监测、雷击监测、雨蚀监测等。

6.4.2 变桨系统

6.4.2.1 总体要求

电动变桨系统在技术要求、试验方法、检验等方面的复核、测试应满足 NB/T 31018、GB/T 32077 的相关规定；液压变桨系统在技术要求、试验方法、检验等方面的复核、测试应满足 GB/T 32077 的相关规定。

6.4.2.2 电动变桨系统

6.4.2.2.1 机械部分

电动变桨系统的机械部分应满足以下技术要求：

- a) 变桨轴承应进行静载荷、动载荷与寿命、齿轮承载能力的计算与校核，基本额定静载荷和当量静载荷的计算应满足 JB/T 2300 的要求，动态额定载荷和寿命的计算应满足 GB/T 6391、ISO/TS 16281 以及 NREL DG03 等的要求；变桨轴承齿轮的承载能力计算满足 GB/T 3480（所有部分）的要求；有关变桨轴承在极限和疲劳载荷下的安全系数应满足相关标准与 GB/T 31517 或 GL 2012 的规定。
- b) 变桨轴承螺栓连接应进行系统计算复核，满足 VDI 2230（所有部分）的有关规定，螺栓强度等级不低于 8.8 级，高动应力处不得使用 12.9 级或更高强度连接螺栓。
- c) 变桨轴承、螺栓连接的设计校核可采用有限元分析方法进行，且应能够证明其采用的有限元分析方法得到了第三方认证机构的认可或经过充分的实际验证。
- d) 变桨齿轮箱部件的载荷计算应满足 GB/T 3480（所有部分）、GB/T 4662、GB/T 6391、ISO/TS 16281、DIN 743（所有部分）等的要求；各部件的安全系数要满足相关标准的要求，齿轮箱如有必要可进行加速寿命试验。
- e) 变桨齿轮啮合间隙应符合设计要求，接触斑点符合 GB/T 21407、GB/T 31518.1 中的技术要求。
- f) 变桨轴承滚道润滑脂选择应符合 GB/T 33540.1 中的技术要求，齿轮润滑脂选择应符合 GB/T 33540.2 中的技术要求。
- g) 应妥善设置变桨轴承密封，并对其进行保护，且密封装置应能方便更换。
- h) 变桨轴承滚道与齿面宜采用自动润滑装置，变桨轴承和齿轮啮合处应能得到充分润滑，并能排除旧润滑脂。

- i) 所有机械部件防腐工艺应满足 GB/T 33630 中的技术要求。
- j) 采用钢制防腐设计, 应满足 GB/T 19292.1 中 C4 及以上的规定和要求; 需要防腐的零部件表面涂抹防腐油脂, 应符合 ISO 12944-5 的规定。
- k) 变桨系统应具有耐盐雾性能, 试验方案按 GB/T 2423.18 的规定进行, 试验结果应符合 NB/T 31043 的有关规定。
- l) 变桨系统应具有耐霉性能, 其中外露于空气中的绝缘零部件经霉变试验后霉变面积不超过 GB/T 2423.16 中规定的 2b 等级的霉变程度。
- m) 变桨系统应具有耐振动性能, 试验满足 GB/T 11287 规定的严酷等级为 I 级的要求。
- n) 控制柜所采用的元器件应尽量具备耐湿热和阻燃性, 所有裸露部分均应做相应防腐、防潮处理。

6.4.2.2.2 电气部分

变桨系统的电气部分应满足以下技术要求:

- a) 变桨系统应对每支叶片配有独立控制系统, 并能独立转动。根据风速变化变桨系统应具备速度控制和位置控制功能。变桨系统应具备独立组网的能力, 能同时上传远程实时数据和数据统计, 在线监测后备电源的健康状态; 应能够远程修改、查看变桨系统固件及内部参数。
- b) 风力发电机组控制器应能够接收到叶片位置信息, 应具有适应海上运行环境的加热除湿装置及防潮防腐措施。
- c) 变桨驱动器应具备较高的可靠性设计, 型式试验各项指标符合相关规定, 并经过海上长时间运行充分测试与可靠性验证, 确保具备较低水平的故障率。
- d) 变桨系统应具备抗台风模式, 变桨驱动器和变桨电机应具备充分的安全裕量, 能够经受叶片变桨转矩的长期动态冲击与瞬间极限冲击, 绕组具备 F 级及以上绝缘等级。
- e) 变桨系统防雷应符合 GB/T 33629 和 GB/T 21714.4 的规定; 雷电防护水平应按 GB/T 21714.1 中的 LPL II 考虑, 否则需要进行雷电防护水平的风险评估。
- f) 柜内布线工艺和电气连接应考虑绝缘表面的腐蚀和凝露对爬电距离的影响, 以及高湿度对空气绝缘间隙的影响; 电气间隙和爬电距离应符合 GB/T 7251.1 的规定。
- g) 变桨系统所有元器件应符合其自身的相关标准及 GB/T 5226.1 的有关规定。
- h) 变桨系统应具备低电压穿越、高电压穿越以及连续故障穿越功能, 应满足 NB/T 31051 及 NB/T 31111 等的要求。
- i) 变桨系统应具备故障录波与故障历史记录功能, 最少存储最近 5 条故障历史记录, 且应包含首发故障; 同时当驱动器发生故障后具备掉电存储故障前后至少 2 s 数据的功能, 时间间隔小于 20 ms 且可设定。
- j) 变桨系统关键回路宜采用冗余设计, 如电机刹车供电、位置检测可采用桨叶编码器或接近开关冗余, 最大限度地降低停机次数和时间。
- k) 变桨系统应保证在系统失效时, 能将风力发电机组转速降低至安全速度, 并满足以下要求:
 - 1) 每支叶片独立变桨系统均有安全设计, 且电气系统具有电应力防护;
 - 2) 系统应具备物理安全链路和通信链路;
 - 3) 紧急变桨时仅用后备电源就可将叶片转到安全位置;
 - 4) 控制箱外接电缆和线束应绑扎牢固, 以免损坏;
 - 5) 风力发电机组紧急停机过程中, 变桨系统应及时响应, 确保机组安全可靠平稳停机。

6.4.2.2.3 后备电源

变桨系统后备电源类型、容量、保护功能等应满足 GB/T 31517、GB/T 32077 的要求。选取海上型

变桨系统后备电源的原则如下：

- a) 使用寿命长（如满足十年要求），免维护。
- b) 功率密度大，支持大电流放电。
- c) 能量密度大，保证两次及其以上的顺桨能力。
- d) 在线监测电池（电容）的电压、温度、内阻、容量、健康状态等关键参数，实现寿命监测。

6.4.2.3 液压变桨系统

液压变桨系统除应符合 GB/T 31517、GB/T 32077 与 GL 2012 等的要求外，还应考虑以下因素：

- a) 合适的组件（泵、管路、阀门、驱动器、蓄能器）尺寸，以保证其所需的时间响应、速度响应和作用力。
- b) 液压旋转接头长期运行中的密封性与可靠性。
- c) 运行期间，在液压组件中出现引起疲劳损伤的压力波动。
- d) 操纵功能与安全系统功能完全分开。
- e) 液压系统应按失效-安全原则设计，即在卸压或液压失效的情况下，系统仍处于安全状态。
- f) 如液压执行机构（如风轮制动机构、桨距调节机构）只有靠液压压力才能完成其安全功能，则液压系统应设计成在泵或阀的动力供给失效的情况下，仍能使风力发电机组保持安全状态至少 5 天。
- g) 安装时工作的天气条件对润滑油和液压油黏度、可能的冷却、加热等的影响。
- h) 泄漏不应対系统功能产生有害影响，如出现泄漏，应能被探测，并能对风力发电机组进行相应的控制。
- i) 如执行机构在液压动作下沿两个方向移动，则应总是“液压加载”式。
- j) 铺设管路时，应考虑组件可能相互移动，由此使管子承受动载荷。
- k) 所有部件应设有适当的保护措施，以防在确定尺寸时没有考虑到的意外载荷，如人站在管路上的重量。

6.4.3 主轴

6.4.3.1 主轴应考虑对使用环境条件的要求，如环境温度与海洋湿润、盐雾气候等，且应满足使用寿命年限要求。

6.4.3.2 主轴配合面可采用防锈油防腐，非配合面宜采用喷砂除锈，再喷漆防腐，防腐方案应符合 C4 等级腐蚀环境要求。

6.4.3.3 主轴任何部位都不允许采用焊接方法修复。

6.4.3.4 锻造主轴的技术要求如下：

- a) 锻造主轴材质可选用 42CrMo、42CrMoA、34CrNiMo6 等，并符合 GB/T 3077、JB/T 12137 的规定。
- b) 锻造主轴的技术要求、检验要求、试验方法、验收等应满足 GB/T 34524 的规定；制造工艺、化学成分、力学性能及检验试验等应满足 JB/T 12137 的规定。
- c) 锻造主轴用钢宜采用电炉冶炼、炉外精炼、真空除气。
- d) 锻造主轴应用钢锭直接锻造成型，锻造比应大于 3.5；确保锻透和组织均匀，且钢锭两端有足够的切除量；确保无缩孔、严重偏析、白点等有害缺陷。
- e) 锻造主轴锻后热处理应采用正火，粗加工后应进行调质热处理，调质后平均晶粒度应大于或等于 6.0 级。
- f) 锻造主轴超声波检测按 GB/T 6402 或 EN 10228-3 的要求进行，磁粉检测按 JB/T 5000.15 或 JB/T 8468 的要求进行。

6.4.3.5 铸造主轴的技术要求如下：

- a) 主轴若选用铸件，应提供铸件主轴第三方型式认可证书。
- b) 铸造主轴材质可选用 QT 350-22AL (EN-GJS-350-22-LT)、QT 400-18AL (EN-GJS-400-18-LT) 等，并符合 GB/T 25390、GB/T 1348、EN 1563 的规定。
- c) 铸件主轴的金相组织应按 ISO 945 (所有部分) 的规定执行。
- d) 铸件主轴检验试验应符合 GB/T 25390、GB/T 1348、EN 1563 的规定。
- e) 铸件主轴的超声波检测按 EN 12680-3 的要求执行，磁粉检测按 EN 1369 的要求执行。
- f) 铸件主轴的尺寸公差与机械加工余量应按 ISO 8062 (所有部分) 中的 CT12 级执行，标准壁厚尺寸公差按 CT13 级执行，取正差。
- g) 铸件主轴不允许存在裂纹、冷隔、缩孔、球化不良、球化衰退、石墨漂浮、皮下气孔等影响铸件使用性能的铸造缺陷，重要的螺纹孔表面不允许存在铸造缺陷。

6.4.4 主轴承

6.4.4.1 主轴承性能及技术参数应满足 GB/T 31517 以及 GB/T 4662、GB/T 6391、ISO/TS 16281 和 GB/T 29718 的要求。

6.4.4.2 应针对主轴承型号设计有效的润滑与密封结构，密封应便于更换，润滑应能排除旧润滑油。

6.4.5 齿轮箱

海上风电机组齿轮箱应满足 GB/T 31517、GB/T 19073、GB/T 3480 (所有部分)、JB/T 6395、GL 2012、ISO 10816 (所有部分) 等的要求，并应满足以下技术要求：

- a) 齿轮箱的工作、储存应满足海上高温、高湿、高盐雾等环境要求；表面防腐不低于 ISO 12944-2 规定的 C4 防腐等级。
- b) 箱体宜采用优质球墨铸钢或球墨铸铁件以及具有等效力学性能的材料，箱体类零件均应进行消除应力处理。
- c) 行星架宜采用 QT 700-2A、42CrMoA、ZG34Cr2NiMo 或具有等效力学性能的材料。
- d) 齿轮宜采用优质低碳合金钢或具有等效力学性能的材料，轴宜采用调质处理的中碳合金钢，其力学性能符合相关标准规定；齿轮接触强度安全系数 S_H 不应低于 1.25，弯曲强度安全系数 S_F 不应低于 1.56。
- e) 内齿圈宜采用与齿轮相同的材料或 42CrMoA、34Cr2Ni2MoA 等材料制造，经渗碳、渗氮或其他方式的热处理。
- f) 行星轮轴承宜采用无外圈轴承或滑动轴承，采用有外圈轴承的，与之配合的行星轮内孔需要做表面硬化处理。
- g) 轴承宜选用优质轴承，其选型与配置型式应参照 GB/T 19073 进行；在规定的极限载荷下，轴承静态安全系数应至少达到 2.0。
- h) 齿轮箱应具备良好的密封性，无渗漏油现象，并能避免水分、尘埃及其他杂质进入箱体内部；密封材料须能抵抗紫外线辐射和臭氧，同润滑油具有良好的相容性。
- i) 电加热器应满足低温条件下快速启动的要求。
- j) 齿轮箱在结构允许的条件下宜设计与配置盘动电机或装置，便于后期齿轮箱的维修使用。
- k) 齿轮箱宜安装离线油过滤器，过滤精度应达到 $3\ \mu\text{m}$ ， $\beta \geq 75$ 。
- l) 齿轮箱应采用强制润滑，在结构允许条件下宜设置机械泵。
- m) 带平行级的齿轮箱宜采用齿轮箱高速轴及其轴承可在机舱内更换的设计；齿轮箱宜采用模块化设计，便于维修拆解。
- n) 齿轮箱连续运行时润滑油稳定的清洁度等级不低于 GB/T 19073 规定的一/17/14。

- o) 齿轮箱使用的主要标准件应出具第三方检测报告，螺纹连接部分计算应按照 VDI 2230（所有部分）的有关规定进行，螺栓强度等级按照 GB/T 3098.1 的规定不低于 8.8 级。
- p) 齿轮箱出厂试验必须涵盖完整的油温、轴承温度、噪声、油压、振动以及油液清洁度检查试验记录，振动测试及油液检查应采取在线监测，振动测试速度及加速度值应满足 VDI 3834 Blatt1 的验收标准。
- q) 齿轮箱厂内试验用油应与风电场运行用油保持一致，确保油液的兼容性；如果试验用油与风电场运行用油不一致，齿轮箱出厂前需进行冲洗，冲洗用油与风电场用油保持一致。

6.4.6 发电机

6.4.6.1 总体要求

- 6.4.6.1.1 发电机设计应满足 IEC 60034（所有部分）的要求。
- 6.4.6.1.2 发电机应设置加热装置，以防止潮气在发电机内部绕组上产生凝露，并可设置冷凝水泄放孔，泄放孔的位置需考虑发电机的安装角度并采用可靠密封以适应海上环境。
- 6.4.6.1.3 发电机应采用温度传感器，并可同时采用热控开关进行保护，在定子、轴承等部位装设温度传感器。
- 6.4.6.1.4 机组应具有有效防止发电机轴电流危害的措施，充分考虑变流器的影响。
- 6.4.6.1.5 采用润滑脂润滑的发电机应设置自动注油润滑装置和手动注油润滑口，采用自动注油润滑装置时应装设用于监测低油位及故障情况的传感器，确保轴承润滑良好。
- 6.4.6.1.6 永磁直驱发电机外表面防腐性能应满足 ISO 12944-2 中规定的 C5 要求，内部防腐性能应满足 ISO 12944-2 中规定的 C4 要求；鼠笼异步发电机、双馈异步发电机、高速永磁同步发电机以及中速永磁同步发电机，其外表面的防腐性能应满足 ISO 12944-2 中规定的 C4 要求；双馈异步发电机滑环室内部防腐性能应满足 ISO 12944-2 中规定的 C4 要求。

6.4.6.2 异步发电机

- 6.4.6.2.1 异步发电机应具有耐潮性能，按 GB/T 2423.4 中 55℃、6 周期交变湿热试验后应至少满足下列要求：
 - a) 发电机金属电镀件和化学处理件的外观应不低于 JB/T 4159—2013 中的三级要求。
 - b) 发电机表面油漆外观和附着力不应低于 JB/T 4159—2013 中的二级要求。
 - c) 发电机中塑料零部件的外观不应低于 JB/T 4159—2013 中的三级要求。
 - d) 发电机绕组绝缘电阻应符合 GB/T 7060—2019 中 5.7.1 的规定。
 - e) 发电机绕组应能承受历时 1 min 的工频耐压而不发生击穿，试验电压数值为成品出厂试验电压（有效值）的 85%。
- 6.4.6.2.2 金属电镀件和化学处理件应具有耐盐雾性能，经盐雾试验后应符合 JB/T 4159—2013 中 5.5 的规定。
- 6.4.6.2.3 绕组和绝缘材料应具有防霉性能，经长霉试验后长霉程度应达到 GB/T 2423.16 中规定的 2a 要求。
- 6.4.6.2.4 绕组和绝缘材料应具备耐化学活性物的腐蚀能力，应能承受二氧化硫和硫化氢等化学活性物的影响，满足 ANSI/ISA-S 71.04—1985 中 7.1 中 G3 的使用要求。
- 6.4.6.2.5 鼠笼型异步发电机的笼型绕组焊接的加热温度、速度和时间等应符合工艺要求，焊接处应有足够接触面积及较大的过渡面，不允许存在裂纹、气孔、缺焊、漏焊等焊接缺陷。
- 6.4.6.2.6 双馈式异步发电机的其他技术要求参照 NB/T 31064、GB/T 23479（所有部分）和 NB/T 31013 执行。

6.4.6.3 永磁同步发电机

6.4.6.3.1 永磁材料体的耐温应与相应的热分级相适应，永磁材料体应有可靠的防腐措施；永磁材料在发电机突然短路状态和温度限值下不应发生大于 1% 的不可逆失磁。

6.4.6.3.2 永磁同步发电机应具有耐潮性能，按 GB/T 2423.4 中 55 °C、6 周期交变湿热试验后应满足下列要求：

- a) 发电机金属电镀件和化学处理件的外观不应低于 JB/T 4159—2013 中的一级要求。
- b) 发电机表面油漆外观和附着力不应低于 JB/T 4159—2013 中的一级要求。
- c) 发电机中塑料零部件的外观不应低于 JB/T 4159—2013 中的一级要求。
- d) 发电机的定子绕组在经 GB/T 12665 所规定的试验后，绕组绝缘电阻不应低于 $U_N / (1000 + P_N / 100) M\Omega$ ，并能承受历时 1 min 的工频耐压而不发生击穿，试验电压数值为成品出厂试验电压（有效值）的 85%；大型发电机以零部件做湿热试验时，折算到整机的绝缘电阻按 GB/T 12665 的规定执行。

6.4.6.3.3 金属电镀件和化学处理件应具有耐盐雾性能，经盐雾试验后应符合 NB/T 31063—2014 中 5.8 的规定。

6.4.6.3.4 防霉性能和耐化学活性物的腐蚀能力同 6.4.6.2.3 和 6.4.6.2.4 的规定。

6.4.6.3.5 其他技术要求参照 NB/T 31063—2014、NB/T 31012 和 GB/T 26680 执行。

6.4.6.4 其他类型发电机

其他类型发电机应符合机组的总体技术要求以及行业或企业标准。

6.4.7 变流器

6.4.7.1 海上双馈风力发电机变流器在技术要求、试验方法、检验等方面的复核、测试应满足 GB/T 25388.1、NB/T 31041 的相关规定；全功率变流器在技术要求、试验方法、检验等方面的复核、测试应满足 GB/T 25387.1、GB/T 25387.2、NB/T 31042 的相关规定。

6.4.7.2 柜体整体防腐喷涂等级及防腐材料选择应符合 ISO 12944（所有部分）的要求，满足 C4 防腐等级或提供相应的测试报告保证产品满足运行工况下 25 年的设计寿命。

6.4.7.3 变流器应由第三方测试机构进行高温试验、低温试验、交变湿热试验、盐雾试验、霉菌试验以及振动试验，并出具对应的测试结果报告。

6.4.7.4 变流器需配备柜内外环境温湿度检测器件及有效的温控加热除湿器件，实现对柜体环境敏感器件（如不间断电源、控制板、电子器件、电池）的有效保护，保证在其设计环境下得电工作，实现安全自动的冷态启动。

6.4.7.5 变流器关键系统应有冗余设计，如控制系统电源、风扇、模块容量等的冗余设计。

6.4.7.6 变流器应具备独立组网的能力，能同时上传远程实时数据和数据统计；应能够远程修改、查看变流器内部参数，以及实现远程升级。

6.4.7.7 变流器应具备故障穿越能力（含低电压穿越、高电压穿越和连续故障穿越）。

6.4.7.8 变流器应具备软启动功能，在主断路器闭合之前，先对直流母线进行预充电，以减小断路器直接闭合对线路与设备的冲击。

6.4.7.9 为防止通信干扰或通信丢失，变流器可额外配置干接点信号，对主控安全链、变流器急停、变流器关键故障等信号进行通信冗余设计。

6.4.7.10 变流器必须采取有效措施抑制共模电压，如通过在机侧电缆上加装磁性元件及软件解决方案等。

6.4.7.11 与安全相关的要求应符合 GB/T 18451.1 中关于接地、防雷的规定。

- 6.4.7.12 变流器宜采用液冷进行散热，防护等级应符合 GB/T 4208 的规定，整柜防护等级不应低于 IP54。
- 6.4.7.13 du/dt 电感须串联在变流器机侧，抑制长线传导后电压的上升率，减小对发电机和电缆绝缘的损害。
- 6.4.7.14 变流器中采用的低压开关成套设备应符合 GB/T 14048（所有部分）的规定，采用的中压开关成套设备应符合 GB/T 3906 的规定。
- 6.4.7.15 变流器网侧和机侧功率部分或全部采用 IGCT/IGBT/IEGT 器件，变流器网侧在 110% 的标称电流下持续运行能力不低于 1 min，机侧过载能力应与风电机组的过载能力相匹配。
- 6.4.7.16 变流器在工频耐压、绝缘电阻、漏电流等方面的计算、测试应满足安规标准，变流器应满足低电压指令和电磁兼容指令，变流器出厂前必须通过功能测试、工频耐压测试和老化测试。

6.4.8 主控制系统

6.4.8.1 总体要求

主控制系统在技术要求、试验方法、检验等方面的复核、测试应满足 GB/T 31517、NB/T 31043 或 GL 2012 的要求。

6.4.8.2 系统硬件

- 6.4.8.2.1 硬件设计应能满足海上风电场特殊环境要求。
- 6.4.8.2.2 硬件设计应留有充分的裕量，为控制软件升级提供必要的保证。
- 6.4.8.2.3 硬件系统应具有冗余和相异设计，冗余设计可使电路或系统中单一故障引起危险的可能性降至最低，相异设计可降低故障发生的可能性和减少故障引起的危险。
- 6.4.8.2.4 控制柜所采用的元器件应尽量采用耐湿热型器件，其耐湿热性能符合 GB/T 3783—2019 中 7.1.1.2 的规定；应采用湿热型器件的元器件有开关、接触器、继电器、互感器、变压器、按钮、电线电缆。
- 6.4.8.2.5 除陶瓷材料外的所有固体绝缘部件都应具有耐热性和阻燃性。
- 6.4.8.2.6 柜体及其他所有裸露部分均应做相应的防腐、防潮处理。
- 6.4.8.2.7 柜内布线工艺和电气连接应考虑绝缘表面的腐蚀和凝露对爬电距离的影响，以及高湿度对空气绝缘间隙的影响；电气间隙和爬电距离应符合 GB/T 7251.1 的规定。
- 6.4.8.2.8 主控制系统宜采取内外隔离的冷却设计方式，防止有害物质进入系统内部。
- 6.4.8.2.9 主控制系统对外接口宜采用直插式端子，便于无工具快速接线。
- 6.4.8.2.10 主控制系统应具备自动除湿功能，降低柜内相对湿度。
- 6.4.8.2.11 主控柜应具有耐霉性能，其中外露于空气中的绝缘零部件经长霉试验后长霉面积不超过 GB/T 2423.16 中规定的 2b 等级的长霉程度。
- 6.4.8.2.12 主控柜应具有耐盐雾性能，并进行耐盐雾试验，试验方案按 GB/T 2423.18 的规定进行，试验结果应符合 NB/T 31043 的有关规定。
- 6.4.8.2.13 主控制系统防雷应符合 GB/T 21714.4 的规定。雷电防护水平应按 GB/T 21714.1 中的 LPL I 考虑，否则需要进行雷电防护水平的风险评估。

6.4.8.3 系统软件

- 6.4.8.3.1 主控软件应能根据不同风况实现风电机组最大功率跟踪、恒功率运行控制，并可实现过渡状态的高效平滑切换；可根据风速、调度或数据采集与监视控制系统（SCADA）功率分配系统要求，结合机组状态，协调变桨和变流系统，实现风电机组有功功率、无功功率和一次调频的调节。
- 6.4.8.3.2 主控制系统应支持远程查看系统固件及内部参数、远程刷新程序或程序升级、远程修改主控

参数、主控数据远程拷贝等功能。

6.4.8.3.3 主控制系统应具备低电压穿越、高电压穿越以及连续故障穿越功能，满足 NB/T 31051、NB/T 31111 的要求。

6.4.8.3.4 主控制系统应能自动在本地存储器记录不少于 128 条指定的最近发生的故障信息，保留时间不少于 3 个月，分辨精度不大于 20 ms。

6.4.8.3.5 主控制系统应具备关键参数监视与报警功能，当监视参数出现异常时应具备实时报警功能。

6.4.8.3.6 主控制系统应对各种故障的相关参数进行短时段记录，记录分故障前和故障后两时段，两个时段的长短和采样间隔应可调整。追忆记录采样速率不大于 20 ms，记录时间不少于 180 s（故障前 60 s，故障后 120 s）。

6.4.8.3.7 主控制系统应设有不间断电源断电、欠电压和过电压保护，保证系统在短时断电、欠电压和过电压情况下不会导致系统失灵或误动作。

6.4.8.3.8 海上风电机组的主控制系统 PLC 时间与机组 SCADA 时间均应同海上风电场对时系统进行统一对时，确保时钟一致性。

6.4.8.4 安全设计

6.4.8.4.1 主控制系统安全设计应具有一套独立于控制系统的安全链系统，在控制系统失效时，风力发电机组应能安全停机。安全设计应符合 GB/T 16855（所有部分）和 GB/T 20438（所有部分）的要求，变桨系统具有独立急停操作功能，且在机舱内人员工作区域应设置必要的紧急停机按钮。

6.4.8.4.2 安全链故障复位可以远程实现，远程复位功能应设置权限。

6.4.9 偏航系统

6.4.9.1 偏航系统应采用主动偏航，结构性能应经过疲劳强度和极限强度的校核，满足 GB/T 31517 的规定，技术要求符合 T/CSEE 0017 的规定。

6.4.9.2 偏航系统零部件应按照偏航运行和无偏航运行两种工况进行静态及疲劳分析，满足整机设计功能和寿命要求。

6.4.9.3 偏航轴承设计、螺栓连接计算、偏航齿轮箱设计、偏航齿轮啮合、润滑脂与密封要求参照 6.4.2.2.1 中的 a) ~g) 执行。

6.4.9.4 偏航齿轮箱效率应按照 GB/Z 22559（所有部分）进行计算，传动效率不得低于 88%；噪声测量按照 GB/T 6404.1 或等同标准要求进行，噪声等级不能超过 85 dB（A）；振动测量按照 GB/T 6404.2 或等同标准要求进行，振动等级不能超过 C 级。

6.4.9.5 偏航轴承应满足 GB/T 29717 的要求，应能在已安装条件下，对偏航轴承的密封装置进行更换。

6.4.9.6 偏航齿圈的技术要求、试验方法和检验规则等满足 NB/T 31025 的要求。

6.4.9.7 偏航系统高强螺纹连接副技术性能和安装工艺等应满足 GB/T 33628 的要求。

6.4.9.8 偏航电机应进行温度变化试验、湿热试验、盐雾试验、霉菌试验等试验验证，满足 NB/T 31094 的规定。

6.4.9.9 偏航制动器的技术要求、试验方法和检验规则等应满足 NB/T 31024 的要求，同制动盘间隙应满足设计要求。

6.4.9.10 常闭式偏航系统应确保制动器力矩具备高均衡度，摩擦垫片具备高耐磨性能。

6.4.9.11 常开式偏航系统应加强液压单元的可靠性设计。

6.4.9.12 偏航系统宜具有软启动功能，配置对应偏航电机变流器或软启动装置。

6.4.9.13 人工偏航调整应能在远程和本地操作。

6.4.9.14 偏航系统应配置自动润滑装置及偏航轴承和齿轮的废油脂收集装置。

6.4.9.15 偏航系统防腐方法及相关技术要求应满足 GB/T 33630 的规定。

6.4.9.16 部件维护间隔期不应小于 1 年。

6.4.9.17 偏航解缆操作应具有对天气系统的分析判断，避免自动解缆时不良天气对风电机组的破坏；电缆有足够的悬垂量，以保证机组悬垂部分电缆不至于产生过度的扭绞而使电缆断裂失效。

6.4.9.18 偏航齿轮箱齿轮钢的技术要求、试验方法和检验规则等应满足 GB/T 33160 的要求。

6.4.10 液压系统

6.4.10.1 液压系统应满足 JB/T 10427、GB/T 3766 的技术要求，操作功能与安全功能完全分开。

6.4.10.2 液压元件应满足 GB/T 7935 的要求，液压溢流阀应满足 JB/T 10374 的要求。

6.4.10.3 清洗油液清洁度不应低于 GB/T 14039 中的 17/15/12 级，液压系统清洁度检验按照 GB/Z 20423 的要求进行。

6.4.10.4 对于液压过滤系统，回油过滤器精度等级不低于 $10\ \mu\text{m}$ ， $\beta \geq 200$ ；对于带旁路和堵塞传感器，高压过滤器精度等级不低于 $5\ \mu\text{m}$ ， $\beta \geq 200$ ；对于带旁路和堵塞传感器，压力传感器应采用直管螺纹端面密封，避免采用锥螺纹密封。

6.4.10.5 油箱带有机械式液位指示器，配有液位传感器；蓄能器根据设计需求可采用隔膜式、皮囊式或活塞式，压力表应使用防震式。

6.4.10.6 泵、油泵驱动电机、蓄能器、比例减压阀、插装式电磁换向阀、插装式溢流阀应选用技术成熟的产品。

6.4.10.7 偏航液压与传动链制动液压等系统宜采取各自独立的液压控制回路，并配备蓄能器。

6.4.10.8 液压系统空气过滤器应选用防盐雾过滤器，结构件宜选用不锈钢，液压系统电缆接头防护等级应达到 IP68。

6.4.10.9 泄漏应能被检测，并能对风力发电机组进行相应的控制。

6.4.10.10 机组应设置有效的集油盘，保证在液压系统发生泄漏时，液压油流入集油盘而不对环境造成污染，集油盘上应设有适当的泄放装置。

6.4.11 刹车系统

6.4.11.1 刹车系统的技术性能应满足 JB/T 10426.1 的要求，试验方法应满足 JB/T 10426.2 的要求。

6.4.11.2 高速刹车液压盘式制动器的技术要求、试验方法和检验规则等应满足 NB/T 31023 的要求；液压盘式制动器制动块的技术要求、试验方法和检验规则等应满足 NB/T 31144 的要求。

6.4.11.3 液压系统需满足液压系统相关技术要求。

6.4.11.4 刹车系统应具有软、硬刹车功能。

6.4.11.5 刹车片应配置磨损指示器，以便刹车片过度磨损时能及时关闭风力发电机组。

6.4.11.6 对压力驱动的制动系统，在没有动力供给的情况下，制动系统应至少能将风轮锁定 5 天。

6.4.11.7 传动链刹车盘材质应满足风电场条件要求，出厂前应做动平衡试验；刹车盘应设防护罩，防护罩应具备防火、防高温特性。

6.4.11.8 风轮系统应设风轮锁定装置，可实现自动和远程锁定功能。

6.4.11.9 部件维护间隔期不应小于 1 年。

6.4.11.10 设计时应考虑由磨损造成的制动力减小的情况；制动开始产生的减速扭矩不应致相关零部件产生过应力。

6.4.12 升降机系统

6.4.12.1 为提高海上风力发电机组维护的便利性与经济性，机组应安装升降机系统。

6.4.12.2 升降机应符合 DIN EN 1808、ANSI/UL 1322a、CAN/CSA-Z271-10 的规定，必须严格执行载人的安全要求，同时应符合国家有关安全、环保等强制性标准要求。

- 6.4.12.3 与塔筒升降机配套的提升机应具有国家指定的第三方试验室出具的疲劳测试报告。
- 6.4.12.4 升降机系统应满足海上运行环境要求，设计使用寿命 25 年，应满足 2 人同时登乘要求，额定运载能力不应小于 240 kg。
- 6.4.12.5 塔筒升降机轿厢内（在人员能够接触到的范围内）不允许有高压电气设备和移动部件。
- 6.4.12.6 升降机应具备安全锁及安全绳，安全锁应带自动刹车功能，防止升降机在运行过程中突然坠落，升降机下行速度超过安全锁设定速度时，安全锁应能自动锁死在安全绳上，防止升降机坠落。
- 6.4.12.7 升降机发生坠落时速度超过 22 m/min，安全锁的反应制动距离须在 100 mm 以内。
- 6.4.12.8 升降机应具备释放装置，在停电、正常控制失灵的状态下，通过厢内人员按压自救按钮，控制升降机以安全的速度下降到起始层平台，保证人员安全离开。
- 6.4.12.9 升降机电气连接应该遵照 EN 60204-1 的规定，电缆的选择标准应满足在低温（不超出正常工作温度）下保持足够的柔韧性和机械强度，以保证收缆的准确和顺畅。
- 6.4.12.10 塔筒升降机应配备轮廓上限位和无盲区的下限位装置，确保在升降机上升或下降过程中碰到人或其他障碍物时能立即停止。
- 6.4.12.11 升降机防腐应符合 ISO 12944（所有部分）中 C4 的要求，电气设备防护等级应满足 IP54 的要求。
- 6.4.12.12 升降机门中心距离塔筒内固定爬梯的距离不应大于 1200 mm，以便发生异常情况时通过爬梯逃生。
- 6.4.12.13 升降机应按规定时间进行系统性能检测。

6.4.13 吊装设备

- 6.4.13.1 起重设备应满足 GB/T 3811、GB/T 6067.1、JB/T 5317 和 SY/T 10003 的要求。
- 6.4.13.2 吊装设备工作区域可达机舱内需要部件更换与维护指定的位置，且起吊能力和吊装高度应满足部件吊装要求。
- 6.4.13.3 机舱吊机自身或者通过扩展工装能够起吊机舱及轮毂内各零部件，轮毂内各零部件也可根据实际条件安装吊车或者扩展工装，并具备将零部件直接或者借助辅助工装放置到运维船上的能力。
- 6.4.13.4 起重机、提升机和起吊设备以及所有锁具、吊钩和安全吊装所需的其他设备，应满足安全提升要求。
- 6.4.13.5 对所有起吊设备、吊索、吊钩应开展对应测试，验证其安全负载。

6.4.14 消防系统

- 6.4.14.1 以预防为主、防消结合、立足自己为原则，对海上风力发电机组进行防火设计，消防系统应符合 GB 50116 及 GB 51096、DL 5027、NB 31089 和 CECS 391 等的相关规定。
- 6.4.14.2 机组应配置自动消防系统，其火灾报警控制器应具备对火灾探测装置、灭火控制装置和相关联动控制设备的自动控制和状态显示功能，并能将报警和状态信息实时上传至风电场控制室，具备远方/现场手动强制启动功能。
- 6.4.14.3 自动消防系统必须考虑人员安全以及机舱与塔筒内全部电气设备的安全，不应发生无故自动启动的情况。
- 6.4.14.4 机舱宜采用全淹没或局部应用的灭火方式，机组塔底设备层宜采用全淹没灭火方式，各类电气柜应采用全淹没灭火方式。
- 6.4.14.5 机组塔筒各平台和机舱内部均应配置移动式灭火器。
- 6.4.14.6 火灾探测装置应满足 GB 15631、GB 16280 的规定。
- 6.4.14.7 灭火装置应满足 GB 16670、CNCA/CTS 0015 和 CECS 345 的规定。
- 6.4.14.8 火灾自动报警控制器应符合 GB 4717 的规定，消防联动控制系统应符合 GB 16806 的规定。

6.4.14.9 火灾自动报警控制器（联动型）须为符合 GB 4717 及 GB 16806 规定的火灾报警控制器及气体灭火控制器一体机。

6.4.14.10 火灾报警控制器应具备以太网接口，实时上传故障信息，以便维护；具备接收远程启动、屏蔽、消声等命令的功能，并能够记录。

6.4.14.11 火灾报警控制器应具备 IP54 的防护等级。

6.4.14.12 火灾报警控制器的机箱应具备 C4 的防腐等级要求。

6.4.14.13 在塔筒门口处应设置带手动、自动转换的紧急启停按钮，人员进入塔筒内检测时，要将转换开关打至手动。

6.4.14.14 自动消防系统应考虑水汽等不良环境的干扰，具备自排湿功能。在控制柜内部加装的多判据复合型火灾探测器，体积小巧，拥有烟雾、温度、一氧化碳、感温电感及启动气溶胶的探测功能。

6.4.14.15 自动消防系统应考虑控制器与灭火装置之间的距离，对启动线有防止电磁干扰启动的保护措施。

6.4.14.16 灭火装置至少需要 2 个电启动接口，一主一备。

6.4.14.17 火灾报警控制器应满足低频震动的工作环境。

6.4.14.18 机组应选用不宜燃烧或闪燃点高的材料，应选用具有阻燃性或低烟、低毒、耐腐蚀的阻燃电缆。

6.4.14.19 自动消防系统应具有抗电磁干扰、低温、震动、摇摆等功能，消防介质的使用或更换周期不得少于 6 年。

6.4.14.20 消防系统应满足海洋性气候环境条件的要求，具备抗紫外线、耐腐蚀与盐雾性能。

6.4.14.21 消防系统启动开关应设置保护罩，防止误触发情况发生。

6.4.15 振动在线监测系统

振动在线监测系统应满足以下技术要求：

- a) 系统测点配置应满足 GB/T 35854—2018 中 4.2 和附录 C 的要求。
- b) 振动传感器的选用应满足 GB/T 35854—2018 中 4.2 的技术要求，传感器性能指标应满足机组实际运行需求。
- c) 数据采集装置各通道应能独立、同步采样，并具有采集通道拓展能力，可采集电气、转速等信号。
- d) 系统分析软件应集成有完整的风电机组自用轴承参数数据库，且可对非标准的轴承故障特征频率进行计算。
- e) 系统应能支持对数据记录的编辑、添加以及对数据库的备份、数据精简、数据恢复、数据导出等功能。
- f) 系统应提供对用户友好的人机界面，用户可方便地设定设备状态的多级报警值，同时可以输出不同的统计信息，包括报警、测量信息、信号异常和诊断结果报告等。
- g) 系统应能提供有效的时域、频域和统计指标分析工具，以便进行数据分析及故障诊断。
- h) 软件应支持一次性同步升级所有在线振动监测仪软件的功能。
- i) 分析软件可接入第三方在线监测系统的振动数据，并进行分析。
- j) 系统应具有良好的可扩展性和适应性，能够支持变桨轴承测试、通信滑环测试、油液监测、噪声检测、扭矩检测等功能；其他技术要求应符合 T/CSEE 0017 的规定。

6.4.16 润滑油在线监测系统

对于传动链带有齿轮箱的海上风电机组宜配置润滑油在线监测系统，其技术性能应符合以下要求：

- a) 系统应能实时监测齿轮箱的运行状态并判断磨损状态或发生磨损的形式，并提供机组运行维护

决策建议。

- b) 系统应至少实现对润滑油中金属（铁磁、非铁磁）颗粒的检测。
- c) 系统应采用多通道颗粒计数传感器监测不同粒径的金属颗粒，通过将润滑油液中不同粒径的金属颗粒累计数、累计速度同预警值和警报值进行比较，获得齿轮箱磨损状态与油液使用状态。
- d) 为确保润滑油在线监测系统所监测数据的准确性，应定期对传感器探头进行校准，校准周期为1年~2年。
- e) 系统应支持远程访问功能，能通过浏览器远程浏览各齿轮箱的运行状态。
- f) 数据采集装置各通道能独立采样，各通道采样互不影响且可以同步采样，应具有采集通道拓展能力。
- g) 系统应能保存所有检测数据，应能通过所检测数据给予相应预警，避免发生重大事故，应能确保数据安全、无丢失危险，实现设备集群管理。
- h) 系统应考虑振动、噪声、电磁干扰和内部机械故障等环境因素对监测数据真实性的影响。

6.4.17 机组升压变压器与环网柜

6.4.17.1 机组升压变压器

6.4.17.1.1 总体要求

海上风电机组升压变压器可选用体积紧凑、耐潮湿、耐盐雾的干式变压器或采用高燃点环保型绝缘油的油浸式变压器；应具备 C2 气候、E2 环境、F1 防火等试验认证，并满足 GB/T 1094.16 的要求。油浸式变压器制造应满足 GB/T 6451 及 GB/T 1094（所有部分）的要求；干式变压器制造应满足 GB/T 1094.11 的要求。除此之外，还应满足以下要求：

- a) 变压器铁芯应选用优质、全新的硅钢片材料，出厂前确保铁芯表面无锈迹。
- b) 空载及负载损耗值应参考 GB/T 6451、GB/T 10228 和 JB/T 3837 的规定，依据容量大小按线性插值法进行近似计算。
- c) 容量配置应从尺寸、损耗以及成本等方面综合考虑，宜留有 10%左右的裕度。
- d) 变压器绕组应采用专用结构型式，至少抽取两台成品做雷电冲击试验。
- e) 变压器外壳、外露金属部件等应具有耐腐蚀性能或经过耐腐蚀特殊处理；密封件应采用高性能密封材料。
- f) 变压器抗倾斜、抗震能力应满足 GB 50260 的要求。
- g) 变压器应具备完善的防漏油装置，防火、防爆要求应满足 GB 50058 的相关规定。
- h) 变压器外壳防腐满足 C4 级别，且外部材料应具备防止外部或内部着火的性能。
- i) 变压器电量和非电量参数直接接入风电机组主控制系统或测控系统；电量信号应至少包括变压器低压侧的电流；非电量信号包括绕组温度、冷却风机运行情况等。

6.4.17.1.2 油浸式升压变压器

油浸式升压变压器的具体技术要求如下：

- a) 变压器应选择油浸三相铜芯双绕组、无励磁调压节能型，损耗水平代号不低于 11 型，联结组标号宜选用 Dyn11；应明确导线、硅钢片、绝缘材料和套管等重要组部件的品牌、型号及材料的性能参数。
- b) 变压器绝缘油应使用符合 GB 2536 规定的环烷基或中间基、低含硫量、添加抗氧化剂的新油，不应使用再生油。绝缘油必须采用高燃点、易分解的阻燃油。每台箱式变压器在电气试验完成后应做油试验，绝缘油试验报告单应存档。

- c) 变压器冷却方式宜采用强迫油循环风冷和水冷方式。

6.4.17.1.3 干式升压变压器

干式升压变压器的具体技术要求如下：

- a) 变压器应选择三相双绕组、无励磁调压节能型；绕组材质宜选择铜材，若选用铝材应明确说明并进行评审。损耗水平代号不低于 11 型，联结组标号宜选用 Dyn11；应明确硅钢片、导线、环氧树脂、绝缘材料、风机、温控器等重要组部件的品牌、型号及材料的性能参数。
- b) 绝缘耐热等级应在 F 级或以上。
- c) 局部放电水平应满足不大于 10 pC。
- d) 冷却方式宜采用水冷或空冷，冷却介质应根据所处地域环境进行选择。

6.4.17.2 环网柜

环网柜的具体技术要求如下：

- a) 环网柜应满足 GB/T 11022、GB/T 3906、GB/T 8905 的要求。
- b) 环网柜中配置的真空断路器、负荷开关应具备远程分合闸功能及五防逻辑功能。
- c) 环网柜所有带电部分都密封在气室中，应进行防锈处理，并喷涂持久的防护层，外壳结构中采用的材料具备防着火的性能，柜内设置防凝露装置。
- d) 开关柜具有完善的五防联锁功能，包括断路器与隔离开关、接地开关之间的联锁，接地开关与电缆室之间的联锁等。
- e) 配置保护装置，断路器满足远程分合闸要求。
- f) 开关柜应配置一套气体运行监测装置，包括压力指示器；气体监测装置应具有报警信号、电气闭锁和控制系统。
- g) 环网柜中的断路器、隔离开关以及接地开关的分合闸信号需传输到继电保护装置。
- h) 高压柜所用电缆头应为全密封、全绝缘插拔式电缆头，外部护套应加强外层防盐雾腐蚀性能，电缆头最高运行电压及额定电流与环网柜配套。
- i) 馈线保护测控装置须具备控制、测量、故障录波、事件记录、故障记录、断路器监视、跳合闸回路监视、自检、电流回路监视、通信等功能。
- j) 环网柜箱体应设专用铜接地导体，且固定连接端子数量不少于两个；环网柜内应设置直接接地铜排和等电位接地铜排。

6.4.18 紧急逃生装置

6.4.18.1 逃生装置应符合 GB 21976.2、GB 21976.5、GB 21976.6、EN 341、EN 1496、ANSI/ASSE Z359.4 等的要求，锚固点符合 EN 795 的规定，连接器符合 EN 362 的规定，并通过 CE 认证。

6.4.18.2 逃生装置应由耐腐蚀材料制成或经防腐蚀处理，经盐雾试验后，逃生装置部件应无明显的腐蚀现象。

6.4.18.3 逃生装置应能满足 2 人同时逃生的需求，且必须考虑人员从机舱逃出落水后的安全保障。

6.4.18.4 逃生装置应保持干燥，并防止紫外线辐射；应避免接触酸类、腐蚀性液体和油性物质，并定期进行检查。

7 海上升压站选型

7.1 一般要求

7.1.1 海上升压站可分为无人值守（A 类）、临时或长期有人值守（B 类）、无人值守平台加一个生活

平台（C类）等方式。离岸近的中小型交流海上升压站宜选择A类，离岸近的大型海上升压站宜选择B类。目前国内海上升压站平台基本采用无人值守方式。对于A类及B类临时值守海上升压站平台应设置临时休息室，配置所需生活设施，满足人员短时停留的生活需求。

7.1.2 海上升压站结构设计使用年限应为50年。

7.1.3 海上升压站的潮位、波浪、海流、海冰和风速的设计重现期应为100年。

7.1.4 海上升压站可根据现场条件及施工方案，采用整体式海上升压站或模块式海上升压站的型式。根据工程的实际施工、运输条件和能力等，在设计阶段确定采用整体式还是模块式海上升压站施工方案。在施工条件允许、施工设备满足要求的前提下，宜采用整体式海上升压站。模块式海上升压站的每个模块应能独立地完成一定的功能，并减少模块之间的连接工作。

7.1.5 海上升压站结构与布置应满足防火分隔设计要求，应根据设备功能和危险程度进行区域和构造分隔，临时休息室、应急电源系统不宜与火灾危险区域相邻布置。

7.1.6 海上升压站内所有设备、管线及附件均应适应所在海域的海洋环境。

7.1.7 海上升压站的主要电气设备宜采用室内布置方式。电气设备布置在室外时，应考虑海洋环境对设备使用寿命的影响，并便于维护、检修和更换。

7.1.8 海上升压站的电气设备布置应适应生产要求，做到设备布局 and 空间利用紧凑、合理，为施工安装和运行维护创造条件。

7.1.9 海上升压站的电缆布置应与设备布置、消防管路、暖通管路统一规划，减少管线交叉；电缆路径应短捷，便于施工和检修。

7.1.10 主变压器、高压电抗器、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）、柴油发电机等主要设备上方应设置检修口，以便后期设备发生重大故障时进行维修更换。

7.1.11 海上升压站应设置运行检修用起重机和吊装平台，布置应便于设备、工器具的搬运和吊装。起重机的起重能力应满足日常维护时设备部件和常规工器具的起吊要求。

7.1.12 升压站陆上建造前应完成系统建造过程三维建模，最大限度地消除因建造过程交叉碰撞而对结构安全与质量产生的不利影响。

7.2 结构要求

7.2.1 海上升压站宜分多层布置，典型海上升压站的一层甲板可为电缆层，兼做辅助设备布置场地，可布置事故油罐、消防泵房、临时休息室、厨房、油箱间、水箱间等；二层甲板宜布置主变压器、高低压配电装置、GIS室、蓄电池室等；三层甲板宜布置暖通机房、二次设备室、中控室、柴油发电机房等；顶层宜设置吊机，供后期运行维护使用，根据需要顶层也可布置直升机平台并配备相应的消防系统。

7.2.2 室内外裸露的立柱、斜撑及主要承力梁等应采用防火漆进行防火保护，防火等级至少达到H60级，防火漆应符合T/CECS 24、GB/T 14907的相关要求。

7.2.3 钢平台固定式露天防护栏杆的技术要求应符合CB/T 3756的有关规定，钢爬梯的技术要求应符合CB/T 3757的有关规定。

7.2.4 每层甲板应设置两条通往救生艇甲板或顶层直升机（如有）甲板的通道和梯道，梯道应从顶层甲板依次向下延伸至底层甲板，并与平台下部基础上的脱险梯道相通；应考虑通道的防火隔离、通风、应急照明系统；楼梯和通道应进行防滑设计。

7.2.5 海上升压站的材料选择应充分考虑强度、受力状态、使用环境、焊接及制造特点等因素，宜采用低合金高强度结构钢、船舶及海洋工程用结构钢、碳素结构钢等，低合金高强度结构钢符合GB/T 1591的要求，船舶及海洋工程用结构钢符合GB/T 712的要求，碳素结构钢符合GB/T 700的要求；附件用钢的选择应考虑与主体材料的焊接相容性。

7.2.6 钢材的等级应具体根据构件类别、构件厚度和环境温度选用。

T/CSEE 0270—2021

7.2.7 海上升压站用钢板的尺寸、外形及允许的偏差应符合 GB/T 709 的规定；厚度方向性能钢板应符合 GB/T 5313 的要求；钢板超声波探伤应按照 NB/T 47013.3 执行。

7.2.8 海上升压站用焊接 H 型钢应符合 YB/T 3301 的要求；热轧 H 型钢、T 型钢应符合 GB/T 11263 的要求；球扁钢应符合 GB/T 9945 的要求。

7.2.9 海上升压站结构用无缝钢管应符合 GB/T 8162、GB/T 8163 的要求；焊接钢管应符合 SY/T 5768 及 GB/T 21835 的要求。

7.2.10 焊接材料应与母材力学性能匹配，并符合 GB/T 5117、GB/T 5118、GB/T 8110、GB/T 5293、GB/T 12470 等的规定。

7.2.11 制造单位施焊前应按照设计要求进行焊接工艺评定，且能覆盖项目所有板厚、材质及接头型式等，焊接工艺评定应符合 AWS D1.1/D1.1M、GB 50661、NB/T 47014 等的要求；焊接工艺也可采用设计方认可的其他标准体系。

7.2.12 钢结构焊接应选用合理的焊接工艺、焊接顺序，同时应选用合适的防变形工装，并预留足够的焊接收缩余量。

7.2.13 钢结构焊缝外观及尺寸偏差、钢结构组装偏差、钢结构预拼装偏差、钢结构安装偏差、防火涂料涂层厚度偏差等应符合 GB 50205 的相关要求。

7.2.14 海上升压站尺寸测量应选用全站仪进行检测，并设置固定的测量基准点。

7.2.15 海上升压站应根据不同部位所处环境的特点选取合适的涂层体系，喷漆前宜选用自动喷砂方式进行钢板表面处理，表面处理等级应符合设计要求；喷漆宜选用高压无气喷涂。

7.2.16 舾装件需要考虑防火、防腐、防潮、密封、使用安全、美观等因素，具体要求如下：

- a) 甲板敷料应符合 CB/T 3361 的相关要求。
- b) 岩棉、陶瓷棉应符合 GB/T 11835、GB/T 3003 的相关要求。
- c) 复合岩棉板应符合 GB/T 23913（所有部分）的相关要求。
- d) 通往外部甲板的门应为钢质或等效材料，宜采用自闭式，易于开启，应根据各自防火等级采用阻燃材料；防火门应符合 CB/T 3234 的要求；风雨密门应符合 GB/T 3477 的相关要求。
- e) 耐火窗应符合 GB/T 17434 的要求，普通矩形窗应符合 GB/T 5746 的要求。
- f) 所有防火材料应取得 CCS 或同级别船级社的型式认可证书；防火门、风雨密门、防火窗、矩形窗等应具有 CCS 或同级别船级社出具的产品认证证书。

7.2.17 海上升压站基础型式选择与结构防腐应符合 5.2 的有关规定。

7.3 配置要求

7.3.1 电气系统

7.3.1.1 海上升压站的电压等级应根据风电场规模、离岸距离、接入系统、位置和个数要求等因素确定。目前国内主要采用的电压等级为 35 kV/110 kV 和 35 kV（66 kV）/220 kV 或其他电压等级，应满足电网公司的要求。

7.3.1.2 主变压器的台数应结合经济性和可靠性综合确定，装机容量不大于 150 MW 的海上风电场，海上升压站主变压器台数宜选择 1 台；装机容量大于 150 MW 的海上风电场，主变压器台数宜采用 2 台或多台。

7.3.1.3 根据海上风电场升压站相关标准 DNV-OS-J 201，应急电源供电时间不小于 18 h。

7.3.1.4 根据 DL/T 5044 的有关规定，为保证事故处理有充裕时间，海上升压站蓄电池容量宜按照事故停电时间不少于 2 h 所需的放电容量进行配置。

7.3.1.5 电气系统设备选型具体要求参照第 8 章和第 9 章执行。

7.3.2 火灾消防系统

7.3.2.1 火灾消防系统应采用主动消防系统和被动消防系统相结合的方式，主动消防系统主要为自动灭火系统，被动消防系统采取防火隔离。

7.3.2.2 消防设施、设备、管道及附件应根据环境条件选用耐腐蚀产品。

7.3.2.3 消防水泵、消防用事故风机电源应采用工作电源及应急电源双回路供电。

7.3.2.4 消防火灾报警系统设置应符合以下原则：

- a) 应设置自动消防灭火设施。
- b) 电气系统消防水源应采用淡水；对于开层甲板，可放置消防炮。
- c) 船运淡水消防水箱的有效容积应满足火灾延续时间内最大一次消防用水量的要求；消防水箱补水时间不宜大于 48 h。
- d) 应设置火灾自动报警系统，火灾自动报警系统要求应符合 GB 50116 和 GB 50229 的有关规定。
- e) 应根据火灾部位和燃烧材料的特性，以及探测器的类型、灵敏度和响应时间，选择相应的火灾探测器。
- f) 细水雾灭火系统应参照 GB 50898 的有关规定执行。
- g) 应设置消防应急广播。
- h) 火灾自动报警系统、消防控制系统、暖通空调控制系统、公共广播系统与事故排油系统应具备联动功能。

7.3.2.5 火灾自动报警系统应满足以下要求：

- a) 火灾报警系统应可实现光纤组网，采用智能总线集中控制模式，系统集中火灾报警控制器、区域火灾报警控制器以及控制单元之间实现高效可靠的网络结构。
- b) 各防火区域配置手动报警按钮和声光报警器，具体配置数量依据 GB 50116 确定。
- c) 火灾自动报警器动作后，应启动声光报警并能记录、打印报警时间和地址，并自动联动停止相关部位的风机、风阀、空调等设备。

7.3.2.6 灭火系统宜按表 1 进行设置。

表 1 海上升压站灭火系统配置建议

序号	房间或区域	灭火介质及系统型式	移动式灭火装置
1	油浸式变压器	细水雾或泡沫	干粉灭火器、泡沫灭火器
2	柴油发电机室及其他含油场所	细水雾或泡沫	干粉灭火器、泡沫灭火器
3	蓄电池室、配电室、空调机房、二次配电室等	细水雾或气体	二氧化碳、干粉灭火器
4	柴油储罐、事故油箱、可燃气体储瓶	泡沫或细水雾或雨淋	干粉灭火器
5	平台、走道、房间	—	细水雾喷枪、移动式灭火器

注 1：油浸式变压器可采用泡沫喷雾或排油注氮灭火装置。
注 2：油浸式变压器、柴油发电机、柴油储罐可采用水喷雾灭火系统。
注 3：柴油储罐可采用移动式干粉灭火器或泡沫灭火器。

7.3.2.7 气体灭火系统设计应符合下列规定：

- a) 气体灭火系统设计应符合 GB 50370 的有关规定。
- b) 灭火剂应根据环境条件、维护频率设置备用。对于灭火系统的储存装置在 72 h 内不能重装恢复运行的，应按系统原储存量的 100% 设置备用量。
- c) 电气盘柜宜采用火探管式自动探火灭火装置。

7.3.2.8 泡沫灭火系统设计应符合下列规定：

- a) 泡沫灭火系统设计应符合 GB 50151 的有关规定。
- b) 柴油机房宜采用高倍数泡沫灭火系统。
- c) 高倍数泡沫灭火系统的泡沫液应根据系统所采用的水源，选择淡水型或耐海水型高倍数泡沫液。

7.3.2.9 细水雾灭火系统设计应符合下列规定：

- a) 系统设计参数可按照 GB 50898 的有关规定选取；GB 50898 未有规定时，宜经实体火灾模拟试验确定。
- b) 宜采用工作压力不小于 10 MPa 的高压细水雾灭火系统。
- c) 宜在升压站每层平台设置细水雾喷枪。

7.3.2.10 海上升压站上应配备国际通岸接头，配备满足 SOLAS 的要求。

7.3.2.11 移动式灭火器配置应符合下列规定：

- a) 各层甲板均应设置灭火器，其布置应使从甲板任何一点到达灭火器的距离不大于 10 m。一个计算单元内配置的灭火器数量不应少于 2 个。
- b) 电气设备房间内应设置 2 个以上二氧化碳灭火器。
- c) 每层甲板距离楼梯出口 3 m 范围内应设置 2 个干粉灭火器。
- d) 每台吊机应设置 2 个干粉灭火器。
- e) 在通往直升机甲板的通道附近应配备下列灭火器：
 - 1) 总容量不少于 45 kg 的干粉灭火器；
 - 2) 总容量不少于 18 kg 的二氧化碳灭火器或等效设备。

7.3.2.12 消防员装备配置应符合下列规定：

- a) 海上升压站宜配备不少于两套的消防员装备箱。如配备直升机甲板，则其中一个装备箱应设置在靠近直升机甲板的地方，并应备有一根长 3 m 带金属钩的钩杆。
- b) 每套消防员装备应包括防护服、消防靴和手套、头盔、有绝缘木柄的消防斧、可连续使用 3 h 的手提式安全灯以及 30 min 自持式空气呼吸器一具。

7.3.3 暖通空调系统

7.3.3.1 供暖通风和空调系统宜采用集中监控系统，海上集中监控设备宜设在陆上集控中心。

7.3.3.2 供暖通风与空气调节设备应设置联动、联锁等保护措施，并应符合下列要求：

- a) 集中监控的联动、联锁等保护措施应由集中监控系统实现。
- b) 主要控制参数应在海上升压站、陆上集控中心显示和调节。

7.3.3.3 集中监控系统控制的通风、空调设备，应设就地手动控制装置，并通过远动/手动转换开关实现自动与就地手动控制的转换。

7.3.3.4 防火与排烟系统的监测与控制，应参照 GB 50016 的规定执行；防火与排烟系统合用的通风空气调节系统应按消防设施的要求供电，并在火灾时转入火灾控制状态；通风空气调节风道上宜设置带位置反馈的防火阀，且与消防信号联锁。

7.3.3.5 通风系统应对引入室内的室外空气进行除盐雾、除湿、加热处理，使空气温湿度、清洁度满足要求，房间维持正压；所有通风系统应在室外安全位置设置应急关断电源的措施。

7.3.3.6 空调系统宜采用船用机型，柴油机室、蓄电池间的空调机应采用防爆型。

7.3.3.7 海上升压站主变压器室、GIS 室、蓄电池室以及柴油发电机室应配置事故排风系统。

7.3.3.8 GIS 室事故排风系统应与 SF₆ 监测装置联锁动作，蓄电池室和柴油发电机室事故排风系统应与 H₂（氢气）监测装置联锁动作。

7.3.4 给水排水系统

7.3.4.1 给水系统

7.3.4.1.1 海上升压站生活用水装置、雨水回收装置以及避难室内厨卫用具除配置给水管道外，在船舶停靠处就近设置国际通岸给水接头。

7.3.4.1.2 海上升压站外露的充水给水管道应设置电伴热并做外层保温。

7.3.4.1.3 给水管道在冲洗管道后应在 1.0 MPa 压力下进行水压试验。

7.3.4.2 排水系统

7.3.4.2.1 海上升压站油污不得排入大海，排水系统应符合下列要求：

- a) 非含油冲洗排水可排入雨水排水系统。
- b) 含油废水经收集后自行处理或移交相关资质单位进行处理，海上升压站应配备油污水储存设施。
- c) 连接事故油罐的排油管道应设有水封或止回阀；事故油罐排放阀门应配置电动控制阀，并具备陆上远程启闭和监控功能。
- d) 事故油罐应具有油水分离功能，并配置电伴热并做外层保温。
- e) 充油设备的布置场所均需设置挡油设施。
- f) 给排水管道设计应根据海上环境条件，采取抗风、防结露、防冻措施；系统设备、管阀及阀门需适应海上环境，具有耐腐蚀性能。
- g) 针对有工作人员临时或长期休息的情况，宜设置生活水箱及相应的管路。

7.3.4.2.2 海上升压站平台防止油污染设备检验可参照 GD 06—2014 第 2 章第 1 节～第 3 节及第 6 节的相关要求执行。

7.3.4.2.3 海上升压站平台防止生活污水污染设备检验可参照 GD 06—2014 第 3 章的相关要求执行。

7.3.5 逃生及救生系统

7.3.5.1 逃生及救生设备应具有船级社等认证证书并配备使用说明及操作手册。

7.3.5.2 逃救生设施的设计与配置应满足 GB/T 51308、DNV-OS-J 201、NB/T 31115 及国家能源局《海上固定平台安全规则》的相关规定。应配备救生艇、救生筏、救生圈、救生衣、保温服、紧急逃生呼吸器、担架、绳梯、医药箱等紧急救生、逃生设备。

7.3.5.3 海上升压站应配置至少两条逃生用固定式金属梯，金属梯顶部应配置速差器，还应配置便携式绳梯。

7.3.5.4 主逃生路线宽度不应小于 1000 mm，所有逃生路线应采用防滑处理并做好箭头标识；在应急灯照明下，逃生路线应充分发光。

7.3.6 通信系统

7.3.6.1 海上升压站通信系统设计与配套设施应满足 GB/T 51308 的规定。

7.3.6.2 除有线通信（光通信）外，海上升压站还应配置无线及应急通信设施并实现无线及应急通信功能，无线及应急通信可考虑以 4G/5G 网络为依托的无线通信基站、微波通信、海事通信（含海事卫星通信）等方式实现。

7.3.6.3 海事通信应配置甚高频调频无线电装置、中/高频无线电装置、奈伏泰斯接收机（NAVTEX）、船舶自动识别系统、全球定位系统（GPS）、北斗卫星导航系统、海事卫星电话、搜救雷达应答器（SART）等通信设备。

7.3.6.4 平台应安装使无线电通信设备具有高效率的天线，其结构应能承受当地最大风荷载。发信天线

应设置在露天甲板，应使其馈线尽量短。

7.4 海上特殊要求

7.4.1 海上升压站应考虑人员、结构、设备、军事、海洋生态等方面的安全设计与要求。

7.4.2 海上升压站所处海域涉及国防军事安全时，应满足国防军事相关规定，并配置必要的海上国防军事设施，如对海预警系统。

7.4.3 主变压器与高压电抗器（如有）事故排油、卫生间生活污水不应直接排入大海；海上升压站日常雨水、室内非含油废水可直接排入大海。

7.4.4 大孤岛与小孤岛运行模式的选择应结合海上升压站送出系统设计冗余与可靠性、海上风电机组安全设计与运维策略、成本等因素综合考虑；小孤岛运行模式应满足海上升压站应急段母线供电及海上消防应急电源容量要求。

7.4.5 通风系统的除盐雾与除湿设备、关键设备间的分体空调系统、高压细水雾增压主泵等应进行冗余设计。

7.4.6 海上升压站宜考虑远程智能巡检功能的相关配置，将视频监控、智能巡检机器人等系统设备统一规划，实现无人化巡检。

7.4.7 视频监控系统应与火灾自动报警系统、安全防范系统和计算机监控系统进行联动。

7.4.8 防腐应满足 DNV-OS-J 101、DNV-OS-J 201 和 NB/T 31006 的有关规定；上部组块外部结构与设备主要采用涂层防护方案，室内结构与设备主要采用涂层防护加环境控制方案。

7.4.9 下部结构应设置靠船和防撞结构；顶层宜设置吊机，供后期运行维护使用。

7.4.10 升压站平台应设置助航设施，包括障碍灯、雾笛、导航系统控制盘及其附件等，障碍灯安装位置应保证任何方向行驶船只至少看见一盏灯光；雾笛可考虑一主一备，听程与声强应满足助航要求。

7.4.11 升压站应设置一套船舶交通管理系统，至少实现船舶信息采集与管理、船舶自动识别、船舶定位与安全管理、雷达录取与跟踪、甚高频语音通信、记录与重放以及各类预警报警等功能。船舶交通管理系统应能与海缆在线监测系统协同，对进入海缆区域的船舶进行预警和报警。

8 电气一次设备选型

8.1 海缆

8.1.1 总体要求

8.1.1.1 海缆应满足 GB/T 51190、GB/T 32346（所有部分）和 JB/T 11167（所有部分）的要求，根据路由参数和工作要求进行设计，综合考虑海缆的电、热、光、机械、阻水等性能要求。

8.1.1.2 海缆的电压等级和回路数应根据工程装机规模、场址条件、海缆路由长度、接入系统方案、电气设计总体方案等因素综合考虑确定。风电机组间的集电线路可选用 35 kV/66 kV 海缆；设有海上升压站的风场，海上送出可选择 110 kV 和 220 kV 海缆。

8.1.1.3 66 kV 及以下海缆宜采用铜导体三芯交联聚乙烯绝缘分相铅护套钢丝铠装海底光电复合电缆，绝缘型式也可采用乙丙橡胶绝缘，不宜用充油绝缘；110 kV 和 220 kV 海缆应采用交联聚乙烯绝缘。

8.1.1.4 直流海缆与交流海缆的选择应考虑投资规模、线路长度、可靠性水平等因素；常规情况下，应选用交流电缆；选择直流输电应考虑换流站建设成本，当线路长度超过 70 km 时，可考虑直流高压海缆方案。

8.1.1.5 110 kV、220 kV 海缆选型应考虑敷设船主要技术参数。当敷设船载重量、退扭高度（或有旋转托盘）等条件满足所敷设海缆的要求时，110 kV、220 kV 海缆应采用铜导体三芯交联聚乙烯绝缘分相铅护套钢丝铠装海底光电复合电缆；当敷设船不能满足上述条件时，可采用铜导体单芯交联聚乙烯

绝缘铅护套海底光电复合电缆，铠装宜由非磁性材料组成，可采用全铜丝铠装，如果采用钢丝铠装，要用特殊结构，如铠装层钢丝夹铜丝或增加回流导体层。

8.1.1.6 海缆与附件型式试验应通过具有资质的独立检测机构检测认定，各项结果应满足对应标准的要求。

8.1.2 关键结构层技术要求

8.1.2.1 总体要求

海缆一般应具有导体、导体屏蔽层、绝缘层、绝缘屏蔽层、阻水缓冲层、铅套、聚乙烯内护套、防蛀层（如需要）、光纤单元、铠装层、外被层等主要结构，并采用纵向阻水结构。

8.1.2.2 导体

8.1.2.2.1 导体材料应符合 GB/T 3953 的规定，直流电阻应符合 GB/T 3956 中第二种圆形或紧压绞合导体的规定。

8.1.2.2.2 绞合导体不应有整体或整股焊接，在同一层内，相邻两个接头的距离不小于 300 mm。

8.1.2.2.3 导体应有纵向阻水密封结构，采用合适的阻水材料，阻水性能应符合 GB/T 32346.1 和 JB/T 11167.1—2011 的规定。

8.1.2.3 半导体屏蔽

半导体屏蔽包括导体屏蔽和绝缘屏蔽，应采用超净化交联型半导体材料，应与绝缘层相容，其工作温度不小于绝缘工作温度，生产日期不超过 1 年。

8.1.2.4 绝缘材料

8.1.2.4.1 绝缘材料应采用超净化或特超净化交联绝缘料，生产日期到使用日期不宜超过半年，不应超过 1 年，其性能指标应符合 GB/T 2951（所有部分）及 JB/T 11167.2—2011 中附录 A 的规定。

8.1.2.4.2 绝缘厚度平均值不得小于标称值，在任一处的最小厚度不得小于标称值的 95%。

8.1.2.4.3 66 kV 及以上电压等级的海缆绝缘层偏心度应符合 JB/T 11167（所有部分）的规定，35 kV 海缆绝缘层偏心度应符合 GB/T 12706.3 的规定。

8.1.2.5 纵向阻水缓冲层

8.1.2.5.1 纵向阻水缓冲层应采用半导电阻水膨胀带或膨胀阻水填充绳绕包而成，一旦海缆损坏，应能阻止海水沿电缆渗入。

8.1.2.5.2 阻水缓冲层材料应能满足补偿电缆运行中热膨胀的要求，并使绝缘半导体屏蔽层与金属屏蔽层保持电气连接。

8.1.2.6 铅护套

8.1.2.6.1 铅护套应采用连续挤包的无缝铅合金，材料满足 JB/T 5268.2 的规定。

8.1.2.6.2 海缆应具备有效措施以防在高落差垂直敷设安装及运行中铅护套和缆芯发生相对移动和滑落。

8.1.2.6.3 铅护套可作为金属屏蔽层，如铅护套厚度不能满足短路容量设计要求时，应采用增加铅护套厚度或增加铜丝屏蔽的措施。

8.1.2.7 铅套外护套

铅套外护套应为以聚乙烯为基料的半导体护层或绝缘型外护层。

8.1.2.8 金属丝铠装

铠装材料为镀锌钢丝或铜丝或其他经验证的耐海水腐蚀的金属材料。镀锌圆钢丝应符合 GB/T 3082 的规定，圆铜丝应符合 GB/T 32346（所有部分）的规定。

8.1.2.9 光纤单元

8.1.2.9.1 光纤单元应满足 GB/T 32346.2 和 JB/T 11167.2—2011 中的技术要求，也可采用符合 GB/T 18480 规定的机械、环境和传输性能要求的其他结构。

8.1.2.9.2 选用多模光纤还是单模光纤，需要根据选用的传输设备确定，在结构上应考虑机械应力、热应力、水密性能、渗水性能和抗海水腐蚀性能。

8.1.2.9.3 设计制造时光纤单元宜根据线路情况留有满足要求的余长，建议不少于 4%。

8.1.2.9.4 光纤单元应采用全截面阻水结构，海水在缆芯和护层中不能横向和纵向渗透。

8.1.2.10 海缆外被层

一般采用纤维外被层，应保证海缆在运行和施工过程中外被层不松动、不滑落。

8.1.3 海缆的机械特性

8.1.3.1 海缆允许张力、牵引力、侧压力、弯曲半径应满足敷设和运行的要求。

8.1.3.2 海缆和工厂软接头张力、弯曲试验应符合 JB/T 11167.1—2011 中表 8 的规定。

8.1.4 海缆导体与金属护层截面选择

8.1.4.1 对于导体截面，应根据当地敷设环境，结合拟选用海缆的结构参数、并排敷设海缆的热影响进行计算，并满足 JB/T 10181（所有部分）的规定。

8.1.4.2 导体截面选择应同时满足规划载流量和系统最大短路电流时热稳定性的要求。

8.1.4.3 载流量的计算应考虑海缆金属护层的接地方式，通常用接地线连接接地箱接地，一端为直接接地箱，另一端为保护接地箱。

8.1.4.4 海缆的载流量需依据敷设方式确定，应满足输送容量要求。

8.1.4.5 电缆导体长期连续运行的额定温度为 90℃；短路时电缆导体的最高温度不超过 250℃，允许持续时间为 5 s。

8.1.4.6 金属护层截面应按 GB/T 32346（所有部分）、JB/T 11167（所有部分）的规定确定，并经短路电流热稳定性校验。

8.1.5 附件选择

8.1.5.1 海缆附件主要为户外瓷套终端、GIS 终端、工厂软接头、修理接头、锚固装置、接地箱等，电缆附件应满足 GB/T 32346.3、JB/T 11167.3、GB 12706.4、GB/T 51190 的规定，其电气、机械和防水性能不应低于电缆本体。

8.1.5.2 海缆终端和中间接头的选择，还应选用与海缆做过配合型式试验和预鉴定的产品，应符合 GB/T 22381 的规定。

8.1.6 海缆及附件试验要求

8.1.6.1 110 kV 海缆及附件试验分为例行试验、抽样试验、型式试验和敷设后的试验，试验方法及参

数应符合 JB/T 11167（所有部分）的要求。

8.1.6.2 220 kV 海缆及附件试验分为例行试验、抽样试验、型式试验和敷设后的试验，试验方法及参数应符合 GB/T 32346（所有部分）的要求。

8.1.7 海缆在线监测系统

8.1.7.1 光电复合型海缆应配置海缆综合在线监测系统，应能实现海缆温度、海缆扰动、海缆应力等监测功能，宜设置具备船舶自动识别功能的海缆监控预警系统。

8.1.7.2 海缆温度监测应可实现以下功能：

- a) 应能通过海缆内置光纤感应海缆实时温度变化，具备温度异常报警及定位功能，并能显示、记录测温数据、报警位置等信息，报警值应可设置。
- b) 系统主界面应能显示导体温度、表面瓶颈温度、表面尖峰温度、负荷水平等电缆回路整体运行情况。
- c) 可结合软件算法分析、评估海缆的最大载流能力，保障海缆动态、安全运行。

8.1.7.3 海缆在线监测系统应能对船只落锚、海缆与岩石摩擦引起的振动和挂缆拖曳引起的海缆扰动进行识别、报警，光纤受损后可自动检测受损点，并提供准确、可靠、完整的信号声光报警。

8.1.7.4 海缆在线监测系统应能检测由于船锚缓慢、大幅度低拖曳或海岸长期移动而产生的海缆静态应力变化，分析海缆可能遭受的破坏，提前进行预警及定位，提供准确、可靠、完整的信号声光报警。

8.1.7.5 航行情报服务（AIS）海缆监控预警系统可结合 GPS，实时采集 AIS 信号（由装备 AIS 设备的船只发出），获取、存储并显示海缆保护区域内船只的信息，并能够同区域内船只进行双向通信，及时向保护海域内船只发出预警信号，告知及时离开该区域或禁止在该区域内抛锚，以免海缆受到破坏。

8.1.7.6 海缆在线监测系统应能通过地理信息系统接口获取海缆的位置信息，能将图纸坐标换算到实际地理位置，可快速精确地进行故障定位。

8.2 主变压器

8.2.1 主变压器容量大小依据海上风电场的装机容量选择，其额定电压应根据并网电压及输送距离选择，低压侧应按升压变压器高压侧电压等级选择。

8.2.2 装机容量不大于 150 MW 的海上风电场，海上升压站主变压器台数宜选择 1 台；装机容量大于 150 MW 的海上风电场，主变压器台数宜采用 2 台或多台。

8.2.3 容量在 150 MVA 及以下的主变压器宜采用有载调压低损耗双绕组变压器；容量在 150 MVA 以上的主变压器可选用双绕组或低压侧双分裂绕组变压器。

8.2.4 海上风电场主变压器一般采用油浸式、低损耗有载调压升压变压器，优选 11 型产品，有载调压开关应选用技术成熟的产品，联结组别为 YNd11、d11 或 YNd11。

8.2.5 主变压器宜采用本体与散热器分体布置的方式，散热器与本体连接处可采用金属波纹管，对运行中主变压器的振动进行位移补偿。

8.2.6 主变压器高压侧采用油套管引出至电缆终端箱与电缆连接，低压侧应采用电缆终端箱与电缆连接，中性点套管引线端子应选择套管轴上转动的压板式。

8.2.7 主变压器的设计、选型应符合 GB/T 17468、GB 20052 和 GB/T 1094（所有部分）等的要求和相关反事故措施的要求；油浸式电力变压器技术参数和要求应满足 GB/T 6451 等的规定。

8.2.8 主变压器应配置油中溶解气体在线监测装置，可对变压器油中溶解气体组合含量进行连续或周期性自动监测，包括油气分离、气体检测、数据采集与控制、通信等，具体应符合 DL/T 1498.2—2016 中第 6 章的技术要求。

8.2.9 主变压器附件应满足 ISO 12944（所有部分）规定的 C5-M 防腐等级，操动机构及控制柜防护等

级不低于 IP56，接地箱、铭牌、蝶阀等裸露在外的螺栓宜采用 316L 不锈钢材料。

8.2.10 抗倾斜、抗震应满足如下要求：

- a) 装船要求：应满足装船工艺的设备摆动、加速度、振动等方面的要求。
- b) 运输要求：应能抵抗运输中驳船运动产生的荷载。
- c) 安装平台摆动要求：正常运行期，海上升压站平台倾斜角不超过 0.35%，顶面水平位移不会超过 100 mm，振动加速度不会超过 0.1g；极端运行期，海上升压站平台倾斜角不超过 0.5%，顶面水平位移不会超过 150 mm，振动加速度不会超过 0.1g。
- d) 抗震：应根据 GB 50260 的要求及安装地地震等级对主变压器进行抗震设计。

8.3 高压开关设备

8.3.1 高压开关设备应满足 DL/T 593、GB/T 7674 的要求。

8.3.2 海上升压站 66 kV 及以上电压等级宜采用 GIS，35 kV 及以下电压等级宜选用交流 GIS。

8.3.3 陆上升压站 110 kV 及以上电压等级宜采用 GIS，35 kV 及以下电压等级可选用交流金属封闭开关设备。

8.3.4 GIS 室和过道需配置 SF₆ 泄漏测试仪，并能够实现与 GIS 室内风机的联动。

8.3.5 SF₆ 的 GIS 柜设置消谐装置，满足暂态响应和铁磁消谐，防止互感器和其他容性设备发生铁磁谐振。

8.3.6 基本结构及联锁要求如下：

- a) 柜体应划分为若干隔室，以达到满足正常使用条件和限制隔室内部电弧影响的要求。
- b) 柜体应设有机机械或电气联锁装置。

8.3.7 高压断路器宜选用具有体积小、可靠性高、可连续多次操作、开断性能好、灭弧迅速、灭弧室不需要检修、运行维护简单、无爆炸危险及噪声低等技术性能的真​​空断路器。

8.3.8 高压断路器应结合其机械寿命、电寿命和重击穿概率，宜选择 C2-E2-M2 型。

8.3.9 在使用高压断路器开断电缆回路时，断路器的额定电缆充电开断电流应能开断最大电缆充电电流，开断时不得重击穿。

8.3.10 每个隔室的壳体应互连并可靠接地，接地回路应满足额定短路电流的动、热稳定要求。外壳、框架等部件的相互电气连接，应采用紧固连接（螺栓连接或焊接），并以跨接方式保证电气连通。接地点的接触面和接地连线的截面积应能保证安全地通过故障接地电流。

8.3.11 金属外壳应能满足设计压力的要求，可承受全部压力差，且相对年漏气率应小于 0.5%。

8.3.12 盆式绝缘子应能满足设计压力的要求，可承受全部压力差，且绝缘性能不发生任何变化。

8.3.13 每个气体隔室应设置单独的气体密度继电器、压力表、充气阀。六氟化硫气体密度继电器与开关设备本体之间的连接方式应满足不拆卸校验密度继电器的要求。所有断路器隔室的六氟化硫气体压力报警、闭锁均应有信号输出，并在控制柜、站控层后台上指示。其他隔室的六氟化硫气体压力降低，应有报警信号输出。220 kV 及以上 GIS 分箱结构的断路器相应安装独立的密度继电器。

8.3.14 隔离开关和接地开关应有可靠的分合闸位置指示装置。快速接地开关应具有开合感应电流的能力，隔离开关应具备开合母线充电电流以及小电容电流和小电感电流的能力。

8.3.15 汇控柜应有一次设备的模拟接线图及断路器、隔离开关和接地开关的位置指示，且应实现就地控制、测量和信号显示，应设计有驱湿、加温自动控制装置。

8.3.16 辅助电缆应采用电解铜导体、PVC 绝缘，并铠装、阻燃的屏蔽电缆；电流及电压回路电缆截面积不应小于 4 mm²，控制信号回路导线截面积不小于 2.5 mm²。

8.3.17 带电显示装置应具有显示带电状态（灯光）和强制性闭锁的功能。

8.3.18 户外使用设备的外壳、汇控柜、机构箱等，应采取有效的防腐、防锈措施，确保在使用寿命内不出现涂层剥落、表面锈蚀的现象。

8.3.19 型式试验应按 GB/T 7674 的有关规定进行。

8.3.20 设备防腐应满足 C4 等级，设备的外壳、连接部件、裸露金属部件、与大气长时间直接接触等部分应进行防腐蚀特殊处理，并应保证设备安全可靠运行 30 年以上，防护等级为 IP43。

8.3.21 柜体、紧固件、连接螺栓采用不锈钢材质。

8.3.22 钢材在涂装前必须进行喷砂除锈处理，除锈等级不低于 Sa2.5 和平均粗糙度要达到 $40\ \mu\text{m}\sim 70\ \mu\text{m}$ ，符合 GB/T 8923（所有部分）的要求。

8.3.23 设备应根据 GB 50260 要求进行抗震设计。

8.4 接地变压器与站用变压器

8.4.1 主变压器低压侧中性点接地方式宜采用经小电阻接地方式，当主变压器低压侧无中性点引出时，可在主变压器低压侧每段母线装设一套接地变压器及接地电阻。接地电阻配置应符合 JB/T 10777 的要求。

8.4.2 主变压器低压侧母线应根据分段数多少，配置相应数量的接地变压器兼站用变压器。当分段数超过 4 段时，可采用单母线分段环形接线，此时可配置至少 1 台接地变压器兼站用变压器，每台接地变压器兼站用变压器容量应按全站站用计算负荷选择。

8.4.3 接地变压器与站用变压器的主要性能参数及结构设计应符合 GB/T 1094.11、GB/T 1094.12、GB/T 10228 的要求。

8.4.4 接地变压器与站用变压器应选全绝缘、环氧树脂浇注的无励磁调压干式变压器，绝缘耐热等级应在 F 级或以上，局部放电水平应满足不大于 $10\ \text{pC}$ 。

8.4.5 高压绕组应采用优质高导电性能的铜线绕制，绕制完成后应用环氧树脂进行真空浇注。

8.4.6 铁芯应选用优质全新的硅钢片。

8.4.7 接地变压器与站用变压器所有附件包括二次接线端子等均应进行防腐、防锈处理，并喷涂持久的防护层。

8.4.8 变压器的外壳应采用优质钢质材料，并具有耐腐蚀性能或经过耐腐蚀处理。

8.4.9 接地变压器兼站用变压器应配置三段式相间电流保护、零序电流保护及本体保护。

8.4.10 站用变压器的工作电源与备用电源宜设置备用电源自动投入装置。

8.4.11 设备防腐应满足 C4 等级，设备的外壳、连接部件、裸露金属部件、与大气长时间直接接触部分等应进行防腐蚀特殊处理，并应保证设备安全可靠运行 30 年以上，防护等级为 IP43。

8.4.12 接地变压器与站用变压器应根据 GB 50260 的要求对设备进行抗震设计。

8.5 无功补偿装置

8.5.1 风电场应具备无功功率调节及电压控制能力，根据电力系统调度机构指令，风电场自动调节其发出（或吸收）的无功功率，实现对风电场并网点电压的控制，其调节速度和控制精度应满足电力系统电压调节的要求。

8.5.2 对于直接接入公共电网的风电场，配置的容性无功容量应能够补偿风电场满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及风电场送出线路的一半感性无功之和，配置的感性无功容量能够补偿风电场自身的容性充电无功功率及风电场送出线路的一半充电无功功率。

8.5.3 无功补偿装置配置应满足在公共电网电压处于正常范围时，风电场应能控制并网点电压偏差在额定电压的 $-3\%\sim +7\%$ 。

8.5.4 无功补偿装置冷却方式应采用水冷。

8.5.5 动态无功补偿装置响应时间不应大于 $10\ \text{ms}$ 。

8.5.6 配置动态无功补偿装置应充分考虑风电机组的无功容量及其调节能力。

8.5.7 配置无功补偿装置后，风电场注入电网的谐波应满足 GB/T 14549 的要求。

8.5.8 对于 35 kV 及以下电压等级的线路无功补偿宜采用干式铁芯电抗器。

8.5.9 对于 110 kV 及以上电压等级的线路补偿宜采用油浸式并联电抗器。

8.5.10 并联电抗器应优先选用陆上补偿，并网点电压等级无法满足电网公司要求时可考虑海陆同补。

8.6 柴油发电机组

8.6.1 柴油发电机组的容量依据风电场所需后备电源容量选取。

8.6.2 柴油发电机组应具备质量小、功率高、扭矩大、油耗低且维修保养简便的特性。

8.6.3 柴油发电机室日常通风用的进风口应配置盐雾过滤装置。

8.6.4 柴油发电机组基础应配置减震设施。

8.6.5 柴油发电机应配置 2 组启动蓄电池（一主一备）；柴油发电机供油泵宜设置一主一备。

8.6.6 柴油发电机组除油箱外应配置日用油箱，日用油箱容量应满足柴油发电机组满负荷运行 24 h。

8.6.7 定子与转子的绝缘等级宜选用 F 级及以上。

8.6.8 柴油发电机组油箱储油量应满足柴油发电机带负荷且不间断运行不少于 96 h，应合理设置补油接口。

8.6.9 根据海上风力发电机组检修所需负荷进行柴油发电机容量配置，作为海上风力发电机组应急电源。

8.6.10 海上升压站的站用工作电源宜从站用变压器引接，重要负荷备用电源可采用柴油发电机供电。

8.6.11 柴油发电机组在工作电源失效情况下，应具备自启动控制功能。

8.6.12 柴油发电机组在母线失电时，机组接收到自启动信号后应满足 20 s 内自启动，实现对应急母线段稳定供电。

8.6.13 柴油发电机组的环境要满足维护保养操作、通风散热、排烟隔热等要求。

8.6.14 柴油发电机组的排放标准应满足 IMO 的相关规定。

9 电气二次设备选型

9.1 继电保护设备

9.1.1 继电保护及安全自动装置的选型应符合 GB/T 14285—2006、GB/T 50062 以及电网公司的相关要求，同时应符合接入系统对该设备的要求，继电保护设备生产厂家的选择应考虑其运行业绩。

9.1.2 风电场应配备快速切除汇集系统单相接地故障的保护设备。汇集线系统应采用经电阻或消弧线圈接地方式，不应采用不接地或经消弧柜接地方式。经电阻接地的汇集线系统发生单相接地故障时，应能通过相应保护快速切除，同时应兼顾机组运行电压的适应性要求。经消弧线圈接地的汇集线系统发生单相接地故障时，应能可靠选线，快速切除。汇集线保护快速段定值应对线路末端故障有灵敏度，汇集线系统中的母线应配置母差保护。

9.1.3 汇集线路相间保护应装设不带方向的两段式电流保护，必要时可增设复合电压闭锁元件，保护快速段定值应对汇集线路全段有足够灵敏度。

9.1.4 汇集线系统应配置母线保护。母线差动保护应具有复合电压闭锁功能，母线电压互感器断线时，允许母线保护解除该段母线电压闭锁。

9.1.5 针对 110 kV、220 kV 线路保护应装设主、后备一体全线速动保护装置，装置应配置纵联差动保护功能，除此之外配置三段相间距离保护、三段接地距离保护、零序方向过流保护作为线路的后备保护，配置自动重合闸功能。保护装置应双重化配置。

9.1.6 主变压器设置主保护和后备保护。主保护包括纵联差动保护；后备保护包括主变压器高压侧复合电压闭锁方向过流保护、零序方向过流保护、间隙零序过流保护、过负荷报警。

9.1.7 主变压器应配置双重化的电流保护，还应配置非电量保护，其中非电量保护包括轻、重瓦斯，压力释放，油位高、低，油温高、低，绕组温度高，速动油压继电器跳闸以及分接开关与操动机构状

态不一致报警。

9.1.8 为限制变压器中性点不接地运行时可能出现的中性点过电压，在变压器中性点应装设放电间隙，此时应装设用于中性点直接接地和经放电间隙接地的两套零序过电流保护，除此之外还应增设零序过电压保护。

9.1.9 接地变压器应配置主保护和相间后备保护，对低电阻接地系统的接地变压器，还应配置零序过电流保护。零序过电流保护宜接于接地变压器中性点回路的零序电流互感器。

9.1.10 母线应装设专用的母线保护，能够满足区内故障可靠动作、区外故障可靠不动作、抗 TA 饱和能力强、灵敏度及可靠性高等要求。具体要求依据 GB/T 14285—2006 中的 4.8 执行。

9.1.11 在母联断路器上，宜配置相电流或零序电流保护，应将具备可瞬间和延时跳闸的回路作为母线充电保护以及母联断路器的辅助保护。

9.1.12 母线断路器宜配置断路器失灵保护，断路器失灵保护动作时，应启动远跳，使相关线路两侧断路器跳闸切除故障，具体依据 GB/T 14285—2006 执行。

9.1.13 海上风电机组升压变压器应配置非电量保护，同时宜配置差动保护作为主保护，配置过流保护、零序保护作为后备保护。

9.1.14 电力系统同步相量测量装置（PMU）应能够接收站内统一的 IRIG-B 码对时信号实现精确对时，能采集三相电流、电压信号，并计算三相及正序同步相量，并计算频率、频率变化率、有功功率和无功功率，可以 100 帧/s、50 帧/s、25 帧/s 的帧速率向主站上送同步相量数据，以支撑全网数据的同步、实时监测。

9.2 安全自动装置

9.2.1 为防止系统稳定破坏或事故扩大，造成大面积停电，或对重要用户的供电长时间中断，应按照 GB 38755 和 DL/T 723 的要求装设安全自动装置。

9.2.2 电力系统安全自动装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性要求。

9.2.3 在 3 kV 及以上的架空线路及电缆与架空混合线路具有断路器的条件下，当用电设备允许且备用电源自动投入、旁路断路器与兼作旁路的母联断路器以及母线故障可采用母线自动重合闸时，应装设自动重合闸装置。

9.2.4 自动重合闸装置应符合 GB/T 14285—2006 规定的技术要求。

9.2.5 对海上风电场备用电源，如柴油发电机，应装设备用电源自动投入装置。

9.2.6 频率电压紧急控制装置应确保在扰动下不会失去部分电源而引起频率降低或者无功功率欠缺、不平衡而出现的电压崩溃。

9.2.7 频率电压紧急控制装置应具备接入管理主站的通信功能，能提供装置的运行定值及控制字、当前运行定值区、动作信号及动作时间、自检状态、自检出错类型、出错时刻、当前压板状态、当前模拟量等信息。

9.2.8 故障录波装置应能够记录与分析电力系统事故和安全自动装置在事故过程中的动作情况，并能迅速判断线路故障点的位置。

9.2.9 故障录波装置应能接收外部同步时钟信号进行同步功能，全网故障录波装置的时钟误差和装置内部时钟误差应符合相关规定。

9.2.10 故障录波装置的数据记录格式应符合 IEC 60255-24 的要求。

9.3 升压站综合自动化系统

9.3.1 陆上集控站应配置升压站综合监控系统，具备对陆上集控站和海上升压站平台内各一次设备的监视、控制和调节功能。

9.3.2 海上升压站平台宜配置涵盖通风空调系统、给排水系统的一体化就地智能控制系统，该系统应

具备就地采集相关数据及控制设备运行的功能，并在保障人员生活环境质量的基础上，提供切实可行的节能优化控制方案，使相关设备安全、智能、经济地运行。

9.4 风电场机组集中监控系统

9.4.1 系统后台服务器、核心交换机应采用双冗余配置，并配备不间断电源，不间断电源断电持续供电时间不小于 60 min。

9.4.2 机组间通信应采用光纤双环网冗余结构，必要时可采用无线网络作为应急备用，网络接口协议建议采用 IEEE 802.16。

9.4.3 风电场宜配备两套全站统一的卫星时钟设备和网络授时设备，分别为北斗卫星导航系统和 GPS，对场内各种系统和设备的时钟进行统一校正。

9.4.4 视频信息不可与数据信息共用一个通道。

9.4.5 系统机柜和硬件应采取有效的防腐处理措施，并在柜内加装防凝露控制器与加热装置；根据 GB/T 4208 或 IEC 60529，干燥的运行地区外壳防护至少达 IP43，潮湿的运行地区外壳防护至少达 IP54，室外装置外壳防护至少达 IP66。

9.4.6 系统应采取“无人值班、少人值守”的设计原则。

9.4.7 系统应具有控制、监测、记录风力发电机组和整个风电场运行状态及参数变化等功能；任何非正常运行情况下，集中监控系统能发出音频报警信号。

9.4.8 集中监控系统的数据采集、监视和控制独立于电力调度监控系统和远程集中监控系统；电力调度监控系统和远程集中监控系统应分别通过电力调度数据网（或专网）对风电场生产数据信息进行采集。

9.4.9 系统开放必要的远程集中监控数据接口，满足 GB/T 30966（所有部分）或 IEC 61400-25，为在线振动状态监测系统（CMS）、自动消防系统、视频监控系统、升压站监控系统、机组升压变压器与环网柜监控系统和风功率预测系统等预留通信接口并支持多种通信协议。

9.4.10 系统宜采用 C/S 架构，方便对系统进行二次开发，实现对人机界面和功能的优化；系统应同时集成机组升压变压器和环网柜监控系统。

9.4.11 系统必须具备脉冲相位调制（PPM）能量管理功能，通过自动发电控制/自动电压控制（AGC/AVC）设备接受调度端的指令，实现对每台风力发电机组的监测、控制和调节。

9.4.12 集中监控系统建议运行于 Linux 操作系统，不应运行在 Windows 系统上，并加装防火墙作为保护。

9.4.13 实时数据采集周期不大于 1 s；主站系统平均故障间隔时间不小于 20 000 h；数据库容量不应小于 200 000 点，并可扩充；遥控操作正确率为 100%；系统对时精度误差不应大于 1 ms。

9.4.14 系统根据需要可以设置多级权限保护功能。

9.4.15 系统应保存所有的操作事件记录和报警事件记录，用户可以采用任何标准的 SQL 命令访问这些数据记录。

9.4.16 运行数据以数据库文件存储，故障记录以数据库文件逐条存储。

9.4.17 系统应能够统计单台或全场机组发电量的分时段报表、日报表、月报表、年报表等，支持报表/图表的导出，可以查询风电机组的风机性能统计、发电量统计、损失发电量统计、曲线分析等。

9.4.18 系统应能够绘制风机的功率曲线趋势图、功率曲线散点图、单台风机多点趋势图、多台风机单点趋势图、风频图等。在同一个坐标系中，可以显示机组具体的采集数据，便于对比。

9.5 全场功率控制系统

9.5.1 全场功率控制系统应具备基于多种通信协议的通信功能、数据采集和处理功能、本地控制功能、自动调节控制功能、数据库存储功能、运行监视以及其他辅助功能。

9.5.2 全场功率控制系统应支持多种通信协议，能够同升压站监控系统、风电场机组集中监控系统、

无功补偿装置和电力调度主站进行通信。

9.5.3 全场功率控制系统应将风电场实时信息传送至电力调度主站，并自动接收调度主站下发的功率计划曲线或者实时调节指令，根据调度指令按照一定控制策略得到各控制对象控制指令，自动下发至风电场机组集中监控系统、无功补偿设备和升压站监控系统执行。

9.5.4 当风电场有多个风电场机组集中监控系统时，全场功率控制系统应采用有效控制策略，将调度下发的功率总目标优化分配至每个风机监控系统。

9.5.5 全场功率控制系统应能够接收调度主站下发的 AGC/AVC 投退指令，以及调度下发的远方/就地切换指令，实现远方控制和就地控制的切换，也可实现人工切换控制方式；当远方控制时，AGC/AVC 超时未收到调度主站命令，应进行报警并自动转为就地控制。

9.5.6 全场功率控制系统应具备就地设定、调度控制、计划曲线等不同的运行模式。

9.5.7 全场功率控制系统应具备开环模式，在已经投运的风电场，可以使用开环模式进行调试，待确认策略无误之后，再正式投入闭环运行，最大化减小对风电场正常运行的影响。

9.5.8 AVC 应能实现风电场内各种无功源之间的协调优化控制，包括风电机组、无功补偿装置、有载调压分接头等设备；正常情况下充分利用风电机组或其他装置的无功调节能力，保持动态无功补偿装置的快速无功储备。

9.5.9 AVC 子站应具备恒电压和恒无功功率调节两种控制模式，具体控制模式可以根据运行需要进行切换。

9.5.10 在风电场的有功/无功调节能力不足时，应能向调度主站系统发送告警信息，并在 AGC/AVC 后台提供告警信息。

9.5.11 全场功率控制系统应具备实时采集场内各类模拟量和风电机组的运行信息以及其他设备开关状态量的功能，并能实现对采集量的计算、统计与分析功能；同时应具备对关键状态进行监视、完成系统管理和参数设置的功能。

9.5.12 全场功率控制系统应能够存储采集的数据并形成历史数据库，绘制趋势曲线和形成报表。

9.5.13 全场功率控制系统应具备告警处理功能、事件记录功能、权限管理功能、安全防护功能等辅助功能。

9.5.14 全场功率控制系统应具备与主站和当地时间同步系统对时及时钟设置功能。

9.5.15 系统安全必须满足 9.11 的要求。

9.6 视频监视系统

9.6.1 系统的数据编解码方式应确保压缩比高、图像清晰、实时性强、占用带宽低、占用存储空间小，如 ITU-T H.264、MPEG-4 等。

9.6.2 系统的主要服务单元宜采用冗余配置方式，具有主、备切换功能，主、备切换时间小于 10 s。

9.6.3 系统应支持认证机制，用户只有在通过平台的身份认证及授权后，方可使用平台内所提供的各项业务功能；同时系统应实现对用户权限的分级管理。

9.6.4 系统应能对平台设备、前端设备等进行管理，包括设备的添加和删除、设备属性项的配置等。

9.6.5 系统应实现对其各服务单元运行状态的实时监控管理功能，提供服务单元运行故障的判断、定位、分析、报警等功能。

9.6.6 系统的数据网络和硬件平台应独立于风力发电机组的 SCADA 系统，但提供相应的通信接口，具备实现 SCADA 子模块的功能。

9.6.7 设备平均无故障时间超过 10 000 h；风力发电机组摄像机供电宜取自风力发电机组视频专用不间断电源系统。

9.6.8 系统柜内设备的防护等级不应小于 IP30，室内设备的防护等级不应小于 IP54，室外设备的防护等级应为 IP66；对于风电机组摄像机的防护等级，室内为 IP66，室外为 IP67。

9.6.9 海上升压站应采用网络高清红外快球摄像机，且针对易燃易爆的设备间（如柴油发电机室、油箱室、蓄电池室等），应采用防爆型摄像机。

9.6.10 海上升压站所有摄像机电源线采用船用耐火阻燃型电源线，长度超过 100 m 的电源线使用单模 4 芯光纤，单模视频电缆采用船用阻燃型以太网线。

9.6.11 风电机组摄像机布置的点位不小于 5 个，确保能检测到机舱、偏航平台、箱式变电站、塔基等位置，视频信息采用光纤传输或网线传输，远程图像接入数量不小于 128 路，单路图像带宽不小于 2Mbit/s。

9.6.12 风电机组塔筒内外及机舱外摄像机选用高清红外网络高速球摄像机，云台控制旋转角度为水平 360°、垂直 -2°~+90°；扭缆平台及机舱内摄像头选用高清红外网络半球摄像机，调整角度为水平 355°，垂直 0°~85°。摄像机具备防水、防尘、防雷、防冻、防高温、防腐蚀等性能。

9.6.13 系统所有设备均应做好电源防雷和信号防雷，在机房机柜插座和摄像机电源模块处加装防雷模块，在机房信号回路加装信号防雷模块，加装的防雷模块应可靠接地；同时网线应采用带有屏蔽层的双绞线、屏蔽层应可靠接地，敷设时宜穿金属管或阻燃尼龙软管。

9.6.14 系统除接入有线视频系统外，还应留有接收无线视频及大功率无线对讲功能的接口。

9.6.15 系统安装支架及立杆必须进行防腐蚀、防潮湿、防盐雾处理或选用相应的防腐材料。

9.6.16 系统在功能方面应可实现以下技术要求：

- a) 系统应通过前端系统获取实时音视频数据。
- b) 应可以对音视频传输类型（视频、音频及音视频同传）进行选择。
- c) 应能实现现场声音实时监听、点对点远程对讲、用户对前端系统多点语音广播功能。
- d) 应可实现对视频系统开关量（使能）、模拟量上下限、本地告警联动策略等告警参数的设置。
- e) 应可实现对每个摄像机云台的解码器协议类型的选择。
- f) 应支持多种录像方式，如手动录像、定时录像、告警联动录像及动态检测录像，可选支持触发帧录像。
- g) 应提供高效的录像查询手段，可根据时间、地点、设备和告警类型等信息查询。
- h) 应能在收到告警及信号信息时自动调出相关画面，可放大显示，并同时发出信息，直到用户确认操作。
- i) 应可提供系统操作日志和运行日志。
- j) 应可提供红外成像功能。

9.7 电能质量监测系统

9.7.1 电能质量监测系统应对风电场的电压、频率和功率波动、负序电流、电网谐波、闪变、三相电压不平衡等指标进行实时监测、分析与记录，以验证风电场输出电能质量各项指标是否满足 GB/T 12325、GB/T 15945、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 12326 和 GB/T 24337 的要求。

9.7.2 电能质量监测系统应具有电压暂降、暂升和短时中断监测功能。

9.7.3 电能质量监测系统应具备通信接口，以实现终端的远方和就地管理、参数设置、数据实时传输或定时提取功能。

9.7.4 电能质量监测系统应经电网公司电力设备及仪表质量检验检测中心检测，满足国家规定的电能质量标准的 A 级监测要求及所在电网公司要求。

9.7.5 监测装置的供电方式应可靠，并保证与电能质量监测主站系统正常通信。监测装置供电电源中断后，硬件时钟应正常工作；电源恢复时，保存数据不应丢失且无改变，数据保持时间不少于 12 个月。

9.7.6 监测装置外壳的防护性能应符合 GB/T 4208 的要求。电能质量监测终端的防护等级，室内可采用 IP50 等级，室外应采用 IP51 等级。

9.7.7 监测装置裸露的带电部分对地和其他带电部分对地，以及出线端子螺钉对金属盖板之间的最小电气间隙和爬电距离应符合所在电网公司的电气间隙和爬电距离的规定。

- 9.7.8 根据各监测点要求，宜选用不同性能级别的监测装置，其功能要求和允许误差应满足需求方和 GB/T 19862 的要求。
- 9.7.9 监测装置应有自诊断和自恢复功能，部件工作异常应有记录，应记录每日自恢复发生时间和总次数。
- 9.7.10 A 级监测装置应当对电压事件（包括电压暂降、电压暂升、电压中断）发生时刻的频率，电压波动与闪变，供电电压偏差、不平衡，谐波及间谐波测量结果做出标记；电压事件发生时，存储的电能质量所有测量数据应当被标记；如果电压事件发生时的电流有效值超过了仪器的量程范围，该时刻的电流测量值应该被标记。
- 9.7.11 电能质量监测系统应能实现按设置的时间间隔统计电能质量指标的功能，至少具有对均方根值、最大值、最小值、平均值、95%概率值、各电能质量指标的越限次数和合格率进行统计的功能。
- 9.7.12 电能质量监测系统应至少可保存连续一个月以基本记录周期检测的数据，且应具备防误删、防更改监测数据的功能，在装置故障或失电情况下，监测数据不能丢失。
- 9.7.13 电能质量监测系统应具有电能质量指标越限时间触发、暂态事件瞬态事件触发及相应的捕捉记录功能。
- 9.7.14 在硬件和软件故障情况下应能产生报警信号，并能通过面板或显示设备显示。
- 9.7.15 监测终端应具有电能质量数据上传功能，并能够按照定时和召唤方式上传至主站，应具有终端状态信息上报功能。
- 9.7.16 在线电能质量监测终端与主站时间同步系统同步；卫星对时、局域网网络对时、广域网网络对时、时钟走时的精度应符合所在电网公司的规定；A 级监测装置不应有任何测量间隙和遗漏；在进行谐波、间谐波、不平衡测量时，S 级监测装置允许测量间隙存在。
- 9.7.17 抗振性能应满足 GB/T 2423.101 的规定，抗冲击性能应满足 GB/T 2423.5 的规定。
- 9.7.18 系统安全必须满足 9.11 的要求。
- 9.7.19 其他技术要求应满足 GB/T 19862 的规定。

9.8 风功率预测系统

- 9.8.1 风功率预测系统应满足 NB/T 31046 以及风电场所在地区电网公司的技术要求。
- 9.8.2 测风塔位置应具有代表性，处于风电场主风向的上风向，且不受周围风电机尾流和障碍物的影响；处于同一海域的风电场，风资源分布比较均匀时，可共用一座风功率预测测风塔，可利用声雷达测风与激光测风等新型测风设备替代风功率预测测风塔。
- 9.8.3 可借助海上升压站平台，放置风功率预测系统测风系统，但应做好测风系统的防雷。
- 9.8.4 测风设备应能在低温冰冻、大雾、雷雨与高温湿热等海上环境条件下正常输出数据，且数据的及时性和准确率应符合要求。
- 9.8.5 测风数据传输可采用光纤、卫星、无线电台和无线传输等方式，建议采用光缆传输并设置备用通道。
- 9.8.6 风功率预测系统应确保采集与输入的数据质量，能够对数据进行合理性校验，剔除异常数据，并对问题数据进行合理替换与插补。
- 9.8.7 数值天气预报系统选取前期应至少采用 3 种国内外权威机构气象源，确保天气预报的准确率。
- 9.8.8 场站端风电功率预测系统应按调度要求向调度端风功率预测系统上报预测数据。
- 9.8.9 单个风电场功率非受控时段的短期预测月合格率应大于 80%，超短期预测月合格率应大于 85%。
- 9.8.10 系统安全必须满足 9.11 的要求。

9.9 风电场信息管理系统

- 9.9.1 风电场信息管理系统应能实现对设备基础信息、设备可靠性数据、机组状态信息、生产运行信

息、备品备件信息、工器具信息、船舶信息、运维成本信息、环境数据信息、日常工作信息的分析、统计与记录、查询与管理等功能，部分重要分析与统计结果应以图形及表格的方式加以展示，并具备打印功能。

9.9.2 设备基础信息管理，应可按照机组编号、设备名称或编号查询设备相关信息，并能查询统计该设备的更换及维护历史数据等。

9.9.3 设备可靠性数据管理，应可按照某段时间内全场风机、某段时间内某风机、某段时间内不同型号风机、某型号风机在不同时间段内、某风机在不同时间段内、某故障类型等形式，对故障次数、故障类型、故障工况、平均无故障时间、故障电量损失、故障发生频率、故障停机时间等全部或部分信息进行统计及排序，结果应具备图表显示与打印功能。

9.9.4 机组状态信息管理，应可统计某段时间内单台或多台机组的启停机次数、风能利用系数（ C_p ）、推力系数（ C_t ）、扭力曲线、功率曲线、温度数据、风速、风向、偏航次数、偏航时间、偏航间隔时间、解缆次数、偏航动作电量消耗、变桨次数、变桨时间、变桨角度等，以及 CMS 系统检测到的各测点的振动值趋势，结果应具备图表显示与打印功能。

9.9.5 生产运行信息管理，应可对电量统计、故障及可靠性统计进行分析，具备自动生产报表的功能。

9.9.6 备品备件信息管理，应具有对备品备件的采购计划、采购过程、出入库等信息的管理功能。

9.9.7 工器具信息管理，应具有对工器具的采购计划、采购过程、入库信息、使用记录等信息的管理功能。

9.9.8 船舶信息管理，应具备对船舶编号、船舶类型、船舶名称，船舶状态、吨位等船舶基本信息、使用信息管理及查询功能。

9.9.9 运维成本信息管理，应具备对耗材费用、备件费用、人员成本、交通费、劳保工具费用、定检维护费用、运维时间、技术改造费用、船舶租赁费、发电量损失和其他费用等信息的录入、查询、统计等管理功能。

9.9.10 环境数据信息管理，应实现对风速数据、温度信息等环境信息的记录与管理功能。

9.9.11 日常工作信息管理，应实现对员工信息、运行日志、检修记录等管理功能。

9.10 风电场通信系统

9.10.1 变电站自动化系统与电力调度主站的通信应符合 IEC 60870-5、GB/T 18657（所有部分），以及 DL/T 634.5101 和 DL/T 634.5104 的规定。

9.10.2 变电站通信网络和系统应符合 IEC/TR 61850（所有部分）或 DL/T 860（所有部分）、DL/T 634.5101、DL/T 634.5103 和 DL/T 634.5104 的要求。

9.10.3 风电场风电机组监控系统通信应符合 IEC 61400-25 或 GB/T 30966（所有部分）的要求。

9.10.4 海上升压站之间、海上升压站与陆上变电站之间应至少配备两条独立的光缆路由通道，建议在陆上变电站与海上升压站之间设置卫星通信系统，作为信息传输的备用通道。

9.10.5 卫星通信技术符合 GB/T 12364 的要求。

9.10.6 海上风电机组间通信应采用双环网冗余结构，各回路机组间环网与风电场机组集中监控系统采用双星型以太网结构，实现冗余配置。

9.10.7 通信系统的安全应符合 9.10 的相关技术规定。

9.11 电力监控系统安全防护

9.11.1 电力监控系统安全防护应该满足国家法律法规及行业应用的安全防护要求。

9.11.2 根据 GB/T 22240 等的技术要求，确定监控系统网络的安全保护等级，并按照相应等级的安全防护要求开展系统设计和部署工作。

9.11.3 电力监控系统的物理网络建设应相对独立，应根据具体业务性质和安全需求，将监控系统划

分成不同的安全大区，如生产控制大区和管理信息大区等，在安全大区的内部可根据业务需要再划分不同的安全区。

9.11.4 不同安全区域的安全执行标准遵照“就高不就低”原则，安全等级较低的区域可按照安全等级较高的区域标准执行，但严禁安全等级较高的区域按照安全等级较低的区域标准执行。

9.11.5 在安全区域的纵向和横向边界上应部署相应的安防设备，生产控制大区的纵向通信出口边界上应部署电力专用纵向加密认证装置，管理信息大区的纵向通信出口边界上应部署纵向加密认证装置，生产控制大区和管理信息大区之间的边界上应部署正、反向隔离装置，在生产控制大区内部的不同安全区域之间应部署物理防火墙，管理信息大区和外部网络的连接边界上应部署物理防火墙。

9.11.6 生产控制大区如需要通过无线通信网、外部公用网络等非可靠方式进行采集接入时，应在接入边界上设置安全接入区。对现场的调试运维等临时性工作边界也应建立符合安全区要求的边界防护和安全审计措施。

9.11.7 电力监控系统网络内部应按照规定禁止使用非安全的通用网络服务。

9.11.8 电力监控设备的硬件和软件应实现自主可控，包括硬件、操作系统、数据库、密码算法等，并具备访问控制、数据保密、关闭高危端口和不必要的服务、修复系统漏洞、记录审计等安全防护措施。

9.11.9 电力监控系统的服务器、工作站、网关机等设备应具备基于可信计算的主动免疫防护能力。从设备的安全启动、操作系统引导到应用程序加载的各个环节植入可信度量，同时对工具软件的连接、设备间的通信交互建立可信验证。

9.11.10 电力监控系统应配置网络安全监测和分析审计防护设备，并可将安全监测数据上送到网络安全监管平台。

附 录 A
(资料性)
海上风电机组经济性比选方案

A.1 机组方案总造价计算

A.1.1 机组方案总造价

机组方案总造价按公式 (A.1) 计算:

$$\text{方案总造价} = \text{风电机组造价} + \text{塔筒造价} + \text{基础造价} + \text{集电线路造价} + \text{建设用海费用} \cdots \cdots \quad (\text{A.1})$$

针对海上风电开发,同风电机组方案直接相关且影响重大的成本因素主要包括风电机组造价、塔筒造价、基础造价、集电线路造价和建设用海费用,其中建设用海费用仅考虑方案中机组基础与集电线路的永久用海费用。因此,在风电机组比选阶段,将此五类费用之和作为方案的总造价,此阶段假设不同风电机组方案中,海上升压站、海上送出工程、陆上升压站、陆上送出工程的费用保持不变。

风电机组造价、塔筒造价、基础造价、集电线路造价和建设用海费用的具体计算按公式 (A.2) ~ 公式 (A.17) 进行,其中涉及海上运输、施工与安装的有关费用,要求风电机组设备供应商根据方案实际具体情况,参照 NB/T 31009 和 NB/T 31008 进行计算,并提供正式的详细计算报告。

A.1.2 风电机组造价

风电机组造价 = 机组设备总造价 [含运输费 (非海上) 和质保期费用]

$$+ \text{海上运输与安装总费用 (含塔筒)} + \text{机组运维总费用} \cdots \cdots \quad (\text{A.2})$$

机组设备总造价 [含运输费 (非海上) 和质保期费用] = 单机容量 × 单位千瓦造价

$$\times \text{机组总台数} \cdots \cdots \quad (\text{A.3})$$

机组运维总费用 = 质保期外全场机组年均运维总费用 × (项目经营期 - 质保期年限) …… (A.4)

质保期外全场机组年均运维总费用、海上运输与安装总费用 (含塔筒) 由风电机组供应商进行直接报价。

A.1.3 塔筒造价

塔筒造价 = 单台塔架总质量 (含内附件) × 钢材单吨市场价格 × 机组总台数 …… (A.5)

在机组比选阶段,塔筒作为配合机组比选的重要项目,仅考虑塔筒材料总造价,其中塔筒海上运输与安装成本计入机组海上运输与安装总费用中。

A.1.4 基础造价

A.1.4.1 基础造价公式

基础造价 = [单座基础材料造价 + 单座基础施工与安装造价 (含海上运输)]

$$\times \text{机组总台数} \cdots \cdots \quad (\text{A.6})$$

根据基础型式的不同,单座基础材料造价分别按照公式 (A.7) ~ 公式 (A.12) 进行计算,其中单座基础施工与安装造价 (含海上运输) 由风电机组供应商进行直接报价。

A.1.4.2 单座单桩基础材料造价

$$\begin{aligned} \text{单座单桩基础材料造价} &= \text{基础用钢总质量} \times \text{桩材料单吨市场价格} + \text{基础用灌浆材料总方量} \\ &\quad \times \text{单方灌浆料市场价格} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.7}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{基础用钢总质量} &= \text{钢管桩总质量} + \text{平台及爬梯、栏杆总质量} + \text{靠船防撞钢管总质量} \\ &\quad + \text{电缆 J 型管总质量} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.8}) \end{aligned}$$

A.1.4.3 单座导管架基础材料造价

$$\begin{aligned} \text{单座导管架基础材料造价} &= \text{基础用钢总质量} \times \text{桩材料单吨市场价格} + \text{基础用灌浆材料总方量} \\ &\quad \times \text{单方灌浆料市场价格} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.9}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{基础用钢总质量} &= \text{钢管桩总质量} + \text{导管架总质量} + \text{平台及爬梯、栏杆总质量} \\ &\quad + \text{靠船防撞钢管总质量} + \text{电缆 J 型管总质量} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.10}) \end{aligned}$$

A.1.4.4 单座高桩承台基础材料造价

$$\begin{aligned} \text{单座高桩承台基础造价} &= \text{基础用钢总质量} \times \text{桩材料单吨市场价格} + \text{基础用钢筋总质量} \\ &\quad \times \text{钢筋单吨市场价格} + \text{混凝土总方量} \times \text{混凝土单方市场价格} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.11}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{基础用钢总质量} &= \text{钢管桩总质量} + \text{过渡段总质量} + \text{平台及爬梯、栏杆总质量} \\ &\quad + \text{靠船防撞钢管总质量} + \text{电缆 J 型管总质量} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.12}) \end{aligned}$$

A.1.5 集电线路造价

$$\begin{aligned} \text{集电线路造价} &= \text{集电线路制造费用} + \text{集电海缆埋设费用} + \text{集电线路电能损耗} \\ &\quad + \text{集电线路渔业补偿费用} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.13}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{集电线路制造费用} &= \text{线路规格 1 总长} \times \text{单位千米市场价格} + \text{线路规格 2 总长} \\ &\quad \times \text{单位千米市场价格} + \cdots + \text{线路规格 } i \text{ 总长} \times \text{单位千米市场价格} \cdots \cdots \quad (\text{A.14}) \end{aligned}$$

A.1.6 建设用海费用

$$\begin{aligned} \text{建设用海费用} &= \text{风电机组基础用海费用 (永久用海)} \\ &\quad + \text{海底集电电缆用海费用 (永久用海)} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.15}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{风电机组基础用海费用 (永久用海)} &= \text{风电机组基础用海总面积 (永久用海)} \\ &\quad \times \text{对应单位面积用海费用} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.16}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{海底集电电缆用海费用 (永久用海)} &= \text{海底集电电缆用海总面积 (永久用海)} \\ &\quad \times \text{对应单位面积用海费用} \cdots \cdots \cdots \quad (\text{A.17}) \end{aligned}$$

A.2 机组方案收益计算

机组方案收益按公式 (A.18) ~ 公式 (A.20) 计算:

$$\text{方案总发电量} = \text{全场年净发电量} \times \text{项目经营期 (年)} \cdots \cdots \cdots (\text{A.18})$$

$$\text{方案发电总收益} = \text{方案总发电量} \times \text{上网电价 (含税)} \cdots \cdots \cdots (\text{A.19})$$

$$\text{全场年净发电量} = \text{全场年等效利用小时数} \times \text{风场总容量} \cdots \cdots \cdots (\text{A.20})$$

全场年净发电量的取值应基于相对统一的风资源数据处理方法、代表年订正、建模边界条件与参数设置以及折减系数的取值, 其中功率曲线应取项目机组保证功率曲线。

A.3 机组经济性比选总体指标

风电机组的经济性比选，应在结合方案以上成本与收益的基础上，重点对以下 6 个指标进行综合评判。其中方案单位千瓦造价和方案度电成本分别按公式（A.21）和公式（A.22）计算，机组经济性比选总体指标见表 A.1，机组经济性比选关键信息填报表见表 A.2。

$$\text{方案单位千瓦造价} = \text{方案总成本} / \text{风场总容量} \cdots \cdots \cdots (\text{A.21})$$

$$\text{方案度电成本} = \text{方案总成本} / \text{方案总发电量} \cdots \cdots \cdots (\text{A.22})$$

表 A.1 机组经济性比选总体指标

机组经济性比选总体指标	单位	参数	备注
机组单位千瓦造价	元/kW		
方案总成本	万元		
全场年等效利用小时数	h		
发电总收益	亿元		
方案单位千瓦造价	元/kW		
方案度电成本	元/(kW·h)		

表 A.2 机组经济性比选关键信息填报表

项目	重要项目	单位	数量与规格	备注
项目信息	风场总容量	MW		
	项目经营期	年		
	全场平均水深	m		
	风场中心距设备运输港口距离	km		
	上网电价（含税）	元/(kW·h)		
一、风电机组经济比选阶段关键信息				
风电机组主要参数	单机容量	kW		
	机组总台数	台		
	质保期年限	年		
风电机组发电收益指标	全场年等效利用小时数	h		
	发电量总折减系数	%		
机组设备造价 [含运输费（非海上）和质保期费用]	单位千瓦造价	元/kW		
风电机组海上运输与安装费（含塔筒）	单台机组海上运输与安装费（含塔筒）	万元/台		
风电机组运维费	质保期外全场机组年均运维总费用	万元/年		

表 A.2 (续)

项目	重要项目	单位	数量与规格	备注
二、机组配套标准塔筒关键信息				
塔架关键信息	塔架型式	—		
	塔体材质	—		
	单台塔架总质量 (含内附件)	t		
三、机组配套标准基础关键信息				
基础关键信息 (单座)	基础型式	—		单桩/多桩导管架/高桩承台, 导管架与高桩承台基础需注明单座基础桩数
	钢管桩材质	—		
	混凝土标号	—		
	灌浆材料规格	—		
	钢管桩总质量	t		
	导管架总质量	t		
	钢筋总质量	t		
	混凝土总方量	m ³		
	过渡段总质量	t		
	平台及爬梯、栏杆总质量	t		
	电缆 J 型管总质量	t		
灌浆材料总方量	m ³			
四、风电机组方案对应集电海缆信息				
集电海缆关键信息	电压等级		kV	
	不同海缆规格长度	规格 1	km	在“规格 1”处填写海缆具体规格号
		规格 2	km	在“规格 2”处填写海缆具体规格号
		……	km	
集电海缆总长		km		
五、风电机组方案对应工程建设用海信息				
工程建设用海关键信息	风电机组基础 (永久用海)	万 m ²		
	海底集电电缆 (永久用海)	万 m ²		

附录 B

(资料性)

海上风电机组各关键部件技术参数

B.1 比选机型主要技术数据

比选机型主要技术数据见表 B.1。

表 B.1 比选机型主要技术数据

编号	项目	技术参数与规格	备注
1	认证级别		
2	最大风速		50 年一遇 (10 min 平均值)
3	极大风速		50 年一遇 (3 s 极限风速)
4	运行环境温度		
5	生存环境温度		
6	相对湿度		
7	转子额定转速		
8	转子转速范围		
9	叶尖速度		
10	切入风速		
11	额定风速		
12	切出风速		
13	再启动风速		
14	功率调整方式		
15	紧急制动方式		
16	噪声 (整个风机)		
17	轮毂中心高度		
18	叶轮直径		
19	叶片数目		
20	扫风面积		
21	风向排列 (取向)		
22	叶片材料		
23	叶片加工工艺		整体、分合模
24	叶片根部连接件		预埋螺纹套+螺栓、钻孔+螺栓
25	叶片根部到轮毂中心的距离		
26	叶片防雷导线材质与截面积		

表 B.1 (续)

编号	项目	技术参数与规格	备注
27	叶片长度		
28	最大弦长		
29	每片质量		
30	每组叶片质量控制偏差		
31	每组叶片质量矩控制偏差		
32	变桨轴承型式		
33	变桨轴承材质		
34	变桨轴承尺寸		内、外圈直径与厚度、滚子数、齿数
35	轮毂型式		
36	轮毂材料		
37	轮毂质量		不含整流罩和叶片连接螺栓
38	轮毂防护等级		
39	机舱防护等级		
40	机舱材料		
41	机舱质量		
42	机舱尺寸		长×宽×高

B.2 比选机型电气规格参数

比选机型电气规格参数见表 B.2。

表 B.2 比选机型电气规格参数

编号	项目	技术参数与规格	备注
1	发电机型式		
2	发电机额定功率		
3	发电机额定电压		
4	发电机额定频率		
5	绝缘等级		
6	定子额定电流		
7	转子额定电流		
8	效率		
9	最大转速		
10	转速范围		
11	最大瞬时功率		
12	功率因数范围		

表 B.2 (续)

编号	项目	技术参数与规格	备注
13	功率因数调节方式		
14	发电机尺寸		长×宽×高
15	发电机质量		
16	风机最大接地电阻要求		
17	发电机与电网连接方式		
18	风力发电机组出口额定电流		
19	风力发电机组出口最大短路电流		
20	风机对接地网接地电阻的要求		
21	防护等级		
22	冷却方式		
23	润滑方式		
24	防腐等级		
25	避雷器设置点		

B.3 比选机型变流器技术规格参数

比选机型变流器技术规格参数见表 B.3。

表 B.3 比选机型变流器技术规格参数

编号	项目	技术参数与规格	备注
1	变流器功率		
2	额定输出电压		
3	电源频率		
4	功率因数		
5	转子最高有效电压		
6	功率半导体器件		
7	直流侧电压		
8	冷却方式		
9	电网电压变化		
10	三相不平衡性		
11	电网频率变化		
12	防护等级		
13	防腐等级		
14	过载能力		

B.4 比选机型机械传动部件技术参数与规格

比选机型机械传动部件技术参数与规格见表 B.4。

表 B.4 比选机型机械传动部件技术参数与规格

编号	项目	技术参数与规格	备注
1	主机座型式		
2	主机座质量		
3	主轴型式		
4	主轴材料		
5	主轴防腐等级		
6	轴承类型		
7	轴承材料		
8	轴承密封型式		
9	齿轮箱型式（如有）		
10	齿轮箱速比（如有）		
11	齿轮箱润滑（如有）		
12	齿轮箱在线过滤精度（如有）		
13	齿轮箱离线过滤精度（如有）		
14	齿轮箱冷却（如有）		
15	齿轮箱尺寸（如有）		长×宽×高
16	齿轮箱质量（如有）		
17	齿轮箱维护周期（如有）		
18	齿轮箱防腐等级（如有）		
19	主轴-齿轮箱连接型式（如有）		
20	齿轮箱-发电机连接型式（如有）		
21	齿轮箱-机舱底座连接型式（如有）		
22	液压系统泵容量		
23	液压系统电机规格参数		
24	液压系统最大压力		
25	液压系统制动压力		
26	液压系统油量		
27	液压系统过滤精度		
28	制动系统型式		
29	制动盘直径		
30	制动盘材料		
31	偏航系统型式		
32	偏航系统驱动方式		
33	偏航系统制动方式		
34	偏航速度		
35	偏航系统轴承材料		

表 B.4 (续)

编号	项目	技术参数与规格	备注
36	偏航系统电机功率/台数		
37	偏航系统电机启动型式		软启动/直接启动
38	偏航变频器功率		
39	变桨系统型式		
40	变桨速率		
41	变桨系统电机功率		
42	后备电源型式		
43	后备电源容量		

B.5 比选机型升压变压器和环网柜技术参数与规格

比选机型升压变压器和环网柜技术参数与规格见表 B.5。

表 B.5 比选机型升压变压器和环网柜技术参数与规格

编号	项目	技术参数与规格	备注
比选机型升压变压器			
1	型号与型式		
2	额定容量		
3	额定电压		
4	额定电流		
5	空、负载损耗及短路阻抗、空载电流		
6	绝缘水平		
7	冷却方式		
8	防护等级		
环网柜			
1	额定电压		
2	相数		
3	额定电流		
4	额定热稳定电流及持续时间		
5	额定短路开断电流		
6	额定动稳定电流（峰值）		
7	额定短时关合电流（峰值）		
8	额定绝缘水平		
9	年泄漏率		
10	防护等级		
11	35 kV 系统中性点接地方式		
12	断路器额定电压		

表 B.5 (续)

编号	项目	技术参数与规格	备注
13	断路器额定电流		
14	断路器开断电流		
15	断路器关合电流		
16	断路器短路持续时间		
17	断路器额定短路电流开断次数		
18	断路器机械寿命		
19	断路器操动机构型式		
20	断路器配置保护装置型式		
21	负荷开关额定电压		
22	负荷开关额定电流		
23	负荷开关短时耐受电流及时间		
24	负荷开关额定峰值耐受电流		
25	负荷开关操动机构型式		
26	负荷开关机械寿命		
27	接地开关额定电压		
28	接地开关额定电流		
29	接地开关额定短时耐受电流及时间		
30	接地开关额定峰值耐受电流		
31	接地开关短时关合电流		
32	接地开关操动机构型式		
33	接地开关机械寿命		
34	电流互感器额定电压		
35	电流互感器变比		
36	电流互感器精度		
37	避雷器型号		
38	避雷器额定电压		
39	避雷器持续运行电压		
40	避雷器标称放电电流		
41	避雷器冲击残压		
42	避雷器直流参考电压 (1 mA)		

B.6 比选机型塔架技术特性

比选机型塔架技术特性见表 B.6。

表 B.6 比选机型塔架技术特性

编号	项目	技术参数与规格	备注
1	塔架型式		
2	塔架高度		
3	塔体材料		
4	每段长度		
5	每段顶部、底部外直径		
6	每段质量		
7	防腐等级（外/内）		
8	法兰材质		
9	法兰成型工艺		
10	法兰剖面形状		
11	塔架连接螺栓材质		
12	塔筒内附件		
13	塔筒密封型式		

B.7 比选机型计算机监控系统与状态监测系统技术特性

比选机型计算机监控系统与状态监测系统技术特性见表 B.7。

表 B.7 比选机型计算机监控系统与状态监测系统技术特性

编号	项目	技术参数与规格	备注
1	监控系统软硬件配置及功能描述		
2	远程监控系统软硬件配置及功能描述		
3	机舱内控制柜数量、名称、功能		
4	塔架内控制柜数量、名称、功能		
5	机舱与塔架底部通信方式		
6	控制柜防护等级		
7	远程控制系统光缆规格		
8	一套远程控制系统可控制的风机台数		
9	远程控制系统报告编制描述		
10	风速仪配置		
11	风向标配置		
12	机舱消防设施		
13	状态自动监测系统软硬件配置及功能		

参 考 文 献

- [1] GB/T 1094.1 电力变压器 第1部分：总则
- [2] GB/T 1499.1 钢筋混凝土用钢 第1部分：热轧光圆钢筋
- [3] GB/T 4948 铝-锌-钢系合金牺牲阳极
- [4] GB/T 4950 锌-铝-镉合金牺牲阳极
- [5] GB/T 5223 预应力混凝土钢丝
- [6] GB/T 5224 预应力混凝土用钢绞线
- [7] GB/T 5226（所有部分）机械电气安全 机械电气设备
- [8] GB/T 12706（所有部分）额定电压1 kV（ $U_m=1.2$ kV）到 35 kV（ $U_m=40.5$ kV）挤包绝缘电力电缆及附件
- [9] GB/T 13014 钢筋混凝土用余热处理钢筋
- [10] GB/T 17731 镁合金牺牲阳极
- [11] GB 17859 计算机信息系统安全保护等级划分准则
- [12] GB/T 20065 预应力混凝土用螺纹钢筋
- [13] NB/T 10105 海上风电场工程风电机组基础设计规范
- [14] NB/T 31008 海上风电场工程概算定额
- [15] NB/T 31009 海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准
- [16] NB/T 31095 风电电气设备 安全通用要求
- [17] NB/T 31104 陆上风电场工程预可行性研究报告编制规程
- [18] NB/T 47009 低温承压设备用合金钢锻件
- [19] NB/T 47018（所有部分）承压设备用焊接材料订货技术条件
- [20] ISO 4406 Hydraulic fluid power—Fluids—Method for coding the level of contamination by solid particles
-