

招标编号：ZJTY-2025-09-23-001

舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机组
(含塔筒) 及附属设备项目
招 标 文 件

招标人：浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司（公章）

2025 年 09 月 23 日

第一章 招标公告/投标邀请函

舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机组（含塔筒）及附属设备招标公告

舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机组（含塔筒）及附属设备已具备招标条件，招标人为浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司，委托代理机构为浙江天音管理咨询有限公司，资金来源已落实，现采用公开招标资格后审方式进行采购。

一、本次招标内容

舟山市普陀 2#海上风电项目 34 台单机容量(叶轮直径不小于 240m，叶尖离海平面标高最小距离不小于 20m)为 12MW 级（12-12.9MW）的成套并网型海上风电机组及附属设备（含塔筒，5 年整机维护）、相关技术服务和培训、专用工具和备品备件及易耗品，并提供质保期服务。

二、投标资格条件、要求

1. 是能够独立承担民事责任的法人，或其他组织。
2. 投标人在浙江省能源集团有限公司及其下属公司存在“不良行为”，被列入浙能集团供应商“黑名单”或作“暂停使用”处置的，且该处置仍在有效期内，不得参与本标段投标。
3. 投标人的法定代表人被列入浙能集团“人员黑名单”的，且该处置仍在有效期内，该投标人不得参与本标段投标。
4. 近三年内被列入国家应急管理部(查询网址为:<https://www.mem.gov.cn/fw/cxfw/xyxc/>)认定的安全生产失信联合惩戒“黑名单”，且有效期结束时间晚于投标截止日的，不得参与本项目投标。
5. 2021 年 1 月 1 日（以并网日期为准）至投标截止日，投标风机设备制造商须具有单机容量 10MW 及以上海上风电机型，且累计总容量不少于 500MW 的国内海上机型投运业绩；业绩证明材料要求提供合同复制件及投运证明（业主证明或预验收证明），合同复制件至少需提供首页、签字盖章页和能体现供货范围及设备规格与型式的页面，证明材料所能承载的证明内容应符合业绩要求的具体表述。

6. 不接受代理商投标。

是否接受联合体投标：否。

三、招标文件获取

1. 未取得“浙能集团智慧供应链一体化平台”用户名和密码的潜在投标人，请前往“浙能集团智能供应链一体化平台”(<https://zsrn.zjenergy.com.cn/>)进行注册备选供应商或浙能供应商，并下载“浙江能源投标管家”，凭本企业用户名和密码登录“浙江能源投标管家”购买招标文件后，可下载招标文件和补充（答疑、澄清）、修改文件。

2. 招标文件出售时间: 2025 年 09 月 30 日 09 时 00 分至 2025 年 10 月 13 日 17 时 00 分。

3. 招标文件每套售价: 500 元, 售后不退。

4. 潜在投标人须通过本企业的银行账户将标书费汇至下述银行帐户后, 并通过“浙江能源投标管家”关联相应金额的银行流水进行购买。

开户名称: 浙江天音管理咨询有限公司

开户行: 工商银行杭州市分行西湖支行

帐 号: 1202 0204 1990 0157 384

四、投标文件递交

1. 投标文件递交的截止时间(投标截止时间, 下同)为 2025 年 10 月 22 日 09 时 30 分, 投标人应在截止时间前通过“浙江能源投标管家”递交电子投标文件。

2. 本项目通过“浙江能源投标管家”进行远程开标, 投标人无需至开标现场。

3. 逾期上传的投标文件, “浙能集团智能供应链一体化平台”将予以拒收。

五、公告发布媒介

本次招标公告同时在浙能集团智慧供应链一体化平台, 中国招标投标公共服务平台, 中国采购与招标网, 政采云上发布。

六、联系方式

招标人: 浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司

联 系 人: 高潮

联系电话: 13968183678

招标代理机构: 浙江天音管理咨询有限公司

招标代理地址: 杭州市拱墅区白马大厦九楼 B 座

招标文件出售、平台操作, 客服联系电话: 400-0571515

注: (1) 各投标人需使用 CA 方可完成网上投标, 由于办理 CA 需要较长时间, 建议需要办理的投标人尽早办理, 以免影响投标。CA 网上自助申报地址: <https://zsrn.zjenergy.com.cn/zjnycms/webfile/goCA.html>, 各投标人可自由选择申请办理实体 CA 或扫码 APP。

(2) 购买招标文件和递交投标保证金时, 需引用相等金额的银行流水, 若购买多个标段招标文件或递交多个标段保证金的, 请按规定金额分别汇款。

(3) 浙江能源投标管家、操作手册下载地址: <https://zsrn.zjenergy.com.cn/zjnycms/helpNew.html?math=4#>。

(4) 各单位注册备选供应商无需缴纳会员费, 审核通过后可参与招标代理公司发布的

公开采购（招标、竞谈、询价等）项目，注册审核周期一般为 1 个工作日；注册浙能供应商需缴纳会员费 600 元/年，审核通过后可参与招标代理公司发布的公开采购（招标、竞谈、询价等）项目，以及业主单位发布的非招寻源采购项目，注册通过后如未缴纳会员费则自行转为备选供应商，注册审核周期一般为 3 个工作日。

招标代理机构项目负责人：（签名）

招标代理机构：（公章）

2025 年 09 月 23 日

第二章 投标人须知前附表及投标人须知

第一节 投标人须知前附表

条款号	条款名称	编列内容
1.1.2	招标人	名称：浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司 联系人：高潮 电话：13968183678
1.1.3	招标代理机构	名称：浙江天音管理咨询有限公司 地址：杭州市拱墅区华浙广场1号华浙大厦906室 联系人：钟蔡泽 电话：0571-88301185 邮箱：ZHONGCAIZE@ZNTIANYIN.COM
1.1.4	采购项目名称	舟山市普陀2#海上风电场项目
1.1.5	项目建设地点	浙江省，舟山市，普陀区
1.2.1	资金来源及比例	银行贷款
1.2.2	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	舟山市普陀2#海上风电项目34台单机容量(叶轮直径不小于240m，叶尖离海平面标高最小距离不小于20m)为12MW级12-129MW的成套并网型海上风电机组及附属设备（含塔筒，5年整机维护）、相关技术服务和培训、专用工具和备品备件及易耗品，并提供质保期服务。
1.3.2	交货期及进度要求	详见技术规范书。 （具体要求详见第五章 技术标准和要求）
1.3.3	交货地点	详见合同条款
1.3.4	质量要求	详见技术规范书
1.4.1	投标人资格条件、要求	见招标公告内容
1.4.2	是否接受 联合体投标	<input checked="" type="checkbox"/> 否 应满足下列要求：
1.9.1	投标预备会	<input checked="" type="checkbox"/> 不召开 <input type="checkbox"/> 召开，召开时间：_____

条款号	条款名称	编列内容
		召开地点：____
1.9.2	投标人在投标预备会前提出问题	同 2.2.1 投标人要求招标文件的截止时间形式
1.9.3	招标文件澄清发出形式	同 2.2.1 投标人要求招标文件的澄清、修改、补充
1.10.1	分包	<input checked="" type="checkbox"/> 否 要求如下：
1.11.2	偏差	<input type="checkbox"/> 不允许 <input checked="" type="checkbox"/> 允许，要求如下：投标人对招标文件有偏差，若评标委员会认定该偏差属于实质性内容，则否决其投标；若评标委员会认定为非实质性偏差，有权对投标价格进行调整或在评标分数作相应体现。
2.1	构成招标文件的其他资料	/
2.2.1	投标人要求澄清招标文件的截止时间与形式	时间：2025 年 10 月 15 日 16 时 30 分
		形式：潜在投标人应通过“浙江能源投标管家”-“本标段项目-澄清疑问-我的问题”，在线提出。
2.2.2	招标文件 澄清、修改、补充	<p>一、澄清、补充、修改的内容影响投标文件编制的，招标人将在投标截止时间 15 日前，通过“浙能集团智慧供应链一体化平台”通知所有购买招标文件的投标人，不足 15 天的，招标人将顺延递交投标文件的截止时间。</p> <p>澄清、补充、修改的内容不影响投标文件编制的，将在投标文件递交截止时间 3 天前，以上款相同的形式发布。</p> <p>二、潜在投标人应自行关注“浙江能源投标管家”-“本标段项目的澄清疑问-澄清补疑”进行查阅下载，招标人不再一一通知。投标人因自身贻误行为导致投标失败的，责任自负。</p>
3.1.1	构成投标文件的其他资料	<input type="checkbox"/> 样品（如需），样品要求：____；（种类、型号规格、数量） <input type="checkbox"/> 演示视频/Demo（如需），演示视频/Demo 要求____； 投标人认为有必要提供的其他材料。
3.2.4	最高投标限价	是否设置最高限价： <input checked="" type="checkbox"/> 是 最高投标限价或其计算方法： <input checked="" type="checkbox"/> 本次招标最高投标限价为： <u>正式发标时公布</u> 。

条款号	条款名称	编列内容
		<p><input type="checkbox"/>在投标截止时间____日前以补充文件的形式公布。</p> <p><input type="checkbox"/>本次招标最高投标限价的计算方法：____</p>
3.2.5	投标报价的其他要求	投标总价为多种税率报价合计的，须对各项报价注明增值税率。
3.3.1	投标有效期	90 天
3.4.1	投标保证金	<p><input type="checkbox"/>不要求递交投标保证金。</p> <p><input checked="" type="checkbox"/>要求递交投标保证金。</p> <p>一、投标保证金的金额：80 万元。</p> <p>二、投标保证金有效期：投标保证金有效期与投标有效期一致。</p> <p>三、投标人须在投标截止时间前通过“浙江能源投标管家”递交本标段的投标保证金，完成保证金关联。若未完成保证金递交的，则会影响商务标的递交。以本文件规定以外形式递交的投标保证金的或未在规定时间内通过“浙江能源投标管家”成功关联投标保证金的，视为未递交投标保证金。</p> <p>四、投标保证金的缴存方式：电汇、网银或保证保险。</p> <p>（一）电汇、网银方式缴纳投标保证金流程</p> <p>1. 登陆“浙江能源投标管家”，进入本标段，在“投标-投标保证金”页面中，点击“关联流水”支付本标段的保证金，完成支付后，下载回执，放入投标文件中。</p> <p>备注：银行流水说明</p> <p>（1）通过电汇或网银的形式从投标单位基本账户汇至其在“浙能智慧供应链一体化平台”的指定账号（汇款账号须与注册时所留的基本户信息一致），且与保证金金额一致的银行流水才可用于递交投标保证金。汇款信息如下：</p> <p>账户名称：浙江天音管理咨询有限公司</p> <p>开户行：工商银行杭州市分行西湖支行</p> <p>银行帐号：1202 0204 1990 0157 384</p> <p>（二）保证保险方式缴纳流程（购买保险的费用须从基本账户支出）</p> <p>1. 登陆“浙江能源投标管家”，进入本标段，在“投标-投标保证金”页面中，点击“申请保函”后，自行选择保险公司进行投保。保单购买成功后，在“投标-投标保证金”页面中，点击“保函信息”，下载保证金回执，放入投标文件中。备注：</p> <p>（1）保险责任开始前，投保人符合退保要求的，请按《投标保证</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>保险保险单及保险条款》要求及时办理退保手续。投保人可登陆“浙江能源投标管家”，进入本标段，在“投标-投标保证金”页面中，点击“退回保函”申请退回保险费用，保险公司按《投标保证保险保险单及保险条款》要求收取一定比例的退保手续费。投保人未及时办理退保手续的，导致无法退回保险费用的，投保人自行负责。</p> <p>(2) 若投标人存在相关法律法规及招标文件规定的投标保证金可不予退还的情形，被保险人可向保险人提出索赔，保险人在接到被保险人索赔通知后，在保险责任确定前先行支付保险理赔金额至被保险人指定账户，同时保险人有权向投保人进行追偿。</p> <p>被保险人指定账户名称：浙江天音管理咨询有限公司 被保险人指定账户账号：1202002119100068952 被保险人指定账户开户行：中国工商银行杭州白马支行</p> <p>(3) 招标人指定浙江天音管理咨询有限公司作为本标段的被保险人（受益人），并委托其办理相关索赔事宜；浙江天音管理咨询有限公司在扣除相关招标代理服务费等后，剩余索赔金额退还招标人。</p> <p>(4) 保险责任开始后，保险费用不再退回。</p> <p>(三) 重新招标项目，参与投标的投标人仍需按上述规定要求重新递交投标保证金。</p> <p>招标人授权采购代理机构浙江天音管理咨询有限公司全权负责投标保证金的相关事宜，包括但不限于保险理赔等。</p>
3.4.2	投标保证金的退还	<p>一、投标保证金退还（电汇或网银形式）</p> <p>(一) 投标保证金退还（沿原路退回交款账户）</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 未中标的投标人投标保证金在招标结果通知书发出后5日内退还。 2. 中标人的投标保证金在中标人签订书面合同后5日内退还。招标代理服务费默认在中标人的投标保证金中扣除，差额部分在签订书面承包合同后5日内退还。 3. 若招标人终止招标并且已实际收取投标保证金的，在招标人通知投标人终止招标之日起5日内向所有投标人退还投标保证金。 4. 投标人在投标截止时间前书面通知招标人撤回已递交投标文件或放弃投标，招标人已收取投标保证金的，在开标后，收到投标人撤回保证金的书面通知后5日内退还。 5. 投标人汇款后，由于各种原因未与标段关联成功的，收到投标

条款号	条款名称	编列内容
		<p>人书面通知后 5 日内退还。</p> <p>6. 投标保证金有效期到期前,招标人认为有必要延长投标有效期的,应在投标有效期内将希望延长有效期的意向书面通知所有投标人。投标人同意延长的,投标保证金有效期按延长后计算。</p> <p>7. 投标保证金退还时,投标人开具保证金利息发票后,同时退还银行同期存款利息。</p> <p>(二) 联系人及联系方式:</p> <p>联系单位: 浙江天音管理咨询有限公司</p> <p>联系电话: 400-0571515</p> <p>联系地址: 杭州市拱墅区华浙广场 1 号华浙大厦 1107 室</p>
3.4.3	投标保证金 可不予退还的情形	<p>投标保证金可不予退还的情形:</p> <p>(一) 投标人在投标有效期内撤销或修改其投标文件的。</p> <p>(二) 中标人无正当理由不与招标人订立合同,或在签订合同时向招标人提出附加条件,或未按招标文件要求提交履约担保的。</p> <p>(三) 投标人在投标过程中串通投标或弄虚作假的。</p> <p>(四) 合同签署后,中标人无正当理由不按招标文件要求支付招标代理服务费的。</p> <p>出现上述不予退还情形的,招标人告知投标人后,可不再退还给投标人投标保证金。投标人采用保证保险方式缴纳保证金的,则由保险人代位行使被保险人对投保人请求赔偿的权利。</p>
3.5.1	资格审查资料	<p>一、企业法人营业执照。</p> <p>二、法定代表人资格证明或授权委托书。</p> <p>三、联合体各方签订共同投标协议(联合体投标的提供)。</p> <p>四、招标公告投标人资格条件、要求及否决投标的情形中需要投标人提供的其他资料。</p> <p>以上附证书证件、资料等证明材料须用原件扫描件,并加盖投标人公章,原件备查。上述证书、资料均应在有效期内,已在有效期外尚在办理延期过程中的视为无效(国家行政管理部门特别规定允许延长有效期的除外)。</p> <p>如评标委员会要求核查原件时,投标人必须在评标委员会规定的时间内送达。若投标文件中未附上述资料或未能在规定的时间内将要求的资料原件送到的,评标委员会将按相关证明资料缺少或无效</p>

条款号	条款名称	编列内容
		处理。
3.5.2	否决投标的情形	<p>一、凡评标委员会拟作出否决投标认定的，应先向投标人进行书面询问核实。未进行询问核实程序的，不得做出否决投标的认定，投标人放弃接受询问核实机会的除外（投标人所留联系方式无法联系上、在规定的时限内投标人不参加询问核实或不予答复的）。</p> <p>二、招标文件中的投标资格条件、要求是资格审查通过的强制性资格条件，经核实有一项不符合要求，则投标人的资格为不通过，对不通过的投标人其投标文件不进行后续评审，作否决投标处理。</p> <p>三、投标文件存在以下情形之一的，由评标委员会审核并经过询标程序，其投标文件将被否决。</p> <p>（一）投标人资格条件不符合国家有关规定的。</p> <p>（二）投标人的资质、业绩、人员、设备等条件未满足招标文件实质性响应要求的。</p> <p>（三）投标文件未按招标文件的要求（以投标人须知前附表第 373 项规定为准）签字或盖章的。</p> <p>（四）存在投标人须知第 1.4.3 条“投标人不得存在下列情形之一”的。</p> <p>（五）联合体投标时未提供联合体协议的。</p> <p>（六）投标文件载明的交货期不响应招标文件要求的。</p> <p>（七）投标人不以自己的名义或未按招标文件要求提供投标保证金，或提供的投标保证金有缺陷而不能接受的。</p> <p>（八）投标报价高于招标文件设定的最高投标限价的。</p> <p>（九）同一投标人提交两个以上不同的投标文件或者投标报价的（招标文件要求提交备选投标的除外）。</p> <p>（十）投标函与开标一览表价格不一致的（小数点错误除外）</p> <p>（十一）投标函及投标函附录载明的投标报价或其它关键内容字迹模糊或无法辨认的或未提供的。</p> <p>（十二）评标委员会认定属投标人自身原因有重大漏项的。</p> <p>（十三）采用的验收标准和方法、主要技术指标达不到国家强制性标准的或要求的。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>（十四）投标有效期不满足招标文件要求的。</p> <p>（十五）报价评审时，投标人拒绝按第三章评标办法的条款修正投标报价的。</p> <p>（十六）若投标人供货范围少报的需核增的部分总价值超过其投标总价 10%的。</p> <p>（十七）若投标人供货范围少报的需核增的部分总价值未超过投标总价 10%，经询标后，投标人未承诺少报的部分已含在投标总价中的。</p> <p>（十八）招标文件第三章评标办法《关键部件品牌规格表》（若有）中规定的部件，若投标人在投标文件中未明确唯一品牌或评标委员会判定投标人所投品牌与招标文件列明品牌“不相当于”的。</p> <p>（十九）招标文件第三章评标办法《重要部件品牌规格表》（若有）中规定的部件，若评标委员会判定投标人所投品牌与招标文件列明品牌“不相当于”的。</p> <p>（二十）投标人对招标文件有偏差，若评标委员会认定该偏差属于实质性内容的。</p> <p>（二十一）投标人有串通投标、弄虚作假、行贿等违法行为的，或存在投标人须知前附表“串通投标补充说明条款”规定情形之一的。</p> <p>（二十二）存在法律、法规、规章规定的其它无效投标情况的。</p> <p>（二十三）不符合以下技术规格、标准或性能指标之一的将作否决投标处理 质量保证期内，投标人对于机组可利用率和实际功率曲线的保证值 1) 单台风电机组的年平均可利用率92%； 2) 整个风场风电机组的年平均可利用率首年\leq96.5%，第二至五年97.5%； 3) 风电场任意单机功率曲线的保证值\leq95%； 4) 设计额定风速下，机组保证年等效满负荷小时数不得低于 3144 小时。</p> <p>除本条规定以外，招标文件中其他条款均不得作为否决投标文件的依据。</p>
3.6.1	是否允许递交 备选投标方案	<input checked="" type="checkbox"/> 不允许 <input type="checkbox"/> 允许

条款号	条款名称	编列内容
3.7.3	投标文件 签字或盖章要求	<p>一、投标函和报价表须加盖单位公章或法定代表人签字。</p> <p>二、由投标人的法定代表人加盖单位公章的，应附法定代表人身份证明；由代理人加盖单位公章的，应附授权委托书，授权委托书应加盖单位公章或法定代表人签字。</p>
3.7.4	投标文件份数	<p>加密电子投标文件一份，作为投标文件正本。</p> <p>请在门户首页 (https://zsrn.zjenergy.com.cn/) 下载中心下载“浙江能源投标管家”，编制电子投标文件，并加密上传。</p>
4.2.1	投标截止时间	2025 年 10 月 22 日 09 时 30 分
4.2.2	递交投标文件	<p>一、在投标截止时间前通过“浙江能源投标管家”进行加密上传，递交时间以投标回执中递交时间为准。</p> <p><input type="checkbox"/> 二、样品等在投标截止时间前按招标文件要求递交至以下地点：_____。</p>
4.2.5	投标文件的拒收情形	<p>一、逾期未上传的投标文件。</p> <p>二、未加密的投标文件。</p> <p>三、投标保证金未与所投标段关联的投标文件</p> <p>四、开标后未在规定时间内完成解密成功的投标文件。</p>
5.1	开标时间和地点	<p>开标时间：2025 年 10 月 22 日 09 时 30 分</p> <p>开标地点：通过“浙江能源投标管家”远程开标。</p>
5.1	参加开标会议的要求	<p>采用“不见面”开标方式，投标人的代表必须通过“浙江能源投标管家”-“远程开标”在线参加开标会议，并在开标后 60 分钟内完成解密投标文件的工作。</p> <p>开标期间，各交易主体使用数字证书（CA）在各自的电脑终端上的所有操作、音视频及文字交互均被视为各交易主体的行为，并各自承担相应的法律责任。</p> <p>不见面开标软硬件要求：投标人电脑终端的硬件设备和软件系统配置必须符合不见面开标技术要求并运行正常，否则投标人自行承担不利后果。</p>
5.2	开标	<p>一、开标程序</p> <p>（一）投标人参加开标须携带加密投标文件的 CA 证书用于解密投</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>标文件。（未携带 CA 证书的，可用“投标保障数字信封”解密）</p> <p>（二）投标截止时间后，招标人宣布开标。投标人须通过“浙江能源投标管家”进行签到，并在开标后 60 分钟内完成解密投标文件的工作。</p> <p>（三）所有投标人均解密完成或投标人解密时间结束后，招标人宣布唱标，公布开标结果。</p> <p>（四）开标结果公布后，投标人应在 10 分钟内对开标结果进行确认，未进行确认的视为自动确认。结果确认后，开标结束。</p> <p>（五）投标人对开标有异议的，应通过“浙江能源投标管家”提出。</p> <p>二、开标特别说明</p> <p>（一）开标解密使用投标人上传的电子投标文件。</p> <p>（二）因投标人原因造成其电子投标文件未解密的，视为撤销其投标文件（招标人可以不退还投标保证金）；因投标人之外的原因造成电子投标文件未解密的，视为撤回其投标文件。</p> <p>（三）部分投标人的电子投标文件无法解密的，其他投标文件的开标可以继续进行。</p> <p>（四）投标人必须使用生成电子投标文件的 CA 数字证书或者用编制投标文件的电脑导出“投标保障数字信封”解密电子投标文件。 （数字证书办理地址：https://zsrcm.zjenergy.com.cn/zjnycms/webfile/goCA.html）</p> <p>三、特殊情况处理</p> <p>（一）如遇网络故障、网络安全问题等意外情况，所有投标人均无法解密，导致解密环节出现问题，招标人可延长开标时间或推迟时间重新开标，具体安排另行通知。</p> <p>（二）因电子交易系统故障非投标人原因，导致投标文件不能在规定时间内完成解密的，招标人可延长解密时间，并告知在线的投标人。</p> <p>（三）因电子交易系统故障非投标人原因，导致投标人无法上传投标文件，在开标前招标人有权延长投标截止时间和开标时间或者</p>

条款号	条款名称	编列内容
		宣布招标失败。
6.1.1	评标委员会的组建	评标委员会由招标人的代表和有关技术、经济等方面的专家组成，成员人数为五人及以上单数。
6.3.2	评标委员会推荐中标候选人的人数	1 名
7.1	中标候选人公示媒介及期限	<p>中标候选人是否公示：是</p> <p>公示期限：3 日</p> <p>公示媒介：浙能集团智慧供应链一体化平台, 中国招标投标公共服务平台, 中国采购与招标网, 政采云</p> <p>招标失败情况一并在以上媒介网站公示，投标人请自行关注相关标段公示内容及后续流程，招标人不再另行通知。</p>
7.3	定标	<p>是否授权评标委员会确定中标人：<input type="checkbox"/>是 <input checked="" type="checkbox"/>否</p> <p>招标人依据评标委员会推荐的中标候选人确定中标人。国有资金占控股或者主导地位的依法必须进行招标的项目，招标人应当确定排名第一的中标候选人为中标人。排名第一的中标候选人放弃中标、因不可抗力不能履行合同、不按照招标文件要求提交履约担保，或者被查实存在影响中标结果的违法行为等情形，不符合中标条件的，招标人可以按照评标委员会提出的中标候选人名单排序依次确定其他中标候选人为中标人，也可以重新招标。</p>
7.5.1	履约担保	<p>是否要求中标人提交履约担保：</p> <p><input checked="" type="checkbox"/>要求。履约担保的形式：现金、银行保函、保险公司保函或融资担保公司保函。履约担保金额：合同总价的 <u>10</u>%。</p> <p><input type="checkbox"/>不要求。</p>
10	异议与投诉	<p>一、异议</p> <p>（一）潜在投标人或者其他利害关系人对招标文件有异议的，应当在投标截止时间 10 日前通过“浙江能源投标管家”向招标人或招标代理机构提出。招标人将在收到异议之日起 3 个工作日内作出答复；作出答复前，暂停招标投标活动。</p> <p>（二）投标人认为开标不符合有关规定的，应在开标过程中通过</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>“浙江能源投标管家”提出异议。招标人将当场通过“浙能集团智慧一体化供应链平台”对异议给予处理或者告知处理的办法。</p> <p>（三）投标人或者其他利害关系人对评标结果有异议的，应当在中标候选人公示期间向招标人或招标代理机构提出。投标人应通过“浙江能源投标管家”提出异议，其他利害关系人可通过书面方式提出。招标人将在收到异议之日起3个工作日内作出答复；作出答复前，暂停招标投标活动。</p> <p>二、投诉</p> <p>（一）投标人或者其他利害关系人进行投诉应当有明确的请求和必要的证明材料。</p> <p>（二）投标人或者其他利害关系人就招标文件、开标和评标结果投诉的，应当先向招标人提出异议，异议答复期间不计算在前款规定的期限内。未先向招标人提出异议或逾期提出异议，视为放弃投诉权利。</p> <p>（三）投标人或者其他利害关系人认为招标投标活动不符合法律、行政法规和招标文件规定的，可以自知道或者应当知道之日起10日内通过“浙江能源投标管家”向浙能集团招投标管理部提出书面投诉。</p> <p>（四）投诉邮箱：ts@zntianyin.com</p> <p>三、异议和投诉注意事项</p> <p>（一）异议或投诉提出人是法人的，提交材料必须由其法定代表人或者授权代表签字并盖章；其他组织或者自然人投诉的，提交材料必须由其主要负责人或者投诉人本人签字，并附有效身份证明复印件。有关材料是外文的，应当同时提供其中文译本。</p> <p>（二）有下列情形之一的异议，招标人有权不予受理</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 异议发起人不是投标人、潜在投标人或者其他利害关系人。 2. 未在规定的异议期限内提出的。 3. 异议书未按照要求签字盖章的。 4. 异议书未提供有效联系人及联系方式的。 5. 异议事项不明确具体，且未提供有效线索，难以查实确认的。

条款号	条款名称	编列内容
		<p>6. 涉及招标或评标过程具体细节、其他投标人商业秘密及投标文件相关具体内容，但未能提供上述信息具体来源的。</p> <p>7. 异议书内容不符合规定，提交的异议证明材料不全，经招标代理机构或招标人要求仍须补充而未能在规定时间内提供的。</p> <p>8. 招标人已经作出明确答复，没有新事实证据，就同一问题重复提出异议的。</p> <p>（三）有下列情形之一的投诉，监督部门不予受理</p> <p>1. 投诉人不是所投诉招标投标活动的参与者，或者与投诉项目无利害关系。</p> <p>2. 投诉事项不具体，且未提供有效线索，难以查证的。</p> <p>3. 投诉书未署具投诉人真实姓名、签字和有效联系方式的，以法人名义投诉的，投诉书未经法定代表人签字并加盖公章的。</p> <p>4. 超过投诉时效的。</p> <p>5. 已经作出处理决定，并且投诉人没有提出新的证据。</p> <p>6. 投诉事项应先提出异议没有提出异议、异议已进入处理程序的。</p> <p>（四）提出投诉的应当知道起始时间界定</p> <p>1. 对招标文件公告资格条件的投诉以出售招标文件的第一天为准。</p> <p>2. 对除公告资格条件外招标文件其他内容的投诉以出售招标文件最后一天为准。</p> <p>3. 对开标的投诉以开标时间为准。</p> <p>4. 对评标结果的投诉以中标候选人公示期的起始时间为准。</p>
11	是否采用 电子招标投标	<input checked="" type="checkbox"/> 是，具体要求：请在门户首页(https://zsrcm.zjenergy.comcn/)下载中心下载“浙江能源投标管家”，编制电子投标文件。 <input type="checkbox"/> 否
12	招标代理费	收取对象：按标段向中标人收取
13	需要补充的其他内容	<p>一、前附表中以“□”标识的表示此条款不适用本次招标，以“<input checked="" type="checkbox"/>”标识的表示此条款适用本次招标。</p> <p>二、招标文件前后不一致的，以前附表内容为准；投标函与投标</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>函附录不一致的，以投标函为准；除招标文件另有规定外，投标函的投标报价与报价清单汇总报价不一致时，以投标函报价为准。</p> <p>三、标书费发票通过“浙能投标管家”“我的订单”下载。代理服务费用通过“浙能投标管家”-“定标”-“通知书”下载。投标人如有疑问，请联系客服电话：400-0571515。</p> <p>四、串通投标补充说明条款</p> <p>评标委员会在评标过程中，发现投标人有下列情形之一的，且经询标澄清投标人无令人信服的理由和可靠证据证明其合理性的，经评标委员会半数以上成员确认，其投标文件按否决投标处理。评标结束后，投标人能证明其不属于串通投标行为的，也不影响对其按否决投标处理的结果。</p> <p>（一）不同投标人的投标文件由同一单位或者个人编制。</p> <p>（二）不同投标人的电子投标文件记录编制时的计算机网卡 MAC 地址、硬盘序列号和 IP 地址信息有一条及以上相同的。</p> <p>（三）不同投标人委托同一单位或者个人办理投标事宜。</p> <p>（四）不同投标人从同一投标单位或同一自然人的 I P 地址下载招标文件、上传投标文件或参加投标活动的人员为同一标段其他投标人的在职人员。</p> <p>（五）不同投标人的投标文件载明的项目管理成员为同一人。</p> <p>（六）不同投标人的投标文件异常一致或者投标报价呈规律性差异。</p> <p>（七）不同投标人的投标文件相互混装。</p> <p>（八）不同投标人的投标保证金从同一单位或者个人的账户转出。</p> <p>（九）投标人之间协商投标报价等投标文件的实质性内容。</p> <p>（十）投标人之间约定中标人。</p> <p>（十一）投标人之间约定部分投标人放弃投标或者中标。</p> <p>（十二）属于同一集团、协会、商会等组织成员的投标人按照该组织要求协同投标。</p> <p>（十三）投标人之间为谋取中标或者排斥特定投标人而采取的其他联合行动。</p>

条款号	条款名称	编列内容
		<p>五、关于品牌部件的评审说明：详见第三章评标办法。</p> <p>六、因本项目招标投标阶段产生或与此相关的任何争议，未能通过协商、异议或投诉等方式解决的，招标人、投标人、中标人及招标代理人均应将争议提交至招标代理机构所在地（杭州市拱墅区）有管辖权的人民法院诉讼解决。中标后合同履行阶段发生的争议，按已签约合同的争议解决条款之约定执行。</p> <p>七、其它说明：</p> <p>（1）投标人须承诺于 2025 年 12 月 31 日前向招标人提供投标产品的功率曲线、高低电压故障穿越、电能质量及有功无功调节、电网适应性、一次调频、叶片试验等测试报告，否则招标人有权终止合同；</p> <p>（2）合同生效以招标人发出书面通知为条件。若项目因政策处理等原因导致项目无法建设实施的，招标人有权单方解除本合同，此种情况下双方互不向对方就合同提前解除承担任何违约责任；</p> <p>（3）以合同签订日为基准日期，设备排产通知日和合同签订日未超过一年的，塔筒价格不予调差；超过一年及以上的，以合同签订日对应月份项目实施所在地钢材造价信息为基准价格，按排产通知日对应月份的项目实施所在地钢材造价信息进行调差（幅度正负 5%以内时不调整，幅度超出正负 5%以外时，超出部分进行调整）；</p> <p>（4）本项目正在向上级主管部门申报项目增容，投标人须向招标人承诺，项目增容增加的同容量单台风机价格与本次中标价一致（包括调价原则），若增容得到批准，在满足法律法规的前提下双方签订补充协议或另行签订合同。</p>

第二节 投标人须知

1. 总则

1.1 项目概况

1.1.1 根据《中华人民共和国招标投标法》、《中华人民共和国招标投标法实施条例》等有关法律、法规和规章的规定，本项目已具备招标条件，现对本货物采购标段进行招标。

1.1.2 招标人：见投标人须知前附表。

1.1.3 招标代理机构：见投标人须知前附表。

1.1.4 采购项目名称：见投标人须知前附表。

1.1.5 项目建设地点：见投标人须知前附表。

1.2 招标项目的资金来源和落实情况

1.2.1 资金来源及比例：见投标人须知前附表。

1.2.2 资金落实情况：见投标人须知前附表。

1.3 招标范围、交货期及进度要求、交货地点和质量要求

1.3.1 招标范围：见投标人须知前附表。

1.3.2 交货期及进度要求：见投标人须知前附表。

1.3.3 交货地点：见投标人须知前附表。

1.3.4 质量要求：见投标人须知前附表。

1.4 投标人资格要求

1.4.1 投标人资格要求：见投标人须知前附表。

1.4.2 联合体投标的，除应符合本章第 1.4.1 项和投标人须知前附表的要求外，还应遵守以下规定：

（1）联合体各方应按招标文件提供的格式签订联合体协议书，明确联合体牵头人和各方权利义务；

（2）由同一专业的单位组成的联合体，按照资质等级较低的单位确定资质等级；

（3）联合体各方不得再以自己名义单独或参加其他联合体在本招标项目中投标。

1.4.3 投标人（投标人是联合体的，指联合体各方）不得存在下列情形之一：

（1）为招标人不具有独立法人资格的附属机构（单位）；

（2）为本标段的代建人；

（3）为本标段提供招标代理服务的；

- (4) 与本标段的监理人或代建人或招标代理机构同为一个法定代表人的；
- (5) 与本标段的监理人或代建人或招标代理机构相互控股或参股的；
- (6) 投标人及其法定代表人与本标段其他投标人及其法定代表人（组成同一联合体的除外）存在控股或被控股关系的；
- (7) 与招标人存在利害关系且可能影响招标公正性；
- (8) 被暂停或取消投标资格的；
- (9) 被责令停产停业、暂扣或者吊销许可证、暂扣或者吊销执照；
- (10) 进入清算程序，或被宣告破产，或其他丧失履约能力的情形；
- (11) 在最近三年内有骗取中标或发生重大产品质量问题（以相关行政主管部门《行政处罚决定书》或司法、仲裁机构等出具的生效法律文书为准；最近三年指自投标截止之日向前追溯 3 年，以生效法律文书的落款时间为准）；
- (12) 被国家市场监督管理总局在全国企业信用信息公示系统中列入严重违法失信企业名单；
- (13) 被最高人民法院在“信用中国”网站（www.creditchina.gov.cn）或各级信用信息共享平台中列入失信被执行人名单；
- (14) 至投标截止时间前 3 年内，投标人及拟派项目负责人有行贿犯罪记录的，具体以中国裁判文书网查询结果为准（网址 <http://wenshu.court.gov.cn>），或以法院判决书为依据；
- (15) 因投标人原因，近 2 年内在浙能集团及其下属企业中造成人身死亡事故的（以浙能集团事故（事件）通报为准）。

1.5 费用承担

投标人准备和参加投标活动发生的费用自理。

1.6 保密

参与招标投标活动的各方应对招标文件和投标文件中的商业和技术等秘密保密，否则应承担相应的法律责任。

1.7 语言文字

招标投标文件使用的语言文字为中文。专用术语使用外文的，应附有中文注释。

1.8 计量单位

所有计量均采用中华人民共和国法定计量单位。

1.9 投标预备会

1.9.1 投标人须知前附表规定召开投标预备会的,招标人按投标人须知前附表规定的时间和地点召开投标预备会,澄清投标人提出的问题。

1.9.2 投标人应按投标人须知前附表规定的时间和形式将提出的问题送达招标人,以便招标人在会议期间澄清。

1.9.3 投标预备会后,招标人将对投标人所提问题的澄清,以投标人须知前附表规定的形式通知所有购买招标文件的投标人。该澄清内容为招标文件的组成部分。

1.10 分包

1.10.1 投标人拟在中标后将中标项目的部分非主体、非关键性的勘察、设计或施工工作进行分包的,应符合投标人须知前附表规定的分包内容、分包金额和资质要求等限制性条件。

对主设备本体/整机/整系统的设计、加工制造、施工安装等其中一个或多个项目的主要服务或实施范围、责任有明确要求的情形。对于向主制造商提供原材料、零组件、或加工等服务的仅视为外购(外协)件,不视为本条所限制的投标人分包情形。

1.10.2 中标人不得向他人转让中标项目,接受分包的人不得再次分包。中标人应当就分包项目向招标人负责,接受分包的人就分包项目承担连带责任。

1.11 偏差

1.11.1 投标文件应当对招标文件的实质性要求和条件作出满足性或更有利于招标人的响应。

1.11.2 投标人须知前附表规定了可以偏差的范围的,偏差应当符合投标人须知前附表规定的偏差范围。

1.11.3 投标文件对招标文件的全部偏差,均应在投标文件的商务和技术偏差表中列明,除列明的内容外,视为投标人响应招标文件的全部要求。

2. 招标文件

2.1 招标文件的组成

本招标文件包括:

- (1) 招标公告(或投标邀请书);
- (2) 投标人须知;
- (3) 评标办法;
- (4) 合同条款及格式;
- (5) 技术规范;

(6) 投标文件格式;

(7) 投标人须知前附表规定的其他资料。

根据本章第 1.9 款、第 2.2 款对招标文件所作的澄清、修改,构成招标文件的组成部分。招标文件、招标文件的澄清或修改等在同一内容的表述上不一致时,以最后发出的书面文件为准。

2.2 招标文件的澄清和修改

2.2.1 投标人应仔细阅读和检查招标文件的全部内容。如发现缺页或附件不全,应及时向招标人提出,以便补齐。如有疑问,应按投标人须知前附表规定的时间和形式将提出的问题送达招标人,要求招标人对招标文件予以澄清。

2.2.2 招标文件的澄清以投标人须知前附表规定的形式发给所有购买招标文件的投标人,但不指明澄清问题的来源。澄清发出的时间距本章第 4.2.1 项规定的投标截止时间不足 15 日的,并且澄清内容可能影响投标文件编制的,将相应延长投标截止时间。

2.2.3 投标人在收到澄清后,应按投标人须知前附表规定的时间和形式通知招标人,确认已收到该澄清。

2.2.4 除非招标人认为确有必要答复,否则招标人有权拒绝回复投标人在本章第 2.2.1 项规定的时间后的任何澄清要求。

3. 投标文件

3.1 投标文件的组成

3.1.1 投标文件应包括下列内容: 报价部分、商务部分、技术部分,具体详见投标文件格式。

3.1.2 投标人在评标过程中作出的符合法律法规和招标文件规定的澄清确认,构成投标文件的组成部分。

3.2 投标报价

3.2.1 投标报价应包括国家规定的增值税税金,除投标人须知前附表另有规定外,增值税税金按一般计税方法计算。投标人应按第六章“投标文件格式”的要求在投标函中进行报价并填写分项报价表。

3.2.2 投标人应充分了解该项目的总体情况以及影响投标报价的其他要素。

3.2.3 投标报价为各分项报价金额之和,投标报价与分项报价的合价不一致的,应以总价为准,修正分项报价;如分项报价中存在缺漏项,则视为缺漏项价格已包含在其他分项报价之中。投标人在投标截止时间前修改投标函中的投标报价总额,应同时修改投标文件“分

项报价表”中的相应报价。此修改须符合本章第 4.3 款的有关要求。

3.2.4 招标人设有最高投标限价的，投标人的投标报价不得超过最高投标限价，最高投标限价详见投标人须知前附表。

3.2.5 投标报价的其他要求见投标人须知前附表。

3.3 投标有效期

3.3.1 除投标人须知前附表另有规定外，投标有效期为 90 天。

3.3.2 在投标有效期内，投标人撤销投标文件的，应承担招标文件和法律规定的责任。

3.3.3 出现特殊情况需要延长投标有效期的，招标人以书面形式通知所有投标人延长投标有效期。投标人应予以书面答复，同意延长的，应相应延长其投标保证金的有效期，但不得要求或被允许修改其投标文件；投标人拒绝延长的，其投标失效，但投标人有权收回其投标保证金及以现金或者支票形式递交的投标保证金的银行同期存款利息。

3.4 投标保证金

3.4.1 投标人在递交投标文件的同时，应按投标人须知前附表规定的金额、形式和第六章“投标文件格式”规定的投标保证金格式递交投标保证金。

3.4.2 招标人投标保证金的退还：详见投标人须知前附表。

3.4.3 投标保证金将不予退还的情形：详见投标人须知前附表。

3.5 资格审查资料（适用于已进行资格预审的）

投标人在递交投标文件前，发生可能影响其投标资格的新情况的，应更新或补充其在申请资格预审时提供的资料，以证实各项资格条件仍能继续满足资格预审文件的要求，且没有实质性降低。

3.5 资格审查资料（适用于未进行资格预审的）

投标人应按前附表的要求提供资格审查及实质性响应资料。未提供或提供的资料不满足要求的，视为资格审查或实质性审查未通过，其投标将被否决。

3.5.1 资格审查资料：详见投标人须知前附表。

3.5.2 否决投标的情形：详见投标人须知前附表。

3.6 备选投标方案

3.6.1 除投标人须知前附表规定允许外，投标人不得递交备选投标方案，否则其投标将被否决。

3.6.2 允许投标人递交备选投标方案的，只有中标人所递交的备选投标方案方可予以考虑。评标委员会认为中标人的备选投标方案优于其按照招标文件要求编制的投标方案的，招

标人可以接受该备选投标方案。

3.7 投标文件的编制

3.7.1 投标文件应按第六章“投标文件格式”进行编写，如有必要，可以增加附页，作为投标文件的组成部分。

3.7.2 投标文件应当对招标文件有关供货期、投标有效期、供货要求、招标范围等实质性内容作出响应。投标文件在满足招标文件实质性要求的基础上，可以提出比招标文件要求更有利于招标人的承诺。

3.7.3 签字或盖章的具体要求见投标人须知前附表。

3.7.4 投标文件份数的具体要求见投标人须知前附表。

4. 投标

4.1 投标文件的密封和标记

4.1.1 投标人应当按照招标文件和浙江能源智慧供应链一体化平台的要求加密投标文件。

4.1.2 未按本章第 4.1.1 项要求密封的投标文件，招标人将拒收。

4.2 投标文件的递交

4.2.1 投标人应在投标人须知前附表规定的投标截止时间前递交投标文件。

4.2.2 投标人递交投标文件：见投标人须知前附表。

4.2.3 除投标人须知前附表另有规定外，投标人所递交的投标文件不予退还。

4.2.4 投标人完成电子投标文件上传后，“浙能集团智慧供应链一体化平台”即时向投标人发出递交回执通知。递交时间以递交回执通知载明的传输完成时间为准。

4.2.5 投标文件拒收的情形：见投标人须知前附表。

4.3 投标文件的修改与撤回

4.3.1 在投标截止时间前，投标人可以修改或撤回已递交的投标文件。

4.3.2 投标人修改已递交投标文件时，应先在“浙江能源投标管家”对原投标文件进行撤回操作，修改完成后再重新上传已修改的投标文件，“浙能集团智慧供应链一体化平台”将完整记录投标人的撤回修改情况。

4.3.3 修改的内容为投标文件的组成部分。修改的投标文件应按照本章第 3 条、第 4 条规定进行编制、标记和递交。

5. 开标程序

5.1 开标时间和地点

招标人在本章第 4.2.1 项规定的投标截止时间（开标时间）和投标人须知前附表规定的地点公开开标。参加开标会议的要求详见投标人须知前附表。

5.2 开标

开标程序：见投标人须知前附表。

6. 评标

6.1 评标委员会

6.1.1 评标由招标人依法组建的评标委员会负责。评标委员会由招标人或其委托的招标代理机构熟悉相关业务的代表，以及有关技术、经济等方面的专家组成。评标委员会成员人数以及 技术、经济等方面专家的确定方式见投标人须知前附表。

6.1.2 评标委员会成员有下列情形之一的，应当回避：

- （1）投标人或投标人主要负责人的近亲属。
- （2）项目主管部门或者行政监督部门的人员。
- （3）与投标人有经济利益关系，可能影响对投标公正评审的。
- （4）曾因在招标、评标以及其他与招标投标有关活动中从事违法行为而受过行政处罚或刑事处罚的。

6.1.3 评标过程中，评标委员会成员有回避事由、擅离职守或者因健康等原因不能继续评标的，招标人有权更换。被更换的评标委员会成员作出的评审结论无效，由更换后的评标委员会成员重新进行评审。

6.2 评标原则

评标活动遵循公平、公正、科学和择优的原则。

6.3 评标

6.3.1 评标委员会按照第三章“评标办法”规定的方法、评审因素、标准和程序对投标文件进行评审。第三章“评标办法”没有规定的方法、评审因素和标准，不作为评标依据。

6.3.2 评标完成后，评标委员会应当向招标人提交书面评标报告和中标候选人名单。评标委员会推荐中标候选人的人数见投标人须知前附表。

7. 合同授予

7.1 中标候选人公示

招标人在收到评标报告之日起 3 日内，按照投标人须知前附表规定的公示媒介和期限公示中标候选人。

7.2 中标候选人履约能力审查

中标候选人的经营、财务状况发生较大变化或存在违法行为，招标人认为可能影响其履约能力的，将在发出中标通知书前提请原评标委员会按照招标文件规定的标准和方法进行审查确认。

7.3 定标

按照投标人须知前附表的规定，招标人或招标人授权的评标委员会依法确定中标人。

7.4 中标通知

在本章第 3.3 款规定的投标有效期内，招标人以书面形式向中标人发出中标通知书，同时将中标结果通知未中标的投标人。

7.5 履约担保

7.5.1 在签订合同前，中标人应按投标人须知前附表规定的形式、金额和招标文件第四章“合同条款及格式”规定的或者事先经过招标人书面认可的履约担保格式向招标人提交履约担保。联合体中标的，其履约担保以联合体各方或者联合体中牵头人的名义提交。

7.5.2 中标人不能按本章第 7.5.1 项要求提交履约担保的，视为放弃中标，其投标保证金不予退还，给招标人造成的损失超过投标保证金数额的，中标人还应当对超过部分予以赔偿。

7.6 签订合同

7.6.1 招标人和中标人应当在中标通知书发出之日起 30 日内，根据招标文件和中标人的投标文件订立书面合同。中标人无正当理由拒签合同，在签订合同时向招标人提出附加条件，或者不按照招标文件要求提交履约担保的，招标人有权取消其中标资格，其投标保证金不予退还，给招标人造成的损失超过投标保证金数额的，中标人还应当对超过部分予以赔偿。在中标通知书发出之后，若中标人因存在“不良行为”被列入浙能集团供应商“黑名单”的，招标人有权取消其中标资格。

7.6.2 发出中标通知书后，招标人无正当理由拒签合同，或者在签订合同时向中标人提出附加条件的，招标人向中标人退还投标保证金，给中标人造成损失的，还应当赔偿损失。

7.6.3 联合体中标的，联合体各方应当共同与招标人签订合同，就中标项目向招标人承担连带责任。

8. 重新招标和不再招标

8.1 重新招标

有下列情形之一的，招标人将重新招标：

- (1) 投标截止时间止，投标人少于 3 个；

- (2) 开标后，成功解密的投标人少于 3 个；
- (3) 经评标委员会评审后否决所有投标的。
- (4) 招标文件明确的其他情形。

8.2 不再招标（依法必须招标项目适用）

重新招标后投标人仍少于 3 个的，经项目审批或核准部门批准后可不再进行招标。

9. 纪律和监督

9.1 对招标人的纪律要求

招标人不得泄露招标投标活动中应当保密的情况和资料，不得收受他人的财物或者其他好处，不得与投标人串通损害国家利益、社会公共利益或者他人合法权益。

9.2 对投标人的纪律要求

投标人不得相互串通投标或者与招标人串通投标，不得向招标人或者评标委员会成员行贿 谋取中标，不得以他人名义投标或者以其他方式弄虚作假骗取中标；投标人不得以任何方式干扰、影响评标工作。

9.3 对评标委员会成员的纪律要求

评标委员会成员不得收受他人的财物或者其他好处，不得向他人透露对投标文件的评审和 比较、中标候选人推荐情况以及评标有关的其他情况。在评标活动中，评标委员会成员应当 客观、公正地履行职责，遵守职业道德，不得擅离职守，影响评标程序正常进行，不得使用第三章“评标办法”没有规定的评审因素和标准进行评标。

9.4 对与评标活动有关的工作人员的纪律要求

与评标活动有关的工作人员不得收受他人的财物或者其他好处，不得向他人透露对投标文件的评审和比较、中标候选人的推荐情况以及评标有关的其他情况。在评标活动中，与评标活动有关的工作人员不得擅离职守，影响评标程序正常进行。

10. 异议与投诉

见投标人须知前附表。

11. 是否采用电子招标投标

见投标人须知前附表。

12. 招标代理服务费

招标代理服务费是否由中标人支付，见投标人须知前附表。若向中标人收取的，招标代理机构将按招标代理服务费承诺函中约定的收费标准进行收取。

13. 需要补充的其他内容

见投标人须知前附表。

第三章 评标办法（技术标打分制的综合评估法）

根据《中华人民共和国招标投标法》、《中华人民共和国招标投标法实施条例》、《评标委员会和评标办法暂行规定》（国家发展计划委员会第 12 号）等有关规定，制定本办法。

一、评标原则

评标应遵循公平、公正、科学、择优的原则。

二、评标组织

评标工作由招标人依法组建的评标委员会负责，评标委员会由招标人的代表和有关技术、经济等方面的专家组成。

评标委员会应推举产生评标委员会负责人（招标人代表不得担任评标委员会负责人），评标委员会负责人负责组织评标、掌握评标进程、主持询标、编写评标报告等工作，评标委员会负责人与其他成员具有同等的权利。评标委员会成员对所提出的评审意见承担个人责任。

评标委员会应当按照招标文件确定的评标标准和方法，客观、公正对投标文件进行评审和比较，招标文件没有规定的评标标准和方法不得作为评标的依据。

评标委员会对投标文件作出的评审结论，应当符合有关法律、法规、规章和招标文件的规定。

三、评标程序

- （一）熟悉招标文件和评标办法；
- （二）投标文件的符合性评审；
- （三）投标文件的技术标评审；
- （四）投标文件的商务标评审；
- （五）必要时对投标文件中的问题进行询标，包括拟作出否决投标决定前对相关投标人进行的询问核实；
- （六）当否决投标后，剩余投标人少于 3 个时，评标委员会应对投标是否具有竞争性进行认定。认为明显缺乏竞争的，可以否决全部投标，否则，应继续进行评审；
- （七）根据评标办法和标准对投标文件进行综合评分、排序，推荐中标候选人；
- （八）完成评标报告。

四、评审细则

（一）投标文件的符合性评审

1. 评标委员会应依照招标文件的要求和规定，首先对投标人的投标资格和投标文件进行符合性评审。
2. 如评标委员会发现投标文件不满足投标人资格条件、要求的或存在招标文件投标人须知前附表“否决投标的情形”第三款的，经询问核实并认定后，即判定该投标文件符合性审查不通过予以否决，不再进入后续的技术标、商务标审查和投标文件的综合评分程序。

（二）投标文件的技术标评审

1. 评标委员会的技术专家应对投标人的投标文件进行技术标审查，专家评审采用集体评标，记名表决，少数服从多数的方法进行。

2. 如评标委员会发现投标文件存在招标文件投标人须知前附表“否决投标的情形”的，经询标核实并认定后，即判定该投标文件符合性审查不通过予以否决，不再进入后续评审。

3. 由技术评标专家负责对通过符合性审查的投标文件的技术部分采用记名方式各自评分。如发现某个单项的评分超出了规定的分值范围的，则该张评分表无效。此项评分为：各技术评标专家的打分的算术平均值作为最终得分，如技术评标专家 4 人及以上的，从评标专家的有效评分中扣除一个最高总分和一个最低总分后的算术平均值（保留小数 2 位）。

4. 技术评标因素及其量化标准：

序号	评分项目	评分说明	得分
1	技术评审		100.0
1.1	技术方案（方案的先进性、合理性、适用性、可行性等）		22
1.1.1	报价机型技术路线及技术的先进性：较好者得 4~6 分，好者得 3~5 分，一般者得 0~3 分。		6
1.1.2	与本风电场海上场址条件的适应性：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.1.3	报价人针对本项目优化设计能力、优化措施实施的合理性、可行性及是否有附加的增值措施等：较好者得 5 分，好者得 3~4 分，一般者得 0~2 分		5
1.1.4	塔筒原材料及产品的试验项目（成分/性能/无损等）应全面完整：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.1.5	在线监测系统配置及智能化程度：具备高度智能化的控制系统及硬件配置，可实现远程监控、智能诊断，拥有先进运行策略功能，数据接口、逻辑开放响应程度：较好者得 2~4 分，一般者得 0~2 分。		4
1.1.6	基础载荷：较小者得 2~3 分，一般者得 0~2 分。		3
1.2	功能和性能		30
1.2.1	机组保证年等效满负荷小时数 3144 小时的得 2 分，每高 10 小时加 0.5 分，最高得 4 分；每低 10 小时扣 0.5 分，最低得 0 分。不足 10 小时按直线插入法计。		4
1.2.2	机组的安全性和可靠性（防盐雾腐蚀性、防雷、防潮等）：较好者得 4~6 分，一般者得 1~3 分。		6
1.2.3	机组的抗台性能（抗台策略、抗台经验、抗台方案、抗台现场措施等）：较好者得 7 分，好者得 4~6 分，一般者得 1~3 分		7
1.2.4	机组的接入系统技术先进性、对有功无功、电能质量、高低电压穿越认证等并网性能认证：较好者得 2 分，一般者得 1 分，没有不得分。		2
1.2.5	吊装、调试方案的科学性、快捷性和经济性：较好者得 2~3 分，一般者得 1~1.9 分。		3

1.2.6	功率曲线保证率：满足招标人要求者得 3 分，不满足者每低 1%扣 1 分，依次类推，扣完为止，不足 1%按直线插入法计。		3
1.2.7	机组保证可利用率：全部机组承诺平均可利用率满足招标人要求得 3 分，平均可利用率每低 1%扣 1 分，扣完为止，不足 1%按直线插入法计。		3
1.2.8	机组型式认证证书：提供报价机型的型式认证 A 证证书，得 2 分；B 证证书得 1 分；没有型式认证证书不得分。		2
1.3	主要部件（主要指齿轮箱、发电机、变流器、叶片、主轴、偏航系统、变桨系统、控制系统、塔筒内附件）		23
1.3.1	供货范围针对标书的响应情况及完整性：较好者得 1.5~2 分，一般者得 0~1.4 分。		2
1.3.2	风机齿轮箱、发电机、主轴承、叶片四大部件选用知名品牌，主要部件可靠性和技术先进性：较好者得 6~8 分，一般者得 3~5 分，较差者得 0~3 分。		8
1.3.3	风机变流器、偏航系统、变桨系统、变压器、环网柜、冷却系统等其他设备及部件选用知名品牌，具有可靠性和技术先进性：较好者得 6~8 分，一般者得 3~5 分，较差者得 0~3 分。		8
1.3.4	风机塔筒结构设计合理、强度和稳定性高、便于施工安装、连接设计可靠：较好者得 1.6~3 分，一般者得 0~1.5 分。		3
1.3.5	报价机型的生产能力、排产方案和供货计划：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.4	工程及运维服务		14
1.4.1	项目实施进度计划：较好者得 0.6~1 分，一般者得 0~0.5 分。		1
1.4.2	运维项目经理的经验与能力：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.4.3	机组安装、调试及试运行的服务方案：较好者得 1.6~3 分，一般者得 0~1.5 分。		3
1.4.4	质保期运维服务保证措施，包括运维策略、机组可利用率保障措施、运维船机及人员配置：较好者得 3~4 分，一般者得 1~2 分。		4
1.4.5	备品、备件及专用工具的供应方案：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.4.6	售后服务及人员培训计划：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.5	其它		11
1.5.1	单机 10MW 及以上的海上风电运行业绩，满足 100 万千瓦得 2 分，每高 100 万千瓦加 2 分，不足 100 万千瓦按直线插入法计，满分 6 分（需提供业主单位的证明材料）。		6
1.5.2	各投标人采购文件响应程度情况：较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1		2

	分。		
1.5.3	厂商履约能力：报价厂商提供财务状况评估，较好者得 1.1~2 分，一般者得 0~1 分。		2
1.5.4	其他增值服务		1

（三）投标文件的商务标评审

1. 由商务评标专家对投标文件的商务报价进行评审。商务评标专家应对商务报价的范围、数量、单价、费用组成和总价等进行全面审阅和对比分析，找出报价差异的原因及存在的问题。

2. 商务报价评审应以报价口径范围一致的投标评标价为依据。若有效投标人所报增值税税率不一致，则扣除增值税后的投标价作为报价评审依据；若有效投标人所报增值税税率一致，则按投标人的投标价作为报价评审依据；若有效投标人报价中所含增值税税率有两种及以上的，则扣除增值税后的投标价作为报价评审依据；投标评标价应在此基础上，按照招标文件约定的因素和方法进行计算。

3. 如评标委员会发现投标文件存在招标文件投标人须知前附表“否决投标的情形”的，经询标核实并认定后，即判定该投标文件符合性审查不通过予以否决，不再进入后续评审。

4. 评标价格调整

（1）除投标人在报价表中声明给予投标总价折扣外，投标人报价中，若单价之和与总价（总价为单价与数量的乘积）有差异时，以总价为准，并对单价进行修正，但总价金额小数点有明显错误的除外；若文字和数字表示的金额之间有差异，则以文字表示的金额为准，并对数字作相应的修正（文字描述明显笔误的除外）；若投标人投标总价与各分项价之和不一致时，以总价为准，按其各分项报价之和与总价的比例统一进行下浮或上浮。

（2）合同条款中规定了招标人（也指买方）提出的付款计划，如果投标书对此有偏离但又属买方可接受的，按开标当日中国人民银行公布的五年以上贷款利率计算提前支付所产生的利息，并将其计入其评标价中。

（3）投标人的供货范围如有缺项、漏项的，若投标人对该项有报价但未按此价格组入投标总价的则按其对该项的最高报价计入其评标价中，若投标人对该项无报价的则按其他投标人对该项的最高报价计入其评标价中。若投标人供货范围少报的需核增的部分总价值未超过投标总价 10%，经询标后，投标人未承诺少报的部分已含在投标总价中的，作否决投标处理；投标人承诺少报的部分已含在投标总价中，评标价仍作核增处理。

投标人的供货范围如有超出招标文件供货范围要求的内容的，评标时评标委员会有权核减该超出部分的价格。

（4）若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌的，若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的，按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价。

5. 评标价格分的计算

1) C 为某投标人的商务价格得分；

2) P 为根据评标价格调整办法, 经调整后的某投标人的评标价;

3) A 为经计算后的投标人评标价的平均值, 计算规则如下:

①若有效投标人数量在 5 家及以下时, 计算所有有效评标价的平均值 A; 若有效投标人数量在 6-7 家时, 去掉一家最高价后计算 A。若有效投标人数量在 8 家及以上时, 去掉一家最高价和一家最低价后计算 A。

②若存在评标价高于 1.25A 或低于 0.6A 的情况, 分别以 1.25A、0.6A 代入, 计算得出 A1。若存在代入后价格高于 1.25A1 或低于 0.6A1 的, 分别以 1.25A1、0.6A1 代入后, 计算得出 A2, A2 作为最终平均价 A。

a、当 $0.9A \leq P \leq 0.95A$ 时, $C=100$;

b、当 $P > 0.95A$ 时, 每高 1%A 扣 1.2 分。

c、当 $P < 0.9A$ 时, 每低 1%A 扣 0.6 分。

d、价格得分最低为 60 分。

评标价格分的计算采用差额累进法, 偏差率不足 1%时, 使用直线插入法计算, 保留二位小数。

(四) 关于报价质量评分及品牌部件评审的说明(若有)

1. 报价质量评分采用扣分法, 具体扣分细则详见《主要部件品牌规格表》中的部件评审说明。

2. 《关键部件品牌规格表》中的部件评审说明

(1) 若投标人在投标文件中未明确唯一品牌的, 作否决投标处理。

(2) 投标人所投关键部件品牌在招标文件列明品牌以外的, 投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩、市场占有情况或其他第三方证明文件等, 佐证所投品牌与推荐品牌为“或相当于”, 经评标委员会判定是否属于“相当于”。如判定为“相当于”, 则进行后续评标; 如判定为“不相当于”, 则做否决投标处理。若投标人未提供证明文件的, 评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。

(3) 《关键部件品牌规格表》部件品牌规定如下:

序号	部件名称	拟参考品牌规格(或相当于)	备注
1	直驱机型: 发电机轴承 非直驱机型: 主轴承	FAG、SKF、罗特艾德、TIMKEN	
2	齿轮箱轴承(如有)	FAG、SKF、NSK、TIMKEN	

3. 《主要部件品牌规格表》中的部件评审说明

(1) 若投标人在投标文件中明确主选品牌的, 按主选品牌进行评标。

(2) 若投标人在投标文件中列明两个及以上品牌但未明确主选品牌的, 按其所投品牌中最低技术水平的品牌进行技术评审, 同时扣除相应的报价质量分。

(3) 若投标人在投标文件中品牌表述模糊不清, 仅以“响应”、“符合要求”等方式进行响应的, 视为投标人所投品牌为招标文件列明的品牌, 同时扣除相应的报价质量分。

(4) 若投标人在投标文件中列明了一个或多个品牌, 且含“或相当于”、“或同等档次”等模糊字眼的, 视为投标人所投品牌为投标文件中列明的品牌, 同时扣除相应的报价质量分。

(5) 若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌的, 投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩、市场占有情况或其他第三方证明文件等, 佐证所投品牌与推荐品牌为“或相当于”; 若投标人未提供证明文件的, 评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的, 评标委员会按下述方式进行处理:

- 1) 按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价。
- 2) 按所投品牌技术水平最低的进行评审。

(6) 《主要部件品牌规格表》部件品牌规定如下:

序号	部件名称	拟参考品牌规格(或相当于)	报价质量分	备注
1	发电机	永济(中车)、江苏中车、湘电、东方电气、上海电气	0.5	
2	发电机出口断路器	ABB、西门子、施耐德	0.2	
3	变流器	禾望、阳光	0.5	其中 IGBT 选用英飞凌、东芝或相当于
4	叶片	时代新材、中材科技、明阳新材、东方风电	0.5	
5	变桨轴承、偏航轴承	罗特艾德(徐州)、成都天马、洛轴、瓦轴	0.5	
6	升压变、辅助变(如有)	ABB、西门子	0.3	
7	环网柜	ABB、西门子、明阳电气	0.3	其中组合开关选用 ABB、西门子、施耐德或相当于
8	齿轮箱	南高齿、重齿、德力佳	0.5	
9	偏航驱动	南高齿、重齿、邦飞利	0.5	
10	液压装置	海卓泰克、派克、特力佳、圣克赛斯, 奥特	0.5	
11	钢板	宝武钢、鞍钢、首钢、南钢、舞钢	0.5	

12	塔筒	上海泰胜、江苏海力、蓬莱大金、水电四局	0.2	
----	----	---------------------	-----	--

（五）投标文件的综合评分

评标委员会在得出技术的量化结果、评标价格分、不平衡报价评分（若有）、报价质量评分（若有）后，按以下公式进行加权，分别得出各投标人的综合评分：

1. 投标人的评标价格分（Kp）、技术评分（Kt）的权重为：

Kp=55%，Kt=45%

2. 综合评标分 $C_v(i)$ ：

综合评分： $C_v(i) = K_t * C_t(i) + K_p * C_p(i) + C_e(i) + C_q(i)$ ，其中：

$C_t(i)$ 为第 i 个投标人的技术评分， K_t 为技术分权重；

$C_p(i)$ 为第 i 个投标人的评标价格分， K_p 为价格分权重；

$C_e(i)$ 为第 i 个投标人的不平衡报价评分；

$C_q(i)$ 为第 i 个投标人的报价质量分。

3. 评分分值计算保留小数点后两位，小数点后第三位“四舍五入”。

五、询标

（一）投标文件中有含义不明确的内容、明显文字或计算错误，评标委员会认为需要投标人作出必要澄清、说明的，应当组织询标。

（二）凡是评标委员会拟做出否决投标认定的，须组织相关投标人询问核实。未进行询问核实的，不得做出否决投标的认定，投标人放弃询问核实机会的除外（投标人所留联系方式无法联系上、在规定的时限内投标人不参加询问核实活动或不予答复的）。

（三）询标应通过专用录音电话通知相关投标人。询标内容及投标人的澄清、说明应当采用书面形式，并不得超出投标文件的范围或者改变投标文件的实质性内容。

（四）评标委员会不得暗示或者诱导投标人作出澄清、说明，不得接受投标人主动提出的澄清、说明。

（五）投标人不得通过补充、修改或撤消投标文件中的内容使其成为实质性响应的投标，投标人在投标截止时间以后不得提交任何资料作为评标依据。

六、推荐中标候选人

（一）评标委员会根据综合评分对进入评分范围的投标文件按最终得分由高到低进行排序，评分相同时，报价低者优先；评分、报价均相同时，技术得分高优先；评分、报价、技术得分均相同时，由评标委员会通过记名投票表决方式确定排序。

（二）评标委员会根据投标人须知前附表规定，确定中标人或推荐中标候选人。

七、完成评标报告

（一）评标委员会应当向招标人提交书面评标报告。评标报告由评标委员会全体成员签字。对评标结果有不同意见的评标委员会成员应当以书面形式说明其不同意见和理由，评标报告应当注明该不同意见。

评标委员会成员拒绝在评标报告上签字又不书面说明其不同意见和理由的，视为同意评标结果。

（二）评标报告应包括以下内容

1. 开标一览表；
2. 评标内容、过程和结果；
3. 询标澄清文件；
4. 否决投标情况说明及依据；
5. 推荐中标候选人；
6. 其他建议。

第四章 合同条款及格式

买方合同编号：ZSFD-2025-SB-00X

卖方合同编号：

舟山市普陀 2#海上风电场项目
风电机组及附属设备（含塔筒）
采购合同

买方：浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司

卖方：

签约时间：2025 年 10 月

签约地点：

为明确买卖双方在合同履行过程中的权利和义务,根据国家相关法律法规以及竞争性谈判文件和报价文件的规定,买卖双方订立本合同如下:

1. 定义和解释

除本合同另有说明,下述词语在本合同中使用时,具有如下含义:

- 1.1 “买方”是指浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司。
- 1.2 “卖方”是指_____。
- 1.3 “合同”是指本合同条款及其所有附件,包括双方根据合同规定不时作出的修改和补充。
- 1.4 “合同总价”是指根据合同规定卖方在正确、完全地履行合同义务后买方应支付给卖方的费用总和。
- 1.5 “生效日期”是指本合同所有条款中所规定的合同的生效日期。
- 1.6 “技术资料”是指合同设备及相关的设计、制造、监造、检验、安装、调试、验收、性能考核试验和技术指导等文件(包括图纸、各种文字说明、标准、标准和软件、各种电子版文档等),和本合同附件 1 规定的用于设备运行和维护的文件。
- 1.7 “合同设备”是指卖方根据合同所要供应的机器、装置、材料、物品、专用工具、备品备件和有关物品等,如本合同附件 1 所列示和规定。
- 1.8 “监造”是指在合同设备的制造过程中,由买方派出或委托监造单位派出代表对卖方提供的合同设备的关键部位进行质量监督,实行文件见证和现场见证。此种质量监造不解除卖方对合同设备质量所负的责任。
- 1.9 “机组”或“风电机组”是指风力发电机组和附属设备组成的一套完整设备。
- 1.10 “试运行”是指在中央监控系统投入率 100%、连续、稳定、无故障运行、无任何会影响长期安全运行缺陷的条件下通过持续的 240 小时试运行。如果在可靠性试运行期内,没有出现额定风速,则可靠性试运行顺延 120 小时,如果仍然未出现额定风速,机组运行正常,则视为可靠性试运行合格。
- 1.11 “预验收”是指卖方提供的设备经安装、调试和试运行,达到合同规定的预验收标准而进入质保期的验收。预验收证书是表明买方接受预验收结果的证明,证书由买方、卖方和业主共同签字。
- 1.12 “性能验收试验”是指为检验合同设备是否达到本合同附件 1 规定的性能保证值按本合同附件 1 规定所进行的试验。
- 1.13 不适用。
- 1.14 “最终验收”是指完成质保期后的验收。如果检验证明每台风机均完好,性能指标达到合同规定以及卖方已经履行了合同规定的其他义务,买方向卖方签发最终验收证书。
- 1.15 “日、月、年”是指公历的日、月、年;“天”是指 24 小时,“周”是指 7 天。

- 1.16 “项目”或“工程”是指：。
- 1.17 “现场”是指本合同项下合同设备安装、运行的工程现场。
- 1.18 “技术服务”是指由卖方提供的与合同设备的设计、制造、设备监造、检验、施工、安装、调试、试运行、性能验收试验、预验收直至最终验收证书签发相关的技术指导、技术配合、技术培训等全过程的服务。
- 1.19 “备品备件”是指根据本合同提供的满足设备安装、调试、试运行以及质保期内正常运行所需的备用部件，如本合同附件 1 所列示和规定。
- 1.20 “书面文件”是指任何与本合同有关的手稿、打字或印刷的有相关印章和具有法定代表人或其授权人签名的文件。
- 1.21 “分包商”是指按合同规定并经买方批准的接受合同供货范围内任何部分的供货分包的其他法人及该法人的法定承继方。
- 1.22 “设备缺陷”是指卖方因设计、制造错误或疏忽所引起的本合同设备（包括部件、原材料、铸锻件、元器件等）达不到本合同规定的性能、质量标准要求的情形。
- 1.23 “监造代表”是指由买方派出或委托的监造单位派出的对合同设备进行监造的人员。
- 1.24 “大部件”是指保证合同设备性能指标的关键或主要的成套部件或系统等，在本合同是指风机发电机、变频器（易损器件除外）、叶片、轮毂、齿轮箱（如有）、主轴、主轴承、变桨轴承、偏航轴承（含齿圈）、升压变、塔筒。
- 1.25 “质保期”指风电机组所有设备及部件（含塔筒）质量保证的期限，包括应各种原因延长的质量保证期限。如由于设备质量原因重新计算质保期的，质量保证期为存在质量问题全部设备均完成维修或更换并验收合格后 60 个月。
- 1.26 “潜在缺陷”指卖方在设计、制造过程中及交付之前已存在，但在合同质保期内未能发现及在设备寿命期内发现的已存在的设备缺陷。
- 1.27 “正式财务收据”是指卖方所在地政府部门（工商、财政或税务等）监制的结算收据。
- 1.28 “业主”是指合同设备的最终用户，为浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司。
- 1.29 不适用
- 1.30 解释
- 1.30.1 合同中提及的“包括”一词不具有限制性含义。
- 1.30.2 除上下文另有要求外，本合同所指的日（天）、月、年均为公历日、月、年。
- 1.30.3 组成合同的文件的优先顺序如下：
- (1)合同条款；
 - (2)合同附件（附件之间冲突的，以本合同技术协议为准）；
 - (3)中选通知书；
 - (4)报价文件及其澄清文件；
 - (5)招标文件及其澄清文件。

上述文件应互为补充和解释，如不同文件之间有矛盾时，以所列顺序在前的为准，同一顺序的则以时间在后的为准。某一合同组成文件本身存在含糊不清或不相一致的情形时，双方应从合同目的实现的角度协商解决，但不应对项目进度造成不利影响。经协商后双方无法达成一致意见的，可按本合同条款的规定提交争议解决。

2. 合同标的

买方同意向卖方购买，卖方同意出售给买方本合同规定的合同设备及与合同设备有关的技术文件、技术服务和技术培训。

2.1 合同设备将用于业主所投资的海上风电项目。

2.2 设备名称、规格（型号）、数量如下：

设备名称：_____，详见本合同附件 1 技术协议。

设备规格（型号）：_____，详见本合同附件 1 技术协议。

数量：_____，详见本合同附件 1 技术协议。

2.3 卖方对项目背景、特点、海况等基本信息已充分知晓，卖方保证其供应的合同设备是全新的，安全的、技术水平先进的、成熟的、质量优良的，设备的选型符合安全可靠、经济运行和易于维护的要求。

2.4 设备的技术协议、技术经济指标和性能见本合同附件 1 技术协议。

2.5 卖方在本合同下的供货范围包括所有相关的设备、技术资料、专用工具、安装调试备品备件和技术服务，详见本合同附件 1 技术协议。

2.6 卖方供应的技术资料见本合同附件 1 技术协议。

2.7 卖方供应的技术服务、技术培训见本合同附件 1 技术协议。

2.8 卖方提供合同设备的运输及保险，详细内容见本合同第 6 条和第 12 条。

3. 供货范围

3.1 本合同供货范围详见本合同附件 1 技术协议。

3.2 合同设备的设计、供货范围和原产地、技术规格、性能和保证指标按照本合同附件 1 技术协议执行。除非本合同技术协议明确排除在外，在执行合同过程中如发现有任何漏项和短缺，在供货清单中并未列入而且确实是卖方工作范围中应该有的，并且是满足合同技术部分对合同设备的可靠性、可用率和性能保证值要求、电网并网要求所必须的，均应由卖方负责将所缺的设备、技术资料、专用工具、随机备品备件、软件升级、接口、人员培训及技术协调、设备服务及技术指导等补上，发生的费用由卖方承担，且不调整合同总价。

3.3 本合同规定应由卖方履行的，或本合同虽未有明确规定、但为卖方执行其合同义务所必须的，卖方应负有保证合同设备按本合同附件 1 技术协议规定安全、长期、经济及稳定运行

所需的其他义务。

4. 合同价格

4.1 本合同含税人民币（大写）_____（¥_____元），税率 13%，开具增值税专用发票（合同不含税金额为_____元，增值税税额为 _____元，小数点后面数据需以发票开具金额为准）。如本合同履行过程中因国家政策变更导致税率调整，本合同不含税价不变，含税价予以相应调整。

上述合同的总价均包括合同设备（含备品备件、专用工具）、技术资料、技术服务等费用，以及卖方就合同设备所应支付的税费、包装、运输、保险等与本合同中卖方应承担的质保、维护等所有义务和所有工作有关费用（若本合同项下设备采用分批到货，则各批次“合同设备价格”指相应批次合同设备（含备品备件、专用工具）、技术资料、技术服务等费用，以及卖方就该批次合同设备所应支付的税费、包装、运输、保险等与本合同中卖方应承担的所有义务和所有工作有关费用）。并且，卖方在报价时已充分考虑合同签订后供货期调整、原材料涨价、运输方式的改变、技术服务延长、质保、维护等可能导致成本上涨的各种因素所带来的风险，除非双方另有约定，合同价格在本合同有效期内固定不变，卖方不得以任何理由提出涨价要求。

4.2 以合同签订日为基准日期，设备排产通知日和合同签订日未超过一年的，塔筒价格不予调差；超过一年及以上的，以合同签订日对应月份项目实施所在地钢材造价信息为基准价格，按排产通知日对应月份的项目实施所在地钢材造价信息进行调差（幅度正负 5% 以内时不调整，幅度超出正负 5% 以外时，超出部分进行调整）。

4.3 构成合同总价的各分项价格详见“附件 2 价格表”。

5. 付款

5.1 本合同使用货币种类为人民币。

5.2 付款方式：电汇、网银转账、银行承兑汇票。

5.3 合同价款的支付

5.3.1 合同生效日期起，卖方提交下列单据经买方审核无误且买方收到业主相应款项后 1 个月内，支付给卖方合同总价的 10%（合计：_____万元，大写：_____）作为预付款。

(1) 卖方应提交金额为合同总价 10% 的增值税专用发票；

(2) 卖方提供银行开具的金额为合同总价 10% 的不可撤销、见索即付的以买方为受益人的履约保函（格式见“附件 3 履约保函”），履约保函在从签发之日起至供货合同下所有合同设备的预验收证书签发后满 30 天之日止的期间内有效。

5.3.2 卖方已经签订主要部件（叶片、发电机、轮毂、偏航轴承、变桨轴承、升压变、塔筒）的分包合同并提供分包合同复印件，并经设备监造人员确认（分包合同复印件与原件一致，

批次设备供货满足工程现场需求), 卖方提供金额为合同总价 20%的增值税专用发票, 买方审核无误且买方收到业主相应款项后一个月内, 买方向卖方支付合同总价的 20% (合计: 万元, 大写:) 作为投料款。

5.3.3 每批次风电机组运抵买方指定地点(卖方应提供的专用工具、吊具、监控系统、技术资料等随第一台风机设备交付)经清点验收合格, 买方收到卖方提供的下列文件, 经买方审核无误且买方收到业主相应款项后 1 个月内支付该批次风电机组合同设备价格的 40%作为每一批次的风机到货款。

每批次风电机组设备价格=合同总价÷总台数×该批到货设备台数

- (1) 经买方开箱检验后签署的该批设备的接收单一份;
- (2) 经买方签署的该批合同项下应提交的技术资料接收单一份;
- (3)该批交付设备的制造厂商的质量合格证书正本一份 (原件、A4 幅面、盖质检章 (红印));
- (4) 该批交付设备的完整详细装箱清单一式二份;
- (5) 每包技术资料的详细清单一式【】份 (标明技术资料序号、文件项号、名称和页数);
- (6)由卖方开具的金额为该批次风电机组对应合同设备价格 70%的增值税专用发票一份。

5.3.4 预验收完成, 买方在收到下列文件并经审核无误且买方收到业主相应款项后 1 个月内, 支付给卖方合同设备价格的 20% (合计: 万元, 大写:) 作为预验收款, 所有合同设备的预验收证书签发后退还卖方履约保函。

- (1)由业主和买卖双方授权代表按合同签署的全部风机预验收证书正本一份、副本一份;
- (2)金额为合同设备价格 20%的正式财务收据(正本一份, 复制件二份)。

5.3.6 合同设备价格的 10%作为质量保证金, 待合同设备质保期满且没有质量问题, 业主和买方已经签发了全部合同设备的最终验收证书后, 在卖方提交下列单据经买方审核无误后一个月内, 买方支付给卖方合同设备价格的 10% (合计: 万元, 大写:)。

- (1)金额为合同设备价格 10%的正式财务收据 (正本一份, 复印件二份)。
- (2)全部合同设备最终验收证书的复印件一式五份。

在上述规定执行期间, 全部合同设备质保期满两年后, 质保期第三年卖方可以采用提供合同设备价格的 10%质量保证保函形式代替质量保证金, 此质量保证保函待全部合同设备质保期满且业主和买方已经签发了最终验收证书 30 天内退还。

5.3.7 同质化奖励暂列金额 50 万元, 质保期内奖励按不高于 10 万元/年实施。具体奖惩要求详见附件 6: 风机主机安全考核金条款。此部分费用每年支付一次, 在卖方提交下列单据经买方审核无误后一个月内, 买方支付给卖方:

- (1) 经买方确认金额 100%的增值税专用发票。
- (2) 相关考核的凭证。

若根据附件 6：风机主机安全考核金条款考核结算后金额为负数的，则买方有权要求卖方支付相应罚扣款项。

5.4 买方收到银行电汇回执单或网银支付日期为实际支付日期。

5.5 买方有权从到期的付款或履约保函或质量保证保函中扣除、索赔合同规定卖方有责任支付的违约金或赔偿金。

5.6 如果卖方应向买方支付违约金、赔偿金、考核款等，卖方应在接到买方的书面索赔通知后一个月内，用电汇方式将款项由卖方银行汇入买方银行的买方账户。如逾期不交，买方有权从到期的款项或履约保函或投料还款保函或质量保证保函中将这部分索赔金额及其利息（按同期 LPR 的双倍计算）扣除。

6. 交货与运输

6.1 本合同设备的交货期及交货顺序应满足工程建设、设备安装进度和顺序的要求，应保证及时和部套的完整性。交货期及具体分部套交货时间详见“本合同附件 1 技术协议”。如果由于买方原因要求卖方提前或延迟交货，卖方应尽力予以合作，但买方需提前 30 天书面通知卖方，以便卖方有必要的生产和运输时间来满足实际交货。

6.2 合同设备交货方式

交货地点：海上安装机位点船板交货。

交货界面：为设备出厂后运输送达交货地点的船板，卖方采取合理、安全的运输方式，运输手续由卖方办理，发货和运输运送至买方指定地点，在买方接收产品前，如产品损坏、丢失或事故等，由卖方负责。

合同设备收货单位：浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司。

滞船期费用承担：4 天（4×24 小时）内产生的船舶滞期费用由卖方承担，其他费用由买方负责。若非卖方原因，所供风电机组及附属设备到达机位点需要二次转运或滞期超过 4 天无法顺利完成交货，相关费用(包括但不限于船舶滞期费、二次转运产生的费用等)由买方负责承担。

卖方要遵守交货地点安全规范、服从业主及相关单位现场管理，不得私自装卸货物。若因违反现场安全规范而发生人身或财产损害的，由卖方承担。

合同设备所有权自合同设备交货完成时起由卖方转移给买方。合同设备毁损、灭失的风险，在合同设备交货之前由卖方承担，交货之后由买方承担，机位点交货期间因天气等不可抗力影响无法进行设备吊装导致运输船等待交货的，卖方承担机位点船板交货前设备毁损灭失风险。尽管有上述规定，如果合同设备交货和开箱检验时外包装均保持完好，开箱检验时发现合同设备出现毁损灭失，则相应责任由卖方承担；如果合同设备交货时外包装完好但开箱检验时外包装严重损坏，开箱检验时发现合同设备出现毁损灭失的，则相应责任由双方

根据实际情况分清责任，协商处理。

6.3 卖方应在第一次设计联络会上按照本合同技术协议的规定向买方提供每批货物名称、总重量、总体积和交货日期的初步交货计划，在第一次发货前 15 天向买方提供本合同项下的货物总清单和装箱总清单（含光盘电子版），并提供一份重量超过 2 吨或体积大于 9 米×3 米×3 米的大件货物清单。

6.4 合同设备的交货日期为该合同设备到达交货地点后买卖双方签署的外观检查接收单中所注明的实际到货日期，条件是该批合同设备应经买方现场外观检验合格；如果到达交货地点的合同设备经现场外观检验不合格，则该合同设备将不被视为已交货。合同设备的交货日期将作为根据本合同 11.8 条计算迟交货物违约金时的依据。

6.5 卖方须向承运部门办理申请发运合同设备所需要的运输工具计划；且发运前卖方应事先就风机运输船舶锚泊能力、配备参数要求向买方确认。

6.6 卖方在预计交货日的前 10 天，应以传真和电子邮件方式将该批合同设备的如下内容通知买方：

- （1）合同号；
- （2）合同设备发运日；
- （3）合同设备名称、编号和价格；
- （4）合同设备总毛重；
- （5）合同设备总体积；
- （6）总包装件数；
- （7）车号/船名和运单号、交运车站/码头名称；

（8）重量超过 2 吨或尺寸超过 9 米×3 米×3 米的每件合同设备的名称、重量、体积和件数。对每件该类设备（部件）必须标明重心和吊点位置，并附有草图；

（9）对于特殊物品（易燃、易爆、有毒物品及其它危险品和运输过程中对温度等环境因素和震动有特殊要求的设备或物品）必须特别标明其品名、性质、特殊保护措施、保存方法以及处理意外情况的方法。

6.7 本合同附件 1 技术协议交货进度表中没有开列的合同设备应配合安装进度进行交货。

6.8 卖方应按“本合同附件 1 技术协议”的规定，向买方分批提供满足项目设计、监造、施工、调试、试验、检验、培训、运行和维修所需的厂家图纸、资料、技术文件（数量详见“本合同附件 1 技术协议”要求）。卖方应分别列出上述图纸、资料和技术文件的清单并应符合“本合同附件 1 技术协议”规定的交付进度。

6.9 卖方根据第 6.8 条所提供的图纸、资料和技术文件（合称“技术资料”）应以邮寄方式递交至下列地址买方指定人员，每批技术资料交邮后，卖方应在 24 小时内将技术资料的交邮日期、邮单号、技术资料的详细清单、件数及重量、合同号等以传真方式通知买方：

邮寄地址：

邮政编码:

收件单位:

6.10 技术资料的交付日期以邮政部门提货通知单时间戳记所注明的日期为准。此日期将作为买方按合同 11.9 条计算技术资料迟交违约金的依据。如果经买方或买方代表检查后发现技术资料有缺少、丢失或损坏,且非买方原因,则卖方应在收到买方通知后 14 天内(对纸质资料急用者应在 3 天内提供,电子资料应在 24 小时内提供)自费向买方补充提供缺少、丢失或损坏的部分。如因买方原因发生缺少、丢失或损坏,卖方应在接到买方通知后 14 天内(对纸质资料急用者应在 3 天内提供,电子资料应在 24 小时内提供),向买方补充提供缺少、丢失或损坏部分,由此引起的费用由买方承担。

6.11 买方可派遣代表到卖方工厂及装货车站检查包装质量和监督装车情况。卖方应提前 15 天通知买方交运日期。如果买方代表不能及时参加检验时,卖方有权发货。上述买方代表的检查与监督不能免除卖方在本合同项下应负的责任。

6.12 为实现对设备及材料的计算机管理。卖方应在每批货物交运前向买方发送一份装箱清单的电子邮件;并应在每批货物交运时随货提供一张装箱清单。

6.13 如果买方要求卖方推迟交货,应在约定时间内提前书面通知并经卖方书面确认,则卖方在该要求的期限内交货视为按时交货,但买方不承担设备实际交货前灭失或损毁的责任。

6.14 为了使合同设备交货和现场的储存保管协调,除非得到买方批准,所有的合同设备交货不得早于规定交货日期 15 天。

7. 包装与标记

7.1 卖方交付的所有合同设备应符合国家标准中关于包装、储运指示标志的规定、本合同技术协议及货物承运部门的规定,并具有适合长途运输、海运及多次搬运和装卸的坚固包装,以确保合同设备安全、无损地运抵合同约定的交货地点。

7.2 包装应保证合同设备在运输、装卸过程中完好无损,并有减振、防冲击的措施。若包装无法防止运输、装卸过程中垂直、水平加速度引起的合同设备损坏,卖方应在合同设备的设计结构上予以解决。

包装应根据设备特点,按需要分别采用防潮、防霉、防锈、防腐蚀的保护措施,对设备进行妥善的油漆,以适应远途海上、江河、陆上运输条件和大量的吊装、卸货以及露天堆放六个月的需要,防止雨雪、受潮、生锈、腐蚀、受震以及机械和化学引起的损坏,以保证设备在没有任何损坏和腐蚀的情况下安全运抵交货地点。采购含有木质包装材料的货物要严格按照程序查验《植物检疫证书》。

包装前,卖方负责按部套进行检查清理,不留异物,并保证零部件齐全。

7.3 卖方应对包装箱内和捆内的各散装部件在装配图中的部件号、零件号予以清楚标记,以便于清点验收。

卖方应在每件包装箱的两个侧面上，用不退色的油漆（油漆颜色分机组标明）以明显易见的中文字样印刷以下标记：

- （1）合同号；
- （2）目的站；
- （3）供货、收货单位名称；
- （4）设备名称、风机编号、图号；
- （5）箱号/件号
- （6）毛重/净重（公斤）；
- （7）体积（长×宽×高，以毫米表示）；
- （8）唛头：

要分别标明数字并以红色、黄色的底色加以区别；

- （9）生产日期；
- （10）生产工厂。

凡重量为 2 吨或超过 2 吨的合同设备，应在包装箱的侧面以运输业常用的标记和图案标明重心位置及挂绳位置及最大载重量，以便于装卸搬运。按照合同设备的特点及装卸和运输上的不同要求，包装箱上应明显印刷“小心”“向上”、“防潮”、“勿倒”、“怕热”、“远离放射源及热源”、“由此起吊”、“重心点”、“堆码重量极限”、“堆码层数极限”、“温度极限”“轻放”、“勿倒置”和“防雨”等字样或通用标记。

7.4 对裸装设备应以金属标签或直接在设备本身上注明上述有关内容。应带有足够的货物支架或包装垫木。

7.5 每件包装箱内，应附有包括部件名称、数量、风机编号、图号的详细装箱单、质量合格证明书、操作手册和详细的检测记录（如适用，包括主要的检测参数）一式二份。外购件包装箱内应有产品出厂质量合格证明书、技术说明（如有的话）各一份。装箱清单应在合同设备发运前传真和邮件给买方。

7.6 技术协议中列明的备品备件、专用工具应按合同设备分别包装，并在包装箱外加以注明，一次性交货。

7.7 备品备件、专用工具应分别包装并按 7.3 条在包装箱上注明相关内容。

7.8 各种设备及松散零星的部件应采用良好可靠的包装方式，装入尺寸适当的箱件内，并尽可能整车发运。

7.9 栅格式箱子或类似的包装，应能保证所盛装的合同设备及零部件不至于被盗窃或被其他物品或雨水损坏。

7.10 所有管道、管件、阀门及其它设备的端口必须用保护盖或其他方式妥善防护。

7.11 卖方及其分包商不得在两个或多个箱件上采用同一箱号标记。包装箱应连续编号，而且在全部装运的过程中，装箱编号的顺序始终是连贯的。

7.12 对于需要保证精确装配的明亮洁净加工面设备，其加工面应采用优良、持久的保护层（不得用油漆）以防止在安装前发生锈蚀和损坏。

7.13 卖方交付的技术资料应使用适合于长途运输、多次搬运、防雨和防潮的包装，并应防止潮气和海水的侵蚀。每包技术资料的封面上应注明下述内容：

- （1）合同号；
- （2）供货、收货单位名称；
- （3）目的地；
- （4）毛重；
- （5）箱号/件号。

每一包资料内应附有技术资料的详细清单一式二份，标明技术资料的序号、文件项号、名称和页数。

7.14 由于卖方包装或保管不善致使合同设备遭到损坏或丢失时，不论在何时何地发现，一经证实，卖方均应按本合同第 11 条的规定负责及时修理、更换或赔偿。在运输中发生合同设备损坏和丢失时，由卖方负责与承运单位及保险公司交涉处理，买方应提供必要的协助，同时卖方应尽快向买方补供损坏或丢失的合同设备以满足项目建设的需要。

7.15 机舱、轮毂、塔筒、叶片等大部件运输和储存支架由卖方提供给买方使用，相应费用含在报价内，卖方提供的支架数量（各部件均不少于 15 套）应能满足现场储存、转运的需要。卖方应对多次使用的专用包装箱、包装架等做出专门标记，返还费用由卖方承担，所有支架使用完毕后由卖方负责回收。

8. 技术服务和联络

8.1 卖方应及时向买方提供与合同设备有关的设计、设备监造、检验、土建、安装、调试、性能验收试验、运行、检修等方面的技术指导、技术配合、技术培训等全过程的服务。

8.2 卖方应派合格技术人员到现场指导买方人员按卖方的技术资料 and 图纸进行安装、调试和试运行，并负责解决合同设备在安装、调试和试运行中发现的技术问题。

8.3 卖方应在合同签订后 30 日历天内向买方提交执行 8.1 和 8.2 条中规定的服务工作的组织计划一式两份。

8.4 卖方如果有技术支持方，技术支持方的文件应通过卖方提供给买方。

8.5 根据工程需要，双方将另行举行技术/协调联络会，时间和地点由双方届时商定。

8.6 如遇有重大问题需要双方立即研究协商时，任何一方均可建议召开会议，在一般情况下，另一方应同意参加，费用各自承担。

8.7 卖方应保证其从事设计及技术指导的人员皆全力为项目的最大利益服务，不会发生任何违背这一原则的行为和不法行为，卖方及买方都将为此提供各种条件以便双方密切协作，顺利开展工作。卖方在必要时邀请买方参与卖方的技术设计，并向买方解释技术设计。

8.8 各方均应对开展的各次会议或其他联络形式决定的内容签订纪要并执行，会议纪要的签署人员应视为已自动获得双方各自的授权。若涉及合同条款修改，需买卖双方取得合意，并经业主及其他相关单位审查同意并签订变更协议后方可执行。

8.9 卖方提出并经双方在会议上确定的安装、调试和运行技术服务方案，卖方如有修改，须以书面形式通知买方，经买方确认后方可进行。为适应现场条件的要求，买方有权对卖方的安装、调试和运行技术服务方案提出变更或修改意见，并书面通知卖方，对此卖方应给予充分考虑，并应尽量满足买方要求。

8.10 买方有权将卖方的设备设计、安装和技术服务方案以及卖方所提供的一切与合同设备有关的资料和图纸等分发给与本工程有关的各方，并不由此而构成任何侵权，但不得向任何与本工程无关的第三方提供。

8.11 对盖有“密件”印章的买卖双方所提供的资料，双方均有为其保密的义务。对于卖方提供的盖有“密件”的资料，买方应要求使用该等资料的工程建设有关方承担保密义务。

8.12 卖方的分包商需要就其分包部分提供技术服务或现场服务的，卖方应作出统一组织并事先征得买方同意，所需费用由卖方自行承担。

8.13 卖方须对一切与本合同有关的供货、设备及技术接口、技术服务等问题（包括分包与外购）承担全部责任。

8.14 凡与本合同设备相连接的其它设备装置，卖方有提供接口和技术配合的义务，并不应因此而要求买方支付任何额外费用。

8.15 卖方应在第一套合同设备到货的 2 个月前，将其派到现场服务的技术人员名单及相关简历提交买方确认。买方有权要求更换不符合要求的卖方现场服务人员，买方提出此类要求时，卖方应根据现场需要，重新选派买方认可的服务人员。如果在买方书面提出该项要求 10 天内卖方未予答复，也未予以更换，则卖方应按 11.10 条承担违约责任。

买方将为卖方派到现场的技术人员提供工作和生活方便，相关费用应由卖方自行承担。

因卖方技术服务人员对安装、调试、试运的技术指导的疏忽或错误以及卖方未按本合同或买方要求提供现场服务而引起的买方的损失由卖方负责赔偿。

8.16 技术服务和联络的具体要求见本合同附件 1 技术协议。

9. 设备监造与检验

9.1 卖方应按照国家 and 买方自己的现行技术标准和规范以及买卖双方当事人在设计联络会上签署的纪要进行合同设备的设计、选材、制造和检验。卖方应在本合同生效日期起 3 个月内，向买方提供本合同设备的设计、制造和检验标准的目录。设计、制造和检验标准应符合技术协议的规定。技术标准和规范详见本合同附件 1 技术协议。在合同执行期间，中国颁发的强制性标准或强制性条文如有所变更，则按变更后的执行，但卖方不得要求任何额外的补偿。

9.2 买方有权委托监造单位进行设备监造和出厂前的检验。监造代表有权了解设备组装、检验、试验和设备包装质量情况，并签字确认。监造检验的标准应使用技术协议所列的相应标准。卖方有配合监造的义务，在监造过程中卖方应及时向监造代表提供相应资料，并不得因此要求买方支付任何费用。

9.3 设备监造的范围及具体监造检验项目见本合同附件 1 技术协议。

9.4 卖方应为买方或监造代表的监造检验提供下列方便：

9.4.1 根据本合同设备的月度生产进度提交符合技术协议要求的月度检验计划；

9.4.2 根据本合同设备的交货期要求，卖方应提供合同设备年度生产安排计划（包括国内供货的主要外购件，主要分包制造商所承担制作本合同设备的生产计划），国外进口部套件招标计划及落实情况。

9.4.3 提前 7 天将设备的监造项目和检验时间通知买方和监造代表。

9.4.4 保证买方和监造代表得以查（借）阅卖方与本合同设备有关的标准（包括工厂标准）、图纸、资料、工艺及实际工艺过程中检验记录（包括中间检验记录或不一致性报告）及技术协议规定的有关文件。如买方或监造代表要求，卖方应向买方或监造代表提供前述必要的文件或资料。

9.4.5 向买方和监造代表工作人员提供工作、生活方便。

9.5 监造检验/见证（一般为现场见证）一般不得影响工厂的正常生产进度（不包括发现重大问题时的停工检验），并应尽量结合卖方工厂实际生产过程。若监造代表不能按卖方通知时间及时到场，卖方工厂的试验工作可正常进行，试验结果有效，但监造代表有权在事后了解和检查试验报告和结果（转为文件见证）。若卖方未及时通知监造代表而单独检验或试验，买方有权不承认该检验或试验结果。如果买方不承认该结果，则卖方应按买方或监造代表的要求重复进行该检验或试验。

9.6 监造代表在监造中如发现设备和材料存在质量问题或不符合本合同规定的标准或包装要求时，有权要求卖方采取相应改进措施，以保证交货质量。但无论监造代表是否要求和是否知道，卖方均有义务主动及时地向其提供合同设备制造过程中出现的较大的质量缺陷和问题，在监造代表不知道的情况下卖方不得擅自处理此类质量缺陷和问题。

9.7 监造代表不论是否参与监造及检验，或是否对监造与检验报告签字确认，均不免除卖方在本合同项下对合同设备质量及其他方面所应承担的责任。

9.8 由卖方供应的所有合同设备/部件（包括分包与外购），在生产过程中都须进行严格的检验和试验，出厂前须进行部套和整机总装和试验。所有检验、试验和总装（装配）必须有正式的记录文件。卖方检验的结果要满足合同规定的要求，如有不符之处或达不到标准要求，卖方要采取措施直至满足要求，同时向买方提交不一致性报告。卖方发生重大质量问题时须将情况及时书面通知买方。设备出厂时需经过买方监造代表签署放行单后方可发货。以上工作完成之后，合格者才能出厂发运。工厂检查的所有费用包括在合同设备总价中。

所有这些正式的记录文件及合格证作为技术资料的一部分,卖方要以快递方式邮寄给买方存档。此外,卖方还应在随机文件中提供合格证和质量证明文件。

由卖方供应的所有合同设备部件出厂时,应有卖方签发的产品质量合格证、检验记录和测试报告作为交货的质量证明文件。对技术协议列出的主要设备,还应有监造代表签字的全套监造与检验记录和试验报告。卖方负责全部塔筒的全程监造,包括但不限于塔筒法兰平面度及尺寸检查、塔筒尺寸检查、漆膜厚度检查、无损检测、表面清洁度检查,及其余检查项的文件见证。卖方还应进行未检测塔筒的文件见证及塔筒出厂验收证书的签署,并负责塔筒生产中间过程问题处理、配合完工检查。卖方监造人员每周向买方提交一份监造报告,对监造过程进行总结汇报。

9.9 合同设备到达交货地点后,卖方应及时派人员到交货地点,与买方人员一起根据运单和装箱单组织对合同设备的包装、外观及件数进行清点检验。买卖双方要对检验情况做好到货记录并由双方签字确认、双方各执一份。如经清点检验发现所交付的合同设备与运单和装箱单有任何不符之处且双方代表确认属卖方责任,则卖方应承担本合同项下相应责任。

合同设备运抵买方指定地点后,买方应尽快开箱,买方应在开箱检查前 5 天通知卖方开箱检验日期,卖方应派遣检验人员参加现场检验工作,检验合同设备的数量、规格和质量。买卖双方要对货物检验情况做好开箱记录,经买方检验合格后由双方签署接收单。

在现场开箱检验时,经买方通知,如果卖方人员未按时到达现场参加检验,买方有权自行开箱检验,检验结果和记录对双方均有效,并可作为买方向卖方提出索赔的有效证据。如买方未通知卖方而自行开箱或最后一批设备到达现场 3 个月仍不开箱,因此产生的后果由买方承担。

9.10 现场开箱检验时,如发现合同设备由于卖方原因(包括运输)造成任何损坏、缺陷、短少或不符合合同中规定的质量标准和规范,双方应做好相关记录,并由双方代表签字,各执一份,作为买方向卖方提出修理、更换或索赔的依据。经买方同意后,卖方可委托买方修理损坏的设备,但所有修理设备的费用应由卖方承担。如果合同设备的损坏或短缺是因买方原因造成的,则卖方在接到买方通知后,应尽快提供或替换相应的合同设备,由此引起的费用由买方承担。

9.11 如果卖方对买方提出的更换、修理或索赔要求有异议,应在接到买方的相关书面通知后 7 天内提出,否则买方提出的上述要求即告成立。如卖方在规定时间内提出异议,其可在接到买方的相关通知后 7 天内,自费派代表赴检验现场同买方代表共同复验。

9.12 双方代表在会同检验中对检验记录不能取得一致意见时,任何一方均可提请权威的第三方检验机构进行检验。检验机构出具的检验证书为最终的检验结果,对双方均具有法律约束力。如果检验结果属于卖方责任,卖方除了负担检验费用外,还需承担买方因此额外支付的费用。

9.13 卖方完成修理、更换或补供合同设备的时间,以不影响项目建设进度为原则,但不

应迟于发现缺陷、损坏或缺乏之后 1 个月，对于关键部件、主要部件重新供应的时间，由买卖双方协商决定。由此产生的制造、修理费用、运费及保险费均应由责任方负担。超出约定时间的按本合同第 11 条处理。

9.14 上述条款所述的各项检验仅是现场的到货检验，尽管没发现问题或卖方已按买方要求予以更换或修理均不能被视为卖方在合同第 11 条“保证与索赔”及本合同附件 1 技术协议项下质量保证责任的免除。

9.15 卖方应当在进口部件生产完成后，安排买方人员（6-10 名）赴境外生产地进行实地出厂验收。验收的具体时间、地点及日程安排应由双方协商确定，并提前书面通知买方。卖方承担买方人员参加境外出厂验收的全部费用，包括但不限于：买方人员的差旅费用（往返交通、住宿、签证等）；买方人员在验收期间的餐饮费用；其他与验收相关的必要费用。卖方应在买方人员完成验收并签署验收记录后，根据买方提供的费用明细支付相关费用。

10. 安装、调试、试运、验收和维护

10.1 除非本合同附件 1 技术协议中另有其他约定，合同设备根据卖方提供的技术资料、检验标准、图纸及说明书进行安装、调试、试运和维修。卖方承担吊装前塔筒内的电气安装工作。

10.2 合同设备安装、调试，卖方应派人参加，卖方技术人员离开安装现场需征得买方同意，并必须在进场前准备全部的调试期备品备件、专用的测试仪器设备及专用工具以及完成本合同规定的其它事项。卖方现场技术服务人员应对整个安装过程进行指导，并负责调试。如果由于卖方原因致使安装调试过程中出现问题未能在 10 天内得以解决，则应按 11.10 条视为延误工期处理。

10.3 本合同设备安装完毕后的验收工作按照技术协议的要求进行。在合同设备安装、调试及质保期内，如果因卖方提供的合同设备有缺陷和技术资料有错误，或者卖方技术人员指导错误或疏忽，造成工程返工、报废，卖方应无偿进行更换或修理并负担由此产生的到现场更换和修理的一切费用。更换或修理期限应在证实属卖方责任之日起的 7 天内完成。

10.4 本合同项下全部风电机组可靠性运行及试运行合格后，可签署预验收证书，预验收相关要求详见本合同附件 1 技术协议。

10.10 本项目出具的预验收证书只是证明卖方所提供的合同设备性能和参数截至出具预验收证书时可以按合同要求予以接受，但不能视为解除卖方对合同设备中存在的可能引起合同设备损坏的潜在缺陷所应负责任的证据。同样，最终验收证书也不能被视为解除卖方对合同设备中存在可能引起合同设备损坏的潜在缺陷应负责任的证据。卖方对纠正潜在缺陷的责任期自最终验收通过之日开始，至最终验收通过满 5 年止。当发现这类潜在缺陷时（经双方确认），卖方应按照本合同 11.3 和 11.5 条的规定进行修理或更换。

10.11 质保期满后，检验证明每台风机均完好，性能指标达到合同规定以及卖方已经履行

了合同规定的其他义务，买方向卖方签发最终验收证书。

合同设备最后一批交货之日起的 72 个月内，如因买方原因导致该合同设备未能进行试运行和性能验收试验，期满后即视为通过最终验收，此后 15 天内，应由买方、业主签署并由卖方会签该套合同设备的最终验收证书。

10.12 在合同执行过程中的任何时候，对由于卖方责任需要进行的检查、试验、再试验、修理或更换，在卖方提出请求时，买方应作好安排以便进行上述工作。卖方应负担修理或更换及其人员的费用。如果由于卖方设计图纸错误或卖方技术服务人员的错误指导造成买方返工，或卖方欲委托买方施工人员进行加工或修理、更换设备，则卖方应按下列公式向买方支付费用，买方提供相应的正式发票（所有费用按发生时的项目所在地定额费率水平计算）：

$$P=ah+M+cm$$

其中：P——总费用（元）

a——人工费（元 / 小时 · 人）

h——人时（小时 · 人）

M——材料费（元）

c——台班数（台 · 班）

m——每台设备的台班费（元 / 台 · 班）

10.13 在安装、调试和试运过程中，如合同设备出现由于卖方造成的缺陷或损坏，卖方应在买方发出书面通知后 3 日内及时进行处理；如卖方未按要求处理，买方自行委托第三方解决的，费用由卖方承担，同时还应按 11.10 条处理。

10.14 如果买方在机组检修时向卖方提出要求供应所需备品备件，卖方应在 24 小时内明确答复提供备品备件的时间。卖方承诺该部分备品备件的价格在合同设备质保期满后三年内按合同价格保持不变。

10.15 无论在什么情况下，在合同设备的损失或损坏的责任澄清之前，卖方均应首先尽快交付更换或补充此损失或损坏的设备，费用由最终澄清后的责任方承担。

10.16 卖方应负责质保期内设备的运维服务，由此产生的一切费用及安全责任由卖方自行承担。买方有权按照附件 6：风机主机安全考核金条款的规定对卖方的运维服务进行监督考核。

11. 保证与索赔

11.1 整机质保期为风机签发预验收证书之日起 5 年，或由于买方原因导致合同设备未能如期进行预验收时，整机质保期为自卖方发运的最后一批交货的设备到货之日起 72 个月（签最终验收证书）。该质保期的具体内容按第 10 条和第 11 条有关条款执行。

11.2 卖方保证其供应的本合同设备是全新的，技术水平是先进的、成熟的、质量是优良

的，设备的选型均符合安全可靠、经济运行和易于维护的要求。

卖方保证根据本合同附件 1 技术协议所交付的技术资料完整统一和内容正确、准确并能满足合同设备的设计、安装、调试、运行和维修的要求。

11.3 本设备合同执行期间，如果卖方提供的设备有缺陷、技术资料有错误或者由于卖方技术人员指导错误和疏忽，造成设备损坏、设备或系统缺陷，卖方应立即无偿更换和修理，并承担相应费用。如需更换，卖方应负担由此产生的到安装现场更换的一切费用，更换或修理期限应不迟于证实属卖方责任之日起的 7 天内，否则按 11.10 条处理。

由于买方未按卖方所提供的技术资料、图纸、说明书和卖方现场技术服务人员的指导而进行施工、安装、调试造成的设备损坏，由买方负责修理，更换，但卖方有义务尽快提供所需更换的部件，对于买方要求的紧急部件，卖方应安排最快的方式运输，所有费用均由买方负担，部件费用与合同单价一致。

11.4 合同规定的质保期满后，由买方、业主在 10 天内出具合同设备质保期满最终验收证书交给卖方。条件是：在此期间卖方应完成买方在质保期满前提出的索赔和赔偿。

11.5 在质保期内，如果由于卖方的过失或疏忽造成其所供应的设备（或部件）出现损坏，或发现设备、系统有缺陷，或在合同设备定检维护中发现的潜在缺陷，不满足本合同技术要求的规定时，卖方应立即无偿提供修理或更换设备及零部件等，卖方同时承担相应的运输、保险等伴随费用，以满足本合同附件 1 技术协议要求。同时，所更换或修理后的设备或部件重新进入质保期（大部件除外）。

风机大部件如出现更换或修理，则整台风机自通过买方、业主验收合格后重新进入质保期，对应风机质保金顺延至质保期满后释放。大部件出现批量性缺陷，更换或修理并通过验收后，合同范围内所有风机质保期自批量性缺陷认定之日起顺延 5 年，合同质保金顺延至质保期满后释放（注：当风机设备同一部件出现相同缺陷的数量超过总台数的 15% 时，可认为是批量性缺陷）。

11.6 如出现 11.5 所述需要修理或更换设备及零部件的情况，经买方同意后，卖方可借用买方库存中的备品备件以更换损坏或有缺陷的设备或部件，条件是卖方应负责自费在 1 个月内将动用的备品备件补齐，运到现场买方指定地点，并且通知买方。

11.7 由于卖方责任，在质保期内不能达到本合同技术协议所规定的一项或多项保证指标时，卖方应按如下规定向买方支付性能保证违约金，不足 1% 按直线插入计算：

a) 其在本合同项下提供的单台风电机组功率曲线实测保证值应不低于 95%；功率曲线按单台考核，如在质保期内未达到保证值，则每低 1%（百分之一），违约金为该台设备合同价的 2%（百分之二）；

b) 质保期内合同设备可利用率考核从进入质保期之日起逐年进行。考核指标为：单台风电机组的年平均可利用率 \geq 报价人保证值（不低于 92%）；整个风场风电机组的年平均可利用率首年 \geq 报价人保证值（不低于 96.5%），第二年至质保期结束不低于 \geq 报价人保证值

(不低于 97.5%)。

整个风电场风电机组年平均可利用率每低 1% (百分之一), 违约金为本合同总价 1% (百分之一); 单台设备年平均可利用率每低 1% (百分之一), 违约金为该台合同设备价格 2% (百分之二)。每年考核一次, 两者不同时适用, 执行金额较高的一项。

质保期内 (从进入质保期之日起逐年进行), 每年考核一次, 单台机组年平均可利用率低于 92%, 则买方除按前述 11.7a)、b) 款考核外, 还可选择:

1) 由卖方负担全部费用更换一台新的机组, 卖方应承担一切风险并负担买方蒙受的所有直接和间接损失费用, 包括但不限于卖方负责机组拆除、回收、新机组及设备监造、试验、机组吊装等施工、调试、并网试验等新机组并网前的全部工作;

2) 将该机组退货, 卖方退还买方相应设备价款, 同时赔偿买方因退货产生的直接损失, 包括但不限于买方为退货机组支付的基础、海缆及施工等配套费用, 利息、银行手续费、运费、保险费、检验费、仓储费、装卸费以及为看管和保护退回合同设备所需的其它必要费用。

c) 年平均等效满负荷小时数的考核 (从进入质保期之日起逐年进行), 每年考核一次: 质保期内年平均等效满负荷小时数若小于卖方承诺保证值, 每低 1% (百分之一), 违约金为本合同总价的 1% (百分之一)。

d) 设计的最终载荷计算值不得超过报价文件中提交的风机塔底的基础载荷值的 5%。在偏差范围内, 每超 1% (百分之一), 违约金为 10 万元/台。如超 5%, 买方有权全部或部分解除合同, 买方选择全部或部分解除合同的, 卖方应退还买方相应设备价款, 同时赔偿买方因退货产生的一切损失, 包括但不限于买方为退货机组支付的基础、海缆及施工等配套费用, 利息、银行手续费、运费、保险费、检验费、仓储费、装卸费以及为看管和保护退回合同设备所需的其它必要费用。

卖方提交违约金后, 仍有义务向买方提供技术帮助, 采取各种措施以使设备达到各项技术经济指标。

e) 年关口电量考核从进入质保期之日起逐年进行, 质保期内每年考核一次。质保期第一年至第四年, 当年的关口电量若小于卖方保证值, 则按照 (年关口电量保证值-当年关口电量) \times 0.4153 元/千瓦时进行赔偿。在第五年末考核时, 若 5 年内年平均上网电量大于或等于卖方保证值, 则返还第一至第四年关于本条目所有考核金额; 若 5 年内年平均关口电量小于卖方保证值, 由卖方按照 $21 \times (\text{卖方年关口电量保证值} - 5 \text{ 年内年平均关口电量}) \times 0.4153$ 元/千瓦时进行赔偿。(卖方年关口电量保证值=中标容量 \times 卖方承诺等效利用小时数)。如因为风机质量问题导致合同范围内风机全部质保期延长的, 质保期第 6 年至质保期满的关口电量低于质保期前 5 年平均值的, 由卖方对差额部分进行赔偿, 考核每年进行一次。在质保期满前, 由卖方按照 $(26 - \text{实际质保年限}) \times (\text{卖方年关口电量保证值} - \text{质保期内年平均关口电量}) \times 0.4153$ 元/千瓦时-对应已赔偿关口电量值进行赔偿。

11.8 如果不是由于买方原因或买方没有要求推迟交货而卖方未能按本合同技术协议规定

的交货期交货时（不可抗力除外），买方有权按下列比例向卖方收取违约金：

迟交 1—4 周，每周违约金金额为迟交货物金额的 0.5%；

迟交 5—8 周，每周违约金金额为迟交货物金额的 1%；

迟交 9 周以上，每周违约金金额为迟交货物金额的 1.5%；

不满一周按比例计算。每套合同设备迟交货物的违约金总额不超过每套合同设备价格的 10%。

为免疑问，若卖方任何设备的交货延迟影响工程进度或存在质量问题，并由此对买方造成的全部直接和间接损失，只要买方因为卖方的行为受到了损失，卖方应赔偿的买方的损失数额不受本协议有关条款的违约金限额的约定。

卖方迟交 90 天以上或卖方明示表明无法继续供货的，买方有权解除部分或全部合同，并有权要求卖方合同解除部分货物金额 10% 的违约金。

11.9 如由于确属卖方责任未能按本合同技术协议的规定按时交付严重影响施工的关键技术资料时，买方有权按下列比例向卖方收取违约金：

(1)迟交 1 周内，违约金金额为人民币 2 万元/批；

(2)迟交 2—4 周，违约金金额为人民币 5 万元/周.批；

(3)迟交 4 周以上，违约金金额为人民币 10 万元/周.批；

对安装、试运行、并网有重大影响的技术资料迟交超过 90 天时，买方有权终止部分或全部合同。由此对买方造成损失的，包括因此造成的买方的可得利益损失和间接损失（包括但不限于发电量损失、相关单位的考核损失等，其中发电量损失按卖方承诺的等效利用小时数为标准计算），只要买方因为卖方的行为受到了损失，卖方应赔偿的买方的损失数额不受本协议有关条款的违约金限额的约定。

11.10 如果由于卖方设备缺陷和技术服务的延误、疏忽或错误，在执行合同中造成延误，每延误工期一周卖方将向买方支付该批合同设备价格的 0.5% 作为违约金，且卖方须支付由于卖方技术服务错误或违约造成买方全部直接和间接损失，包括但不限于发电量损失、相关单位的考核损失等，其中发电量损失按卖方承诺的等效利用小时数为标准计算。

11.11 卖方应保证其所供设备的防盐雾腐蚀效果，如在质保期内发生油漆起泡、脱落现象和设备腐蚀等较严重情况，卖方应负责处理，卖方未在买方要求的合理期限内完成处理的应支付买方相当于合同设备价 0.5% 的违约金。

11.13 卖方支付迟交违约金并不解除按合同所规定的相应义务。

合同设备最后一批交货完毕后的剩余部件，应按合理的进度交付，但在任何情况下应在合同设备预验收证书签发之前。

11.14 若因卖方在履行本合同过程中，因其提供的合同设备或其组成部分或任何设计、数据、图纸、技术协议或其它文件或材料而导致已注册或存在的任何专利权、商标、著作权或其它知识产权受到侵犯或声称受到侵犯，卖方将保护买方、其雇员、管理人员和其他雇佣方

免受由此产生的任何起诉、索赔、损失和费用（包括律师费）等损害，如因上述起诉、索赔导致买方遭受损失和费用（包括律师费），卖方将负责全额赔偿。如果在任何索赔或诉讼中，最终结果确定合同设备或任何组成部分的设计、加工或工艺构成侵权，并被永久禁止使用，则卖方应当尽快采取合理的措施，为买方获得准予继续使用该侵权设备或部件的许可，且买方不负担任何费用。如果卖方不能在合理的时间内获得许可，则卖方应当自费更换该受侵权指控的设备或其任何组成部分，并对其进行修正以使其处于非侵权状态，但前提是不能影响该合同设备的整体性能。

当买方在收到任何以上所述的侵权索赔函或有关要求赔偿的诉讼、行政或其他法律程序或接受调查的通知后，买方将及时书面通知卖方。卖方应勤勉和诚信地参加上述程序并进行辩护，接受最终的调解或裁决结果。买方在卖方承担相应费用的情况下，将提供合理的协助并有权聘请律师参与上述程序。

本条款在合同期满后继续有效。

11.15 安全违约金

如果在风机运输、安装、调试和运营期内，出现重大火灾、倒塔、人员死亡三类重大安全事故，经双方共同认定或经双方认可的第三方权威机构认定，事故系因风机质量原因或卖方人为原因造成，卖方应负责事故善后处理，承担费用维修或更换受损设备，使风电场恢复正常运行。同时卖方应向买方支付违约金，具体实施按照附件 6 安全文明施工协议执行。

11.16 质保服务违约金

在质保期内，卖方应按照合同及维护手册的约定履行风电机组及附属设备的全部定检工作，如卖方未能按照约定履行全部定检工作，每延误一周向买方支付人民币 10 万元的违约金，不足一周按一周计算。且卖方需支付由于卖方原因造成的延误而引起的买方的直接和间接损失。

11.17 其它违约责任

11.17.1 若卖方擅自变更设备品牌、原产地及品质等，卖方应当尽快更换设备使之符合本合同约定的各项条件，并支付变更部分的风机合同金额 10% 的违约金。若卖方不能在买方指定期限内更换设备或更换后的设备仍无法符合合同约定的条件，则买方有权解除部分或全部合同，卖方应向买方返还变更部分的风机合同金额并支付该金额 10% 的违约金。

11.17.3 若因卖方违约导致买方为实现本合同项下债权所发生的一切费用（包括但不限于诉讼费、律师代理费、担保费、调查费等），则均由卖方承担。

11.17.4 本合同履行过程中，如卖方出具的保函的实际担保期限短于合同约定的保证期限的，卖方应于担保期限到期日 15 日前重新提供保函（保函的担保期限应经买方事先认可）。卖方逾期提供新保函的，买方有权兑付原保函，所得款项作为原担保事项的现金担保（买方行使此项权利的不应被视为保函欺诈或其他任何保函使用不当之行为，由此给卖方造成的损失由卖方自行承担），且每逾期一日按保函金额的 0.2% 标准向卖方收取违约金，直至卖方

重新提供履约保函。

11.17.5 卖方在业主风电场项目首批机组并网前未取得中标产品的 A 级型式认证证书、功率曲线、高低电压故障穿越、电能质量及有功无功调节、电网适应性等测试报告，买方有权部分或全部解除合同。若继续执行合同，卖方须按照合同总价的 10%向买方支付违约金，并赔偿由此给买方造成的一切损失；若解除合同，卖方除须按照合同总价的 10%向买方支付违约金外，还须赔偿买方重新采购未交付机组导致的增加费用以及其他直接或间接损失。

11.17.6 卖方需根据本合同附件 1 技术协议的要求开放数据，如未开放的，根据情况单项支付 100 万元至 5000 万元的违约金，其中 SCADA 单项支付 5000 万元的考核金。

11.18 在设备寿命期内，卖方欲停止或不能制造某些备品备件，应及时向买方推荐此类备品备件的升级和替代产品。但如果无升级和替代产品，卖方有义务提前通知买方，以便买方有足够的时间从卖方处对所需的备品备件做最后一次订货，并且卖方有义务免费提供制造这些备品备件的图纸、样板、工具、模具及技术说明等，使买方能够为合同设备制造所需的备品备件，且买方制造备品备件不构成对专利及工业设计权的侵权。买方在用毕后适当的时候以合理的方式和状况归还以上各项物品。

11.19 自本合同生效日起 30 年内，卖方有义务提供与本项目有关的所有的新的或经改进的运行经验、技术和安全方面的改进资料。卖方提供这些文件资料不存在任何专利、技术和生产许可的转让，买方使用上述资料也不构成任何侵权，但买方不得向任何与本项目无关的第三方提供。

11.20 如卖方未根据要求配合买方监造与检验的，根据情况每次支付 100 万元至 500 万元的考核金。

11.21 在质保期内，出现任意违约情况，卖方应在接到考核通知后 30 日内将违约金项通过银行转账方式向买方支付。如逾期支付，则买方有权：

(1) 直接从质保金中扣除对应款项。质保金扣除后，卖方应在 10 日内补足质保金，逾期补足的，每逾期一日按需补足的质保金的 1% 标准向卖方收取滞纳金，直至卖方补齐质保金。

(2) 全额兑付保函。保函兑付后，卖方应在 10 日内重新提交足额保函，买方在收到新保函后退还剩余质保金。每逾期一日按需补足的质保金的 1% 标准向卖方收取违约金，直至卖方提供新保函。

11.22 前述所称直接和间接损失，包括但不限于买方因设备维修、更换所支出的一切费用、重新采购导致增加的费用、可得利益的损失、买方发电量损失、上级单位考核损失、第三方索赔，以及因可能发生的诉讼、仲裁支出的诉讼/仲裁费用、律师费、保全费、执行费等一切相关费用。

12. 保险

12.1 卖方应在每批合同设备发运前，根据水运、陆运和空运等运输方式为合同设备投保发运合同设备价格（包括合同设备和技术资料）110%的运输一切险，并使保险权益可转让买方。保险责任期为从卖方仓库到买方仓库或买方指定地点或项目现场机位点（包括卸货）。卖方还应为履行合同期间可能发生的卖方人员的人身意外办理保险。卖方应在运输一切险中明确运输险和工程险责任分摊附加条款，若无明显证据确定设备损失的发生期间，则该损失应由运输保险及工程保险各分摊 50%。

12.2 如买方要求，则卖方应将保险合同的副本于最终设备交货前 20 天提供给买方。由于卖方原因未能提供以上保险合同副本时，买方有权拒付运保费直到收到相关保险合同副本为止。

12.3 如条件允许，卖方应对每套合同设备的关键部件和主要部件的加工制造过程向保险公司投保该套合同设备关键部件和主要部件价格 110%的，以卖方为受益人的设备制造质量险，投保范围为制造过程中该套合同设备发生制造质量问题和车间内搬运等损坏。

12.4 如果卖方未对合同设备进行投保，买方有权将这部分保险费从该套合同设备的运保费中扣除。由此引起的责任全部由卖方承担。

12.5 如果卖方根据合同应交付的合同设备和文件在运输途中发生丢失或损坏，卖方应与保险公司联系进行索赔。同时应及时补供合同设备。如果此种丢失或损坏不属于保险公司的赔偿范围，则卖方也应按买方要求及时补供合同设备和赔偿买方损失。

13. 税费

13.1 根据国家有关税务的法律、法规和规定，卖方应该缴纳的与其签订或履行本合同有关的税费，由卖方承担。

13.2 本合同价格为含税价。与卖方提供合同设备、技术资料、服务（包括运输）、进口设备/部件等相关的所有税费（包括保险费、进口部件的税费、增值税等）已全部包含在合同价格内，由卖方承担。

14. 分包与外购

14.1 除卖方在报价文件中明确分包与外购的之外，未经买方同意不得将本合同范围内的任何设备或部件进行分包。在本合同生效 1 个月内，将此部分设备/部件的分包商和外购设备供货商预选名单、资质材料，提交给买方。买方在收到卖方提交的分包商和外购设备供货商的文件后 1 个月内进行审查，审查同意后，以书面形式予以答复。卖方需分包的内容和比例未经买方同意，不得分包，卖方须在买方同意的名单中选定分包商和外购设备供货商，并

以书面形式正式通知买方。

14.2 分包（外购）设备/部件的技术服务、技术配合按 8.12、8.13 条规定办理。

14.3 卖方应对所有分包设备、部件承担本合同项下的全部责任。

14.4 分包与外购的设备和部件清单见本合同附件 1 技术协议。

14.5 卖方在与分包商签订主要外购件或主要外购材料分包合同时，买方有权作为第三方参与见证。分包合同中应注明相应外购件或外购材料为本项目专用。

15. 合同生效及有效期

15.1 本合同在下列条件全部满足后生效：

15.1.1 买卖双方的法定代表人或授权代表（须经法定代表人书面授权委托）签字并加盖合同专用章。

15.1.2 合同生效以取得海上建设许可手续且招标人发出书面通知为条件。。

15.2 本合同有效期自合同生效日起到合同项下的全部权利义务履行完毕之日且双方之间已完全解决所有索赔事项并货款两清之日止。

16. 合同的变更和修改、暂停、中止和终止

16.1 本合同一经签订，合同双方均不得擅自对本合同的内容（包括附件）作任何单方面的修改。但任何一方均可以书面形式提出对合同内容进行变更、修改、取消或补充的建议。

如果该项建议将对合同价格和交货进度有重大影响时，卖方应在发出或收到上述修改建议后的 7 个工作日内，提出影响合同价格和交货期的详细说明。所有有关合同变更或修改的建议书均应在双方同意后由双方法定代表人或授权代表（须经法定代表人书面委托）签字后生效，并取代合同中相应的内容。

16.2 如果卖方有违反或拒绝执行本合同规定的行为时，买方将书面通知卖方，卖方在接到通知后 7 天内纠正此类行为。如果卖方认为在该 7 天内来不及纠正时，则应提出买方认可的纠正计划。如果在此期间卖方的违约行为未得到纠正且卖方未提出纠正计划，买方有权在该 7 天期满后向卖方发出一份暂停通知书，卖方在收到该通知后应按通知要求立即暂停履行本合同的部分或全部。此类暂停不构成对合同的变更或修改，由此而发生的一切费用、损失和责任将由卖方承担。

16.3 根据 16.2 条规定，如果买方行使暂停权利后，买方有权停付到期应向卖方支付的任何款项。

16.4 在合同履行期间，若因买方原因要求对合同设备进行重大的变更或要求增加超出技术协议以外的范围，买方应考虑卖方的设计和生产周期及由此而发生的费用变化，卖方接到买方的书面通知后，应充分考虑买方意见，与买方一起尽早完成合同修改。

16.5 合同生效以招标人发出书面通知为条件。若项目因政策处理等原因导致项目无法建设实施的,招标人有权单方解除本合同,此种情况下双方互不向对方就合同提前解除承担任何违约责任。

16.6 因买方原因要求中途退货,买方应向卖方支付金额为不超过退货部分货款总值 10% 的违约金。

16.7 如果卖方破产、产权变更(包括被兼并、合并、解体、注销)或无偿还能力,或为了债权人的利益在破产管理下经营其业务,买方有权立即书面通知卖方或破产清算组或合同权益归属人终止合同,或选择向该破产清算组或该合同权益归属人按其给出的合理忠实履行合同的保证,继续执行经过同意的合同部分。

16.8 若发生 16.7 条所述的情况,买方有权接管卖方与本合同设备有关的工作,并在合理期限内从卖方的现场房屋中迁出所有与本合同设备有关的设计、图纸、说明和材料。卖方应给买方提供一切合理的方便,使其能搬走上述这类设计、图纸、说明和材料。

此外,双方应对卖方已经实际履行的合同部分予以评估,并协商处理合同提前终止所产生的有关事宜。

17. 不可抗力

17.1 不可抗力是指合同当事人在签订合同时不可预见,在合同履行过程中不可避免且不能克服的自然灾害和社会性突发事件,包括(但不限于):

- (1) 战争、武装冲突(不论宣战与否)、入侵、外敌行为、战时动员、征用或禁运;
- (2) 叛乱、暴动、恐怖事件、政变等;
- (3) 由核燃料、或者由核燃料燃烧后的核废料、放射性有毒爆炸物、任何核爆炸装置或其核部件的其他有害性能引进的致电离辐射或放射性污染;
- (4) 非卖方管理及非卖方及其相关单位雇员引起的骚乱、喧闹或混乱;
- (5) 自然灾害,如洪水、火山喷发、陨石坠落等。
- (6) 非承包人及分包人工程管理引起的海上国际争端、外交风险等。

除上述不可抗力事件之外,本工程视为不可抗力的其他情形:超过项目风机抗台设计要求的台风,超过项目设防要求的地震。

不可抗力发生后,买方和卖方应收集证明不可抗力发生及不可抗力造成损失的证据,并及时认真统计所造成的损失。合同当事人对是否属于不可抗力或其损失的意见不一致的,由双方协商处理。发生争议时,按第 18 条(争议解决)的约定处理。

17.2 受到不可抗力影响的一方应在不可抗力事故发生后,尽快将所发生的不可抗力事件的具体情况以传真、电子邮件等方式通知另一方,并在 3 天内用特快专递将有关部门出具的证明文件提交给另一方,受影响的一方同时应尽量减少不可抗力事件所造成的损失或设法缩小对本合同履行的影响。一旦不可抗力的影响消除后,该方应将此情况立即通知对方,并应

立即恢复履行本合同。

17.3 如双方对不可抗力事件的影响估计将延续到 120 天以上时，双方应通过友好协商解决本合同的执行问题（包括交货、安装、试运行和验收等问题）。

17.4 发生不可抗力时，本合同项下的未受不可抗力影响的部分仍应继续履行。

17.5 发生不可抗力时，合同双方应各自承担由于不可抗力对其造成的费用损失。

17.6 不可抗力造成损害的责任

17.6.1 不可抗力导致的人员伤亡、财产损失、费用增加或工期延误等后果，由合同双方按以下原则承担：

设备的损坏在买方到货签收前由卖方承担，到货签收后由买方承担；

双方各自承担其人员伤亡和其他财产损失及其相关费用。

18. 合同争议的解决

18.1 本合同受中华人民共和国法律管辖并依其进行解释。

18.2 凡与本合同有关而引起的一切争议，双方应通过友好协商解决，如经协商后 30 天内仍不能达成协议时，则任何一方均可向买方所在地或业主所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。

18.3 在争议解决期间，除引起争议的事项外，双方应继续履行本合同项下的其他义务。

19. 其它

19.1 本合同适用法律为中华人民共和国法律。

19.2 本合同所包括的附件，是本合同不可分割的一部分，具有同等的法律效力。本合同技术协议经卖方与买方盖章确认后，作为本合同或具体采购合同的附件。如果合同正文与附件有不一致或模糊时，以合同正文为准。如果不同时间的文件有不一致或模糊时，以时间后者为准。

19.3 除本合同另有规定外，双方任何一方未取得另一方事先同意前，不得将本合同项下的部分或全部权利或义务转让给第三方。但卖方同意，买方有权将其在本合同项下的全部或部分权益质押或转让给融资银行或将本合同项下的全部权利和义务转让给其投资方，在此情况下，买方仅有义务以书面形式将该转让事宜通知卖方。

19.4 本合同项下双方相互提供的文件、资料，双方除为履行合同的目地外，均不得提供给与合同设备和相关工程无关的第三方。

19.5 买方发出合同生效通知前，因不可抗力、政策原因以及非买方主观原因导致合同无法生效履行，则买方仅承担退还投标保证金的责任，卖方放弃其他索赔权利。

19.6 卖方承诺其以及下游供应商对风电场所有信息和数据保密，卖方及下游供应商不得

开展有关本项目的任何形式的宣传。本项目风电场所有的信息和数据(秘密信息), 包括任何业务、商业、产品、所有权或技术信息和数据, 无论这些信息或数据采用何种媒介作为载体, 无论这些数据或信息是否通过口头、视觉或者有形形式或通过电子通信披露, 包括互联网提供, 无论这些信息是否被披露方标明“保密”字样或者类似字样, 未经买方明确书面授权, 卖方不得将秘密信息披露给第三方, 也不得向境外传送秘密信息(包括不得向卖方在境外的设置的机构、人员传送)。卖方根据其保护自身之秘密信息的保密程度对秘密信息加以保密、且该保密程度不低于合理的谨慎要求, 以防止秘密信息在未经授权的情况下被披露。

19.7 卖方承诺, 未经买方书面授权, 其不会对任何构成信息的有形物质的组成或者结构加以分析。

19.8 卖方承诺, 如买方要求, 其将归还, 或自行选择销毁所有其从披露方获得的现存的秘密信息(包括有形物质)。

19.9 除非适用法律禁止, 卖方同意遵守中国出口管制法律和法规, 未经中国政府正当审批, 不得出口或再出口从披露方获得的任何技术数据、技术产品和根据技术数据生产的直接产品至任何中国出口管制法律和法规禁止的国家。

如卖方和/或其供应商违反上述第 19.5~19.8 条款的任何一项约定, 除应承担其他相应的法律责任外, 卖方应向买方支付违约金【5000】万元, 并由卖方赔偿买方因此所遭受的全部经济损失(包括但不限于律师费用, 诉讼费用等)。

19.10 合同双方应指定两名授权代表, 分别负责直接处理本合同设备的技术和商务问题。双方授权代表的名称和通讯地址在合同生效的同时通知对方。

19.11 任何一方向对方提出的函电通知或要求, 如系正式书写并按对方下述地址派员递送或快递邮寄、传真发送的, 在取得对方人员或通讯设施接收确认后, 即被认为已经被对方正式接收。

19.12 本合同以中文编写, 合同执行过程中所涉及的相互往来文件、技术资料、说明书、会议纪要、信函等文件均应以中文编写。

19.13 本合同正本一式两份, 买卖双方各执正本一份。副本六份, 买卖双方各执三份。

20. 买卖双方基本信息及合同签署

本合同由双方的法定代表人或其授权代表在合同开首书明之地点签署, 以昭信守。

合同附件:

附件 1 技术协议

附件 2 价格表

附件 3 履约保函(格式)

附件 4 质量保证保函（格式）

附件 5 安全文明施工协议

附件 6 风机主机安全考核金条款

附件 1 技术协议
另行成册。

附件 2 价格表

价 格 总 表 单位：人民币万元

序号	名 称	合 计	增值税率	备 注
1	设 备 价 格		____%	
	设备本体			详见附表 1
	备品备件			详见附表 2
	专用工具			详见附表 4
2	技术服务费		____%	详见附表5
3	运保费		____%	详见附表6
	总计			

附表1：本体价格分项表

单位：万元

序号	名称		规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
1	风电机组设备（包括且不限于以下）									
1.1	发电机系统（及冷却装置）									
	发电机轴承									
	出口断路器（如有）									
1.2	风轮系统									
	叶片									
	轮毂									
1.3	齿轮箱（如有）									
	齿轮箱轴承（如有）									
1.4	变流器									
1.4.1	核心部件（功率模块）									
1.6	主轴及主轴承	主轴承								
		主轴								
1.7	传动/制动系统									
1.8	变桨系统									
1.8.1	变桨轴承									
1.9	偏航系统									
	偏航驱动									
	偏航轴承									
1.10	润滑冷却系统									
1.11	液压装置									
1.12	主控系统									
	主控制器									
1.13	机舱和机座									
1.14	随机配套工具									
1.15	风电机组联接用高强螺栓									

1.16	塔筒升降机及免爬梯								
1.17	逃生缓降装置								
2	塔筒								
2.1	塔筒法兰								
2.2	钢板								
2.3	油漆								
3	风机升压及附属电气系统								
3.1	升压变								
3.2	环网柜								
3.3	低压柜（如有）								
3.4	辅助变压器（如有）								
3.5	主控柜								
3.6	动力电缆								
3.7	照明								
3.8	检修电源箱								
3.9	UPS 电源								
3.10	海缆防火封堵								
3.11	与外部光缆连接的控制通信保护系统								
3.12	升压变测控保护装置								
4	风电机组监控系统（SCADA 系统）								
5	风机辅控系统								
5.1	风机状态在线监测系统								
5.1.1	主传动链在线监测系统								
5.1.2	齿轮箱油液在线监测系统								
5.1.3	发电机绝缘监测系统								
5.1.4	叶片状态在线监测系统								
5.1.5	风电机组螺栓监测系统 （塔筒、叶片法兰螺栓）								
5.1.6	叶片净空在线监测								

5.1.7	叶片雷击监测系统								
5.1.8	变桨轴承状态监测								
5.1.9	机舱环境监测								
5.2	火灾自动报警系统								
5.3	风速风向采集系统（风电 机组气象站）								
5.4	视频监控系统								
5.5	有线无线网络系统								
5.6	IP 电话系统								
5.7	网络交换机								
5.8	信息设备、网络安全 设备								
6	二次安防系统								
7	风电及各部位消防系统								
8	内部除湿防盐雾系统								
9	防雷保护装置								
10	风机内逃生系统								
11	防跌落保护装置								
12	机舱吊机								
13	基础吊机								
	小计								

附表 2：随机备品备件分项价格表 （由投标人填写完整详细的备品备件清单，计入总价，不限于以下项目）

单位：万元

序号	名称	规格和型号	产地	生产厂家	更换周期
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

附表 3：易耗品及专用工具清单（计入总价）

单位：万元

易耗品清单：

序号	名称	规格和型号	产地	生产厂家	更换周期
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

专用工具清单：

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							

附表 4：专用工具分项价格表（计入总价）

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1	吊装工具		套	3			
2	风机盘车工具		套	2			
3	PLC 手操器		套	2			
4						
5							
6							
7							

附表5：技术服务费分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	内 容	人日数	单价	合价	备注
1	卖方现场技术人员服务费				
2	培训费				
3	设计联络会费用				
4	其它				
	合计				

附表 6：运保费分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	内 容	价 格	备注
1	大件运输费（包括大件措施费）		若有
2	普通件运输费		
3	保险费		
4	其它		
	合计		

附件 3 履约保函（格式）

履约保函

致：

鉴于 卖方单位名称 (以下简称卖方)与贵方于【 】年【 】月【 】日签订了编号为【 】的_____合同（以下简称合同），由卖方负责_____（工作）。

鉴于贵方在合同中要求 卖方单位 提供总金额为合同总价 10%(百分之十)，即人民币【 】万元的银行保函，作为 卖方单位 履行供货合同的履约保函。

为此，根据 卖方单位 的申请，本银行，_____（银行名称及法定地址），特向贵方出具本履约保函，并在此声明：

- 1、本履约保函为无条件的不可撤销的银行保函；
- 2、本履约保函金额为人民币【 】万元；
- 3、如果由于 卖方单位 在履行合同过程中的作为或不作为、故意、疏忽或过失、过错等原因，使贵方遭受任何损失时，贵方即可向本行发出要求支付的书面通知。本行在收到该通知后将立即按该书面通知所要求的支付金额和时间进行支付。贵方在发出此类通知时无需随附任何证据或证据性材料，也无需说明任何理由；
- 4、本行特此放弃所有因贵方与 卖方单位 之间发生争议或相互索赔而享有的任何抗辩权；
- 5、本行进一步同意，如果合同发生任何情况的修改、修订、补充或其他变化，本行在本履约保函中的责任将不会发生任何变化，合同的前述变化也无须通知本行；
- 6、本履约保函在从签发之日起至供货合同下所有合同设备的预验收证书签发后满 30 天之日止的期间内有效。

银行名称：(盖章)

法定代表人（或签发人）：

日期： 年 月 日

附件 4 质量保证保函（格式）

质量保证保函

致：

鉴于 卖方单位名称 (以下简称卖方)与贵方于【 】年【 】月【 】日签订了编号为【 】的_____合同（以下简称合同），由卖方负责_____（工作）。

鉴于贵方在合同中要求 卖方单位 提供总金额为合同总价 10%(百分之十)，即人民币【 】万元的银行保函，作为 卖方单位 履行供货合同的质量保证保函。

为此，根据 卖方单位 的申请，本银行，_____（银行名称及法定地址），特向贵方出具本履约保函，并在此声明：

- 1、本质量保证保函为无条件的不可撤销的银行保函；
- 2、本质量保证保函金额为人民币【_____】万元；
- 3、如果由于卖方在整机 5 年内设备维护（维护应当是综合性的，包括有缺陷部件的维护和调换，以及所有的费用，如人工、设备起吊和运输）过程中的作为或不作为、故意、疏忽或过失、过错等原因，使贵方遭受任何损失时，贵方即可向本行发出要求支付的书面通知。本行在收到该通知后将立即按该书面通知所要求的支付金额和时间进行支付。贵方在发出此类通知时无需随附任何证据或证据性材料，也无需说明任何理由；
- 4、本行特此放弃所有因贵方与卖方之间发生争议或相互索赔而享有的任何抗辩权；
- 5、本行进一步同意，如果供货合同发生任何情况的修改、修订、补充或其他变化，本行在本质量保证保函中的责任将不会发生任何变化，供货合同的前述变化也无须通知本行；
- 6、本质量保证保函的有效期为从签发之日起至整机 5 年质保期满且签发了最终验收证书后 30 日止。

银行名称：(盖章)

法定代表人（或签发人）：

日期： 年 月 日

附件 5 安全文明施工协议

买方：

卖方：

为了贯彻"安全第一，预防为主，综合治理"的安全生产方针，确保工程工作安全、优质、高效地按期完工，根据《中华人民共和国安全生产法》、《中华人民共和国建筑法》、国务院《建设工程安全生产管理条例》、浙能集团关于工程建设卖方管理程序的有关规定，结合本工程施工的具体情况，经协商，买卖双方达成如下安全生产协议并严格执行：

一、本协议作为工程合同（以下称主合同）的附件，与主合同具有同等法律效力。

二、安全文明施工管理目标

- 1、不发生员工轻伤以上人身事故；
- 2、不发生全口径人身死亡事故；
- 3、不发生大型机具设备损坏和倒塌事故；
- 4、不发生直接经济损失 50 万以上的一般设备事故、各类设备损坏事件；
- 5、不发生直接经济损失 30 万元以上一般火灾事故；
- 6、不发生负主责以上由人员伤亡构成的重大以上交通事故；
- 7、不发生 20 万元以上物品被盗抢案件；
- 8、不发生一般以上环境污染事件或因环保问题造成的群体事件；不发生被政府相关部门通报批评的环保事件；
- 9、不发生其他造成重大社会影响的安全生产事故(事件)、群体事件。

三、卖方的施工项目和内容范围：

本次从采购的标的为某海上风电机组及附属设备的安装、调试、运输及运行维护等技术服务。

四、协议有效期限：本协议随主合同同时生效，至主合同同时失效。

五、双方安全责任和义务

1. 买方的安全责任和义务

1.1 在开工前，按照《建设工程安全生产管理条例》有关规定向卖方负责人、工程技术人员和安监人员宣传买方在安全文明生产管理方面的规章制度，并对卖方进行全面的安全技术交底。

1.2 对卖方制订的施工组织文件包括机构人员组织措施、施工技术方案和安全技术措施进行审核，审查合格后监督实施。

1.3 保证按合同，履行合同相关付款协议。

1.4 负责现场总体协调管理，对施工中出现的不安全行为，有权纠正或立即停止其工作。对不服从安全管理或严重违章作业、管理混乱的施工单位，有权终止合同，并限期退出。

2. 卖方的安全责任和义务

2.1 严格遵循买方相关的安全制度与应急预案要求。根据服务风险特点、范围和作业性质，制定相应的应急预案和现场处置方案；按要求开展应急演练；与相关方建立信息、资源共享以及协调联动机制等。卖方应建立己方及下游供应商出海人员动态管理台账，对出海作业各类人员（船员、海上风电作业人员、临时性出海人员）进行动态管理。

2.2 负责按照国家能源局《关于进一步加强海上风电项目安全风险防控相关工作的通知》、建设部《建筑施工企业安全生产管理机构设置及专职安全生产管理人员配备办法》以及海事等管理要求，成立本项目的安全管理监督机构，配备合格的安全管理人员，并建立健全安全文明施工管理、监督体系的各项管理制度，严格执行。

2.3 负责编制施工组织设计文件包括机构人员组织措施、施工技术方案和安全技术措施，经监理和买方审查批准后执行。卖方应按照经买方审核的有关措施，认真执行有关安全规定，把安全措施落实到施工过程的每个环节。对达到一定规模的危险性较大的分部分项工程编制专项施工方案，并附具安全验算结果，经施工单位技术负责人、总监理工程师签字后，由专职安全生产管理人员进行现场监督实施。

2.4 卖方及下游供应商海上风电作业人员，应按规定持有《海上设施工作人员海上交通安全技能培训合格证明》或相应等效的培训合格证，参加内部安全教育及培训，确保出海前熟悉作业区域的气象海况、工况条件和安全要求等。工程开工前，卖方必须组织本项目全体员工学习掌握施工组织和施工安全技术措施，传达贯彻买方安全管理和安全技术交底要求，并分工种进行安全教育，并留有记录。

2.5 卖方应严格遵守国家安全生产法有关规定，认真贯彻执行国家及上级主管机关颁发的有关安全生产的方政策和法令法规，遵守买方及其上级单位在安全文明生产管理方面的规章制度，切实履行好报价文件和工程合同书中陈述的安全生产和文明施工义务和承诺，自觉接受买方的检查和监督，并对检查的问题整改闭环。

2.6 卖方法人是卖方的安全第一责任者，对本单位安全施工负全责。现场项目负责人（或项目经理）是本项目现场安全的直接管理责任者。提供技术服务期间，卖方应根据场站规模、

海洋水文气象特点，编制综合安全管理、人员安全管理、设备设施安全管理、船舶安全管理等各类安全规章制度。卖方应建立安全管理网络，设置专职安全员，负责本项目的安全管理、监督检查工作，并定期向买方汇报安全管理状况。专职安全员在现场应佩戴明显标志。现场项目负责人和专职安全员的任命须报买方备案，如有变更，必须书面通知买方。

2.7 卖方现场工程负责人必须按要求参加买方的安全例会，定期汇报安全工作，掌握买方的安全目标、相关动态和要求，并及时组织传达、贯彻执行。卖方自身的安全文明施工、每周安全活动、班前安全交底、安全工作例会和安全检查等符合有关法律法规要求，并记录完善。

2.8 买方组织的一切安全生产活动（包括 安全学习教育、安全宣传、安全生产月/周等活动），买方有要求时卖方应积极响应参加。

2.9 卖方运输单位，应建立船舶值守制度，施工过程中船机抛锚期间，应当安排船员值守瞭望，避免船机走锚发生安全事故。卖方配备能满足施工需要的、符合安全规定的施工机械、工器具及安全防护设施和安全用具，操作使用人员应培训合格，现场特种作业人员和特种设备作业人员满足持证要求。特种设备应具有相应的合格证和检验证书，吊机、安全设施及吊索具等应进行必要的维护与检查。开工前必须对工作现场的作业环境、工器具安全状况、现场安全措施执行情况进行认真检查，并向工作人员交底，符合要求后方可作业。

2.10 卖方参与施工的职工应身体健康，满足工作要求。严禁录用有职业禁忌症者。卖方应按国家规定为员工办理工伤保险。

2.11 卖方应加强应急队伍建设和应急物资装备的配备及管理，必须按国家规定为其施工人员配备合格的劳动保护用品、用具，并监督正确使用与佩戴，施工人员未正确使用与佩戴，责任由卖方承担。

2.12 卖方应在建设、投产期间，严格控制各种习惯性违章，杜绝一切人身死亡、重大机械设备损坏、火灾、交通以及其他重大事故发生。卖方应加强动火作业管理，严格执行动火作业审批制度，应按照国家、行业有关规定在风电机组机舱和塔架等海上设备设施内配备消防设备、设施。

2.13 凡由卖方责任造成的事故（含工伤），由卖方单位承担全部经济损失和事故责任。

2.14 卖方发生安全事故后，必须按照“四不放过”的原则调查处理，并按规定统计上报，严禁弄虚作假，隐瞒不报。除立即上报卖方隶属上级外还应及时报告买方，如迟报瞒报导致后果，由卖方负责。

2.15 如有分包，卖方必须将分包单位的资质等情况及时报给买方，经买方审核合格后方可签订合同和进入工地施工。分包人的安全文明施工管理均由卖方安监机构负责、统一管理，所

有安全责任由卖方承担，严禁以包代管。

2.16 卖方应针对本施工工作特点，认真做好危险源的辨识和防范工作。

2.17 卖方应聘用能胜任和富有经验的安全监督员在其全部工作时间内专门从事施工的事故防范。安全监督员须经全面资格审查，应具有一定安全施工经验。如果买方或工程监理单位证实了安全监督员有疏忽大意、不称职、不胜任、品质恶劣等情况，卖方必须在 5 天内派经工程监理批准的安全监督员替换。

2.18 卖方发生下列情况，应立即停工整顿：

- 1 发生重伤及以上人身事故；
- 2 发生直接经济 5 万及以上设备损坏事故；
- 3 发生直接经济 1 万及以上一般火灾事故；
- 4 恶性未遂事件；
- 5 屡发严重违反安全规程的违章行为，一个月内违章计分达到 10 分及以上；
- 6 上级单位或行业主管部门检查（督查）发现问题，认为有必要停工整顿的。

六、双方须认真履行本协议所列条款。卖方不履行或不认真履行协议规定条款，经劝告无效，买方有权提出警告、结算扣除违约金直至解除承包合同。

七、卖方工程结算时，必须经买方安监部门签证。如有发生事故的，则按以下安全文明考核标准执行：

- 1) 发生重伤一人次，扣 40 万元。
- 2) 发生死亡一人次，扣 100 万元。
- 3) 发生重大设备、机械事故，每次扣 10 万元～20 万元。
- 4) 发生特大设备事故，每次扣 20 万元～50 万元。
- 5) 发生重大火灾事故，每次扣 10 万元～20 万元。
- 6) 发生特大火灾事故，每次扣 20 万元～50 万元。
- 7) 发生重大职业安全卫生事故、发生环境事故的，扣除处理事故的费用外，还要追加扣 20 万元～50 万元。
- 8) 其他一般事故，每次扣 0.2 万元～2 万元。

发生上述第 3～8 条事故的同时出现第 1、2 条情况，则根据第 1、2 条累加。

其他安全文明问题处罚根据《反违章管理》中的考核标准执行。

八、协议文本

本协议双方签字盖章之日起生效，双方必须严格履行协议内容。本协议正本一式两份，

买卖双方各执一份，副本六份，买卖双方各执一份三份。

买方：（盖章）

法定代表人（或授权代理人）：

签订日期：年月 日

卖方：（盖章）

法定代表人（或授权代理人）：

签订日期：年 月 日

附件 6：风机主机安全考核金条款

风机主机安全考核金条款

1. 考核

1.1. 由招标方相关部门按相应职责负责维护管理、维护质量、安全文明生产工作的考核。考核按月进行，每月 5 日前将上月的考核结果通报投标方。

1.2. 根据《浙江省能源集团有限公司外包单位安全管理提升专项行动实施方案》要求，设置 50 万元安全绩效考核金。合同期为 5 年，每年 10 万元安全绩效考核金。

1.3. 考核以外包同质化管理为目标，细化设置事故事件目标、违章数量、隐患发现率、缺陷消除率、风险作业管控到位率、主要人员到岗率和班组建设“提星”等考核指标，在项目施工竣工结算时，根据项目实施期的安全综合打分，将安全绩效考核金发放给外包单位，引导、激励外包单位全员遵规守纪、安全履职尽责。

1.3.1. 安全绩效金条款

序号	奖励指标	奖励标准	考核指标	扣罚标准
安全管理				
1	全年未发生人身轻伤及以上事故	2000-20000 元/年	发生人身轻伤事故；轻伤以上按照合同约定考核	按《外包工程（项目）安全》外包单位安全事故、事件考核标准
2	全年未发生火险或火灾	2000-20000 元/年	1、发生管辖范围内乙方责任的火灾事故； 2、一般火灾险情。	
3	全年未发生管辖设备的一类障碍及以上事件	2000-20000 元/年	发生管辖设备的一类障碍	
4	全年未发生管辖设备的二类障碍及以上事件	3000-25000 元/年	发生管辖设备的二类障碍	
5	全年未发生责任性异常及以上事件	3500-35000 元/年	发生责任性异常事件	
6	全年未发生有责任环境污染事件	1000-15000 元/年	发生有责任环境污染事件	10000 元/次
7	全年未发生新增职业病病例	1000-15000 元/年	发生新增职业病病例	10000 元/次
8	全年未发生有责任网络安全事件	2000-20000 元/年	发生有责任网络安全事件	10000 元/次
9	全年未发生有责任的造成重大社会影响的其他安全生产事件、群体事件	2000-20000 元/年	发生有责任的造成重大社会影响的其他安全生产事件、群体事件	10000 元/次
10	全年未发生各类误操作	2000-20000 元/年	发生各类误操作	10000 元/次
日常管理				
1	迎峰度夏、迎峰度冬、	奖励上限不	未认真执行甲方相关保电措	考核 5000 元

	极端异常天气等期间，值班力量增加认真执行甲方相关保电措施安排，未发生异常及以上事故事件，未发生限负荷	超过 30000 元	施安排，发生异常及以上事故事件，或发生限负荷运行等故障	/次
2	“两会”等专项保电期间，值班力量实际增加，认真执行甲方相关保电措施安排，未发生异常及以上事故事件，未发生限负荷	10000-20000 元/次	未认真执行甲方相关保电措施安排，发生异常及以上事故事件，或发生限负荷运行等故障	考核 10000-20000 元/次
3	配合业主临时抢修业主方维护的设备	1000-2000 元/次	无	无
技术管理				
1	缺陷管理	1. 缺陷填报奖励每条 10 元 2. 通过事故事件、技术监督通知单等对照排查，排查发现重大缺陷或隐患，及时汇报入缺，奖励发现人 200-3000 元/条。	缺陷总体要求平稳，当月运行方式无特殊情况，若维护范围内缺陷发生量比以往（前三个月平均数）增幅超过 10%	考核 50 元/条
2	消缺率	月度高于 96%，奖励 2000 元/1%	月度低于 96%，计算方法参考甲方缺陷管理制度	每降低 1%考核 1000 元
3	消缺及时率	月度高于 92%，奖励 2000 元/1%	月度低于 91%，计算方法参考甲方缺陷管理制度	每降低 1%考核 1000 元
人员激励				
1	全年文体：元旦、春节、五一、端午、国庆等法定节假日活动	人均 400 元/年，具体根据活动获奖情况发放。（人数以合同为准）	无	无
2	人员变动率	当年累积低于 15%，奖励 4000 元/1%，低于 10%，奖励 8000 元/1%，低于 5%，奖励 20000 元/1%	人员变动率不超过 20%。	人数变动每超过 1%自当月起扣合同总价 12800 元/1%

3	骨干出勤率（班组长及以上人员）	月度高于 90%，奖励 100 元 /1%——按服务周期工作日统计	低于 90%，按服务周期工作日统计	1000 元/人/天
中短期项目激励				
1	项目如期按计划完成，项目期间未发生责任性不安全事件	奖励 2%合同金额	无	无
2	项目骨干人员按要求配置，满足出勤率要求，现场管理到位	奖励 1%合同金额	无	无
3	项目完成质量高（具体评价指标根据各项目情况制定）	奖励 2000-20000 元	无	无
4	项目工完场清，符合公司文明生产管理要求	奖励 200-2000 元/周（1%合同金额封顶）	无	无

注：以上奖励的申报根据甲方制定的管理细则执行，甲方有最终解释权并有对条款进行适当调整的权力；以上考核条款与技术协议考核办法，从重不重复考核。

1.3.2. 维修管理考核细则

序号	考 核 项 目	考 核 标 准	考核部门	备 注
1	不符合招标方专业管理要求设立现场组织管理机构	2000-20000 元		
2	投标方不服从招标方对口管理部门的生产调度指挥	2000 元/次		
3	投标方工作人员工作态度不端正（如无故缺席要求参加的会议，值班不能随叫随到，工作拖拉，未及时消缺等）。	100-800 元/次，		严重者要求辞退
4	需专业资质的作业项目，投标方工作人员无证上岗或虚假资质（一经发现，立即停工）。	1000 元/人次		一经发现，立即停工
5	在责任范围内，不按时执行招标方安排的维修消缺工作。	500-20000 元/次		导致事故按事故定性责任分解
6	投标方不及时报告、处理现场异常（按招标方的异常标准）。	100-500 元/次		
7	投标方抢修消缺因资源投入或管理不善等原因未及时完成、延误工期的。	1000-10000 元 / 项		
8	投标方不按要求报送招标方要求的各类维修计划、施工组织设计、记录报表等。	100-500 元/次		
9	投标方工作后不及时通知运行人员和专业人员验收。	100 元/项		
10	投标方不能认真执行考勤管理制度的。	200-1000 元/次		

序号	考核项目	考核标准	考核部门	备注
11	值班人员工作期间脱岗。	500-2000 元/次		
12	投标方各专业负责人未做到每天向招标方管理人员汇报当天工作。不按要求报送招标方要求的各类记录报表。	100-500 元/次		
13	投标方有关负责人不如实汇报工作情况，或隐瞒事实真相。	500-20000 元/次		
14	招标方发生应急事件，投标方不配合招标方临时安排的应急处理工作。（不限于合同范围）	1000-20000 元 / 次		
15	投标方使用随机备件、备品备件出现人为损坏或浪费。	按招标方购买价的 200%。		若影响工作，则加重考核
16	投标方因自备工器具或消耗性材料的准备不足导致检修延误。	500-10000 元/次		导致事故按事故定性责任分解
17	投标方在现场使用的主要机具设备、仪器仪表与投标时计划用于维修的种类、数量等不相符。	100-2000 元/台		
18	借用招标方专用工器具损坏的。	投标方能修复的处罚 200 元/项，损坏严重的按 100%的购买价赔偿。		若影响工作，则加重考核
19	投标方不配合招标方开展达标、评级、安全性评价工作，或组织不力。	500-2000 元/项		
20	未按合同要求及时卸货或拒绝卸货，未按合同要求安排物资出入库。	除扣实际外委卸货发生费用外，扣 1000 元/次		
21	合同内维护工作未形成闭环。	除扣实际外委发生费用外，扣 1000 元/次		
22	设备维护或缺陷处理过程中，投标方未进行积极配合或推委扯皮，而影响其他设备检修或维护单位进行缺陷处理。	500-1000 元/次		

1.3.3. 人员考勤情况考核细则（投标方应遵守招标方的相关考勤制度）。

序号	考核项目	考核标准	考核部门	备注
1	投标方年考勤人次未达到国家法定工作日时长要求	2000 元/人/天	待定，以下同	
2	投标方违反招标方的相关考勤制度。	2000 元/条款		

1.3.4. 设备维修质量与可靠性指标考核细则

序号	考核项目	考核标准	考核部门	备注
1	因投标方维修质量原因或巡检失职导致设备出现非计划停运。	5000-20000 元 / 次，超过 2	待定，以下同	

序号	考 核 项 目	考 核 标 准	考核部门	备 注
		次招标方可即时终止合同		
2	因投标方维修质量原因或巡检失职使运行负荷受阻。(低于 95%)	1000-10000 元 / 项		按招标方设备分工系统划分
3	设备系统投运率不满足要求。	500-1000 元/次/台		
4	每月统计的各专业设备消缺率未达到 98%; 消缺及时率 85%。	每 降 低 1%为 500 元, 消缺率连续 3 月在 30% 以下, 有消极怠工情况的, 扣合同金额的 20%		经批准的延期处理缺陷不计, 因海况原因不能出海的时间扣除。
5	设备给油脂不符合标准要求。	100-500 元/台/次		
6	检修后设备系统性能参数达不到招标方确定的验收标准。	200-1000 元/项/台		
7	由于投标方维修质量原因, 或违反招标方执行的检修规程、运行规程、作业指导书而造成设备投运后不符合要求导致停运返修。	500 元/台/次		最高按非停考核
8	因投标方检修质量原因在 1 个月内发生重复性缺陷。	300 元/条		
9	因投标方责任发生密封点渗点、漏点、严重漏点。	渗点 50 元/处; 漏点: 100 元/处; 严重漏点 300 元/处		
11	不执行招标方检修质量验收制度。	200-2000 元/项		
12	使用不符合专业标准的工器具、测量仪器仪表或使用不符合要求的消耗性材料。	50 元/次, 造成后果的加重考核。		
13	投标方提交的检修、测量记录报表不真实或不完整。	200-2000 元/项		
14	检修工作中造成地面、地坪或平台污染(包括二次污染)、损坏。	200 元/项, 损坏的应照价赔偿		
15	未严格按规程要求进行技术监督工作, 或不经招标方同意, 擅自违背或不执行监督规程。	500 元/次		
16	因投标方责任导致所辖设备故障造成机组启动推迟的, 按照区域管理原则考核。	5000~10000 元 / 天		
17	因投标方责任导致所辖设备故障, 中断机组连续运行的, 考核 50000~100000 元/次。			
18	风场风电机组运行中因投标方责任导致主要辅机故障、跳闸或其他原因引起风场风电机组降低出力 1 次, 且降出力等效停运小时≤1 小时, 考核项目部 2000~5000 元。降出力等效停运小时超过 1 小时加扣, 每超 1 小时加扣 100 元/小时。			

1.3.5. 维护作业安全工作考核细则

序号	考 核 项 目	考 核 标 准	考核部门	备注
1	未定期开展安全教育，组织学习安全规程、安全通报和安全管理文件，或组织涣散、学习弄虚作假。	500-2000 元/人次	待定，以下同	
2	投标方工作人员未经入场安全教育和考试合格上岗。	500 元/人		
3	投标方工作人员不了解现场危险品源，行为违反有关风险管理规定。	200-2000 元/次		
4	投标方不落实招标方提出的反事故措施、安全预防性演习、安全整改通知。	200-2000 元/项		
5	投标方不配合招标方的安全性评价、安全大检查工作。	200-2000 元/次		
6	投标方专职安全员不实际履行职责，不参加招标方要求的安全会议、安全工作汇报等，不服从招标方管理人员的安全工作调度。	200-1000 元/次，严重者责令撤换。		
7	发生设备系统的重大及以上设备安全责任事故。（合同期满后 3 个月内能追溯为本合同期内相关责任的仍不能免除责任）	按事故调查的定性责任考核，严重者招标方可终止合同。		
8	发生一般性设备事故。	1000-10000 元/次		
9	发生管辖设备的一类障碍。	500-5000 元/次		
10	发生管辖设备的二类障碍。	100-2000 元/次		
11	发生管辖范围内（含检修场所、生活区域和交通运输工具等）的投标方责任的火灾事故。	按火灾的损失程度考核，不低于 1000 元/次，最高按有关法律法规。		
12	发生管辖范围内（含检修场所、生活区域和交通运输工具等）的一般火灾险情	100-2000 元/次		
13	投标方管辖范围内消防措施不落实、消防设施和工器具不按规定进行定期检查、维护和整改、乃至影响使用（并不限于供管辖区域内使用的情况）。	100-2000 元/项，扩大火灾事故的按相应责任考核。		
14	发生生产人身死亡事故和特大、重大伤亡事故。	按有关法律法规和事故调查的处罚结果。招标方可终止合同。		
15	发生人身轻伤事故、人员落水事故。	1000-2000 元/人，群伤 3000 元/人。		
16	发生未遂事故。	500-1000 元/次		
17	在场区范围内发生交通伤亡事故。	按生产人身伤亡的性质考核。		
18	在场区范围内发生一般责任交通事故。	500-5000 元/次		
19	发生安全事故不及时汇报，或隐瞒事实真相。	1000-5000 元 /次（事故责任另计）。		
20	3 个月内发生同样性质的人身轻伤或一般性火灾事故、交通事故。	对应上述款项加倍处罚。		

21	投标方工作人员习惯性违章。	200-2000 元/次,1 个月内累计 3 起以上重罚。		
22	维修作业不执行工作票、动火工作票、登高作业证等制度,或填写内容与事实不符、冒名顶替,或由此造成不良后果。	开工不先办理票证按 500 元/次考核,不合格票证按 100 元/张,发生事故按性质考核。		
23	对现场维修和试验作业不按票证、检修规程或招标方安全技术交底要求采取安全措施和防火措施,或经验收为不合格仍不整改的。	200-2000 元/项		
24	未定期检验安全工器具、起重机械或使用超过检验期的作业设备、器械。	200-2000 元/项		
25	未正确使用现场检修电源箱,导致现场电源插座损坏。	200 元/个		
26	未发放或发放不合格安全工器具、劳动防护用品	200 元/人		
27	未执行招标方应急管理制度、临时方案,或组织不力。(不限于合同范围内)	500-5000 元/次,造成设备损坏的对应上述条款考核。		
28	不符合安全规程和招标方安全管理体系的其它事项。	按招标方安全管理制度考核标准。		
29	各级安规考试作弊的	扣 300 元/人次		并 按 不 及 格 累 计 考 核
30	各级安规考试不及格的	扣 200 元/人次		每 补 考 一 次 不 及 格 加 扣 100 元 / 人 次,并 累 计 考 核
31	招标方对投标方的安全违章考核直接转嫁给投标方的工作人员。	发现 1 次,考核 1000 元,以后每增加 1 次,加倍考核		
32	在生产区域使用不符合安全规定的交通工具、起吊工具,以及超速驾驶等违章行为。	500 元/次		
33	检修用水、用电等不符合招标方规范要求。	100 元/次		
34	进行“三违作业”(违章指挥、违章操作、违犯劳动纪律)	200 元/人次		
35	未经招标方有关部门批准,并采取必要的保护措施,直接利用建、构筑物柱、梁直接捆绑钢丝绳索起重重物或作拖拉缆风绳的固定点。	500 元/次		

1.3.6. 文明生产考核细则

序号	考核项目	考核标准	考核部门	备注
----	------	------	------	----

序号	考核项目	考核标准	考核部门	备注
1	投标方工作人员行为不文明，破坏招标方公司形象的。	1000 元/人次	（待定，以下同）	
2	投标方人员的工作服着装标示（颜色）不统一的。	100 元/人次		
3	未执行对生产现场区域的文明整改通知单，或不按期整改的。	100-1000 元/项		
4	设备作业区域不及时进行清理、或不按指定地点堆放垃圾的。	100-500 元/次		
5	对管辖设备不坚持进行保洁，设备、表计箱柜等未做到物见本色。	100 元/台/天		
6	在建筑物、设备上乱写、乱涂乱画等。	100-500 元/处，并负责恢复		
7	未经招标方批准在设备、结构、建筑物上开孔或焊接临时构件。	200-2000 元/处		
8	管辖区域内下水道、水沟等堵塞而无人管理。	200 元/处		
9	未做到维修作业现场道路宽畅、物件放置有序。	100-500 元/处		
10	检修作业未做到“工完、料净、场地清”。	200-1000 元/处		
11	检修时不采取措施，造成灰渣和杂物随处掉落、尘土飞扬，影响其它作业的。	200-500 元/次		
12	设备检修区域不采取隔离和保护措施，或由此造成设备、备品备件、零配件丢失、杂物掉入、地板污蚀等。	500-1000 元/次，设备和备件丢失按原价赔偿。		
13	损坏或丢弃设备标示牌，未按时恢复的。	50-100 元/个		
14	机动车辆的驾驶和停放不符合场内交通规定。	按招标方交通管理规定处罚。		
15	作业场所、维护设备场所及办公场所发现烟头。	500 元/根		
16	投标方借用车辆、工程机械不及时或定期清洗、保养、除污。	50-200 元/台		
17	投标方管辖区域水龙头使用后不关或漏水不更换水门，无人管理的。	50 元/处		
18	设备进行维护期间 造成的地面上、设备上积油、积水。	每发现一处扣 50 元		
19	投标方违规的其他未列事项。	按招标方文明生产管理制度执行		

1.3.7. 环保考核细则

序号	考核项目	考核标准	考核部门	备注
1	未按规定执行环保设施停用申请制度及上报制度	每次扣 200~500 元	（待定，以下同）	
2	未按时完成定期工作、限期整改的环保治理（包括会议确定）项目	每项次扣 300 元		
3	未按规定处置固体危险废弃物	每次扣 200 元		
4	未规范处理污泥（废水、油脂）	每次扣 200~2000		

		元		
--	--	---	--	--

1.3.8. 奖励细则

序号	奖励项目	奖励标准	考核结果	备注
1	班组管理有序，班组管理台账（包括安全学习、培训、班长日志等）、各类招标方要求的技术台帐（设备管理台账、检修台账、计量设备台账、技术监督台账、异动技改、设备定检、设备预试、年度季度月度检修计划等）齐全完整并按要求及时上报。	按安全学习、培训、班长日志、设备管理台账、检修台账、计量设备台账、技术监督台账、异动技改、设备定检、设备预试、年度季度月度检修计划的完成情况，都完成奖励2000元/年		
2	月度设备消缺率达 98%。	1000元/月，每提高1%再奖励1000元		
3	月度设备消缺及时率达 95%。	500 元/月，每提高 1%再奖励 500 元		
4	投标方无不安全事件及被公司考核的习惯性违章。	3000/季度		
5	投标方提出的合理化建议被采纳，有显著社会、经济效益。	500-10000 元/项		
6	服从招标方生产调度指挥，快速响应，随叫随到。	500-1000 元/月		
7	及时发现影响设备安全运行的隐患并处理	200-2000/次		
8	重大抢修及应急事件处理。	酌情考虑		

1.3.9. 服务评价

时间		联系人		电话				
调查项目	调查内容	满意程度	评分标准				得分	总得分
		不满意	一般	较满意	满意			
外委单位	工作接待服务	1-2	3-5	6-7	8-10			
	工作积极性	1-2	3-5	6-7	8-10			
	对各项检查的服务	1-2	3-5	6-7	8-10			
	日常工作态度	1-2	3-5	6-7	8-10			
	抢修及消缺态度	1-2	3-5	6-7	8-10			
	主动服务意识	1-2	3-5	6-7	8-10			
	执行能力	1-2	3-5	6-7	8-10			
	团队协调配合	1-2	3-5	6-7	8-10			
	沟通顺畅度	1-2	3-5	6-7	8-10			
	响应及时性	1-2	3-5	6-7	8-10			
	廉洁自律	1-2	3-5	6-7	8-10			

	技术交流培训情况	1-2	3-5	6-7	8-10		
	投诉反馈整改闭环	1-2	3-5	6-7	8-10		
考核金额：70 分以下扣 5000；70 至 80 分扣 3000；81 至 90 分扣 1000。							
意见、建议及需求（可另附页）：							

第五章 技术标准和要求

舟山市普陀 2#海上风电场项目

海上风电机组（含塔筒）及附属设备采购

技术规范书

目 录

第 1 章 总 则.....	1
1.1 工程概况.....	1
第 2 章 供货范围.....	10
2.1 供货范围.....	10
2.2 供货范围界定.....	22
第 3 章 技术标准.....	26
第 4 章 设备技术性能要求.....	28
4.1 风电机组.....	28
4.2 中央监控系统.....	85
4.3 塔 筒.....	92
4.4 基 础.....	102
第 5 章 技术资料.....	103
5.1 投标人需提供的技术资料.....	103
第 6 章 设备监造、设备性能考核和验收.....	108
6.1 设备监造.....	108
6.2 出厂验收.....	110
6.3 风电机组安装.....	111
6.4 风电机组调试和试运行.....	113
6.5 质量保证期风电机组考核.....	118
6.6 最终验收.....	120
第 7 章 技术服务、培训和设计联络.....	122
7.1 技术服务.....	122
7.2 培 训.....	126
7.3 设计联络会.....	129
第 8 章 设备交货进度.....	131
8.1 概述.....	131
8.2 交货进度.....	131
第 9 章 设备装载运输、运维要求和售后服务.....	132
9.1 装载运输要求.....	132
9.2 运维要求.....	134

9.3 售后服务	139
附件 1 产品说明一览表	142
附件 2 备品备件、易耗品及专用工具清单	154
附件 3 分包与外购	156
附件 4 大（部）件情况	157
附件 5 技术差异表	158
附件 6 附图	159
附件 7 投标人需要说明的其他问题（质量承诺及售后服务承诺等）	160
附件 8 微观选址报告	161
附件 9 投标机型抗台风专题报告	162
附件 10 投标机型吊装方案专题报告	163
附件 11 投标机型运输、存储方案专题报告	164
附件 12 投标机型运行维护方案专题报告	165
附件 13 招标人需要的其他专题报告	166

第 1 章 总 则

1.1 工程概况

1.1.1 工程简介

舟山市普陀 2#海上风电场项目场区位于舟山市普陀区六横岛东南侧海域,场址中心离岸距离约 42km,规划海域面积约 49km²,规划总装机容量 400MW。风电场场区海底地形较平坦,水深在 16~25m 之间。

本风电场工程区域位于舟山六横岛东南侧海域,舟山与宁波之间建有 G9211 甬舟高速公路,通过宁波市交通向外辐射。G329 国道贯穿舟山本岛全境,并通过双坝线、鸭东线与甬舟高速公路相连。宁波市干线公路由“一环四射三复三连三疏港”高速公路网和以“八横五纵三沿海”为骨架的一般干线公路网组成。高速公路网中“一环”为宁波市高速公路外环线;“四射”指以宁波为中心向四个主要交通方向辐射的干线通道,分别为西向的杭甬高速公路、西北向的杭州湾大桥及南岸连接线、南向的宁波至温州方向(甬台温)高速公路、西南向的宁波至金华(甬金)高速公路。宁波港域疏港公路主要有 329 国道、杭甬高速公路、同三国道主干线和省道甬临线、江拔线、骆霞线等。宁波、镇海、北仑三个港区铁路支线与萧甬铁路相连,并通过浙赣、沪杭、宣杭线与全国铁路网连接。

本工程所在海域的海路运输从宁波—舟山港可达国内沿海各大港口,宁波港还设有江海联运水—水中转业务,目前已通航至长江沿线的南通、武汉等港口,内河经杭甬运河沟通甬江、曹娥江、钱塘江,与京杭运河连通。

1.1.2 工程地质

本工程区构造单元位于华南褶皱系(I 2)浙东南褶皱带(II 3)温州—临海拗陷(III 8)黄岩—象山断拗(IV 11)。

区域构造上工程区位于昌化-沈家门大断裂的南侧,对工程区域影响较大的断裂主要有以下 6 条:

昌化——沈家门大断裂(编号⑧):横跨浙江省北部地区,有一条宽约 20 公里的断裂带,由多条平行排列的断裂构成。这些断裂大多向北倾斜,倾角大约在 70 至 80 度之间。由于这一断裂带的影响,其南北两侧的地貌特征有所不同。南侧主要表现为北东向紧密排列的线型褶皱构造,而北侧则同时发育线型及短轴状的褶皱,并呈现出明显的

向东位移的趋势，褶皱构造以及地层拖拽现象极为明显。断裂带的东部直接控制着柯桥、姚江谷地以及顺母等地一系列东西走向的白垩纪盆地的形成。在燕山早期，沿着这条断裂带形成了断裂型的混合花岗岩和变质岩，表明这一时期该地区的构造活动非常活跃。然而，目前尚无法精确确定这条断裂带形成的最晚年代。值得注意的是，这条断裂带距离工程区域约 40km。

温州——镇海大断裂（编号⑬）：断裂总体走向为 N25°E，从黄岩县的长潭水库往北延伸，穿过临海、宁海直至镇海，并最终潜入灰鳖洋水域之下，有一条重要的断裂带。这条断裂带的中段由一系列北北东到北东方向的断裂构成，形成了一条宽约 5 至 10 公里的断裂带。断裂面主要向北西倾斜，且倾角非常陡峭。断裂带的北段宽度约为 1-3 公里，它穿过了裘村和西店等地的燕山期酸性岩体。这条断裂带直接控制了宁波、宁海以及宁溪等地的白垩纪盆地的形成和发展。根据地质证据，该断裂带形成于燕山运动的中晚期阶段。历史上，沿这条断裂带，温州、临海和镇海等地曾多次发生地震。南溪附近的温泉和深圳一带的陡峭峡谷显示，这条断裂带在较近的历史时期内仍然处于活动状态。断裂带的北端部分隐匿于舟山群岛西侧的海域之中。该断裂带的延长段距离工程区域大约 70km。

根据本阶段勘察成果，拟建风电场所在场地自海床面以下 95.50m 深度范围内揭露的地基土主要为第四系沉积物，由黏性土、粉性土及砂类土组成。根据地基土的成因、时代、结构特征及物理力学性质指标等综合分析，场区地基土可划分为 6 个大层，部分大层根据土性的不同划分为若干个亚层和次亚层。

本场区上部①~③层为第四系全新统（Q4）冲海相淤泥、淤泥质黏土、粉细砂、粉土和粉质黏土夹粉砂，下部④~⑥层为上更新统（Q3）陆相、滨海相粉质黏土、粉砂、粉土。

参照国家标准《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）、《建筑抗震设计标准》（GB/T50011-2010，2016 年版）及 2024 年局部修订、临近场区勘察资料，初步分析本工程区邻近的陆地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.10g，特征周期值为 0.35s，相应地震基本烈度Ⅶ度，设计地震分组为第一组。

本次勘察在 PZ02 和 PZ04 钻孔中进行土层剪切波速测试，根据钻孔揭露土层情况、剪切波速测试成果、《建筑抗震设计标准》（GB/T50011-2010，2016 年版）及 2024 年局部修订，波速测试孔的场地覆盖层厚度、建筑场地类别判定结果见表 1.1.3-1。

表 1.1.2-1 建筑场地类别判定成果表

钻孔编号	等效剪切波 $V_{se}(m/s)$	覆盖层厚度 $D_0 (m)$	场地类别
PZ02	125.4	>100	IV
PZ04	121.8	>100	IV

由上表得出场地 20m 深度范围内土层等效剪切波速在 $121.8m/s < V_{se} < 125.4m/s$ ，属软弱土。综合场地覆盖层厚度、等效剪切波速情况初步判定本工程场地类别以 IV 类为主。

参照国家标准《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，IV 类场地地震动峰值加速度调整系数为 1.2，故本场地（IV 类场地）地震动峰值加速度为 0.12g，设计特征周期值为 0.65s。

场地上部分布厚度较大的淤泥质软土，属对建筑抗震不利地段。

1.1.3 风资源

工程场区附近的气象站主要有普陀气象站和石浦气象站。普陀气象站离风场距离最近，但周边大环境有一定变化，风速有略偏小趋势，不宜采用为参证站。石浦气象站距离工程场区约 55km，属国家基本气象站，1955 建站至今未曾迁站，有完整连续的气象观测资料，且下垫面变化较小。因此本次选取石浦气象站作为参证站进行风能资源分析。

石浦气象站站址位于象山县石浦镇东门岛炮台山，海拔高度 128.4m，目前主要使用测风传感器观测，测风仪高度 12.6m。石浦气象站基本情况见表 1.1.3-1。

表 1.1.3-1 气象站基本情况一览表

时间	定时/自记	测风仪器	测风仪高度(m)
1969.01~1991.12	定时	EL 型电接风向风速计	12.6
1992.01~2003.12		测风数据处理仪(EN 型)	12.6
2004.01~2013.12	自记	风杯式遥测风向风速传感器(WAV151)	12.6
2014.01~至今		测风传感器(ZQZ-TF 型)	12.6

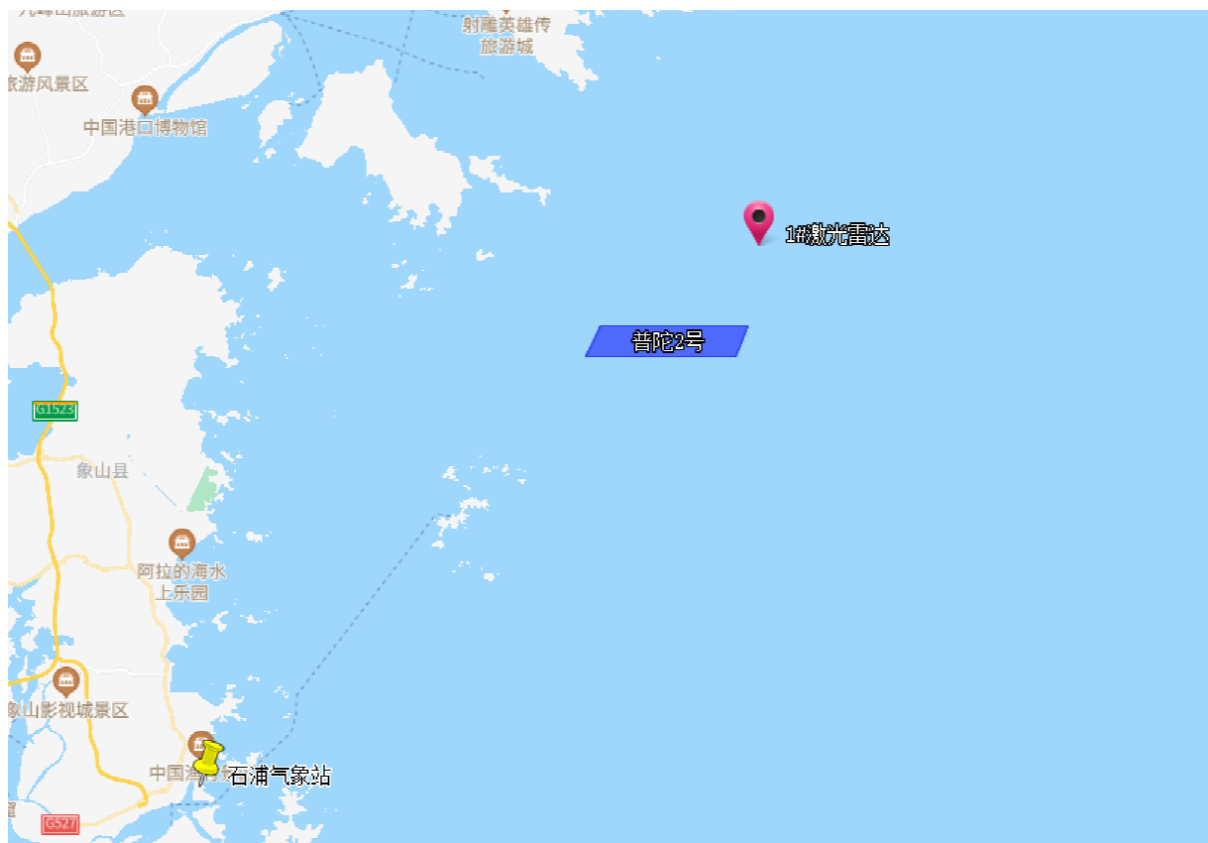


图 1.1.3-1 工程场区与石浦气象站相对位置图

(1) 本风电场西北侧设有 1#激光雷达测风仪，1#激光雷达自 2022 年 11 月 7 日开始测风，目前已收集到 2023 年 12 月 7 日的数据，测风时间超过 1 年，下垫面与场区一致，能够较好地代表本风场的风资源情况。本阶段选取数据质量相对较好的 2022.12~2023.11 为代表测风年。

(2) 1#激光雷达轮毂高度 145m 处代表年平均风速为 8.3m/s，风功率密度 596W/m²，120m 高度年平均风速 8.1m/s，平均风功率密度 557W/m²，风功率密度等级为 3 级，具有较好的开发利用价值。

(3) 1#激光雷达轮毂高度 145m 处全年风向分布较分散，其中主风向方向为 N、NNW、SSW、NNE 向，出现频率分别为 15.73%、12.1%、10.81%、10.53%，主风能方向为 SSW、N、NNW、S 向，出现频率分别为 19.83%、17.76%、15.9%、12.34%。

(4) 风电场区域风速与风功率密度年内变化一致，表现为冬、夏季较大，秋季较小；风速日变化幅度较小。

(5) 风电场区域风速随高度的变化不大，综合风切变指数较小。1#激光雷达 13m~200m 高度综合风切变指数为 0.1272；41m~200m 高度综合风切变指数为 0.1208。

(6) 1#激光雷达 41m~200m 高度湍流强度为 0.072~0.093。风速在 $V=15\pm0.5\text{m/s}$

条件下,1#激光雷达 41m~200m 高度湍流强度为 0.054~0.094,低于 IEC C 类标准(0.12)

(7) 1#激光雷达代表年 145m 轮毂高度风速和风能分布较为集中。风速在 3~25m/s 区间频率为 95.86%,有效风时数 8397h,风能频率为 99.97%。

(8) 风电场 140m 高度 50 年一遇最大风速为 55.8m/s,相应标准空气密度下 50 年一遇最大风速为 54.5m/s,150m 高度 50 年一遇最大风速为 56.1m/s,相应标准空气密度下 50 年一遇最大风速为 54.8m/s。轮毂高度处 145m 高度 50 年一遇最大风速为 55.9m/s,相应标准空气密度下 50 年一遇最大风速为 54.6m/s。

(9) 本场区属于热带气旋影响区,繁受到热带气旋活动影响,台风同时,常伴随暴雨、大潮等灾害性天气,对风电场的建设运行具有负面影响,应在建设期及运行期关注热带气旋影响,并要求风电机组具备有效的抗台风性能。

场区空气密度取为 1.214 kg/m³,145m 高度空气密度取 1.198 kg/m³。

浙江省地处中国东南沿海,是我国受热带气旋影响最严重的省份之一。每年 5 月至 11 月都有热带气旋影响我省,但主要集中在 7 月至 9 月,占影响我省热带气旋总数的 83%;其中登陆我省的热带气旋共有 41 个,占登陆总数的 91%。影响浙江热带气旋的年际变化较大,最多的年份有 8 个(1960 年、1989 年、1990 年);而在 60 年代中期前后至 70 年代初,影响浙江热带气旋的数量相对较少。影响浙江热带气旋的频数分布呈沿海多、内陆少的特征,东部地区年均受 3.3 个以上热带气旋影响,其中沿海县(市、区)年均 3.7~4.2 个,西部地区年均 2.8~3.3 个。浙江影响风电场区域台风的移动典型路径大致分为五类,见图 1.1.3-2,其中台风中心直接在浙江登陆的台风(图中 I 类)影响最大,影响工程区域台风移动路径见表 1.1.3-2。

本工程区域为浙江省受热带气旋影响较严重的区域,在 1949 年至 2023 年这 75 年间,登陆普陀 2#海上风电场工程区域附近舟山普陀的热带气旋有 6 个,分别是 4906、7910、9806、1918、2106、2212 号热带气旋,登陆宁波象山的有 6 个,分别是 5612、8807、8909、0008、1211、1416 号热带气旋。详细信息见表 1.1.3-2。

对区域内热带气旋强度进行分析,区域内热带气旋的中心气压主要集中在 960~1009hpa 之间,出现的频率为 90.0%,其中介于 990~999hpa 之间的次数最多,频率为 23.3%。中心气压最低的一次热带气旋出现在 2022 年 9 月 14 日 14 时,为 2212 号台风“梅花”,该热带气旋于 2022 年 9 月 14 日 20 时 30 分前后在浙江省舟山普陀沿海登陆,登陆时中心气压 960hpa,近中心最大风力 14 级(42m/s)。

台风对风电场的湍流产生显著影响，湍流强度增大。湍流强度的急剧变化一般出现在台风中心云团临近及经过期间风速骤减、风向突变时，台风强度越强，湍流强度的这种变化越明显。台风漩涡经过风电场时，即台风中心经过时，湍流强度的变化非常剧烈，若只是受台风外围影响，则湍流强度变化不是很剧烈，在 0.2 以下。而台风经过以后在较大偏南风的影响下，湍流强度仍维持在较高的水平，对风机的影响同样大。

表 1.1.3-2 1949 至 2023 年登陆浙江象山及以北地区的热带气旋统计

序号	年份	热带气旋编号	登陆时间	登陆地点	登陆时强度	中心气压	风力（级）
1	1949	194906	7月24日	舟山普陀	台风	966	13
2	1956	195612	8月1日	宁波象山	超强台风	923	16
3	1979	197910	8月24日	舟山普陀	强热带风暴	960	11
4	1988	198807	8月7日	宁波象山	台风	970	12
5	1989	198909	7月21日	宁波象山	台风	975	13
6	1998	199806	9月19日	舟山普陀	强热带风暴	985	10
7	2000	200008	8月10日	宁波象山	台风	975	12
8	2012	201211	8月8日	宁波象山	强台风	960	14
9	2014	201416	9月22日	宁波象山	强热带风暴	985	10
10	2019	201918	10月1日	舟山普陀	强热带风暴	980	11
11	2021	202106	7月25日	舟山普陀	台风	968	12
12	2022	202212	9月14日	舟山普陀	强台风	960	14

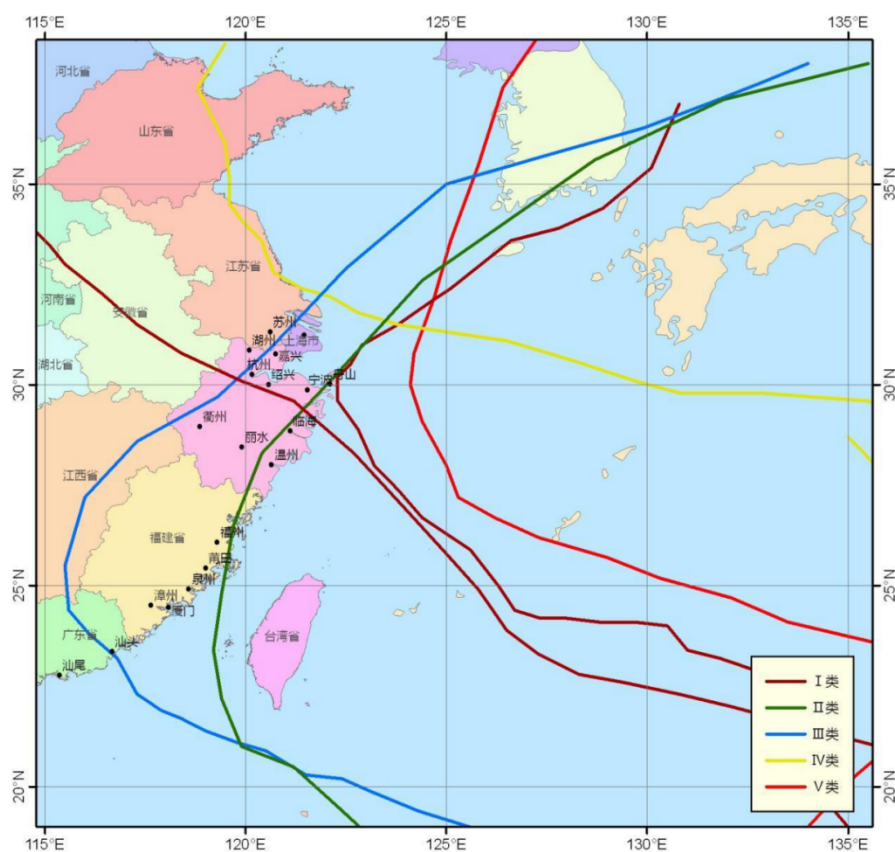


图 1.1.3-2 影响工程区域台风典型路径

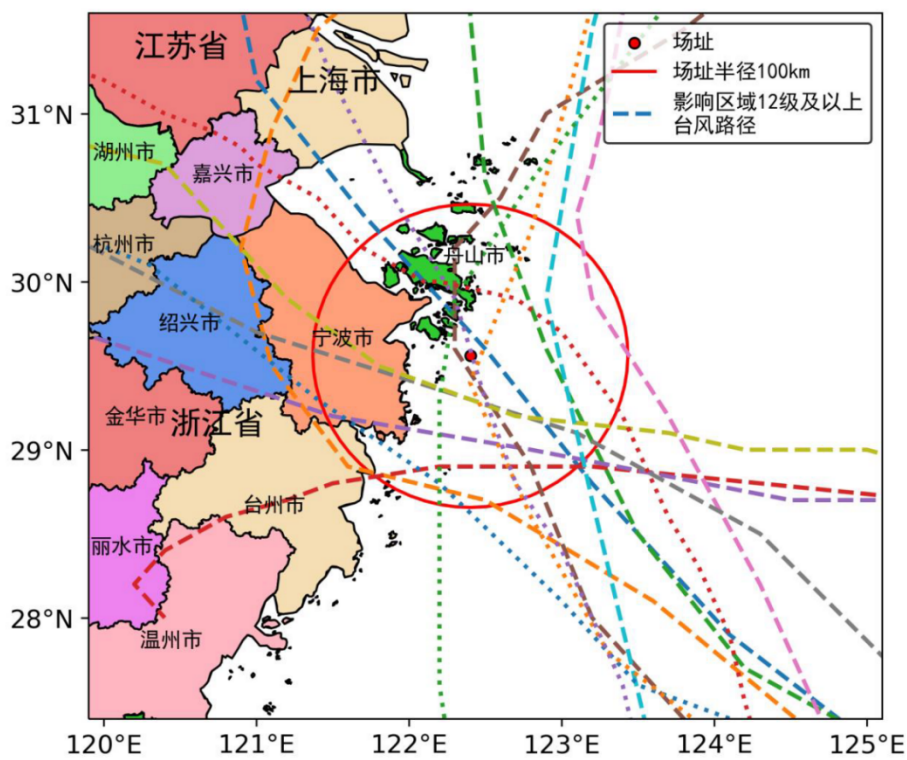


图 1.1.3-3 影响工程区域台风移动路径

1.1.4 海洋水文

工程海域的潮汐为正规半日潮类型，浅水分潮作用不明显。测验期间，工程场区 T1 临时潮位站最大潮差为 4.07m，最小潮差仅有 0.91m，平均潮差为 2.37m，最高潮位为 2.43m，最低潮位为-1.76m。平均落潮历时比涨潮历时长约 42 分钟。

工程场区内的设计潮位成果如下。

水位	重现期	测站
极端高水位(m)	50 年一遇	3.93
	100 年一遇	4.13
极端低水位(m)	50 年一遇	-2.68
	100 年一遇	-2.82
设计高水位(m)	/	2.33
设计低水位(m)	/	-1.58

根据场区周年模拟波浪数据统计，工程海域有效波高 H_s 年均值 1.02m，8 月平均值 1.39m 为全年最高，10 月和 11 月最低。

全年最大平均有效波高 H_s 出现在 8 月，为 7.00m。5~8s 平均周期波占比约 58.7%，大于 8s 的长周期波出现频率仅 2.25%。全年以 NNE~S 向波浪为主，其中以 NE 向最高，NNE 和 ENE 次之，分别占比 16.28%、12.99% 和 12.66%；强浪向为 ESE，最大波高为 7.03m，由极端天气状况引起，与热带风暴过境事件有关。

经计算，工程海区 50 年一遇极端高水位条件下的 50 年一遇设计波要素 $H_{1\%}$ 波高最大为 15.27m， H_{max} 波高最大为 17.34m；100 年一遇极端高水位条件下的 100 年一遇设计波要素 $H_{1\%}$ 波高最大为 16.59m， H_{max} 波高最大为 17.46m。

工程海区潮流属于正规半日浅海潮流类型。潮流多数呈旋转流态势，且有顺时针向的旋转特征，少数处于岛间峡道的测点为往复流，涨落潮流方向与峡道走向保持一致。测区实测最大涨潮流速为 1.28m/s，实测最大落潮流速为 1.37m/s。垂向平均潮流可能最大流速为 1.00~1.54m/s。

各测站垂线平均设计流速最大为 2.39m/s。

工程场区水文测验期间，测点垂线平均含沙量变化范围为 0.05~0.25 kg/m³，并且悬沙类型以粘土质粉砂为主。

测区 28 个取样点采集的泥样中均以细颗粒的粉砂为主，此外还有部分粘土和少量砂。

工程海域的近期海床演变规律冲淤交替为主。经测算，2018~2024 年期间，风电场

区冲淤幅度变化很小，最大不超过 0.2m。数学模型显示，风电场区未来 25 年自然变化呈略微淤积态势，淤积幅度不超过 0.1m，海床基本稳定；风电场区局部冲刷态势主要集中在 19#、20#风机附近，幅度约为 0.15m。

浙江沿海在夏秋季节常常会受到台风袭击，且沿海从南到北都可能因暴潮致灾，其中浙江南部沿海岸段受风暴潮影响最大。根据 1954~2000 年舟山定海验潮站的风暴增水情况统计：30cm 以上的增水过程每 0.8 年就出现 1 次；50cm 以上的增水过程共有 36 次，每 1.25 年就可出现 1 次；100cm 以上的增水过程只有 4 次，重现期为 11 年。

数模结果显示，风电厂区位置处 50 年一遇和 100 年一遇的风暴增水分别为 1.38m 和 1.64m。

1.1.5 风电场容量及布置

本风电场工程共布置 34 台单机容量为 12MW 级的风电机组，风电机组按大致垂直于主风能方向成排进行布置，沿风电场长边东西向大体成两行平行布置。

1.1.6 电网接入情况

本期工程安装 34 单机容量 12MW，总装机容量 408MW。根据本工程的规划送出容量及舟山市电网现状，考虑以 220kV 电压等级接入系统。

根据电厂位置和周边电力系统规划，本工程接入系统方案如下：风电场所发电能汇集至海上升压站，经主变升压至 220kV 后通过 2 回 220kV $3\times 500\text{mm}^2$ 海底电缆送至六横岛陆上集控中心。

第 2 章 供货范围

投标人提供 34 台单机容量为 12MW 级 (12MW-12.9MW) 的全新制造、技术先进、性能稳定、安全可靠、包装完整的成套并网型海上风电机组及塔筒等附属设备、相关技术服务和培训、专用工具和备品备件及易耗品，并提供质保期服务。

投标人参照本技术规范书要求，提供投标设备所有组成系统和主要零部件、备品备件及易耗品的规格、型号、数量、单价、生产国和生产商的名称及订货时必需的技术参数，并提供用户的清单及其使用效果。投标人应在风机投标文件中提供详细的保证风电机组技术性能达到本技术规范书要求的质量保证/质量控制措施。如果组成系统或零部件是外购的，投标人应选用国内外信誉好、产品经过实际运行证明是成熟可靠的厂家，另外提供投标人为保证其达到本技术规范书要求而采取的监造措施和质量检验标准。

本工程如采用 KKS 标识系统。投标人提供的技术资料(包括图纸)和设备标识必须有 KKS 编码。具体标识要求由设计单位提出，在设计联络会上讨论确定。

如果投标人没有以书面形式对本技术规范中的条文提出差异，则意味着投标人提供的设备完全符合本技术规范中的要求。如有与本技术规范要求不一致的地方，必须逐项在“技术差异表”中列出。

投标人应保证供货范围内所有设备及系统的整体功能设计及设计功能的实现，并负责供货范围内所有设备及系统的质量、性能。

本技术规范未尽事宜由招投标双方共同协商确定，本技术规范经招投标双方确认后作为采购合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。

2.1 供货范围

投标人应提供全新制造、技术先进、性能稳定、安全可靠、包装完整的成套并网型海上风电机组及塔筒等附属设备、相关技术服务和培训、专用工具、备品备件及易耗品，并提供五年的质保期服务。

表 1 供货范围

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家或相当于
----	----	----	----	----	------------

1	风电机组设备 (包括且不限于以下)		投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	机型应为水平轴, 三叶片, 变桨距、上风向, 防紫外线、防雷、抗台风、抗潮湿、防盐雾腐蚀, 随网型风电机组	
1.1	发电机	套/ 台	1		永济(中车)、江苏中车、湘电、上海电气、东方电气
	发电机轴承				FAG、SKF、TIMKEN、罗特艾德
	发电机出口断路器	套/ 台	1		ABB、西门子、施耐德
1.2	叶片	套/ 台	3	风轮直径不小于 240 米, 叶尖离海平面标高距离不小于 20m	中材科技、时代新材、明阳新材、东方风电
1.3	变流器	套/ 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	其中 IGBT 选用英飞凌、东芝或相当于	禾望、阳光
1.4	传动/制动系统		投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量		
	轮毂	套/ 台		轮毂高度不低于 140 米	山东国创、江苏吉鑫、宁波日星
	主轴	套/ 台			

	主轴承	套 / 台			SKF、FAG、TIMKEN、罗特艾德
	齿轮箱	套 / 台			南高齿、重齿、德力佳
	齿轮箱轴承	套 / 台			FAG、SKF、NSK、TIMKEN
	联轴器	套 / 台			
	刹车系统	套 / 台			刹车片选用江西华伍、焦作自动
1.5	变桨系统	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量		
	变桨轴承	套 / 台			罗特艾德(徐州)、成都天马、洛轴、瓦轴
	变桨减速器	套 / 台			
1.6	偏航系统	套 / 台	1		
	偏航驱动	套 / 台			南高齿、重齿、邦飞利
	偏航轴承	套 / 台			罗特艾德(徐州)、成都天马、洛轴、瓦轴

	偏航制动器	套 / 台			
	偏航自动润滑系统	套 / 台			
1.7	液压装置	套 / 台	1		海卓泰克、派克、特力佳、圣克赛斯、奥特
1.8	主控系统	套 / 台	1		
	主控制器	套 / 台			
1.9	机舱和机座铸造件	套 / 台	1	包括机舱罩、底架、整流罩、塔架与机舱间的连接螺栓、各节塔架间、机舱内所有其他连接螺栓等紧固件等	
1.10	风电机组联接用高强螺栓	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	高强螺栓（叶片与轮毂、轮毂与机舱、机舱与塔筒顶法兰之间、塔筒间、底法兰与基础顶法兰间）及其检验试验，检验报告需要包含原厂出厂检验报告和本投标单位对螺栓检验的报告；智能螺栓比例 10%。	上海申光、山东高强、舟山正源
1.11	塔筒升降机	套 / 台	1		翱文狄、HAILO、库珀、3S（中际联合）
1.12	逃生缓降装置	套 / 台			
1.13	防跌落保护装置				霍尼韦尔、3M、CRESTO
	防跌落保护装置	套 / 台	1	为每个塔筒爬梯配备 1 套防跌落保护装置（含滑块）	

	靠泊爬梯防坠落装置	套/台	4	4套靠泊爬梯的防坠落装置（速差自控器）	
	全身式安全带	套/台	3		
	缓冲连接装置	套/台	3	安全带系索，套数与安全带一致	
1.14	驱鸟装置、航空警示灯	套/台	1		
2	塔筒		1		上海泰胜、江苏海力、蓬莱大金、水电四局
2.1	塔筒法兰	套/台			山东伊莱特、江阴恒润
2.2	钢板				宝武钢、鞍钢、首钢、南钢、舞钢
2.3	油漆				海虹老人、中远关西、佐敦、PPG、阿克苏诺贝尔(国际)
2.4	塔筒的监造和验收				
3	风机升压及附属电气系统			根据设计院提供的集电线路布置图细化具体的设备内容与数量	
3.1	升压变、辅助变（如有）	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	由变压器厂家原厂自行整体生产	ABB、西门子

3.2	72.5kV 气体绝缘金属封闭组合电器（环网柜）	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	台数满足集电线路连接方案且含至塔筒底部的外部 66kV 电缆接入处的电气系统设备，含塔架内变压器及其高低压开关等所有电气设备、电缆和接头等。柜内开关选用 ABB、西门子、施耐德	ABB、西门子、明阳电气
3.3	低压柜	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	满足范围内的设计要求	ABB、西门子、施耐德
3.4	主控柜	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	满足范围内的设计要求	
3.5	动力电缆	套	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	<p>满足范围内的设计要求，包括风机与配套升压设备连接的电缆、光缆：提供风电机组控制柜出口至升压变压器的低压电缆、升压变压器至高低压开关柜或 72.5kV 气体绝缘金属封闭组合电器的高压电缆、光缆及附件。</p> <p>风机 SCADA 系统、风机辅控系统内部电缆（包括通信电缆、控制电缆和动力电缆）及其电缆终端等附件由投标方提供</p>	动力电缆：中天、亨通、东方、远东、宝胜、上上（铜芯电缆）

3.6	照明	套	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	含事故应急照明，均应为三防节能 LED 型，要求使用寿命长，维修简单；机舱、塔筒内、基础平台等位置的照明设备及安装都由投标方负责。	
3.7	检修电源箱（拖线排）	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	满足范围内的设计要求	
3.8	UPS 电源/备用电源	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	满足范围内的设计要求 风电机组辅助电源。蓄电池的时长为 6 个小时。蓄电池在环境温度 20℃~25℃时的浮充运行寿命应不低于 15 年。需将 UPS 监视功能、蓄电池监视功能接入 SCADA 系统。	
3.9	柴油发电机组	套 / 台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	在激活台风模式后，当电网失电时，柴油发电机应能自动启动，以保证机组通信、控制、偏航及变桨系统供电正常，柴油发电机储油量应保证至少 24 小时使用，并保证偏航系统拥有至少连续 6 小时的不间断偏航调节能力。采用船机产品，需取得 CCS 认证。	柴油发动机采用进口或合资品牌船机产品（如道依茨、沃尔沃、卡特、康明斯等，需取得 CCS 认证） 柴油发电机配电柜（柜内所有断路器、塑壳断路器、接触器等开关柜主要元件均应采用同一品牌）：ABB、西门子、施耐德

3.10	海缆进线封堵	套	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	满足范围内的设计要求；投标方应在出厂前完成模块式封堵。	ROXTEC、喜利得
3.11	防火封堵（包括电缆防火和盘柜接口防火封堵等）		投标人根据投标机型容量、投标方案和招标容量要求确定具体数量	封堵模块应满足 CCS 船级社，CCCF-HZFH-01 防火要求。	喜利得、MCT
3.12	与外部光缆连接的控制通信保护系统	套/台	投标人根据投标机型容量、投标方案和招标容量要求确定具体数量	含塔筒内的控制、通信和保护等控制电缆、光纤接线盒、交换机、光缆、尾纤及尾纤盒	
3.13	升压变测控保护柜	套/台	投标人根据投标机型容量、投标方案和招标容量要求确定具体数量	含升压变的监控以及升压变的状态监视。	南瑞继保、国电南瑞、国电南自、北京四方
4	SCADA 系统				
4.1	风电机组监控系统（SCADA 系统）	套/台	1	（1）1 套 SCADA 系统（含服务器、计算机、交换机，控制柜等），风机监控工作站 4 台（分别布置在海上升压站 1 台、陆上集控中心 2 台，远程中心 1 台。） （2）配备远程监视系统。 （3）现地控制单元及配电盘。	

4.2	有功和无功功率控制系统	套	1	<p>(1) 能够实现机组的有功功率、无功功率及电压调节，以满足风电场有功功率、无功电压自动调节远方控制的要求。</p> <p>(2) 可以用于控制风电场内的其他无功补偿设备，实现风电场控制点的电压动态连续控制和风电场无功功率的动态平衡。</p>	
4.3	一次调频系统	套	1	风电场应具有一次调频功能，要求满足电网要求。	
4.4	二次安防系统	套/台	1	含监控系统整套二次安防设备，如风机就地微纵密，升压站千兆纵密、管理终端，陆上集控千兆纵密、防火墙等	
4.5	智能并网感知系统	套	1	<p>(1) 实现电网调度通信互联，根据调度指令、负荷预测、自主测试频率和电压信号进行功率主动控制分配。</p> <p>(2) 实现接收调度指令或自主测试电场频率和电压信号，根据调度指令，对风电场有功、无功、频率进行管理，并把风电场实时数据上送电网调度中心。</p>	
5	风机辅控系统	套/台	1	<p>(1) 1套机组辅控系统（含各子系统、服务器、计算机、交换机，控制柜、风机辅控工作站等），选用优质品牌产品。</p> <p>(2) 风机机组辅控工作站（分别布置在海上升压站、陆上集控中心、远程中心。</p> <p>(3) 实现风电机组在线监测与故障诊断。</p>	

5.1	风机监测系统			包含 1、在线振动监测 2、桨叶状态监测 3、油液在线监测 4、机舱环境监测 5、发电机绝缘监测 6、桨叶雷电监测 7、净空监测 8、变桨轴承状态监测（系统采用上海应谱、成都威尔森、西安拓锐等优质品牌产品） 9、智能螺栓监测（系统采用上海应谱、成都威尔森、西安拓锐等优质品牌产品）	
5.2	齿轮箱（如有）润滑油在线监测系统	套/台		实现对油液的水分、颗粒物、粘度都参数进行实时监测，随时掌握润滑油油质情况。	
5.3	视频监控系统	套/台		实现实时图像监控、入侵报警、图像抓拍、远程巡检等安全防护功能。包含： （1）防入侵报警系统 （2）视频安防报警系统 （3）塔筒外视频监控	海康威视、大华
5.4	风机 IP 电话系统	套/台			
5.5	无线网络系统	套/台		所有必要的无线网络设备，包括但不限于无线路由、网线、网络接口等设备。	
5.6	风速风向采集系统	套/台	投标人根据投标机型容量、投标方案和招标容量要求确定具体数量	测风系统(机械式测风风速量程不小于 30m/s，超声波测风风速量程不小于 75m/s)。全场配置不少于 8 套激光雷达测风系统(测风风速量程不小于 75m/s)。激光雷达测风数据须接入 SCADA 系统并实现风功率预测功能。	机械式：柯瑞文、贝良。 超声波式：Lufft、Ft、贝良。 激光式：Windar、Galion、Mitsubishi、牧镭

5.7	叶片智能监测系统	套/台		(1) 实现叶片振动监测 (2) 实现塔架净空监测	
6	消防系统				
6.1	机组火灾自动探测报警系统、自动灭火装置于一体的消防系统	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	(1) 可实现远程监控无人值守，24 小时不间断的火情监测。 (2) 实现各类火灾自行检测并进行控制处理，第一时间遏制火灾，确保机组不因火灾毁机。 (3) 系统预留多种通讯接口和扩展口，可以实现风电场网络电话、视频监控、防盗系统、集控等多种设备的互联互通。	
6.2	灭火器	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	结合电气布置配置灭火器；机舱、塔筒门和塔筒内每层平台配置 2 瓶 4kg 手提式灭火器（MF/ABC4）及两个消防过滤式自救呼吸器（在风机质量保证期内，投标方无偿更换并维护所有手提式灭火器、自救呼吸器、自动消防系统）。灭火器形式符合环境使用要求。	
7	除盐雾、除湿一体	套/台		含除湿、防盐雾、通风等功能	
8	防雷保护装置	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	所有的必要的避雷保护装置；含防雷接地线在内的整套风机的防雷接地系统	

9	风机内逃生系统	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量	机舱内紧急逃生装置	
10	润滑冷却系统	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量		
11	机舱内/外辅助起吊设备	套/台	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量		
12	专用工具				
12.1	吊装, 安装工具	套	不少于 4 套 (每套吊装工具包括不限于机舱、发电机、轮毂、叶片、塔筒) 供风机吊装使用	厂家提供	
12.2	运行、维护专用工具	套			

12.3	其他专用工具	套	投标方根据投标机型容量、投标方案和采购容量要求确定具体数量		
12.4	救护箱	套/台	2	按业主要求配置常规急救药品和急救用品等，分别布置在机舱和塔筒底部	
13	工厂验收、包装、运输到目的地	套/台		包含可供海上运输支架等。	
14	五年质保期运维服务	项	1	含质保期内运维船【运维所用船只应为适用于本风电场基础型式靠泊方式（例如基础顶靠方式）的专业运维船只，运维服务包含船舶认证、码头停靠和船只维护等相关费用】、随机备品备件、随机易耗品等	
15	备品备件和易耗品				
15.1	随机备品备件	年期	5	5年质量保证期内正常运行和维护的备品备件	
15.2	随机易耗品	年期	5	5年质量保证期内正常运行和维护的易耗品	
16	技术资料及技术服务				
16.1	技术资料	套	1	包括制造、安装、组装的细部详图及技术规范等、相关技术文件（包括载荷计算书）	
16.2	技术服务	项		技术交底和技术服务、调试、试运行等	

投标人应确保供货范围完整，以能满足招标人安装、运行要求为原则。在技术规范中涉及的供货要求也作为本供货范围的补充，若在安装、调试、运行中发现缺项（属投标人供货范围）由投标人免费补充。

表格中的项目及序号不要变动。如有增加条目，请放在本栏目最后，并在备注中标

注“增加”；如果有不适用的条目，请在备注中标注“不适用”，不要删除和调整序号。
规格型号要求填写具体。

除以上所列内容外，投标方提供的风机设备还须具备风机设备运行和人员操作所必需的器件和功能，并至少满足本技术规范书对于投标方在供货内容、数量、性能、功能上的要求。

2.2 供货范围界定

2.2.1 风电机组：内容包括整套风电机组，含机舱内及塔筒内的主控柜，机组配套升压变、高低压开关柜、变流器，和与主控柜、发电机、变频器、升压变、高低压开关柜之间的所有连接用电线、电缆（或导电轨/桥架）、光（控）缆、及相关电（光）缆辅件，机舱之间及与轮毂、叶片连接螺栓等所有紧固件、塔筒内海缆固定所需配件、风机基础平台维护吊机及速差器、风电机组监控系统、升压变监控系统、机组在线状态监测与振动分析系统、IP 电话及视频监控系统、盐雾过滤系统、接地系统、自动消防系统、有害气体抽排系统等及印刷企业 LOGO。

2.2.2 塔筒：塔筒筒体、塔筒法兰、塔筒内平台（不含基础内平台）、内部爬梯、塔筒两端防雨/雪封装布、塔筒通体封装防尘布、防止塔筒变形的工装（如米字撑等）、底段塔筒运输防雨罩、门、电缆支架、叶片与轮毂、轮毂与机舱、机舱与塔筒顶法兰的连接件及每节筒节之间、塔筒底法兰与基础之间的连接件（含连接螺栓、螺母及垫圈等）等金属结构件（由投标方提供图纸），并负责制作、监造、存储、运输等。塔筒内附件包括高强螺栓、防坠落装置、升降机、基础平台吊机、电缆绑扎带、塔筒照明系统（含灯具、线缆、配电线、开关等）、电气接线盒（含维护插座）、塔筒内灭火器、电动葫芦（如有）、电缆桥架及支架、塔筒内的视频支架、IP 电话基座、熔接盒、尾缆、接地铜线及其附件等采购、制作与加工等，同时塔筒上相关编号、企业 logo 需在陆上喷涂完成（满足招标方要求），底段塔筒内所有电气设备及柜体应独立密封、防潮。

2.2.3 电气一次（包含但不限于此）：投标人负责提供机舱至高压环网柜出线侧（包环网柜）相关电气一次设备（含风机至升压变、升压变至环网柜电缆及电缆终端制作与安装）、海缆防火封堵材料（包含海缆进塔筒电缆孔处，海缆及电缆穿越甲板、配电装置、变压器处。不含防火封堵安装）。现地电源柜、升压变、环网柜、变流器等；避雷器、接地装置；除风机连接海缆、光缆以外所有电缆及辅件，塔筒内的电缆桥架、支吊架电缆固定系统（包含塔筒内海缆线路沿线固定支架）。现地电源柜、升压变、环网柜

应做具体说明，包括位置等。不间断电源（UPS）具备向控制系统、塔内照明系统供电、升压设备二次保护控制系统及招标人指定的其它设备供电功能（具体由设计联络会时确定，投标人无条件满足）。若风电机组采用“主动抗台”策略，需配置柴油发电机（柴油在全厂风机完成试运行移交业主前由投标人注满，安装调试过程中用油由投标人负责）作为后备电源，保证偏航系统拥有至少连续 6 小时的不间断偏航调节能力。

2.2.4 电气二次：投标人负责提供机舱至环网柜出线侧（包括现地控制柜和环网柜）相关电气二次设备。投标人提供环网柜至海上升压站风机监控柜和陆上集控中心风机监控柜之间光缆的型号和技术要求，光电复合缆由招标人另行采购。招标人的复合光缆随海缆敷设终止于环网柜，光缆熔接元器件及之后的敷设熔接均由招标人负责，投标人做好配合。其中，风机通信拓扑图由投标人设计，经招标人委托的工程设计单位确认后实施。

2.2.5 投标人负责提供计算机监控系统和辅控系统，至少包括上位机、现地控制单元、网络设备、二次安全防护设备（如防火墙、纵向加密装置等）、远方监视终端、打印机、软件及全部光缆接口如光缆接续盒、适配器、尾纤及跳线及相应接口等设备。但不包括风电机组与风电机组之间、风电机组与中央监控系统之间计算机监控系统组网用通信光缆，该光缆复合于海底光电复合缆内，由招标人提供。其接口在投标人提供的光缆终端盒。系统数据需要上送招标人设置的智能监控一体化平台和陆上集控中心，免费开放通信协议，在招标人设置的智能监控一体化平台和陆上集控中心可实现实时监控，故障预警及远程诊断等功能。

2.2.6 防雷接地：投标人应负责提供风电机组的防雷接地装置，包含外平台及所有舱室，在塔筒底部应预留环形接地母排。风电机组基础接地由招标人负责。

2.2.7 风力发电机组交货地点：交货位置为招标人指定机位点交货（特殊情况下指定码头（如有，则投标人不负责二次倒运及相关费用）交货），海上运输、堆放设备支架（或储存工装）由投标人提供，运输途中所涉及到的障碍物清理和修复费用等，为保证满足设备运输所涉及到的道路、桥梁等构筑物的加固及修复费用，运输过程中各种协调等费用，必须包含在投标报价中。每台风机的附件单独成箱，机位交货。风机及塔筒内设备及材料由投标人在交货前完成预组装。

2.2.8 投标人负责风电机组内的消防系统配置。消防系统应预留接口并配合接入陆上集控中心进行集中监视和控制，并确保满足消防验收要求。消防系统相关型号、品牌等，

在设计联络会由招标人确定。

2.2.9 投标人负责风电机组内的视频安防监控系统的配置。（具体方案第一次设计联络会确定）。

2.2.10 联接紧固件：投标人负责提供叶片与轮毂、轮毂与机舱、机舱与塔筒顶法兰的连接件，以及塔筒每节筒节之间、塔筒底法兰与基础之间的连接件（含连接螺栓、螺母及垫圈等）。

2.2.11 专用工具：投标人免费租借满足现场施工要求的吊装工具（4套），用于风电机组及塔筒海上吊装及质保期更换部件，工具应当是未使用过的，具有合格的检验检测报告；投标人应及时提供用于风电机组调试、试运行、连续运行和维护所需的运行维护工具，工具应是未使用过的，其报价应包含在投标总价中，并单独列出详细清单及分项价格。

2.2.12 备品备件 投标人应提供调试、试运行和质量保证期内运行维护所需的全部备品备件及易耗品，该项费用应包含在投标总价中。清单应包括：编号、详细名称、规格型号、数量或重量、单价、总价、更换周期、生产厂家、产地、品牌、国内替代产品（国内有替代品的必须列出）。

2.2.13 投标人应在质量保证期结束前按照清单提供全部备品备件及易耗品，同时，质保期内备品备件、易耗品实际使用量大于清单提供的使用量部分，由投标人负责免费提供。

质量保证期结束后，如招标人需要，投标人应按不高于合同中列明的单价及时向招标人提供备品备件及易耗品及技术服务。如果投标人及其供货商计划停止生产某些种类备品备件及易耗品，应提前 6 个月通知招标人，以便使招标人做最后一次采购。

第 3 章 技术标准

风电机组部件的制造和整机的总装按照经权威机构认证的国际通用标准和国内有关标准的最新版本进行设计、制造和测试验收。如果投标人提供的设备或材料不符合如下标准，其建议标准和以下标准之间的所有详细区别应予以说明，投标人就可能影响设备设计或性能的标准用中文并以文本形式提供给招标人，供其批准。

目前国际上通用的规范标准主要由 IEC（国际电工技术委员会）和 GL（德国劳埃德船级社）制订的技术规范和标准；国内通用的规范标准主要有 GB、NB、JB、等标准规范。

下列标准规范中的条款通过引用而成为本技术规范书的条款，对于本技术规范书的应用是必不可少的，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本技术规范书：

- CEE 电气设备验收规则国际委员会标准
- IEC 国际电工技术委员会标准
- ISO 国际标准化委员会标准
- DIN-VDE 德国标准化协会电气委员会标准
- IEC-34 旋转式设备的设计标准
- AGMA 美国齿轮制造商协会标准
- EC 欧洲委员会标准
- IEA 国际能源机构标准
- ECA 荷兰能源研究中心标准
- RISO 丹麦国家实验室标准
- GL 德国劳埃德船级社标准
- SSPC 美国钢结构涂装委员会
- NACE 美国国家腐蚀工程师协会
- ANSI 美国国家标准协会
- GB 中国国家标准
- NB 中国国家能源局标准
- DL 中国电力行业标准

浙江省能源集团有限公司企业标准

国家能源局及国家电网关于海上风电建设、风电机组反措及并网的最新要求。

上述标准规范不限于此。所列标准均为最新版本，若有不一致之处，应按最高标准执行。如果某项标准规范在本技术规范书中未作规定，或风机制造商采用其他标准或规格，则投标人应详细说明其采用的标准或规格，并向招标人提供其采用标准规范的中文版本。只有当其采用的标准或规格是国际公认的、惯用的，且不低于本技术规范书的要求时，投标人采用的标准或规范才能被招标人认可。

报价文件在各方面反映出投标人在风电领域内的最新技术。

对一般机械、电气、土建的国内外现行有效规范、标准，虽本技术规范书未详细列举，但仍应严格执行。

第4章 设备技术性能要求

4.1 风电机组

4.1.1 一般要求

4.1.1.1 投标人提供的风电机组（以下简称“投标机型”）应是符合 IEC61400-1 标准 S 类以上安全等级机型，投标机型应为水平轴、三叶片、变桨距、防紫外线、上风向、防雷、防潮湿、防盐雾腐蚀、抗台风、并网型风电机组，功率调节方式应为变速变桨距控制。

4.1.1.2 投标机型应通过权威机构有效认证和测试，并提供投标机型的设计评估、型式认证证书，功率曲线测试报告等。若所投机型的认证工作正在开展，投标人应提供已装机并网同平台机型的完整型式认证证书并提供同平台机型的相关证明材料，并承诺在 2025 年 12 月 31 日前提供投标机型的认证证书和相关测试报告。风电机组关键部件，如叶片、齿轮箱、发电机、变流器等，也应提交其完整型式认证证书。

4.1.1.3 投标机型应按照《风电场接入电力系统技术规定》（GB/T 19963）要求，通过各项涉网检测，提供高、低电压穿越测试报告、有功功率控制、无功调节、电网适应性、电能质量等检测报告。如投标人有引进的原型机的国外认证证书，须一并提供相应的证明材料。所有提供的认证和测试报告均应为完整版本，需包含认证和测试报告的全部内容。如投标机型正在进行并网检测，可提供投标人已装机并网的类似机型完整并网检测报告，并承诺在第一台机组并网前提供完整并网监测报告，以证明投标人的风电机组具备满足并网性能要求的能力。同时，投标机型应能够满足当地电网公司对并网的各项要求，在风电机组申请并网前应提供由检测机构出具的检测报告，检测报告的机型应与申请并网机型一致。投标人应提供满足电网检测、建模支撑材料（按电网要求提供软硬件等设备，并配合提资）。风电机组质保期内，投标人应对机组涉网性能符合电网要求全程负责。质保期内电网对风电机组涉网性能提出新要求时，投标人应免费进行升级改造以满足电网最新要求。

如果所配套的发电机、变流器、主控制系统、变桨控制系统、叶片与认证时的配套厂家、型号不一致，视为不同型号产品，需要重新认证，投标人在机组投产前提供相关认证合格报告，确保满足并网要求。投标人须承诺无条件满足电网公司提出的其他并网要求。

(1)提供的风电机组噪音特性应符合 IEC61400—11 标准。

(2)符合 IEC61400-21 的电气标准要求。

(3)机组的功率曲线必须得到有资质的权威机构或国际公认机构按 IEC61400-12（最新版）标准测定的功率曲线为依据，提供正式的功率曲线证书。风电机组单机实际运行出力不得低于当地的空气密度保证功率曲线的 95%。

(4)可利用率：单台风电机组的年平均可利用率不低于 92%，整个风场风电机组的年平均可利用率首年不低于 96.5%，第二年至第五年不低于 97.5%。

(5)风电机组有功功率控制应满足如下要求：1、风电机组应具有有功功率控制能力，接收并自动执行风电场发送的有功功率控制信号，有功功率控制范围可以在 20%～100%（对应风况的最大输出功率）的范围内平稳调节。2、风电机组应具有就地和远端有功功率控制的能力。

(6)风电机组无功功率控制应满足如下要求：1、风电机组应具有无功功率控制能力。当风电场并网点电压偏差在-10%～+10%之间时，风电机组应能正常运行。

4.1.1.4 投标机型应能在环境温度-10℃～40℃范围内正常运行，以及在环境温度-20℃～50℃范围内能够生存。

4.1.1.5 投标人应提供已投产的投标机型(如投标机型未投产则提供同平台机型材料)的实际运行的可利用率、机组年平均故障间隔时间、机组年故障平均修复时间和实测功率曲线，同时提供连续运行和维修记录。

4.1.1.6 投标人须提供详细的机组试验材料、认证证书、产品业绩及其他技术资料，同时投标人对产品的质量、产能等作相应的保证。

4.1.1.7 投标机型设计寿命应不小于 25 年，从进入质量保证期开始计算。投标人应充分考虑进入质量保证期前所需运输、吊装及调试工期，并考虑现场气象与环境条件可能导致的滞后工期。

4.1.1.8 投标人应保证投标机型没有设计、材料和工艺上的缺陷，否则招标人在设计寿命期内具有法律上的追溯权，投标人对不符合质量要求的零部件应负责免费更换并赔偿由于零部件原因而引起的一切损失。

4.1.1.9 投标机型部件应考虑海洋气候、腐蚀盐雾、雷暴、高温等工程海域特殊自然环境可能产生的影响，详细说明投标机型针对特定项目的适应性设计情况。

4.1.1.10 投标机型关键部件（叶片、齿轮箱（如有）、主轴承、发电机、变流器、

轮毂、主轴、主机座、偏航系统、变桨系统、塔筒、升压变、高压环网柜等部件）在设计寿命期内不应发生整体或局部更换，如因设计、材料、制造等投标人原因发生关键部件的批量性更换（同一部件更换数量超过所供设备同批次数量的 10%），则同批次该部件必须全部更换，所有的更换费用应由投标人负责并赔偿发电损失。更换上述关键部件后的任何偏差或改进必须说明，并附有原认证机构的证明文件。任何影响功率曲线的设计变化均应详细说明，并附有原认证机构的证明。投标人应提供以上关键部件的更换方案，更换后的关键部件质量保证期自更换完成之日起重新计时。

4.1.1.11 除关键部件和易损易耗件外，投标机型的所有其他部件不应在质量保证期间发生更换。如因设计、制造、材料方面的原因导致上述部件在质量保证期内需要更换，则投标人应承担所有的更换费用。上述部件如在质量保证期内有大修事宜时，对于部件更换，该更换部件质量保证期自更换之日起重新计时；对于部件一般大修（只要动用自带吊机），对于修理的部件，质量保证期应为自修理完成之日起 24 个月或质量保证期的剩余时间（以两者中后到者为准）；对于同一部件大修超过 2 次的，投标人须无条件进行该部件的更换并承担所有的更换费用。投标人在延长和/或重新起算的质量保证期内应承担与其质量保证期内完全相同的责任或义务。如有批次缺陷（同类型故障发生 10% 及以上），则投标人需在 30 个工作日内完成对全场风电机组进行相应故障排查、分析并提出解决方案，经招标人批准后立即启动故障处理。

4.1.1.12 投标人应保证所供部件及设备材料、元件及部件是全新的且未经使用过的。投标机型应具有相同的设计和结构，并承诺一个风电场内同一零部件统一为同厂家同品牌同规格产品，具备完全一致的互换性。

4.1.1.13 投标机型应采用相同的彩色编码和接线标志。投标人应提供每台风电机组的部件清单，阐明其生产厂家、原产地及各部件的技术资料（包括编码、型号、参数、技术图纸、检验试验报告等）。

4.1.1.14 风电机组振动满足相应的技术标准，并具有振动超速保护功能，各主要部件振动等级标准符合 ISO10816-21 及 VDI3834 的要求，在质保期结束前，投标人应提交一份双方认可的有资质的第三方出具的振动测试报告，并对振动测试异常的设备进行消缺处理。

表 2 振动的设计标准

部件	允许振动标准	设计值
机舱		

齿轮箱（如有）		
高速轴/低速轴		
发电机		
叶片		
塔筒		
基础		

4.1.1.15 投标机型应满足《GB38755 电力系统安全稳定导则》、《GB/T31464 电网运行准则》、《GB/T40594 电力系统网源协调技术导则》、《GB/T19963 风电场接入电力系统技术规定》等相关国家标准及行业标准中关于高、低电压穿越和一次调频的相关要求。

4.1.1.16 投标机型的噪声特性应符合 IEC61400-11、GB12348 标准要求。

4.1.1.17 投标机型应具有过振动、超速、过负荷、温度超限等保护功能。

4.1.1.18 投标机型应能在无操作人员值班条件下运行。即风电机组正常采用集中监控方式，由中控室运行人员可在陆上集控中心、远控中心及海上升压站分别通过风电机组中央监控系统对风电场内所有风电机组进行集中远方监控。在每台风电机组的现地控制柜上，运行人员可通过控制柜上的人机接口对风电机组进行就地监控。在风电机组运行过程中，监控系统能连续监视风电机组的转速、功率等参数，控制制动系统使风电机组安全运行。

控制级别按就地优先，海上升压站、陆上开关站次之方式进行。风电机组通讯应采用双环网，当其中任意一台风力发电机组出现通信故障时，不会影响该风场内的其他风电机组正常通信；且中央监控系统的运行不受任一台风电机组故障影响。

4.1.1.19 投标机型的整组通信能独立，保证风电场任何一台风电机组通讯出现故障而不影响其它风电机组通信。

4.1.1.20 投标机型及其附属设备外表面的标志等均应经招标人核准后方可实施。机舱及塔筒的外部标识必须在其两侧印有招标人或其母公司的企业标识，投标人可在中标后向招标人索取有关资料。

4.1.1.21 投标机型 UPS 系统容量应能保证现场控制系统运行不少于 6 小时。

4.1.1.22 投标机型所有传感器要求灵敏可靠，并确保全部使用国际知名品牌，其精度等级应满足相关规程、规范要求。投标机型主要传感器（温度、转速、位置、压力、振动、液位、风速风向传感器等）应采用冗余设计，防止单个测量电气元件失效时，影

响风机发电功能。如齿轮箱轴承测温 PT 同一个点位安装两个测量 PT，当其中一个 PT 失效后，系统可以依靠另一个测量 PT 自动正常运行，提高发电时间，降低故障时间。

4.1.1.23 投标机型主轴承、齿轮箱和发电机的轴承等部件应有温度、振动等的监测装置。

4.1.1.24 投标机型现场控制系统应有控制器本身的报警、故障指示灯，且必须有软件能快速读取故障信息找出故障点。

4.1.1.25 投标机型机组易损易耗元件应便于更换。

4.1.1.26 投标机型所有电气元件和系统均须满足 IEC60204-1 的要求。

4.1.1.27 投标机型所有电气设计须符合国家规定的电力安全防护规范。

4.1.1.28 投标机型应具有较好的防腐、除湿、防高温、绝缘和密封性能。机舱、轮毂、塔筒内部（含大型铸件、锻造件、焊接件外表面）防腐等级机舱 C4（ISO12944-2）以上，外部防腐等级 CX 以上。电气设备按照 IEC60204-1 要求进行设计制造，防腐等级满足 C4 以上，并进行“三防”处理。对于运输和安装过程中可能发生的防腐措施损坏，投标人应负责免费恢复。

4.1.1.29 风电机组所有转动部件应彻底消除残余内应力，并提供转动部件材质合格证书（包括材质化学成份、高温机械性能、许用温度、疲劳性能测试、无损探伤报告及制造厂等）。所有转动部件在其工作转速范围内不得发生共振或过大的振动，投标人应在投标文件中说明旋转部分防护、防止风电机组共振或振动过大所采取的措施。

4.1.1.30 投标人应按照电网调度机构的要求开放端口，并提供通讯协议等技术支持，以满足电网调度机构远程获取风电机组有关运行数据的需要。按照招标人要求开放数据接口，并提供通讯协议，以满足投标人获取风电机组有关运行数据的需要。

4.1.1.31 风电机组根据电网相关要求具备涉网保护功能，符合《大型风电场并网设计技术规范 NB/T 31003》。

4.1.1.32 投标机型应具备运行信息记录功能，记录机端电压、定（转）子电流、功率、变流器直流母线电压、机组保护动作等信息。

4.1.1.33 风电机组及部件铭牌应使用耐腐蚀材料，确保在整个设计寿命期内都清晰可见。风电机组铭牌应至少包含以下内容：

- 制造商和国家；
- 型号和产品编号；

- 生产日期；
- 额定功率；
- 轮毂高度处运行风速范围 $V_{in}-V_{out}$ ；
- 工作环境的温度范围；
- IEC 风电机组等级；
- 风电机组输出端额定电压。

4.1.1.34 投标人应提供机组机端短路电流曲线、短路特性参数值和风电机组保护定值表。

4.1.1.35 运输

- a) 风电机组的所有零部件应满足现场吊装条件和风电场内外的交通运输条件。
- b) 组装后的部件、组件运到安装现场后，应进行详细检查，防止在运输过程中出现碰伤、变形、构件脱落、松动等现象，有缺陷的产品不允许安装。风电场设备安装的质量保证应符合 GB/T 19001 要求。
- c) 投标人负责风电机组及附属设备从生产地运输至招标人要求的交货地点。

4.1.1.36 材料

- a) 用于制造设备的所有材料应根据使用条件考虑强度、刚度、弹性变形、耐用性和其他化学、物理性能，选用符合标准要求最合适的、新的、优质的、无损伤、无缺陷的材料；
- b) 用于设备和部件的材料都应经过试验。试验按有关标准规定的有关方法进行，投标人应将相应的材料试验报告提交给招标人；
- c) 所有的部件应采用先进的工艺和执行有关标准精确制造。螺栓、螺母等紧固件以及机械配合公差应符合国际有关要求。零部件应有良好的互换性；
- d) 用于制造生产风电机组的全部材料都要是全新的，没有缺陷和损伤。材料的型号和品级满足设计规定的标准。质保期更换的部件必须是新的，而不应对旧部件进行修理或整修代替。

- 5) 材料应优先选择适合海上环境的材料。

4.1.1.37 互换性

- a) 投标人提供的风电机组要有相同的设计和结构，所有部件都可以互换使用。所有风电机组应采用统一的彩色编码和/或接线标记。但每台风电机组的基础应根据其地质

条件进行设计；

b) 在正常使用中可以互换的风力发电系统的任何部件性能和寿命要统一，都应可以互换而不需要改变接口特性。

4.1.1.38 投标人需要提供整个风电场中风电机组启动、停止优化方案，以及不同风向下的优先运行控制优化方案。

4.1.1.39 投标机组完成安装验收后、项目竣工前机组由投标人负责维护保养，对机组安全性负责，并采取一定防盐雾、防潮湿、防高温、防雷击、抗台风等防护性措施。

4.1.1.40 风机出厂前应进行全功率试验和热稳定试验，具体事项由设计联络会确认。每台风机出厂前必须有招标人指派的监造单位开具的放行单。

4.1.1.41 风电机组所有的在线监测系统，端口均需向招标人开放，满足招标人集中监控一体化系统及招标人上级公司集中监控接入要求。包括但不限于：

(1) 风机监控系统数据

开放风机全量遥测、遥信、遥调（功率控制）、遥控的全部数据及其通讯地址点表，其中遥控包括不限于风机启动、停止、急停、复位、手动偏航、解缆等控制点，数据包括但不限于开放变桨及变流器的全量数据（含故障代码等）、高频数据的全量数据，所有数据均以通讯方式传给一体化监控系统；

(2) 电能计量装置

开放遥测（电能量）、遥信，包括 分时数据、负荷数据及提供所在区域适用规约；

(3) AGC/AVC、一次调频系统

开放全量遥测、遥信、遥控、遥调（定值调节），其中遥控包括：投/退、就地/远方、开环/闭环等；

(4) 测风仪

开放全量遥测数据接口，如：风速（每层）、风向（每层）、温度、湿度、大气压数值、风玫瑰图等；

(5) 风机消防系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等；

(6) 风力发电机组在线振动监测系统

开放全量遥测、遥信数据接口，包括开放风机机舱、齿轮箱、主轴承、发电机等部件振动信号的高频采样数据，需要支持多个采样频率，提供设备参数、故障频率及故障

判断标准，以文件形式开放，提供解码文件（振动原始信号），提供文件解析说明；

（7）视频监控系统

提供场站 NVR 录像机品牌型号、IP 地址等；

（8）主轴承油脂在线监测系统（如主轴承采用脂润滑）

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等；

（9）油液在线监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等；

（10）塔筒状态在线监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等；

（11）叶片状态在线监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等；

（12）风电机组螺栓监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等。

（13）叶片净空在线监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等。

（14）叶片雷击在线监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等。

（15）机舱环境监测系统

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等。

（16）变压器及环网柜监控保护装置

开放全量遥测、遥信数据（含告警数据）接口及告警规则等。

4.1.1.42 如招标人对风机相关系统有开放需求，投标人应无条件满足。

4.1.2 安全要求

4.1.2.1 投标机型极限载荷应满足本风场所在地区 50 年一遇极大风速及相关气旋、湍流强度、切变等要求。

4.1.2.2 投标机型疲劳载荷应满足本项目场址设计参数要求，保证风电机组全生命周期内正常运行。

4.1.2.3 投标机型、塔筒的设计和制造应充分考虑台风影响，控制系统应具备相应的模块与控制策略，保证恶劣天气期间风电机组的安全生存。投标人应在附件 9 中提供

在台风情况下电网失电、偏航系统失效时保证风机安全的方案和施工期和运行期抗台专题报告（包含变桨系统失效专题）。

4.1.2.4 除考虑风况外，还应考虑风电场的其它外部条件（温度、湿度、空气密度、太阳辐射、雨潮、冰雹、盐雾、雷电、地震等）。通过零部件设计、材料选择和防护措施减少其外部条件对风电机组安全性和完整性的影响。

4.1.2.5 投标机型重要部件应能承受所有可预见的外部的作用力，并应保证其局部的故障不会导致整体的破坏。

4.1.2.6 投标机型应考虑有关部件检查和维护的可行性，对无法进行检查和维护的零部件，应保证其在设计寿命内的可靠性和耐久性。

4.1.2.7 风机的航空警示标识必须满足民用航空的相关标准及管理规定。

4.1.2.8 由于风电机组的内部或外部发生故障，或监控的参数超过极限值而出现危险情况，或控制系统失效，风电机组不能保持在它的正常范围内运行，则应立即启动安全保护系统，使风电机组维持在安全状态。

4.1.2.9 安全保护系统的设计应以失效-安全为原则。当安全保护系统内部发生任何部件单一失效或动力源故障时，安全保护系统应仍能对风电机组实施保护。安全保护系统应保证风电机组在发生故障时仍能保持安全状态。

4.1.2.10 液压系统的设计使其在压力丧失或发生故障时机组能处于安全状态。

4.1.2.11 至少配置两套相互独立的制动系统。在电网或负载丢失且一套制动系统失效时，其它制动系统必须能使风轮转速保持在最大转速以下。

4.1.2.12 在顺桨的状态下，应能保证将风轮停止转动。

4.1.2.13 应保证风电机组在正常和极端的外部条件下按照运行和维修规程作业时不对人员和设备造成损害。

4.1.2.14 控制系统应保证风电机组在风电场可能遇到的外部条件、运行工况和载荷情况下能安全正常地运行。

4.1.2.15 保护装置应根据电路、电网以及危险可能性等特性来对电流、电压和时间值进行整定。

4.1.2.16 控制和安全系统应相互独立，当控制功能和安全功能发生冲突时，控制系统的功能应服从安全系统的功能。

4.1.2.17 投标机型风轮转速信号应由两个独立的系统分别采集，其中至少有一个传

感器应安装于与风轮具有相同转速的部件上。

4.1.2.18 投标机型塔筒应在风电场可能遇到的外部条件、设计工况和载荷情况下稳定地支撑风轮和机舱（包括发电机和传动系统），以保证风电机组安全正常运行。

4.1.2.19 应在机舱里和塔底控制柜上设置紧急停机按钮。

4.1.2.20 投标机型所有系统元件应满足如下三个失效保护要求之中的一个：

1) 所有可能发生故障的模式都能被控制系统检测，如检测到故障，控制系统应能自动安全停机。

2) 元件分析后表明需要的检测时间间隔足以在发生故障前发现并解决问题。

3) 系统设计要求元件冗余并要求在一个元件故障后系统能维持持续安全运行至故障被监测设备检测到或在正常的检查中被发现。万一这些元件或组件故障，冗余的程度或控制和检测系统的操作必须使风电系统维持在一个非危险状态。

4.1.2.21 风电机组的设计应便于维护和维修。所有部件必须很容易地进入和维修。总重量超过 30 公斤的部件，或者增加附属装置连接点，或者做一个链钩用来搬运。

4.1.2.22 凡需要人进去执行操作、维护和维修任务的地方都要配置足够的人身安全附属装置点。塔内的梯子应配安全缆索或安全轨道。安全缆索或安全轨道须与人员降落限制装置相容。

4.1.2.23 为确保人员的安全，投标机型设计应考虑下列内容：

1) 为进行检查和定期维修人员提供安全进入部件和工作地点；

2) 采取足够的措施保护人员避免与转动部件或运动机件、带电体接触而发生事故；

3) 为爬塔筒和在地面以上工作的人员提供安全绳和安全带或其它保护装置；

4) 在维修期间提供锁定风轮和偏航机构的措施和安全释放装置；

5) 对带电体设置警告标志及隔离装置；

6) 提供雷电放电装置；

7) 塔内和机舱内要有充足的照明；

8) 塔顶和塔底控制柜均应设置事故停机按钮；

9) 各部件避免毛刺伤人；

10) 为保护维护人员的人身安全，风电机组应保证塔上工作人员具有最高操作权，其次是塔下工作人员，远方监控权限最低。

4.1.2.24 投标机型应至少具有下列维修和安全特性：

- 1) 出现故障时，自动停机；
- 2) 就地、集控室和远程监控性能和运行状态；
- 3) 工作平台或允许进入的其它装置；
- 4) 需要搬运材料的部件上设附属装置；
- 5) 若使用梯子，要增加安全爬绳；
- 6) 为在高架工作平台和机舱顶工作的人员设置安全附属装置；
- 7) 检修时，应采用风轮锁定装置，而无须使用风电机组制动系统

4.1.2.25 由投标人负责风电机组接地电阻测试，并提供测试报告。

4.1.3 叶 片

4.1.3.1 叶片应满足《GB/T25383 风力发电机组风轮叶片》的要求。

4.1.3.2 叶片的固有频率应与塔筒固有频率、风轮的激振频率错开，避免发生共振。

4.1.3.3 叶片应有充分的涂层，外表防护层具有较高的防潮防盐雾性能，叶片前缘应加装保护膜或保护漆，涂层的设计寿命必须达到 25 年以上。应列明涂层的分层及厚度、材料与生产厂家。叶片涂层应具有防腐蚀、抗沙尘、抗紫外线、耐老化等优异性能。叶片内金属件应满足防潮、防冻、防锈、防雷击等要求。

4.1.3.4 每套叶片应当是可以互换的。叶片必须有所有必要的文件，以保证在必要时可单独生产需要更换的任何一片桨叶。投标人应提供每组叶轮组件的编码清单。

4.1.3.5 叶片应有安全的避雷设施，该设施应与机舱雷电保护系统相联接。在叶片的叶尖和中间至少设四处接闪点，使得叶片接闪的范围增大，有效地避免雷电对叶片的破坏。风轮锁紧盘(主轴轴承前端)至少有两处碳刷作为防雷接地通道。叶片的防雷保护应满足 IEC61400-24 标准的 I 类防雷标准，并满足 IEC62305 最高等级要求。叶片内部有独立的防雷装置设计与安装，同时配置雷电检测系统，能够详细有效地记录每次受雷击的时间、雷电电流峰值。

4.1.3.6 叶片制造时须预敷 2 根及以上防雷导线，可在叶根处拆开，以便于在叶根处进行防雷导通性检测。

风轮系统需具备在线监测功能，支持 TCP/IP、Modbus TCP/IP 协议，并能实时的将采集的叶片振动数据及处理结果传输给第三方服务器，实现对叶片表面损伤、内部结构损伤及启停机提醒等功能。

4.1.3.7 投标人应提供每只叶片制造及检测的详细文件，无损检测报告及每套叶片的平衡技术报告；并提供第三方机构出具的固有频率测试、静力测试和疲劳测试报告，包括叶片的静、动强度和刚度频率试验和测试，疲劳试验寿命长于 25 年。

4.1.3.8 投标人应提供叶片材料清单及生产厂家，并应列明投标人叶片的原材料如树脂、胶粘剂、玻纤布、夹心材料、油漆及 T 型螺栓等的型号规格及生产厂家，树脂、胶粘剂、玻纤布、夹心材料等材料采用国际优质品牌产品，并由招标人确认。

4.1.3.9 叶片具有航空标志和鸟类警示标记，其中叶片双侧应当漆有国际通用的航空标志（颜色为红色，两段色带），具体设计应由招标人确认。

4.1.3.10 叶片安装前，须对叶片引下线做贯通性、可靠性两项检查，投标人最终以书面报告形式提交招标人。

1) 贯通性：测量叶片接闪器到叶片根部法兰之间的直流电阻，直流电阻值要小于 $50\text{m}\Omega$ ；

2) 可靠性：检查引下线是否全程可靠地固定在叶片内，保证起吊前没有悬空、松动的现象。

4.1.3.11 叶片中碳纤维比例应满足下列要求：

1) 碳拉挤板（PS 面梁帽）：碳纤维体积占比不小于 60%；

2) 碳玻混拉挤板（SS 面梁帽）：碳纤维体积占比不小于 25%。

4.1.4 变桨系统

4.1.4.1 投标机型变桨系统应符合《GB/T32077 风能发电系统 风力发电机组变桨距系统》中要求。

4.1.4.2 变桨系统应顺滑、平稳，具有良好的变桨能力。应选用技术成熟，质量可靠的产品。

4.1.4.3 变桨驱动控制系统用于调整桨叶的角度，应配有桨叶位置传感器（宜冗余设置）。当风电机组需要紧急停机时，变桨系统应能在任何工况下实现顺桨停机。后备电源应满足变桨电机工作在规定载荷情况下，在整个变桨距角范围内完成不小于 2 次顺桨的能力。

4.1.4.4 当出现电网电压掉电事故时，变桨驱动系统需有足够的备用能量使叶片快速到达顺桨位置，使风轮停止转动，确保机组安全。

4.1.4.5 变桨轴承的设计寿命为 25 年，并充分考虑所在风电场各种风况对轴承所产

生的影响。

4.1.4.6 变桨系统如采用液压驱动，应保证在所处风电场环境极限温度条件下不发生泄漏。投标人应提供上述设备的技术参数及配置。

4.1.4.7 变桨系统如采用电机驱动，变桨系统应有紧急投入保安的备用电源措施，有可靠的保护功能，以便在风电机组突然断电后，能紧急投入完成变桨任务。紧急变桨时能仅用后备电源或后备蓄能器就能将叶片转到安全位置。变桨机构电动操作应具有可靠的后备电源和可靠的保护功能，后备电源必须具备健康状态监测功能，以防止因不掌握后备电源健康状态而造成的飞车风险及抗台风失效风险。后备电源应有足够冗余量，满足风机的安全运行，变桨备用电源容量足够满足项目当地极端温度条件下桨叶从 0 度-90 度-0 度连续变桨至少 2 次。变桨电机的功率应满足额定发电风速以上频繁变桨等复杂工况。变桨电机的制动要安全可靠。如采用齿轮系驱动机构，齿轮减速箱及小齿轮和大齿圈的设计和校核按照 ISO6336 最新标准。投标人应提供上述设备的技术参数和配置。

4.1.4.8 风电机组的现场控制系统及远程控制与监测系统应能实时监测和显示变桨系统备用电源的电压、电流、容量及充放电情况，电池电量低要在监控系统报警（如液压驱动，应能监测和显示液压系统的压力等信息），如备用能量不足以驱动桨叶到达顺桨位置，应及时报警并使机组停机。

4.1.4.9 变桨控制系统应与现场控制系统有多种接口选择（RS485、CAN、PROFIBUS DP 和点对点方式等），具有故障自诊功能，对超速、限位、安全链、运行模式及状态实时检测和智能诊断。

4.1.4.10 变桨控制系统应满足电磁抗干扰度测试。

4.1.4.11 变桨系统各精密元件需要经过防腐、防冻、防水、减震处理，该控制箱防护等级为 IP54 以上。

4.1.4.12 变桨系统的防腐应满足 C4 及以上的规定和要求。

4.1.4.13 变桨系统防雷保护等级至少在 II 级以上。

4.1.4.14 变桨轴承应配置自动润滑系统，应对变桨轴承螺栓连接进行系统计算复核，满足 VDI 2230 有关规定。

4.1.4.15 单片桨叶具有机械锁定装置，也应具备手动锁定功能，装置应能满足各叶片变桨刹车失效（若为电动变桨）最恶劣工况下制动要求。

4.1.4.16 在风机每个变桨轴承上安装 4 只柔性裂纹传感，单台安装 12 个柔性裂纹传感，单个柔性裂纹传感具备 8 个通道同时采集裂纹数据。柔性裂纹传感由线圈组成，灵敏度最小裂纹长度 5mm，最小裂纹宽度 0.1mm，如出现变桨轴承开裂时及时预警、报警，此系统与智能螺栓系统共有操作软件和采集系统。

4.1.5 轮 毂

4.1.5.1 投标机型轮毂应符合《GB/T25390 风力发电机组球墨铸铁件》中要求。

4.1.5.2 轮毂应有充分的防护措施，具有足够的密封，以防止扬尘、雨雪的进入。

4.1.5.3 应具有风轮机械锁止装置，该装置可人工锁止。风机需具备盘车装置，盘车装置设计需便于维护人员维护时易进行风轮锁定。

4.1.5.4 轮毂应考虑便于检修人员进入轮毂进行检修的照明设施。要求在机舱配置带蓄电功能的便携式应急照明设备（带浮充装置），电压符合相关行业安全规定要求。

4.1.5.5 叶片与轮毂连接的高强螺栓应采取防止松动的措施。螺丝采用内置（即螺丝紧固应在轮毂内进行），便于安装和防腐。

4.1.5.6 轮毂内配备轮毂吊车装置或合适的吊点，以方便安装、维护，起吊装置能满足维护轮毂内所有部件、工具、备件、材料的吊运。

4.1.5.7 轮毂使用寿命应不低于 25 年。

4.1.6 机舱

4.1.6.1 投标机型机舱（机架）应包括机舱座和机舱罩（含导流罩）两部分，投标机型机座应符合《GB/T25390 风力发电机组球墨铸铁件》中要求。

4.1.6.2 机舱应当可以安全进入，为功能性试验、维护和维修提供足够的空间和照明。

4.1.6.3 机舱应当配有检修吊车，其至少能满足工具、备品备件、材料等的吊运。

4.1.6.4 机舱必须有安全的工作区域，以保证接近传动部件的维护人员的安全。应当设有人员安全绳索的系着点，包括进入机舱、顶部的安全绳索的系着点。

4.1.6.5 机舱密封防护等级应为 IP54 及以上，应具有防雷、防潮、防腐功能，具有可靠的防雷、防小动物进入、防锈、防盐雾、防雨水、防潮和防腐措施。机舱顶部风速风向仪应该保证在项目海洋环境下正常运行。风电机组应采用两套测风装置，保证在一套测风装置出现故障，另一套自动进行切换，风电机组能够不停机。

4.1.6.6 机舱应具有航空标志，满足民用航空相关管理规定。

4.1.6.7 机舱应设置人员安全逃生装置及逃生路线标识（带救援功能）。安全逃匿绳索承载能力 280KG, 保证机舱内人员在紧急的情况下可从机舱内的物流口直接从塔筒外部安全降落到底部平台。机舱应配备紧急医疗救助设备。安全逃生装置包含救生衣、安全带、安全帽、求救信号枪等。医疗救助设备应能保证紧急的医疗救援，如止血带、三角巾、砂带、创口贴、棉签、医用酒精、氧气呼吸器等医疗设备。

4.1.6.8 机舱应具有温度调控系统，应有足够的散热及通风设施。

4.1.6.9 机舱内部自动消防设备符合设计要求。

4.1.6.10 机舱内部与机舱顶部预设视频监控位置，监控位置应保证视频能覆盖机舱内部大部分视野，机舱外视频应覆盖机顶上空间。

4.1.6.11 机舱使用寿命应不低于 25 年。

4.1.6.12 机舱结构的电搭接和防雷保护应满足 IEC61400-24 的有关要求。

4.1.6.13 应不少于 8 台风机配置激光测风雷达。具体部署点位在设计联络会上确定。

4 光束机载式激光测风雷达装置采用 Windar、Galion、Mitsubishi、牧镭或相当于产品。

技术参数要求:

测量距离: 50-200m 内可选

测量截面数量: ≥ 10 层

光束结构: 不少于 4 光束

风速范围: 0~50m/s

风向范围: 0~360°

风速精度: 0.1m/s

风向精度: $\pm 0.5^\circ$

姿态水平度精度: $\pm 0.1^\circ$

激光束安装精度（激光束与光学轴）: 0.1°

生存风速: 75m/s

IP 防护等级: IP66

防腐: ISO C5

数据存储: ≥ 6 个月数据

每台激光雷达安装前必须提供具有专业资质的第三方单位的检定报告。

4.1.7 主 轴

4.1.7.1 主轴材料应具有强度、塑性、韧性三方面较好的综合力学性能，并采取措施避免应力集中，主轴的材料、尺寸和表面抛光应有符合设计规范的证明文件，以保证标准部件的可靠性。

4.1.7.2 主轴均不得进行焊接。

4.1.7.3 主轴使用寿命应不低于 25 年。

4.1.8 主轴承

4.1.8.1 主轴承有很好的轴承承载能力并能承受较大的倾覆力矩，主轴承设计制造过程中需对轴承极限、疲劳载荷进行校验。各轴承温度应有远传热电阻测点。主轴承应能得到充分的、不间断的润滑，并能排除旧润滑油。

4.1.8.2 主轴承采用可靠的密封结构，将主轴承内部空间与外界环境隔离开，有效防止润滑油脂泄露，并避免外界延误、污染物和水汽进入轴承内部，密封应便于更换。

4.1.8.3 主轴承使用寿命应不低于 25 年。

4.1.9 齿轮箱（如有）

齿轮箱的装配和运输应符合《风力发电机组 齿轮箱》（GB/T19073）的技术要求。

齿轮箱使用的部件应当采用质量优良、技术先进并得到实践证明的、运行良好的标准部件，应具有互换性、通用性和高可靠性。齿轮箱需进行加速寿命测试（至损坏）及低温测试，并出具试验报告。所有的齿轮、轴承和主轴的尺寸应充分考虑在各种条件下通过齿轮箱作机械负荷传递的安全系数。应采取相关措施，以最大程度降低齿轮箱的振动转移到机舱的主机架。

齿轮箱应充分润滑和冷却，并提供相应装置。齿轮箱应具有用于维护的加油口、放油口、通气口、油位观察窗等装置及用于检查轮齿的活动口盖等，通气帽的选用应依据风电场的环境条件，防止粉尘或潮湿空气进入齿轮箱内部。

齿轮箱润滑油的清洁度至少应满足 IEC 61400-4 中所规定的齿箱清洁度的最低要求。齿轮箱应配备在线过滤系统，在线过滤系统过滤精度应不大于 10 微米，在线过滤系统应安装油温、压力、污染度等传感器。除在线过滤系统外，还应安装旁路离线精滤系统，绝对精度不大于 3 微米。

齿轮箱润滑油要求无毒性、具有生物可降解性能，同时吸水性要差。齿轮箱需应设有适当的集油装置，以保证在齿轮箱发生泄露时，齿轮油流入集油装置，而不对环境造成污染。

齿轮箱油的换油间隔应当由制造厂家根据各种类型的油作明确规定。

齿轮箱旋转部件需加装保护措施。

在主机正常运转情况下，齿轮箱的使用寿命不少于 25 年。

机组应具备齿轮箱油样金属磨损颗粒在线监测系统，用以动态实时监测齿轮箱内部金属部件磨损情况，及时发现齿轮箱内部零部件故障隐患，起到应有的故障预警作用。该系统应能 100%全流量监测齿轮箱润滑油液，含铁磁及非铁磁金属颗粒，并对其累计计数；该系统应具备 GL 等权威机构认证并提供认证证书。

监测仪应安装在齿轮箱润滑油管路上，100%全流量检测齿轮箱润滑油液中的金属磨损颗粒，包括铁磁(Fe)及非铁磁(NFe)金属颗粒，并对其进行计数。监测仪厂家应根据齿轮箱及风机的参数提供磨损颗粒累计值的预警及报警值的设定。要求传感器承受最大 20bar 油压力，在-40℃～85℃的油温范围内正常工作。要求传感器有全功能不间断自检功能（BIT），以保证传感器可靠、正常工作。要求传感器输出信号为电压信号，可方便接入到风机控制器或风场 SCADA 系统。

齿轮箱应当配有高效油过滤器和油冷却器，并为现场的工作条件留有充分的空间余地。齿轮箱油的更换间隔应当由制造厂家根据各种类型的油作明确规定。投标人应当在质保期内承担这一服务，至少至该责任期末的最后一次检查。

投标人应当负责在风电机组质保期内，对每台风电机组的齿轮箱油取样（如果出现异常情况，次数应当增加），并将油样送至独立的机构进行分析，分析结果应当提交业主。

投标人应当在投标时提供详尽的证明，说明所供齿轮箱的设计已经考虑了以前普遍存在的风电机组齿轮箱故障的经验教训。

关于材料、尺寸和表面抛光符合设计规范的证明文件应当适用每个主轴。标准部件应当是可靠的。

4.1.10 偏航系统

4.1.10.1 偏航系统应符合 GB/T 31517 的有关规定，且应采用失效安全设计。

4.1.10.2 偏航系统应采用主动偏航对风形式，能够根据风向变化随时调整机舱使风轮对准风向；具备偏航制动功能；720 度偏航限位。

4.1.10.3 偏航系统必须配有自动解缆系统和扭缆保护，以避免电缆由于扭曲而造成损害。同时，须配有解缆安全开关，保证不会因为自动解缆系统的故障而损害电缆，自

动解缆系统进行解缆操作时必须具有对天气系统的分析判断，以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。偏航计数器的设定条件应保证绕缆后自动解缆复位，另外还须设有绕缆保护装置，一旦自动解缆功能失效，绕缆保护装置能发出事故信号并使机组紧急停机。

4.1.10.4 偏航系统的设计应充分考虑在风场各种条件下所产生的极限载荷和疲劳载荷。

4.1.10.5 偏航减速箱不得有渗、漏油现象；轴承应有良好的润滑和密封。系统应设有适当的集油盘，以收集从偏航齿轮和偏航轴承处泄露的润滑油。

4.1.10.6 人工偏航调整必须能在机舱里和现场控制盘上及远程操作。投标人必须保证风电机组能够适应本项目的风况特征，及时偏航，并要保证偏航系统的可靠性，无偏航跳闸等意外情况发生。

4.1.11 液压系统

4.1.11.1 投标机型液压系统应选择合适的组件（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。

4.1.11.2 液压系统应按失效-安全原则设计，即在卸压或液压失效情况下，依旧可以保证风电机组处于安全状态。

4.1.11.3 液压系统应具有泄漏检测装置，应设有足够大的集油盘，以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。

4.1.11.4 根据不同的使用环境，液压系统应有良好的防高温和防冻措施。

4.1.11.5 液压系统应有隔绝、卸载和过载保护的措施，应采取预防措施，使由于管道破裂造成的危害减到最小。

4.1.11.6 应有方便维护和高效的滤油装置。

4.1.11.7 液压系统应有独立的储能器专门负责高速轴刹车的压力供应。

4.1.11.8 液压系统管接头应采用进口不锈钢材料制作。

4.1.11.9 投标人应提供详细的液压系统图，列出液压元件的规格、型号及制造厂的使用说明和合格证。液压装置的说明书应包括试验内容、试验方法、试验要求、液压油检验以及验收标准。

4.1.12 制动系统

4.1.12.1 投标机型制动系统应满足《JB/T10426.1 风力发电机组制动系统第 1 部分：技术条件》中要求。

4.1.12.2 投标机型应配有两套独立的制动系统，由此保证风电机组能在任何条件（包括电网故障时甩负荷）和风轮转速达到最大转速时可靠地停机。其中一套制动设备以空气动力原理运作、直接作用于风轮。同时，叶片气动刹车应满足在停电状态下，叶片能气动顺桨刹车。紧急停机按钮需安装防误动、防触碰保护装置。

4.1.12.3 三个叶片的变桨系统既可作为主制动器，同时也可作为辅助制动器。除此之外，在发电机端的高速轴上还应装有一个机械（盘式）制动器，该制动器只有在手动停车和紧急情况下才会启用。在电网长期失电的情况下，高速轴应处于自由状态，机械制动器不起作用。机械制动器采用国际领先品牌。

4.1.12.4 风电机组应具有安全可靠的叶轮锁定装置，以便于叶轮维护工作。

4.1.12.5 刹车盘应设防护罩，刹车片磨损应发出信号，应提供刹车片的尺寸、材质和供应商。防护罩应具备防火、防高温特性。

4.1.12.6 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；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。

4.1.13 润滑系统

4.1.13.1 主轴承、发电机轴承、齿轮箱（如有）、偏航和变桨都有自动润滑系统。

4.1.13.2 投标人应提出适合本风电场运行维护的各类用油、脂的名称、规格、型号、品质及技术要求，以及国内替代产品的型号、供货数量和更换时间等。列明必需的油品和洗涤剂及其他介质（型号及要求），并列出可在中国购买的相应产品。如果在中国购买不到相当的产品，就要作能够廉价获得润滑油的替代安排。所有的润滑油都要适合项目概况中的温度和其它条件。

4.1.13.3 第一次定检需对每台齿轮箱油、轴承润滑脂在有资质的第三方化验机构进行化验，检查项目主要包括：粘度、粘度指数、水份、闪点、倾点、机械杂质、抗乳化性、抗泡沫性、抗磨性、极压性能、总酸值等，并出具试验报告，不符合标准应及时换油，以后在质保期内每年在有资质的第三方化验机构进行齿轮箱油化验并出具试验报告，质保期及大部件质保内每年化验一次；如果发现问题，需要每半年检测一次，不合格的须进行更换。在出质保前必须更换一次油，更换周期需要投标人给出明确更换油品

的时间周期。

4.1.13.4 自动润滑系统储油罐应有低油位报警功能。

4.1.13.5 投标机型按照正常运行要求对风电机组上的所有轴承进行自动或人工的定期、定量注油，并提供润滑周期、润滑脂牌号及润滑油脂的用量标准。

4.1.13.6 主轴承、变桨轴承和偏航轴承、发电机轴承均应配置润滑脂废油收集装置，以避免造成机舱和海域环境的污染。

4.1.13.7 应考虑润滑系统在长时间待机或者停机时延时停运润滑油泵。

4.1.13.8 齿轮箱润滑油温、油压应能直接反馈到 PLC，实现油温、油压数据实时监控（齿轮箱润滑油的油温需要有两个 PT100 传感器测温反馈至 PLC）。

4.1.14 发电机

4.1.14.1 发电机应符合下列基本要求：

- 额定容量：不小于风电机组标称额定功率；
- 额定电压：应优先采用 NB/T 31012 及 NB/T 31013 中推荐的额定电压，出口电压三相不平衡度 $\leq 2\%$ ；

- 额定频率：50 \pm 1.5 HZ；

- 额定功率时的效率：大于 97%

- 额定功率因数：感性 0.95～容性 0.95 动态连续可调；

- 防护等级：发电机外壳防护等级应不低于 IP54（装配后）；

- 振动等级：N

- 绝缘等级（定、转子）：F 级及以上

- 电能品质符合 IEC61400-21 的电气要求；

- 防霉性能：发电机绕组和绝缘材料应具有防霉能力，经 28 天试验后达到 GB/T 2423.16 中规定的二级要求。

- 盐雾：发电机的金属电镀件和化学处理件应具有耐盐雾性能，其中碳钢的试验时间为 48h，铜和铜合金根据零件类别试验时间为 48h 或 96h；

- 超速：应能承受 1.2 倍额定转速运行 2min，而不发生有害变形；

- 过负荷能力：发电机在温升试验后，应能承受 1.15 倍额定负荷运行 1h 电机不应发生损害及有害变形；

- 防腐等级：外表不低于 CX 等级（如外露于自然环境），内部应不低于 C4；

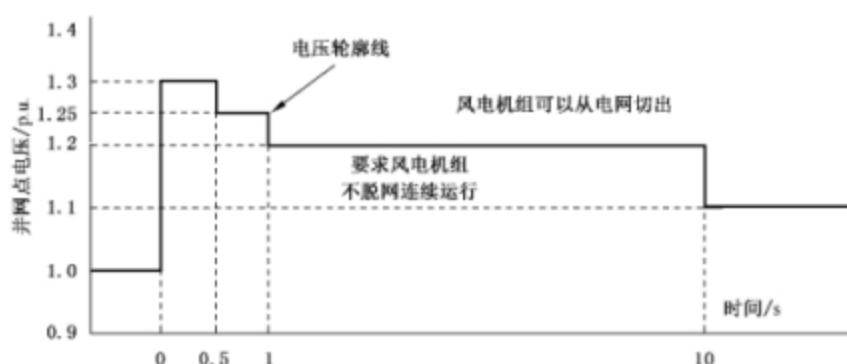
- 接地: 接线盒及机座均应设置可靠接地端子, 同时保证与接地线具有良好的连接及足够的面积;

- 动态荷载按照符合 IEC61400-13 的电气要求;

- 发电机应配置软启动装置, 电气和机械部件应能承受启动中的冲击。

- 风电机组应具有高电压穿越能力, 高电压穿越能力需满足 NB/T 31111-2017 《风电机组高电压穿越测试规程》中的要求, 若下文中内容与标准冲突, 需执行较高标准。

风电场的高电压穿越要求如下图:



1) 风电场并网点电压升高至标称电压的 125%-130%时, 风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行 500ms。

2) 风电场并网点电压升高至标称电压的 120%-125%时, 风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行 1s。

3) 风电场并网点电压升高至标称电压的 110%-120%时, 风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行 10s。

风电场连续穿越:

风电场应具备低-高电压穿越能力, 具体要求如下:

1) 风电场自低电压阶段快速过渡至高电压阶段, 风电机组应不脱网连续运行。在故障清除后汇集点电压由低电压恢复至 0.9p.u.以上时, 风电场应快速控制动态电流以降低汇集点过电压水平。

2) 风电场应具备至少一次零电压-高电压穿越能力, 零电压持续时间为 0.25s, 高电压持续时间应符合 GB/T 19963.1 的相关规定。

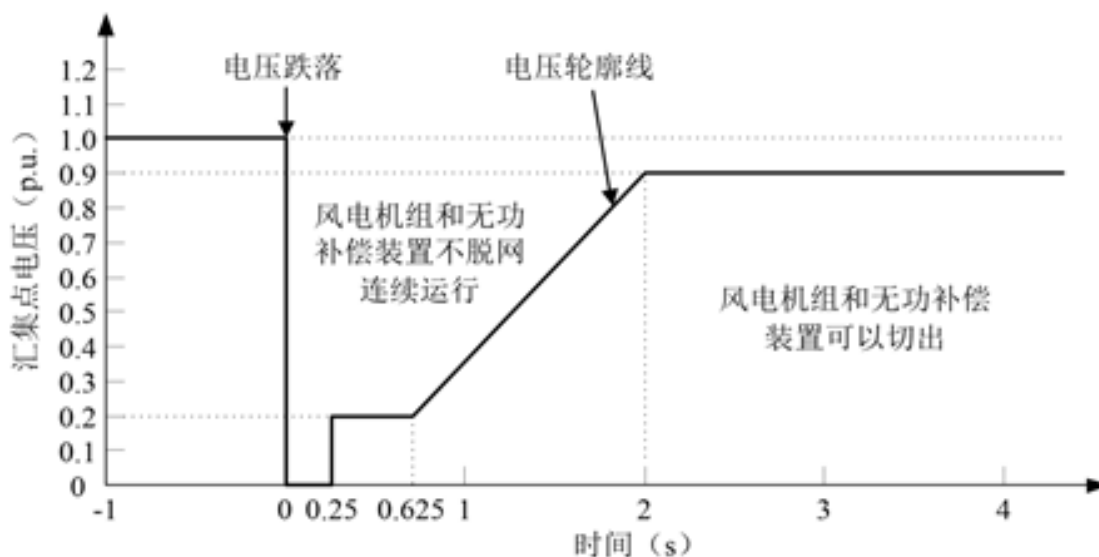
3) 风电场应具备至少连续两次低-高电压穿越能力, 低电压持续时间和高电压持续时间应符合 GB/T 19963.1 的相关规定, 连续穿越时间间隔宜为 0.15s~1.5s。

- 发电机应具备低电压穿越功能，下图为对风电场的低电压穿越要求。

图 1-1 低电压穿越

风电场并网点电压在图中电压轮廓线及以上的区域时，场内风电机组必须保证不间断并网运行；并网点电压在图中电压轮廓线以下时，场内风电机组允许从电网切出。其中：

- (1) 风电机组在并网点电压跌至 20%额定电压时能够维持并网运行 625ms 的低电压穿越能力；
- (2) 风电场并网点电压在发生跌落后 2s 内能够恢复到额定电压的 90%时，风电机组保持并网运行；
- (3) 当风电场并网点的电压偏差在 $-10\% \sim +10\%$ 之间时，风电机组应能正常运行；当风电场并



网点的电压偏差在 $+10\% \sim +15\%$ 之间时，风电机组应能持续正常运行 1 秒以上；当风电场并网点的电压偏差在 $-10\% \sim -15\%$ 之间时，风电机组应能持续正常运行 10 秒以上；

(4) 当风电场并网点的闪变值满足国家标准 GB 12326-2008《电能电压波动和闪变》、谐波值满足国家标准 GB/T14549-1993《电能质量公用电网谐波》、三相电压不平衡满足国家标准 GB/T15543-2008《电能质量三相电压不平衡》的规定是时，风电场内的风电机组应能正常运行。

(5) 当风电场并网点电压偏差超过 $+10\%$ 时，风电场的运行状态由风电场所选用风电机组的性能确定；当风电场并网点电压低于额定电压 90% 时，风电场应满足低电压穿越能力要求。当风电场并网点电网频率偏离时，风电机组应按照下表的要求运行。

- (6) 频率偏离下的风电场运行

表 1-2 频率偏离下的风电场运行

电网频率范围	要求
低于 48Hz	根据风电场发电机组允许运行的最低频率而定。
48Hz—49.5 Hz	每次频率低于 49.5 Hz 时要求至少能运行 30 分钟。

电网频率范围	要求
49.5Hz—50.2Hz	连续运行。
高于 50.2Hz	每次频率高于 50.2Hz 时，要求至少能运行 5 分钟的能力，并执行电力系统调度部门下达的降低出力或高周切机策略，不允许停机状态的风电机组并网。

当电网技术要求改变时，卖方应在质保期内无偿免费进行相关软硬件的技术升级改造工作，以满足电网技术规范要求。

4.1.14.2 发电机组应有可靠的冷却方式。如果采用空冷方式，应保证引入的空气不得对发电机造成危害；如果采用水冷方式，应无渗水、漏水、冻结等问题。

4.1.14.3 风电机组中的发电机应按连续工作制设计。

4.1.14.4 发电机如采用永磁发电机，投标人应对所采用的永磁材料性能、参数和磁稳定性进行详细的技术说明，并说明其防不可逆转退磁措施。并提交保证永磁体 25 年内不失磁的承诺。

4.1.14.5 发电机作空载电动机运行时按 GB10068 测定的振动速度有效值满足规定限值。

4.1.14.6 发电机的非金属材料及由其制成的零部件应能耐老化，在设计寿命期内应不发生开裂，变脆和剥落等现象。

4.1.14.7 发电机绝缘材料应具有足够的介电强度，并应耐电、耐热老化。

4.1.14.8 发电机内部应设停机加热装置，加热器应有相应保护装置，不得使加热器装置原因导致设备损坏。

4.1.14.9 电机绕组在常温、热态和受潮后均应具有足够的绝缘电阻值。

4.1.14.10 电机应按国家标准或者 IEC 标准进行检查和试验。

4.1.14.11 发电机包装、标志应符合以下要求：

- 铭牌上的数据刻划方法应保证在整个使用期内不易磨灭；
- 铭牌应固定在发电机机座的上半部，应标明的项目包括但不限于：制造厂名、发电机名称、发电机型号、外壳防护等级、额定功率、额定频率、额定转速、额定电压、额定功率因数、效率、绝缘等级、接线方法、制造厂出品年月和编号、质量。

4.1.14.12 发电机应安装温度传感器、振动传感器（包含在 CMS 系统中），以便能在风机组运行过程中实时监控其温度和振动变化。

4.1.14.13 发电机其他技术要求：

永磁发电机的制造应满足《NB/T31063-2022 海上永磁同步风力发电机技术规范》GB/T31517.1-2022《固定式海上风力发电机组 设计要求》的要求；

发电机为永磁发电机，要求如下：

- 1) 发电机定子绕组、铁芯、轴承等部位应装设检测传感器；
- 2) 永磁体的耐温应与相应的热分级相适应，永磁体应有可靠的防腐措施，其中永磁体表面电镀层的技术要求一般按 XB/T903 的规定。
- 3) 永磁风力发电机定子绕组在冷态下，仍和两相直流电阻之差，应不超过其最小值的 2%。
- 4) 定子绕组绝缘电阻应不小于 $100\text{ M}\Omega$ ；轴承绝缘电阻应不低于 $1\text{ M}\Omega$ ；定子埋置检温计绝缘应不低于 $1\text{ M}\Omega$ 。
- 5) 如投标机型采用半直驱式机组，发电机励磁方式应为永磁，发电机定子线圈应配置在线绝缘监测装置。

4.1.14.14 发电机试验要求

发电机试验内容、方法和检验规则应满足 NB/T 31063、NB/T 31064、GB/19071.2 等规范相关要求，包括但不限于以下内容：

1) 型式试验

发电机产品应提供本机型的型式试验报告，型式试验报告中除常规项目外，应增加霉菌试验。

2) 出厂试验

每台发电机须经检验合格后才能出厂，并应附有产品检验合格证，并提供检验报告，若发电机为异步发电机产品应按 GB/19071.2 的规定试验，若发电机为永磁发电机应按 GB/T 25389.2 的规定试验。

每台发电机须经检验合格后才能出厂，并应附有产品检验合格证，检验项目按照标准进行包括但不限于：

- 机械检查；
- 定子绕组对机壳及绕组相互间绝缘电阻测定；
- 定子绕组在实际冷状态下直流电阻的测定；
- 转子动平衡试验；
- 空负荷试验（空负荷曲线及损耗测定）；

- 加载试验;
- 温升试验;
- 工频耐电压试验;
- 相序检查;
- 超速试验;
- 振动试验;
- 噪声测定。

4.1.15 变流器

风力发电机应根据机组型式、容量、出线电压等相关参数配置合适的变流器系统,风力发电机变流器的技术要求、试验方法、检验规则及其产品相关信息等应满足 NB/T 31042、NB/T 31043 等相关规范要求。

4.1.15.1 额定运行条件下,变流器的效率应不低于 97%,变流器应具备电网侧功率因素在容性 0.95 和感性 0.95 之间可调能力。

4.1.15.2 在允许的发电机转速范围内和规定的负载等级下,变流器应能正常控制机组并网操作和相应功率的输出。

4.1.15.3 变流器机侧过载能力应与机组的过载能力相匹配,发生过载或短路时,保护器应在规定时间内可靠动作,以保护半导体元件不受损坏。保护器件可采用熔断器或断路器,也可通过控制系统保护。

4.1.15.4 变流器的设计应使其产生的谐波不会影响所连接的电气设备的功能,不会使这些设备遭到任何损坏。

4.1.15.6 电力电子设备应装在单独的机柜内。其外壳防护等级应符合 GB 4208 或 IEC60529 的规定。

4.1.15.7 变流器冷却系统的功能应受到监控,失效时应及时报警,以避免设备过热。变流器应设计可靠的冷却方式。如果采用空冷方式,应保证引入的空气不得对柜体内造成腐蚀等影响;如果采用水冷方式,应无渗水和漏水问题对内部电器件的影响,确保在低温环境下水冷散热器不因外界低温影响冷却系统工作。

4.1.15.8 所有电力电子设备应有过载和短路保护。发生过载或短路时,保护器应在规定时间内可靠动作,以保护半导体元件不受损坏。保护器件可采用熔断器或断路器,也可通过控制系统保护。

4.1.15.9 变流器的过电压防护措施应能有效抑制瞬时过电压,使设备免受由于开关操作和负载通断等引起的浪涌过电压的损害。变流器的输出电压应符合发电机的长期绝缘耐受要求,变流器应具备暂态事故录波功能。

4.1.15.10 保护装置应保证电路断开时,储存在元件和负载电路中的能量不致产生破坏作用。重要元件失效时,通过控制方式使风电机组停机,并尽可能有选择地将损坏的子系统切断。

4.1.15.11 变流器产品应满足 GB T 25387 或 GBT 25388 技术标准要求。

4.1.15.12 变流器的电磁兼容性应按照 GB10236 和 GB/T3859.2 或 IEC60204-1 和 IEC61000 标准,且能承受 GB/T 12668.3 第五章规定的静电放电抗扰度和电快速瞬变脉冲群抗扰度试验,完全符合相关的 EMC 的要求。

4.1.15.13 变流器需配置以太网等接口,具备网络通讯能力,能无缝接入风场 SCADA 网络系统,实现变流器的远程监控,包括远程程序升级、参数配置、远程调试、远程故障信息获取、远程诊断、远程监视等功能。

4.1.15.14 信号和控制电路在电气上应与功率电路隔离。

4.1.15.15 投标人应向招标人开放机组主控与变流器通讯协议,主控与变流器通讯数据应全部上传至风场 SCADA 系统。

4.1.16 现场控制系统

4.1.16.1 投标人提供的风电机组现场控制系统设计必须符合《NB/T 31043 海上风力发电机组主控制系统技术规范》所规定的技术要求。

4.1.16.2 风电机组现场控制系统满足自动的、无人值班的运行。每个风电机组现场控制系统有自己独立的主控制器,适应项目建设所在地的运行环境。

4.1.16.3 风电机组现场控制系统的设置必须根据操作的重要性实施加密保护,以免受到未被授权的干扰。

4.1.16.4 风电机组现场控制系统(主控系统)应预留足够以太网接口,并免费开放端口,通信协议采用标准通信协议,投标人须提供风电机组信息表、实时数据的格式及通信协议文本。

4.1.16.5 控制系统必须具备在特定风力条件下保证整体的最大发电量,同时能接受风场无功补偿要求,实现转速、有功功率和无功功率的调节,达到无功补偿。

4.1.16.6 在控制柜的面板上,应能显示和查询风电机组的运行状态及参数、显示故

障状态、查询故障地点、设置运行参数等。通过面板上的功能键应能实现对风电机组的人工启停控制、偏航控制以及修改参数等控制操作，为运行人员提供良好的操作界面。监测记录的数据应能便于导出。

4.1.16.7 风电机组现场控制系统具有控制器本身的报警、故障指示灯，对出现的异常情况能够自行判断并采取相应的措施，根据不同等级的报警事件执行不同的停机策略，且必须有软件能快速读取故障信息找出故障点。

4.1.16.8 风电机组的整组通信能独立，保证风电场任何一台风电机组通讯出故障不影响其它风电机组通信。

4.1.16.9 控制系统中的传感器或接口部件中的任何单一故障不应当影响机组的安全关闭。

4.1.16.10 控制器应设计成能满足恶劣环境条件下运行的要求，包括温度、湿度或盐雾的突然变化等；控制系统应保证风电机组在风电场可能遇到的外部条件、运行工况和载荷情况下能安全正常地运行。

4.1.16.11 控制和安全系统应针对极端天气设定特殊保护，保护策略中应包含台风保护模式。

4.1.16.12 控制和安全系统应相互独立，当控制功能和安全功能发生冲突时，控制系统的功能应服从安全系统的功能，安全系统应保证风电机组在发生故障时仍能保持安全状态。

4.1.16.13 风电机组现场控制系统应包括但不限于以下功能：

- 单个机组的启动和停机；
- 故障停机；
- 偏航迎风；
- 转速监测和控制；
- 最优发电与调节；
- 自动解缆和故障录波；
- 补偿电容器的分组投入和切换；
- 安全保护和监控等功能。

4.1.16.14 风电机组现场控制系统应当有人工控制功能，例如：

- 终止自动运行和阻止远程控制系统的越权操作；

- 人工启机；
- 人工偏航；
- 人工变桨；
- 人工制动和释放；
- 人工停机等。

4.1.16.15 风电机组现场控制系统至少应能在下列条件下关闭、显示和发出警报：

- 启动紧急停机；
- 电网故障；
- 风轮或发电机超速；
- 短时过载、瞬时过载；
- 超风速；
- 过温；
- 制动系统故障；
- 振动过大；
- 解缆故障；
- 风速计和风向标故障；
- 控制系统故障；
- 发电系统故障；
- 液压系统故障；
- 变流器系统故障；
- 变桨系统故障；
- 桨矩角超限；
- 桨叶位置不一致超限等。

4.1.16.16 机舱里至少应有一个控制柜，它必须设计成能在运行、维护和检修期间实施基本操作，如查看风电机组的运行参数、操纵风电机组的起停、偏航或变桨等。

4.1.16.17 对于可自恢复故障（如电网失效或电网频率、电压偏差过大、发电机输出功率过大或发电机温度过高等），待这些故障自动消除后，可重新自动启动机组；对于不可自恢复故障（如机械制动器磨损过度而失效、机械零部件故障等），则应在人工排除故障后方可重新启动。

4.1.16.18 风电机组现场控制系统内各控制器与风电机组内部设备、塔筒及升压系统之间的连接电缆和/或光缆及全部附件和用于机组控制器的 UPS 等均由投标人负责提供。

4.1.16.19 投标人须在每台风电机组内配置工业以太网交换机（用于风电机组与风电机组、风电机组与风电场中央监控系统的通讯），将各风电机运行工况、控制等信息上传至风电场中央监控系统。工业以太网交换机采用风电场专用型产品，且全场采用统一品牌，具备管理功能且设有足够的单模光口，交换机还需具备支持环网等功能（设计联络会确定）。

4.1.16.20 全部风电机组与监控系统的联接网络应由投标人提出设计方案和相关的技术要求，但该设计方案和技术要求应充分考虑到在其可能性和经济性。风电机组之间以及和监控系统间的数据传输光缆由招标人负责，投标人提供所需的光缆的型号、数量和技术要求，并提供不少于三家国内供应商的信息给招标人。

4.1.16.21 投标人应提供对风电机组现场控制器及显示终端的控制程序和数据进行导出、导入、组态等必需的软件和硬件，以便于在风电机组现场控制器损坏时招标人进行控制器的维修或更换等。在风电机组寿命期内，招标人向投标人购买主控制器时，应包含控制器的硬件、控制软件和控制程序。控制系统的每次软件升级或程序更新都必须提供招标人备份交底，并详细书面说明升级或更新的目的和具体操作方法。投标人需承诺，投标人提供的软件均是正版软件，且至少保证 30 年使用配置有紧急停机按钮。

4.1.16.22 在塔基和机舱内紧急停机按钮的优先级要超过自动控制系统，并且能够激发机组停机。

4.1.16.23 风电机组控制器应留有接口，便于通过便携式计算机在现场进行调试、编程和控制操作。风电机组的人机界面（塔基显示器或便携式设备）经过“三防”处理。

4.1.16.24 现场监控系统的控制部分电源必须与动力部分分开取电并隔离，分别配备 UPS 系统，保证风电机组停机和控制系统动力部分检修不影响风电机组现场及远程监控。

4.1.16.25 现场监控系统可同样实现中央监控系统对风电机组监控的内容，保证风电机组的正常并网发电和安全运行，具备紧急停机功能。

4.1.16.26 传感器冗余：为了使获得准确的外部信号，部分传感器冗余设计，如超声波测风仪、发电机绕组温度 pt100，风轮转速、发电机转速编码器，液压站压力传感器等。

4.1.17 电气系统

4.1.17.1 电气系统的每个部分都应符合 IEC 或同等标准要求。

4.1.17.2 每个部分都应能适应所有现场条件，无论是安装还是使用中，包括设备在运行过程中作用于系统的环境、机械、化学和热影响。

4.1.17.3 电气设备的额定参数应当适应在正常运行和故障情况下可能出现的稳定和瞬时电压和电流情况。

4.1.17.4 影响风机正常运行的主要电气部件的选择应当以不会造成损害性影响或干扰其他电气系统部件的作用为原则。所有电气元件应优先选用性能可靠品牌产品；柜内端子排选用高防腐蚀端子排。

4.1.17.5 每台风电机组必须配有接地系统，投标人应当明确说明。所有电器框架都要有效地接地，联接接地电极的接地回路和最终的导线应当是铜制的，支线回路需配有保护型导线。

4.1.17.6 防止电接触：

- 1) 风电机组的电气系统应当布置成便于运行、试验、检查、维护和修理。
- 2) 应按照 GB14821.1 标准采取电击防护措施，防止直接或间接接触带电体。

4.1.17.7 绝缘材料：

1) 电气设备的绝缘材料应具有良好的绝缘性能，并有良好的耐热性。绝缘要有一定的安全系数，以承受各种原因所造成的过电压。并充分考虑机组所在地区的环境温度情况，保证在低温环境中的耐低温性能。

2) 凡是由于材料老化可能使设备性能降低而影响安全的部位，应选用有足够耐老化能力的材料。

3) 凡是由于腐蚀可能影响设备安全的部位，应选用有足够抗腐蚀能力的材料，或采取足够的抗腐蚀措施。

4) 由于在绝缘材料出故障情况下部件会带电，因此间接接触电气系统的导电部件应具有防止漏电的保护措施。应当采取下列的做法或其他同类措施来确保保护作用的发挥：

- 采用接地故障保护设备自动切断故障回路；
- 必须满足 IEC（或同等标准）中的有关绝缘的要求。

4.1.17.8 电气线路：

- 1) 所有的电气连接均要符合 IEC 标准。
- 2) 机舱与塔筒内的电气动力回路连接采用铜芯动力电缆。
- 3) 电气接线和电气连接必须可靠，所需要的连接手段如接插件、连接线、接线端子等，必须能承受所规定的电（电压、电流）、热（内部或外部受热）、机械（拉、压、弯、扭等）和振动的影响。
- 4) 不同耐热等级导线不得安装在同一导线管内。
- 5) 特别容易造成危害的部位应通过位置排列、结构设计或附加装置加以保护。
- 6) 母线和导电或带电的连接件，按规定使用时，不应发生过热、松动或造成其他危险的变动。
- 7) 电缆端均须有识别标签或彩码，风电机组的彩码对所有的风电机组必须统一。
- 8) 低压（ $<50\text{V}$ ）回路必不应与动力回路（ $\geq 50\text{V}$ ）有交叉情况，各线路应进行分层布线。
- 9) 设备的柜架为垂直地面安装的自撑式组装结构，组合灵活，通风散热好，应保证操作人员的安全和便于运行维护、检查、监视、检修和试验。
- 10) 柜架和外壳应有足够的强度和刚度，应能承受所安装元件重量及短路时所产生的电动力。同时不因成套设备的吊装、运输等情况而变形，影响设备的性能。
- 11) 开关柜应可进行正面操作，双面维修。所有紧固件需进行“三防”处理，开关柜底层采用冷镀处理。
- 12) 外壳防护等级应不低于 IP54，且抽屉在试验位置、隔离位置仍满足 IP54 的要求。
- 13) 每个配电盘应配有 15% 的备用接线板用于控制用电线接入。
- 14) 所有电气柜内设自动温湿度控制器及防潮加热装置。
- 15) 载流部件在规定条件下不超过允许的温升并且能够持续耐受额定电压下的额定电流。
- 16) 配电盘应配有多路铜制接地母线（PE），该母线应与电缆和/或接线导线的护板相联。接地母线（PE）还应当与接地系统相联接。
- 17) 配电盘内的所有部件必须安装在安装板上，表面装有设备的盖板/门必须有一定的强度。
- 18) 所有的配电盘，包括它们的模块至少应有 IEC 标准要求的最小空间和至绝缘

组的爬距。

19) 配电盘内的每个部件应根据相应的图纸分别标号。用于动力线的终端应当标上相位标志。控制线应根据投标人编制的接线图标号。投标人在供货时，要同时提供配电盘等所有盘柜的原理图和接线图（包括盘柜间联络图、端子排图等），图纸上应有各线缆的标号。

20) 内部接线必须根据接线图套圈和编号，所有面板上安装的设备应当用平面标志和功能标志标出。

21) 所有电线及其连接应防止振动应力。

22) 所有电线和绝缘的带电元件应防止磨破或割穿其绝缘层，特别是在导管尖缘或拐角处。

23) 用接地端子或接地棒提供接地保护，接地端子应有清晰的标记。

24) 所选择的电缆和电线应适合于额定的工作条件（如电压、电流、电击的防护、电缆的分组）和安装场地的环境条件（如环境温度，存在水或腐蚀物质、机械应力、着火危险）。电缆和电线在露天敷设时，应保证其具有抗紫外线的性能和对某些特殊情况，如拉伸应力增大，工作上要求的机动性，机械损伤的危险增大等的适应性。

25) 金属电缆护套、铠装和屏蔽与风电机组金属结构相连接的每一端一般均应接地。对于电子系统的电缆和电线可采用单侧接地。在每个接线盒和配电箱中应保证金属电缆护套的连续连接。

26) 控制柜通风孔的设计和安装应使得当熔断器、断路器在正常工作时或在短路情况下没有电弧或可熔金属喷出；通风孔的尺寸、形状及安装位置不应使整个外壳的强度有明显的下降；通风孔的设置不应降低外壳的防护等级；外壳顶部的通风孔应用覆板遮盖。

27) 风电机组的照明系统，包括机舱和塔筒内的照明，照明系统提供的亮度应能满足机舱和塔筒内的检修维护需要并符合国家规范的要求，应保证在风机停机或与电网断开时也有照明，并设计有符合远程投切的功能。

28) 所有急停按钮应安装防误碰保护罩及提示标识。

29) 电缆穿机舱、隔墙等不同区域处均应密封，采用防火、水密、气密、电磁屏蔽等功能的模块式密封系统。密封系统应保证防火结构的连续性、完整性，阻止火焰、烟雾及有毒气体的蔓延和传播，并保证每个阻火隔断具有良好的水密性及气密性并取得

相应的测试报告。

4.1.17.9 电磁兼容性：

- 1) 风电机组电气系统的电磁兼容性应符合IEC61000标准。
- 2) 风电机组电气设备自身产生的电磁干扰，不应超过相关设备标准及电磁兼容性有关文件所规定的电平。

4.1.17.10 电气保护装置：

1) 电气设备的所有元件应具有过载和短路保护功能。如发生过电流或短路，应可靠触发保护装置，防止风电机组各个元件过热或电气过载。所采用的装置应符合IEC60947的规定。

2) 开关的通断位置应容易识别。在使用按钮的情况下，应设有指示灯或相同功能的显示以表明开关已经动作。

3) 应为每个不接地的极提供短路保护。

4) 蓄电池系统中，每个不接地极应配有短路及过载保护，短路保护器件的位置应靠近蓄电池。

5) 应为额定功率大于1kW 的辅助驱动电机提供合适的过电流保护器件。

6) 动力电路应设有下列之一的配置：

- 断路器或具有综合的短路和过载保护功能的电动机保护开关；
- 熔断器连同开关；
- 熔断器—开关—隔离开关；
- 熔断器连同接触器；
- 断路器和/或电动机保护开关连同接触器；
- 断路器/接触器组合。

7) 配电盘或机柜门上电压高于50V 的带电部件应提供防护，以防止意外触及。

8) 保护装置应按照与电路、电网有关的电流、电压和时间值进行整定。

9) 所有保护装置的整定都要在风电机组投标文件中阐明。

10) 风电机组保护及电网的保护装置应匹配，并确保故障能及时、顺利消除。

11) 保护和监控系统应具有适当等级的抗电磁干扰能力。所有保护和监控系统的元件和通讯电缆，都要认真选择和布置，以避免元件遭受来自电气系统内的破坏性或破坏性的电磁效应。

12) 当外部电网系统如电压、频率和电网失电等不允许风电机组连续安全运行时, 机组应具备自动安全停机能力。当外部电气系统环境恢复稳定时风电机组能自动重新启动。

4.1.17.11 并网装置:

1) 风机系统安装一个断路器与风场集电系统相连, 以便于隔断风机内部电气系统与风场集电系统之间的联系。它应能同时切断所有电源回路, 其位置的选定应便于操作人员和维修人员的进出。它可以人工开启, 也可以通过风机控制系统开启。断路器的额定参数应当符合风电机组联接点和电网的最大短路容量。

2) 具体的断路器参数根据投标人风机机型而定并在设计联络会确定, 投标人应承诺其设计改动不会引起商务价格的变动。

3) 附属回路, 如加热和照明的回路应当配有各自自用的隔离装置, 该装置应有明确的断开点, 并能在机组停机状态下使用。

4) 配置软启动装置应能在风电机组并网时将瞬态降至最低, 以防风电机组启动时本身的过电压。

5) 风电场配置有功功率控制系统, 接收并自动执行调度部门远方发送的有功功率控制信号。风电场风电机组应具有跟踪风电场控制输出指令自动调节有功功率输出能力。

6) 风电机组配置应预留风功率预测系统通讯接口, 方便与招标人负责采购及安装调试的风电场风功率预测系统通讯。

4.1.17.12 电流、电压互感器

1) 在数据采集系统中用来进行功率测量的电流、电压互感器应当校准。

2) 电流、电压互感器应当满足IEC标准对于计量应用的规范或同类规范的要求。

4.1.18 升压变压器

4.1.18.1 升压变压器应按照有关规范及标准进行型式试验。标准型变压器可不再作型式试验, 但应提交有效的、同电压等级、相同或相近容量的变压器的型式试验报告, 型式试验方式及试验项目符合 GB 1094、GB/T 6451 及国家及行业相关标准。

变压器在出厂前应按有关标准进行出厂试验, 出厂试验方式、要求及试验项目符合 GB 1094、GB/T 6451 及国家及行业相关标准。

4.1.18.2 升压变压器在风电机组设计使用寿命不低于 25 年, 设计使用寿命期内要

求免维护，可采用以下型式：

升压变型式为三相、铜质、双绕组、油浸式、包封线圈、无载调压，线圈材料采用优质（无氧）铜质材料作导体。

油变应采用可降解的油类，该酯类油的燃点不小于 300℃，且具备有效的防火性能；

硅钢片采用优质磁滞伸缩量较小的低损耗冷轧高导磁晶粒取向硅钢片，铁芯表面应喷涂具有绝缘、防潮、防锈蚀作用的树脂漆。磁通密度远低于饱和点；采取有效措施降低铁心振动及降低噪音。使铁芯损耗、励磁电流和噪音水平限制在保证值内。使变压器器身具有良好的防潮和防盐雾侵蚀能力，需具备 C2 气候、E2 环境、F1 防火等试验认证；如布置在机舱内则还需提供振动试验认证。升压变应整体封装，所有带电导体不得裸露。升压变应包括水冷或风冷系统散热装置，保证温升满足相关技术要求，使用寿命为 25 年。正常环境温度下，承受 80% 的突加负载。冷却装置投入时长期过载能力为 150%。

本设备在运输过程及运行过程中有风浪、潮流等外部环境影响，因此设备应具有一定抗倾斜、抗震动的能力。

变压器带外壳，变压器外壳应可以在现场组装及拆卸(需协商)，变压器（不含外壳）尺寸应考虑故障后可方便从塔筒门运出及搬入。

变压器应有承受整体重量的吊环。结构应保证成功的运输，以便在到达运输目的地后变压器能立即安装和投入运行。

变压器可考虑风冷或水冷散热，保证温升满足相关技术要求。投标人应提供整套冷却装置及辅助设备。

冷却装置的冷却能力应能够散去总损耗所产生的热量，包括空载损耗和各个绕组在满负荷状态下的负载损耗和杂散损耗。如对风电机内部散热应保证风电机组整体温升满足规范要求；如独立引外散热需保证塔筒结构受力的要求以及保证连接处的密封性。

每台升压变应配置一套升压变测控保护装置，装置要求能够在高盐雾、强干扰的现场环境下实现升压变的测控与保护。

● 升压变需引出如下信号（不限于）：

- 1 变压器三相绕组温度（pt100、4~20mA 或 RS485）
- 2 变压器温控跳闸报警、超温报警、故障报警
- 3 变压器冷却装置状态

4 水冷循环系统压力报警、运行及停止状态信号

如是油变，还应提供下述信号

- 1 瓦斯保护动作
2. 压力释放信号
3. 油面温度（ pt100、 4~20mA 或 RS485）
4. 油位异常信号

具体升压变的信息量及保护配置方案由设计联络会确定。

表 4 技术参数表

序号	规格型号			SCB14 或 S14
1	额定容量		kVA	应不小于风电机组额定工况下机组容量的 1.1 倍
2	额定工作电压	高压	kV	69
		低压	kV	与风电机组输出电压匹配
		高压分接范围	%	$\pm 2 \times 2.5$
3	系统最高工作电压		kV	72.5
4	相数			三相
5	频率		Hz	50
6	空载损耗		kW	不低于二级标准
7	负载损耗 (120℃)		kW	不低于二级标准
8	效率		%	>99
9	阻抗电压		%	不低于 9%
10	空载电流		%	按国标填写
11	连接组标号			D,yn11
12	绝缘水平			油浸式: LI325/LIC360/AC140
13	绝缘耐热等级			油浸式 E 级及以上
14	温升		K	油浸式 65
15	局部放电		PC	油浸式 ≤ 100
16	防护等级			IP54
17	冷却方式			水冷/油冷
18	噪音水平 (0.3m 处)		dB	≤ 53
19	泄漏比距 (最高电压)		cm/kV	3.5

注：1 上表中空格栏为投标人提供。

2 如投标人提供配套升压变为油浸式，则必须为水冷、防爆、密封、低损耗，且能从塔筒门内

进出。绝缘油应采用酯类油作为冷却介质具备有效的防火性能；应采用可降解的油类，该酯类油的燃点不小于 300℃，高燃点绝缘油性能应满足《JB/T 10431-2004 高燃点绝缘油电力变压器》规范要求。或采用天然酯绝缘油，应满足标准 DL/T 1811-2018、NB/T 10199-2019、IEC 62770-2013 的要求，可快速生物降解并可最终完全降解，有权威机构出具的生物降解及毒性试验报告。

3 其它具体要求按 GB1094 执行。

4.1.19 高压柜/低压柜

4.1.19.1 高压环网柜的选型应充分考虑风电机组海洋运行环境，且须提供产品型式试验报告。

4.1.19.2 高压环网柜额定值

- 额定电压： 72.5kV/与风电机组输出电压匹配
- 工作电压： 69kV/与风电机组输出电压匹配
- 额定电流： 1250A
- 额定频率： 50HZ
- 高压额定短时耐受电流： 31.5 kA， 4s
- 额定短路关合电流： 63kA
- 高压额定绝缘水平：
 - 雷电冲击耐压(峰值)对地、相间： 350kV 断口间： 350+60kV
 - 工频耐压(1min)(有效值) 对地、相间： 160kV 断口间： 160+42kV

4.1.19.3 高压环网柜结构要求：

开关柜所有带电部分都密封在气室中，不受外界运行环境的影响。柜内所有元器件包括二次接线端子等须进行防腐、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，柜内设置具备数显功能的精密防凝露装置。

开关柜外壳采用不锈钢的厚度不小于 3mm。投标人应对本设备的外壳、连接部件、裸露金属部分、与大气长时间直接接触部分进行防腐蚀特殊处理。投标人按照规范要求，完成海缆进、出线柜体下方的封堵（包括提供封堵材料）。

开关柜具有完善的五防联锁功能：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。

柜内应配置保护装置并自带独立操作电源，满足远程分、合闸要求。

开关柜应提供 1 套气体运行监测装置（包括气体密度继电器、压力指示器和温度指示器）。气体监测装置配有报警信号、闭锁和控制系统。

柜体与变压器间的导体连接应选用全密闭或全绝缘形式。

柜体免维护期应>25 年。

高压柜防护等级不低于 IP54。

年泄漏率≤ 0.5 ‰。

开关柜所用电缆终端应为全密封、全绝缘插入式电缆终端，外部护套选优质护套，加强外层防护盐雾腐蚀性能，电缆终端最高运行电压及额定电流与柜体配套。高压侧海缆进出线电缆头应布置在一个隔室内，66kV 海缆规格由招标方提供，投标人应配合 66kV 海缆插座的制作，升压变高压侧与柜体连接的高压电缆插拔式电缆插头及插座由投标人供货、制作与安装（与投标人提供的电缆头品牌统一）。由招标联络会最终确定。

4.1.19.4 高压环网柜元件参数要求（具体参数设计联络会上最终确定）

1) 真空断路器

断路器采用一体化电动机储能的弹簧操动机构，失去电源时，可以手动储能；提供机械手动合分闸装置。

- 额定电压：72.5kV
- 额定电流：1250A
- 开断电流：31.5kA
- 关合电流：80kA
- 短路持续时间：4s
- 额定短路电流开断次数：E1 级
- 机械寿命：10000 次
- 操动机构型式：远方/现地手动机构
- 断路器应配置微机型电流速断保护、过电流保护、零序过流保护、差动保护、变压器非电量保护等，保护动作于 72.5kV 断路器跳闸等保护装置

2) 电流互感器

- 额定电压：72.5kV
- 变比：150~300/1A
- 精度：0.5S/5P30
- 容量：5VA/10VA

3) 电压互感器

- 额定电压：72.5kV
- 变比：66/0.1kV
- 精度：0.2
- 容量：20VA

4) 负荷开关

所有的一次带电部分均被封闭在 SF6 气室中，开关具有可靠的泄压通道，气室为不锈钢密封焊接。采用三工位隔离开关，并带接地开关，具有明确的隔离开关和接地开关位置指示。电缆进出线套管装有指示套管带电的电压指示器。

元件选择还需满足 GB/T 7674 《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》的要求。

技术参数：

- 额定电压：72.5kV
- 额定电流：1250A
- 额定短时耐受电流及时间：≥31.5kA，4s
- 额定峰值耐受电流：80kA
- 操动机构：弹簧
- 操作方式：现地手动
- 机械寿命：10000 次

5) 快速接地开关

- 额定电压：72.5kV
- 额定频率：50Hz
- 额定短时耐受电流（有效值）：31.5kA
- 额定短路持续时间：优选值为 3s，投标方可根据自身方案按 1s，2s，3s 方案投标。

- 额定短路电流关合次数：≥2
- 快速合闸时间：0.1s
- 额定峰值耐受电流（峰值）：80kA

具有切、合感应电流能力，包括容性电流和感性电流

接地开关接地端对外壳绝缘水平按工频耐压 11kV（有效值）、1min 设计

接地开关主回路接触电阻：100 Ω

机械寿命：在不检修、不调整、不更换零部件、的情况下，三相机械稳定性操作次数不少于 5000 次。

操动机构型式：应能电动和手动操作；能就地操作和远方操作，就地操作和远方操作之间应装设联锁装置。

操动机构的电源为交流 50Hz、380/220V 三相五线制。操作控制回路电源为直流 220V。

可在现地控制柜及计算机监控系统远方控制，还应配置现地手动操动机构。手动操作时应断开电动操作回路，并实现与相关的隔离开关与断路器的闭锁。接点的开断能力为 DC220V，2.5A。

除控制、指示及联锁等通常用的辅助接点外，每台检修接地开关需有备用的常开与常闭接点各 8 对，备用接点都应引接到现地控制柜。

每组快速接地开关应装设一个机械式的分/合位置指示器，根据要求可以装设观察窗，以便操作人员检查触头的开合状态。

操动机构箱应能容纳设备的控制元件。

7) 电缆终端

插拔式电缆终端插座由投标人提供，确保与投标人选用的电缆终端品牌相匹配，升压变至环网柜电缆及电缆终端优先选用 ABB(中国)、KP、耐克森、NKT、泰科等优质品牌。

在每台升压变低压侧设一只计量电子式三相四线多功能电度表。表计信息应能远传至海上升压站、陆上集控中心及远控中心，内部组网所用到的后台、网线、网络接口转换设备以及相关附属设备等组网所需设备全部由投标人提供。

9) 高压柜应能引入和引出如下信号（不限于）：

- 引入断路器及负荷开关远方监控分闸信号
- 引入断路器及负荷开关远方监控合闸信号
- SF6 断路器位置
- 隔离开关位置
- 接地开关位置
- 断路器或负荷开关就地/远方开关状态

- SF6 气体监测装置压力报警
- SF6 断路器弹簧未储能信号
- SF6 断路器保护跳闸信号
- SF6 断路器保护告警信号
- 高压柜二次电源失电信号
- 电度表计量信息

以上信号需引至开关柜二次端子排，以便接入投标人提供监控系统。

4.1.19.5 防腐要求

所有元器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。采用的外部材料应具备防止外部或内部着火的性能，材料应是不可燃的。

全部内部铜导体的连接处，包含接线端子、结合点、抽头等应铜焊或熔焊，外部接线应采用螺栓连接。

4.1.19.6 设备搬运

本设备在运输过程及运行过程中有风浪、潮流等外部环境影响，因此设备应具有一定抗倾斜、抗震动的能力。

开关柜应能通过现场拆卸及辅助工具搬运出风电机塔筒。安装位置需满足现场海缆、控缆进出线要求。

4.1.19.7 高压柜电缆接线

由招标人负责 66kV 海缆敷设至高压柜内接线端子处，并完成 66kV 海缆终端的制作及连接。投标人负责海缆敷设时开关柜所必需的预留孔洞，并提供安装完成后封堵电缆入口的方法及材料。

开关柜高压侧实际按集电线路布置配置开关数量，原则上应为 1 回海缆对应 1 组隔离-接地开关。终端机组进线形式具体由设计联络会确认。

考虑与海缆的连接，要求环网柜必须布置在底段塔筒位置或以下。

气体绝缘金属封闭开关设备应能允许在海缆连接到设备后通过设备进行海缆高压试验。

4.1.19.8 高压柜试验

对投标产品已做过型式试验的，应向招标人提供型式试验报告，可不再进行。试验应满足国家及行业相关标准，且试验不少于下列项目。

① 型式试验

- 绝缘试验
- 无线电干扰电压(r. i. v.) 试验(如果适用)
- 回路电阻测量以及温升试验
- 短时耐受电流和峰值耐受电流试验
- 关合和开断能力的验证
- 机械和环境试验
- 外壳的验证试验
- 防护的验证
- 气体密封性试验和气体状态测量
- 电磁兼容性试验(EMC)
- 辅助和控制回路的附加试验
- 隔板的压力试验
- 验证在极限温度下机械操作的试验
- 绝缘子试验
- 接地连接的腐蚀性试验
- 真空灭弧室的 X 射线试验程序
- 内部故障电弧条件下的试验
- 外壳的腐蚀试验

② 出厂试验

应满足 GB7674 《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》的要求标准要求，包括但不限于以下项目：

- 主回路的绝缘试验；
- 辅助和控制回路的试验；
- 主回路电阻的测量；
- 密封性试验；
- 设计和外观检查；
- 外壳的压力试验；
- 机械操作试验和开关装置的行程—时间特性测量；

- 控制机构中辅助回路、设备和联锁的试验;
- 隔板的压力试验。

4.1.19.9 高压柜现场交接试验

包括以下项目:

- 主回路绝缘试验。交流耐压值应为出厂值的 100%。在工频耐压过程中进行局部放电测试, 需要时可进行冲击耐压试验。
- 辅助回路绝缘试验。
- 主回路电阻测量。
- 气体密封性试验。
- 现场机械特性试验, 投标人应提供断路器的速度定义和参考机械行程特性曲线, 及检测用传感器和安装附件。
- 气体验收(充入电气设备前进行)。
- 气体湿度及纯度测量(充入电气设备后进行)。
- 外观检查与核实。
- 局部放电。
- 各元件的现场试验。
- 气体密度继电器及压力表、安全阀的校验。
- 现场开合空载变压器试验(如果需要)。
- 现场开合空载电缆充电电流试验

现场交接试验由招标人负责实施, 投标人需提供现场交接试验所需要的试验套管和试验堵头, 并配合完成交接试验。

4.1.19.10 低压柜

(1) 低压柜断路器额定值:

- 额定电压: 与机组匹配
- 额定电流: 与机组升压变匹配
- 额定绝缘电压: 与机组匹配
- 额定冲击耐受电压: 与机组匹配
- 额定短时耐受电流及时间: 需满足本工程短路电流开断要求

(2) 用于就地(塔底)控制系统和发电系统的配电盘最好布置在一个公用盘上。低

压（< 50V）回路必须与动力回路（> 50V）隔开。

- (3) 安装在塔底地板上的配电盘应有一个底部支架，最小高度为 100mm。配电盘应有合适数量的电缆封套，以用于所有电缆进出线。
- (4) 载流部件在规定条件下不超过允许的温升并且能够持续耐受额定电压下的额定电流。
- (5) 配电盘应配有多路铜制接地母线（PE），该母线应与电缆和/或接线导线的护板相联。接地母线（PE）还应当与接地系统相联接。
- (6) 配电盘内的所有部件必须安装在安装板上，表面装有设备的盖板、门必须有一定的强度。
- (7) 所有的配电盘，包括它们的模块至少应有 IEC 标准要求的最小空间和至绝缘组的爬距。
- (8) 母线应当是纯电解铜的。
- (9) 接线板应当安装在一个标准型的安装围栏上，所有的内部接线应当是最小断面尺寸为 2.5mm² 的软性单芯铜电线，接线应当布置在配电盘里的开敞式 PVC 线槽里。
- (10) 每个配电盘应配有 15% 的备用接线板用于控制用电线接入。
- (11) （配电盘内的每个部件应根据相应的图纸分别标号。用于动力线的终端应当标上相位标志。控制线应根据投标人编制的接线图标号，并需得到招标人的批准。
- (12) 内部接线必须根据接线图套圈和编号，所有面板上安装的设备应当用平面标志和功能标志标出。
- (13) 除了安全标志应用中文和英文外，标记和图上的说明性文字应当是中文。
- (14) 低压柜防护等级不低于 IP33。

4.1.20 自动消防系统

4.1.20.1 自动消防系统基本要求如下：

- 1) 环境适应性：自动灭火装置必须适合风力发电机运行环境使用。
- 2) 运行温度范围：自动灭火装置运行温度范围应为-20℃～+50℃。电缆的选择：自动灭火装置必须采用耐火电缆，满足火灾时不影响灭火装置自动启动。
- 3) 资质要求：自动消防系统应具有国家消防检测机构出具的检测报告。
- 4) 灭火介质的选择：根据风电机组的起火原因等特点选用适合的灭火介质。柜体

内应采用气凝胶。

5) 自动消防系统应考虑人员上塔时的安全,不应发生人员在场出现消防系统自动启动的情况,或误动作情况下不会造成人员伤亡。

6) 自动消防系统灭火保护区域应考虑如下:

- 机舱整体空间;
- 轮毂:轴控柜和电池柜;
- 塔筒内的中控柜和变频柜;
- 高压环网柜。
- 高速轴刹车区域

7) 灭火系统的储存、安装和维护应考虑如下:

- 选择预制式灭火系统;被保护区域中不允许存放高压气瓶及容器。

8) 自动消防系统控制要求:自动消防系统应具有自动灭火功能。在灭火保护区域内通过火灾报警系统自动探测保护,同时在各个防火保护分区在陆上集控中心还可以通过远程控制启动灭火系统;当现场有人作业时,能远程关闭自动消防系统。

4.1.20.2 塔筒内布线应排列整齐,采用从上到下垂直布置、电缆架支撑的固定结构,并且在布置过程中,满足相应的消防规范的要求。

4.1.20.3 投标人采用的电缆必须具有耐油污、防化学腐蚀性能、阻燃、耐臭氧性能,能最大限度的防止火灾的发生。所有进出盘屏柜的电缆孔洞和电缆通道穿越平台时都采用防火胶泥进行电气防火封堵或采用锁紧头形式。

4.1.20.4 风电机组防火设计应满足以下要求:

1) 应根据风电机组的不同部分划分防火分区,对防火分区之间的连通孔洞、通道、爬梯口和电缆井等,应采用防火隔板、防火堵料和其它防火材料封堵。

2) 风电机组叶片、机舱、轮毂导流罩、隔热吸音棉、电缆等采用不燃、难燃或经阻燃处理的材料制作,并在机舱内涂刷防火涂料。

3) 润滑油、液压油、冷却油应具备难燃或阻燃特性。

4) 刹车系统应封闭隔离,防止高速制动时产生的火花和高温碎屑引发火灾。

5) 塔筒平台设计及爬梯开口须贴合紧密,形成自然防火分区,防止起火时产生烟囱效应。

6) 防雷设计中须考虑防止因雷击导致叶片和机舱起火。

4.1.21 能量管理系统

4.1.21.1 投标人应提供一套完整的风电机组能量管理系统,该系统是一套对风电场能量进行综合管理与配置调度的智能系统,能对风电场的有功功率进行智能管理,自由控制风电场上网电量;使得风电场的无功功率输出保持在一定的范围之内,系统能自动智能控制无功功率,可以使得单条集电线路关口表处的无功功率控制在绝对值最小状态,即单条集电线路对电网基本是既不吸收无功功率,也不发出无功功率。并具备完善的网络接口,自动接收电网调度下发的有功无功发电计划,跟踪执行。

4.1.21.2 具有向招标人的其它监控系统传输数据之接口,并开放通讯协议,具体要求在设计联络会上确定。

4.1.21.3 能量管理系统所使用的软件应是正版软件并保证不少于 30 年的使用有效期。

4.1.21.4 能量管理系统应满足电力安全防护要求。

4.1.22 在线状态监测系统

4.1.22.1 在线状态监测系统应至少包括在线振动监测系统、桨叶状态监测系统、油液在线监测系统、机舱环境监测系统、发电机绝缘监测系统、桨叶雷电监测系统、净空监测系统、变桨轴承状态监测系统、智能螺栓监测系统等。

4.1.22.2 在线状态监测系统能对风力发电机组的运行状态进行有效的在线健康监测,对设备当前的运行状态做出评估(属于正常、还是异常),对异常状态及时做出报警,并为进一步的故障分析、设备性能评估等提供信息和数据基础。

4.1.22.3 投标人应配置一套在线全自动的绝缘电阻监测装置,安装于发电机控制柜内。可在发电机停运状态下自动检测其绕组及线圈的整体绝缘水平,并在绝缘不良时触发闭锁或远程报警信号,避免运行人员将存在绝缘缺陷的发电机投入运行,导致启动故障。检修维护人员可以提早做好检修的计划,防止意外事故的发生并避免非必要的停机和支出昂贵的发电机维修费用。

4.1.22.4 在线振动监测和在线油品监测可以实现远程监测、数据分析等功能,支持多平台的客户端,能够完成和监控系统的数据交换。

4.1.22.5 为与国际振动标准有效接轨,要求在线振动监测与分析系统的振动分析软件中必须集成 ISO 10816 等相关国际振动标准。振动分析软件要求自动设置振动测量参数和报警值,软件应为中文汉化以方便现场操作人员的使用。

4.1.22.6 为保证系统数据采集和分析的可靠性和稳定性,要求所配振动传感器和在线振动分析仪及振动分析软件为国际知名品牌。投标人所提供的系统应是在振动监测与分析领域的专业制造商的产品,应至少通过 CE 认证、船级社认证,制造商应证明其产品已具有不少于 200 台成功运行经验。

4.1.22.7 为保证振动数据采集全面和日后故障分析诊断的准确性和充分性,具备监测条件的转子轴均应配置一个轴向振动测量以监测轴系对中和轴向窜动情况。为实现基于条件的振动数据采集,还需要考虑引入风电机组原有的转速信号(此方法优先)。要求每台机组配备足够的振动信号测量,具体振动测点布置至少应包括但不限于:

表 5 机组测点(测点数量不低于下表要求)

序号	安装位置	暂定数量(具体测点清单设计联络会确认,后续调整投标人无条件满足要求)	传感器工作范围	安装方式
1	前主轴承径向	2		
2	后主轴承轴向	2		
3	齿轮箱(如有)输入端水平方向	1		
4	齿轮箱(如有)第一行星级垂直方向	1		
5	齿轮箱(如有)第二行星级垂直方向	1		
6	齿轮箱(如有)中间轴发电机侧轴向	1		
7	齿轮箱(如有)高速轴垂直方向	1		
8	发电机驱动端水平方向	1		
9	发电机非驱动端水平方向	1		
10	发电机驱动端水平方向	1		
11	机舱	2		
12	塔架	2		
13	其它(由投标人根据机型设计增加)			

4.1.22.8 要求同一软件分析平台,既可以支持在线振动分析仪也可以支持便携式振动分析仪表。应能接收风力发电机组的重要工况信息。

4.1.22.9 振动分析软件应能通过局域网与各机组的在线振动监测仪进行以太网通讯，实现远程管理各个在线振动监测仪的设置定义；远程在线显示所有在线振动监测仪的数据处理结果及其报警状态信息。

4.1.22.10 软件数据存储和分析功能应能定期接收和保存所有振动测点的幅值、频谱、时域波形等数据；提供趋势分析、频谱分析、波形分析等振动分析手段；进行振动分析和故障诊断；提供设备档案纪录、自动报告等管理功能。应能支持对数据记录的编辑、添加以及对数据库备份、数据精简、数据恢复、数据导出等功能，应支持 Web 远程访问功能，能通过浏览器远程浏览风力发电机组状态，应配置加密设备，对传输数据进行加密。

4.1.22.11 软件应支持模板建立与更新功能，即在软件中做好一台风力发电机组的组态定义后，可将其设为模板并用来创建同类型其它机组组态定义，并能实现基于模板的同步组态定义更新，提高工作效率。

4.1.22.12 软件应支持一次性同步升级所有在线振动监测仪硬件版本功能，提高工作效率。

4.1.22.13 振动分析系统所使用的的软件应是正版软件并保证不少于 30 年的使用有效期。软件供应商能够提供完整的软件分析培训，能够提供合法有效的 ISO18436-2 国际振动分析师 Cat I、II 级培训和认证服务。

4.1.22.14 提供振动分析数据格式及相关部件振动分析所需的技术参数。

4.1.23 电 缆

4.1.23.1 低压动力电缆应当符合相应的 IEC 或者 DIN-VDE 标准或者其他等效标准（如 GB）规定的要求。固定敷设用于电力传输线的动力电缆应选用风电专用阻燃橡套电缆，悬挂扭转场合的动力电缆应选用风电专用耐扭阻燃橡套软电缆或阻燃耐扭聚氨酯护套电缆。橡套电缆的材料和结构应符合 IEC 60502 或其他等效标准的规定。

4.1.23.2 电缆固定夹块等附件应采用阻燃材料，电缆夹块固定螺栓采用自锁螺栓且符合防腐要求。

4.1.23.3 所选择的动力电缆应适合于海上风电机组额定的工作条件（如电压、电流、电击的防护、电缆的分组）和安装场所的环境条件（如环境温度、存在水或者腐蚀物质、机械应力、着火危险）。

4.1.23.4 动力电缆导体材质应采用铜导体，导体的相间额定电压不得低于电力传输

回路的工作线电压，电缆导体与绝缘屏蔽或金属层之间的额定电压，不宜低于系统最高电压。动力电缆的绝缘厚度、绝缘电阻和耐压水平，应满足风电机组交流系统绝缘配合要求，应根据电缆配置情况、所需防止灾难性事故和经济合理的原则选择合适的阻燃性等级和类别，并符合 IEC 60502-1 或 GB/T 12706.1 的规定。

4.1.23.5 动力电缆绝缘材料的额定工作温度应至少比风电机组内可能存在或产生的最高环境温度高 10℃ 以上。动力电缆的阻燃和耐火特性应符合 IEC 60332-1 或 DIN VDE 0472-804 的试验要求，动力电缆应具有火焰自熄特性。应根据电缆配置情况、所需防止灾难性事故和经济合理的原则选择合适的阻燃性等级和类别。

4.1.23.6 应根据机组最大发电量和负载变化确定动力电缆截面及并联根数，每根动力电缆修正后的载流量不得小于该电缆可能负载的最大电流，当负载最大时，电缆回路的压降应低于回路规定的限制。动力电缆载流量的修正按下列使用条件计入校正系数

- 1、通过最大可能的稳态电流时导线的最高允许温度和环境温度的差异；
- 2、空气中电缆多根并列敷设的影响。

4.1.23.7 动力电缆截面还应满足热稳定性要求，在最大稳态电流或其等效值情况下，导体温度不超过 GB/T 5226.1 或 IEC 60204-1 或其他等效标准的规定值。同时为确保适当的机械强度，电缆截面不应小于 GB/T 5226.1 或 IEC 60204-1 的规定值，随风电机组频繁扭曲运动的动力电缆，应校验其工作寿命。

4.1.23.8 在技术文件中应注明所使用的动力电缆及其标准名称，并注明导体的截面积和额定电流，并提供详细的电缆规格型号。

4.1.23.9 控制电缆应具有冗余性，采用铜导体，并行于动力电缆布置，控制电缆必须具有专用的屏蔽。控制电缆金属屏蔽的选择，应按可能的电气干扰影响，计入综合抑制干扰措施，并满足减低干扰和过电压的要求。强电控制回路导体截面不应小于 1.5mm²，弱电控制回路不应小于 1mm²（信号回路除外）。

4.1.23.10 动力电缆和控制电缆的敷设应满足 GB 50168 的要求，敷设前应检查电缆及其附件的防腐层完整性，风电机组机舱和塔架内的照明、通风符合设计要求。动力电缆并列敷设时，电缆之间的净距不应小于电缆外径，并满足设计要求。控制电缆与电力电缆并行敷设时相互间距在可能范围内宜远离，并不应小于 150mm。

4.1.23.11 垂直走向的电缆宜沿风电机组舱体壁、柱敷设，电缆沿塔筒壁的敷设应采用专用固定线卡；电缆垂直敷设时应在每个支架上固定牢靠，不能产生不可接受的拉

伸、弯曲、压缩或挤压应力，避免电缆由于自重而受到损害。电缆支架各支持点之间的距离应符合设计规定，并不应大于 1500mm，应检验电缆的最大允许敷设位差。

4.1.23.12 电缆的敷设应使两端子之间无接头或拼接点，杜绝 T 型联接情况并应标明相别。

4.1.23.13 电缆终端的额定电压及其绝缘水平，不得低于所连接动力电缆和控制电缆的额定电压及其要求的绝缘水平。电缆终端应涂阻燃材料，并进行防腐蚀处理。电缆在终端头附近宜留有备用长度。

4.1.23.14 风电机组内所有电缆进/出位置应配置 IP54 防护等级的电缆密封套。电缆接入风力发电机或升压变压器处，或穿过建筑构件如隔板、舱壁等处，应按设计的防火等级设置防火阻隔材料。

4.1.23.15 对运行中由于风向变化而易扭曲的电缆应设置控制装置，以防止扭曲超过允许的极限。该装置应具有偏航限位功能，能使扭曲的电缆自动解缆，并可回复到电缆初始位置。

4.1.25.16 偏航所需的扭动电缆应采用专用电缆。

4.1.23.17 监控电缆平行于动力电缆布置，必须有专用的屏蔽。

4.1.23.18 应防止电缆短路和过电流，保护性的低压电路应符合 IEC 60364-4-41 或 GB 16895.21 或其他等效标准的规定。

4.1.23.19 电缆金属护套、金属屏蔽以及与风力发电机组金属结构相连接的每一端均应接地，电缆线路支架、终端也应可靠接地。风电机组变压器低压绕组的中性点必须与塔架壁上的风电机组接地系统相连。保护接地电缆的截面积应符合相关接地标准的技术要求。

4.1.23.20 在技术文件中应注明所使用的动力电缆及其标准名称，并注明导体的截面积和额定电流，并提供详细的电缆规格型号。

4.1.23.21 动力电缆需提供送交第三方检测单位所需的电缆，招标人将提交权威机构进行电缆的第三方检测。（每种型号的电缆每批次 2 米）。

4.1.24 螺栓连接

4.1.24.1 本节下文提到的螺栓均包含螺栓、螺母、垫片。由投标人提供的螺栓应附有第三方检测报告。此外，招标人在螺栓到货后还将委托有资质的第三方对投标人提供的螺栓进行抽检，抽检螺栓由投标人提供，数量需满足相关规范要求。如螺栓不合格，

招标人有权要求投标人对同规格同批次的螺栓进行全部更换，如已安装的应由投标人承担费用进行拆装更换。（注：螺栓必须提供国内/国际认可的第三方的复测报告，按照螺栓交货批次及数量随设备到货一同提供，同时，投标人在供货前需参照相应的规范要求，抽取不同批次相应数量的成套螺栓送于招标人用于检验，抽检的螺栓由投标人提供）

4.1.24.2 对于采用的进口螺栓须提供相关制造、检验的标准、规范。塔架用高强螺栓应满足 NB/T31082 的要求。

4.1.24.3 全部关键结构部件的螺栓联接（比如但不限于：桨叶与轮毂、轮毂与主轴、轮毂与电机转子（如采用直驱发电机）、机舱与塔筒、塔筒法兰联接、塔筒与基础等）应严格依照 GL（德国船级社）认证规范中的相关要求进行校核，所选择螺栓、螺母等紧固件的规格、尺寸和材料以及机械配合公差应符合国际有关要求。

4.1.24.4 投标人在交货时应提供以上关键结构部件联接螺栓的产品合格证和试验报告。

4.1.24.5 投标人须向招标人提供螺栓连接的装配说明书，其中至少应包括下列各项：

- 1) 连接表面的预处理或检查；
- 2) 如在连接工作期间，凸缘（如支柱）处的附加作业已在设计中指定，其应和必需的材料一起在文件中进行说明。当某些标准被超过（如最大缝隙宽度），则标准和测量过程应进行说明。
- 3) 螺纹和螺栓/螺母的润滑条件。
- 4) 螺栓连接的紧固程序及其所需要的数据（如预载、所要求的扭矩、紧固工具）。
- 5) 螺栓连接紧固的顺序。
- 6) 螺栓在安装连接完毕后，应采取有效的防止海洋环境腐蚀的措施。螺栓、螺母及螺钉等紧固件采用无铬锌铝涂层方案或达克罗技术方案，且需进行密封保护。
- 7) 螺栓的规格、材料、制孔和连接应符合图纸及技术规范的规定。
- 8) 螺孔、螺栓制备和螺栓紧固等技术工艺要求，必须符合图纸及技术规范的规定。
- 9) 投标方向招标方提供的紧固件数量应比图纸及技术规范的规定多 3%。（用于送检，由招标人负责）
- 10) 法兰螺栓孔应有特殊保护设施，以免受损。
- 11) 备件：内附件连接螺栓紧固件要求按单台机组提供总量上增加 5%，少于 1 个

时按 1 个提供。

12) 应对变桨轴承螺栓连接进行系统计算复核, 满足 VDI 2230 有关规定, 螺栓强度等级不低于 8.8 级, 高动应力处连接螺栓强度不得使用 12.9 级或更高强度螺栓, 确保变桨轴承连接螺栓的安全与稳定。叶片与轮毂连接的高强螺栓, 其强度不得低于 10.9 级, 并采取防止松动的措施。螺丝采用内置 (即螺丝紧固应在轮毂内进行), 便于安装和防腐。变压器应采用铜质接地螺栓, 其接地直径不小于 10mm, 附件应有清晰耐久的接地标志。电缆夹块固定螺栓采用自锁螺栓且符合防腐要求。

4.1.25 智能螺栓监测系统

4.1.25.1 每台风机叶根及塔筒各连接法兰面均布安装 10% 智能螺栓, 智能螺栓应由普通螺栓和嵌入螺栓中心盲孔内的微型位移传感器构成, 总计安装不少于 84 颗, 其预紧力控制精度应 $\leq \pm 5\%$ 。在螺栓出现预紧力下降、松动、断裂时可及时预警、报警, 叶根智能螺栓同时具备叶片载荷分析功能, 能检测出叶片质量不平衡、叶片损伤、叶片载荷不平衡、叶片覆冰等故障隐患。系统采用上海应谱、成都威尔森、西安拓锐或相当于。

4.1.26 防雷保护

由于风电机组在海上使用, 机身相对周围地形有明显的形状突变, 导致风电机组极易遭受雷电的侵害, 风电机组必须采取可靠的防雷电保护措施充分保护整套风电机组设备免受雷电的损坏。投标人应保证防雷接闪装置至风机机组接地端子间的电气连通, 并提供相关测试报告。

投标人应提供机组防雷保护和接地保护系统的设计方案 (必须提供机组尤其是叶片的防雷等级说明文件, 其中要明确机组尤其是叶片的可承受的最大雷电流等数据), 明确对基础接地电阻的要求, 提交机组的防腐措施。

4.1.26.1 风电机组的防雷设计须按照 IEC 61400-24、IEC 62305、GB 50057 等标准设计, 以其较严格标准为准。

防雷保护系统设计须满足标准 IEC 61400-24 “风机发电机系统—第 24 部分防雷保护” 的规定, 达到 I 级防雷要求:

- ①电流峰值 200 kA;
- ②单位能量: 10000 kJ/ Ω ;
- ③平均陡度: 200 kA/ μ s;

④总电荷：300 C。

风电机组的防雷区（LPZ）分为

①LPZ0A：受直接雷击和全部雷电电流威胁的区域；

②LPZ0B：不会遭到直接雷击，但该区域的威胁仍是全部雷电磁场；

③LPZ1：不会遭到直接雷击，雷电电流有所减少，雷电磁场有所衰减；

④LPZ2：雷电电流进一步减少，雷电磁场进一步衰减。

各分区的防雷保护措施应满足标准 GB/Z 25427 的规定。

4.1.26.2 叶片须带有专用保护系统。叶片的防雷保护系统包括一个在尖端的铝制接闪器和在叶片中间处的辅助接闪器。叶片尖端等部位可安装接闪器，叶片表面的避雷带必须可靠地固定在叶片表面上并且与叶片边缘的导线相连。叶片表面用作接闪器或引下线的金属避雷带必须有足够的横截面承受直击雷并传递全部的雷电流。过压保护设计须满足标准 IEC 61312、IEC 62305-4 的规定。

4.1.26.3 因过电压可能产生于外部电网或现地设备，风力发电机和控制系统的雷击和电气故障保护应在风电机组和控制系统的互相连接处设置冲击电容器和浪涌保护器。风场监测用的通讯线路和控制保护系统以及远方监控系统需配置雷电保护和冲击抑制装置。

4.1.26.4 必须保证风电机组旋转装置的防雷引下线与塔筒内防雷引下线良好接触，应该保证接触器的压力恒定，并有明确的技术规范。

4.1.26.5 传导系统须保护主轴和轴承，并且提供从机舱到塔筒的接地连接。传导系统应能够承受 I 级雷电，并且至少备用 1 个并联系统。塔筒作为接地系统的引下线。

4.1.26.6 如使用非金属机舱罩，则应装置避雷针和相应的外部导体，并连接到机舱底座。避雷针和导体的高度与数目取决于机舱罩的尺寸。

4.1.26.7 如果轮毂外壳是全金属或者含有足够金属，可形成法拉第屏蔽保护内部的组件。如果外壳是碳纤维增强塑料，应在壳内放置金属框架或构成一体的金属条，并与底座彻底连接。

4.1.26.8 机舱内部的所有金属部件须通过结合电缆等相互连接，所有电气系统须进行接地连接。机舱外部设备都应当受到保护免受直接雷击影响，在机舱外壳的过渡段应采用电涌保护器。

4.1.26.9 所有信号布线应采用屏蔽电缆，信号线和电力电缆应分开敷设，所有箱柜

和接线盒应由金属制成，并须设有专门的等电位连接，等电位保护应采取一点接地。

4.1.26.10 风电机组设备（包括风电机组监控系统）必须有防止有害的瞬态电压的保护设施。保护装置应保证风电机组能够承受雷击，保障风电机组在运行期间处于安全状态。风电机组的避雷装置和配电盘等相关设备与接地网可靠连接。避雷装置要符合 IEC61400-24 相关标准的要求。

4.1.26.11 投标书应详细描述风电机组整机的防雷系统特别是旋转部件的导电性能，以及在南方沿海雨季下如何保证叶片的导电性能。

4.1.26.12 如果由于现场条件的需要，那么高于可用标准的措施应被采取并应同时考虑当前的技术水平。

4.1.26.13 投标人应在投标文件中详细描述机组的防雷设计（包括其雷电保护的设计标准、过电压保护措施，以及基础部分连接的防雷接地系统，提供风电机组接地电阻技术要求及叶片的可承受的最大雷电流等）。投标人应在投标文件中详细描述机组的内部雷电保护设计（包括等电位连接、屏蔽、不同等级的 SPD 设置）。

4.1.26.14 每台风电机组必须配有接地电极系统，以保护风电机组免遭雷击。接地系统的最大电阻不大于 4 欧姆。如果风电机组制造商要求较低的电阻，这应当在投标文件中明确说明。

4.1.26.15 应提供可靠的专用接地设备。接地电极应设计成满足最大短路电流。所有设备的金属外壳应准确地接入用户接地端子。接地引线截面不小于接地线。连接应在接地的金属和外露的金属品之间完成，这样它便可在发生事故情况下是接上的。外露的金属品包括：梯子和可触及的结构钢部件。

4.1.26.16 风力发电机利用基础钢管桩作为自然接地体，塔筒内部采用 50x4 铜排绕成环形满足塔筒内设备接地要求。

4.1.26.17 主电源和光缆通信设备附近须设置避雷装置，以防止受到旁侧雷击的影响，保证控制系统与通信系统能够不间断工作。

4.1.26.18 风电机组应配置雷电监测系统，对雷击情况进行有效的记录，应便于查看。将警报发送到联网监控系统。

4.1.26.19 投标人应对与电网相连的箱式变或开关站的防雷保护提出设计文件，由招标人实施，但不免除投标人的技术责任。

4.1.27 防腐蚀设计

4.1.27.1 防腐蚀设计范围

本项目所在海域位于亚热带，具有高温、高湿、高盐雾及强紫外线等特点，属于强腐蚀环境。风力发电机组长期在这种环境下运行，容易因腐蚀问题出现故障，因此需要对风力发电机组进行合理有效的防腐蚀设计。根据风力发电机组的组成，防腐蚀设计范围包括但不限于以下内容：

- 1) 叶片
- 2) 轮毂、齿轮箱等机械部件
- 3) 机舱及附属零部件
- 4) 发电机、变压器、变流器、环网柜、主控柜等电气设备
- 5) 塔架及附属零部件，包括升降机、线槽及支架等
- 6) 塔架筒体的连接法兰
- 7) 所有螺栓、螺母及螺钉等紧固件
- 8) 其他机械零部件
- 9) 其他电子元器件

4.1.27.2 防腐蚀涂层设计使用年限（涂层使用寿命）

防腐蚀涂层设计使用年限（涂层使用寿命）需不低于海上风电场设计使用年限，即不低于 25 年。

4.1.27.3 防腐蚀设计标准

- 1) 色漆和清漆-防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护（ISO12944）。
- 2) 色漆和清漆-海上平台及相关结构防护涂料体系的性能要求（ISO20340）。
- 3) 表面处理和防护涂层（NORSOK-M501）。
- 4) 海上风力发电机组防腐规范（GB/T 33630）。
- 5) 沿海及海上风电机组防腐技术规范（GB/T 33423）。
- 6) 海上风电场钢结构防腐蚀技术标准（NB/T 31006）。
- 7) 海港工程钢结构防腐蚀技术规范（JTS 153-3）。
- 8) 涂覆涂料前钢材表面处理（GB/T 8923）。
- 9) 涂覆涂料前钢材表面处理，喷射清理后的钢材表面粗糙度特性（GB/T 13288）。
- 10) 涂覆涂料前钢材表面处理，表面清洁度的评定试验（GB/T 18570）。
- 11) 涂料和有关产品使用前的钢底材处理-表面清净度的视觉评价（ISO 8501）。

- 12) 涂料和有关产品使用前的钢底材处理-表面清洁度的评定试验（ISO 8502）。
- 13) 涂料和有关产品使用前的钢底材处理-喷射清理基材表面粗糙度特性（ISO 8503）。
- 14) 色漆和清漆-漆膜厚度测定法（ISO 2808）。
- 15) 色漆和清漆-拉开法附着力试验（ISO 4624）。
- 16) 色漆和清漆-涂层老化的评定（ISO 4628）。
- 17) 色漆和清漆-耐湿性的测定（连续冷凝法）（ISO 6270）。
- 18) 色漆和清漆-耐中性盐雾性能的测定（ISO 7253）。
- 19) 金属覆盖层-钢铁制品热镀锌层-技术条件（ISO 1461）。
- 20) 金属涂料或其它无机物涂层-热喷涂锌、铝及合金（ISO 2063）。
- 21) 钢铁结构耐腐蚀防护-锌和铝覆盖层指南（GB/T 19355）。
- 22) 色漆和清漆—耐人工气候老化试验和人工辐射（GB/T 1865）。
- 23) 锌铬涂层技术条件（GB/T 18684）。
- 24) 锌铝涂层-技术条件（GB/T 26110）。

4.1.27.4 防腐蚀设计要求

海上环境对风电机组影响巨大，投标人应对所采取的防腐蚀措施进行详细论述。风电机组防腐蚀设计应满足如下要求：

1) 防腐等级

风力发电机组所有外表面防腐等级按 CX 设计，所有内表面、机械部件及电气设备防腐等级按 C4 以上设计。电气设备需进行“三防”（防水、防尘、防腐）处理。

2) 防腐涂料要求

(1) 涂料制造厂必须证明防腐涂料产品的技术适合性。

(2) 油漆厂家全程监督涂装施工，并出具验收报告。

4.1.27.5 运输、安装保护措施及修复

需制定运输和安装过程中防腐涂层的保护措施，制定防腐涂层发生损坏的修复方案，如防腐涂层在运输和安装过程中发生损坏，投标人应负责根据制定的修复方案进行修复。保证风电机组长期在该风电场环境正常运行。

4.1.27.6 质保期内要求

质保期内，投标人应对风力发电机组的所有防腐涂层进行监测，如防腐涂层发生损

坏，应免费进行修补。

4.1.28 防潮湿设计

4.1.28.1 风力发电机组应采用加热除潮装置或技术。

4.1.28.2 塔筒和机舱应采取全封闭设计，在空气引入口处应设置防雨水进入和除盐过滤装置，除盐过滤装置应满足《空气过滤器》（GB/T 14295）的相关要求，除盐过滤装置应配压差报警装置，自动提醒更换。

4.1.28.3 风电机组所在海域雨季雨水较多，空气湿度大，易在电气设备及相应屏柜内等处结露，产生霉菌引起绝缘降低甚至短路。须在投标书中对所采取的措施进行详细论述。

4.1.28.4 机组内部宜配置安全性能好的加热除湿设备；电气柜内应增设除湿设施如温控器，以驱除冷态凝露；

4.1.28.5 机组和机组内部器件的防潮除湿与防盐雾方案应考虑机组海上离网存储的情况。

4.1.29 火灾报警系统

4.1.29.1 风电机组应具备火灾检测自动报警功能。

4.1.29.2 机舱、轮毂、变流器和塔基控制柜、升压变压器、高速轴制动器、发电机等易燃部位均应配置自动火警探测装置。

4.1.29.3 投标人应根据投标机型结构情况，在有可能发生火灾的部位、部件、电气成套设备等位置设置感温、感烟探测器。火灾探测器应具有报警功能，报警信号可接入风电机组计算机监控系统，实现远程监测，并能在高限报警时启动专用灭火装置，及时扑灭起火部位。灭火装置须设置启动失败远程报警功能，并具有远程手动启动模式。火灾报警系统应具有抗电磁干扰、低温、震动、摇摆等功能。

4.1.29.5 每台风电机组配置一个智能型消防报警控制器，设置在每个塔架的底部，控制风力发电机组专用消防系统运行，并将火警、故障、灭火等信号通过海上风力发电场的海底电缆通信网络传输至陆上集控中心、远控中心的集中火灾报警控制器主机。

4.1.29.6 投标人应在风电机组吊装出海前，实现风电机组火灾报警系统的安装、组网及调试。

4.1.29.7 智能型消防报警控制器要求如下：

1) 当火灾发生时，探测器进行就地分析后发生报警信号，送入火灾报警控制机上

进行确定，经确认后作出有关联动控制。

2) 消防报警控制主机面板上带有：

- LCD 显示屏
 - 显示报警区域
 - 显示报警探测器详细位置
 - 显示报警探测器工作情况隔离、故障、报警后复位
 - 当故障时能显示故障的类型
 - 显示联动设备开关情况
 - 手触式按钮
 - 系统自检
 - 灯号测试
 - 信号蜂鸣终止
 - 输入系统参数及联动程序
 - 闭锁及恢复部分设备
 - 系统资料查询
 - 系统电源直流及交流故障状态指示
 - 报警信号
 - 系统故障报警及故障蜂鸣
- 4) 每一个报警控制盘，都配备有如下电源：
- 一个 220V 交流外部系统主电源
 - 主电源失效时，内部无泄漏的免维护蓄电池电源自动提供 12 小时的供电
 - 在上述两个电源中任一电源不充足时发出报警信号

4.2 中央监控系统

风电机组中央监控系统满足“无人值守”的运行要求，应具有完备的状态监测功能，可检测所有不安全条件并进行停机操作而使风机处于安全或无损害的状态。风电机组中央监控系统应能实现将调度下达的有功功率、无功功率指令分配至每台风电机组，以满足风电场有功功率、无功电压自动调节远方控制的要求。即：既可通过中央监控系统实现现场集中控制，也可实施远程操作实现现场无人值班。

中央监控系统要求应具有数据信息存储、转移、报表分析和备用等功能要求，能在

远程对风电场全部风电机组进行监控，包括每台风电机组的状态监测。风电机组中央监控系统应与风电机组实时状态实现同步，并确保系统扫描时间不大于 1s；中央监控系统必须与升压站内 220kV 保护及自动化系统保持同步，实现全场监控设备时间一致。

投标人必须提供 1 套安装在陆上集控中心的中央监控系统，预留不少于 6 个系统（SIS、AGC、AVC、一次调频、一体化监控管理平台、远程监控中心）的通信接口，通信接口需要支持各开放协议如 DNP、IEC 60870-5-101 、 IEC 60870-5-104 、 Modbus TCP、OPC2.0 等用于监控一体化系统和上级公司总部接入及远程监控功能。

投标人提供的风力发电机组设备及附属设备应满足当地电网公司或项目上级公司集中监控接入要求。若不满足，应按当地电网或项目上级公司要求无条件补齐和完善，不论是否含在招标文件供货范围内，费用均由投标人承担，同时在质保期内当电网公司或项目上级公司对风力发电机组并网技术有进一步要求时，投标人应无条件负责改造（含硬件和软件），费用已包含在合同价格中。

中央监控系统应为中文界面，在机组寿命期内可免费升级软件至最新版本，并提供软件的备份光盘；

监控系统硬件，包括至少 4 台工作站， 2 台服务器， 1 台打印机，其中服务器安装于陆上控制中心（一用一备），海上升压站放置 1 台操作员工作站，陆上控制中心放置 2 台工程师工作站，远程控制中心放置 1 台工程师工作站，每台工作操作员站必须可以读取光盘并支持光盘刻录功能；

用于传输远程监控数据的软件和接口，通讯设备应能有效防止雷击造成的破坏，并能方便修复；

用于传输远程监控数据的软件和接口，应能支持现有标准协议并完全免费开放，在机组寿命期内能免费升级至最新版本，且要求使用正版软件，使用期与机组寿命同步；

中央监控系统应采用冗余设计，硬件应当满足其软件的所有要求；

风电机组或风电场故障不应当影响中央监控系统的运行。所有可能发生故障的模式都能被控制系统检测，如检测到故障，控制系统应能自动安全停机；

中央监控系统出故障的情况下，各个风电机组的运行不应当受到干扰；

中央监控系统的运行要在试运行期间进行详细验证；

监控系统的所有采集信息必须完全开放。实时趋势数据采集分辨率 $\leq 200\text{ms}$ ，实时报警采集分辨率 $\leq 20\text{ms}$ ，并能分类分级组态。记录故障报文信息必须全部开放，并完整

的传输至风电机组主控系统。风电机组主控必须完整、准确的采集到的故障报文信息，并记录保存送至中央监控系统。

数据存储要满足历史数据调用的要求并能够转存，历史趋势数据分辨率 $\leq 1s$ ，历史报警分辨率 $\leq 20ms$ ，并能分类分级组态。机组的操作员操作记录，支持历史查询。存储空间满足本项目所有数据采集点历史数据存储 ≥ 5 年，且能从转存数据库进行恢复。

存储的数据支持数据组态功能 单独或者批量组态数据点，包括创建、更新、删除、查询数据点以及相关属性，离线和在线两种方式进行数据库组态和配置。所谓在线方式是指能够在系统运行过程中修改数据库配置，不需要数据库停机和重装。

4.2.1 远程控制功能

远程控制至少应具有下列功能：

使单台机组和整个风电场（正常和紧急情况下）终止运行，单机、全部和选择机号控制相结合，批量控制时能间隔一定时间逐个控制；

使单台机组和整个风电场恢复运行，单机、全部和选择机号控制相结合，批量控制时能间隔一定时间逐个控制；

远程偏航功能；

控制参数更改；

可以自动合理调节各风电机组的有功功率和无功功率，并能接收上级监控系统的有功/无功功率控制指令。

远程控制功能应当受到严格保护，不允许非授权进入。当现场人员在风电机组上工作时，应当采取合适的预防措施，以避免由于远方动作可能造成的不安全现象。

远程控制功能的启用应当以数据和时间的形式记录进日志文件，需要时可以将这些文件打印出来。

远程控制和监测系统至少应具备每月自动生成每台风电机组运行报告的能力，从而可以提供风电机组运行和停机的历史资料。

所有的监控资料和功能应当记录，自动/人工备份，并永远保存，且必须提供准备印制的报告所需的各种功能。

4.2.2 远程监控功能

招标人风电场综合监控系统需对风电场进行远程监视和控制，可实现与远程控制和监测系统相同的监控功能。

中央监控系统向远程监控系统传输数据时，投标人应提供高效的数据发布方案，实现中央监控系统向远程监控系统的全量数据的秒级刷新能力。

中央监控系统同时具备塔筒门位置监控功能，并能够实现声光报警。

中央监控系统应具有风电机组升压变压器、环网柜监控功能，风电机组升压变、环网柜监控数据的端口，能够满足风电机组升压变变压、环网柜监测等信号上传的要求，并经风电机组通讯回路传输至集控室中，监测数据应能显示在中央监控系统中。

提供标准接口用于接入或集成到第三方监控系统的远动工作站，将信息传至电网调度中心。中央监控数据包括运行在线的数据和历史数据，至少下列数据应当受到监测：

每台风力发电机组和整个风电场的状态；

现场监控系统中规定的所有数据；

每台机组和整个风电场的所有故障，其中包括电网的故障（状态信息、数量、种类、故障发生日和/或时间，以及故障持续时间）。

另外，下列数据会测定、显示和存储：

每台机组和整个风电场有功功率和无功功率（当前的和 10 分钟平均值）；

每台机组和整个风电场的发电量（日、月、年和累计的）；

每台机组的电量消耗（日、月、年和累计的）；

每台机组风速计和风向标显示的风速和风向（如分布和时间系列，m/s、10 分钟、日、月和年的平均值）；

在风电机组上测得的所有温度（发电机定转子（轴承）、定子绕组（如有）、齿轮箱和敏感的电气装置的温度等）以及相关的可能最大温度值，发电机定转子（轴承）、定子绕组（如有）、齿轮箱和敏感的电气装置的温度（当前的、10 分钟、日、月和年的平均值）；

每台机组的故障信息及其故障时的电压和电流，显示故障前后不少于 20 周波的波形图；

每台机组和整个风电场的可利用率（以月、年为基准加以考核）；

人工启停机组，记录停机期（发生时间、持续时间和次数）；

由于周围温度变化、超过切出风速、低于切入风速等原因的每台风电机组的启停，记录停机期（原因、发生时间、持续时间和次数）。

监控系统的计算机必须在下列情况时发出视频、音频警报（可人工解除警报，可选

择报警故障）：

故障和紧急停机；

人工停机和开机；

由于风速达到切出风速的停机；

由于周围温度超过允许范围（过高或过低）的停机；

由于电网超过允许范围的停机；

数据采集系统能满足每月自动生成每台机组运行报告的要求，从而可以提供风电机组运行和停机的历史资料。

一个选定时段的功率曲线的比较；

每台风力发电机组和整个风电场的可利用率；

日、月、年风速的平均值或分布情况。

风电机组的采集变量点：

风电机组运行数据（实时风速、风向，有功功率、无功功率、功率因数、电网频率、L1 电压、L2 电压、L3 电压、L1 电流、L2 电流、L3 电流，发电机转速、风轮转速、风向机舱夹角、偏航角度、桨距角，环境温度、塔底温度、机舱温度、塔底控制柜温度、机舱控制柜温度、主轴承温度等）。

风电机组部件数据，包括主控柜（包括但不限于散热风扇工作状态，加热器工作状态等）、变流器系统（包括但不限于温度，散热电机工作状态，电压，电流等）、变桨系统（包括但不限于设定角度，实际角度，扭矩，电器柜温度，变桨电机温度，加热器工作状态等）、发电机系统（包括但不限于散热电机工作状态，电压，电流，发电机前轴承温度、发电机后轴承温度、U 转子线圈温度、V 转子线圈温度、W 转子线圈温度等）、齿轮箱（包括但不限于油温，齿轮箱前轴承温度、齿轮箱后轴承温度、齿轮箱油池温度、轴承温度、齿轮箱油压，油泵电机工作状态等）、液压系统（包括但不限于液压站压力、刹车模式等）等。

风电机组所有故障信息，包括故障发生时间、代码、分类；故障时间包括起始时间和结束时间；故障分类如下，若风电机组不包含某类部件则无需提供相应报警点，若包含其他重要部件则应增加相应报警点：变流器故障、偏航故障、变桨系统故障、齿轮箱故障、发电机故障、油泵故障、液压站故障、控制系统故障、制动系统故障、轮毂故障、冷却系统故障。

中央监控系统应对各种故障的相关参数进行短时段的记录，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，故障记录应完整详细，故障上报 时序应准确清晰 追忆记录采样速率不大于为 1 次/s,记录时间长度不少于 180 s（故障前 60 s，故障后 120 s）。

4.2.3 监控系统开放的要求

风电机组内部监控软件开放度最少为：使用户能熟练操作该软件、熟练操作各软件界面功能、操作方法及了解相关的注意事项，能熟练安装该监控软件（包括风电机组控制系统监控软件、变流器监控软件、变桨系统监控软件等），能对该软件包括上位机、下位机进行相应的逻辑编程、变量及参数修改（包括增加、减少、删除数据逻辑功能及保存参数等），能熟练操作监控软件相关数据上传、下载、存储等功能并提供相应软件在线监测设备（包括监控软件、储存卡、适配器、光纤及串口等）。投标人应进行定期升级变量及参数修改（包括增加、减少、删除数据逻辑功能及保存参数等）。同时，风机机组监控系统需对升压变压器测控保护装置、升压变压器和高低压开关柜（或环网柜）状态、UPS 及其蓄电池进行监视和控制。风电机组监控系统通信接口数量，需满足组网的功能要求。

4.2.4 中央监控系统用户权限设置要求

中央监控系统用户权限设置应分为三级：操作员级、工程师级、系统管理员级。

系统管理员级用户具有最高的权限，可以执行系统的全部操作，查看所有的系统参数和监测数据。

工程师级用户可以查看所有的系统参数和监测数据，可以查询操作员操作记录，执行除用户管理（如用户的添加、删除等）以外的所有操作。

操作员级用户可以查看所有的监测数据。

4.2.5 视频监控系统

投标人负责在风电机组处安装就地视频监视系统，其监控对象主要分为五部分：

机舱内部，每台机舱内在适当的位置安装 2 套图像监视设备，用于监视机舱内各设备的运行状态；

塔架底部，对于风机承台和每台塔架内底部每层平台（包括变压器平台、变流器平台等），在适当的位置各安装 1 套图像监视设备，用于监视塔架底部设备的运行状态，可通过云台控制球机转动对塔架底部所有设备进行全方位监控。

塔架内顶部扭缆平台，安装 1 套图像监视设备；

塔架外部，安装 1 套图像监视设备，可通过云台控制球机转动对塔架外部基础平台区域监视。

在风电场风机机舱顶部均匀分散布置安装图像监视设备，全场配置 10 台带云台可调方向的球机摄像头，以监视整个风电场全貌。

上述所提到的图像监视设备中的摄像头均为球机摄像头。

上述图像监视设备具体安装位置投标人需根据自身设备布置特点确定。风电机组图像监视应能与整个风电场视频监视系统兼容，2 套视频监视系统的图像应能在同一平台同时显示。

视频监控云台控制：在客户端界面上可以灵活控制前端快球云台的各项功能，如调用预置点、云台转动、镜头变倍、快球变速等。在图像实时显示时，也可以点击画面对云台进行上下左右等的转动，可通过鼠标滚轮控制摄像机的变焦。可以进行三维定焦功能，通过鼠标在画面划定一个线框，可以快速将云台和镜头定焦到指定区域。

视频监视系统需满足抗台风、防雨和防腐要求，具有实时、红外、录像和回放功能，摄像头安装处应配置 LED 辅助照明，当环境照度低于 10lux 时，自动开启，所用摄像头防护等级不低于 IP66。系统具有高度的集成性，视频信号通过光缆传入陆上计量站进行集中管理，在陆上计量站可以对视频系统进行控制，可实现放大、拉近、拉远、旋转等相关操作。陆上计量站预留远程集控中心对所有视频信号的读取、控制接口及权限，投标人必须配合招标人实现远程集控中心对风场视频信号的远程监控建设。数据存储设备容量不低于 3 个月存储要求，具有可扩展性，满足长时间大容量视频图像存储。能实现高分辨的预览与存储、模拟视频的高清传输、存储和显示，便于值班人员对风电机组内部设备进行高清晰度监控。硬盘录像机应支持 TV、VGA、HDMI 及多画面矩阵同时输出；支持硬盘组管理功能和定向存储功能，根据录像重要程度，指定硬盘独立存储。摄像机供电模式应优先选用 POE 供电模式。视频监控服务器应具备级联功能及授权，确保可以转接数据至招标人视频监控服务器。

所有视频信号经由视频交换机（每台机组单独 1 个）、海底光纤传至海上升压站，并统一接入海上升压站视频监控柜（该视频监控柜由投标人提供）。

投标人提供视频监视系统设备、线缆等全套附件，并负责设备的安装及调试工作，配合风电场陆上开关站及海上升压站视频监控承包方完成风机视频系统的接入和集成。

投标人提供详细的视频系统方案，在设计联络会由招标人进行确认。

投标人必须无条件配合招标人实现远程集控中心对风场视频信号的远程监控和信号接入等工作

4.2.6 IP 电话及无线网络系统

投标人为风电场配置 1 套 IP 语音交换系统，包含光纤以太网环网交换机、IP 语音核心网络交换和 IP 话机。IP 语音核心网络交换组柜安装于海上升压站或陆上集控中心继保室。

IP 语音交换机系统在每台风机机舱、塔底内各安装 1 台 IP 话机能够实现塔筒之间及塔筒与主控室之间对讲及与公网通信，该系统与海上升压站站內通讯系统相匹配。

投标人提供风机之间、风机与海上升压站以及与陆上集控中心的光纤组网设备并负责调试联通，该网络可单独组网，亦可与风机辅控系统合并组网。

招标人在陆上集控中心配套部署一台 IP PBX 主机在 IP 网络中，发放客户需求的短号号码。投标人提供的 IP 话机需能通过 SIP 协议向 IP PBX 主机注册，实现内部短号互通、出局和外线呼入等语音通话业务。调试工作由投标人完成。投标人负责 IP 电话的通讯组网、陆上集控中心设备安装，设备调试、指导使用。在机舱及塔基各安装一个对讲终端，对讲终端带有拨号键盘，可实现任意两个通讯点的互相通话，同时系统具备广播功能，可实现对讲主机及任一对讲终端对所有设备进行广播播放。投标方提供详细的 IP 电话及无线网络系统方案。

装置要求能够在高盐雾、强干扰的现场环境下实现通信。

投标人负责风机内部无线网络的组网、设备安装调试，最终接入 Internet 网络，机舱、塔底、中部平台、塔筒外部各配置一台千兆无线 AP 保证网络的全覆盖，内部组网所用到的网线、网络接口以及相关附属设备等组网所需设备全部由投标人提供。

上述 AP 应采用工业 WiFi，外置天线，WiFi 需覆盖风机承台、底部平台（变压器平台、变流器平台）、机舱。无线 AP 设备供电模式应优先选用 POE 供电模式。设备需满足抗台、防雨和防腐要求。

IP 语音、无线网络、附属升压设备监控系统由投标人单独配置网络交换机与主控系统独立组网。需预留至少 1 个风机基础监测系统 RJ45 接口。报价人需考虑视频、IP 语音、无线网络、附属升压设备监控系统交换机柜（投标人提供）预留安装位置和进出线

电缆支架，机柜所需 AC220V 电源也由投标人提供，供电模式应优先选用 POE 供电模式，UPS 电源供电，满足 72h 电源故障运行时间。

投标人提供详细的 IP 电话及无线网络系统方案，在设计联络会由招标人进行确认

4.3 塔 筒

4.3.1 基本要求

(1) 投标人应在投标时提供塔筒的装配总图、每节塔筒的接口尺寸和重量、每节塔筒内部装配图、塔筒主体的材料清单、塔筒内附件厂家和规格清单、塔筒法兰技术要求、塔筒的制作技术规范和验收要求、运输存储和安装工艺。

投标人所提供的文件资料，包括图纸、说明、使用手册等，均应使用国际单位制。所有文件、工程图纸及相互通讯，均应使用中文。

(2) 风机塔筒制造厂生产厂房、生产设备、堆场、工艺流程须满足本项目的需求。切割、卷制、焊接、喷砂必须在合适的厂房内进行，要有足够大的露天堆场满足本项目的储存要求。应有数控切割机、激光检测仪、卷板机、滚轮架等必须设备。必须持有经考试合格签发的焊工证。

(3) 塔筒内应配置升降机、免爬器、防跌落保护装置、安全爬梯、一定数量的中间平台和照明设备，应有应急照明，保证在风电机组停机或与电网断开时也有照明。

(4) 塔筒门要求防水、密封设计，配备除湿、防盐雾设备

(5) 所有电气设备，包括升压变器、变流器、主控柜等如在塔筒内布置，设计时应确保设备更换可进出塔筒门。

(6) 底节塔筒设备安装平台应与壁连接为一体，满足从该顶部吊入安装就位的工艺要求。

(7) 塔筒内应设置常用的运行检修工具和易损配件箱。

(8) 底节塔筒应开孔满足海缆穿入要求。

(9) 投标人提供塔筒制造图纸资料，并提供一份完整的塔筒技术规范，其中应明确塔筒的加工规范及验收标准。投标人应负责塔筒设备制造的所有工作，并对塔筒制造进行技术指导、塔筒制造过程进行监督、并对塔筒制造质量进行验收。

(10) 投标人负责验收和签署塔筒出厂质量证书，投标人应做到质量、技术上负责。

(11) 投标人应对塔筒开展针对性设计，将标准风区塔筒设计中的风资源数据更新为风电场的现场风资源条件后，对塔筒载荷和结构安全性校核后，针对性的选择最优的

塔筒主体，从而实现塔筒的优化。

(12) 投标人应负责采购(包括但不限于)风力发电机塔筒，防坠落装置、电缆夹、电缆桥架、密封条、爬梯等内附件及法兰（以下简称塔筒构件）的采购、制作与加工。

(13) 投标人对塔筒的设计、制造、工艺要求、与主机和基础部分的接口、监造、质量检查、最终验收、现场安装指导等负责，提供完整的塔筒设计资料，负责塔筒技术交底、制造工艺审查、材料检验、焊接工艺评定及检验、防腐工艺控制及检验、出厂验收、工地验收、整机试验等环节。同时，对通过其检验的塔筒监造质量负责。

(14) 投标人应负责采购本工程塔筒构件制作所需全部钢材、焊接材料、连接件和防腐涂装材料等。

(15) 投标人应负责本工程塔筒构件的制作，包括塔筒构件制作、焊接、试验、涂装、安装以及质量检查和验收等全部工作。

(16) 投标人应指派持有资格证的合格焊工和无损检测人员，进行焊接和检验工作，并进行焊接工艺评定。

(17) 提供塔筒安装的技术监督；投标人至少应派 2 名以上专职监造催交人员常驻塔筒厂家进行塔筒监造及催交工作，参加塔筒的出厂质量验收。

(18) 塔筒运输、存储过程中应采用米字型支撑，避免塔筒发生变形。

(19) 底段塔筒内配置除湿机及环境监控设备。

(20) 投标人需按照招标人确定的安全监测系统厂家的要求在厂内完成设备支架的安装、焊接，满足安全监测测点的使用要求，支架由投标人提供。

4.3.2 材 料

(1) 塔壁、法兰及门框材料满足相应规范要求。

(2) 为保证产品的可追溯性，每块钢板上必须标记有以下信息（但不限于）：炉批号、件号、材质和质量等级、厚度等。

(3) 其它材料按图纸要求选用，其各项性能指标应符合 GB/T 700 和 GB/T 1591 的规定。

(4) 焊接材料（焊条、焊丝、焊剂）选用等级分别根据 GB/T 5117、GB/T 5118、GB/T 8110、GB/T 5293、GB/T 12470 规定不得低于一等品。每批次的焊材必须有材料证明书（包含化学成分和机械性能）。焊接材料的使用必须与工艺评定文件中指定的焊接材料保持一致。

- (5) 塔筒板材应为 I 级（100%）探伤钢板，投标人应给招标人提供详细的钢板制造厂及检验机构的资质材料，并经过招标人认可后进行材料采购及检验工作。
- (6) 投标人需提供从原材料的采购、制造、防腐工艺的技术文件，提交招标人审查，只有得到招标人认可的质量保证措施和工艺才可以进行实施。如发生因不符合上述标准或规定而产生的产品报废或返工，由投标人承担一切损失。
- (7) 塔筒的设计和制造应满足 GB/T 19072 的规定。
- (8) 单段塔筒及整体制造公差要求应满足 GB/T 19072、NB/T31001 和图纸设计的要求。

4.3.3 生产制造技术

- 4.3.3.1 焊接执行 NB/T47014 标准，投标人提供焊接工艺给招标人进行审核，焊接工艺评定需送有资质的第三方实验室进行，审核合格后进行焊接。
- 4.3.3.2 须作所有类型焊缝机械性能检验，焊接试板按照《承压设备产品焊接试件的力学性能检验》 NB/T47016 的要求执行。
- 4.3.3.3 对于塔架筒体、法兰、基础环及门框和平台支撑的焊接操作者，其资质应为持有压力容器或船级社颁发证书资质的焊工，其余焊接工作应由技能熟练并持有焊工证的焊工担任。所持有的证书必须在有效期内。
- 4.3.3.4 法兰施焊后必须满足平面度要求，且只能内倾不能外翻。应尽量避免火焰校正，如确需火焰校正则须出具工艺，交由招标人审核，审核通过后方可实施。
- 4.3.3.5 塔筒必须有安装组对标记，标记线在塔筒门方向。
- 4.3.3.6 焊缝质量应符合 ISO 5817 中 B 级要求。
- 4.3.3.7 焊缝外观检测
- 4.3.3.7.1 焊缝外观用肉眼或低于 10 倍放大镜检查。
- 4.3.3.7.2 所有焊缝不允许有裂纹、夹渣、气孔、漏焊、烧穿、弧坑、未熔合、咬边等任何焊接缺陷；焊缝余高应趋于零值，焊缝表面应形成均匀、致密、平滑地向母材过渡。
- 4.3.3.7.3 所有对接焊缝、法兰与筒节角焊缝、门框与筒体角焊缝为全焊透焊缝。焊缝外形尺寸应符合工艺要求，焊缝与母材应圆滑过渡。

表 6 平焊缝外形尺寸表

焊接方法	焊缝类型	焊缝宽度	焊缝余高	焊缝边缘 直线度	宽窄差	凹凸量
------	------	------	------	-------------	-----	-----

埋弧焊	I 型焊缝	(b+6) ~ (b+20)	0~2	≤3	≤2	≤1
	非 I 型焊缝	(g+4) ~ (g+10)				
手工电弧焊及 气体保护焊	I 型焊缝	(b+4) ~ (b+8)	0~2	≤2	≤2	≤1
	非 I 型焊缝	(g+4) ~ (g+8)				
注：b：对接间隙						

表 7 角焊缝外形尺寸表

焊接方法	尺寸偏差	
	K < 12	K > 12
埋弧焊	k3 0	k4 0
手工电弧焊及气体保护焊	k2 0	k3 0
注: K 值为角焊缝焊接尺寸, 单位: mm		

4.3.3.8 焊缝无损检测

4.3.3.8.1 无损检测应在焊缝外观检验合格后进行。

4.3.3.8.2 焊缝无损检测均按 NB/T 47013.2、NB/T 47013.3 和 NB/T 47013.4 执行。

4.3.3.8.3 各部件焊缝均采用无损探伤检测, 范围及要求见下表:

表 8 探伤范围及要求

检测部位	合格级别	探伤方法、探伤比例		
		超声波探伤	射线探伤	磁粉探伤
筒体纵、环焊缝	I 级	100%	——	100%
“T”形接头	II 级 (射线)	——	100%	100%
	I 级 (磁粉)			
门框拼接焊缝	I 级	100%	——	100%
法兰与筒体焊缝	I 级	100%	——	100%
门框与筒体焊缝	I 级	100%	——	100%
筒体环焊缝接头重叠部分	I 级	100%	——	100%
电动葫芦悬挂梁	I 级	100%	——	100%
塔筒内附件焊缝	I 级	——	—	100%
塔筒内附件包括塔筒平台支撑、爬梯支撑、电缆限摆架支架、主电缆夹支架、照明电缆夹支架等; 超声波探伤时的要求为: 当 $t \leq 40\text{mm}$ 焊接结束后 16 小时或者当 $t > 40\text{mm}$ 焊接结束后 40 小时。				

4.3.3.8.4 所有法兰与筒节、筒节与筒节的“T”形焊缝接头处均布片射探。每个“T”

行接头射线探伤应布片两张，纵缝、环缝位置各一张，每张检测长度不小于 250mm，每张底片均能清晰的反应“T”形接头部位焊缝情况。

4.3.3.9 焊缝返修与修磨

4.3.3.9.1 当焊缝需要返修时，允许按焊接工艺评定合格的返修焊接工艺进行返修，施焊时，应当具有详细的返修记录。

4.3.3.9.2 焊缝同一部位的返修次数不宜超过两次，返修前应经制造单位技术总负责人和招标人监造工程师批准。返修次数、返修部位和返修情况记入质量证明资料，并编入产品竣工资料；返修时必须有招标人监造工程师在现场见证。

4.3.3.9.3 焊缝修磨痕迹的纹理方向应平行于塔筒轴向，修磨不可造成超出 GB/T 3274 中钢板表面允许缺陷的损伤；顶法兰环焊缝修磨，满足焊缝余高 0mm~1mm。

4.3.4 防腐施工

- (1) 打砂、喷漆应在室内进行，打砂按照规范要求进行，注意质量控制。
- (2) 喷砂所用的磨料应符合 ISO11124 和 ISO11126 标准规定。
- (3) 防腐施工工艺与措施应满足塔筒与相应附件的质量控制要求。
- (4) 打砂房和喷漆房必须有温控设备和除湿设备，确保防腐生产不受外界环境条件的影响。

4.3.5 塔筒升降设备

每台风机需配置 1 套升降机，升降机为齿轮齿条传动爬梯导向型，供电方式为滑触线供电。额定运载能力为 240kg，运行速度为 36m/min。通电后即插即用，塔筒吊装第一节时就可以载人使用。升降机升顶后，若距离机舱作业平台超过 5 米，应在顶部加装一台免爬器，可使运维人员乘坐至顶部偏航平台（免爬器品牌与升降机品牌保持一致），并在顶部平台加装自动翻盖板。升降机具备召回功能。

塔筒升降梯要求具有完善的安全措施，采用多重保险设计。工作系统和安全系统相互独立。

投标人应提供完整的升降机结构设计和安全设计的报告，安全设计应包括升降机在设计、安装、运行和维护中的具体安全措施。

升降机主要性能参数要求：

- (1) 导向形式：齿轮齿条传动爬梯导向型。齿条爬梯的一侧为与升降机啮合运行的齿条，另一侧为方便导向使用的矩形钢管。

(2) 额定载荷：不低于240kg

(3) 运行速度：36m/min

(4) 额载人数：2人及以上

(5) 供电方式：滑触线供电

(6) 额定电压、频率：400V、50Hz

(7) 认证要求：产品具有CE认证、其中关键及主要部件提升机、安全防坠器要具有独立CE认证。

(8) 其他要求：升降机顶部平台加装自动翻盖板。通电后即插即用，塔筒吊装第一节时就可以载人使用。每台升降机配置2个引擎驱动系统，再一个引擎出现故障时，另一个引擎继续工作，保障升降机安全稳定运行。

免爬器主要性能参数要求：

(1) 导向形式：单轨内卡式

(2) 额定载荷：不低于120kg

(3) 运行速度：18m/min

(4) 额定电压、频率：单/三相200V-240V，50Hz

(5) 认证要求：产品具有CE认证、ETL认证

4.3.6 主要提交件

4.3.6.1 施工措施计划

投标人应在塔筒工程开工前 14 天，编制塔架构件加工制作的施工措施计划，提交招标人监造工程师批准，其内容包括：

(1) 塔架构件加工、防腐涂装车间选择与布置；

(2) 塔架构件制作的工艺要求；

(3) 塔架构件防腐涂装施工工艺要求及措施；

(4) 内附件的安装工艺及措施；

(5) 质量和安全保证措施；

(6) 施工进度计划；

(7) 招标人监造工程师要求提交的其他资料。

4.3.6.2 材料采购计划

投标人应根据合同计划的要求，编制塔筒构件所用材料的采购计划，提交招标人监

造工程师批准。

4.3.6.3 材料检验成果报告

投标人应将钢材检验成果、焊接材料检验成果和涂装材料检验成果，及时报送塔筒物资材料的资质文件给招标人监造工程师。

4.3.6.4 车间加工图

投标人应在钢构件制作前 14 天，按施工图纸，按照钢结构加工车间的生产能力，绘制车间加工图，提交招标人监造工程师批准。

4.3.6.5 焊接工艺计划

投标人应在施焊开始前 14 天，编制焊接工艺计划报送招标人监造工程师审批。招标人监造工程师应在收到报告后 7 天内批复投标人。

投标人提交的焊接工艺计划，应包括以下内容：

- (1) 焊接位置和焊缝设计（包括坡口型式、尺寸和加工方法等）；
- (2) 焊接材料的型号、性能，熔敷金属的主要成份，烘焙及保温措施等；
- (3) 焊接顺序，焊接层数和道数；
- (4) 电力特性；
- (5) 定位焊要求和控制变形的措施；
- (6) 预热、后热和焊后热处理；
- (7) 焊接工艺试验；
- (8) 质量检验的方法及标准；
- (9) 焊接工作环境要求；
- (10) 招标人监造工程师认为需要提交的其它内容。

4.3.6.6 焊接工艺评定报告和焊接工艺规程

投标人应在向招标人监造工程师报送焊接工艺计划之前，完成焊接工艺评定报告，报送招标人监造工程师审批，焊接工艺评定中必须给出详细的焊接信息、焊接要求、焊接程序鉴定报告及其他所有相关信息。投标人应按批准的焊接工艺评定为依据，编制焊接工艺规程，提交招标人监造工程师批准，焊接工艺规程应包括（但不限于）：焊接工艺、焊接方法、焊接位置、槽口几何形状和详细信息、电特性、原材料、焊接材料、采用的相关规范与技术要求等。招标人监造工程师应在收到报告后 7 天内批复投标人。

投标人应会同招标人监造工程师按 NB/T47014 的规定进行焊接工艺评定，并按评定

合格的工艺编写焊接工艺评定报告，报送相关的专业部门审批。焊接工艺评定报告的编制参考 NB/T47014 附录所示的推荐格式。

4.3.6.7 钢构件制作的质量检查记录

投标人应在各类钢构件制作过程中，按招标人监造工程师指示及时提交钢构件制作的质量检查记录。

4.3.6.8 防腐涂装工艺措施报告和质量检验成果

投标人应编制钢构件防腐涂装工艺措施，提交招标人监造工程师批准。防腐涂装工作完成后，将防腐涂装质量检验成果提交招标人监造工程师。

4.3.6.9 完工验收资料

全部塔筒构件工程施工结束后，投标人应按照招标人监造工程师的要求及时提交竣工资料。

4.3.7 其他要求

4.3.7.1 塔筒需要喷涂招标人 logo 等相关标识，具体样式由招标人提供。

4.3.7.2 风电场边界区域塔筒需喷涂反光物质（如反光漆），具体设计及实施方案由设计联络会确定。若项目所在地军方有特殊要求，应满足军方要求。

4.3.7.3 采用铝制爬梯，且必须通过 CE 认证，同时提供有资质的第三方的测试报告。同时在铝梯上安装防坠落装置的相应部位必须进行加固，并须经设备供货商确认后方可使用。

4.3.7.4 在塔筒门入口处配备 2 具 3KG 的碳酸氢钠或碳酸氢钾干粉灭火器，灭火器放置位置需要加装固定装置。

4.3.7.5 塔筒应设置海缆引上吊架，并配套成品抱箍用于海缆引上固定。在穿越分隔层处应配备足量的防火封堵堵料，以便施工时进行封堵。

4.3.7.6 塔筒壁上应设海缆进口，进口处宜向下倾斜 15~20 度，并配置封堵模块装置保证气密性和水密性。

4.3.7.7 封堵模块装置要求如下：

- （1）以模块化多芯撕层技术为基础，以适宜不同的电缆外径变化。
- （2）电缆密封系统应在本工程环境下具备 25 年的使用寿命。
- （3）电缆密封系统应具有防动物啃噬的能力。
- （4）满足 CCS 船级社认证，A-30 级防火要求。

(5) 要求水密 4Bar，气密 2.5Bar。

(6) 所有户外金属配件需要采用 316L 不锈钢材质。

4.3.7.8 塔筒的性能保证值：

投标人投标的塔筒应按招标文件和技术标准，提供成熟、安全、可靠的类似定型产品，其性能保证如下：

- (1) 塔筒体钢板、法兰材质和机械强度；
- (2) 焊接工艺和材料；
- (3) 单段塔筒及整体预组装后塔筒上下端面的平行度、平面度、同轴度公差；
- (4) 单段塔筒两端面平行度和同轴度检测与修正；
- (5) 塔筒外部防腐要求等级 CX 以上；
- (6) 塔筒内部防腐要求等级 C4 以上；
- (7) 主结构焊缝焊接质量。

4.3.8 .塔筒验收

4.3.8.1.文件资料验收

- (1) 质量检验记录须齐全，实际检验合格，按出厂编号装订成册随机携带。
- (2) 投标人出具质量检验、产品合格证书（包括所有原材料出厂合格证明和产品检验合格证明）。
- (3) 塔筒节拼装图及尺寸检验记录、塔筒防腐检验报告。
- (4) 焊接工艺评定报告、焊工资质表、焊缝无损探伤检验报告、焊接接头无损检测报告、焊接检验记录（包括焊缝热处理记录）。
- (5) 法兰几何尺寸、形位公差检验记录和探伤检验报告。
- (6) 由质检部门提供的质量证明书和以投标人名义出具的产品合格证明。
- (7) 投标人应保存塔筒原始检验数据五年以上，以备用户查询。

4.3.8.2 成品制造现场验收

- (1) 塔筒在交付前应在招标人在场的情况下按技术要求进行验收。
- (2) 按技术要求对上、下法兰的平行度、同轴度以及塔筒与法兰焊接变形量、塔筒椭圆度、塔筒表面凹凸度、对接翘边误差、塔筒对接错边量等项目进行检验。
- (3) 以上实物检验合格，随机文件齐全，签发验收文件。

4.3.8.3 成品安装现场验收

(1) 设备到达现场后，按双方商定的开箱检验办法，由投标人负责对照装箱单逐件清点，进行检查和验收。

(2) 投标人分包生产的设备（部件）应将生产厂家写明，投标人应对厂家质量和交货进度负责。设备到达现场后，由投标人进行检查和验收。

(3) 塔筒在运输到达现场，招标人应在现场按技术要求进行验收。

(4) 按技术要求对上、下法兰的平行度、同轴度、塔筒椭圆度和塔筒法兰的椭圆度、塔筒表面凹凸度、防腐层破坏程度等可能在运输过程中遭到的破坏项目进行检验。

4.4 基 础

投标人应在投标文件中提供风电机组基础载荷文件、塔筒-基础的电气连接要求，以及基础预埋件(如有)设计方案。

工程实施全过程中，投标人按照 DNV GL、IEC、API 等标准规范的要求配合风电机组基础设计。在风电机组基础设计全过程中，投标人应开展不少于 3 轮的风电机组载荷的优化、频率校核等工作，并在开展施工图设计前，提交最终的技术文件（包括但不限于）：

1) 风电机组基础载荷文件，包括不同设计载荷工况下的风电机组载荷，含极限状况和疲劳状况；

2) 风电机组荷载的推力曲线；

3) 对基础设计的相关要求，包括风电机组正常运行允许的频率范围、风电机组基础的不均匀沉降要求、变形和转角的要求等；

4) 为开展整机频率分析及风电机组基础动力计算时所需的风电机组各部件尺寸、重量、重心位置、转动惯量及其对应的坐标系等；

最终提交的技术文件应提交纸质盖章或签字版和电子版，并对提供资料的有效性、准确性负责。投标人必须派有经验的专业人员参加基础设计的咨询、审查会，对基础的施工过程进行必要的检查、监督，并参加风电机组基础的竣工验收。

第5章 技术资料

投标人应及时向招标人提供投标机型所有必要的技术文件和资料，全面完整地介绍投标机型技术特点、规格、参数与要求等，便于招标人充分的了解。

投标人提交资料应及时充分，满足工程进度要求，资料内容要正确、准确、一致、清晰完整，满足项目要求。

本章要求投标人提交资料为最低限度范围要求资料。对于其它没有列入本章技术资料清单，却是工程所必需的文件和资料，投标人也应及时免费提供。如本期工程为多台机组（设备）构成，后续机组（设备）有改进时，投标人应及时免费提供新的技术资料。

投标人提供的技术资料为纸质版文件时应至少提供 10 套，电子版文件应至少提供 2 套。

5.1 投标人需提供的技术资料

5.1.1 投标机型或类似机型型式认证完整版本扫描件，关键部件型式认证完整版本扫描件。

5.1.2 投标机型或类似机型并网检测报告完整版本扫描件，包括风电机组电能质量、有功功率/无功功率调节能力、低电压穿越能力、高电压穿越能力、电网适应性（包括频率/电压适应性和抗干扰能力）、电气模型验证。

5.1.3 投标机型应提供满足当地电网并网监测技术资料和相关参数等。

5.1.4 投标机型控制系统详细论证报告。

5.1.5 投标机型表面处理及电气防护详细论证报告。

5.1.6 投标机型防振、防高温、防潮湿、防雷详细论证报告。

5.1.7 投标机型远程控制和监测系统详细论证报告。

5.1.8 投标机型的导流罩与机舱罩防雨测试报告，对轮毂导流罩与机舱罩的防雨水性能与效果进行详细论证。

5.1.9 投标机型防止基础内有害气体进入机组内部而对设备造成损害，以及将基础内部有害气体导出的设计措施的相关报告。

5.1.10 投标机型吊装方案详细论证报告。

5.1.11 投标技术文件至少应包括以下内容：

- 设计特点及整机布置示意图；

- 设计的原始依据。如安全等级、风轮设计风速（额定风速）、尖速比、实度、翼形选择及其升阻比、风轮直径的确定、不同轮毂中心高度的选择；

- 有关动力学的计算方法及结果。如风电机组各部件的动载荷、振动及动力稳定性的分析计算结果等；

- 风电机组的技术说明及其所有部件的详细介绍（叶片，轮毂，主轴，机舱，刹车系统，发电机，偏航系统，控制系统，液压系统，底盘，防腐措施，雷电保护系统等）；包括不限于：整机的详细描述，包括参数、整机外形图、机舱详细内部布置图、轮毂详细设计图；主要结构部件（轮毂、主机架、主轴、轴承座等）详细介绍和结构图、厂家；主要系统部件（叶片、主轴承、齿轮箱、变桨系统、偏航系统、发电机、变频器、弹性支承、制动系统、液压系统、联轴器、电滑环等）详细说明和结构图、厂家；安全系统及风机就地控制系统的详细说明；防腐方案说明；

- 噪音及电气特性；

- 风电机组设计所需的全部风电机组载荷数据资料。

- 标准功率曲线及测试报告的复印本；

- 风电场实际保证功率曲线、推力系数曲线及年发电量预算，提供的保证功率曲线中的功率应为机组升压变高压侧计量结果；

- 电网连接说明；

- 能量管理平台技术说明；

- 风电机组在线健康监测与振动分析系统技术说明及传感器布点图；

- 机组自动消防及视频监控系统说明及布置图；

- 风电机组各系统可拆卸、更换的零部件清单；

- 技术标准列表；

- 塔筒技术规范；

- 塔筒、塔筒与基础结构之间的连接件说明（应附图说明塔筒的尺寸和重量），塔筒、塔筒与基础结构之间的连接件的设计图纸和规范。

- 运输技术规范；

- 技术图纸，包括：风电机组外形图、塔筒总图、基础总图、雷电保护装置图、接地装置图、液压系统图、传感器布置图、电控系统组成及接线图和主接线图（标准电路图）；

- 部件结构图，如：叶轮、变桨、偏航、制动、机舱、电机等。

5.1.12 需要提供的投标机型技术说明应包括：

- 风电机组的详细技术参数一览表；
- 监控系统的介绍（设备说明，程序说明，通讯接口说明）；
- 液压系统图及操作说明书；
- 整机全部传感器的布置图、接线图及说明书；
- 整机自动控制系统的方框逻辑示意图；
- 输入输出信号一览表；
- 保护、越限整定参数一览表；
- 事故报警信号一览表；
- 全部电气系统的操作说明书；
- 防雷接地装置的布置图及验收技术要求标准。

● 投标人应提供有效的消防产品认证及原产地证书，并根据以上所保护设备相关参数及现场工况提供消防方案、系统设备清单、使用说明等文件及资料；

- 提供灭火系统在海上风电场应用实验报告。

● 风电机组所有部件的基本资料（参数、图纸、使用说明书等），以及关键零部件的检验、试验报告，包括但不限于所有传感器元件的检测报告、所有电气设备（避雷器、电容器、变流器、CT 等）的检测试验报告。

● 每台风电机组的所有部件清单及其各部件的技术资料，包括：原理说明书、参数、技术图纸等，所有技术资料及图纸均应有中文版本。

● 风电机组塔筒内部接线图及元件参数，主要包括：发电机及出口断路器参数（含保护）等；提供风电机出口短路时短路电流计算书等；提供风电机发出有功、无功情况及功率因数调节情况；提供电压或频率波动时风电机运行情况报告；提供风电机组各种工况谐波分析成果；提出基础接地电阻要求；提出箱式变电站要求（主要是变压器及保护情况）。如果箱式变压器在机舱上部，投标人应提供满足现场交接试验的工作条件。

5.1.13 提供风电机组、塔筒安装调试所需要的技术文件、图纸和试验准则，至少包括以下：

● 风电机组安装运行期间工作人员安全措施的规定说明，内容至少包括：制造厂的操作手册、电气系统的操作、运行与维护的协调、有效的清洁方法、攀爬规程、设备管

理规程、恶劣天气应采取的措施、应急计划等；

- 机械部分安装有关不同部位紧固体所加不同力矩一览表，注明所使用的润滑油/脂；

- 按装配允许的误差检查风电机组各部件的垂直度、水平度和平行度、中心度；
- 调试及试运行时机舱及发电机的振动；
- 电气部份应提供各部件和系统的试验大纲及验收标准文件；
- 设备现场接货验收表；
- 设备现场安装验收表；
- 设备调试表；
- 240 考核验收表；
- 质保期运维记录表。

5.1.14 投标人提供的工程业务文件至少应包括以下：

- 项目工程进度表；
- 培训计划及时间表；
- 监督和指导人员工作计划，包括：工作内容、地点、人数和时间；
- 安装、调试指导计划；
- 运行维护指导计划；
- 售后服务；
- 备品备件、易耗品、专用工具详细清单，包括制造厂家、型号、数量、价格、替代厂家；

- 对起重机安装塔筒和风电机组的适应性声明；
- 公司质量体系及生产制造测试计划；
- 配套厂的质量认证证明。

5.1.15 质量控制及测试计划

投标人应提供一份质量控制及测试计划（中文版）。测试计划应当指出在生产、组装、装运、安装及调试之前（安装完工试机）的过程中对部件以及整台风电机组所要采取的质量控制形式、检验和测试，并列出大致的时间表。测试计划应当列明由主供货商、分包商或独立检测机构进行的测试内容。计划中也应当指明是否需要招标人在场进行的测试。招标人将视情况参加厂内试验、出厂试验验收工作。

5.1.16 在风电机组开始安装的前 3 个月，投标人应向招标人提交 10 套中文版的运行操作手册。内容包括：控制系统的说明，启动及停止步骤，错误信息的解释，紧急停机，安全措施，事故防范守则，所有操作和指示元件（开关、按钮、灯光、测量计数仪器等）的功能说明及操作模式，每季或一定时间需要使用或停止使用的部件和功能部件的说明。

5.1.17 提供维护检修手册，目的是让运行维护人员了解日常维护所必要的信息。维护检修手册必须完整地包含电气接线图、风电机组各个部件的图纸，以及风电机组定期维护清晰、详尽的要求及操作指南，还应包括检修期间的安全和事故防范措施及注意事项。

维护手册应规定易损零件磨损更换标准，还应至少包括以下：

- 对风电机组分系统的描述以及操作要求；
- 规定润滑周期的润滑表，润滑脂、润滑油种类。
- 返修程序；
- 维护检查周期和程序；
- 预定的维护时间间隔；
- 保护系统功能检查程序；
- 完整的布线图和内部接线图；
- 拉索检查预紧周期表，螺栓检查预紧周期表；
- 诊断程序和故障排除说明；
- 备件表；
- 现场组装图、安装图；
- 工具清单；
- 防腐系统必要检查和测试内容。

5.1.18 本技术条款各章节中要求提供的资料。

第6章 设备监造、设备性能考核和验收

6.1 设备监造

招标人有权指派设备监造代表依据《电力设备监造技术导则》DL/T586-2008 附录J(风力发电设备制造质量见证项目)对投标人及其分包商的设备的制造进行监造、见证检测和加工、免费查阅或复制技术标准、试验或检测报告,不合格产品的处理,但不能影响工厂的正常运作。投标人应积极配合,向招标人监造工程师提交检测和加工的进度安排。投标人应给招标人及其监造工程师提供工作、生活方便。

6.1.1 监造方式

工厂测试、文件见证、现场见证和停工待检,即 I 点、R 点、W 点、H 点。

I 点: 招标人监造工程师在投标人制造厂内进行的复查、抽检、试验及金属焊接的无损探伤等。上述工作均在投标人自检合格基础上进行。

R 点: 投标人提供检验或试验记录或报告的项目,即文件见证。由招标人监造工程师查阅见证文件。

W 点: 招标人监造工程师参加的检验或试验项目,并进行现场见证。检验或试验前后投标人提供检验或试验记录,即现场见证。

H 点: 停工待检。投标人在进行至该点时必须停工等待招标人监造工程师参加的检验或试验项目,并进行停工待检见证。检验或试验前或后投标人提供检验或试验记录。

投标人在设备进入监造检验工作前通知招标人, H 点投标人提前 15 天书面通知招标人, W 点投标人提前 10 天书面通知招标人, R 点、I 点招标人在检验工作前 1 个月通知招标人。

招标人接到质量见证通知后,及时派监造工程师到投标人参加现场见证。如果招标人代表不能按期参加, W 点自动转为 R 点,但 H 点没有招标人书面通知同意转为 R 点时,投标人不得自行转入下道工序,与招标人联系商定更改见证日期,如果更改时间后,招标人仍未按时到达,则 H 点自动转为 R 点。

每次监造内容完成后,投标人和招标人监造代表均须在见证表上履行签字手续。投标人复印 3 份,交招标人监造代表 1 份。

6.1.2 风力发电机组设备监造内容如下:

表 9 监造内容(仅为示例,具体监造内容技术联络会确定)

序号	监造部件	监造项目	监造方式				
			H	W	R	I	备注
1	发电机	1.绝缘电阻及直流电阻的测定			√		
		2.介电强度试验报告			√		
		3. 空载试验	√				
		4. 电压波形正弦畸变率的测定			√		适用时
		5. 温升试验		√			
		6. 效率和功率因数试验			√		
		7. 振动和噪音试验报告			√		
2	叶片	1.材料机械性能			√		
		2.叶片外观检查		√			
		3.叶片的防雷接地		√			
		4.叶片的加热装置		√			如果有
		5.叶片出厂试验(静载荷测试, 重量检验, 自然频率检验等)		√			
3	塔筒	1.材料检查(法兰、筒节钢板、连接螺栓)			√		理化性能及无损
		2.法兰焊后平面度检测		√	√		
		3.塔筒同轴度、端面平行度检测		√	√		
		4.法兰(焊后)螺栓孔位置检测		√	√		
		5.防腐检查		√	√		
4	齿轮箱	1.材质检查			√		理化性能
		2. 齿轮表面硬度			√		
		3.接口尺寸检查		√	√		
		4.箱体渗漏试验			√		
		5.空转试验		√	√		
		6.齿轮箱外观检查		√			
5	轮毂	1. 材质检查			√		理化性能及无损
		2.接口尺寸检查		√	√		
6	主轴	1.材料检查			√		
		2.主轴长度、配合尺寸及粗糙度			√		
7	组装试验	1.机械拖动试验		√	√		
		2.主轴与齿抗箱连接后同轴度检查		√	√		
		3.功能检查试验					

序号	监造部件	监造项目	监造方式				
			H	W	R	I	备注
		3.1 偏航试验		√	√		
		3.2 变桨试验		√	√		
		3.3 制动器试验		√	√		
		4.空载试验		√	√		
		5.安全保护性试验		√	√		
8	电气控制系统	1.电控系统元件的整定值设定和调整			√		
		2.参加整定及风速计的测试			√		
		3.整机软启动性能		√			现场实施
		4.整机电动运转空载性能		√			现场实施
		5.整机偏航性能		√			现场实施
注：同一工程的同一机型抽检 10%及以上进行现场见证，其余为文件见证：故表中 W、R 点并存。							

6.2 出厂验收

6.2.1 按照 GB/T 19960.1 规定，每台机组都应进行出厂检验（功能试验和部件性能试验），通过试验发现并消除存在的质量缺陷，保证出厂设备达到订货合同规定的质量标准。出厂检验项目包括但不限于以下内容：

- （1）调速机构试验检测；
- （2）偏航机构试验检测；
- （3）各系统旋转部件间隙检查；
- （4）主传动对中检查调整；
- （5）机舱偏转机构齿间距检查调整；
- （6）液压系统功能试验；
- （7）控制系统及安全保护的功能试验；
- （8）机组各工况模拟运行试验；
- （9）发电系统并网性能试验；
- （10）其他制造商规定的项目。

6.2.2 合格的设备经招标人监造工程师签发放行单后才可发往现场，招标人监造工程师签字的设备出厂放行单应作为设备到货款支付的支持文件。如有设备经检验和试验不符合技术规范的要求，招标人可以拒收，投标人应更换被拒收的货物，或进行必要的改造

使之符合技术规范的要求，招标人不承担上述的费用。

6.3 风电机组安装

1) 投标人负责风电机组及塔筒等附属设备的交付、安装指导、安装培训、安装交底，提供相应的技术培训服务、提供有关安装技术资料等。

2) 本项目投标人参与施工方案评审会议，提供支持性文件和技术服务，包括但不限于：风电机组安装手册、风电机组整机技术说明书、塔筒和整机尺寸参数图等。

3) 风电机组安装服务的安全责任：投标人对自己派出的风电机组及塔筒等附属设备的安装指导人员及其他技术服务人员进行安全管控，并承担相应的责任。

4) 组装后的部、组件运到安装现场后，应进行三方（招标人、投标人、监造方）检查，防止在运输过程中碰伤、破裂、变形、构件脱落、松动等现象，不合格的产品不允许安装。

5) 投标人应保证现场能连续安装，不得因供货不及时等原因而中断。招标人有权根据实际工程进度将投标人的供货批次及时间做出调整，投标人应无条件接受且不发生任何合同费用调整。

6) 安装文件

安装文件应提供设备安装所需的所有资料，包括但不限于：

- 安装手册、图纸和技术要求，安装步骤说明（要有详细的机组现场吊装方案、现场安装流程及图表、技术要求、验收标准、安全技术措施）及安装材料清单。

- 安装工具，分专用工具和一般工具。
- 电缆布置图，包括端子图和外部连接图。
- 开关和控制面板平面图、接地图和环境要求。
- 设备安全预防措施。

7) 投标人在安装和试运行过程中的责任：

投标人对整个风电机组及塔筒等附属设备的安装施工指导负全部技术责任。

投标人应负责完成所有要求的任务，此项服务包括但不限于以下内容：

(1) 设备安装前准备工作

- 提供所供设备的安装手册，详细说明设备卸货、组装、安装和试运行。
- 对安装人员提供确保安全装配/安全所需的必要培训及技术交底。
- 提供安装必需的专用工具。

- 提供调试计划。
- 检查安装现场机械、设备、人员等的准备情况。
- 对将要安装的设备进行检查和清点。

(2) 设备安装期间投标人应承担的工作

- 负责所供设备的安装。
- 积极与现场其它相关单位协调、沟通。

8) 对重要安装工序（见下表），投标人需对安装情况进行确认和复检，复检完成后由投标人提出申请，三方（招标人、投标人、监造方）对安装质量进行预验收，预验收合格后确认和签发，投标人技术人员要对施工情况进行确认和签证，否则不能进行下一道工序。经投标人确认和签证的工序如因投标人技术服务人员指导错误而发生问题，投标人负全部责任。

表 10 投标人提供的安装、调试重要工序表

序号	工序名称	工序主要内容	备注
1	塔筒安装	塔筒组装、塔筒动力电缆敷设、塔筒附件安装、法兰面检查、水平度、螺栓紧固	
2	主机安装	测风桅杆安装、风速风向仪安装、叶片与轮毂的组装、叶片与齿轮箱防雷装置安装、主机吊装与塔筒连接、法兰面检查、螺纹孔检查、螺栓紧固	
3	电气安装	塔筒动力电缆敷设、电缆对接、变流器动力电缆和供电电缆敷设对接、低压柜电缆连接、主变压器电缆连接、高压柜电缆连接、塔筒照明电缆连接、光纤敷设、接地电缆连接、塔基变压器电缆连接、外部电气设备电缆连接	

(1) 投标人现场人员应有权全权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题，投标人现场人员要在招标人规定的时间内处理解决，相关费用全部由投标人负责。

(2) 投标人对其现场所有人员的一切行为负全部责任。

(3) 投标人现场指导人员，应对设备的安装工艺、质量负责监督，并提前制定安装计划交招标人审核；在安装过程中指导人员发现安装质量不符合要求时，应立即书面通知招标人。投标人应承担安装质量引起的一切责任。

(4) 投标人技术人员不仅要详细解释技术文件、图纸、安装事项，而且还要回答并解决招标人提出的本合同范围内的问题。

(5) 在工程中出现问题时，投标人应提出解决问题的方案，并无条件地负责解决问

题。

(6) 投标人对工作进度及每天完成的主要工作、出现的所有问题或事故及解决方法都用中文记录在“工作日志”中，一式两份，每份由双方现场总代表签字，双方各执一份。

6.4 风电机组调试和试运行

风电机组的调试项目不得少于中国电机工程学会标准 T/CSEE 0025 中“海上风电工程设备监理技术导则”。投标人对整个风电机组的调试、试运行负全部技术责任。

6.4.1 风电机组调试和试运行

在风电机组未完成受电（并网）情况下，投标人应采取必要的措施防止风电机组设备损坏，提供能满足静态调试期间调试电动偏航、电动变桨等项目（若无电动偏航与电动变桨，则必须满足其它静态试验对电源要求）的大功率柴油发电机组，免费提供调试时使用的发电机及油品，保证风机调试时电能，并提交完整的试验、调试大纲及报告。

投标人应负责完成所有要求的任务，此项服务包括但不限于以下内容：

6.4.1.1 设备调试及试运行期间投标人应承担的工作

- 1) 负责所供设备调试前对风电场人员进行系统培训，并负责调试。
- 2) 对调试人员、故障处理人员、运行维护人员提供满足调试要求且足够数量的安全装备及所需的必要培训。
- 3) 配置调试必需及充足的专用工具、仪器仪表、备品备件及交通工具。
- 4) 提供质保期维护维修计划与备品备件、人员配置、工具配置等。
- 5) 负责对风电机组进行试运行前的全面检查。
- 6) 接受招标人的管理，按照风电场规章制度及项目进度计划进行调试及试运行工作。
- 7) 安排相应的操作人员在主控室值班。
- 8) 及时组织人员处理调试及试运行期间出现的故障，并及时将故障原因与处理方法书面交招标人备案。
- 9) 所有的试验和调试记录及对应编写的试验和调试报告应及时提交招标人，作为验收其中的必备条件之一。

设备调试及试运行结束后投标人应根据第6章的规定在质量保证期内对正常运行并达到性能保证值负责。因此，投标人将进行计划内的维护维修和/或部件的调换，投标人

在进行这些工作时应允许招标人的技术人员在场并有责任回答他们提出的问题。

6.4.1.2 调试应按投标机型调试技术文件的规定进行，应当至少包括：

- 1) 检查主回路相序、空气开关整定值、绝缘检查、接地情况；
- 2) 检查控制柜功能，检查各传感器、电缆解缆功能及液压、润滑等各电动机启动情况；
- 3) 调整液压至规定值；
- 4) 检查润滑；
- 5) 调整盘式刹车间隙；
- 6) 设定控制参数；
- 7) 安全测试。

所有关系到安全运行的主要部件必须进行调试试验，包括人工开机（现地和远程控制）、紧急停机、人工停机、人工偏航、变桨控制等；

中央监控系统运行试验（陆上集控中心）与远程监控，包括风速、风向、当前状态、故障编码、当前功率、当前转速、当前风速、当前桨距、变速箱油温、液压系统油压和发电机温度等；远程监视还应调出选定机组的年、月、日运行数据，包括电量、风速、运行时数、故障记录等；

风电机组并网、断开试验。

6.4.2 功能性检验

每台风电机组在完成安装调试后，应当签署安装调试完成报告，并由投标人确认是否可以开始进行功能性检验。功能性检验包括但不限于以下内容：

- 1) 偏航系统
 - 偏航系统不同转动方向时的功能检查（自动偏航）；
 - 偏航系统不同转动方向时的功能检查（手动偏航）。
- 2) 齿轮箱（如有）
 - 油位开关的性能（检查时风轮要锁定）；
 - 油泵的工作性能。
- 3) 发电机
 - 发电机转动方向；
 - 发电机轴承温度；

- 发电机绕组温度。

4) 液压系统

- 每个液压站工作压力的检查；
- 偏航系统工作压力的检查（液压偏航系统）；
- 调桨系统工作压力的检查（液压变桨系统）；
- 刹车卡钳系统工作压力的检查。

5) 变桨系统

- 变桨系统的不同桨矩角位置的功能性检查。

6) 制动系统

● 正常停机时，各制动系统（机械刹车、变桨等）的功能和制动性能检查；刹车片间隙检查；

各制动系统在下列情况出现时的功能检查：

- 电网突然停电时；
- 控制器出现故障时；
- 液压系统出现故障时；
- 风速大于切出风速时；
- 风轮超转速时；
- 按下紧急停机时。

7) 开关额定值（参照生产厂提供的电路图）

- 偏航电动机（电动偏航系统）；
- 桨距电动机（电动变桨系统）；
- 齿轮油泵电动机；
- 液压泵电动机；
- 提升机电动机；
- 解缆设定；

8) 控制器计算机内各参数的设定至少包括：

- 风轮最大转速；
- 发电机最大转速；
- 发电机最高温度；

- 齿轮油最高温度；
- 10min 平均最大出力；
- 瞬时最大出力；
- 最大电压（10ms）；
- 最大电压（50s）；
- 低电压（50s）；
- 高频率（200ms）；
- 低频率（200ms）；
- 切出风速（10min 平均值）；
- 最大风速。

9) 其它

- 正常停机过程、紧急停机过程的平稳性。
- 叶片桨距角的设定与风电机组出力。
- 突卸负荷试验。
- 超速试验。
- 机舱振动试验。
- 自动运行功能。

6.4.3 机组试运行及预验收

6.4.3.1 预验收前所需资料

预验收前应具备的资料如下：

- 1) 风力发电机组及主要部件质量及说明文件，包括有效产品认证证书，产品说明书，安装、运行和维护手册，产品合格证明文件及出厂检验和试验报告；
- 2) 安装工程验收文件，包括由风力发电机组基础施工方提交的基础竣工验收资料和由风力发电机组安装施工方提交的安装工程竣工验收资料；
- 3) 风力发电机组调试报告（含安全及功能试验）；
- 4) 供货机型并网特性检测报告；
- 5) 供货机型功率曲线测试报告；
- 6) 设备采购合同；
- 7) 招标人监造质量文件。

6.4.3.2 预验收前机组状态

启动预验收前风力发电机组应完成通电调试，功能性试验合格，照明、通讯、安全防护装置齐全良好，能够运行正常。

在调试期间风电机组及它的系统部件、中央监控系统的功能应当逐一仔细检验。主要集中在设定控制值的保持方面，这些控制值分别是温度（齿轮箱、发电机）、电压、电流和功率水平（发电机、输出），压力（液压系统、制动系统），正确的调向控制，测得的风和电量关系，振动和噪声等级等等。另外要观察风电机组自动、手动或远程控制运行的情况，重点检验远程控制系统和相应软件是否满足合同规定的无故障运行。在调试期间不允许投标人对故障及信号进行屏蔽操作。

风电机组满足启动预验收条件后，经招标人确认后，可以进入 240 小时可靠性试运行。

6.4.4 240 小时试运行

每台风电机组的可靠性试运行应当无任何会影响长期安全运行缺陷的条件下通过安全无故障连续并网运行 240 小时可靠性运行。

下列 2 种情况不计入 240 小时可靠性运行的时间内：

- 1、电网故障（电网参数在技术规范与范围之外），包括电网调度命令下的停电时间。
- 2、气象条件（主要指风况）超出技术规范与规定的运行范围。

应确保风电机组安全无故障连续并网运行时间为 240 小时。如果风电机组的可靠性运行因为投标设备某个缺陷而中断，投标人应当在招标人在场的情况下对此缺陷立即进行处理，但该风电机组的可靠性试运行应重新计时，直至安全无故障连续并网运行 240 小时完成。每台风电机组在可靠性试运行期间，如出现额定风速，机组应达到额定出力；如果在可靠性试运行期内，没有出现额定风速，则可靠性试运行顺延 120 小时，如果仍然未出现额定风速，机组运行正常，则视为可靠性试运行合格。

故障定义：机组不能执行规定功能，并且不能远程复位和启动的停机时间，预防性维修或其它计划性活动或缺乏外部资源的情况除外。

6.4.5 预验收合格条件

- 1) 验收条件审查合格，所要求的文件和报告齐全、有效；
- 2) 未发现影响机组安全、稳定运行的缺陷；

- 3) 试运行合格;
- 4) 试运行期间机组各部位温度正常, 无异常振动;
- 5) 试运行期间机组转动部件无异响, 无渗油。

投标人提供的全部机组可靠性运行分批次验收合格后, 招标人、投标人和工程监理签署分批次签订风电机组的预验收证书, 待全部风机通过 240h 预验收后, 整体进入质量保证期。

6.5 质量保证期风电机组考核

投标机型质量保证期自全部风电机组可靠性运行及 240 小时试运行合格并签署预验收证书后开始计算, 为期 5 年。投标人应根据其质量保证期运维手册, 在质量保证期开始起提供维护保养等服务工作。招标人人员有权参与质量保证期内机组的调试、维护等工作, 投标人有义务及时解答招标人现场人员的疑问并指导其工作。

6.5.1 设备可利用率考核

质保期内合同设备可利用率考核从进入质量保证期之日起逐年进行。考核指标为: 单台风电机组的年平均可利用率不低于 92%, 整个风场风电机组的年平均可利用率首年不低于 96.5%, 第二年至第五年不低于 97.5%。

风力发电机组可利用率的计算方法如下:

$$\text{年可利用率} = (1 - A/8760) \times 100\%$$

其中: A 表示故障停机小时数

故障停机小时数 A 不包括以下情况:

- (1) 电网故障 (电网参数在技术规范之外): 包括电压、频率超出机组运行允许范围、箱变及外部线路故障;
- (2) 气象条件 (包括风况和环境温度) 超出技术规范规定的运行范围
- (5) 不可抗力 (因天气、潮位等自然环境造成风机无法及时处理、修复所耽搁的时间视为故障时间);
- (6) 定期检修 (标准定维时间为每台风机 48 小时/年, 超出标准定维时间视为故障时间);

以上情况如有两种或者两种以上同时发生, 只计其中较长一种情况。

可利用率应以风机/风能转换器 (风电机组) 控制器的故障统计与实际运行统计记录相结合进行计算。可利用率的验证应自项目机组的完成 240 小时运行后开始, 在质量保

证期满前 3 个月内完成。如设备可利用率不满足考核指标，处罚方法详见合同条款。

6.5.2 功率曲线的考核

投标人应提供由权威机构认证的投标机型的标准功率曲线和本风电场空气密度下的保证功率曲线。质保期内合同设备功率曲线特性考核指标为：单台风电机组功率曲线实测保证值应不低于 95%。

风电机组功率曲线计算方法如下：

保证值(K)=(折算发电量/保证发电量)×100%

折算发电量=风频分布值×实测功率曲线值

保证发电量=风频分布值×风电场实际平均空气密度下风机功率曲线值。

风频分布值以风电场内双方认可的测风塔或激光雷达轮毂高度风速的实测值为准。

电量的计算应当用 EXCEL 来进行，并且以实际轮毂高度的风的条件为依据。

每台风电机组均按此方法进行计算考核,每台风电机组功率曲线的保证值(K)为≥95%。

实测功率曲线由独立的验证机构根据 IEC61400-12 标准（最新版）测定。

如果功率曲线的检验满足上述规定,则验收通过。

如果风电机组不能达到保证值，投标人应在 1 个月内，最长为 3 个月调整风电机组以达到保证值。

如果风电机组仍不能达到保证值并且意见不能达成一致时，则由双方认可有资质的独立机构进行检验和验证（按 IEC61400—12 标准），作为最终裁决。如果双方不能协商选择独立机构达成一致意见，招标人有权指定中国国家检验检疫局认可的或国际认可检测单位进行检测，检测费用由投标人承担。

如设备功率曲线不满足考核指标，投标人自主选择以下方式之一解决：

- （1）延长质量保证期直至使其达到或符合，并赔付在此期间的所有发电量损失；
- （2）赔偿在质量保证期及之后 20 年的发电量损失；
- （3）更换风电机组并承担招标人的全部直接费用和招标人的实际损失。

质量保质期内设备的可利用率和功率曲线考核合格，方可进行设备的最终验收。

6.5.3 年平均等效满负荷小时数的考核

质保期内年平均等效满负荷小时数达到核定的年等效满负荷小时数，年平均等效满负荷小时考核验证详见《投标人承诺的性能保证值》，未达到的考核指标按合同相关条

款处理。（质保期内年平均等效满负荷小时数若小于投标人保证值，每低 1%，违约金为本合同总价的 1%。投标人提交违约金后，仍有义务向招标人提供技术帮助，采取各种措施以使设备达到各项技术经济指标。）

表 11 等效年满发小时数（投标人填写）

年平均风速（m/s）	核定风电场年平均等效满发小时数（h）

当测风塔平均风速达到风速—发电量波动表中的相应值时，投标人承诺：在质保期内风电场年发电量不低于与之对应的值。

参照风电行业平均水平，发电量查检表基于以下前提：场用电损耗（含风机出口到上网点的线路/设备损耗及场站用电）不大于 3%；风电场内非风机设备故障引起的发电量损耗不大于 1%；因电网检修引起的发电量损失不大于 2%。

在风电场实际运行中，由于上述因素导致的发电量损失，将根据相应时段的风电场 SCADA 记录进行计算，超出上述百分比的发电量损失，将在当年的考核电量中予以扣除。

由于极端天气、地震、海啸等不可抗因素造成的发电量损失，经招标人及投标人协商和评估后，在当年的考核电量中予以扣除。

6.5.4 升压变压器考核

制造厂提供的各种损耗值应为保证值，如达不到标准要求，应按每多增加 1kWh 电能损耗扣回合同价 1 元（人民币）。（空损按 8000 小时计，负损按 4500 小时计）

6.6 最终验收

全部风电机组的质保期满后，并且已满足下列条件，招标人应当签署风机最终验收的全部文件：

- 1) 每台风电机组的功率曲线均不低于功率曲线投标人的保证值。
- 2) 整个风场风电机组的年平均可利用率达到投标人的保证值。
- 3) 单台风电机组的年利用率均达到投标人的保证值。
- 4) 风电场所有风电机组无故障正常运行。

5) 投标人根据合同完成了对招标人的运行及维护技术人员培训，其培训考核合格者已具备了操作合同设备的资格。

6) 质量保证期末，投标人完成了所有风电机组的相关测试且合格，投标人完成了所有设备润滑油的化验并合格，所有涉及合同设备的相关检验或验收均获得通过。

7) 已提交需投标人提供的整个风电场的完整的竣工文件。

8) 投标人按照供货范围要求提供全部备品备件及易耗品。

9) 招标人的索赔要求已经结清；

10) 所有风电机组全部软件版本已更新至最新版，并已开放所有监控系统工程师权限给招标人。

最终验收并没有释放投标人对合同设备的潜在的缺陷和/或投标人在质量保证期内更换关键部件和/或属投标人责任导致一台风机连续停机超过一个月，但没有缺陷的关键部件的更换应延长质量保证期的责任和义务。

对于某些指标未达到要求、但按照违约条款处理完毕，在双方协商一致后可签署让步接收文件，不再签署最终验收文件。

第7章 技术服务、培训和设计联络

7.1 技术服务

投标人应具有足够的技术力量与现场服务能力，作出明确的售后质量保证措施和服务措施，保证在质量保证期内所提供的设备的运行达到保证性能。投标人应提供所有相关的和必需的建议、培训和指导维护/维修服务，直到质量保证期结束。

7.1.1 微观选址服务

投标人应根据招标人相关涉海行政批件负责风电机组机位的微观选址工作。投标人有义务对微观选址结果进行优化并及时反馈给招标人。具体要求如下：

- 1) 投标人在提交招标人的微观选址初步方案后，应在5个工作日内完成初步方案的复核及风电机组点位安全载荷技术工作，并提交初步方案的复核报告和优化建议；
- 2) 组织及主办微观选址初步方案各方技术联络会，并参加现场踏勘工作对初步方案机位点进行现场确认；
- 3) 投标人应在现场踏勘后，5个工作日内出具微观选址复核报告和风电机组安全载荷报告供招标人审核；
- 4) 投标人应派人参加微观选址评审会议，风资源工程师与载荷工程师必须参加，并在评审会议后5个工作日内按照评审意见完成微观选址复核报告和风机安全载荷报告修编工作，并提供至少_____份签字盖章版正式报告及_____份电子可编辑版给招标人归档备案。
- 5) 微观选址方案若发生变更，投标人应在收到通知5个工作日内完成变更方案的复核工作。

7.1.2 塔筒与基础

7.1.2.1 投标人负责塔筒设计、制造、验收及运输，投标人签署塔筒出厂质量证书，在质量、技术上负责。

7.1.2.1 提交风电机组及塔筒吊装方案，对风电机组及塔筒海上安装进行指导服务。

7.1.2.3 投标人负责基础设计全部工作，在投标时明确提供投标机型各工况下基础顶部荷载及安全系数、技术设计要求（包括机组及基础的载荷参数等）等基础设计所需的所有资料；并在中标后对风电机组基础施工图设计成果进行安全校核和工况确认，并进行设计优化；对基础的施工过程进行必要的检查、监督和参与基础验收。投标人投标的风机

机型必须与最终安装的机型完全对应，该机型应适合于本工程所在海域，并适宜于海上风机的单桩基础型式。投标人应对所提供的基础设计全部资料负责。

7.1.3 现场技术服务

7.1.3.1 一般要求

1) 投标人现场技术服务人员的目的是保证所提供的合同设备安全、正常投运。投标人应派出合格的、能独立解决问题的现场服务人员。投标人提供的包括服务人天数的现场服务表应能满足工程需要。如果由于投标人的原因，下表中的人、天数不能满足工程需要，招标人有权要求追加人、天数，且发生的费用由投标人承担。

2) 投标人服务人员的一切费用已包含在合同总价中，它包括诸如服务人员的工资及各种补助、交通费、通讯费、食宿费、医疗费、各种保险费、各种税费等。

3) 投标人现场服务人员的工作时间应满足现场施工、调试、运行的要求。招标人不再因投标人现场服务人员的加班和节假日而另付费用。

4) 未经招标人同意，投标人不得随意更换现场服务人员。同时，投标人应及时更换招标人认为不合格的投标人现场服务人员。

5) 下述现场服务表中的天数均为现场服务人员人、天数。

表 12 现场服务计划表模板

序号	技术服务内容	计划人月数	派出人员构成		备注
			职称	人数	
1	预组装				
2	吊装安装				
3	预验收				
4	调试				
5	消缺				
6	值守排故				
7	定期维护				

在下列情况下发生的服务人、天数将不计入投标人现场总服务人、天数中：

1) 由于投标人原因不能履行服务人员职责和不具备服务人员条件资质的现场服务人员的人、天数；

2) 投标人为解决在设计、安装、调试、试运等阶段的自身技术、设备等方面出现

的问题而增加的现场服务人、天数；

3) 因其他投标人原因而增加的现场服务人员。

7.1.3.2 投标人现场服务人员应具有资质：

1) 遵守法纪，遵守现场的各项规章制度；

2) 有较强的责任感和事业心，按时到位；

3) 了解合同设备的设计，熟悉其结构，有相同或相近机组的现场工作经验，能够正确地进行现场指导；

4) 身体健康，适应现场工作的条件。

5) 投标人要向招标人提供服务人员情况表（格式如下表）。投标人应更换不合格的投标人现场服务人员。

6) 投标人将指定一名技术人员作为驻工地总代表。总代表将负责合同范围内总的技术指导，并与招标人总代表全力合作、认真磋商，解决风电场与合同有关的技术问题和工作问题。但未经双方授权，双方现场总代表无权改变、修正合同。

表 13 服务人员情况表

姓名	性别	年龄	职务	从事本工种年限	资格证书
工 作 简 历	填表人：（签名） 填表日期：				
单 位 评 价	单位：（盖章） 年 月 日				

注：每人一表。

7.1.3.3 投标人现场技术服务人员的职责：

- 1) 参与本工程全部风力发电机组的微观选址设计，并最终复核签字确认。
- 2) 设备的催交、货物的开箱检验、质量问题的处理、设备索赔证书确认签字等。
- 3) 负责安装、调试、参加试运行及性能的试验和验收。
- 4) 在安装和调试前，向招标人进行技术交底，讲解和示范将要进行的程序和方法。
- 5) 负责质保期内所供设备的维护保养、备品备件及消耗品的供应，并负责招标人运行维护人员的培训和指导。

6) 对重要工序（见下表），投标人技术人员要对施工情况进行确认和签证，否则投标人不能自行进行下一道工序。经投标人确认和签证的工序如因投标人技术服务人员指导错误而发生问题，投标人负全部责任。

表 14 投标人提供的安装、调试重要工序表

序号	工序名称	工序主要内容	备注
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			

7) 投标人现场服务人员应有权全权处理现场出现的一切技术和商务问题。如现场发生质量问题，投标人现场人员要在招标人规定的时间内处理解决，相关费用均由投标人承担。

8) 投标人对其现场服务人员的一切行为负全部责任。

9) 投标人现场服务人员的正常来去和更换事先与招标人协商，并取得招标人的同意。

10) 投标人现场人员，应对设备的安装工艺、质量、设备试验和试运行负责监督；在安装过程中指导人员发现安装质量不符合要求时，应立即书面通知投标人代表负责处理。投标人应承担安装质量引起的一切责任。

11) 投标人技术人员不仅要详细解释技术文件、图纸、运行事项、设备性能，而且还要回答并解决招标人提出的本合同范围内的问题。

12) 投标人技术人员应给招标人正确的技术指导及必要示范。

13) 为提高招标人技术人员的水平，投标人技术人员将帮助招标人培训其安装和设备维修人员。

14) 投标人技术人员所给的技术指导应当是正确的。由于不正确的技术指导引起设备的任何损坏，投标人应负责免费修理或更换。

15) 投标人技术人员到达风电场后，通过双方协商，制定工作进度表和月计划。投标人技术人员将根据已同意的工作进度表进行工作。在工程中出现问题时，投标人应提出解决问题的方案，并无条件解决问题。

16) 投标人对工程进度及每天完成的主要工作、出现的所有问题或事故及解决方法都用中文记录在“工作日志”中，并经现场负责人员签字后提交招标人。

7.1.3.4 投标人的义务

投标人应负责其人员的所有工作和费用。

7.1.4 其他服务

7.1.4.1 质量保证期内风电机组技改服务。

7.1.4.2 合同期间负责解答招标人对于风电机组疑问服务。

7.1.4.3 招标人认为有利于风电机组正常运行的其他服务（如风机投运前的维保工作）。

7.2 培 训

7.2.1 概 述

为了使设备能够正常的安装和运行，投标人有责任和义务提供相应的技术培训，培训内容和时间安排应与工程进度相一致。

投标人应负责对招标人的人员按风电机组系统构成及功能、安装、调试、运行维护、检修等五个阶段进行培训，应在每个阶段开始前完成相应的系统培训。其中风电机组传动系统、监控系统、变桨系统、偏航系统、变流器、升压变压器、液压系统、在线监测与故障诊断系统、集中润滑系统等还需投标人邀请相应的厂家进行针对性的技术培训。

在质量保证期内应免费为招标人培养至少 20 名以上，具备独立承担风电机组设备的现场管理及运营维护工作能力的运维工程师。

培训材料应包括：设备的详细介绍、部件清单和安装、运行、维修和维护手册及故障处理手册。培训包括但不限于工厂培训、现场培训。

投标人应列出详细的培训内容和计划。培训内容必须确保招标人技术人员在设备调

试结束后有能力进行设备运行、维护及检修工作，培训计划内的培训时间、地点、人数等内容作为草案供招标人批复，以招标人审核同意的培训内容和计划作为最终版本。

招标人培训人员在培训期间的培训、资料等费用由投标人承担，招标人培训人员的培训场所、设备以及在培训当地的交通、办公设施由投标人负责，招标人培训人员的食宿费用由招标人承担。

招标人有权更换投标人不合格的培训工程师。

培训结束后，投标人对每一位参加者出具证书，说明受训者已掌握培训内容，达到培训目的和要求。

7.2.2 培训目的

培训应达到如下目的：

- 1) 使招标人掌握风电机组整机硬件（包括叶片、齿轮箱、发电机、变桨系统、偏航系统、液压系统、轴承及各类编码器、传感器、升压变压器等）的功能、构造组成，工作原理等。
- 2) 使招标人掌握控制系统（包括风电机组监控系统、变桨系统、偏航系统、变流器）通讯组态、通讯规约、界面功能、控制模式（包括远程与现场）、所有的安全链及其他保护的优先级和相互联锁功能等，达到熟练掌握风电机组控制系统的应用与操作。
- 3) 使招标人掌握风电机组一般的操作模式、风电机组故障代码分析、故障处理方法，达到能独立操作，能够根据制造商的要求完成周期性的检查。
- 4) 使招标人掌握风电机组之间通讯，风电机组与中央控制室通讯，熟练掌握整个风电机组通讯网络图、通讯规约、通讯处理方法，掌握风电机组的各类报表功能及各类曲线（包括功率、振动、风向变化、叶片变化角度等）含义。
- 5) 使招标人熟练掌握并能独立进行风电机组及其配套系统的运行、维护与检修。
- 6) 使招标人能够根据维修手册的帮助，联络制造商的服务部门并订购必要的零部件。

7.2.3 培训内容

培训应包括实践操作和理论学习，还应包括风电场运行的组织和责任方面，包括风电机组的展示和介绍、风电场的设计和优化、安全方面、报告、远程监控、设备运行和故障检测的理论培训、设备维护包括叶片的维护、故障检测、备品备件的采购，以及投标人风力发电的实践经验，并考虑实地参观国内国外已建成海上风电场。

投标人应负责组织和实施培训计划，包括所有培训材料和设备等的安排。应包括但不限于下列各项：

- 1) 阅读和使用所提供的手册和资料。
- 2) 风电机组部件的装配方法和更换。
- 3) 监控系统、数据采集系统和监测系统的操作。
- 4) 备品备件的管理（储存、文档记载和备品备件序号等）。
- 5) 文档记载指操作监测、机器维护和修理记录（包括相关文件、表格）。

应包括但不限于下列情况的实际演示：

- 1) 维护手册的正确使用。
- 2) 设备和叶片计划内维护服务的执行。
- 3) 故障检修，备品备件识别。
- 4) 一般部件的维修/更换。
- 5) 运行监测和风电机组维护/维修文档记载。
- 6) 风电机组的现地和远程操作。
- 7) 操作和维护步骤。
- 8) 危险源辨识、应急和安全措施。

7.2.4 培训内容和计划表

招标人需培训人员暂定_____人，最终在设计联络会中确定。培训要求理论与实践相结合。培训主要内容和计划如下表：

表 15 培训内容和计划表

培训内容	计划人日数	教师职称	教师人数	地点	备注
风电机安全知识培训					
风电机基础理论培训					
叶片介绍					
传动系统介绍					
变桨系统介绍					
风电机控制（含控制逻辑）系统培训（PLC）					
风电机控制系统培训（其它电控设备）					
液压系统：闸/液压介绍					

培训内容	计划人日数	教师职称	教师人数	地点	备注
发电机、偏航系统介绍					
中央控制系统培训					
中央控制系统软件维护、故障检修					
风电机启、停控制					
风电机组维护基本知识					
基础螺栓、塔筒螺栓及专用工具维护					
偏航系统维护知识培训					
叶片维护、检修					
变桨系统维护检修					
电气维护					
变流器维护					
发电机维护					
在线监测与故障诊断系统培训					
集中润滑系统培训					
整机测试					
常见故障分析、随机备件更换方法等					
运行过程培训					
问题交流、答疑、讨论、考试					

7.3 设计联络会

招标人和其指定代表与投标人之间将举行设计联络会议，以讨论有关具体要求、澄清技术规范中的疑问，并进行必要的协调工作，设计联络会的费用包含在合同总价中，具体会议地点根据实际情况双方协商。

7.3.1 第一次协调会

主题: 讨论基础设计、塔筒设计有关细节、风电机组布置、吊装和运输方案，设备生产计划，计算机监控系统硬件的选择及配置，远程通信系统的通讯规约，机组电气设备、电缆配置及相关的设计技术文件。

地点:

时间:

会期:

7.3.2 第二次协调会

主题: 招标人对工厂图纸的意见和其他要求, 审查投标人的机组接地设计方案、塔内消防、照明等设计方案, 计算机监控系统的功能及软件配置, 机组控制流程, 与变电站监控系统通信规约及交换数据清单, 远程通信系统的通信规约及相关的设计技术文件等、试验计划, 包括工厂试验和现场试验, 工程进度, 如: 交货、培训、安装、调试和协调等。

地点:

时间:

会期:

7.3.3 其他

每次会议都要签署协议。会议纪要由招标人负责, 讨论的项目和结论用中文书写, 经招、投标人双方复核签字后给与会者。工程监理将参加会议。

除上述规定的设计联络会以外, 如果有重要问题需要双方研究和讨论, 经协商, 可另外召开设计联络会, 投标人的费用已包含在设备费用中。

第8章 设备交货进度

8.1 概述

本项目风电机组预计在2026年7月~2026年12月间（根据建设实际需要，招标人有权调整供货日期）完成交货，投标人对该供货期内的供货能力做出承诺，并提供分月供货初步进度计划安排。最终交货期以招标人书面正式通知为准（招标人提前通知）。

8.2 交货进度

2026年7月1日供应首批次10套整套风机及附属设备（优先保证首次并网所需的风机及附属设备）；

2026年8月1日供应第二批次10套整套风机；

2026年9月1日供应第三批次10套整套风机；

2026年10月1日供应第四批次4套整套风机；

____年____月____日供应第____批次____套整套风机；

____年____月____日供应第____批次____套整套风机。

招标人有权根据项目实际进展情况调整供货时间，投标人应承诺供货进度满足项目建设进度要求，不得据此要求调整合同价格。

风电机组配套的基础地脚螺栓应在该风机基础施工前一个月交货。专用工具、安装调试用备品备件随第一批风电机组交付。

第 9 章 设备装载运输、运维要求和售后服务

9.1 装载运输要求

根据交货界面，投标人承担风力发电机组与塔筒及其附属设备的运输，投标人应提交风电机组运输方案给招标人。运输方案应符合以下规定：

9.1.1 一般规定

本节所指风电机组包括叶片、轮毂、机舱、塔筒等风电机组设备及组件。

报告可采用海上运输、或海上陆地运输结合的方式。投标人在供货交接界面把设备向招标人指定的船舶装载时，应按照安全对《危险性较大的分部分项工程安全管理规定》37 号令（31 号文）对装载方案进行评审。

投标人负责合同设备从投标人（含投标人部件供货商）工厂或仓库至招标人项目现场机位或指定地点的保险。

运输方案应包括（但不限于）以下内容：整个运输路线/航线的制定、程序报批、运输过程质量及安全控制、避风、安全监管等工作，

9.1.2 运输方案技术要求

投标人提交的风电机组运输技术方案应不低于如下标准：

1) 运输技术方案编制基本原则和要求：

- 技术方案编制基本原则：完整无损、万无一失、按时交货。
- 技术方案编制基本要求：设备在运输全过程中必须确保安全无误，确保产品及产品外包装无磕碰、无划伤、无变形。

2) 设备包装

- 所有货物的运输包装要符合 GB 191 中关于包装、储运指示标志的规定，具有适合长途运输、多次搬运和装卸的坚固包装，以确保合同设备安全、无损地运抵交货现场。

- 投标人应对包装箱标记，应该使用易于辨识且不易丢失或不易偶然无意擦除的方法。不用同一箱号标明任何两个箱件，包装箱实行连续编号，而且在全部装运的过程中，装箱编号的顺序保持连贯。

- 运输包装外观在运输、装卸过程中应有完好无损，并有减震、防冲击的措施。若运输包装无法防止运输、装卸过程中垂直、水平加速度引起的设备损坏，投标人要在运输设备的设计结构上予以解决。

- 投标人应有根据运输设备不同的形状及特性进行运输防护，并应有设备特点，按

需要分别加上防潮、防雨、防霉、防锈、防腐蚀和防震等保护措施，以保证运输货物在没有任何损坏和腐蚀的情况下安全运抵合同设备安装现场。

- 投标人应明确风机电气设备、塔筒的包装的方案（交货后，对设备性能保护的专项方案）。

- 包装、支撑、固定等带来的尺寸和重量变化请投标人一并考虑。

- 专用工具和备品备件及易耗品标明“专用工具”或“备品备件及易耗品”的字样，一次性发货。

- 各种设备和材料的松散零星部件应采用好的运输方式，并尽可能整船/整车发运。

- 对运输设备采取的防护措施应能保证盛装和运输过程不至于被偷窃，或被其他物品、海水、腐蚀盐雾、雨水等造成损坏。

- 运输时所有管口类设备的端口或设备口必须用保护盖或其它方式妥善防护。

- 运输时对于需要精确装配的明亮洁净加工面的货物，投标人在加工面应采用优良，耐久的保护层（不得用油漆）以防止在安装前发生锈蚀和损坏。

- 散件设备装载时尽量避免重叠装船/车，如果部分零件允许重叠，则实行“大不压小，轻不压重的原则”，避免设备发生挤压、碰撞导致包装破损的现象发生。

9.1.3 设备交货捆扎、加固要求

1) 配合招标人的建安方完成设备吊装装载方案，在起吊装船作业时，机组大件的质量需考虑结构物的倾斜、重心偏移、起吊中的动力荷载等情况，吊索的安全系数应不小于 4，若作业条件恶劣，安全系数应适当增大。应尽量使设备受力点布置在船体甲板纵梁和横梁等强结构上；机组大件质量大，应注意与船体甲板的接触面积，核算甲板承载能力时应有较大的安全裕度。设备的绑扎宜以硬加固为主，主要包括 钢材焊接加固、顶推、支撑、压紧、反扣等，并辅以软加固结合，比如利用钢丝绳、松紧器等加固，除每件设备本身加固外，必要时设备之间也要进行加固，以免货物移动，相互碰撞而发生损伤。

2) 由于机组大件达几百吨，为确保吊装安全，应按照正常起吊程序进行试吊，试吊并检测成功之后才可正式起吊，并且在起吊中由专人统一指挥。在机组大件起吊装船时，应该计算复核由于装卸重物引起的横倾角及船体稳定性的变化，同时要根据装载情况，事先做好驳船压载水调整计划，每个装载状况应有稳定计算结果，驳船（或专门起重船）始终满足稳定要求。

3) 货物绑扎加固时，既要做到不松动，又要容易解开，以便发生危险时，能立即松开或割断。

4) 大件货物带有足够的货物支架或包装垫木，捆绑加固要求：使设备与平板车形成一个整体，避免运输时车辆与设备发生相对位移，并且钢丝绳的紧固点为设备的吊点，保证设备整体不被钢丝绳勒伤。捆绑用的钢丝绳型号应根据车速产生的惯性力、上下坡产生的重力坡度分力、颠簸时产生的惯性力、紧急制动产生的惯性力等几种可能导致的设备产生位移的情况选取，并在底座下部四周焊接挡块进行加固。

5) 投标人应有对运输设备进行妥善的防护，以适应远途海运、陆上运输条件和大量的吊装、卸货以及实际运输时的需要，从而防止雨雪、受潮、受震以及机械和化学引起的损坏。

6) 投标技术文件中至少应包含设备装载加固的验算、机舱设备装车后轴重计算、最大爬坡能力检算。

9.2 运维要求

风电机组进入质量保证期后，投标人应在质量保证期内履行相应的运行及维护（以下简称“运维”）服务。对运维服务基本要求如下：

9.2.1 风电机组运维要求

9.2.1.1 风电机组进入质量保证期之前，投标人必须向招标人提交正式的风电机组运行维护手册，并经招标人正式确认。手册应包括（但不限于）运维人员应具备的基本条件、风电机组运维要求、风电机组维护及操作手册、异常运行和故障处理、风电机组发电运行监测及优化方案、操作安全专项规程等内容。投标人提交手册的同时，还应提交风电机组质量保证期内运维的人员、设备等的配置情况。

9.2.1.2 风电机组的维护及操作手册应包括（但不限于）：

- 对风电机组子系统及其运行的描述；
- 维护检查的周期和程序；
- 保护系统的功能检查程序；
- 完整的配线和接线图；
- 拉索的检查、螺栓的检查及重新紧固（含拉伸力和力矩值）周期表；
- 润滑周期表（含润滑剂种类及描述、用量、周期等）；
- 故障诊断程序和故障处理指南；

- 备品备件清单；
- 现场装配和安装图纸；
- 工具清单等。

9.2.1.3 风电机组发电运行监测及优化应包括（但不限于）：

- 发电功率预测与优化；
- 运行个部件的载荷冲击最小化；
- 风电场的规划与输出能量的最大化；
- 风电场的风电机组运行监控管理；
- 提高发电功率的控制方法。

9.2.1.4 操作安全专项规程应包括（但不限于）船舶及人员出海要求、海上航行及避风处理、电控系统的操作、兼顾运行和维修、操作现场清理规程、塔架攀爬规程、设备操作规程、台风等恶劣天气和恶劣海况处理、通信方法、应急预案等。

9.2.1.5 风电场运维人员的资格要求：

1) 运维人员必须满足《海上风电场运行维护规程》（GB/T 32128）“5.1 人员具备的条件”相应要求。运维人员必须经过岗位培训，熟悉设备和运行维护手册，考核合格，健康状况符合上岗条件，并取得相应的资格证书（包含四小证）。

2) 运维人员应熟悉风电机组的工作原理和基本结构；掌握计算监控系统的使用方法；熟悉风电机组各种状态信息、故障信号及故障属性，掌握判断一般故障的原因和处理方法；应可熟练统计计算容量系数、风能利用系数、故障率、年可利用率等基本数据。

9.2.1.6 运维全过程中，应配备并携带相应的安全防护、救生、通信设备，设备应安全、可靠。

9.2.1.7 风电机组的例行检查应包括（但不限于）：

- 螺栓连接力矩检查；
- 各润滑点润滑状况检查及油脂加注；
- 润滑系统和液压系统油位及压力检查；
- 滤清器污染程度检查，必要时更换处理；
- 传动系统主要部件运行状况检查；
- 叶片表面及叶尖扰流器工作位置检查；
- 桨距调节系统的功能测试及检查调整；

- 偏航齿圈啮合情况检查及齿面润滑；
- 液压系统工作情况检查测试；
- 钳盘式制动器刹车片间隙检查调整；
- 缓冲橡胶组件的老化程度检查；
- 联轴器同轴度检查；
- 润滑管路、液压管路、冷却循环管路的检查固定及渗漏情况检查；
- 塔架焊缝、法兰间隙检查及附属设施功能检查；
- 风力发电机组防腐情况检查。

9.2.1.8 异常运行状况处理至少应满足以下要求（但不限于）：

- 对于标志机组有异常情况的报警信号，运行人员要根据报警信号所提供的部位进行现场检查和处理；

- 液压装置油位及齿轮箱油位偏低，应检查液压系统及齿轮箱有无泄漏，并及时加油恢复正常油面；

- 测风仪故障。风电机组显示输出功率与对应风速有偏差时，检查风速仪、风向仪的传输故障，如有故障则予以排除；

- 风电机组在运行中发现有异常声音，应查明响声部位，分析原因，并做出处理；

- 风电机组在运行中发电机温度、可控硅温度、控制箱温度、齿轮箱油温、机械制动刹车片温度超定值均可能造成自动停机。需待故障排除后，才能再启动风电机组。

- 风电机组液压控制系统油压过低而自动停机的处理：运行人员应检查油泵工作是否正常。如油压不正常，应检查油泵、油压缸及有关阀门，待故障排除后再恢复机组自启动。

- 风电机组因调向故障而造成自动停机的处理：运行人员应检查调向机构电气回路、偏航电动机与缠绕传感器工作是否正常，电动机损坏应予更换，对于因缠绕传感器故障致使电缆不能松线的应予以处理。待故障排除后再恢复自启动。

- 风电机组转速超过极限或振动超过允许振幅而自动停机的处理：风电机组运行中，由于叶尖制动系统或变桨系统失灵会造成风电机组超速；机械不平衡，则造成风电机组振动超过极限值，以上情况发生均使风电机组安全停机。运行人员应检查超速、振动的原因，经处理后，才允许重新启动。

- 风电机组运行中发生系统断电或线路开关跳闸处理：当电网发生系统故障造成断

电或线路故障导致线路开关跳闸时，运行人员应检查线路断电或跳闸原因（若逢夜间应首先恢复主控室用电），待系统恢复正常，则重新启动机组并通过计算机并网。

9.2.1.9 风电场事故处理至少应满足以下要求（但不限于）：

- 发生下列事故之一者，风电机组应立即停机处理：

- 1) 叶片处于不正常位置或相互位置与正常运行状态不符时；
- 2) 风电机组主要保护装置拒动或失灵时；
- 3) 风电机组因雷击损坏时；
- 4) 风电机组因发生叶片断裂等严重机械故障时；
- 5) 制动系统故障时。

- 当机组发生起火时，运行人员应立即停机并切断电源，迅速采取灭火措施，防止火势蔓延；当机组发生危及人员和设备安全的故障时，值班人员应立即断开该机组线路侧的断路器。

- 风电机组主开关发生跳闸，要先检查发电机绝缘是否击穿，主开关整定动作值是否正确，确定无误后才能重合开关，否则应退出运行进一步检查。

- 机组出现振动故障时，要先检查保护回路，若不是误动，应立即停止运行做进一步检查。

- 输变电设备出现故障参照相应的标准处理。

- 风电机组的停机顺序：

- 1) 利用主控室计算机进行遥控停机；
- 2) 当遥控停机无效时，则就地按正常停机按钮停机；
- 3) 当正常停机无效时，使用紧急停机按钮停机；
- 4) 仍然无效时，拉开风电机组主开关或连接此台机组的线路断路器；
- 5) 偏航到侧风 90 度位置。

9.2.1.10 备品配件及工具管理

- 必须按操作规程正确合理使用工具，不得违章野蛮操作。

- 工具使用完毕后，应精心维护保养，保证工具完好清洁，并按规定位置及方式摆放整齐。

- 工作过程中携带工具物品应固定牢靠，轻拿轻放，避免发生工具跌落损坏事故。

- 临时借用的工具使用完毕后应主动及时归还，不得随意放置，以免丢失。

- 贵重工具（如扭力扳手等）必须由值班长负责借用，并对使用者强调使用安全。
- 对损坏的工具应当及时进行修复，暂无条件修复的妥善保管。
- 对于超过使用年限、结构陈旧、精度低劣、影响工作效率或存在安全隐患的备品备件，应及时予以更换。
- 对备品备件的存放，库房内应有消防、防盗等措施，库房内长期物资要定期检验、保养，防止损坏、生锈。库房物资应实行档案规范管理，健全台帐，将有关图纸、说明、合格证、质量证明、验收记录、采购合同、联系方式等存入档案。

9.2.1.11 运行维护记录

风电场质保期内维护，对人员、设备、操作、维护、维修等均应作好记录，并做好档案管理。操作维护的记录应包括（但不限于）：

- 机组编号；
- 发电量；
- 工作小时数；
- 停机小时数；
- 故障名称及发生的日期和时间；
- 维护和修理的人员、日期和时间；
- 故障和维护的性质；
- 进行的操作；
- 更换的零件。

9.2.2 对运维船舶的要求

投标人在质量保证期内应提供足够的专用运维船舶，必须保证完成质保工作。专用运维船舶要求如下：

- 1) 根据当地海事部门要求的的安全的风级与浪高范围内，可以往返于码头与风电机组、海上升压站之间，实现工作人员、备品备件的运输和转移；
- 2) 配置小型起吊设备调运备品备件
- 3) 配置完备的通信系统；
- 4) 船上配有厨房、卫生间以及供船员、工作人员短时间休息的住舱；
- 5) 船舶载员不小于 9 人（不含船员），且需按照相关规定配置足额持证船员；
- 6) 运维船采用顶靠登离方式，确保人员安全、快速登离风电机组平台。

9.3 售后服务

售后服务应包括质保期及质保期满的设计使用寿命期，本节仅对质保期满之后的设计使用寿命期的售后服务进行规定。

投标机型关键部件（叶片、齿轮箱（如有）、主轴承、发电机、变流器、轮毂、主轴、主机座、偏航轴承、变桨轴承、塔筒、升压变、环网柜等部件）在设计寿命期内不应发生整体或局部更换，如因设计、材料、制造等投标人原因发生关键部件的批量性更换（同一部件更换数量超过所供设备同批次数量的 10%），则同批次该部件必须全部更换，所有的更换费用应由投标人负责并赔偿发电损失。更换上述关键部件后的任何偏差或改进必须说明，并附有原认证机构的证明文件。任何影响功率曲线的设计变化均应详细说明，并附有原认证机构的证明。投标人应提供以上关键部件的更换方案，更换后的关键部件质量保证期自更换完成之日起重新计时。

除关键部件和易损易耗件外，投标机型的所有其他部件不应在质量保证期间发生更换。如因设计、制造、材料方面的原因导致上述部件在质量保证期内需要更换，则投标人应承担所有的更换费用。上述部件如在质量保证期内有大修事宜时，对于部件更换，该更换部件质量保证期自更换之日起重新计时；对于部件一般大修（只要动用自带吊机），对于修理的部件，质量保证期应为自修理完成之日起 24 个月或质量保证期的剩余时间（以两者中后到者为准）；对于同一部件大修超过 2 次的，投标人须无条件进行该部件的更换并承担所有的更换费用。投标人在延长和/或重新起算的质量保证期内应承担与其质量保证期内完全相同的责任或义务。如有批次缺陷（同类型故障发生 10% 及以上），则投标人需在 30 个工作日内完成对全场风电机组进行相应故障排查、分析并提出解决方案，经招标人批准后立即启动故障处理。

投标人应保证所供部件及设备材料、元件及部件是全新的且未经使用过的。投标机型应具有相同的设计和结构，并承诺一个风电场内同一零部件统一为同厂家同品牌同规格产品，具备完全一致的互换性。

招标人在设计寿命期内具有法律上的追溯权，投标人对不符合质量要求的零部件应负责免费更换并赔偿由于零部件原因而引起的发电损失。

对于机组易耗元件可定期更换，投标人需提供此类易耗元件的清单，并明确更换周期及更换费用。在风机过质保期后，投标人可按约定费用自招标人处采购，费用由投标人支付。

对于风电场运维中涉及到的故障排解及其他技术难题，招标人应提供免费的咨询，若涉及到需通过会议、研讨等方式解决，非投标人所提供设备质量原因外，相应费用由招标人支付。

2 风机质保期内服务工作标准

工作项目	工作内容	工作标准	考核办法
1. 设备运行状况	可利用率	按合同约定	按风机合同约定执行
	功率曲线	按合同约定	按风机合同约定执行
	安全隐患	无漏油等火灾隐患	每发现一条隐患扣 1 万，每发生一起安全事件/事故，按风机采购合同约定的重大事故处理办法执行。
		无震动等涉及安全的情况	
		无控制策略缺陷	
	性能缺陷	无零部件质量缺陷	
		机组参数与合同约定一致	
		各项功能正常	
		无屏蔽参数	
		无缺部件或临时接线等现象	
2. 故障处理	日常故障	12 小时内	每超过一天扣 1 万； 同时计算损失电量，机组可利用率不低于投标人保证值，不满足时按实际损失电量赔付。
	疑难故障	48 小时	
	大部件	10 天内完成	
3. 服务人员	数量	平时按合同约定（包括节假日），定检或技改时另增加	每发生一人次不满足项，扣 1 万；
	技能水平	均能独立处理故障	
	服务态度	态度积极，不得消极怠工	
	管理	严格遵守风电场各项管理制度，进/离场要提前汇报	
4. 备件供应	常用备件	现场储备充足	每超过一天扣 1 万； 同时计算损失电量，机组可利用率不低于投标人保证值，不满足时按实际损失电量赔付。
	非常用备件	3 天内到场	
	大部件	10 天内到场	
	技改物资	方案确定后 10 天到场	
5. 培训工作	常规培训	按合同约定，及时开展	每发生一人次不满足项，扣 1 万；
		培训质量经风电场考核同意	
	专项培训	针对特殊情况，一周内完成培训	
6. 文档管理	日常工作记录	每天由风电场签字，每月汇总移交	每发生一人次不满足项，扣 0.5 万；
	专项工作记录	事前提交方案，事后一周提交工作总结和记录；	
	风机档案	及时更新，每月移交更新内容	
7. 工作秩序	作息时间	严格遵守风电场工作时间，原则上常驻现场，	每发生一人次不满足项，扣 0.5 万；

工作项目	工作内容	工作标准	考核办法
	工作制度	严格遵守风电场各项管理制度，特别是安全管理、工作票管理等	

附件 1 产品说明一览表

投标人可根据自己情况，充分提供能够说明投标人的机组的技术性能资料。

表 1 机组的总体技术数据

序号	部 件	单位	数值	备注
1	机组整体数据			
1.1	制造厂家/型号			
1.2	额定功率	kW		
1.3	设计依据的标准			
1.3.1	设计安全等级			
1.3.2	10 分钟平均参考风速 (V_{ref})	设计值		
1.3.3	轮毂高度处年平均风速 (V_{ave})	设计值		
1.3.4	15m/s 时湍流强度特征值	设计值		
1.4	功率调节方式			
1.5	推荐轮毂高度	m		
1.6	风轮直径	m		
1.7	切入风速	m/s		
1.8	额定风速	m/s		
1.9	切出风速（10 分钟平均值）	m/s		
1.10	再切入风速	m/s		
1.11	极端（生存）风速（3 秒最大值）	m/s		
1.12	运行温度范围	℃		
1.13	生存温度范围	℃		
1.14	设计使用寿命	年		
1.15	机组出口额定电压	V		
1.16	设备可利用率（单机）	%		
1.17	设备可利用率（全场平均）	%		
1.18	全场年发电量	万 kWh		

序号	部 件	单位	数值	备注
2	叶 片			
2.1	制造厂家/型号			
2.2	叶片材料			
2.3	叶片长度	m		
2.4	叶轮质量	Kg		
2.5	单片叶片质量	Kg		
2.6	叶尖线速度	m/s		
2.7	扫风面积	m ²		
2.8	叶片挥舞固有频率	Hz		
2.9	叶片摆振固有频率	Hz		
2.10	叶片转动惯量	Kgm ²		
2.11	叶片根部联接方式			
2.12	防雷装置形式			
	防雷导线材质	/		
	防雷导线截面积	mm ²		
3	轮 毂			
3.1	制造厂家/型号			
3.2	轮毂材料			
3.3	轮毂重量	Kg		
4	主 轴			
4.1	制造厂家/型号			
4.2	制造材料			
5	主轴承			
5.1	制造厂家/型号			
5.2	主轴承形式			
6	齿轮箱（如有）			
6.1	制造厂家/型号			

序号	部 件	单位	数值	备注
6.2	齿轮级数			
6.3	齿轮传动比率			
6.4	额定转矩	kNm		
6.5	齿轮箱转动惯量	Kgm^2		
6.6	最大负载力矩	Nm		
6.7	齿轮箱轴承厂家/型号			
6.8	齿轮箱润滑系统厂家/型号			
7	变桨系统			
7.1	制造厂家/型号			
7.2	变桨驱动方式			
7.3	失电后的变桨驱动模式（及动力源）			
7.4	变桨轴承厂家/型号			
7.5	变桨控制系统厂家/型号			
7.6	变桨电机（如有）厂家/型号			
7.7	变桨齿轮箱（如有）厂家/型号			
7.8	变桨校正角度	°		
7.9	停机叶片正角度	°		
7.10	变桨极限开关	°		
7.11	最小叶片位置	°		
7.12	正常运行最大变桨速度	°/s		
7.13	快速停机行最大变桨速度	°/s		
7.14	紧急停机最大变桨速度	°/s		
8	发电机			
8.1	制造厂家/型号			
8.2	额定功率	kW		
8.3	额定电压	V		
8.4	额定电流	A		

序号	部 件		单位	数值	备注
8.5	防护等级				
8.6	转速范围		rpm		
8.7	额定转速		rpm		
8.8	并网转速		rpm		
8.9	润滑方式				
8.10	润滑脂型号				
8.11	功率因数	1/4 额定功率			
8.12		1/2 额定功率			
8.13		3/4 额定功率			
8.14		额定功率			
8.15	绝缘等级				
8.16	电机极数				
8.17	电机频率范围		Hz		
8.18	发电机轴承厂家/型号				
8.19	冷却方式				
8.20	并网方式				
9	变流器				
9.1	制造厂家/型号				
9.2	视在功率				
9.3	输出电压范围		V		
9.4	额定输出电压		V		
9.5	输出电流范围		A		
9.6	额定输出电流		A		
9.7	输出频率变化范围				
9.8	额定输出频率		Hz		
9.9	功率因数范围				
9.10	防护等级				

序号	部 件	单位	数值	备注
9.11	冷却方式			
10	偏航系统			
10.1	制造厂家/型号			
10.2	偏航控制方式			
10.3	偏航控制速度			
10.4	偏航最小启动速度			
10.5	偏航最大允许风速			
10.6	偏航电机厂家/型号			
10.7	偏航电机数量			
10.8	单台偏航电机功率			
10.9	偏航齿轮箱厂家/型号			
10.10	偏航齿轮箱传动比率			
10.11	偏航轴承厂家/型号			
10.12	偏航轴承形式			
10.13	偏航轴承润滑方式			
10.14	风速仪厂家/型号			
10.15	风向仪厂家/型号			
11	制动系统			
11.1	主制动系统			
11.2	主制动系统厂家/型号			
11.3	第二制动系统			
11.4	第二制动系统厂家/型号			
12	补偿电容（如有）			
12.1	组数			
12.2	容量	kVar		
13	液压系统			
13.1	制造厂家/型号			

序号	部 件	单位	数值	备注
14	主控系统			
14.1	控制系统厂家/型号			
14.2	控制单元类型			
14.3	额定频率	Hz		
14.4	逆变器额定输出电流	A		
14.5	软并网出力的功率因数			
14.6	软并网装置厂家/类型			
14.7	主开关柜厂家/型号			
14.8	并网开关厂家/型号			
14.9	并网开关容量			
15	监控系统			
15.1	中央监控系统厂家/型号			
15.2	远程监测系统厂家/型号			
15.3	数据通讯协议/接口			
15.4	有功/无功功率控制系统			
15.5	电网调度信息通讯系统			
16	涉网技术性能（标准及性能指标）			
16.1	低电压穿越功能			
16.2	高电压穿越能力			
16.3	电网电压适应能力			
16.4	电网电流适应能力			
16.5	电网频率适应能力			
16.6	有功功率调节与控制能力			
16.7	无功功率调节与控制能力			
16.8	电压不对称适应能力			
16.9	对电网闪变、谐波值耐受能力			
16.10	风电机组具备的涉网保护功能			

序号	部 件	单位	数值	备注
16.11	风电机组自动并网闭锁功能			
16.12	风电机组自动对时功能			
16.13	为故障录波提供信号（及接口）			
16.14	涉网保护定值和参数 （及获取方法）			
16.15	风电机组输出的电能质量			
17	附属系统和装置（厂家/型号）			
17.1	自动消防灭火系统			
17.2	在线振动监测与分析系统			
17.3	发电机位移监测系统（不需要对中型的机组除外）			
17.4	升降机			
17.5	塔筒爬梯防跌落保护装置			
17.6	紧急逃生装置			
17.7	运行维护人员用全身型安全带			
18	防雷保护			
18.1	防雷设计标准			
18.2	防雷保护等级			
18.3	防雷措施			
18.4	机组接地电阻值	Ω		
19	机舱			
19.1	机舱罩厂家/型号			
19.2	底架厂家/型号			
19.3	导流罩厂家/型号			
20	机舱内吊机			
20.1	厂家/型号			
20.2	技术规格（起吊重量等）			
21	升压变压器			

序号	部 件	单位	数值	备注
21.1	厂家/型号			
21.2	型式			
21.3	容量	Hz		
21.4	额定电压	V		
21.5	短路阻抗	A		
21.6	频率	Hz		
21.7	损耗（空载损耗/负载损耗）			
21.8	空载电流			
21.9	绝缘水平			
21.10	绝缘耐热等级			
21.11	效率			
21.12	防护等级			
21.13	冷却方式			
21.14	尺寸及重量			
22	环网柜			
22.1	厂家/型号			
22.2	型式			
22.3	额定电压			
22.4	绝缘水平			
22.5	断路器			
	额定电流			
	热稳定电流（4s 有效值）			
	额定峰值耐受电流			
	额定短路开断电流			
	额定短路关合电流			
	合闸时间			
	燃弧时间			

序号	部 件	单位	数值	备注
	开断时间			
	允许开断额定短路电流的次数			
	机械操作寿命（短路开断电流 31.5kA）			
22.6	三工位隔离开关			
	额定电流			
	4 秒热稳定电流（有效值）			
	额定动稳定电流（峰值）			
	机械操作寿命			
22.7	电流互感器			
	额定电压			
	变比（A）			
	额定输出（VA）			
	准确级			
22.8	避雷器			
	额定电压			
	持续运行电压			
	标称放电电流			
	陡波冲击电流下残压 （1/... μ s 5kA）			
	雷电冲击下电流残压 （8/20 μ s 5kA ）			
	操作冲击电流下残压 （30/60 μ s 500A）			
	2ms 方波电流			
23	塔筒			
23.1	材质			
23.2	涂料种类			
23.3	表面防腐处理要求			

序号	部 件	单位	数值	备注
23.4	总长度			
23.5	第一节长度			
23.6	第二节长度			
23.7	第三节长度			
23.8	第四节长度（如有）			
23.9	总重量			
23.10	第一节重量			
23.11	第二节重量			
23.12	第三节重量			
23.13	第四节重量（如有）			
23.14	底部直径			
23.15	顶部直径			
24	重量			
24.1	机舱（不包括下列第 2-5 项）	kg		
24.2	发电机	kg		
24.3	齿轮箱	kg		
24.4	叶片（1 套）	kg		
24.5	轮毂	kg		
24.6	塔筒	kg		
.....			

表 2 动态功率曲线

风速（m/s）	标准空气密度(1.225Kg/m³)			风电场空气密度(Kg/m³)		
	功率（kW）	推力系数		功率（kW）	推力系数	
3			功率曲线图			功率曲线图
4						
5						
6						
7						

8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					

表 3 风电机组不同轮毂高度与相应塔筒数据及理论年发电量

轮毂高度（m）						
节号	上	长度（m）				
		重量（kg）				
	中	长度（m）				
		重量（kg）				
	下	长度（m）				
		重量（kg）				
板材规格型号						
法兰材料规格型号						
塔筒总重量（kg）						
年发电量（单台机组）						

注：1、塔筒节数根据风电机组厂家设计提出；
2、风电场的现场风资源参数由招标人提出；

3、提供相应轮毂高度的塔筒重量和风电机组所发电量数据，最终由招标人选择决定；

4、投标人根据现有的载荷输入条件如实填写相应轮毂高度的塔筒重量，对数据的真实性承担责任，超出重量部分由投标人承担费用。投标人有义务根据详勘资料、水文条件等参数配合设计单位开展一体化设计工作。

附件 2 备品备件、易耗品及专用工具清单

一、备品备件清单

由投标人填写完整详细的备品备件清单：

序号	名称	规格和型号	产地	生产厂家	更换周期
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

二、易耗品清单

由投标人填写完整详细的易耗品清单：

序号	名称	规格和型号	产地	生产厂家	更换周期
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					

三、专用工具清单

由投标人填写完整详细的专用工具清单：

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
1							
2							
3							
4							

序号	名称	规格和型号	单位	数量	产地	生产厂家	备注
5							
6							
7							

附件 3 分包与外购

一、分包情况

投标人要按下列表格填写分包与外购情况表，并报各分包与外购厂家的简要资质情况（包括与本设备的配套业绩）。最后确定的分包商要经招标人认可。

表 1 分包情况表

序号	设备/部组件	型号	单位	数量	产地	厂家名称	交货地点	备注
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								

二、进口情况

涉及进口部件的，投标人要按下列表格填写进口部件情况表

表 2 进口部件情况表

序号	设备/部组件	型号	单位	数量	产地	厂家名称	FOB/ DDP	备注
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								

附件 4 大（部）件情况

投标人应把超级超限的情况详细予以说明

序号	部件 名称	数量	长 × 宽 × 高		重 量		厂家 名称	货物发运 地点	运输方 式	备注
			包装	未包装	包装	未包装				
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										

附件 5 技术差异表

投标人可根据自己情况，充分提供能够说明投标者的风机组件的技术性能资料，并保证其提供设备的性能、特性与以下填写的内容一致。

投标人提供的产品技术规范应与本技术规范中规定的要求一致。若有差异投标人应如实、认真地填写差异值；若无技术差异则视为完全满足本技术规范的要求，且在技术差异表中填写“无差异”。

差异表

序号	招标文件		投标文件	
	条目	简要内容	条目	简要内容
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				

附件 6 附图

附图一： 风电场工程地理位置图

附图二： 风电场布置区域示意图

附图三： 风电场集电线路布置图

附件 7 投标人需要说明的其他问题（质量承诺及售后服务承诺等）

附件 8 微观选址报告

附件 9 投标机型抗台风专题报告

投标机型抗台风专题报告包括但不限于：抗台风设计、现场施工方案、运行期维护保养等。

附件 10 投标机型吊装方案专题报告

附件 11 投标机型运输、存储方案专题报告

附件 12 投标机型运行维护方案专题报告

附件 13 招标人需要的其他专题报告

比如生产排产计划、防腐方案及技术规范书中要求提供的报告和方案

第六章 投标文件格式

招标编号：ZJTY-2025-09-23-001

舟山市普陀 2#海上风电场项目风电
机组（含塔筒）及附属设备

投 标 文 件

第一卷 商务文件

投标人：（盖单位章）

一、法定代表人资格证明或授权委托书

法定代表人资格证明

投标人名称：

姓名： （） 性别： （） 年龄： （） 职务： （） 系 （） 的法定代表人（单位负责人）。

特此证明。

投标人：（盖单位章）

或法定代表人签字：（签字）

日期：

附：法定代表人（单位负责人）身份证复印件。

授权委托书

本人（ ）系（ ）的法定代表人（单位负责人），现委托（ ）为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义签署、澄清确认、递交、撤回、修改舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机组（含塔筒）及附属设备的投标文件、签订合同和处理有关事宜，其法律后果由我方承担。

委托期限： 。

代理人无转委托权。

投标人（盖单位章）：

或法定代表人（签字）：

身份证号码：

委托代理人：

身份证号码：

日期：

附：委托代理人身份证复印件

二、联合体协议书（若需，联合体各方签字盖章后扫描上传）

联合体协议书

____（所有成员单位名称）自愿组成____（联合体名称）联合体，共同参加____（项目名称）____（标段名称）项目投标。现就联合体投标事宜订立如下协议。

1. ____（某成员单位名称）为 ____（联合体名称）牵头人。

2. 联合体各成员授权牵头人代表联合体参加投标活动，签署文件，提交和接收相关的资料、信息及指示，进行合同谈判活动，负责合同实施阶段的组织和协调工作，以及处理与本招标项目有关的一切事宜。

3. 联合体牵头人在本项目中签署的一切文件和处理的一切事宜，联合体各成员均予以承认。联合体各成员将严格按照招标文件、投标文件和合同的要求全面履行义务，并向招标人承担连带责任。

4. 联合体各成员单位内部的职责分工如下：____。

5. 本协议书自所有成员单位法定代表人或其委托代理人签字或盖单位章之日起生效，合同履行完毕后自动失效。

6. 本协议书一式____份，联合体成员和招标人各执一份。

注：本协议书由法定代表人签字的，应附法定代表人身份证明；由委托代理人签字的，应附授权委托书。

联合体牵头人（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

日期：____年____月____日

三、廉政承诺书

廉政承诺书

致：浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司

为配合招标人招标采购活动中的廉政建设，规范双方的各项活动，防止发生各种谋取不正当利益的违法违纪行为，保护国家、企业和当事人的合法权益，根据国家有关法律法规和廉政建设责任制规定，本单位参与采购过程中，保证在项目业务的获取（包括但不限于招标投标等其他采购形式）、合同签订及合同履行等全过程中严格遵守以下规定：

一、严格遵守国家有关法律、法规，相关政策，以及廉政建设的各项规定。严格遵守招标人在廉洁从业方面的各项制度和规定，并主动配合招标人遵守执行。

二、对本单位相关人员进行经常性的廉洁自律教育，并督促其在工作中自觉遵守以下规定：

1. 不得以任何形式向招标人相关人员赠送礼金、礼品、有价证券或其他代币券、贵重物品、好处费、感谢费等。

2. 不得邀请招标人相关人员参加可能对上述招标采购活动公正性、廉洁性产生影响的各种宴请、旅游和消费娱乐等活动。

3. 不得变相采用借款、报销发票、提供交通工具等作为私用或其他手段向招标人相关人员提供不正当利益。

4. 不得在上述招标采购活动中向招标人相关人员许诺提供或为其谋求各类不正当利益，或施加任何形式影响和干扰决策。

5. 本单位及工作人员在招标采购过程中，不得以任何形式向招标人或招标代理机构的相关人员行贿、提供回扣或其他好处费等。

三、如果一旦发现本单位工作人员有违反以上规定行为，本单位将视其情节轻重，按照相关法律法规、国家有关廉政建设的规定及企业内部规章制度予以处理。且一经查实，招标人有权取消我方的候选（或中选）资格，并配合落实进一步的处罚措施。

四、本单位在此承诺，如果招标人相关人员主动索取或故意刁难以变相索取上述任何形式的不正当利益，利用职权要求本单位采购其亲友经营的有关物资，要求代为其亲友安排工作，或推荐采购单位和要求我方购买采购合同规定以外的，本单位将及时向招标人主管部门或纪检监察部门举报，并视招标人需要，积极配合相关的调查取证工作。

五、本承诺书签署后，即对本单位及全体相关人员产生不可撤销的约束力。

投标人（盖单位章）：

日期：

四、商务偏差表

序号	条目 (招标文件)	简要内容 (招标文件)	条目 (投标文件)	简要内容 (投标文件)	备注

注：本单位承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

五、 报价保证金

投标人应在此提供“保证金递交回执”。

六、招标代理服务费承诺函（适用于中标人支付招标代理服务费的）

招标代理服务费承诺函

致：浙江天音管理咨询有限公司

我公司在本标段报价总价中已含招标代理服务费。本单位在此承诺，如在本次招标项目中获中标，本单位将按照招标文件规定的比例计算的金额，向贵方支付招标代理服务费（收费标准详见附表 1，若计算金额不足壹万元人民币的情况按壹万元人民币收取），并在签定合同后，向贵方支付招标代理服务费。

投标单位：

日期：

附表 1：本标段招标代理服务收费标准按“货物”类型收费标准收取，收费基数以中标金额为准，并按差额定率累进法计算。若计算金额不足壹万元人民币的情况按壹万元人民币收取。服务费收取账户以付款通知书为准。

类型 中标金额	货物	服务	工程
100 万元以下	1.5%	1.5%	1.0%
100~500 万元	1.1%	0.8%	0.7%
500~1000 万元	0.8%	0.45%	0.55%
1000~5000 万元	0.5%	0.25%	0.35%
5000 万元~1 亿元	0.25%	0.1%	0.2%
1~5 亿元	0.05%	0.05%	0.05%
5~10 亿元	0.035%	0.035%	0.035%
10~50 亿元	0.008%	0.008%	0.008%
50~100 亿元	0.006%	0.006%	0.006%
100 亿以上	0.004%	0.004%	0.004%

例如：若中标金额为 2000 万元，所属标段属于“货物”类型（仅为举例所用，与本标段无关），则招标代理服务费为： $(100 \times 1.5\% + (500 - 100) \times 1.1\% + (1000 - 500) \times 0.8\% + (2000 - 1000) \times 0.5\%) = 14.90$ （万元）

七、近三年财务状况表

公司状况	20__年	20__年	20__年	说明
总资产				
资产负债率				负债合计/总资产
净资产收益率				净利润/所有者权益合计
现金净流入				
流动比				流动资产合计/流动负债合计
负债合计				
净利润				
所有者权益合计				
流动资产合计				
流动负债合计				

注：提供近三年财务状况表，投标人的成立时间少于规定年份的，应提供成立以来的财务状况表。

八、资格审查及评审打分资料

（一）基本情况表

投标人名称				
注册资金		成立时间		
注册地址				
邮政编码		员工总数		
联系方式	联系人		电话	
	网址		传真	
法定代表人	姓名		电话	
投标人须知要求投标人需具有的各类资质证书	类型： 等级： 证书号：			
近三年营业额（万元）	202_年	202_年	202_年	
投标人关联企业情况 （包括但不限于与投标人法定代表人（单位负责人）为同一人或者存在控股、管理关系的不同单位）				
投标设备/材料制造商名称				
投标人须知要求投标设备/材料制造商需具有的资质证书	类型： 等级： 证书号：			
备注				

注：1. 投标人为企业的，应提交营业执照和组织机构代码证的复印件（按照“三证合一”或“五证合一”登记制度进行登记的，可仅提供营业执照复印件）；投标人为依法允许经营的事业单位的，应提交事业单位法人证书和组织机构代码证的复印件。

2. 如果投标人须知第 1.4.1 项对投标设备/材料制造商的资质提出了要求，投标人应根据投标人须知第 3.5.1 项的要求在本表后附相关资质证书复印件。

3. 若近年来，投标人法人机构发生合法变更或重组或法人名称变更的，应提供相关部门的合法批件或其他相关证明材料。

4. 如投标人无法定代表人的，法定代表人填写单位负责人。

(二) 业绩汇总表

序号	业绩证明 对象	业绩项 目名称	建设单位 (项目业主)	与评审有关的时间、规模、技术指标及其他 要求					是否资格 评审业绩	是否技术 评分业绩
				签约 时间	竣工时间/ 投运时间	规模/数 量/金额	规格型号、 主要技术 指标		
	投标人									
	投标产品 制造商									
	投标产品									
									

附表：业绩情况明细表

业绩汇总表对应业绩序号：_____

业绩证明对象名称				
业绩项目名称				
证明材料清单	证明材料	材料涉及主体		材料签署/生效时间
	____合同	甲方：_____	乙方：_____	
	竣工/验收报告	
			
合同设备/材料名称				
主要规模、数量指标				
合同价格				
规格和型号				
主要性能指标				
项目概况及投标人履约情况				
履约情况证明方：				
联系人及电话：				
备注				

注：1. 每个业绩需提供一份《业绩情况明细表》。

2. 投标人应根据招标公告要求提供相应业绩证明材料。

3. 若提供的业绩证明材料的出具方、证明对象与投标人所列业绩证明对象不一致，投标人应附完整的可证明业绩证明对象和该业绩之间的关联关系的证明材料(包括不限于组织更名材料、分包、外购、委托运营协议等)

（三）检测、试验报告（若需）

（四）制造商授权书（投标人为代理商时提供）

（投标文件委托代理人签字的须提供，按以下格式签字盖章后，以图片形式上传、替换）

制造商授权书

致：_____

我单位_____（制造商名称）是按_____（国家 / 地区名称）法律成立的一家制造商，主要营业地点设在_____（制造商地址。兹授权按_____（国家 / 地区名称的法律正式成立的主要营业地点设在_____（投标人的单位地址的_____（投标人名称）以我单位制造的_____（设备/材料名称）进行_____（项目名称）投标活动。我单位同意按照中标合同供货，并对产品质量承担责任。 授权期限：_____。

投标人名称：_____（盖单位章）

制造商名称：_____（盖单位章）

签字人职务：_____签字人职务：_____

签字人姓名：_____签字人姓名：_____

签字人签名：_____签字人签名：_____

（五）连带责任书及技术支撑承诺函（若需）

该连带责任书及技术支撑承诺函须由设备制造商的法定代表人或授权代表签署，如设备制造商为国内法人的，还须加盖公章。

该连带责任书及技术支撑承诺函须载明：设备制造商同意就卖方在本合同（包括不时进行的修改和补充）项下的责任和义务向买方承担连带责任。

格式由投标人自行设计

（六）关于设备原厂商授权函的承诺函（若需）

致：_____

我公司承诺，在收到中标通知书后 10 天内向贵公司提供招标文件所要求的设备原厂商针对_____项目的授权函和设备原厂商出具的三年售后服务承诺函。若无法在规定的时间内提供，视为我公司放弃中标，同意投标保证金不予退还，给招标人的损失超过投标保证金数额的，同意对超过部分予以赔偿；没有提交投标保证金的，同意对招标人的损失承担赔偿责任。

投标人（盖单位章）：

日期：_____年_____月_____日

（七）承诺函

承诺函一

致：_____

我公司承诺，于 2025 年 12 月 31 日前向招标人提供投标产品的功率曲线、高低电压故障穿越、电能质量及有功无功调节、电网适应性、一次调频、叶片试验等测试报告，否则招标人有权终止合同。

投标人（盖单位章）：

日期：_____年_____月_____日

承诺函二

致：_____

我公司承诺，项目增容增加的同容量单台风机价格与本次中标价一致（包括调价原则），若增容得到批准，在满足法律法规的前提下双方签订补充协议或另行签订合同。

投标人（盖单位章）：

日期：_____年_____月_____日

招标编号：ZJTY-2025-09-23-001

舟山市普陀 2#海上风电场项目风电
机组（含塔筒）及附属设备

投 标 文 件

第二卷 技术文件

投标人：（盖单位章）

一、技术规范

（以招标文件技术规范为准）

制造商主要工艺装备和主要检测设施的拥有情况和现状

产品设计、制造、安装、验收标准

质量手册或关于质量管理、质量体系、质量控制、质量保证的详细介绍

二、技术偏差表

技术偏差表

序号	条目(招标文件)	简要内容(招标文件)	条目(投标文件)	简要内容(投标文件)

注：本单位承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

三、佐证所投品牌的第三方证明文件

《关键部件品牌规格表》和《主要部件品牌规格表》中的部件品牌，投标人在招标文件列明品牌以外选择其他品牌进行报价的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩等第三方证明文件佐证所投品牌与列明品牌为“或相当于”；若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权判定投标人投标品牌为“不相当于”。

品牌 1. 第三方证明文件清单（每个品牌均需提供）

1	部件名称	
2	投标品牌	
3	证明文件清单	
3.1	与该品牌有关的性能指标参数 第三方证明文件	
3.2	该品牌有关的同类型业绩证明 文件	
3.3	其它第三方证明文件	

附：第三方证明文件

品牌 2. 第三方证明文件清单（每个品牌均需提供）

1	部件名称	
2	投标品牌	
3	证明文件清单	
3.1	与该品牌有关的性能指标参数 第三方证明文件	
3.2	该品牌有关的同类型业绩证明 文件	
3.3	其它第三方证明文件	

附：第三方证明文件

四、附表附图-部件品牌响应表

部件品牌响应表

重要部件响应表

序号	部件名称	招标文件规定品牌规格范围 或相当于	部件名称	投标人 所报品 牌规格	备注
1	直驱机型： 发电机轴 承 非直驱 机型：主轴 承	FAG、SKF、罗特艾德、 TIMKEN	关键 部 件		
2	齿轮箱轴 承（如有）	FAG、SKF、NSK、TIMKEN	关键 部 件		
3	发电机	永济（中车）、江苏中车、 湘电、东方电气、上海电气	主 要 部		

			件		
4	发电机出口断路器	ABB、西门子、施耐德	主要部件		
5	变流器	禾望、阳光	主要部件		其中 IGBT 选用英飞凌、东芝或相当于
6	叶片	时代新材、中材科技、明阳新材、东方风电	主要部件		
7	变桨轴承、偏航轴承	罗特艾德（徐州）、成都天马、洛轴、瓦轴	主要部件		
8	升压变、辅助变（如有	ABB、西门子	主要		

)		部 件		
9	环网柜	ABB、西门子、明阳电气	主 要 部 件		其中组合开关选用 ABB 、西门子、施耐德或相 当于
1 0	齿轮箱	南高齿、重齿、德力佳	主 要 部 件		
1 1	偏航驱动	南高齿、重齿、邦飞利	主 要 部 件		
1 2	液压装置	海卓泰克、派克、特力佳、 圣克赛斯，奥特	主 要 部 件		
1	钢板	宝武钢、鞍钢、首钢、南钢、	主		

3		舞钢	要 部 件		
1 4	塔筒	上海泰胜、江苏海力、蓬莱 大金、水电四局	主 要 部 件		
1 5	风电机组 联接用高 强螺栓	上海申光、山东高强、舟山 正源	其 他 部 件		
1 6	塔筒升降 机	翱文狄、HAILO、库珀、3S(中 际联合)	其 他 部 件		含免爬器
1 7	塔筒法兰	山东伊莱特、江阴恒润	其 他 部 件		

1 8	低压柜	ABB、西门子、施耐德	其他 部件		
1 9	风速风向 采集系统	机械式：柯瑞文、贝良 超 声波式：Lufft、Ft、贝良 激光式：Windar、Galion、 Mitsubishi、牧镭	其他 部件		
2 0	动力电缆	中天、亨通、东方、远东、 宝胜、上上	其他 部件		
2 1	升压变测 控保护柜	南瑞继保、国电南瑞、北京 四方、国电南自	其他 部件		
2 2	视频监控 系统	海康威视、大华	其他 部		

			件		
2 3	油漆	佐敦、海虹老人、阿克苏诺 贝尔（国际）、PPG、中远 关西	其 他 部 件		
2 4	激光测风 仪	Windar、Galion、 Mitsubishi、牧镭	其 他 部 件		

五、品牌部件知悉函

知 悉 函

我公司已知悉并理解招标文件第三章评标办法中的下述条款（若与第三章评标办法描述不一致的，以招标文件第三章评标办法的描述为准）：

1. 《关键部件品牌规格表》中的部件（若有）评审说明

（1）若投标人在投标文件中未明确唯一品牌的，作否决投标处理。

（2）投标人所投关键部件品牌在招标文件列明品牌以外的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩等第三方证明文件佐证所投品牌与列明品牌为“或相当于”，经评标委员会判定是否属于“相当于”。如判定为“相当于”，则进行后续评标；如判定为“不相当于”，则作否决投标处理。若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。

2. 《主要部件品牌规格表》中的部件（若有）评审说明

（1）若投标人在投标文件中明确主选品牌的，按主选品牌进行评标。

（2）若投标人在投标文件中列明两个及以上品牌但未明确主选品牌的，按其所投品牌中最低技术水平的品牌进行技术评审，同时扣除相应的报价质量分；

（3）若投标人在投标文件中品牌表述模糊不清，仅以“响应”、“符合要求”等方式进行响应的，视为投标人所投品牌为招标文件列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分；

（4）若投标人在投标文件中列明了一个或多个品牌，且含“或相当于”、“或同等档次”等模糊字眼的，视为投标人所投品牌为投标文件中列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分；

（5）若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩等第三方证明文件佐证所投品牌与列明品牌为“或相当于”；若投标人未提供证明文件的，评标委员会有权直接判定投标人所投品牌为“不相当于”。若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当于”的，评标委员会按下述方式进行处理：

1) 按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价；

2) 按所投品牌技术水平最低的进行评审。

投标人：（盖章）

投标日期：

招标编号：ZJTY-2025-09-23-001

舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机
组（含塔筒）及附属设备

投 标 文 件

第三卷 报价文件

投标人：（盖单位章）

一、投标函

投标函

致：浙江舟山浙新能海上风力发电有限公司

1. 我方已仔细研究了舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机组（含塔筒）及附属设备标段招标文件的全部内容，愿意以人民币（大写）_（¥ 元）的投标总报价，并按合同约定履行义务。

2. 投标文件前后如存在内容不一致的，以投标函为准。

3. 我方承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，我方响应招标文件的全部要求。

4. 我方承诺在招标文件规定的投标有效期内不撤销投标文件。

5. 如我方中标，我方承诺：

（1）在收到中标通知书后，在中标通知书规定的期限内与你方签订合同；

（2）在签订合同时不向你方提出附加条件；

（3）按照招标文件要求提交履约担保；

（4）在合同约定的期限内完成合同规定的全部义务。

6. 我方在此声明，所递交的投标文件及有关资料内容完整、真实和准确，且不存在第二章“投标人须知”第 1.4.3 项规定的任何一种情形。

7. 我方理解，你方并非接受最低价格或可能收到的任何投标函的约束，亦无须负担我们的任何报价费用。

投标人(盖单位章)：

日期：

开标一览表

项目名称：舟山市普陀 2#海上风电场项目风电机组（含塔筒）及附属设备

单位：万元（人民币）

投标报价	小写： 大写：
税率	
备注	

投标单位（盖章）：

日期：

备注：请投标单位按以上格式认真填写，不得随意更改技术规范中要求。

三、价格表

1. 一般要求

1.1 分项价格表中设备分项须与技术规范供货范围中的分项内容相一致。

1.2 当分项价之和与总价不符时，以总价为准并对单价进行修正，但总价金额小数点有明显错误的除外。

1.3 报价币种为人民币，进口部分也应以人民币报价。

1.4 价格表中报价为报价有效期内不变价格。报价有效期内为 90 天

2. 报价表

投 标 价 格 总 表

单位：人民币万元

序号	名 称	合 计	增值税率	备 注
1	设 备 价 格		____%	
	设备本体			详见附表 1
	备品备件			详见附表 2
	专用工具			详见附表 4
2	技术服务费		____%	详见附表5
3	运保费		____%	详见附表6
	总计			

附表1：本体价格分项表

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

附表 2：随机备品备件分项价格表（计入总价，不限于以下项目）

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

附表 3：三年生产运行用备品备件、主要耗材（含一个大修期，不计入总价）

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	更换周期	备注
	小计									

报价有效期：合同设备质量保证期满后三年内

附表 4：专用工具分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								

附表5：技术服务费分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	内 容	人日数	单 价	合 价	备注
1	卖方现场技术人员服务费				
2	培训费				
3	设计联络会费用				
4	其它				
	合计				

附表 6：运保费分项价格表（计入总价）

单位：万元

序号	内 容	价 格	备注
1	大件运输费（包括大件措施费）		若有
2	普通件运输费		
3	保险费		
4	其它		
	合计		

附表 7：进口设备与部件分项价格表

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注

附表 8：国内分包与外购部件分项价格表

单位：万元

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家	单价	合价	备注
	小计								