

招标编号：ZJTY-2025-12-10-009

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市
民勤县独青山 180 万千瓦风电项目风力
发电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设
备 I 标段项目

招 标 文 件

招标人：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司（公章）

2025 年 12 月 10 日

第一章 招标公告/投标邀请函

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备 I 标段招标公告

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备 I 标段已具备招标条件，招标人为甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司，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

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目陆上风电机组（含塔筒、锚栓）。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陆上风电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备、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。

备注：1. 各标段单机容量及机组数量：I 标段：2#场区 6.X MW 机组（风机台数 $\geq$ 80）；II 标段：1#场区 6.X MW 机组（风机台数 $\geq$ 42 台）；7.X MW 机组（风机台数不限），风机总台数 $\geq$ 87 台；III 标段：3#场区 6.X MW 机组（风机台数 $\geq$ 112 台）。

2. 各标段投标风机总容量不低于其对应招标总容量，超过按招标总容量计。
3. 供货范围及主要内容详见技术规范书。

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. 投标人具有单机容量 6.25MW 及以上且累积容量不低于 500MW 的陆上风电机型国内运行业绩【上述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），合同复制件至少包含首页、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. 本次招标不接受代理商投标。

是否接受联合体投标：否。联合体投标的应满足下列要求：

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“浙能集团智慧供应链一体化平台”(<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 12 月 10 日 09 时 00 分至 2025 年 12 月 16 日 17 时 00 分。

3. 招标文件每套售价：50 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 12 月 29 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，“浙能集团智慧供应链一体化平台”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：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

联系人：胡明月

联系电话：19893556050

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司

招标代理地址：杭州市拱墅区华浙广场 1 号华浙大厦 906 室

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/>

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 500 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 12 月 10 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：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司 联系人：胡明月 电话：19893556050
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：万锦然 电话：0571-87897217 邮箱：WANJINRAN@ZNTIANYIN.COM
1.1.4	采购项目名称	甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山180万千瓦风电项目
1.1.5	项目建设地点	甘肃省,武威市,民勤县
1.2.1	资金来源及比例	企业自筹
1.2.2	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山180万千瓦风电项目陆上风电机组(含塔筒、锚栓)。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陆上风电机组(含塔筒、锚栓)及其附属设备、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。 备注: 1.各标段单机容量及机组数量: I标段: 2#场区 6.X MW 机组(风机台数≥80); II标段: 1#场区 6.X MW 机组(风机台数≥42台)、7.X MW 机组(风机台数不限), 风机总台数≥87台III标段3#场区 6.X MW 机组(风机台数≥112台)。 2.各标段投标风机总容量不低于其对应招标总容量,超过按招标总容量计。 3.供货范围及主要内容详见技术规范书。
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)

条款号	条款名称	编列内容
1.3.3	交货地点	详见合同条款
1.3.4	质量要求	具体要求详见第五章 技术标准和要求
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	☒ 否 应满足下列要求：
1.9.1	投标预备会	☒ 不召开 ☐ 召开，召开时间：____ 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	☒ 否 要求如下：
1.11.2	偏差	☐ 不允许 ☒ 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 12 月 19 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	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。 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。 二、潜在投标人应自行关注“浙江能源投标管家”-“本标段项目

条款号	条款名称	编列内容
		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。
3.1.1	构成投标文件的其他资料	☐ 样品（如需），样品要求：____；（种类、型号规格、数量） ☐ 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：是 最高投标限价或其计算方法： ☒ 本次招标最高投标限价为：正式发标时公布。 ☐ 在投标截止时间____日前以补充文件的形式公布。 ☐ 本次招标最高投标限价的计算方法：____
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	☐ 不要求递交投标保证金。 ☒ 要求递交投标保证金。 一、投标保证金的金额：80 万元。 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。 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。 四、投标保证金的缴存方式：电汇、网银或保证保险。 （一）电汇、网银方式缴纳投标保证金流程 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。 备注：银行流水说明 （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： 账户名称：浙江天音管理咨询有限公司

条款号	条款名称	编列内容
		开户行：工商银行杭州市分行西湖支行 银行帐号：1202 0204 1990 0157 384 （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） 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： （1）保险责任开始前，投保人符合退保要求的，请按《投标保证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。 （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。 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 （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。 （4）保险责任开始后，保险费用不再退回。 （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。 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保险的相关事宜，包括但不限于保险理赔等。
3.4.2	投标保证金的退还	一、投标保证金退还（电汇或网银形式） （一）投标保证金退还（沿原路退回交款账户） 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。

条款号	条款名称	编列内容
		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，收到投标人书面通知后 5 日内退还。 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。 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。 （二）联系人及联系方式： 联系单位：浙江天音管理咨询有限公司 联系电话：400-0571515 联系地址：杭州市拱墅区华浙广场 1 号华浙大厦 1107 室
3.4.3	投标保证金 可不予退还的情形	投标保证金可不予退还的情形： （一）投标人在投标有效期内撤销或修改其投标文件的。 （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。 （三）投标人在投标过程中串通投标或弄虚作假的。 （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。 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。
3.5.1	资格审查资料	一、企业法人营业执照。 二、法定代表人资格证明或授权委托书。 三、联合体各方签订的共同投标协议（联合体投标的提供）。 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

条款号	条款名称	编列内容
		标人提供的其他资料。 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）。 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处理。
3.5.2	否决投标的情形	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）。 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。 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。 （一）投标人资格条件不符合国家有关规定的。 （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。 （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。 （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。 （五）联合体投标时未提供联合体协议的。 （六）投标文件载明的交货期不响应招标文件要求的。 （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。 （八）投标报价高于招标文件设定的最高投标限价的。

条款号	条款名称	编列内容
		(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)。 (十) 投标函与开标一览表价格不一致的(小数点错误除外) (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。 (十二) 评标委员会认定属投标人自身原因有重大漏项的。 (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。 (十四) 投标有效期不满足招标文件要求的。 (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。 (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。 (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。 (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。 (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。 (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。 (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。 (二十二) 存在法律、法规、规章规定的其它无效投标情况的。 (二十三) 不满足以下技术要求的将作否决投标处理: 1) I 标段单机容量须为 6. X MW 机组。 2) 投标风机机型必须通过国家认可有

条款号	条款名称	编列内容
		资质或国际公认单位的型式认证或设计评估认证，并出具相关证明文件。 3) 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: i) 供货全部机组的平均可利用率$\leq$98%。 ii) 风电场任意单机的可利用率$\leq$96%。 iii) 风电场任意单机功率曲线的保证值$\leq$96%。 iv) I 标段: 2#场区容量 500MW, 保证年等效满负荷小时数不得低于 2394 小时。 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。
3.6.1	是否允许递交 备选投标方案	☒ 不允许 ☐ 允许
3.7.3	投标文件 签字或盖章要求	一、投标函和报价表须加盖单位公章或法定代表人签字。 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。
3.7.4	投标文件份数	加密电子投标文件一份, 作为投标文件正本。 请在门户首页 (https://zsrcm.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。
4.2.1	投标截止时间	2025 年 12 月 29 日 09 时 30 分
4.2.2	递交投标文件	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。 ☐ 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: ____。
4.2.5	投标文件的拒收情形	一、逾期未上传的投标文件。 二、未加密的投标文件。 三、投标保证金未与所投标段关联的投标文件 四、开标后未在规定时间内完成解密成功的投标文件。
5.1	开标时间和地点	开标时间: 2025 年 12 月 29 日 09 时 30 分 开标地点: 通过“浙江能源投标管家”远程开标。
5.1	参加开标会议的要求	采用“不见面”开标方式, 投标人的代表必须通过“浙江能源投

条款号	条款名称	编列内容
		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。 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。 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。
5.2	开标	一、开标程序 （一）投标人参加开标须携带加密投标文件的 CA 证书用于解密投标文件。（未携带 CA 证书的，可用“投标保障数字信封”解密） （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。 （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。 （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。 （五）投标人对开标有异议的，应通过“浙江能源投标管家”提出。 二、开标特别说明 （一）开标解密使用投标人上传的电子投标文件。 （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。 （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。 （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/w

条款号	条款名称	编列内容
		ebfile/goCA.html) 三、特殊情况处理 (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。 (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。 (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	中标候选人是否公示: 是 公示期限: 3 日 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 中标候选人业绩情况及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。
7.3	定标	是否授权评标委员会确定中标人: ☒是 ☐否 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

条款号	条款名称	编列内容
		定其他中标候选人为中标人，也可以重新招标。
7.5.1	履约担保	是否要求中标人提交履约担保： ☒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> %。 ☐不要求。
10	异议与投诉	一、异议 （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。 （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“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。 （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。 二、投诉 （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。 （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。 （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。 （四）投诉邮箱：ts@zntianyin.com

条款号	条款名称	编列内容
		三、异议和投诉注意事项 （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。 （二）有下列情形之一的异议，招标人有权不予受理 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。 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。 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。 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。 （三）有下列情形之一的投诉，监督部门不予受理 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。 2. 投诉事项不具体，且未提供有效线索，难以查证的。 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。 4. 超过投诉时效的。 5. 已经作出处理决定，并且投诉人没有提出新的证据。 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。 （四）提出投诉的应当知道起始时间界定 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。

条款号	条款名称	编列内容
		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。 3. 对开标的投诉以开标时间为准。 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。
11	是否采用 电子招标投标	☒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。 ☐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	一、前附表中以“□”标识的表示此条款不适用本次招标,以“☒”标识的表示此条款适用本次招标。 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。 三、标书费发票通过“浙能投标管家”“我的订单”下载。代理服务 fee 发票通过“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。 四、串通投标补充说明条款 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。 (一) 不同投标人的投标文件由同一单位或者个人编制。 (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。 (三) 不同投标人委托同一单位或者个人办理投标事宜。 (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。 (五) 不同投标人的投标文件载明的项目管理成员为同一人。

条款号	条款名称	编列内容
		（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。 （七）不同投标人的投标文件相互混装。 （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。 （九）投标人之间协商投标报价等投标文件的实质性内容。 （十）投标人之间约定中标人。 （十一）投标人之间约定部分投标人放弃投标或者中标。 （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。 （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。 五、关于品牌部件的评审说明：详见第三章评标办法。 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。 七、其它说明： I 标段、II 标段、III 标段可兼中兼得。

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
1.1	投标机型业绩	满足资质条件业绩要求，得 1 分；在此基础上每增加 100MW 容量运行业绩，加 0.5 分，最高得分 4 分。	4
1.2	投标机型型式认证	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	投标机型功率曲线测试报告	获得国内具有电能质量及电网适应性检测资质的机构出具的功率曲线测试报告（如投标人有引进的原型机的国外认证书，须提供相应的证明材料），具体应包含以下内容：具有标准功率曲线，得 1 分；具有保证功率曲线（即对应风电场实际空气密度及湍流下的动态功率曲线），得 1 分；具有推力系数(Ct)，得 1 分；具有功率系数（Cp），得 1 分；具有噪音等级，得 1 分；具有电网特性，得 1 分；	6
1.4	本标段进行发电量绝对值担保	对本标段进行发电量绝对值担保，对各投标人的担保发电量进行排名，按排名进行综合打分。	10
1.5	机组可利用率	机组保证可利用率：全部机组承诺平均可利用率达到 96%得 1 分，高于 96%的，平均可利用率每高 0.5%加 1 分，最高得 5 分，不足 0.5%按直线插入法计。	5
1.6	机组安全及稳定性	机组的安全性和稳定性（低温型、防雷、防沙尘、防腐等）：较好者得 3~5 分，一般者得 1~3 分。	5
1.7	风机智能化程度	风机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 1~2 分。	4
1.8	投标机型、方案现场适应性等	根据投标机型、方案的现场情况适应性、合理性，考虑风资源、地形、运输和吊装情况、机组运输方案、对招标人运营维护的有利程度等因素是否适应招标文件要求。综合排序，较好者得 7~11 分，一般者得 4~7	11

		分，较差者得 1~4 分。	
1.9	风机主要部件及系统	风机叶片、主轴承、齿轮箱、发电机、变流器等选用知名品牌，主要部件结构、材质、可靠性和技术先进性等：较好者得 8~12 分，一般者得 5~8 分，较差者得 2~5 分。	12
1.10	风机其他部件及系统	风机偏航系统、变桨系统、冷却系统等其他设备及部件选用知名品牌，设备及部件结构、材质、可靠性和技术先进性等：较好者得 8~12 分，一般者得 5~8 分，较差者得 2~5 分。	12
1.11	风机塔筒结构设计	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 3~5 分，一般者得 1~3 分。	5
1.12	项目优化设计能力	投标人针对本项目优化设计能力、优化措施实施的合理性、可行性及是否有利于节约投资、风机是否具备一定超额发电能力等：优化方案较好者得 2~4 分，一般者 0~2 分；风机具备一定超额发电能力者再得 2 分。	6
1.13	全国产能、备件、配置质量保证	根据投标人总装厂在全国分布和产能、备品备件场分布情况以及储备类别及保障方案进行评分，较好者得 2~4 分，一般者得 1~2 分。	4
1.14	备品备件、专用工具、一般工具价格	根据质保期内和质保期外的备品备件、专用工具及一般工具投标价格从低到高进行排序，较好者得 2~3 分，一般者得 1~2 分。	3
1.15	质保期服务措施	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、运维人员配置：较好者得 3~6 分，一般者得 1~3 分。	6
1.16	各投标人的差异情况	对招标文件完全响应的，得 3 分，一般者得 0~3 分。	3
1.17	增值服务	其他增值服务	2

（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 1.1A 或低于 0.85A 的情况, 分别以 1.1A、0.85A 代入, 计算得出 A1。若存在代入后价格高于 1.1A1 或低于 0.85A1 的, 分别以 1.1A1、0.85A1 代入后, 计算得出 A2, A2 作为最终平均价 A。

a、当 $P=0.85A$ 时, $C=100$;

b、当 $P<0.85A$ 时, 不扣分;

c、当 $P>0.85A$ 时, 每高 1%A 扣 1.2 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：

关键部件品牌规格表

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	叶片	中材、时代新材	0.7	

2	发电机系统	永济（中车）、江苏中车、湘电、上海电气、东方电机、远景能源	0.3	
3	发电机轴承	FAG、SKF、TIMKEN、Rothe Erde	0.3	
4	主轴轴承	NTN、瓦轴、洛轴、徐罗、新强联	0.3	
5	齿轮箱	南高齿、重齿	0.3	
6	变桨轴承	徐罗、成都天马，洛轴、瓦轴、新强联	0.15	
7	偏航轴承	徐罗、成都天马，洛轴、瓦轴、新强联	0.15	
8	变流器	阳光、禾望、维谛	0.3	

（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=60%，Kt=40%

2. 综合评标分 Cv(i)：

综合评分：Cv(i)= Kt*Ct(i)+Kp*Cp(i)+Ce(i)+Cq(i)，其中：

Ct(i) 为第 i 个投标人的技术评分，Kt 为技术分权重；

Cp(i) 为第 i 个投标人的评标价格分，Kp 为价格分权重；

Ce(i) 为第 i 个投标人的不平衡报价评分；

Cq(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：

卖方合同编号：

**甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民
勤县独青山180万千瓦风电项目风力发电机
组（含塔筒、锚栓）及其附属设备
采购合同**

买方：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

卖方：

签约时间：2025 年 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,具有如下含义:

- 1.1 “买方”是指甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司。
- 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。“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。
- 1.9 “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。如果在试运行期内,没有出现额定风速,则试运行顺延 120 小时,如果仍然未出现额定风速,机组运行正常,则视为试运行合格。
- 1.11 “验收”是指卖方提供的设备经安装、调试和试运行,达到合同规定的验收标准而进入质保期的验收。验收证书是表明买方接受验收结果的证明,证书由买方、卖方共同签字。
- 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、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 “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。
- 1.24 “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 “外购件”是指设备生产厂家不自行生产制造，而是从外部合格供应商处采购，用于自身设备组装、生产或维修的零部件、原材料或成品件。
- 1.26 “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，包括因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。
- 1.27 “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，为甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司。
- 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 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资料、技术服务和技术培训。

2.1 合同设备将用于业主所投资的陆上风电项目。

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齐，发生的费用由卖方承担，且不调整合同总价。

3.3 除本合同明确规定应由卖方履行的义务外，卖方还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、经济及稳定运行所必须的其他义务。

4. 合同价格

4.1 本合同含税总价为人民币（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。

上述合同总价包括合同设备（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的费用（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的费用）。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，除非本合同中另有约定，合同总价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间隔未超过一年（含一年）的，塔筒价格不予调差；超过一年的，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整（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 本合同付款使用的货币种类为人民币。

5.2 付款方式：由买方选择通过电汇或网银转账或银行承兑汇票方式付款。

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（合同在签订前需先经买方审核确认内容），经设备监造人员审核确认后（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，具备足够

的分包方违约及风险控制条款，没有可能对项目工程产生实质性不利影响的条款)，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，经买方审核无误后 1 个月内支付该批次风电机组合同设备价格的 30%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 30%的增值税专用发票一份。

5.3.4 竣工验收合格并提交竣工验收报告和竣工结算报告后，买方在收到下列文件并经审核无误后 1 个月内，支付给卖方合同总价的 30%（合计：万元，大写：）作为验收款，所有合同设备的验收证书签发后 30 天内退还卖方履约保函。

- (1)由买卖双方授权代表按合同签署的全部风机验收证书正本一份、副本一份；
- (2)由卖方开具的金额为风电机组合同总价 30%的增值税专用发票一份。

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总价的 10%（合计：万元，大写：）。

- (1)由卖方开具的金额为风电机组对应合同设备价格 10%的增值税专用发票一份。
- (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买方已经签发了最终验收证书 30 天内退还。

5.4 买方收到银行电汇回执单或网银支付日期或银行承兑汇票为实际支付日期。

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，本合同另有约定的除外）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：机位点车板交货。

交货界面：为设备出厂后运输送达交货地点的机位点车板交货，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，在买方按照本合同第 9 条的规定完成现场检验并正式签署接收单前，如产品损坏、丢失或事故等，由卖方负责按照买方要求修理、更换或赔偿。

合同设备收货单位：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司。

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。

卖方需自行详细调查设备出厂点至风电场机位点的交通条件，按照满足叶片、机舱、塔筒、发电机等安全运输条件路线，编制风机设备运输方案。道路改造必须按照满足机舱、叶片、轮毂、塔筒、发电机运输要求编制，并在合理情况下满足叶片、塔筒运输的路况要求。方案包括但不限于道路通行、道路使用、桥梁承重、涵洞及架空线路高度、路政管理特殊要求等情况，针对性提出设备运输保障措施，作为投标技术文件的一部分。如果卖方中标，在接到通知书后的二个月内须向买方提交保证设备运输承诺书。

由卖方设置场外堆场，买方应利用现场条件为卖方提供便利；原则上不在场内设置场内堆场且不进行二次倒运。项目如有特殊要求，需卖方设置场内堆场进行二次倒运，由卖方提供倒运车辆、场内堆场，车辆必须含到达机位点的运输保险，由买方提供吊车、必要的牵引。

在风机开始运输前，卖方要对进场和场内道路进行试车，试车后经过双方讨论确定项目二次整改内容，包括转弯半径、坡度、路面宽度等。若出现道路的转弯半径和坡度不能再进行拓宽和降坡度修复时，卖方必须使用运输车辆发动机功率不小于 480 马力的车型进行运输，运输车辆（包括特种车辆）的费用由卖方负责。

卖方负责场外道路改造（如路政协调、道路拓宽、征林征地、障碍物清除、架空线路改造、相关手续办理等，并承担因此产生的全部费用），满足大型设备（指机舱、轮毂、叶片、塔筒等）运输普通平板车通过、道路损坏修复（含政府要求的行政性收费）、桥梁加固及洒水除尘环保措施等全部事宜并承担全部费用。

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 天内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。

6.6 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) 车号和运单号、交运车站名称；

(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并同步提供电子版，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和电子邮件方式通知买方：

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 卖方应提前 15 天通知买方交运日期。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。如果买方代表不能及时参加检验，经与买方确认后卖方有权发货。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、以及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，用不褪色的油漆（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、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。

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，由卖方负责与责任人、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，相应费用含在合同总价内，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，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。

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，但买方不为有关方违反保密义务承担任何连带或补偿责任。

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之日起 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 买方有权自行或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书面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，费用。

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）。若卖方未按 **9.4.3** 条的规定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监造代表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，卖方还应在风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。

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，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 3 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。设备存在第 9.10，买方有权不签署接收单。

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非买方原因（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，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缺失经买方确认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，双方应共同委托具备检验资质的、业内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、损坏或缺失之后 1 个月，由此产生的制造、修理费用、运费及保险费均由责任方负担。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【】日书面通知买方。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。出厂验收结果不免除卖方在本合同项下的质量保证责任。

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的问题未能在 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缺陷或错误发生之日起的 7 天内完成。

10.4 本合同项下全部风电机组试运行合格后，双方可签署验收证书，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验收证书时可以按合同要求予以接受，但不能视为免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免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（缺陷责任期）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，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。

最后一批合同设备交货之日起的 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，对卖方提出需要进行的检查、试验、再试验，以及需要由卖方负责的修理或更换，在卖方提出请求时，买方应作好安排以便进行上述工作。卖方应负担检查、修理、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 条承担责任。

10.14 如果买方在风机运行全周期的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承担。买方有权对卖方的运维服务进行监督考核。

11. 保证与索赔

11.1 投标机型质量保证期自全部风机完成所有相关涉网试验、通过 240 试运行并签署预验收证书后开始计算，质量保证期内每年考核 1 次，为期 5 年。

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 合同履行期及缺陷责任期内，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，并承担全部费用。更换或修理期限应不迟于缺陷或错误发生之日起的 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且最终验收合格后，由买方在最终验收合格之日起 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。

风机大部件如出现更换或修理，则整台风机自通过买方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 条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，在质保期内合同设备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) 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不低于 96%，整个风场风电机组的年平均可利用率不低于 98%。

如在质保期内达不到上述考核指标，卖方必须检测原因、排除问题。同时，卖方应赔偿买方因此而造成的损失，赔偿金额按如下计算方法：

赔偿金额(元) = (卖方投标年等效满负荷小时数对应发电量 - 当年实际发电量) × 上网电价
其中上网电价定义为当年结算电费除以当年实际上网电量，下同。

此外，如在质保期最后一年达不到上述考核指标，买方将推迟卖方提交的项目最终验收报告书的确认。同时，卖方必须无条件地延长风电机组设备的质量保质期一年，卖方在此期间需采取措施进行检测，排除故障；若仍达不到上述考核指标，卖方必须再次无条件地延长风电机组设备的质量保质期一年，进行风电机组设备的检测，排除故障。

卖方应赔偿买方在延长的质量保质期期间的损失，计算方法如下：

赔偿金额(元) = (卖方投标年等效满负荷小时数对应发电量 - 当年实际发电量) × 上网电价。

若二次延长期后仍不满足上述考核指标，卖方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买方的全部直接费用和买方的实际损失。

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，买方还可选择：

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以及未能按原定合理工期并网的发电营业损失;

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和间接损失费用, 包括但不限于买方为退货机组支付的基础、电缆及施工等配套费用, 机组拆除、回收费用, 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, 以及由于退货导致的并网延后或发电营业损失。

b) 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%。

如果风电机组不能达到保证值, 卖方应在 1 个月内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 IEC 61400-12 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, 买方有权指定中国国家质量检测中心认可的或国际认可检测单位进行检测, 检测费用由卖方承担。

如设备功率曲线不满足考核指标, 卖方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买方的全部直接费用和买方的实际损失。

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。

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) 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%, 每超出 1%, 违约金为本合同总价的 1% (百分之一); 风电场内非风机设备故障引起的发电量损耗不大于 1%, 每超出 1%, 违约金为本合同总价的 1%; 因电网检修引起的发电量损失不大于 2%, 每超出 1%, 违约金为本合同总价的 1%。

签署 11.7a) b) c) d) 款违约金可同时合并计算

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、地震等不可抗因素造成的发电量损失, 经双方协商和评估后, 在当年的考核电量中予以扣除。

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。

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，并有权要求卖方承担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、并网有重大影响的材料迟交超过 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 5 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 万元的违约金。

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 万元的违约金。

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，买方在收到期限、金额等均符合要求的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、执行费等一系列相关费用。

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 本合同总价为含税价。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）已全部包含在合同总价内，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）签字并加盖公章或合同专用章。

15.1.2 合同生效以买方发出书面生效通知为前提条件。

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，卖方应在发出上述修改建议的同时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）签字并加盖公章或合同专用章后生效，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买方认可的纠正计划，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，买方有权自暂停通知到达卖方之日起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范围以外的设备，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 若因政策处理等原因导致项目无法建设实施的，买方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额 10% 的违约金。

16.7 如果卖方破产、产权变更（包括被收购、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管理人或合同权益归属人终止合同，或选择向该破产管理人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，使其能顺利迁出上述这类设计、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能预见，在合同履行过程中不能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起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。

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：

设备的损坏在买方按照合同第 9.9 条规定完成现场检验并签署接收单前由卖方承担，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。如果同一文件的不同版本有不一致或模糊时，以订立时间在后者为准。

19.3 除本合同另有规定外，任何一方在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 的外，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。

买方地址：

卖方地址：

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 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
	备品备件			详见附表
	专用工具			详见附表
2	技术服务费		____%	详见附表
3	运保费		____%	详见附表
	总计			

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、见索即付的银行保函；
- 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：

本次采购的标的为甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目陆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人员动态管理台账。

2.2 负责按照建设部《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》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 卖方及下游供应商作业人员，应按规定持有培训合格证，参加内部安全教育及培训，确保熟悉作业区域的气象、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针政策和法令法规，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、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、车辆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，应建立车辆值守制度，施工过程中车辆抛锚期间，应当安排人员值守瞭望，避免发生安全事故。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等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

第五章 技术标准和要求



**甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县
独青山 180 万千瓦风电项目风力发电机组
(含塔筒、锚栓) 及其附属设备技术规范**

编 制：_____
会 签：_____
审 核：_____
审 定：_____
批 准：_____

甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

2025 年 12 月

目 录

第 1 章 总则.....	1
1.1 工程概况.....	1
1.2 风能概况.....	1
1.3 地质概况.....	4
第 2 章 供货范围.....	5
2.1 供货范围.....	5
2.2 供货范围界定.....	14
第 3 章 技术标准.....	16
第 4 章 设备技术性能要求.....	22
4.1 涉网技术规定.....	22
4.2 风电机组.....	28
4.3 中央监控系统.....	76
4.4 塔筒.....	84
4.5 基础.....	93
第 5 章 技术资料.....	94
5.1 投标人需提供的技术资料.....	94
第 6 章 设备监造、设备性能考核和验收.....	99
6.1 设备监造.....	99
6.2 出厂验收.....	104
6.3 风电机组安装.....	105
6.4 风电机组调试和试运行.....	107
6.5 质量保证期风电机组考核.....	111
6.6 最终验收.....	117
第 7 章 技术服务、培训和设计联络.....	118
7.1 技术服务.....	118
7.2 培训.....	122
7.3 设计联络会.....	125
第 8 章 设备交货进度.....	126
8.1 概述.....	126
8.2 交货进度.....	126
第 9 章 设备装载运输、运维要求和售后服务.....	128

9.1 装载运输要求.....	128
9.2 运维要求.....	130
9.3 售后服务.....	135
附件 1 产品说明一览表.....	137
附件 2 备品备件、易耗品及专用工具清单.....	148
附件 3 分包与外购.....	149
附件 4 大（部）件情况.....	150
附件 5 技术差异表.....	151
附件 6 风电场地理位置及布置区域附图.....	152
附件 7 投标人需要说明的其他问题.....	153
附件 8 风机点位数据（初步选址）.....	154
附件 9 投标机型抗风力专题报告.....	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 防沙尘专题报告.....	166
附件 14 测风塔数据.....	167
附件 15 主轴承选型专题报告（投标人提供）.....	169

第 1 章 总则

1.1 工程概况

本项目位于甘肃省武威市民勤县红沙岗镇北侧约 12km 处的独青山基岩剥蚀丘陵区，场址区海拔约为 1420~1910m。项目场址呈不规则形状，场址北侧紧临武威市与内蒙古自治区省界交界处，东南侧靠近连古城保护区，场址靠东侧有 S212 省道穿越，与红沙岗镇直线距离约 20km，场址东距民勤县 62km，南距金昌市 77km，场址区与其他红沙岗百万基地风电场的场内道路及县道 X766、省道 S212 相通，对外交通便利。

本项目规划装机容量 1800MW，拟安装单机容量分别为 6.X MW 和 7.X MW 的风电机组，总台数 279 台。其中 I 标段：2#场区单机 6.X MW（台数不大于 80 台），总容量为 50 万千瓦的风电机组；II 标段：1#场区单机 6.X MW（台数不大于 42 台）、单机 7.X MW（台数不限），总台数不大于 87 台，总容量为 60 万千瓦的风电机组；III 标段：3#场区单机 6.X MW（台数不大于 112 台），总容量为 70 万千瓦的风电机组。

主要使用环境条件如下：

序号	名称		单位	招标人要求值
1	周围空气温度	极端最高气温	℃	+ 45
		极端最低气温		- 30
2	海拔		m	≤ 2000
3	地震基本烈度		级	VII

1.2 风能概况

依据 NB/T 31147-2018《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》标准中风功率密度等级划分标准，本风电场风功率密度等级在 D-1-2 级之间，具有一定的开发价值。

（1）风电场为山地风电场，海拔在 1420m~1910m 之间，场区以低山丘陵、沙地等为主，场区内风能资源分布不均，针对低山丘陵区域较复杂的地形采用 3km 作为测风塔代表范围，针对平地沙地区域简单的地形采用 5km 作为测风塔代表范围。本风电场初步布置 279 个风机点位，230001#、230002#、230003#、230004#、230005#、230006#、230007#、230008#、230009#、230010#、230011#、230012#，240426#、240427#、240428# 测风塔代表范围内共覆盖 188 个风机点位，测风塔对场区风资源具有一定的代表性。

（2）230001#、230002#、230003#、230004#、230005#、230006#、230007#、230008#、

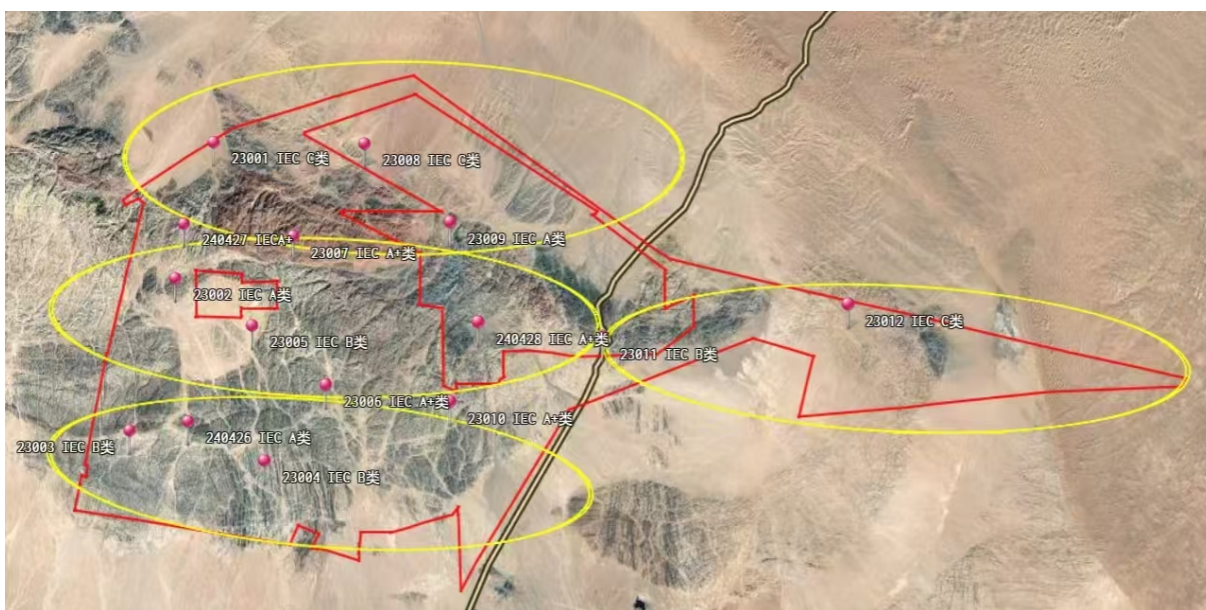
230009#、230010#、230011#、230012#、240426#、240427#、240428#测风塔 130m、140m、160m 预安装轮毂高度平均风速分别在 5.43~6.88m/s、5.56~6.97m/s、5.78~7.12m/s 之间，风功率密度分别在 150W/m²~327W/m²、161W/m²~344W/m²、181W/m²~365W/m² 之间。

测风塔	风速 (m/s)					风功率密度(w/m ²)					风功率密度等级
	130m	140m	160m	最小月份	最大月份	130m	140m	160m	最小月份	最大月份	
230001	5.72	5.79	5.91	1 月	12 月	216	222	236	10 月	12 月	D-3
230002	5.97	6.07	6.21	1 月	12 月	396	415	243	10 月	12 月	D-3
230003	5.83	5.92	6.03	1 月	5 月	205	214	226	10 月	12 月	D-2
230004	5.89	5.99	6.12	1 月	5 月	211	221	236	10 月	12 月	D-2
230005	5.98	6.08	6.26	1 月	12 月	214	225	244	10 月	12 月	D-3
230006	5.68	5.77	6.02	1 月	5 月	174	183	208	10 月	12 月	D-2
230007	5.43	5.56	5.78	10 月	12 月	150	161	181	10 月	12 月	D-1
230008	6.04	6.13	6.25	10 月	12 月	251	263	278	10 月	12 月	D-3
230009	5.8	5.9	5.93	10 月	12 月	199	209	212	10 月	12 月	D-2
230010	5.58	5.67	5.95	1 月	5 月	163	171	197	1 月	12 月	D-1
230011	6.25	6.36	6.53	1 月	5 月	232	243	263	10 月	12 月	D-3
230012	6.88	6.97	7.12	10 月	12 月	327	344	365	10 月	12 月	D-2
240426	5.65	5.73	5.84	12 月	4 月	188	195	206	12 月	4 月	D-2
240427	6	6.07	6.37	7 月	4 月	196	203	233	7 月	4 月	D-2
240428	5.68	5.78	6.01	12 月	4 月	169	178	200	10 月	4 月	D-2

(3) 230001#、230002#、230003#、230004#、230005#、230006#、230007#、230008#、230009#、230010#、230011#、230012#、240426#、240427#、240428#测风塔主要风向为 WNW、NW、ESE、SE、E；主要风能方向为 WNW、NW、ESE、NNW，风能风向集中，有利于提升风能利用。

(4) 230001#、230002#、230003#、230004#、230005#、230006#、230007#、230008#、230009#、230010#、230011#、230012#、240426#、240427#、240428#测风塔分析平均风速为 15±0.5m/s 时和平均风速为 15±0.5m/s（70%分位数）时高层通道湍流强度，结合测风塔各高度湍流强度曲线与 IEC 正常湍流模型曲线，为了最大限度地利用风电场的风能资源，同时保证风力发电机组的安全可靠运行，项目东区（S212 东侧）结合 230011#、230012#测风塔各高度湍流强度曲线与 IEC 正常湍流模型曲线和平均湍流强度值，本阶段推荐项目东区选用 IECB 类及以上风电机组；项目西区（S212 西侧）北部结合 23001#、

23008#、23009#测风塔各高度湍流强度曲线与 IEC 正常湍流模型曲线和平均湍流强度值，本阶段推荐项目西区北部选用 IECA 类及以上风电机组；项目西区（S212 西侧）中部结合 23002#、23005#、23007#、240427#、240428#测风塔各高度湍流强度曲线与 IEC 正常湍流模型曲线和平均湍流强度值，本阶段推荐项目西区中部选用 IECA+类及以上风电机组；项目西区（S212 西侧）南部结合 23003#、23004#、23006#、230010#、240426#测风塔各高度湍流强度曲线与 IEC 正常湍流模型曲线和平均湍流强度值，本阶段推荐项目西区南部选用 IECA+类及以上风电机组。最终各机位点处机型的选取由风机厂家微观



选址并进行机组安全性复核后确定。

（5）综合考虑五倍风速法、五日最大风速法、极端风速模型（EWM）计算结果，从机组安全角度出发，现阶段暂选取五日最大风速法下 130m、140m、160m 标准空气密度下 50 年一遇最大风速分别取 38.23m/s、38.71m/s、39.57m/s 作为风电场 50 年一遇最大风速。依据 IEC 61400-1（2019 Edition）风力机等级划分标准，本风电场采用 IEC II 类及以上等级的风力发电机组。

（6）本次根据民勤气象站多年实测统计，多年平均气温为 9.0℃，多年极端最低气温为-29.5℃，多年沙尘暴天数 13.2 天。场区海拔高于气象站海拔，场区内极端最低气温将低于气象站极端最低气温-29.5℃，考虑低温环境对风电机组安装、运行和维护的影响，结合周边项目，本阶段暂推荐选择低温型(-30℃~+40℃)风电机组，待机型确定后需请投标人复核极端气温适用性。风电机组作为风电场的核心发电单元，其机舱内部部件、

叶片均易受风沙侵袭，投标人应充分考虑本风场风沙灾害的不利影响，选用具有抗风沙性能的风电机组，并在项目建成运营阶段制定相应的应对措施。

1.3 地质概况

(1) 拟建场址区地貌属基岩剥蚀丘陵、洪积倾斜平原和沙漠，无活动性断层从场址区通过，且未发生过大于 6 级以上的破坏性地震，区域构造稳定性较好。

(2) 拟建风电场址区基岩剥蚀丘陵区场地类别为 I 1 类，大部分区域属抗震一般有利地段，局部区域山梁呈条嘴状突出，属建筑抗震不利地段；倾斜平原场地和沙漠场地类别为 II 类，属建筑抗震有利地段。

(3) 场区西侧地震基本烈度为 VII 度，II 类场地基本地震动峰值加速度 0.15g，地震动反应谱特征周期为 0.40s，地震分组为第三组；场区中部地震基本烈度为 VII 度，II 类场地基本地震动峰值加速度 0.10g，地震动反应谱特征周期为 0.40s，地震分组为第三组；场区东侧地震基本烈度为 VI 度，II 类场地基本地震动峰值加速度 0.05g，地震动反应谱特征周期为 0.40s，地震分组为第三组。

(4) 场址区不良地质作用主要表现为崩塌、泥石流及沟道洪水。

(5) 风机位选址远离崩塌不稳定地段。

(6) 风电机组可采用天然地基，以场址区基岩强风化下部或中等风化层为基础持力层，基础型式可采用钢筋混凝土扩展基础，其中东侧移动沙丘区域、原河谷两侧区域及部分揭露黏性土区域，土层厚度大承载力不足，采用桩基础。

(7) 风场区地下水埋藏深，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。场区土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋有腐蚀性。根据土壤电阻率测试成果，场地土对钢结构具有微腐蚀性，应采取必要的防护措施。

(8) 本工程混凝土人工骨料及成品混凝土可从红沙岗镇购买。施工用水和生活用水可在红沙岗镇购买自来水使用。

第 2 章 供货范围

投标人提供单机容量分别为 6.XMW、7.XMW 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陆上风电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备、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

I 标段：2#场区单机 6.X MW（台数不大于 80 台），总容量为 50 万千瓦的风电机组；II 标段：1#场区单机 6.X MW（台数不大于 42 台）、单机 7.X MW（台数不限），总台数不大于 87 台，总容量为 60 万千瓦的风电机组；III 标段：3#场区单机 6.X MW（台数不大于 112 台），总容量为 70 万千瓦的风电机组。投标人按标段提供全新制造、技术先进、性能稳定、安全可靠、包装完整的成套并网型陆上风电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备、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（关键设备厂家） 或相当于
1	风电机组设备（包括但不限于以下）					
1.1	发电机系统（含冷却装置）		套/台	投标人填写		永济（中车）、江苏中车、湘电、上海电气、 东方电机、远景能源
	发电机轴承		套/台	投标人填写		FAG、SKF、TIMKEN、Rothe Erde
	出口断路器（如有）		套/台	投标人填写		ABB、西门子、施耐德
1.2	风轮系统					
	叶片		套/台	投标人填写		中材、时代新材
	轮毂		套/台	投标人填写		
1.3	齿轮箱		套/台	投标人填写		南高齿、重齿
	齿轮箱轴承		套/台	投标人填写		FAG、SKF、TIMKEN、NSK
1.4	变流器		套/台	投标人填写		禾望、阳光、维谛
	核心部件（功率模块）					英飞凌、富士、东芝
1.5	补偿电容		套/台	投标人填写	根据风机情况配置	
1.6	主轴及主轴承	主轴承	套/台	投标人填写		NTN、瓦轴、洛轴、徐罗、新强联
		主轴	套/台	投标人填写		
1.7	传动/制动系统	联轴器	套/台	投标人填写		德国 GAT、上海晟达、开天传动
		制动器	套/台	投标人填写		
1.8	变桨系统		套/台	投标人填写		
	变桨轴承		套/台	投标人填写		徐罗、成都天马，洛轴、瓦轴、新强联
1.9	偏航系统		套/台	投标人填写		

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家）或相当于
	偏航电机	套/台	投标人填写		ABB，施耐德、西门子
	偏航轴承	套/台	投标人填写		徐罗、成都天马，洛轴、瓦轴、新强联
1.10	润滑冷却系统	套/台	投标人填写		
1.11	液压装置	套/台	投标人填写		海卓泰克，派克，特力佳
1.12	主控系统	套/台	投标人填写		
	主控制器	套/台	投标人填写		
1.13	机舱和机座	套/台	投标人填写	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	
1.14	随机配套工具	套/台	投标人填写	常用运行检修工具和易损配件等	
1.15	风电机组连接用高强螺栓	套/台	投标人填写	高强螺栓（叶片与轮毂、轮毂与机舱、机舱与塔筒顶法兰之间）及其检验试验。	上海申光、山东高强、舟山正源、陕西海丰
1.16	塔筒升降机	套/台	投标人填写		翱文狄、HAILO、库珀、3S
1.17	免爬器	套/台	投标人填写		翱文狄、HAILO、库珀、3S
1.18	机舱罩/轮毂罩	套/台	投标人填写		双一、九鼎、耀华玻璃钢
1.19	驱鸟器	套/台	投标人填写	为保护当地生态环境,当地行政主管部门如有要求,卖方应在机舱适当位置配置符合环保要求的反光型、超声波型或其他型式的驱鸟器(具体方案请卖方在投标文件中专题论述),减少风轮系统对鸟类的伤害,保护鸟类资源。	
2	塔筒（包括且不限于以下）				
2.1	塔筒	套/台	投标人填写		天顺、泰胜、海力、大金
2.2	塔筒法兰	套/台	投标人填写		山东伊莱特、江阴恒润、丹东丰能

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家） 或相当于
2.3	钢板		投标人填写		宝武钢、鞍钢、首钢
2.4	油漆		投标人填写		海虹、佐敦、PPG、阿克苏诺贝尔（国际）
2.5	基础锚栓及锚板	套/台	投标人填写		中船重工、宁波大智、江苏中成
3	附属电气系统（包括且不限于以下）				
3.1	低压柜（如有）	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求	断路器 ABB，西门子，施耐德
3.2	辅助变压器	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求	
3.3	主控柜	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求	
3.4	动力电缆及控制电缆、通信光缆、电线	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求，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人提供，风机动力电缆采用铜缆，控缆采用多芯铜缆。	动力电缆： 中天、亨通、远东、宝胜、上上
3.5	照明	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求	
3.6	检修电源箱	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求； 功能要求：具备一机一闸一保护	
3.7	UPS 电源	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求 风电机组辅助电源（为机组自身供电）。蓄电池的时长不少于 30min。蓄电池在环境温度 20℃~25℃时的浮充运行寿命应不少于 18 个月。需将 UPS 监视功能、蓄电池监视功能接入 SCADA 系统。	
3.8	防火封堵（包括电缆防火和盘柜接口防火封堵等）	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求	
3.9	与外部光缆连接的控制通信保护系统	套/台	投标人填写	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	
4	风电机组监控系统（WEC）	套/台	投标人填写	满足范围内的设计要求，须配置不少于 2 台	

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家）或相当于
				（每 20 万容量）已预装软件的调试用笔记本电脑，并对调试软件在全寿命周期内免费升级。	
5	中央监控系统（SCADA）	套	1	（1）1 套 SCADA 系统（含服务器、计算机、交换机、控制柜、4200×2025mmLED 显示屏等），风机监控工作站不少于 3 台。 （2）SCADA 系统应能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。 （3）服务器和工作站设备均要求采用国产安全操作系统和国产设备。 （4）中控采用的服务器、交换机等监控设备具备双电源功能。	
6	风电机组辅控系统	套/台	投标人填写	含各类子系统，包括服务器、工作站、网络设备及配套屏柜等，应选用优质知名产品；服务器、工作站、网络设备应采用国产安全操作系统和安可设备。	
6.1	在线油品状态监测系统	套/台	投标人填写	须能连续监测齿轮箱油清洁度、粘度、水分含量和金属颗粒含量，并能输出实时的齿轮箱和润滑油健康状态预警信息和原因分析报告。	
6.2	螺栓监测分析系统	套/台	投标人填写	须能识别叶根螺栓、变桨轴承连接螺栓、主轴连接螺栓、塔筒法兰螺栓松动及断裂	
6.3	在线绝缘检测系统	套/台	投标人填写	能够实现在线全自动监测绝缘电阻。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。	
6.4	传动链振动状态监测	套/台	投标人填写	须能识别叶轮不平衡，主轴不对中，须能定位主轴承损伤位置（如内圈、外圈、滚动体、保持架）。	

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家）或相当于
				须能实现齿轮箱各级啮合状态的连续监测，须能识别和定位齿轮箱损伤位置，须能识别和定位齿轮箱内轴承及行星轴轴承损伤位置。 须能定位发电机轴承损伤位置。	
6.5	塔筒及基础结构健康监测	套/台	投标人填写	须能探测塔筒固有频率的变化，须能实时监测塔筒倾角的变化，须能够对塔筒的弯曲变形进行评估。在塔筒倾斜角度超出标准时，系统应及时给出报警。 须能监测基础晃动位移、基础不均匀沉降，须能实现基础变形趋势分析。	
6.6	风速风向采集系统	套/台	2	1 套机械式测风风速量程不小于 30m/s 1 套超声波测风风速量程不小于 75m/s	机械式：柯瑞文、贝良 超声波式：Lufft、Ft
6.7	音视频监控系统	套/台	1	每台风机 1 套监控设备，塔筒底部内部安装一个摄像头，塔筒底部外部安装一个摄像头，机舱安装 2 个带红外、测温的 360 旋转摄像头，机舱外部安装一个摄像头。塔筒门安装一个开关报警装置。在独立的监控系统装置上显示并具备声光报警传输及语音对讲功能。风机通信光纤等硬件配置必须满足传输需求。	海康威视、大华
6.8	叶片净空系统	套/台	1	叶片净空监控系统可实现在任意气象条件包括但不限于晴天、雨天、薄雾、雪天的叶片净空值的实时、准确、稳定测量，通过对叶片净空值的监测，可实时对净空进行预警处理。机组净空值达到危险范围时，可通过整机控制系统的执行单元收桨避免叶片扫塔。当出现净空报警事件，系统可自动记录事件前后各不少于 10 秒的原始数据，用于后续分析。净空系统的数据监测稳定性，数	

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家）或相当于
				据可利用率不应低于 95%，平均误差不超过 50cm。 净空装置可采用以下技术之一或其组合：视频图像识别、气象毫米波雷达技术及 9 线以上激光雷达技术。	
6.9	叶片光纤载荷监测	套/台	1	抑制大叶轮高塔架风切变带来的不平衡载荷，降低关键部件疲劳载荷，提升部件可靠性。	
6.10	叶片振动监测	套/台	1	须能识别叶片结冰、叶片裂纹前缘损伤、后缘开裂、雷击损伤、内部腹板和主梁裂纹、粘接区域裂纹、叶轮不平衡、桨角偏离等典型故障	
6.11	机舱式测风激光雷达	套	每 1 台配 1 套	实现前馈控制、偏航校正和尾流优化场控，从而降低机组荷载和振动，提高发电效率及发电量 AEP，保证机组安全运行。	
6.12	纵向加密系统	套/台	1	每台机组配置 1 套微型纵向加密装置，升压站配置 1 套千兆纵向加密装置	
6.13	无线网络系统	套/台	投标人填写	风机塔筒顶层平台区域至一层平台各区域分别安装 AP，组建独立 WIFI 网络系统，确保整个风机（含塔筒内部）WIFI 覆盖。	
7	风电机组自动消防系统	套/台	投标人填写	含火灾自动探测报警系统和自动灭火装置，必须承诺通过所有的消防验收。	
7.1	火灾自动探测报警系统	套/台	投标人填写		
7.2	自动灭火装置	套/台	投标人填写	主动式消防系统，灭火介质为气溶胶（覆盖机舱、塔筒内设备层、各类电器柜、动力电缆接头处（温度感应贴或温度监测设备）），含塔架内平台配置 2 瓶 5 公斤手提式磷酸铵盐灭火器（ABC 干粉 MF/ABC4）及两个消防过滤式自救呼吸器。	

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家） 或相当于
8	风电功率预测系统				国能日新、东润环能
8.1	风电功率上报系统设备	套	1	含服务器、工作站、网络设备、二次安全防护设备及配套屏柜等；预测服务器应为主备机配置（部署双机冗余热备软件），服务器、工作站、网络设备、二次安全防护设备应采用国产安全操作系统和安可设备。	
8.2	实时气象数据采集系统	座	1	含 3 座新建测风塔及塔上五层传感器	
8.3	气象数据费用	项	1	五年以内免费，每年费用单独报价	
9	防雷保护装置	套/台	投标人填写	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	
10	风机内逃生系统	套/台	投标人填写	机舱内紧急逃生装置	
11	防跌落保护装置	套/台	投标人填写		
12	机舱内/外辅助起吊设备	套/台	投标人填写		
13	专用工具				
13.1	吊装工具	套	10	免费租借	
13.2	施工专用工具	套	10	包括但不限于 10 套拉伸工具、10 套力矩扳手、10 套液压泵等附件、各种规格扳手	
13.3	运行、维护专用工具	套	10	在项目移交生产前到货	
13.4	五点式安全带	套	10	含防跌落保护滑块	
14	工厂验收、包装、运输到目的地	套/台	投标人填写	包含可供运输支架、存放支架等	
15	随机备品备件、随机易耗品等	项	1		
15.1	随机备品备件	年期	5	质保期内正常运行和维护的备品备件	
15.2	随机易耗品	年期	5	质保期内正常运行和维护的易耗品	

序号	名称	单位	数量	备注	推荐设备厂家（关键设备厂家） 或相当于
15.3	质保期满提交的备品备件	套	1	按照质保期内实际使用种类与数量提供	
16	5年质保期内备品备件和易耗品	项	投标人填写	提供正式的整机备品备件及易耗品清单	
17	润滑油（脂）	套	1	质保期内正常运行和维护的润滑油（脂）	克鲁勃、埃尔夫、埃克森美孚
18	技术资料及技术服务				
18.1	技术资料	套	10	包括制造、安装、组装的细部详图及技术规范等、本次投标的相关技术文件（包括载荷计算书）	
18.2	技术服务	项	1	技术交底和技术服务等	

注：投标人填写应根据投标机型容量、投标方案和招标容量要求自行确定具体数量。

2.2 供货范围界定

2.2.1 投标人负责提供风电机组及配套的中央监控系统、自动消防系统、能量管理系统、在线状态监测系统、视频监控系统、风电功率预测系统（含配套施工）、机舱环境监控系统以及其他为确保风电机组完整功能而配备的器件及附件等。

2.2.2 塔筒：塔筒筒体、法兰、塔筒间密封圈、塔筒内平台、内部爬梯、门框、门、外部爬梯、电缆支架、升降机、免爬器、锚栓笼、螺栓螺帽其他塔筒内附件等所有结构件均由投标人采购并提供，并负责提供塔筒的监造。

2.2.3 电气一次：投标人负责提供机舱及塔筒内全部的电气一次设备及线缆。就地电源柜、变流柜等应做具体说明，包括位置等；交流不间断电源（UPS）具备向控制系统、塔内照明系统供电、招标人指定的其他设备供电功能（具体由设计联络会时确定）。

2.2.4 电气二次：投标人负责提供机舱及塔筒内全部的电气二次设备及线缆。投标人提供风电机组至监控中心之间光缆的型号和技术要求。风电场网络拓扑图由投标人负责设计，经招标人委托的工程设计单位确认后实施。

2.2.5 投标人负责提供风电机组的监控系统和辅控系统，至少包括就地控制单元、服务器、工作站、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、适配器及跳线、多套 OPC 网关机及相应接口等设备。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，由招标人提供。系统数据需要上送招标人设置的智能监控一体化平台和集控中心，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集控中心可实现实时监控，风机启停控制、故障预警及远程诊断等功能。在电网或招标人有风机所有状态信息与运行信息上送需求时，投标人必须无条件免费配合招标人实现信息接入电网或招标人要求的业务和系统。本项目三个标段风机各类辅控系统（含硬件设备、软件平台、通信模块及配套组件）分别采用同一品牌、同一技术体系产品，确保系统架构兼容、数据交互无缝、运维标准统一。投标人提供的各类辅控系统应由招标人书面确认。

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，在塔筒底部应预留接地端子。风电机组基础接地由招标人负责。

2.2.7 交货位置为招标人指定机位点交货，运输、堆放场地及设备支架由投标人提供，运输途中所涉及到的障碍物清理和修复费用，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。

2.2.8 投标人在风电场预留全数字视频安防监控系统接口并配合相关施工工作。
(具体方案第一次设计联络会确定)

2.2.9 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）。

2.2.10 专用工具：投标人免费租借满足现场施工要求的吊装工具，用于风电机组及塔筒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。

2.2.11 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）。

2.2.12 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

除非本规范对标准和规程另有规定，在本项目所使用和提供的所有设备、器件、材料和所有设计、计算、试验、制造及测试验收应符合以下最新版本的标准和规程或经批准的其他标准或同等的适用于制造国的其他相关标准。投标人提供的整套风电机组及附属设备应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、制造和调试。投标人应在各方面反映出风电机组制造领域内的最新技术及其控制软件升级换代的最新技术。

目前国际上通用的规范标准主要是由 IEC（国际电工技术委员会）制订的技术规范和标准；国际、国内通用的规范标准如下：

CEE	电气设备验收规则国际委员会
IEC	国际电工技术委员会标准
ISO	国际标准化组织标准
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
GB	中国国家标准
DL	中国电力行业标准
NB	中国能源行业标准
JB	中国机械行业标准
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	丹麦科技部国家实验室标准
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
FD	中国风力发电行业标准

风电机组部件的制造和整机的总装应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，投标人应就可能影

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。

主要的标准和规范如下：

标准编号	标准名称
GB/T 10068	轴中心高为 56mm 及以上电机的机械振动 振动的测量、评定及限值
GB/T 18451.1	风力发电机组 设计要求
GB/T 18451.2	风力发电机组 功率特性测试
GB/T 19071.1	风力发电机组 异步发电机 第 1 部分：技术条件
GB/T 19071.2	风力发电机组 异步发电机 第 2 部分：试验方法
GB/T 19072	风力发电机组 塔架
GB/T 19073	风力发电机组 齿轮箱设计要求
GB/T 19568	风力发电机组 装配和安装规范
GB/T 19960.1	风力发电机组 第 1 部分：通用技术条件
GB/T 19960.2	风力发电机组 第 2 部分：通用试验方法
GB/T 19963.1	风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电
GB/T 20319	风力发电机组 验收规范
GB/T 20320	风力发电机组 电能质量测量和评估方法
GB/T 21407	双馈式变速恒频风力发电机组
GB/T 22516	风力发电机组 噪声测量方法
GB/T 23479.1	风力发电机组 双馈异步发电机 第 1 部分：技术条件
GB/T 23479.2	风力发电机组 双馈异步发电机 第 2 部分：试验方法
GB/T 25381	风力发电机组 系列型谱
GB/T 25383	风力发电机组 风轮叶片
GB/T 25384	风力发电机组 风轮叶片全尺寸结构试验
GB/T 25385	风力发电机组 运行及维护要求
GB/T 25386.1	风力发电机组 变速恒频控制系统 第 1 部分：技术条件
GB/T 25386.2	风力发电机组 变速恒频控制系统 第 2 部分：试验方法
GB/T 25387.1	风力发电机组 全功率变流器 第 1 部分：技术条件
GB/T 25387.2	风力发电机组 全功率变流器 第 2 部分：试验方法
GB/T 25388.1	风力发电机组 双馈式变流器 第 1 部分：技术条件
GB/T 25388.2	风力发电机组 双馈式变流器 第 2 部分：试验方法
GB/T 25389.1	风力发电机组 永磁同步发电机 第 1 部分：技术条件
GB/T 25389.2	风力发电机组 永磁同步发电机 第 2 部分：试验方法
GB/T 25390	风力发电机组 球墨铸铁件

标准编号	标准名称
GB/Z 25425	风力发电机组 公称视在声功率级和音值
GB/Z 25426	风力发电机组 机械载荷测量
GB/Z 25427	风力发电机组 雷电防护
GB/Z 25458	风力发电机组 合格认证规则及程序
GB/T 2900.53	电工术语 风力发电机组
GB/T 29543	低温型风力发电机组
GB/T 29717	滚动轴承 风力发电机组偏航、变桨轴承
GB/T 29718	滚动轴承 风力发电机组主轴轴承
GB/T 31518.1	直驱永磁风力发电机组 第1部分：技术条件
GB/T 31518.2	直驱永磁风力发电机组 第2部分：试验方法
GB/T 32077	风力发电机组 变桨距系统
GB/T 33096	风力发电机组用橡胶弹性元件通用技术条件
GB/T 33540.1	风力发电机组专用润滑剂 第1部分：轴承润滑脂
GB/T 33540.2	风力发电机组专用润滑剂 第2部分：开式齿轮润滑脂
GB/T 33540.3	风力发电机组专用润滑剂 第3部分：变速箱齿轮油
GB/T 33540.4	风力发电机组专用润滑剂 第4部分：液压油
GB/T 33623	滚动轴承 风力发电机组齿轮箱轴承
GB/T 33628	风力发电机组 高强螺纹连接副安装技术要求
GB/T 33629	风力发电机组 雷电保护
GB/T 34524	风力发电机组 主轴
GB/T 35204	风力发电机组 安全手册
GB/T 35207	电励磁直驱风力发电机组
GB/Z 35482	风力发电机组 时间可利用率
GB/Z 35483	风力发电机组 发电量可利用率
GB/T 35792	风力发电机组 合格测试及认证
GB/T 35854	风力发电机组及其组件机械振动测量与评估
GB/T 36490	风力发电机组 防雷装置检测技术规范
GB/T 37921	高海拔型风力发电机组
GB 50057	建筑物防雷设计规范
GB/T 51096	风力发电场设计规范
DL/T 586	电力设备监造技术导则
DL/T 666	风力发电场运行规程

标准编号	标准名称
DL/T 796	风力发电场安全规程
DL/T 797	风力发电场检修规程
DL/T 1870	电力系统网源协调技术规范
DL/T 5191	风力发电场项目建设工程验收规程
JB/T 10425.1	风力发电机组偏航系统 第 1 部分：技术条件
JB/T 10425.2	风力发电机组偏航系统 第 2 部分：试验方法
JB/T 10426.1	风力发电机组制动系统 第 1 部分：技术条件
JB/T 10426.2	风力发电机组制动系统 第 2 部分：试验方法
JB/T 10427	风力发电机组 一般液压系统
NB/SH/T 0973	风力发电机组 主齿轮箱润滑油换油指标
NB/T 31003	大型风电场并网设计技术规范
NB/T 10205	风电功率预测技术规定
NB/T 31004	风力发电机组 振动状态监测导则
NB/T 31017	风力发电机组 主控制系统技术规范
NB/T 31018	风力发电机组 电动变桨控制系统技术规范
NB/T 31023	风力发电机组 高速轴液压盘式制动器
NB/T 31024	风力发电机组 偏航液压盘式制动器
NB/T 31025	风力发电机组 环形锻件
NB/T 31039	风力发电机组 雷电防护系统技术规范
NB/T 31046	风电功率预测系统功能规范
NB/T 31056	风力发电机组 接地技术规范
NB/T 31058	风力发电机组 电气系统匹配及能效
NB/T 31059	风力发电机组 双馈异步发电机用瞬态过电压抑制器
NB/T 31074	高海拔风力发电机组技术导则
NB/T 31079	风电功率预测系统测风塔数据测量技术要求
NB/T 31082	风电机组塔架用高强度螺栓连接副
NB/T 31089	风电场设计防火规范
NB/T 31090	并网型风力发电机组售后服务规范
NB/T 31091	并网型风力发电机组成套供应规范
NB/T 31101.1	风力发电机组 板式冷却器 第 1 部分：技术条件
NB/T 31101.2	风力发电机组 板式冷却器 第 2 部分：试验方法
NB/T 31102.1	风力发电机组 发电机用烧结电磁线 第 1 部分：技术条件

标准编号	标准名称
NB/T 31102.2	风力发电机组 发电机用烧结电磁线 第 2 部分：试验方法
NB/T 31103	直驱永磁风力发电机组主控制系统软件功能技术规范
NB/T 31107	低风速风力发电机组选型导则
NB/T 31111	风电机组高电压穿越测试规程
NB/T 31122	风力发电机组在线状态监测系统技术规范
NB/T 31126	风力发电机组变桨驱动变频器技术规范
NB/T 31129	风力发电机组振动状态评价导则
NB/T 31141	直驱风力发电机组 偏航、变桨轴承型式试验技术规范
NB/T 31142	直驱风力发电机组 主轴轴承挂机测试方法规范
NB/T 31143	直驱风力发电机组 主轴轴承型式试验技术规范
NB/T 31144	风力发电机组 液压盘式制动器制动块
NB/T 31148	风力发电机组 钢制筒形塔架监造导则
NB/T 31149	风力发电机组 变桨系统用超级电容器技术规范
QX/T 312	风力发电机组防雷装置检测技术规范
NB/T 31051	风电机组低电压穿越能力测试规程
NB/T 31053	风电机组低电压穿越建模及验证方法
NB/T 31054	风电机组电网适应性测试规程
NB/T 31146	风电机组检修提升机技术规范
GA 1800.4-2021	电力系统治安反恐防范要求第 4 部分:风力发电企业
《风电机组并网检测管理暂行办法》（国能新能〔2010〕433 号）	
《并网新能源场站电力监控系统涉网安全防护补充方案》（调网安〔2018〕10 号）	
《十八项电网重大反事故措施（修订版）》（国家电网设备〔2018〕979 号）	
国家发展改革委、国家能源局、国家电监会等政府部门相关要求。	
电网公司对风机、风电场接入电网的技术规定和相关要求。	
浙江省能源集团有限公司企业标准	

上述标准不限于此。所列标准均为最新版本，若有不一致之处，按最新标准执行。

如果投标人提供的所有设备或材料不符合上述标准，投标人建议的标准和以上标准间的所有详细区别应予以说明，投标人应就其可能影响设备设计或性能内容的标准用中文并以文本的形式提供给招标人，供招标人批准。

如果某项标准或规格在本技术规范书中未作规定，或投标人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或规格的中文版

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。

对涉及一般机械、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，但仍应严格执行相关规范、标准。

第4章 设备技术性能要求

4.1 涉网技术规定

风电机组应满足《电力系统安全稳定导则》(GB 38755-2019)、《风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电》(GB/T 19963.1-2021)及西北电网新能源发电技术相关要求。同时必须满足西北电网关于新能源电站在电网交流或直流故障下高电压穿越、低电压穿越及低—高电压连续穿越的要求, 必须满足 1.3p.u.电压耐受能力及 51.5Hz 频率耐受能力, 并按相关电网直流近区控制策略的要求进行控制参数的设置。

4.1.1 电能质量要求

风电机组的电能质量应满足 GB/T 19963.1、GB/T 20320、NB/T 31005 和当地电网要求的指标。

- 供电电压偏差应满足 GB/T 12325 的要求。
- 电压波动和闪变干扰允许值应满足 GB/T 12326 的要求。
- 谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求, 并提供机组谐波量。
- 三相电压不平衡度满足 GB/T 15543 的要求。
- 功率因数应满足感性 0.95~容性 0.95 之间在线自动可调。

当风电场并网点的三相电压不平衡度、闪变、谐波等满足上述规定时, 风电场内的风电机组能正常运行, 并具备总功率控制功能。

4.1.2 低电压穿越要求

风电机组的低电压穿越要求如图 1 所示。风电场并网点电压在图中电压轮廓线及以上的区域内时, 风电机组必须保证不脱网连续运行; 并网点电压在图中电压轮廓线以下时, 风电机组允许从电网切出。

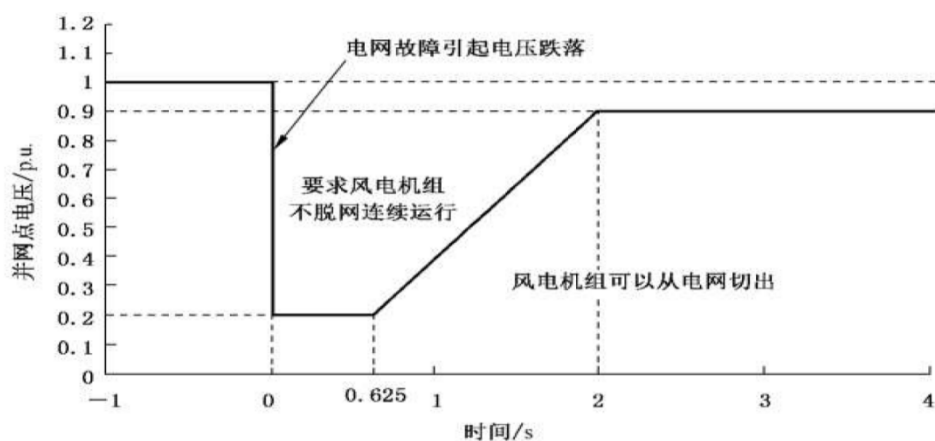


图 1 风电机组低电压穿越要求

1) 并网点电压跌至 20%标称电压时, 风电机组应保持不脱网连续运行 625ms。

2) 并网点电压在发生跌落后 2s 内能够恢复到标称电压的 90%时, 风电机组应保持不脱网连续运行。

对电力系统故障期间没有切出的风电场, 风电机组有功功率在故障清除后应快速恢复, 在具备风能资源条件下自故障清除时刻起, 以至少 10%额定功率/秒的功率变化率恢复至故障前的水平。

4.1.3 高电压穿越要求

风电机组的高电压穿越要求如图 2 所示。电网发生故障或扰动引起风电场并网点电压升高, 当风电场并网点电压在图中电压轮廓线及以下区域时, 风电机组应不脱网连续运行; 否则, 允许风电机组切出。

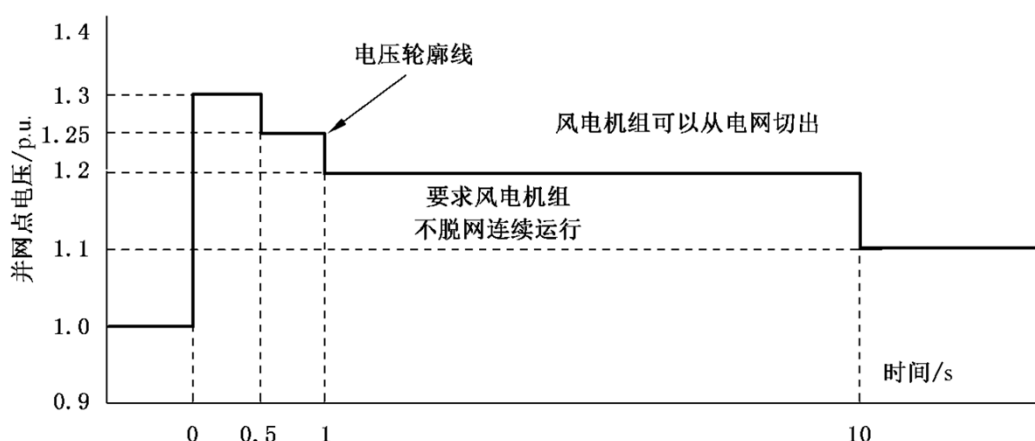


图 2 风电机组高电压穿越要求

1) 风电场并网点电压升高至标称电压的 125%~130%之间时, 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%之间时, 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%之间时, 风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行 10s。

4.1.4 连续穿越要求

1) 风电场自低电压阶段快速过渡至高电压阶段, 风电场并网点电压在规定范围内, 风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行。

2) 风电场应能够至少承受连续两次规定范围内的风电场低高电压穿越。

3) 对需要风电场实现低—高电压穿越要求的地区, 低压阶段时间 Δt_1 、过渡阶段时

间 Δt_2 、高压阶段时间 Δt_3 以及两次连续穿越时间间隔等，应根据电力系统实际需要通过专题研究确定。

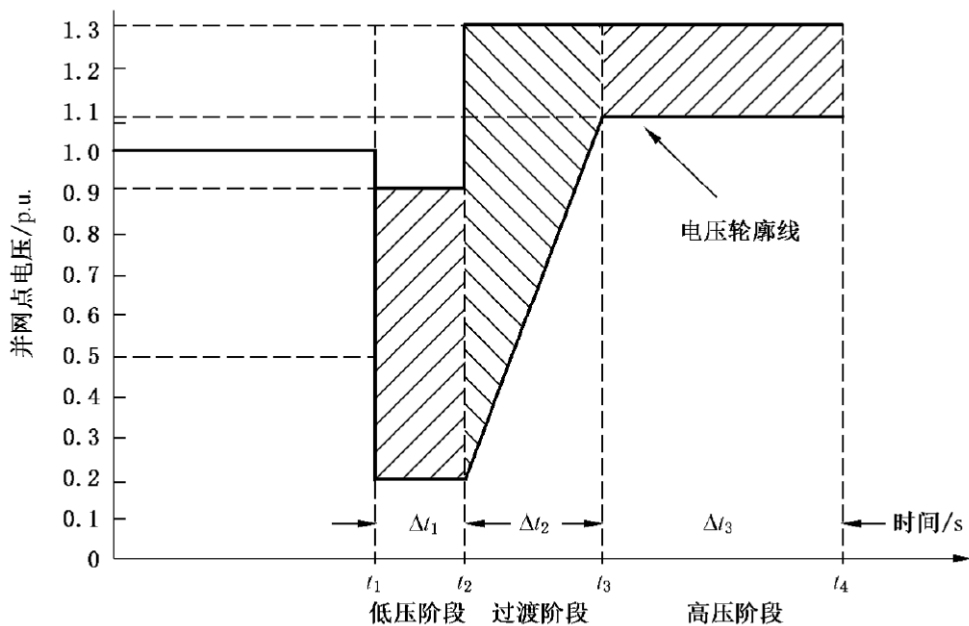


图 3 风电机组低—高电压连续穿越要求

4.1.5 有功功率和无功功率调节能力

(1) 有功功率调节能力

当风电场有功功率在总额定出力的 20%以上时，所有运行风电机组应能够实现有功功率的连续平滑调节，并能够参与系统有功功率控制。风电场应能够接收并自动执行电力系统调度机构按照《风电场接入电力系统技术规定》下达的有功功率控制指令，风电场有功功率及有功功率变化应与电力系统调度机构下达的给定值一致。在电力系统事故或紧急情况下，应根据电力系统调度机构指令快速控制其输出的有功功率，必要时可通过安全自动装置快速自动降低风电场有功功率或切除风电场。同时风电场有功功率变化率最大值应满足下表要求。

表 1 风电场有功功率变化率最大值

风电场装机容量 (MW)	10min 最大有功功率变化限值 (MW)	1min 最大有功功率变化限值 (MW)
<30	10	3
30~150	装机容量/3	装机容量/10
>150	50	15

(2) 无功功率调节能力

风电场应具备恒功率因数控制、恒无功功率控制等无功电压控制模式，可根据运行

需要手动 / 自动切换控制模式，应具备远程、就地的使能及关闭功能。

风电机组应具备功率因数在 $-0.95 \sim +0.95$ 的范围内动态可调的无功容量，可根据风电场无功调压系统的指令动态调节机组无功输出。

风电机组恒无功功率控制的稳态无功功率偏差应不超过 $\pm 2\%P_n$ ，无功功率阶跃响应时间应不超过 100ms。

风电场无功调压指令优先级高于风电机组无功调压指令，风电机组优先响应风电场的无功调压指令。

4.1.6 惯量响应和一次调频

(1) 基本要求

1) 风电场应具备快速控制自身有功功率，提供惯量响应和一次调频的功能。可根据电力系统实际运行需要启用与停用惯量响应一次调频功能，启用与停用功能可远程或本地切换。

2) 风电场的惯量响应和一次调频功能应配合使用，风电场参与电力系统惯量响应和一次调频时应能实现有功功率的连续平滑调节。

3) 风电场应设置惯量响应和一次调频启用状态信号、动作状态信号，并将信号上传至调度监控系统。

4) 风电场有功功率控制系统及 AGC 指令应与风电场一次调频相协调。

(2) 惯量响应

1) 惯量响应的死区可根据电力系统实际情况确定，宜设定为 $\pm (0.03 \sim 0.1)$ Hz。当电力系统频率偏差大于死区范围，且风电场有功功率大于 $20\%P_N$ 时，风电场应在满足公式 (1) 条件下提供惯量响应，并且风电场有功功率变化 ΔP_t 应满足公式 (2)。

$$\Delta f \times \frac{df}{dt} > 0 \quad (1)$$

$$\Delta P_t = -\frac{T_J}{f_N} \times \frac{df}{dt} \times P_t \quad (2)$$

式中： Δf —— 电力系统频率偏差，单位为赫兹（Hz）；

f —— 风电场并网点频率，单位为赫兹（Hz）；

t —— 时间，单位为秒（s）；

ΔP_t ——风电场有功功率变化量，单位为兆瓦（MW）；

T_J ——风电场等效惯性时间常数，单位为秒（s）；

f_N ——电力系统额定频率，单位为赫兹（Hz）；

P_t ——风电场有功功率，单位为兆瓦（MW）。

2) 风电场等效惯性时间常数 T_J 一般设置为 8s~12s，该值可根据电力系统实际情况确定。

3) 计算风电场并网点频率变化率 df/dt 的时间窗口宜不大于 200ms，不小于 100ms。

4) 风电场有功功率变化量上升时间不大于 1s，允许偏差不大于 $\pm 1\%P_N$ 。

（3）一次调频

1) 一次调频的死区可根据电力系统实际情况确定，宜设定为 $\pm (0.03 \sim 0.1)$ Hz。当电力系统频率偏差大于死区范围，且风电场有功功率大于 $20\%P_N$ 时，风电场应具备参与电力系统一次调频能力，并且风电场有功功率变化量 ΔP_t 应满足公式（3），风电场一次调频示例曲线参见 GB/T 19963.1 的附录 C。

$$\Delta P_t = -K_f \times \frac{\Delta f}{f_N} \times P_t \quad (3)$$

式中： ΔP_t ——风电场有功功率变化量，单位为兆瓦（MW）；

K_f ——有功调频系数；

Δf ——电力系统频率偏差，单位为赫兹（Hz）；

f_N ——电力系统额定频率，单位为赫兹（Hz）；

P_t ——风电场有功功率，单位为兆瓦（MW）。

2) 有功调频系数 K_f 一般设置为 10~50，该值可根据电力系统实际情况确定。

3) 当电力系统频率大于 50Hz 时，风电场应根据一次调频曲线减少有功输出，减少功率的限幅可根据电力系统实际情况确定，宜为 $10\%P_t$ 。

4) 当电力系统频率小于 50Hz 时，风电场应根据一次调频曲线增加有功输出，增加功率的限幅可根据电力系统实际情况确定，宜为 $6\%P_t$ 。

5) 一次调频响应滞后时间应不大于 2s，一次调频上升时间应不大于 9s，一次调频调节时间应不大于 15s，有功功率调节允许偏差应不超过 $\pm 1\%P_N$ 。

（4）配置要求

卖方负责提供快速频率响应所需的风电机侧的控制系统设备，卖方应确保所供风电机组具备惯量响应和一次调频功能，调试及投运阶段应无条件免费予以配合。卖方应在供货范围内承诺满足甘肃电网和武威电网的最新要求，对于不满足要求的设备，卖方应免费予以更换，并全面负责直到最终通过相关部门的验收，设备的更换不影响总价，并承担由此产生的一切损失和相关费用。卖方应充分考虑设备成本报价及更换的可能性。

4.1.7 并网运行适应性

(1) 电压适应性

当风电场电压在标称电压的 90%~110%之间时，风电机组应能正常运行；当并网电压低于标称电压的 90%或超过标称电压的 110%时，风电场应能按照低电压和高电压穿越的要求运行。

(2) 频率适应性

风电机组应在表 2 所示电力系统频率范围内按规定运行。

表 2 风电场在不同电力系统频率范围内运行规定

电网频率范围	要求
$f < 46.5\text{Hz}$	根据风电场内风电机组允许运行的最低频率而定。
$46.5\text{Hz} \leq f < 47\text{Hz}$	每次频率低于 47Hz 高于 46.5Hz 时，要求风电场具有至少运行 5s 的能力
$47\text{Hz} \leq f < 47.5\text{Hz}$	每次频率低于 47.5Hz 高于 47Hz 时，要求风电场具有至少运行 20s 的能力
$47.5\text{Hz} \leq f < 48\text{Hz}$	每次频率低于 48Hz 高于 47.5Hz 时，要求风电场具有至少运行 60s 的能力
$48\text{Hz} \leq f < 48.5\text{Hz}$	每次频率低于 48.5Hz 高于 48Hz 时，要求风电场具有至少运行 30min 的能力
$48.5\text{Hz} \leq f < 50.5\text{Hz}$	连续运行
$50.5\text{Hz} < f \leq 51\text{Hz}$	每次频率高于 50.5Hz 低于 51Hz 时，要求风电场具有至少运行 3min 的能力，并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略，不允许停机状态的风电机组并网
$51\text{Hz} < f \leq 51.5\text{Hz}$	每次频率高于 51Hz 低于 51.5Hz 时，要求风电场具有至少运行 30s 的能力，并执行电力系统调度机构下达的降低功率或高周切机策略，不允许停机状态的风电机组并网
$f > 51.5\text{Hz}$	根据风电场内风电机组允许运行的最高频率而定

(3) 次/超同步振荡

风电场内的风电机组在低短路比时应能保持正常连续运行。

4.1.8 涉网保护功能（包含但不限于以下功能）

- 1) 风电机组应配置低电压和过电压保护，带时限动作于跳闸。
- 2) 风电机组应配置低频和高频保护，带时限动作于跳闸。
- 3) 风电机组应配置三相电压不平衡保护，带时限动作于跳闸。
- 4) 风电机组应配置其他在系统发生故障或异常运行时保护风机设备安全的保护功能。
- 5) 风电机组应具备运行信息记录功能，记录机端电压、定（转）子电流、功率、变频器直流母线电压、机组保护动作等信息。记录时间应满足规程规范要求。

6) 其他电网要求的功能。

4.1.9 风电机组的二次安全防护

根据《并网新能源场站电力监控系统涉网安全防护补充方案》(调网安〔2018〕10号)的要求,新能源场站须加强户外就地采集终端的物理防护,强化就地采集终端的通信安全。风电机组应配置二次安防设备,包括风电机组集中监控系统与监控中心及330kV汇集升压站监控系统之间部署的硬件防火墙,风电机组集中监控系统部署的纵向加密认证装置和每台风力发电机组部署的微型纵向加密认证装置,使风电场的数据传输通道实现双向身份认证、访问控制和数据加密。

4.1.10 风电功率预测系统

(1) 风电功率预测系统的技术要求应满足《风电场接入电力系统技术规定第1部分:陆上风电》(GB/T 19963.1-2021)、《风电功率预测技术规定》(NB/T 10205)、《国家能源局西北监管局关于印发《西北区域电力并网运行管理实施细则》《西北区域电力辅助服务管理实施细则》的通知》等规范的要求。

(2) 主要预测性能如下:

1) 风电场中期功率预测结果第十日(第217h~240h)月平均准确率应不低于70%,第十日月平均合格率应不低于70%,月平均上报率应达到100%。

2) 风电场短期风电功率结果日前预测月平均准确率应不低于83%,日前预测月平均合格率应大于83%,月平均上报率应达到100%。

3) 风电场超短期风电功率结果第4h预测月平均准确率应不低于87%,第4h预测月平均合格率应大于87%,月平均上报率应达到100%。

4) 风电场的风电功率预测系统应具备在风电场功率受限、风电机组故障或检修等非正常停机情况下功率预测的功能。

5) 风电场功率受限时刻进行预测精度计算时,应使用可用功率代替实际功率,可用功率计算方法见NB/T 31055。

4.2 风电机组

4.2.1 一般要求

4.2.1.1 投标人提供的风电机组(以下简称“投标机型”)应是符合IEC 61400-1:2019(第四版)标准的S类安全等级(最大风速37.5m/s以上),适合本风场使用环境、安全高效运行的风电机组,单机容量为6.25MW及以上,要求叶轮直径在218m~223m

之间，轮毂高度 130m，投标机型应为水平轴、三叶片、上风向、防沙尘、防覆冰、防腐蚀、低温型、并网型风力发电机组，功率调节方式应为变速变桨距控制。

4.2.1.2 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、型式认证及 SSDA 认证证书、功率曲线测试报告、噪音测试报告及次同步振荡分析报告（若投标机组在甘肃电网无并网先例）等。若所投标机型的认证工作正在开展，投标人应提供已装机并网的**同类型、同等功率等级（6.XMW、7.XMW）**机型的完整型式认证证书，并承诺在首台机组并网前提供与现场实际机型一致的完整型式认证证书，同时完成 SSDA 认证并提供证书。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。

4.2.1.3 投标机型应按照 GB/T 19963.1 的要求，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检测报告，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。投标人应免费提供满足电网检测、建模支撑材料。

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、开关柜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。

4.2.1.4 投标机型应能在环境温度 $-30^{\circ}\text{C}\sim+40^{\circ}\text{C}$ 范围内正常运行，以及在环境温度 $-40^{\circ}\text{C}\sim+50^{\circ}\text{C}$ 范围内能够生存。

4.2.1.5 投标人应提供已投产风电机组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。

4.2.1.6 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、产能等做相应的保证。

4.2.1.7 投标机型设计寿命应不小于 20 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。

4.2.1.8 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。

4.2.1.9 投标机型部件应考虑风场所在地气候、腐蚀、雷暴、高温、低温、沙尘等特殊自然环境可能产生的影响。

4.2.1.10 投标机型关键部件（叶片、齿轮箱、齿轮箱轴承、主轴承、发电机、发电机轴承、变流器、轮毂、主轴、主机座、偏航系统、变桨系统、塔筒、锚栓、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。

4.2.1.11 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质期内有大修事宜时，对于部件更换，该更换部件质量保证期自更换完成并通过 240h 试运行之日起重新计时；对于部件一般大修（涉及吊车进场更换维修），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 15%），则投标人需在 30 个工作日内完成对全场风电机组进行故障排查、分析并提出解决方案，经招标人批准后立即启动故障处理。

4.2.1.12 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。

4.2.1.13 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（包括型号、参数、技术图纸、检验试验报告等）。

4.2.1.14 投标人需向招标人完整提供风电机组控制系统的内部逻辑文件，具体应涵盖以下内容：一是报警触发逻辑，需明确各类报警信号的触发条件、判定机制及关联响应；二是保护定值范围，需详细列明关键保护参数的取值区间、调整限制；三是风机不同状态下各子系统的工作逻辑，需针对待机、启动、运行、停机、维护等典型工况，分别说明变桨、偏航、液压、冷却、润滑、电控等子系统的协同工作机制与动作逻辑；四是各模块信号与后台故障信息的对应关系，明确控制系统内各硬件模块、软件单元的输出信号与后台监控系统显示的故障代码、故障描述及故障定位信息的匹配规则，确保故障溯源的准确性与高效性。

4.2.1.15 投标人应向招标人免费开放风机传动链振动监测数据（如 CMS、TCM 等）、风机运行监测数据、告警数据及故障高频数据等关键信息，同时同步开放对应端口与通信协议，并将上述数据免费传输至招标人指定平台，为招标人开展自主学习、接入其自有其他监控系统提供便利，从而助力招标人提升自主维护技术能力与监控能力。

4.2.1.16 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。厂家应提供振动数据接口，并向招标人开放实时数据。

表 3 振动的设计标准

部件	允许振动标准	设计值
机舱		
齿轮箱		
高速轴/低速轴		
发电机		
叶片		
塔筒		
基础		

4.2.1.17 投标机型应满足《风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电》（GB/T 19963.1）、《风电机组高电压穿越测试规程》（NB/T 31111）以及《大型风电场并网设计技术规范》（NB/T 31003）中关于高、低电压穿越和一次调频的相关要求。

4.2.1.18 投标机型的噪声特性应符合 IEC 61400-11、GB12348 标准要求。

4.2.1.19 投标机型应具有过振动、超速、过负荷、温度超限等保护功能。

4.2.1.20 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集控中心、远控中心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。在每台风电机组的就地控制柜上，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，升压站、集控中心次之方式进行。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。

4.2.1.21 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他风电机组通信。

4.2.1.22 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要求标识，投标人可在中标后向招标人索取有关资料。

4.2.1.23 投标机型 UPS 系统容量应能保证现场控制系统运行不少于 30min。

4.2.1.24 投标机型所配备的全部传感器、接线端子及端子排，需满足灵敏且可靠的性能要求，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 PT100 同一个点位安装两个测量 PT100，当其中一个 PT100 失效后，系统可以依靠另一个测量 PT100 自动正常运行，提高发电时间，降低故障时间。

4.2.1.25 投标机型主轴承、齿轮箱和发电机的轴承等部件应有相应（振动、压力、温度等）的监测装置。

4.2.1.26 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。

4.2.1.27 投标机型机组易损易耗元件应便于更换。

4.2.1.28 投标机型所有电气元件和系统均须满足 IEC 60204-1 的要求。

4.2.1.29 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。

4.2.1.30 投标机型应具有较好的防腐、防沙尘、防高温、防低温、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）有良好的防腐。电气设备按照 IEC 60204-1 要求进行设计制造，防腐等级满足 C4（外部）/C3（内部）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。

4.2.1.31 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（包括材质化学成分、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。

4.2.1.32 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。

4.2.1.33 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）。

4.2.1.34 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。

4.2.1.35 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。

4.2.1.36 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。

4.2.1.37 运输

1) 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。

2) 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。

3) 投标人负责风电机组及附属设备从生产地运输至招标人指定的地点车板交货。

4.2.1.38 材料

1) 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;

2) 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;

3) 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;

4) 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。

4.2.1.39 互换性

1) 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;

2) 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。

4.2.1.40 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。

4.2.1.41 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, 并采取一定防腐蚀、防沙尘、防高温、防雷击等防护性措施。

4.2.1.42 风机出厂前应进行全功率试验, 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。

4.2.1.43 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。

4.2.1.44 卖方风电机组在质保期内，在用润滑油品（尤其是齿轮箱在用油）必须按照招标人技术监督要求每年取样进行油液监测，并存档备查；在用润滑油品检测项目及周期见附录 A、附录 B、附录 C 和附录 D。如果在质保期内，各部件油品检测要求高于本技术监督标准要求，以供应商提供的相关要求为准，否则严格按照买方相关标准执行。质保期 ≥ 5 年且 5 年内未进行过换油，则需全部更换新油。质保期内每次油液检测结果按业主方技术监督要求形成台账。

附录 A 主齿轮箱油的检测项目、检测周期及检测方法

油品类 型	检测周期	检测项目	检测方法	是否必做	检测周期说明
主齿轮 箱润滑 油	每六个月	外观	NB/T 10111	必做	①新换的齿轮油在上机运行 3 个月内取样检测 1 次，以确认换油成功。 ②若油液检测报告出现“注意”或“报警”时，按照报告建议措施执行。 ③若现场或其它检测手段发现机组齿轮箱异常情况时，则立即取样送检，并通报油液检测中心。 ④根据齿轮箱润滑油在现场使用过程中的劣化趋势，并兼顾润滑经济性和设备安全性，合成齿轮油使用期限为 5 年，非合成齿轮油使用期限暂定为 3 年。
	首次运行的齿轮箱，包括新并网机组、新更换及大修完成后的齿轮箱、更换原型号或新型号齿轮箱油的机组，在上机运行 3 个月内取样检测 1 次，正常运行后每 12 个月至少检测 1 次。	运动黏度	GB/T 11137 或 GB/T 265	必做	
		酸值	GB/T 7304 或 GB/T 4945	必做	
		水分含量	GB/T 260 或 GB/T 11133	必做	
		污染度	DL/T 432 或 ISO 11500	必做	
		元素分析	GB/T 17476 或 ASTM D6595	必做	
		PQ 指数分析	ASTM D8184	必做	
		黏度指数	GB/T 1995	必要时	
		闪点	GB/T 3536	必要时	
		倾点	GB/T 3535	必要时	
		抗泡沫性	GB/T 12579	必要时	
		防腐防锈性	GB/T 5096 或 GB/T 11143	必要时	
		极压抗磨性	GB/T 3142 或 NB/SH/T 0189	必要时	
		硫含量	GB/T 17040	必要时	
		磨粒分析	SH/T 0573 或 ASTM D7690 或 ASTM D7684	必要时	

注：a. 100℃运动黏度各风场根据自身情况选做；

b. 必要时是指齿轮油的外观或气味异常，乳化或出现故障需要进行原因分析时。

附录 B 偏航及变桨齿轮箱油的检测项目、检测周期及检测方法

油品类型	检测周期	检测项目	试验方法	是否必做	检测周期说明
------	------	------	------	------	--------

偏航及变桨齿轮箱油	每六个月	外观	NB/T 10111	必做	①新换的齿轮油在上机运行 3 个月内取样检测 1 次，以确认换油成功。 ②若油液检测报告出现“注意”或“报警”时，按照报告建议措施执行。 ③若现场或其它检测手段发现齿轮箱异常情况时，则立即取样送检，并通报油液检测中心。 ④根据减速机润滑油在现场使用过程中的劣化趋势，并兼顾润滑经济性和设备安全性，减速机润滑油使用期限不超过 3 年。 ⑤5 年质保期内，减速机润滑油应至少更换 2 次，3 年期一次，出质保前完成一次更换。
	运行 5 年以上，每年对偏航和变桨齿轮箱油抽检化验，抽检的风机数量不应低于该机型的 10%，每台被抽检偏航和变桨齿轮箱数量分别不少于 1 台。	运动黏度	GB/T 265 GB/T11137	必做	
		酸值	GB/T 7304 GB/T4945	必做	
		水分含量	GB/T11133	必做	
		光谱分析	GB/T17476	必做	
		硫含量	GB/T17040 GB/T17476 GB/T 387	必做	

附录 C 风电机组在用液压油的检测项目、检测周期及检测方法

油品类型	检测周期	检测项目	检测方法	是否必做	检测周期说明
液压油	非液压变桨机组每 60 个月完成全场风机液压油检测，结合定检过程中油品状态等情况安排化验计划，每年检测比例不低于 20%。液压变桨机组的液压油每 12 个月内化验 1 次，且必须为 100%全检。	运动黏度	GB/T 11137 或 GB/T 265	必做	①初装和新换的液压油在使用 3 年内（含）至少进行一次油品检测。 ②液压油使用时间在 5 年以上时，结合风力发电场具体情况按需送检，并在年初技术监督计划中注明。 ③若油液检测报告出现“注意”或“报警”时，按照报告建议执行。 ④若现场或其它检测手段发现机组液压系统异常情况时，则立即取样送检。
		酸值	GB/T 7304 或 GB/T 4945	必做	
		水分含量	GB/T 260 或 GB/T 11133	必做	
		污染度	DL/T 432 或 ISO 11500	必做	
		元素分析	GB/T 17476 或 ASTM D6595	必做	
		PQ 指数分析	ASTM D8184	必做	
		黏度指数	GB/T 1995	必要时	
		闪点	GB/T 3536	必要时	
		倾点	GB/T 3535	必要时	
		抗泡沫性	GB/T 12579	必要时	
		防腐防锈性	GB/T 5096 或 GB/T 11143	必要时	
		极压抗磨性	GB/T 3142 或 NB/SH/T 0189	必要时	

油品类 型	检测周期	检测项目	检测方法	是否必做	检测周期说明
		硫含量	GB/T 17040	必要时	
		磨粒分析	SH/T 0573 或 ASTM D7690 或 ASTM D7684	必要时	
注：必要时是指液压油的外观或气味异常，乳化或出现故障需要进行原因分析时。					

附录 D 风电机组在用油脂的检测项目、检测周期及检测方法

油品类型	检测周期	检测项目	检测方法	是否必做	检测周期说明
轴承 润滑脂	每六个月	外观	NB/T 10111	必做	当润滑脂出现外观或气味异常、析油、乳化发白等现象，或轴承存在异响、超温等异常现象时，应对润滑脂进行检测。
	首次运行的主轴承和发电机轴承（包括新并网机组、新更换的轴承、更换新型号润滑脂的轴承）、新型号变桨轴承、新型号偏航轴承在上机运行 3 个月内取样检测 1 次。正常运行风机每年至少进行 1 次抽检。每台风机每年至少抽检 1 盘主轴承和 1 盘发电机轴承；变桨轴承每年抽检的风机数量不应低于单个风电场同机型的 25%，每台被抽检风机的变桨轴承数量不少于 1 盘；偏航轴承润滑脂抽检的风机数量不应低于单个风电场同机型的 25%。	元素分析	NB/SH/T 0864 或 ASTM D6595	必做	
		PQ 指数分析	ASTM D8184	必做	
		磨粒分析	SH/T 0573 或 ASTM D7690 或 ASTM D7684	必做	
		锥入度	GB/T 269	必要时	
		滴点	GB/T 4929	必要时	
		钢网分油	NB/SH/T 0324	必要时	
		铜片腐蚀	GB/T 7326	必要时	
		水分含量	GB/T 512	必要时	
		极压抗磨性	SH/T 0202 或 SH/T 0204	必要时	
注：必要时是指润滑脂的外观或气味异常、析油、乳化以及出现故障需要进行原因分析时。					

4.2.2 安全要求

4.2.2.1 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。

4.2.2.2 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。

4.2.2.3 投标机型、塔筒的设计和制造应充分考虑恶劣环境的影响，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。

4.2.2.4 除考虑风况外，还应考虑风电场的其他外部条件（温度、湿度、空气密度、太阳辐射、雨潮、冰雹、沙尘、雷电、地震等）。通过零部件设计、材料选择和防护措施

施减少其外部条件对风电机组安全性和完整性的影响。

4.2.2.5 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。

4.2.2.6 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。

4.2.2.7 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。

4.2.2.8 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。

4.2.2.9 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。

4.2.2.10 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。

4.2.2.11 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。

4.2.2.12 在顺桨的状态下，应能保证将风轮停止转动。

4.2.2.13 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。

4.2.2.14 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。

4.2.2.15 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。

4.2.2.16 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。

4.2.2.17 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。

4.2.2.18 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。

4.2.2.19 应在机舱里和塔底控制柜上设置紧急停机按钮。

4.2.2.20 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。若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。

4.2.2.21 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。

4.2.2.22 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。

4.2.2.23 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。

4.2.2.24 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, 而无需使用风电机组制动系统

4.2.3 叶片

4.2.3.1 叶片应满足《风力发电机组风轮叶片》(GB/T 25383)中的相关要求。

4.2.3.2 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。

4.2.3.3 叶片应有充分的涂层, 外表防护层具有较高的防潮防沙尘性能, 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 20 年以上。应列明涂层的分层及厚度、材料与生产厂家。叶片涂层应具有防覆冰、防腐蚀、抗沙尘、抗紫外线、耐老化等优异性能, 投标人需提供叶片涂层防覆冰试验报告。叶片内金属件应满足防潮、防冻、防锈、防雷击等要求。

4.2.3.4 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。

4.2.3.5 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。叶片的防雷保护应满足 IEC 61400-24 标准的 I 类防雷标准, 并满足 IEC 62305 最高等级要求。叶片内部有独立的防雷装置设计与安装, 每年进行一次所有风电机组叶尖至叶根防雷通道测量同时内置雷电计数器, 能够详细有效地记录每次受雷击的时间、雷电电流峰值。同时, 投标人应同时提供雷电计数器的读卡器。

4.2.3.6 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 20 年。

4.2.3.7 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。

4.2.3.8 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, 具体设计应由招标人确认。

4.2.3.9 投标人应针对本项目风资源品质选择合适的翼型, 如有必要应采用加装涡流发生器等方式进行针对性优化。

4.2.3.10 投标人应每年按业主技术监督要求开展定期巡查工作, 免费开展机组叶片内部钻检+外部巡检, 机组投运后 500h 开展一次, 质保期内每半年一次, 并出具巡视报告; 出质保前进行一次吊篮检查及修复工作, 并出具检查、修复报告。叶片外部根部喷涂叶片编号, 保证全生命周期清晰可见。

4.2.3.11 新机组采购过程中严格叶片认证报告审查，原则上最迟在机组装机投运前，提供机组及叶片型式认证报告，如无法提供项目不能进入 240 验收，同时需第三方认证公司根据关联型号叶片的设计评估结果，对该型号叶片做出设计风险评估，满足要求后采购。

4.2.3.12 为防范大风季机组上电前振动风险，需采取大风抑振措施。

4.2.4 变桨系统

4.2.4.1 投标机型变桨系统应符合《风力发电机组变桨距系统》（GB/T 32077）中的相关要求。

4.2.4.2 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。

4.2.4.3 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。

4.2.4.4 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。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至少 1 次顺桨的能力。

4.2.4.5 变桨轴承的设计寿命为 20 年，并充分考虑所在风电场各种风况对轴承所产生的影响。

4.2.4.6 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。

4.2.4.7 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，备用电源应采用寿命更长的超级电容，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。变桨电机的制动要安全可靠。投标人应提供上述设备的技术参数和配置。

4.2.4.8 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，电容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。

4.2.4.9 变桨控制系统应与现场控制系统有多种接口可供选择（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。

4.2.4.10 变桨控制系统应满足电磁抗干扰度测试。

4.2.4.11 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。

4.2.4.12 变桨系统防雷保护等级至少在 II 级以上，应处于直击雷保护范围内，变桨柜体及配套电气设备均应设置保护接地；进出变桨柜体的电源线和信号线应在跨越防雷分区处设置电涌保护器，防止雷电波侵入。

4.2.4.13 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。

4.2.4.14 在机组调试和维护阶段，为了确保机组和调试人员的安全，避免出现飞车现象，3 个桨叶必须具备互锁功能，在手动操作或维护模式下只允许一个桨叶开桨。该功能应在机组调试中进行测试验收。

4.2.4.15 变桨系统须具备实时监测风电机组叶轮转速的功能且不论变桨通讯滑环是否出现故障，在其监测到叶轮转速超速的情况下，变桨系统不受主控系统控制自行将桨叶收回到安全位置（如 90°），确保风电机组不发生超速飞车。

4.2.4.16 电动变桨系统在正常供电的情况下，各种停机动作即使是安全链触发引起的紧急停机也应优先选用正常供电驱动变桨。

4.2.5 轮毂

4.2.5.1 投标机型轮毂应符合《风力发电机组 球墨铸铁件》（GB/T 25390）中的相关要求。

4.2.5.2 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。

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

4.2.5.4 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。

4.2.5.5 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。

4.2.5.6 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。

4.2.5.7 轮毂使用寿命应不低于 20 年。

4.2.6 机舱

4.2.6.1 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《风力发电机组 球墨铸铁件》（GB/T 25390）中的相关要求。

4.2.6.2 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。

4.2.6.3 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。

4.2.6.4 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。

4.2.6.5 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、防沙尘、防雨水、防潮和防腐措施。机舱顶部风速风向仪应该保证在恶劣环境下正常运行。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。

4.2.6.6 机舱应具有航空标志，满足民用航空相关管理规定。

4.2.6.7 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、纱带、创可贴、棉签、医用酒精、氧气呼吸器等医疗设备。

4.2.6.8 机舱应具有温度调控系统，应有足够的散热及通风设施。

4.2.6.9 机舱内部自动消防设备符合设计要求，在机舱配备 2 具 5kg 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

4.2.6.10 机舱内部、机舱外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。

4.2.6.11 机舱使用寿命应不低于 20 年。

4.2.6.12 机舱结构的电搭接和防雷保护应满足 IEC 61400-24 的有关要求。

4.2.7 主轴

4.2.7.1 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。

4.2.7.2 主轴均不得进行焊接。

4.2.7.3 主轴使用寿命应不低于 20 年。

4.2.8 主轴承

4.2.8.1 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。

4.2.8.2 主轴承建议采用双 TRB 轴系，如采用单一 SRB 主轴承+齿轮箱弹性支撑结构，供应商须承诺主轴、主轴承、齿轮箱等机械传动链相关大部件质保延期 5 年。主轴承具备可靠的密封结构，将主轴承内部空间与外界环境隔离开，有效防止润滑油脂或润滑油泄露，并避免外界烟雾、污染物和水汽进入轴承内部，密封应便于更换。

4.2.8.3 投标人应提供主轴承设计图，主轴承使用寿命应不低于 20 年。

4.2.9 齿轮箱

齿轮箱的装配和运输应符合《风力发电机组 齿轮箱设计要求》（GB/T 19073）中的相关要求。

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。润滑油系统的出口油泵和电源应按冗余进行设计。

齿轮箱润滑油要求无毒性、具有生物可降解性能。齿轮箱需设有适当的集油装置，以保证在齿轮箱发生泄漏时，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。

投标人应每年按业主技术监督要求开展定期免费开展齿轮箱内窥镜检查，并出具检

查报告。

4.2.10 联轴器系（如有）

联轴器应能连续传递风电机组在正常稳态运行条件下出现的最大扭矩。联轴器应有过扭矩打滑装置。打滑扭矩的选择应保证可以传递在正常运行工况下的最大扭矩，并保证在出现极端扭矩时（如发电机短路时）有效打滑。联轴器能保证有效的绝缘，绝缘等级满足 IEC60364 标准。

4.2.11 弹性支撑

4.2.11.1 应提供弹性支撑刚度性能等参数，刚度性能公差需满足 EN 13913 标准。

4.2.11.2 为防止弹性支撑过早老化，应选择能够经受外部环境、工作介质（如泄露的润滑油和腐蚀性介质）及其蒸气影响的弹性体，否则，应采取适当的设计措施，避免弹性支撑与这些物质接触。

4.2.11.3 弹性支撑的设计寿命应不少于 20 年，如果无法满足设计寿命的要求，应提出弹性支撑的更换周期，更换周期不得低于 5 年。同时在设计时，应考虑弹性支撑更换得便捷性，保证充足得更换作业空间。弹性支撑选型应充分考虑弹性支撑安装位置的常见环境条件（如温度、湿度等）。

4.2.12 偏航系统

4.2.12.1 偏航系统应符合《风力发电机组偏航系统 第 1 部分：技术条件》（JB/T 10425.1）的相关规定，且应采用失效安全设计。

4.2.12.2 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。

4.2.12.3 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，另外还需设有绕缆保护装置，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。

4.2.12.4 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。投标人应提供偏航系统电机功率和偏航极限载荷的设计对照表（建议偏航电机数

量应不少于 10 组)。

4.2.12.5 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漏的润滑油。

4.2.12.6 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。

4.2.12.7 机组应具备偏航系统故障报警及停机功能, 包括但不限于以下类型: 偏航变频器运行频率偏差大故障、偏航变频器输出转矩卡涩故障、偏航电磁刹车磨损故障等。

4.2.12.8 偏航解缆策略须保证机组安全前提下, 尽量减少发电损失。如按钮缆到第一级角度时发电优先; 扭缆到第二级角度时, 解缆优先, 具备在风速较小时自行解缆, 避免大风时解缆造成发电量损失。

4.2.12.9 偏航系统应具有手动偏航和自动偏航两种模式, 自动偏航时采用主动偏航控制策略。主动偏航控制策略具备通过自学习纠正由于风向标安装误差造成的机组不能准确对风问题的能力, 有效提高机组捕获风能的效率。风机底部和机舱内设置手动偏航开关, 可在机组维护模式下, 完成机组偏航动作。当机组发生无法正常顺桨等可能造成风机超速的情况时, 风机应自动偏航, 使机组偏离主风向。

4.2.13 液压系统

4.2.13.1 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。

4.2.13.2 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。

4.2.13.3 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。

4.2.13.4 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。

4.2.13.5 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。

4.2.13.6 应有方便维护和高效的滤油装置。

4.2.13.7 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。

4.2.13.8 液压系统管接头应采用进口不锈钢材料制作。

4.2.13.9 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、液压油定期检验以及验收标准。

4.2.13.10 液压系统应具备低油位报警功能，同时需支持对液压油位的远程监视，确保招标人实时掌握油位动态，及时响应油位异常情况。

4.2.13.11 如液压执行机构（如风轮制动机构、桨距调节机构）只有靠液压压力才能完成其安全功能，则液压系统应设计成当泵或阀的动力供给失效情况下，仍能使风电机组保持安全状态 7 天以上。液压执行机构，如叶轮锁定，应具有防卡死措施，防止锁定后卡死，锁定销无法退出故障。

4.2.14 制动系统

4.2.14.1 投标机型制动系统应满足《风力发电机组制动系统 第 1 部分：技术条件》（JB/T 10426.1）中的相关要求。

4.2.14.2 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。

4.2.14.3 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。

4.2.14.4 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。

4.2.14.5 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。

4.2.14.6 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。

4.2.14.7 风电机组轮毂应具备电动盘车功能，在具体实施时，可根据机组的实际型式，灵活选用电动盘车方式或发电机反拖方式来满足盘车需求。

4.2.14.8 高速制动装置如采用液压驱动，采用得电刹车策略，禁止采用失电刹车策略，避免机组正常运行中，液压系统掉电造成的误刹车事故。

4.2.14.9 制动装置工作时制动扭矩应达到所要求值。制动开始产生的减速扭矩应不致相关零部件产生过应力（尤其是风轮叶片、风轮轴、叶片连接件、轮毂等）。

4.2.15 润滑系统

4.2.15.1 主轴承、发电机轴承、齿轮箱、偏航和变桨都有自动润滑系统。

4.2.15.2 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，就要做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。

4.2.15.3 自动润滑系统储油罐应具有低油位报警功能，同时需支持对润滑油位的远程监视，确保招标人实时掌握油位动态，及时响应油位异常情况。

4.2.15.4 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。

4.2.15.5 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，以避免造成机舱和周围环境的污染。

4.2.15.6 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。

4.2.15.7 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）。

4.2.15.8 自动润滑系统应优先选用单线式分配器技术路线，齿面可采用递进式技术路线，选用知名可靠产品，所使用润滑脂性能应考虑环境温度，保证性能可靠。

4.2.16 发电机

4.2.16.1 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： $50 \pm 1.5\text{Hz}$ ；
- 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 动态可调；
- 防护等级：不低于 IP54；

- 颤动等级：N；
- 绝缘等级（定、转子）：F；
- 电能品质符合 IEC 61400-21 的电气要求；
- 动态荷载按照符合 IEC 61400-13 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。

4.2.16.2 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。

4.2.16.3 风电机组中的发电机应按连续工作制设计。

4.2.16.4 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 20 年内不失磁的承诺。

4.2.16.5 发电机作空载电动机运行时按 GB/T 10068 测定的振动速度有效值满足规定限值。

4.2.16.6 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。

4.2.16.7 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。

4.2.16.8 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。

4.2.16.9 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。

4.2.16.10 电机应按国家标准或者 IEC 标准进行检查和试验。

4.2.16.11 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。

4.2.16.12 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。

4.2.16.13 若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/T 903 的规定。

3) 发电机应加装绝缘在线监测装置。

4.2.16.14 发电机试验要求

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/T 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, 检验项目包括但不限于:

- 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。

3) 现场试验

- 直流电阻测定;
- 绝缘电阻测定;
- 空负荷试验。

4.2.17 变流器

4.2.17.1 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 0.9 和感性 0.9 之间可调能力。

4.2.17.2 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。

4.2.17.3 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。

4.2.17.4 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。

4.2.17.5 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/T 4208 的相关规定。

4.2.17.6 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。

4.2.17.7 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。

4.2.17.8 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。

4.2.17.9 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。

4.2.17.10 变流器应采用国际知名品牌产品，投标人须提供变流器的技术参数（额定功率、输入、输出电压及电流、效率、控制方式、输出频率的变化范围等）、性能指标、保护定值和质量保证条款。

4.2.17.11 变流器产品应满足 GB/T 25387 或 GB/T 25388 的技术标准要求。

4.2.17.12 变流器在停机状态应能满足整机系统降损耗的要求、无功控制状态应能满足电网无功能力的需求。

4.2.17.13 变流器柜内器件应模块化设计，维护便捷，关键易损器件维护用时不超过2小时。

4.2.18 现场控制系统

4.2.18.1 投标人提供的风电机组现场控制系统设计必须符合《风力发电机组主控制系统技术规范》（NB/T 31017）所规定的技术要求。

4.2.18.2 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。

4.2.18.3 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。

4.2.18.4 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。

4.2.18.5 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。

4.2.18.6 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。

4.2.18.7 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。

4.2.18.8 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。

4.2.18.9 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。

4.2.18.10 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。

4.2.18.11 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。

4.2.18.12 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。

4.2.18.13 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。

4.2.18.14 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。

4.2.18.15 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。

4.2.18.16 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。

4.2.18.17 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。

4.2.18.18 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。

4.2.18.19 投标人须在每台风电机组内配置一台工业以太网交换机（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，交换机还须具备支持环网等功能（设计联络会确定）。

4.2.18.20 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。

4.2.18.21 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 20 年使用，配置有紧急停机按钮。

4.2.18.22 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。

4.2.18.23 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。

4.2.18.24 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。

4.2.18.25 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。

4.2.18.26 传感器冗余：为了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，风轮转速、发电机转速编码器，液压站压力传感器等。

4.2.18.27 控制系统应有记录数据的功能，用于记录风电机组的主要运行数据和故障数据。故障数据用于风电机组的故障追忆，应包含故障前后机组的关键性状态，至少保存最近 3 个月的故障数据。故障数据必须是连续和完整的，并能清晰的分辨故障时刻、故障前和故障后的数据。所记录的数据要求可靠安全，不失真。风电机组的故障数据应至少包含故障前 120s，故障后 60s 的数据，故障时刻前后的数据采集周期应不大于主控制系统软件的基础执行周期，定期自动保存归档。具有断电时信息自动储存的能力。故障记录文件应提供数据解析方法和相应分析工具，故障记录文件必须按月上传至 SCADA 系统备份。

4.2.18.28 投标人应提供故障说明文档，文档内容至少包括故障等级划分、故障判断逻辑、故障后机组保护动作、故障复位机制等信息。按照故障等级提供相应的故障复位和启机方式要求，安全链类故障必须就地检查后复位，同一故障原则上 24h 内远程复位次数不能超过 3 次。

4.2.18.29 控制系统应具备故障首出判断功能。故障发生后自动锁存首发故障并上传至 SCADA 系统。

4.2.19 电气系统

4.2.19.1 电气系统的每个部分都应符合 IEC 或同等标准要求。

4.2.19.2 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。

4.2.19.3 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。

4.2.19.4 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。

4.2.19.5 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。

4.2.19.6 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 GB 14821.1 标准采取电击防护措施，防止直接或间接接触带电体。

4.2.19.7 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，应选拥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。

4.2.19.8 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控制回路连接应采用铜芯电缆，风机动力电缆均采用铜缆。
- 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 KKS 码识别标签。

8) 低压（ $<50\text{V}$ ）回路不应与动力回路（ $\geq 50\text{V}$ ）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, 灯具既要满足照明要求, 同时满足发光体的绝缘、隔热、防爆要求。

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。

4.2.19.9 电磁兼容性:

1) 风电机组电气系统的电磁兼容性应符合 IEC 61000 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。

4.2.19.10 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 IEC 60947 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。

4.2.19.11 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。

4.2.19.12 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。

4.2.20 自动消防系统

自动消防系统包括火灾自动探测报警系统和自动灭火装置，并且必须满足《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 版）》国能发安全〔2023〕22 号和《风电场设计防火规范》（NB 31089-2016），以及其他相关技术规范和当地消防验收所必需的要求。

4.2.20.1 火灾自动探测报警系统应满足以下要求：

1) 风电机组应具备火灾检测自动报警功能。

2) 风机自动消防探测系统主要监测：齿轮箱（如有）、液压系统、高速轴制动器、发电机、电气柜（主要包括配电柜、主控制柜、变流器等）等重点防护区域。机舱大空间内采用气溶胶作为灭火介质，配置需满足大空间全淹没要求数量的灭火装置，需满足国家现行标准 GB50370-2005《气体灭火系统设计规范》的规定。机舱控制柜内使用气溶胶灭火器应同时具备装置自动控制启动与热探测自启动方式，且启动反馈信号应接入到自动消防装置控制器及主控制室内。

3) 投标人应根据投标机型的结构情况，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。灭火装置必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) 自动消防探测系统在任意类型传感器监测到火情后，触发机舱预警报警装置以提醒维护人员撤离。当防护区内温度持续上升，感烟探测器、感温探测器及其它类型报警装置中的任意两种同时探测到火情发出报警信号时，火灾自动报警及灭火控制系统经过一定（可设置）延时后自动启动防护区内的全部灭火装置同时启动灭火，并发送喷放反馈信号至风机主控，控制风机停机，关闭通风散热系统。

火灾自动报警系统具体要求在设计联络会确认。

4.2.20.2 自动灭火装置应满足以下要求：

- 1) 环境适应性：自动灭火装置必须适合风力发电机组运行环境使用。
- 2) 运行温度范围：自动灭火装置运行温度范围应为 $-40^{\circ}\text{C}\sim+70^{\circ}\text{C}$ 。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。
- 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：变桨柜；
 - 塔筒内的变流器；
 - 高速轴刹车区域；
 - 塔筒内电气柜
- 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。

4.2.20.3 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。

4.2.20.4 投标人采用的电缆必须具有耐油污、防化学腐蚀的性能；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。

4.2.20.5 风电机组防火设计应满足以下要求：

1) 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。

2) 润滑油、液压油、冷却油应具备难燃或阻燃特性。

3) 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。

4) 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。

5) 防雷设计中须考虑防止因雷击导致叶片和机舱起火。

4.2.21 能量管理系统

4.2.21.1 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。

4.2.21.2 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。

4.2.21.3 能量管理系统所使用的软件应是正版软件并保证不少于 20 年的使用有效期。

4.2.21.4 能量管理系统应满足电力安全防护要求。

4.2.21.5 风电场功率控制系统应能与风电机组控制系统配合实现电网要求的辅助一次调频控制功能。

4.2.22 在线状态监测系统

4.2.22.1 在线状态监测系统应至少包括传动链在线振动状态监测系统、在线油品状态监测系统（直驱机组不适用）、螺栓监测分析系统、在线绝缘检测系统、塔筒及基础结构健康监测系统、叶片振动监测、叶片净空监测系统、叶片光纤载荷监测系统等并且

在机组投运前必须安装调试完成。

4.2.22.2 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，按月出具分析报告。

4.2.22.3 投标人应提供风电机组在线振动状态监测系统，必须满足《风力发电机组振动状态监测导则》（NB/T 31004-2011）的相关要求。

在线振动监测分析系统主要由 CMS 数据采集站和 CMS 现场服务器组成。CMS 数据采集站包括传感器，安装在风电机组的内部，负责对振动数据进行采集、处理并将数据上传到 CMS 现场服务器。CMS 现场服务器位于风电场监控中心内，主要负责接收采集站上传数据，判断振动矢量的幅值是否超限，若超限则生成告警信息，另外 CMS 现场服务器上运行可视化界面程序实时显示机组振动情况。

CMS 数据采集站将传感器的数据收集并处理后，通过风场环网网络将数据传送到 CMS 现场服务器，为了节约成本及工程实施的复杂度，CMS 系统与风电机组监控系统可采用同一套环网通讯交换设备。

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 ISO10816 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。

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，应至少通过相关行业及国家认证，制造商应证明其产品已具有成功运行经验。

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传感器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传感器，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	数量	传感器型号
1	前主轴承径向	2	低频 WT135
2	后主轴承轴向	1	低频 WT135
3	齿轮箱输入端水平方向	1	低频 WT135

4	齿轮箱第一行星级垂直方向	1	低频 WT135
5	齿轮箱第二行星级垂直方向	1	通频 AC102
6	齿轮箱中间轴发电机侧轴向	1	通频 AC102
7	齿轮箱高速轴垂直方向	1	通频 AC102
8	发电机驱动端水平方向	1	通频 AC102
9	发电机非驱动端水平方向	1	通频 AC102
10	发电机驱动端水平方向	1	转速传感器

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。

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。

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。

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。

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。

振动分析系统所使用的软件应是正版软件并保证不少于 20 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。

开放在线状态监测系统原始数据，提供数据接口及相关部件振动分析所需的技术参数。

4.2.22.4 投标人应提供风电机组在线油品状态监测系统。

在线油品状态监测系统主要是由监测单元、控制单元、治理单元、后台服务器以及分析和诊断软件组成。

系统通过在主齿轮箱润滑油系统安装的监测单元，对润滑油的温度、污染等状态进行实时数据采集，并根据监测结果传输至控制单元，控制单元可将数据传输至塔基内的

网络交换机，最后经由风电场的光纤环网送至监控中心后台服务器进行存储和处理。

系统能监测润滑油的实时状态，包括但不限于清洁度、粘度、水分含量和金属颗粒含量，并能输出实时的齿轮箱和润滑油健康状态预警信息和原因分析报告，并可根据控制策略启动风电机组的治理单元，及时对油液污染物进行旁滤清除，改善油品品质。

4.2.22.5 投标人应提供风电机组螺栓监测分析系统。

螺栓监测分析系统包括但不限于如下功能：

- 1) 有效实时识别塔架法兰是否断裂并精准定位；
- 2) 有效实时识别变桨轮毂旋转部件螺栓是否松动断裂；
- 3) 可不间断监测风电机组塔架根据监测数据评估其结构健康状态，并将评估结果实时告知运营商，实现故障零漏检。

4.2.22.6 投标人应提供风电机组在线绝缘检测系统。

在线绝缘检测系统安装于发电机控制柜内，能够实现在线全自动监测绝缘电阻。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。

在线状态监测系统可以实现远程监测、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。

4.2.22.7 塔筒和基础结构健康监测系统。

对塔筒和基础状态进行实时监测和评估。塔筒和基础结构健康监测系统应能探测塔筒固有频率的变化，应能实时监测塔筒倾角的变化，应能够对塔筒的弯曲变形、基础变形进行评估。在塔筒倾斜角度超出标准时，系统应及时给出报警，避免因塔筒及基础的结构异常造成风机主体结构的破坏。塔筒和基础结构健康监测系统应具备标准数据接口，可实现与主控系统和集控等系统的无缝对接。

4.2.22.8 叶片净空监测系统

卖方需提供单台风电机组叶片净空监控系统的完整配置方案，叶片净空监控系统数据需通过通讯方式包括但不限于 modbus-tcp/canopen 等机组主控系统及传入中控室远程监控系统。叶片净空监控系统应适用于现场使用环境。叶片净空监控系统需具备标准

的数据接口，净空值、故障字等监测信息同步传递给主控系统。叶片净空监控系统应每月出具一份分析报告。技术要求如下：

叶片净空监控系统可实现叶片净空值的实时测量，通过对叶片净空值的监测，可实时对净空进行预警处理。机组净空值达到危险范围时，可通过变桨或停机控制避免叶片扫塔。

叶片净空监控系统可实现在常规气象条件包括但不限于晴天、雨天（降雨量小于 50mm/d）、雾天（能见度大于 50 米）、雪天（降雪量小于 10mm/d），沙尘天气（能见度大于 50m）下的叶片净空值的稳定测量，在机组运行状态下且叶片净空监控系统正常运行时，任意连续 240 小时内的数据监测稳定性，数据可利用率不应低于 95%。

叶片净空监控系统平均误差不超过 50cm，超过 1m 以上的误差出现次数不应该超过 1.5%。

叶片净空监控系统可自动判断当前监控状态是否有效，如由于特殊情况导致叶片净空监控系统处于失效状态，应具备自动向主控系统报警的能力，且叶片净空监控系统自动进行复位恢复正常运行状态。

叶片净空监控系统可实时记录叶片净空数据，用以后续分析工作，风电机组主控系统可自动保存不少于 1 年的净空数据。当出现净空报警事件，系统可自动记录事件前后各不少于 10 秒的原始数据，用于后续分析。

叶片净空监控系统应满足机组环境适应性要求，满足行业内雨、雾、雪等常规气象条件的使用要求，满足全天 24 小时的使用要求。

基于净空测量的叶轮不平衡监测功能，定时对叶轮不平衡进行评估。

净空装置可采用以下技术之一或其组合：视频图像识别、气象毫米波雷达技术及 9 线以上激光雷达技术。

4.2.22.9 叶片振动监测系统

考虑到叶片防雷特性，叶片应选用 MEMS 光纤传感器，应不影响叶片原有结构，在叶轮内布置的相关设备和传感器应固定牢靠。应能识别叶片结冰、叶片裂纹、前缘损伤、后缘开裂、雷击损伤、叶片结构损伤、叶轮不平衡、桨角偏离等典型结构异常状态，以及叶片健康度评估，以上相应状态信息应可通信至主控系统或辅助监控系统，监测数据在集控中心可监测和显示。

传感器须安装在每支叶片适当位置，通过接入叶片振动数据并在条件允许情况下融合 Scada 状态参数，实现对叶片结构本体类损伤、风轮不平衡、叶片扫塔损伤导致的叶片异常振动等故障的实时在线自动诊断，其中叶片本体结构损伤诊断包含叶片整体损伤、叶片前后缘损伤、叶片主梁区域损伤及雷击或扫塔引发的结构损伤等详细结构损伤模式的早期动态识别和诊断，以及叶片气动或质量不平衡等事件性故障的实时告警。系统边缘振动采集硬件应选择 MEMS 光纤振动设备采集叶片运行的振动信号，采集频率不低于 500KHz。

基于部署在升压站服务器中的风机叶片预警系统智能算法模型，通过失效模式因子值定量评估各类失效模式是否发生以及严重等级，通过叶片整体健康度因子的方式综合评估叶片整体健康水平。系统以直观图示的方式向用户展示各类失效模式示意图，并根据诊断结果自动给予维护检修建议。

算法模型具有可持续的远程管理功能，版本升级、版本回滚，支持灵活的更新迭代，以满足不同现场的实际工况需要。

边缘智能软件系统运行于边缘采集柜内，可提供全面的边缘模型部署与管理功能，支持系统根据工况、数据质量、雷击/扫塔等事件进行条件或定时的灵活数据采集、损伤诊断与数据储存等功能。

软件平台允许客户通过风场环网将需升级的配置和算法自动下发至机端采集器。

系统软件平台具备智能数据质量管理与监控的功能，可实时监控数据采集中发生的数据异常，提供风机状态监测常用的自动数据检查器：均值检查、非空检查、正负比例检查、上下限检查、均方根范围检查、相邻点同值检查、异值点比例检查。

系统具备规模化设备快速接入能力，提供完整的硬件管理与监控功能，包含实时获取硬件系统信息，在线硬件系统升级；提供全局设备状态监控，可全局查看硬件实时运行状态。

系统软硬件均具备良好的可扩展性，能够满足监测功能、技术的不断升级需求。

该预警系统的数据处理单元具有与风机主控通信的接口，具备实时向风机主控系统提供叶片分析的结果的能力。

4.2.22.10 叶片光纤载荷监测系统

实现叶片实时载荷在线监测且具备变桨轴承裂纹在线监测的功能；需精准采集叶片摆振方向的动态载荷及静态载荷数据，载荷测量范围不小于-500kN 至+500kN，采样频

率可调节且不低于 50Hz，确保捕捉叶片全工况载荷变化。接入风力发电机组整机控制系统，可实时上传载荷原始数据、计算结果及传感器状态信息，数据传输延迟不超过 100ms，保障与主控系统的协同响应。内置载荷特征分析算法，可自动识别叶片载荷超限、载荷突变等异常状态，同时支持接收变桨轴承开裂在线监测设备的裂纹报警信号；当监测到叶片异常或轴承裂纹时，需在 1s 内触发联动指令并反馈至主控系统，配合实现分级响应：预警状态下触发并推送故障信息，告警状态下启动变桨调节等保护动作，紧急告警状态下触发机组安全停机程序。

载荷监测数据对于评估叶片的疲劳寿命、优化机组的控制策略以及及时发现潜在故障。通过对载荷数据的长期监测和统计分析，可以了解叶片在不同工况下的载荷谱，为叶片的疲劳寿命预测提供依据；同时，根据实时载荷信息，机组的控制系统可以及时调整运行参数，如桨距角、转速等，以降低载荷，提高机组的运行稳定性和安全性。

4.2.23 电缆

4.2.23.1 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。

4.2.23.2 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。

4.2.23.3 所选择的动力电缆应适合于陆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）。

4.2.23.4 风机动力电缆导体材质采用铜导体，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。

4.2.23.5 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。

4.2.23.6 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。

4.2.23.7 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。

4.2.23.8 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。

4.2.23.9 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,并满足降低干扰和过电压的要求。

4.2.23.10 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。

4.2.23.11 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。

4.2.23.12 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。

4.2.23.13 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。

4.2.23.14 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。

4.2.23.15 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。

4.2.23.16 偏航所需的扭动电缆应采用专用电缆。

4.2.23.17 监控电缆平行于动力电缆布置，必须有专用的屏蔽。

4.2.23.18 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。

4.2.23.19 有特殊防火要求的电缆需采用耐火电缆。

4.2.23.20 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当符合相关接地标准的技术要求。

4.2.24 螺栓连接

4.2.24.1 本节下文提到的螺栓均包含螺栓、螺母、垫片（投标人提供的各型号高强螺栓数量满足安装要求，还应有 2% 备份）。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进行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。

4.2.24.2 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/T 31082 的要求。

4.2.24.3 全部关键结构部件的螺栓联接（包括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）应严格依照国家相关规范要求进行校核，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。

4.2.24.4 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。

4.2.24.5 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。

4.2.25 防雷保护

4.2.25.1 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，投标人应做好基于脉冲能量吸收的新型防雷系统示范应用的配合工作。

4.2.25.2 叶片的防雷保护系统包括一个在尖端的接闪器和在叶片中间处的辅助接闪器。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 的规定。

4.2.25.3 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。

4.2.25.4 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。

4.2.25.5 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。

4.2.25.6 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。

4.2.25.7 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，以及在西部干燥荒漠地区如何保证叶片的导电性能。

4.2.25.8 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。

4.2.25.9 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）。

4.2.25.10 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。

4.2.25.11 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。

4.2.25.12 主电源和光缆通信设备附近必须设置避雷装置，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。

4.2.25.13 风电机组的每个叶片要安装雷击计数装置或峰值记录卡，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。

4.2.26 防腐蚀设计

4.2.26.1 防腐蚀设计范围

风力发电机组长期在恶劣环境下运行，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、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。

4.2.26.2 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）需不低于陆上风电场设计使用年限，即不低于 20 年。

4.2.26.3 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（ISO 12944）。
- 2) 表面处理和防护涂层（NORSOK-M501）。

- 3) 涂覆涂料前钢材表面处理 (GB/T 8923)。
- 4) 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)。
- 5) 涂覆涂料前钢材表面处理, 表面清洁度的评定试验 (GB/T 18570)。
- 6) 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)。
- 7) 色漆和清漆-漆膜厚度测定法 (ISO 2808)。
- 8) 色漆和清漆-拉开法附着力试验 (ISO 4624)。
- 9) 色漆和清漆-涂层老化的评定 (ISO 4628)。
- 10) 金属覆盖层-钢铁制品热镀锌层-技术条件 (ISO 1461)。
- 11) 金属涂料或其它无机物涂层-热喷涂锌、铝及合金 (ISO 2063)。
- 12) 锌铬涂层技术条件 (GB/T 18684)。
- 13) 锌铝涂层-技术条件 (GB/T 26110)。

4.2.26.4 防腐蚀设计要求

恶劣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 C4 设计, 所有内表面、机械部件及电气设备防腐等级按 C3 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

- 涂料制造厂必须证明防腐涂料产品的技术适合性。
- 油漆厂家全程监督涂装施工, 并出具验收报告。

4.2.26.5 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本风电场环境中正常运行。

4.2.26.6 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。

4.2.27 防沙尘设计

风电机组应针对风沙环境, 做好密封、过滤措施, 抵制沙尘进入机组内部, 风力发电机组部件选型应满足以下技术要求:

1) 叶片、导流罩、机舱罩、塔架等外露设备表面应有防风沙保护层，其技术性能在投标时需明确说明。

2) 机舱、轮毂以及塔架连接处应进行密封隔离处理，塔架门通风孔应采用防尘材料隔离。

3) 齿轮箱（如果有）的外壳缝隙、排气口等位置均应进行密封处理，外壳可采用具有密封胶或密封圈，排气口可安装过滤网。散热器的进风口宜设在散热器底部。

4) 叶片与轮毂等的结合部应保持足够的密封性，以防止沙尘等进入传动部件。

5) 采用空冷方式的所有屏柜，满足屏柜运行时节能降碳、通风散热、防尘、滤材自清洁等功能要求。

6) 针对项目现场的运行环境，投标人应提交保证风机正常运转解决办法的专题报告，并提交招标人。

4.2.28 风电机组塔筒无线网络系统

4.2.28.1 风电机组风机塔筒顶层平台区域至一层平台区域各部位分别安装一体 AP，组建独立 WIFI 网络系统，组网完成后应确保整个风机内部 WIFI 的覆盖。该 AP 为支持 2.4GHz 和 5GHz 双频段无线传输的路由器产品。AP 供电有可控开关，每台风机需在塔底与塔顶间建立专用光缆链接，每台风机塔筒内的 AP 通信及控制网络使用通讯光缆中独立两芯联接传输，每台风机需增加一台光纤交换机，并组成环网，此环网不能与风机控制系统环网共用或有交叉。主控室增设与风机塔筒内所安装的 AP 配套的 AC 控制器 1 台，能够将场区内所有风机塔筒内的 AP 统一连接控制，投标人提供后台管理（后台管理应为 AC 自带平台）。各 AP、AC 用交换机互联，由 AC/AP 组建独立 WIFI 网络系统。所有 AP 均需要独立安装，AC 安装在场/站的集控中心内。

4.2.28.2 使用 WLAN 专用测试仪表或在插有无线网卡的笔记本电脑上运行专用测试软件，在设计目标覆盖区域（风机塔顶、塔底周边 10 米以内）内测试所有 AP 信道及 SSID 笔记本通过认证接入网络 笔记本通过无线网卡分别 ping AC 或 AC 上连端口的 IP 地址，ping 包大小为 1500bytes，ping 包次数为 100 次；时延不大于 50ms；Ping 包的丢包率不大于 3%。笔记本终端加载可记录用户传输速率的软件，要求在下载过程无明显中断。用户接入时，在信号强度大于-70dBm 的区域，802.11a 和 802.11g 模式终端平均速率不低于 6Mbps。

4.2.28.3 无线网络系统的所有基本原材料及设备必须经质保程序检验，符合网络安

全要求，在无线网络系统质保期内，因产品设计、工艺、材料、制造等原因产生的质量问题，由供应商承担相应的质量责任，质保期从最后一台验收合格后开始计算，质保期 5 年，无线网络系统调试完成作为进入风机试运行的基本条件。

4.2.29 激光雷达测风系统

4.2.29.1 测量风速和风向，针对风机主控应用设计，通过前馈控制、偏航矫正优化控制和风场尾流优化控制提高发电量，通过提前感知风速风向有效降低载荷保障设备安全，提高设备运行寿命和发电量。

4.2.29.2 技术参数要求

1) 测量范围：风速测量范围：应覆盖 0 - 70m/s，满足风电场各种风速工况的测量。风向测量范围：0 - 360° 全向测量。

2) 测量精度：风速测量精度：±0.1m/s 及以上精度，确保风速数据的精确采集。风向测量精度：±0.5°，保证风向测量准确。

3) 探测距离：有效探测距离应达到叶轮投影面相关区域，如≥200m，满足对风轮前方风况的监测。

4) 数据更新频率：不低 1Hz，能够实时快速地更新测风数据。

5) 环境适应性：工作温度范围：-40℃ - 60℃，适应风电场不同季节和恶劣天气下的温度变化，湿度范围：0% - 100%RH，具备良好的防潮能力，防护等级：达到 IP67 及以上，防止灰尘、雨水等对设备的侵蚀。

6) 激光安全等级：Class 1M 或更安全等级，保障人员和环境安全。

7) 测量层数：可根据实际需求设置，如不少于 10 层，用于获取不同高度的风况信息。

8) 数据传输：具备光纤、以太网卡（RJ45）、RS485 等数据传输接口，保障数据传输的稳定性和速度，可实时输出水平风速、垂直风速、风向、时间、温湿压等数据信息，与风电场监控系统无缝对接。

4.2.29.3 设备功能要求

1) 自动校准功能：具备定期自动校准机制，确保测量数据长期准确可靠，减少人工校准频次。

2) 故障诊断与报警：设备能实时监测自身运行状态，当出现故障时，及时通过声光、短信、网络等多种方式向运维人员报警，并提供故障代码和详细故障信息，便于快速定位和解决问题。

3) 数据存储: 内置存储模块, 可存储不少于 3 个月的原始测风数据, 数据存储格式应便于后期分析和处理。

4) 防雷及涌浪保护: 配备完善的防雷及涌浪保护装置, 有效抵御雷击和电网浪涌冲击, 确保设备在恶劣电气环境下安全运行。

4.3 中央监控系统

风电机组的中央监控系统应满足“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监控中心及 330kV 汇集升压站内的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 套安装在监控中心的中央监控系统, 预留不少于 6 个系统 (SIS、AGC、AVC、惯量响应和一次调频、全景监控、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类开放协议, 如 DNP、Modbus TCP、OPC 2.0、IEC 60870-5-101、IEC 60870-5-104 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 5 台工作站, 监控室配置墙上 LED 显示屏 (4200×2025) mm, 服务器、打印机数量设计联络会确定。每台工作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 $\leq 1\text{s}$ ，历史报警分辨率 $\leq 20\text{ms}$ ，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。

能量管理系统、中央监控系统、数据存储服务器具备双热备功能。

中控采用的服务器、交换机等监控设备具备双电源功能。

4.3.1 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。

4.3.2 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、风机开关柜的监控功能，升压变压器和风机开关柜监控数据的端口能够满足信号上传的要求，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、音频广播警报(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，记录分为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小于 50 次/s，记录时间长度不少于 180s（故障前 60s，故障后 120s）。

通过北斗校时装置对风电机组进行自动校时。

4.3.3 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的测控保护装置、升压变压器本体、风机开关柜状态、UPS 及其蓄电池等电气设备进行监视和控制。风电机组监控系统的通信接口数量，需满足组网的功能要求。

4.3.4 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。

4.3.5 音视频监控系统

通过此系统风电场能够实现对风机的视频监控，在有人员未经准许的情况下进入风机，系统能够实现对闯入者进行视频录像，发出声光报警及进行语音对讲。视频监控系统监视和回放的视频图像水平像素数应不小于 1920, 垂直像素数应不小于 1080, 视频图像帧率应不小于 25fps。视频图像信息应实时记录, 保存期限应不少于 90 天，具有网络接口，可以通过网络调取实时监控画面和录像。系统具备全天候工作能力，在风机机舱、塔筒、升压站监控室配置音频系统，实现管理端的报警联动和双向语音对讲。

投标人负责在风机安装相应的音视频监控系统，优先考虑与中央控制系统进行融合，也可独立配套此系统。

每台风机塔架外部安装 1 部摄像头，作为安防设备。风机塔筒底部、机舱外安装全景式视频摄像头 1 个，机舱内部安装 2 个摄像头应确保整个机舱区域可见。

风电机组处安装就地视频监控系统，其监控对象主要分为 4 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，具备红外及测温功能，用于监视机舱内各设备的运行状态。

塔筒底部，在适当的位置各安装 1 套图像监视设备，用于监视塔筒底部设备的运行状态，对塔筒底部设备进行监控。

机舱顶部，安装 1 套图像监视设备，带云台可调方向的球机摄像头，以监视风机叶片运行状态及风场全貌。

塔筒底部外面，安装 1 套图像监视设备，用于监视塔筒外部作业场景及其箱变情况。

上述图像监视设备中的摄像机均采用球机摄像头，其具体安装位置应由投标人根据自身设备布置特点确定。

风电机组视频监控系统应能与监控中心视频监控系统兼容，两套监控系统的图像应能在同一平台中同时显示。

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。

视频监控系统需满足防沙尘、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集控站进行集中管理，在集控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。集控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 1 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。在发生火灾时，视频监控摄像头应能自动转向火灾发生部位，并具备与自动消防系统联动功能。

所有视频信号经由视频交换机（每台机组单独 1 台）传输至集控站内专用的视频监控服务器，并能统一接入监控中心视频监控系统（该系统由投标人提供）。

投标人提供风电机组视频监控系统，包括硬件设备、应用和系统软件、以及线缆等全套附件，并负责设备的安装及调试工作，配合集控站视频监控系统承包方完成风电机组视频信号的接入和集成。

视频监控系统的质保期 5 年，使用期不得低于 20 年，若质保期内出现服务器宕机情况超过三次，卖方应免费升级服务器。

投标人提供详细的视频监控方案，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电机组视频信号的远程监控和信号接入等工作。

具体接口设计联络会明确。

为提升风机运行安全性及满足风机叶片常规缺陷监测和智能化运维的需求，建议音视频监控系统配合在线状态监测系统实现风机智能运维。智能运维基于大数据、物联传感、边缘计算、5G 等先进技术，实现以融合 AI 识别算法的多形态智能巡检，完成对风机叶片、机舱内齿轮箱、主机架及附件、电缆、发电机、主控系统、刹车系统等进行不停机状态下实时在线监测，若发现机组叶片缺陷、机舱内部件异常等情况时，系统将自

动识别并推送给技术人员。实现高精度、自动化、低成本、全天候、全过程的在线监测和巡检。

基本功能要求: 智联监测采用 wifi 与边缘控制器中的 wifi 基站进行通信, 基站通过有线网络连接到传输网络中;

智联监测配置的边缘控制器从现场就近位置取得 AC220V 电源给充电桩供电; 硬件轨道末端安装充电桩, 硬件到充电桩位置自行进行充电;

监控中心内的管理软件通过 TCP/IP 与风机侧设备建立网络通信, 实现监控数据获取及控制;

根据模式设定, 执行自动巡检及人工巡检; 可通过后台平台规划巡检路径与巡检点项, 实现全覆盖巡检;

搭载智能巡检机器设备, 实现高清图像的采集与调整; 巡检设备的系统应提供人工标注功能, 支持监测人员在高清图像中标记缺陷类型 (如温度超限、状态异常、油液泄漏等);

红外热成像仪对风电机舱内设备温度数据进行采集, 多光谱融合技术支持温度阈值超标预警、温升趋势预警, 然后将采集的数据进行分析, 进而诊断出致热型设备故障及热缺陷, 触发相应报警, 实现早期火灾预警;

基于 AI 算法模型, 对采集的多模态数据进行分析, 能够准确识别机舱内部的仪表、油位、开关、指示灯、设备外观等多种设备参数, 并能进行自动读数, 从而全面掌握机舱内设备及环境的状态信息;

叶片智能模块实现对叶片结冰、细纹、损伤等缺陷监测;

风电机舱巡检设备管理后台人员能够和机舱内人员之间进行对讲, 同时可通过视频、语音融合手段, 对登塔作业人员进行实时安全监护, 及时进行风险提醒或制止不安全行为。

具备对监控数据进行储存、分析、统计、检索的功能。监控平台对数据进行标准化的整理与排序, 支持报表导出保存, 形成数字化台账; 支持数据存储、历史查询、巡检报告自动生成。

4.4 塔筒

4.4.1 基本要求

(1) 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。塔筒图纸需要工程设计单位进行确认。

(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、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。

(5) 所有电气设备，包括变流器、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) 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。

(9) 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。

(10) 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。

(11) 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。

(12) 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。

(13) 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。

(14) 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。

(15) 投标人应指派持有资格证书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。

(16) 提供塔筒安装的技术监督；投标人至少应派一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。

(17) 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。

4.4.2 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。

4.4.3 生产监造技术

4.4.3.1 焊接执行 NB/T 47014 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。

4.4.3.2 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/T 47016 的要求执行。

4.4.3.3 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

为持有资质证书的焊工，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。

4.4.3.4 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。

4.4.3.5 塔筒必须有安装组对标记，标记线在塔筒门方向。

4.4.3.6 焊缝质量应符合 ISO 5817 中 B 级要求。

4.4.3.7 焊缝外观检测

(1) 焊缝外观用肉眼或低于 10 倍放大镜检查。

(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。

(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 为对接间隙；g 为坡口宽度；单位为 mm。						
* 任意连续 300mm 长度内；宽窄差任意 50mm 长度内；凹凸量任意 25mm 长度内。						

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；单位为 mm。		

4.4.3.8 焊缝无损检测

(1) 无损检测应在焊缝外观检验合格后进行。

(2) 焊缝无损检测均按 NB/T 47013.2、NB/T 47013.3 和 NB/T 47013.4 执行。

(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） I 级（磁粉）	——	100%	100%
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	II 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）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”形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映“T”形接头部位焊缝情况。

4.4.3.9 焊缝返修与修磨

（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。

（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。

（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。

4.4.4 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 ISO 11124 和 ISO 11126 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。

4.4.5 塔筒升降机及免爬器

每台风电机组内配置一套风机专用塔筒升降梯，用于风机和塔筒内设备的安全升降。

塔筒升降梯要求不改变风机的结构，易于安装。

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。

电动操作通过设在轿厢内部和外壁的两块操纵面板实现，可控制升降梯以点动或自动方式运行。当内部面板上的控制转换开关扭到自动档位时，即可使用外壁上的面板进行操纵。

手动切换执行机构用于在停电或电动操作系统失灵的状态下，使轿厢依靠自身重力沿工作缆以安全速度下降到预定位置，从而保证人员的安全。其操纵手柄设于轿厢顶部人手可以触及的位置，使用时只需按箭头所示方向扳动即可。

额定载荷至少为 350kg，可乘载至少 3 人。

门锁：工作电梯门在固定着陆操作时必须关闭并锁定。断电时，门锁的超驰控制装置可在电梯内使用。在紧急情况下，超驰控制装置也可在电梯外部可用。门锁的超驰控制装置按钮在电梯的任何位置都可用。

紧急降落和疏散：工作电梯应配备一套手动操作紧急降落系统，断电时，可控制电梯下降。紧急降落系统的操作不得要求离开电梯。必须采取适当的测试，防止紧急降落系统使用不当发生故障。电梯内壁必须清晰展示一份关于解释说明通过塔楼爬梯进行手动降落和紧急疏散的紧急程序。

固定点：工作电梯内所有人的固定点必须与工作电梯内部的顶部结构相连。固定点应设置于塔筒爬梯可触及范围以内。固定点必须符合“EN 795 高空坠落防护设备—固定装置”和“ANSI Z359.1 防坠落系统、子系统和部件的安全要求”的规定。固定点应用螺栓被固定于工作电梯支撑结构上。螺栓连接应在电梯内部清晰可见。工作电梯内固定点的标记应清晰可见。固定点颜色为黄色。

警示灯：吊厢顶部应安装警示灯。警示灯须在电梯上方水平 360°、垂直 180° 可见。吊厢底部应安装警示灯。警示灯须在电梯下方水平 360°、垂直 180° 可见。警示灯在下降和上升过程中闪烁。在主电源失效时，警示灯有能力工作 30 分钟。警示灯颜色应为黄色或橘色。闪烁频率为 0.75 - 1.2 Hz。按照 ASME A17.1.5.11.15.10.1 规定，在

工作电梯水平表面 2.5 米某点处测得的光照度最小应为 500lx。

紧急停止：必须在工作电梯操作面板上安装紧急停止按钮。必须在每个平台操作面板上安装紧急停止按钮。

顶部和底部制动系统：覆盖于工作电梯外部轮廓的顶部制动板在触发时可阻止电梯上升。覆盖于工作电梯外部轮廓的底部制动板在触发时可阻止电梯下降。这一安全防护功能还应在断电时的紧急情况下工作。工作电梯侧板与制动板之间的空隙应采用韧性材料的覆盖与工作电梯外部轮廓相平齐。韧性材料易于在维修时移除和重新安装。免出现其他突出物。如无法避免，应在突出物的上方和下方安装挡板。

应配置免爬器，免爬器具有超速锁定，独立导向和防坠落功能，免爬器安全护笼栏杆间距不大于 50cm。

4.4.6 主要提交件

4.4.6.1 施工措施计划

投标人应在塔筒工程开工前 14 天，编制塔筒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) 塔筒构件加工、防腐涂装车间选择与布置；
- (2) 塔筒构件制作的工艺要求；
- (3) 塔筒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。

4.4.6.2 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。

4.4.6.3 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。

4.4.6.4 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。

4.4.6.5 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。

4.4.6.6 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/T 47014 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/T 47014 附录所示的推荐格式。

4.4.6.7 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。

4.4.6.8 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。

4.4.6.9 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。

4.4.7 其他要求

4.4.7.1 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。

4.4.7.2 若项目所在地军方有特殊要求，应满足军方要求。

4.4.7.3 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。

4.4.7.4 在塔筒门入口处配备 2 具 5KG 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。

4.4.7.5 塔筒应设置电缆引上吊架，并配套成品抱箍用于电缆引上固定。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。

4.4.7.7 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 20 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) 所有户外金属配件需要采用不锈钢材质。

4.4.7.8 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 C4 以上；
- (6) 塔筒内部防腐要求等级 C3 以上；
- (7) 主结构焊缝焊接质量。

4.4.8 塔筒验收

4.4.8.1 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 5 年以上，以备用户查询。

4.4.8.2 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。

4.4.8.3 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。

4.5 基础

投标人应在投标文件中提供风电机组基础载荷文件。

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 投标机型型式认证及 SSDA 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。

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、防沙尘、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 投标机型吊装方案详细论证报告。

5.1.10 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、变流器、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低压侧计量结果，根据风场实际空气参数计算；
- 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。

5.1.11 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；
- 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）。
- 投标人提供投标风力发电机组安全运行边界(如叶轮运行中安全包络线)。

5.1.12 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；
- 电气部分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。

5.1.13 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。

5.1.14 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。

5.1.15 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。内容包含：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。

5.1.16 提供维护检修手册、用户手册、调试手册、整机电气原理图、运行状态及故障代码手册、整机系统图、保护定值手册、各部件详尽图纸、各系统运行逻辑介绍等，目的是让运行维护人员了解日常维护所必要的信息。

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。

5.1.17 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、《风力发电机组设备监造导则》NB/T10112-2018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。如有合同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。招标人对货物运到招标人所在地以后进行检验、试验和拒收(如果必要时)的权利,不得因该货物在原产地发运以前已经由招标人或其代表进行过监造和检验并已通过作为理由而受到限制。

6.1.1 监造方式

文件见证、现场见证和停工待检,即R点、W点、H点。

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点投标人提前至少5天通知招标人,W点投标人提前至少3天通知招标人,R点随着生产过程中质量记录的产生随时由监造代表进行文件见证。

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

注 1：监造依据，NB/T10112-2018 风力发电机组设备监造导则；NB/T31148-2018 风力发电机组钢制筒形塔架监造导则

注 2：标 W 和 R 的项目为对同一机型抽检 10%及以上，其余为文件见证；仅标 W 的项目为 100%检查。（H 同）

注 3：设备监造实施细则可在设备厂家设联会中确认具体条款，监理单位依据细则开展监造工作。

风力发电机（驻厂监造）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	转子	1-1	线圈原材料材质报告	√			
		1-2	加工尺寸检验	√			
		1-3	线圈绝缘测试	√	√		
		1-4	动平衡	√	√		
2	定子	2-1	铁芯、线圈原材料材质报告	√			
		2-2	铁芯冲片检查	√	√		
		2-3	铁芯叠压	√	√		
		2-4	绕组嵌装焊接	√	√		
		2-5	尺寸检验	√	√		
		2-6	绕组绝缘测试	√	√		
3	装配	3-1	定、转子装配检查	√	√		
4	成品检验	4-1	出厂例行试验及型式试验	√		√	
		4-2	防腐油漆检验	√	√		
5	包装出厂	5-1	发运前检查	√	√		

结构件（轮毂底架）（关键节点见证）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	材料	1-1	原材料质量证明书	√			
2	表面	2-1	表面（外观）缺陷检查	√	√		
3	尺寸	3-1	机械加工尺寸（接口）检查	√			
4	无损	4-1	铸钢无损检测	√		√	
5	焊接	5-1	焊缝无损探伤检查	√			
6	防腐	6-1	防腐喷砂和喷涂层质量检查	√			

变流器（关键节点见证）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	原材料	1-1	柜体原材料质量证明书	√			
2	元器件	2-1	框架断路器	√			
		2-2	IGBT 组件	√			
3	装配	3-1	过程文件审核	√			
4	出厂	4-1	出厂试验	√		√	

锚栓笼（关键节点见证）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	原材料	1-1	锚栓原材料质量证明（化学成分、金相、尺寸外观）	√			
		1-2	螺母、垫片硬度试验、螺母保载试验	√			
2	热处理后取样	2-1	理化性能、机械性能检查	√		√	
		2-2	金相报告	√			
3	表面缺陷检查	3-1	切断检验	√			
		3-2	尺寸、粗糙度检查	√			
		3-3	螺纹检验	√			
		3-4	标记检验	√			
4	无损检测	4-1	内部 UT	√		√	
		4-2	表面 MT	√	√		

整机组装（驻厂监造）

序号	部套或工序		编号	监造项目	监造工作方式			备注
					R	W	H	
1	机舱总成	传动链装配	1-1	主轴总成装配	√	√		
			1-2	主轴组件与齿轮箱装配	√	√		
			1-3	主轴齿轮箱组件与发电机装配	√	√		
			1-4	高速轴制动器装配	√	√		
			1-5	传动链同轴度检查	√	√		
2		偏航装配	2-1	偏航轴承装配	√	√		

序号	部套或工序		编号	监造项目	监造工作方式			备注
					R	W	H	
			2-2	偏航制动器装配	√	√		
			2-3	偏航润滑装配	√	√		
			2-4	偏航驱动装配	√	√		
3		电气装配	3-1	控制柜装配	√			
			3-2	电气设备接线检查	√			
			3-3	电气静态测试	√	√		
4	机舱罩装配	4-1	机舱罩安装		√			
5	轮毂总成	变桨装配	5-1	变桨轴承装配	√	√		
			5-2	变桨齿轮箱装配	√	√		
			5-3	变桨电动机装配	√	√		
			5-4	变桨驱动柜装配	√			
			5-5	变桨润滑装配		√		
			5-6	导流罩装配	√			
6		电气装配	6-1	控制柜装配	√			
			6-2	电气设备接线	√			
			6-3	电气静态测试	√			
7	出厂试验	7-1	调速机构试验		√			
		7-2	偏航机构试验		√			
		7-3	变桨机构试验		√			
		7-4	液压系统功能试验		√			
8	包装防护、贮存、运输		8-1	方案审查，出厂检查	√	√		

叶片（驻厂监造）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	原材料	1-1	材质证明书及入厂复验	√		√	
2	生产条件	2-1	成型车间及原材料库房环境检查		√		
3	模具	3-1	表面质量检查	√			
4	叶片制作	4-1	壳体制作	√	√		
		4-2	合模检查	√	√		
		4-3	配重记录	√			
		4-4	防雷系统（接闪器、引雷通道）	√	√		
5	出厂检查	5-1	外观、尺寸检查	√		√	

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
		5-2	静载荷测试、重量检验、重心检测、刚性、固有频率测试等	√	√		
		5-3	油漆检查	√	√		
6	包装运输	6-1	包装防护储存		√		
		6-2	运输方案审查	√			

塔筒（驻厂监造）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	锻件法兰	1-1	原材料理化性能报告（含金相、无损）	√			
		1-2	试样复验（理化性能）	√			
		1-3	无损检验	√			
		1-4	尺寸公差检查	√			
2	法兰	2-1	原材料质量证明及入厂复验（含焊材）	√			
		2-2	原材料表面质量检查	√			
		2-3	下料、装配检查（尺寸、机加工、钻孔、组对	√			
		2-4	质量行为检查（WPS、PQR 检查、焊工资质、无损资质抽查	√			
		2-5	焊接质量检查（坡口、试板见证、热处理及无损报告）	√			
		2-6	紧固件检测报告（含第三方复验）	√			
3	塔筒锚栓笼	3-1	原材料质量证明（含钢板、锻件、外购法兰、焊材及其它附件）	√			
		3-2	原材料入厂复验（钢板、焊材及外购件）	√			
		3-3	钢材外观表面质量（尺寸、允差）	√	√		抽
		3-4	焊接工艺检查（WPS、PQR）	√			
		3-5	焊工、无损检测资格审查	√			
		3-6	筒体纵焊缝接试样板检查	√			批次
		3-7	筒体环焊缝、纵焊缝外观质量检查	√	√		
		3-8	筒体焊缝无损检测及报告	√		√	
		3-9	法兰焊后平面度、变形量抽查		√		
		3-10	门框焊缝无损检测	√			
		3-11	附件装配焊接检查	√	√		
		3-12	塔段最终尺寸检查	√		√	

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
		3-13	附件装配焊接检查	√	√		
4	防腐涂层	4-1	防腐涂层性能试验材料证明	√			
		4-2	除锈（喷丸、砂）清洁、粗糙度检查	√	√		
		4-3	涂层干膜厚度检测、试样附着力试验	√	√		
		4-4	喷（镀）锌/铝后检查	√	√		
5	最终检查	5-1	附件焊接与装配	√	√		
		5-2	完工文件资料审查	√			
		5-3	产品包装检查	√		√	
		5-4	运输保护检查	√		√	

主轴（关键节点见证）

序号	部套或工序	编号	监造项目	监造工作方式			备注
				R	W	H	
1	原材料	1-1	材质证明书及入厂复验	√			
2	无损检测	2-1	无损检测报告	√			
3	喷涂防腐	3-1	质量检查	√			

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；

(11) 机组静态调试报告。

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指导。
- 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，复检完成后由施工单位提出申请，三方（招标人、投标人、监理方）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现问题，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、主变压器电缆连接、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, 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相关国家标准的规定。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

投标人在风电机组未完成受电(并网)情况下, 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) 开关定额值（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 and 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（含动态、静态调试报告及安全、功能试验报告）；

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（远方复位次数若高于 5 次，机组需重新运行 240 小时）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) 240 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，待全部风机完成所有相关涉网试验、通过 240h 试运行并签署预验收证书后，整体进入质量保证期。

6.5 质量保证期风电机组考核（本项仅限于所投标段，以下统称“风电场”）

投标机型质量保证期自全部风机完成所有相关涉网试验、通过 240 试运行并签署预验收证书后开始计算，质量保证期内每年考核 1 次，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。当运维手册中维护内容与国标、行标、招标人标准不一致时，按较高标准执行。

6.5.1 设备可利用率考核

6.5.1.1 设备年平均可利用率计算方法

质保期内合同设备年平均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 96%，整个风场风电机组的年平均可利用率不低于 98%。

风力发电机组年平均可利用率的计算方法如下：

$$\text{年平均可利用率} = (1 - A/8760) \times 100\%$$

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，若气象条件恢复至技术规范规定的运行范围内，风机仍处于不可用状态视为故障时间；
 - (3) 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）；
 - (4) 定期检修（标准定维时间为 30 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。可利用率的验证应从质量保证期开始之日起，在质量保证期满前 3 个月内完成。

6.5.1.2 设备年平均可利用率考核

风电机组设备年平均可利用率考核整个风电场和单台风电机组，考核时段为年。

考核起始时间为质量保证期开始之日起，至质保期结束。

质保期内风电场风电机组设备年平均可利用率考核指标：

a) 风电场机组年平均可利用率：≥98%。

b) 单台机组年平均可利用率：≥96%。

如在质保期内达不到上述考核指标，投标人必须检测原因、排除问题。同时，投标人应赔偿招标人因此而造成的损失，赔偿金额按如下计算方法：

赔偿金额(元)=(投标人投标年等效满负荷小时数对应发电量-当年实际发电量)×上网电价

其中上网电价定义为当年结算电费除以当年实际上网电量，下同。

此外，如在质保期最后一年达不到上述考核指标，招标人将推迟投标人提交的项目最终验收报告书的确认。同时，投标人必须无条件地延长风电机组设备的质量保质期一年，投标人在此期间需采取措施进行检测，排除故障；若仍达不到上述考核指标，投标人必须再次无条件地延长风电机组设备的质量保质期一年，进行风电机组设备的检测，排除故障。

投标人应赔偿招标人在延长的质量保质期期间的损失，计算方法如下：

赔偿金额(元)=(投标人投标年等效满负荷小时数对应发电量 - 当年实际发电量)×上网电价。

若二次延长期后仍不满足上述考核指标，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。

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（1.0256 kg/m³）下的保证功率曲线。本风场测风塔位置坐标及测风数据见附件 14。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。

实测功率曲线由独立的验证机构根据 IEC 61400-12 标准（最新版）测定。

功率曲线计算检查比例为 100%，实测比例为风电场总容量的 10%，每种机型实测数量不低于两台。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 IEC 61400-12 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质量检测中心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 年等效满负荷小时数的考核

本项目 1#场区（Ⅱ标段）机位点平均风速 6.26m/s，年等效满负荷小时数不低于 2532h；2#场区（Ⅰ标段）机位点平均风速 5.94m/s，年等效满负荷小时数不低于 2394h；3#场区（Ⅲ标段）机位点平均风速 5.52m/s，年等效满负荷小时数不低于 2220h（年等效满负荷小时数=实际年发电量÷额定容量，实际年发电量以箱变低压侧经第三方校准及招标人双方确认的计量表为准）。年等效满负荷小时数及保证年发电量详见下表：

表 11 年等效满负荷小时数及保证发电量（投标人填写）

年平均风速（m/s）	核定风电场年等效满负荷小时数（h）	保证年发电量（kWh）
5.3		
5.4		
5.5		
5.6		
5.7		
5.8		
5.9		
6.0		
6.1		
6.2		

年平均风速 (m/s)	核定风电场年等效满负荷小时数 (h)	保证年发电量 (kWh)
6.3		
6.4		
6.5		
6.6		
6.7		
6.8		
6.9		
7.0		
7.1		
7.2		
7.3		
7.4		
7.5		
7.6		
7.7		
7.8		
7.9		
8.0		
8.1		
8.2		
8.3		
8.4		
8.5		
8.6		
8.7		
8.8		
8.9		
9.0		
9.1		
9.2		
9.3		
9.4		
9.5		

年平均风速 (m/s)	核定风电场年等效满负荷小时数 (h)	保证年发电量 (kWh)
9.6		
9.7		
9.8		
9.9		
10.0		

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。

由于极端天气、地震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。

6.5.3.1 考核要求

投标人基于招标文件指定机组排布及机组选型方案，投标人提供保证的风电场年等效满负荷小时数。

投标人提供年等效满负荷小时数对应的保证年发电量表。

若机位排布及机组选型发生更改，双方将共同基于新的机位排布及机组选型方案建立新的保证年发电量表。

若风电场投运后，指定测风塔发生迁移或拆除，双方将共同基于新的测风塔建立新的保证年发电量表。

6.5.3.2 考核时间

年等效满负荷小时数的考核时段为年。

考核时间为质量保证期开始之日起，至质量保证期结束。

6.5.3.3 具体考核方法

年发电量及年等效满负荷小时数考核范围为风电场全部机组。

年等效满负荷小时数考核周期为质保期内前3年(分第1、2、3年三个阶段)，考核款额度为合同款的10%，其中，第一、二、三阶段考核款分别为合同款的5%、2.5%和25%。

若质保期内第四年、第五年仍达不到投标人投标保证年等效满负荷小时数，发电量的损失应直接扣除电量损失款。

若质保期最后一年仍达不到投标人投标保证年等效满负荷小时数，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。

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) 单台风电机组的年可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) 投标人在收到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。

微观选址报告由工程设计单位提出，投标人复核，并出具安全性复核报告。

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 投标人提交风电机组及塔筒吊装方案，对风电机组及塔筒安装进行指导服务。

7.1.2.3 投标人负责塔筒、锚栓笼设计的迭代计算工作，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，提出安全荷载报告；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地域，并适宜于风机主流的风机基础型式。投标人应对所提供的基礎设计全部资料负责。

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				

(6) 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) 负责风机安装指导、调试工作、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，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。

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、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 15 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其他风电场。

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）。
- (6) 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					
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					

培训内容	计划人日数	教师职称	教师人数	地点	备注
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，每次设计联络会参加人数约人。

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，控制系统 I/O 清单，机组电气设备及电缆配置及相关的设计技术文件，签署设备监造协议。

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，操作画面，控制逻辑，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，可另外召开设计工作联络会，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 5 月～2026 年 9 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

I 标段:

序号	计划交货时间	批次交货设备
1	2026 年 5 月 1 日	第一批次 10 套整套风机及附属设备
2	2026 年 6 月 1 日	第二批次 25 套整套风机及附属设备
3	2026 年 7 月 1 日	第三批次 25 套整套风机及附属设备
4	2026 年 8 月 1 日	第四批次剩余整套风机及附属设备

II 标段:

序号	计划交货时间	批次交货设备
1	2026 年 5 月 1 日	第一批次 20 套整套风机及附属设备
2	2026 年 6 月 1 日	第二批次 20 套整套风机及附属设备
3	2026 年 7 月 1 日	第三批次 25 套整套风机及附属设备
4	2026 年 8 月 1 日	第四批次剩余整套风机及附属设备

III 标段:

序号	计划交货时间	批次交货设备
1	2026 年 5 月 1 日	第一批次 20 套整套风机及附属设备
2	2026 年 6 月 1 日	第二批次 25 套整套风机及附属设备
3	2026 年 7 月 1 日	第三批次 25 套整套风机及附属设备
4	2026 年 8 月 1 日	第四批次 25 套整套风机及附属设备

5	2026 年 9 月 1 日	第五批次剩余整套风机及附属设备
---	----------------	-----------------

塔筒在每个风机供货批次时间的 10 天前到货，锚栓笼要求各标段于 2026 年 3 月 1 日前交付 50%，2026 年 4 月 1 日前交付剩余 50%。

招标人有权根据项目实际进展情况提前半个月书面告知投标人调整供货时间及设备批次供货台数，投标人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。

专用工具、安装调试用备品备件随第一批风电机组交付。运维备品备件随末次交货风电机组交付。

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（含塔筒、锚栓）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、锚栓等风电机组设备及组件。

运输方案可采用平原与山地相结合的运输方式。投标人在供货交接界面把设备向招标人指定的机位车板交货。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。

卖方需自行详细调查设备出厂点至风电场机位点的交通条件，按照满足叶片、机舱、塔筒、发电机等安全运输条件路线，编制风机设备运输方案。道路改造必须按照满足机舱、叶片、轮毂、塔筒、发电机运输要求编制，并在合理情况下满足叶片、塔筒运输的路况要求。方案包括但不限于道路通行、道路使用、桥梁承重、涵洞及架空线路高度、路政管理特殊要求等情况，针对性提出设备运输保障措施，作为投标技术文件的一部分。如果卖方中标，在接到通知书后的二个月内须向买方提交保证设备运输承诺书。

由卖方设置场外堆场，买方应利用现场条件为卖方提供便利；原则上不在场内设置场内堆场且不进行二次倒运。项目如有特殊要求，需卖方设置场内堆场进行二次倒运，由卖方提供倒运车辆、场内堆场，车辆必须含到达机位点的运输保险。

风机大部件运输必须满足场内现有道路条件（场内道路已满足设计规范），若现有道路条件无法满足运输要求，由卖方负责协调处理，产生的费用由卖方承担。

投标人负责场外道路改造（如路政协调、道路拓宽、征林征地、障碍物清除、架空线路改造等），满足大型设备（指机舱、轮毂、叶片、塔筒等）运输普通平板车通过、道路损坏修复（含政府要求的行政性收费）、桥梁加固及洒水除尘环保措施等全部事宜。

运输分界点坐标：（X:543345.61;Y: 4324501.79）。

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，螺栓螺帽数量应满足现场需求，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，或被其他物品腐蚀、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，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。
- 散件设备装载时尽量避免重叠装车，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。

9.2 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：

质保期投标人运维管理要求设立现场组织管理机构，需确保项目管理人员、主要技术岗位人员均为投标人正式员工，且投标人已按规定为其正常缴纳社会保险；同时要求投标人现场运维人员的驻工地时间充足、人员数量达标，未经招标人书面同意不得擅自增减或变更人员，人员配置需符合“4台风机/人”的标准；在约定责任范围内，投标人须按时、保质执行招标人安排的各项维护工作。

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（针对本项目专用手册，不接受通用文本）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；
- 运行各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）交通工具、交通运输及避风处理、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、恶劣天气的处理、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) 质保期内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（高压、低压电工特种作业操作证，消防设施初级操作员证书，高处作业特种作业操作证等）。

2) 投标人项目组织机构的设置必须满足招标人设备维护的需要，明确各岗位安全生产职责。要求机构简洁、层次合理、专业化强、管理科学、职责分明、执行有力、高效运行、便于开展维护、检修工作。该组织机构统一受招标人生产指挥系统的管理，未经招标人同意，投标人不得随意更换其组织机构的主要成员。

3) 项目经理应具有丰富的风电机组检修维护管理经验、能长驻现场、技术全面、在生产技术管理岗位上至少应有 3 年的经历。

4) 安全、技术、质量负责人应具有丰富的风电机组检修维护经验、能长驻现场、技术全面、能完成风机日常消缺、数据分析、故障诊断。至少有 2 年风电机组维护经验。

5) 风机维护人员至少要有大专（或相当于）及以上文化程度（有毕业证书）且具有相应的有效证件，经专业培训达到“三熟、三能”，即熟悉系统和设备的结构、性能、熟悉设备的检修工艺、工序和质量标准、熟悉安全施工规程；能掌握风机维护技艺、能干与本职业密切相关的其他工种的工作、能看懂图纸并绘制简单零部件图，具有至少 1 年及以上现场维护工作经历，能够独立完成现场消缺维护及复杂故障的处理工作，具备技术带班能力，且身体健康无影响风电场现场工作的疾病，年龄 20 岁以上 45 岁以下。

6) 投标人项目部须安排维护人员 24 小时值班（含节假日），及时处理风机缺陷，如发生因投标人延误原因而造成的后果，投标人承担全部责任。

7) 如发生紧急情况或重大事项情况下，投标人因技术力量不足或准备不及等因素而无法处理或耽误维修等，导致招标人委托其它施工队伍进行紧急处理，投标人应担负全部委托费用及由此造成的损失，并接受相应考核。

9.2.1.6 质保期内风电机组的维护工作应包括（但不限于）：

- 提供满足合同范围内整机维护服务，具体包括：日常消缺维护，润滑及冷却油、液、脂的检查与补充，各类滤芯的更换及滤网的清洗等检修维护工作；同时涵盖主控系统与能管平台的程序优化升级，以及机组运行数据分析、故障诊断、振动监测数据分析等技术服务工作；此外还需落实安全文明生产相关工作。

- 提供风机定期巡检工作，每季度完成合同范围内设备巡检不少于一次，并根据每台风电机组的运行情况，对于出现环境高温、频繁故障的风电机组进行不定期专项检查。巡检内容、质量满足招标人要求，并建立巡检台账并提供巡检报告，做到设备缺陷及时发现、及时处理，做好各项生产检修维护台账记录。

- 提供风机状态检查和年度定检工作，通过合理安排检查手段，及时发现设备缺陷、安全隐患，包括但不限于风机塔筒防腐检查、叶片检查、高强度螺栓检查、分系统检查、机组运行分析、性能测试、消防测试及振动监测数据分析等，并按照国家、行业标准及招标人相关管理制度提供检查分析报告。提供专项检查工作（包括机组防雷系统检查、雨季三防检查、防台检查、防寒防冻检查等）及其他设备安全方面的专项检查和整改工作。

- 负责风电机组的设备台账管理，根据国家、行业标准及招标人相关管理制度，建立风力发电机组台账，要求“一机一档”。编制及上报风电机组消缺维护周报、月报，包括风电机组故障停机数据，风机故障处理，备件及耗材使用记录。；

- 提供远程技术支持及服务，对突发、疑难等故障进行监测数据的远程分析、诊断，对风机状态进行评估，指导现场的故障处理直至消除故障并提供报告。

- 协调风机主机相关配套设备制造厂家的技术支持，对风机疑难故障出具分析报告。

- 配合招标人开展风机相关技改科技项目的实施，提供相应的主控及能管程序升级优化不少于两次，并进行相应的现场指导。

- 负责按叶片定检要求，协助落实风机在大部件质保期内的叶片内部外专项检查工作，并督促叶片检查报告的出具，所有资料应建立台账。

- 负责按风机维护说明书及塔筒升降机年检的要求，配合招标人对风机升降机逐台进行一次年度检查及专业维保；负责配合招标人对风机齿轮油、液压油、润滑脂及冷却液按风机设备维护说明书及润滑剂运行检测相关标准规范要求定期进行取样分析。

- 由招标人实施的改造项目，若该项目涉及投标人所供设备（或设备相关系统 / 部件），投标人应根据招标人要求进行配合协助。

9.2.1.7 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。

9.2.1.8 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。
- 接地电阻的测试检查。

9.2.1.9 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。

9.2.1.10 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：
 - 叶片处于不正常位置或相互位置与正常运行状态不符时；
 - 风电机组主要保护装置拒动或失灵时；
 - 风电机组因雷击损坏时；
 - 风电机组因发生叶片断裂等严重机械故障时；
 - 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：

- 利用主控室计算机进行遥控停机；
- 当遥控停机无效时，则就地按正常停机按钮停机；
- 当正常停机无效时，使用紧急停机按钮停机；
- 仍然无效时，拉开风电机主开关或连接此台机组的线路断路器；
- 偏航到侧风 90 度位置。

9.2.1.11 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。

9.2.1.12 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。

9.3 售后服务

售后服务应包括质量保证期内及出质量保证期后的剩余设计寿命期内的服务。本节对出质量保证期后的剩余设计寿命期内的售后服务进行规定。

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。在风电机组出质量保证期后，招标人可按约定费用自投标人处采购，费用由招标人支付。

投标人应在风机寿命期提供无偿软件版本更新。

风机寿命期若出现政策性变化而要求技改，投标人必须无条件完成技改项目。若出现招标人要求的技改和机组优化，投标人应配合并提供技术支持。

对于风电场运维中涉及到的故障排解及其他技术难题，投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。

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。

附表 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			
	设计安全等级	IEC61400-1:2019		
	10 分钟平均参考风速 (V_{ref})	m/s		
	轮毂高度处年平均风速 (V_{ave})	m/s		
	15m/s 时湍流强度特征值			
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	°C		
1.13	生存温度范围	°C		
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		
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		

序号	部件	单位	数值	备注
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	kg·m 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			
6.2	齿轮级数			
6.3	齿轮传动比率			
6.4	额定转矩	kN·m		
6.5	齿轮箱转动惯量	kg·m 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）			

序号	部件		单位	数值	备注
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		
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				

序号	部件	单位	数值	备注
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			
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			

序号	部件	单位	数值	备注
12.1	组数			
12.2	容量	kVar		
13	液压系统			
13.1	制造厂家/型号			
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	低电压穿越能力			
16.2	高电压穿越能力			
16.3	低—高电压连续穿越能力			
16.4	电网电压适应能力			
16.5	电网电流适应能力			
16.6	电网频率适应能力			
16.7	有功功率调节与控制能力			
16.8	无功功率调节与控制能力			
16.9	电压不对称适应能力			
16.10	对电网闪变、谐波值耐受能力			
16.11	风电机组具备的涉网保护功能			
16.12	风电机组自动并网闭锁功能			

序号	部件	单位	数值	备注
16.13	风电机组自动对时功能（设计联络会确认）			
16.14	为故障录波提供信号（及接口）			
16.15	涉网保护定值和参数（及获取方法）			
16.16	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	自动消防系统			
17.2	在线振动监测系统			
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	免爬器			
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（如果有）			
21.1	厂家/型号			
21.2	型式			
21.3	容量			
21.4	额定电压	V		
21.5	短路阻抗	%		
21.6	频率	Hz		
21.7	损耗（空载损耗/负载损耗）	kW		
21.8	空载电流	A		

序号	部件	单位	数值	备注
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	开关柜			
22.1	断路器			
	额定电流	A		
	热稳定电流（4s 有效值）	kA		
	额定峰值耐受电流	kA		
	额定短路开断电流	kA		
	额定短路关合电流	kA		
	合闸时间	s		
	燃弧时间	s		
	开断时间	s		
	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）			
22.2	三工位隔离开关			
	额定电流	A		
	热稳定电流（4s 有效值）	kA		
	额定动稳定电流（峰值）	kA		
	机械操作寿命			
22.3	电流互感器			
	额定电压	kV		
	变比	A		
	额定输出	VA		
	准确级			
22.4	避雷器			
	额定电压	kV		
	持续运行电压	kV		
	标称放电电流	kA		
	陡波冲击电流下残压	kV		

序号	部件	单位	数值	备注
	雷电冲击下电流残压	kV		
	操作冲击电流下残压	kV		
	2ms 方波电流	A		
23	塔筒			
23.1	材质			
23.2	涂料种类			
23.3	表面防腐处理要求			
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			
23.9	第五节长度			
23.10	第六节长度（如有）			
23.11	总重量			
23.12	第一节重量			
23.13	第二节重量			
23.14	第三节重量			
23.15	第四节重量			
23.16	第五节长度			
23.17	第六节长度（如有）			
23.18	底部直径			
23.19	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		
.....				

附表 2 保证功率曲线

风速 (m/s)	标准空气密度 (1.225kg/m³)			保证功率曲线 (风电场空气密度: 1.0256kg/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
3.5						
4						
4.5						
5						
5.5						
6						
6.5						
7						
7.5						
8						
8.5						
9						
9.5						
10						
10.5						
11						
11.5						
12						
12.5						
13						
13.5						
14						
14.5						
15						
15.5						
16						
16.5						
17						
17.5						

18						
18.5						
19						
19.5						
20						
20.5						
21						
21.5						
22						
22.5						
23						
23.5						
24						
24.5						
25						

附表 3 风电机组不同轮毂高度与相应塔筒数据

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）						

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。

附表 4 轮毂高度下相应风电机组基础的技术数据

轮毂高度（m）	
基础钢筋用量（kg）	
基础钢筋型号	
基础混凝土用量（m ³ ）	
基础混凝土标号	

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					

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					

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							
5							
6							

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。

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

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”。

如不列出，则视为投标人“完全接受并响应”本技术规范的全部要求。

技术差异表

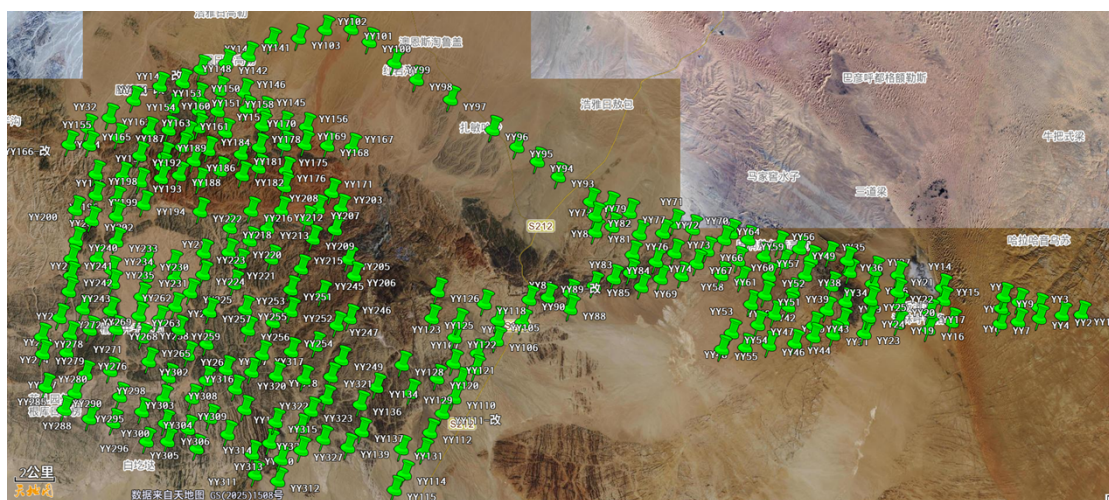
序号	招标文件		投标文件	
	条目	简要内容	条目	简要内容
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				

附件 6 风电场地理位置及布置区域附图

附图 1: 风电场工程地理位置图



附图 2: 风电场布置区域示意图



附件 7 投标人需要说明的其他问题

包括但不限于质量承诺及售后服务承诺等。

附件 8 风机点位数据（初步选址）

I 标段：

序号	风机编号	风机容量（MW）	X（m）	Y（m）
1	YY32	6.25	34526410.9	4341154.6
2	YY97	6.25	34544870.5	4342689.3
3	YY98	6.25	34543128	4343678.9
4	YY99	6.25	34541996.6	4344522
5	YY100	6.25	34540726.6	4345586.2
6	YY101	6.25	34539803.4	4346244.7
7	YY102	6.25	34538459.8	4346194.6
8	YY103	6.25	34537143.1	4345738.1
9	YY125	6.25	34543981.1	4331600.5
10	YY126	6.25	34544248	4332975.1
11	YY140	6.25	34535729.6	4345555.3
12	YY141	6.25	34534584.2	4344860.1
13	YY142	6.25	34533423.9	4344448.2
14	YY143	6.25	34532169.285	4344151.59
15	YY144	6.25	34531244.55	4343474.04
16	YY145	6.25	34535365.6	4342073.2
17	YY146	6.25	34534372.2	4342992.5
18	YY147	6.25	34534471.6	4342123.7
19	YY148	6.25	34533126.6	4343103.4
20	YY149	6.25	34533022.2	4342046.1
21	YY150	6.25	34532061.8	4342763.8
22	YY151	6.25	34532071.9	4342032.7
23	YY152	6.25	34530759.5	4342194.9
24	YY153	6.25	34530083.7	4343283.1
25	YY154	6.25	34528759.5	4342591.5
26	YY155	6.25	34527517.3	4341708.5
27	YY156	6.25	34537530.2	4341259.8
28	YY157	6.25	34536377.7	4341339.6
29	YY158	6.25	34535301.9	4341300.4
30	YY159	6.25	34533409.3	4340981.7
31	YY160	6.25	34532043.4	4341212.1
32	YY161	6.25	34531488.7	4340854.9
33	YY162	6.25	34530547	4341091.6
34	YY163	6.25	34529533.6	4341023.1

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
35	YY164	6.25	34527960.7	4340685.1
36	YY165	6.25	34526521.1	4340292.1
37	YY166	6.25	34525470.091	4340338.368
38	YY167	6.25	34539857.4	4340249.4
39	YY168	6.25	34538612.6	4340330.4
40	YY169	6.25	34537443.6	4340389.8
41	YY170	6.25	34536410.9	4340350.3
42	YY171	6.25	34538837.8	4337959
43	YY175	6.25	34536505.8	4339046.5
44	YY176	6.25	34536422.1	4338257.8
45	YY178	6.25	34535132	4340231.6
46	YY179	6.25	34535116.6	4339173.1
47	YY181	6.25	34534240.4	4339853.3
48	YY182	6.25	34534278.2	4338788.6
49	YY183	6.25	34533159.6	4339030.5
50	YY184	6.25	34532567.2	4340053.9
51	YY185	6.25	34532138.1	4338465.6
52	YY186	6.25	34531821.6	4339527.4
53	YY187	6.25	34531244.1	4340218.2
54	YY188	6.25	34531101.7	4338791.9
55	YY189	6.25	34530347.1	4339750.1
56	YY190	6.25	34530230.9	4339233.1
57	YY191	6.25	34530165.6	4338632.5
58	YY192	6.25	34529059.1	4339770.1
59	YY193	6.25	34529097.4	4338463.4
60	YY194	6.25	34529297.5	4337307.1
61	YY195	6.25	34528199.6	4338728.1
62	YY198	6.25	34526833.6	4338826.9
63	YY203	6.25	34539312.5	4337154.3
64	YY204	6.25	34539022	4336064.8
65	YY205	6.25	34539697.7	4334573
66	YY206	6.25	34540016.7	4333728.8
67	YY207	6.25	34538158.5	4337136.5
68	YY208	6.25	34537571	4336579
69	YY209	6.25	34537901.9	4335588
70	YY212	6.25	34536277.6	4337037.5
71	YY213	6.25	34535577.6	4336117.3
72	YY214	6.25	34535788.1	4334570.3
73	YY215	6.25	34537305.1	4334093.3

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
74	YY216	6.25	34534739.7	4336990.2
75	YY217	6.25	34534700.1	4335487.8
76	YY218	6.25	34533677	4336119.1
77	YY222	6.25	34532161.2	4336961.4
78	YY245	6.25	34538394.4	4332783.6
79	YY246	6.25	34539775.9	4331580.8
80	YY247	6.25	34539147.9	4331213.1

II 标段:

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
1	YY1	6.25	34577019.3	4332046.1
2	YY2	6.25	34576037.2	4331989.6
3	YY3	6.25	34574846.4	4332396.3
4	YY4	6.25	34574875	4331836.1
5	YY5	6.25	34573842.7	4332668.2
6	YY6	6.25	34573818.3	4331654.2
7	YY7	6.25	34572908.6	4331537.5
8	YY8	6.25	34572952.7	4332326.9
9	YY9	6.25	34573073	4332918.9
10	YY13	6.25	34570419.1	4331603.6
11	YY14	6.25	34569953.2	4333329.8
12	YY15	6.25	34570016.6	4332698.1
13	YY16	6.25	34569256.9	4331224.4
14	YY17	6.25	34569292.1	4332073.2
15	YY19	6.25	34567702.7	4331519.6
16	YY20	6.25	34567751.6	4332425.9
17	YY21	6.25	34567674.3	4333951.6
18	YY22	6.25	34567640.7	4333108.6
19	YY23	6.25	34565981.1	4330987.4
20	YY24	6.25	34566215.4	4331813.8
21	YY25	7.5	34566297.2	4332675.8
22	YY26	7.5	34566383	4333508.1
23	YY27	7.5	34566498.3	4334191
24	YY28	7.5	34565218.1	4334084.6
25	YY29	7.5	34565014.9	4332576.3
26	YY30	7.5	34564872.9	4331562.3
27	YY31	7.5	34564403.5	4330923.9
28	YY33	7.5	34564056.2	4332141.5
29	YY34	7.5	34564302.1	4333390.5

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
30	YY35	7.5	34564172.1	4334932.6
31	YY36	7.5	34565103.8	4334686.7
32	YY37	7.5	34563244.7	4334718.4
33	YY38	7.5	34562970.8	4333901.5
34	YY39	7.5	34562332.3	4333061.4
35	YY40	7.5	34562116	4332316.3
36	YY42	7.5	34563394.4	4331363.5
37	YY43	7.5	34563408.5	4330793.1
38	YY44	7.5	34562452.7	4330468.2
39	YY45	7.5	34561408	4331904.1
40	YY46	7.5	34561152.5	4330367.6
41	YY47	7.5	34560576.9	4331387.5
42	YY48	7.5	34559919.4	4330228.9
43	YY49	7.5	34562645.6	4335247.6
44	YY50	7.5	34561813.9	4334523.1
45	YY51	6.25	34560915.9	4332907.5
46	YY52	7.5	34561108.5	4333839.2
47	YY53	7.5	34560220.1	4332408.7
48	YY54	7.5	34559238.2	4330966.9
49	YY55	7.5	34558726.7	4330120.1
50	YY56	7.5	34561606.2	4335433.8
51	YY57	7.5	34560841.6	4334840.4
52	YY58	7.5	34559725.3	4333664.6
53	YY59	7.5	34560022.1	4335707.4
54	YY60	7.5	34559538.9	4334628.4
55	YY61	7.5	34558693.5	4333876.9
56	YY62	7.5	34559179.6	4336025.2
57	YY63	7.5	34556676.5	4333848.7
58	YY64	7.5	34558807.4	4335697.3
59	YY66	7.5	34557962.2	4335113.6
60	YY67	7.5	34557444.7	4334469.6
61	YY68	7.5	34555597.8	4333690.4
62	YY69	6.25	34554606.4	4333251
63	YY70	7.5	34557206.5	4336218.4
64	YY71	7.5	34556297.5	4336486.3
65	YY72	7.5	34555709.4	4335997
66	YY73	7.5	34556302.8	4334990.7
67	YY74	7.5	34555359.8	4334554
68	YY75	6.25	34554517.1	4335916.4

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
69	YY76	6.25	34554156.3	4334880.4
70	YY77	6.25	34554005.2	4337013.4
71	YY78	6.25	34553004.2	4337362.3
72	YY79	6.25	34552010.6	4337578.7
73	YY80	6.25	34553121.4	4336288.5
74	YY81	6.25	34552268.8	4336022.1
75	YY82	6.25	34552253.5	4336812
76	YY83	6.25	34554043.8	4333969.9
77	YY84	6.25	34553216.3	4333676.7
78	YY85	6.25	34552222.6	4333317.5
79	YY87	6.25	34550999.6	4332929.2
80	YY88	6.25	34550991.8	4332125.3
81	YY89	6.25	34549864.988	4332713.824
82	YY90	6.25	34548931.1	4332564
83	YY92	6.25	34548576.3	4331416.8
84	YY93	6.25	34550380.9	4338831.2
85	YY94	6.25	34549311	4339576.9
86	YY95	6.25	34548251.9	4340331.5
87	YY96	6.25	34547008.5	4341177.3

III标段:

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
1	YY105	6.25	34547334.2	4331514.7
2	YY106	6.25	34547271.6	4330499.4
3	YY107	6.25	34546303	4329828.1
4	YY108	6.25	34546214.7	4329049.3
5	YY109	6.25	34545449.8	4328414.3
6	YY110	6.25	34545129.8	4327569.2
7	YY111	6.25	34544534.455	4326790.039
8	YY112	6.25	34543908.5	4325810.8
9	YY113	6.25	34543602.883	4324835.275
10	YY114	6.25	34542608.9	4323691.1
11	YY115	6.25	34542107.8	4322900.2
12	YY116	6.25	34537325.8	4326013.7
13	YY118	6.25	34546629.6	4332369.1
14	YY120	6.25	34544259.4	4328562.4
15	YY121	6.25	34545096.2	4329316.5
16	YY122	6.25	34545130.9	4330641.1
17	YY123	6.25	34545349	4331404

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
18	YY128	6.25	34542478.6	4329229.5
19	YY129	6.25	34542932	4327799.2
20	YY131	6.25	34542457	4324974.2
21	YY134	6.25	34541162.9	4328089.3
22	YY136	6.25	34540354.2	4327214.1
23	YY137	6.25	34540437.5	4325849.6
24	YY139	6.25	34539732.5	4325027.5
25	YY196	6.25	34527901.4	4337523.1
26	YY199	6.25	34526856.4	4337772.2
27	YY200	6.25	34525808	4337015.4
28	YY201	6.25	34527879.9	4336691.5
29	YY202	6.25	34526658.6	4336495.2
30	YY219	6.25	34533633.7	4334899.1
31	YY220	6.25	34534199.1	4334370.8
32	YY221	6.25	34533888.3	4333291.8
33	YY223	6.25	34532336.5	4334857.2
34	YY224	6.25	34532335.2	4333774.6
35	YY225	6.25	34531679.6	4332833
36	YY226	6.25	34530769.9	4334291.1
37	YY227	6.25	34530874.5	4333575.2
38	YY228	6.25	34530893.8	4332135.5
39	YY230	6.25	34529483.1	4334487.5
40	YY231	6.25	34529427.3	4333651.7
41	YY232	6.25	34529193.2	4332622.9
42	YY233	6.25	34527891.1	4335442.7
43	YY234	6.25	34527666.8	4333993.1
44	YY235	6.25	34527711.8	4333294.1
45	YY236	6.25	34527608.5	4331906.3
46	YY237	6.25	34526933.1	4334540.5
47	YY239	6.25	34526224.7	4331985
48	YY240	6.25	34525847.8	4335451.5
49	YY241	6.25	34525609.6	4334525.6
50	YY242	6.25	34525575.2	4333671.9
51	YY243	6.25	34525486.9	4332877
52	YY249	6.25	34539389.6	4329488.4
53	YY250	6.25	34538075.6	4330179.5
54	YY251	6.25	34536769.1	4333016.5
55	YY252	6.25	34536779.2	4331905.8
56	YY253	6.25	34535910.3	4331349.4

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
57	YY254	6.25	34536812.9	4329870.5
58	YY255	6.25	34534484	4332008
59	YY256	6.25	34534617.2	4330974.4
60	YY257	6.25	34532657.6	4331858.7
61	YY258	6.25	34532505.5	4330258.3
62	YY259	6.25	34531101.7	4330985.6
63	YY260	6.25	34531562	4329668.7
64	YY261	6.25	34530591.2	4328547.4
65	YY262	6.25	34530094.4	4331476.8
66	YY263	6.25	34529066.5	4331649.4
67	YY264	6.25	34529249.5	4330572.5
68	YY265	6.25	34529584.5	4329359.2
69	YY268	6.25	34527907.1	4330977.5
70	YY269	6.25	34526590	4330940.6
71	YY271	6.25	34527613.7	4328864.8
72	YY272	6.25	34525022.6	4331558.8
73	YY273	6.25	34525553	4330676
74	YY274	6.25	34525380.5	4329767.8
75	YY276	6.25	34526335.9	4328677.9
76	YY277	6.25	34525799	4327738.6
77	YY278	6.25	34524119.1	4330569.8
78	YY279	6.25	34524187.1	4329713.9
79	YY280	6.25	34524333	4328017.3
80	YY285	6.25	34525278	4326873.3
81	YY288	6.25	34526547.7	4326429.5
82	YY290	6.25	34528114.7	4327562.1
83	YY291	6.25	34527782.4	4326221.1
84	YY295	6.25	34529244.1	4326796.9
85	YY296	6.25	34529482.3	4325290.4
86	YY298	6.25	34530339.1	4327468
87	YY299	6.25	34530419.7	4326200.3
88	YY300	6.25	34530541.6	4325294.9
89	YY301	6.25	34531578.9	4325928.4
90	YY302	6.25	34532498.6	4328404.6
91	YY303	6.25	34531784.3	4327481.1
92	YY304	6.25	34532717.7	4326500.8
93	YY305	6.25	34532038.8	4324944.8
94	YY306	6.25	34533604.7	4325674.1
95	YY307	6.25	34533503	4328954.8

序号	风机编号	风机容量 (MW)	X (m)	Y (m)
96	YY308	6.25	34533983.8	4327986.6
97	YY309	6.25	34534448.8	4326953.9
98	YY310	6.25	34534852.6	4324652.9
99	YY311	6.25	34535025.5	4323636.4
100	YY312	6.25	34536171	4323312
101	YY313	6.25	34536303.4	4324395.1
102	YY314	6.25	34535746.1	4325242.9
103	YY315	6.25	34536031.2	4326294.8
104	YY316	6.25	34534813.4	4328831.3
105	YY317	6.25	34535342.4	4329725.4
106	YY318	6.25	34536050.3	4328619.4
107	YY320	6.25	34537470.7	4328491.8
108	YY321	6.25	34538854.2	4328626.9
109	YY322	6.25	34538623.9	4327478.4
110	YY323	6.25	34537851.4	4326880.8
111	YY326	6.25	34538492.1	4325445
112	YY327	6.25	34537344.1	4324889.1

注：图中坐标采用 2000 国家大地坐标系。

附件 9 投标机型抗风力专题报告

投标机型抗大风专题报告包括但不限于：抗大风设计、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 防沙尘专题报告

附件 14 测风塔数据

附表：现场测风塔信息及测风设备配置表

测风塔	塔高 (m)	海拔 高度 (m)	经纬度	风速层次 (m)	风向层次 (m)	观测时段
230001#	140	1653	102.3427° E 39.212015° N	140、120、110、 90、50、10	140、120、 110、10	2023.7.25~2024.8.1
230002#	120	1728	102.32149° E 39.151977N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.6.12~2024.6.28
230003#	120	1608	102.294843° E 39.084958° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.7.1~2024.8.1
230004#	120	1587	102.371572° E 39.071435° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.7.31~2024.8.1
230005#	140	1684	102.364973° E 39.131065° N	140、120、110、 90、50、10	140、120、 110、10	2023.6.29~2024.8.1
230006#	120	1644	102.406793° E 39.1048° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.6.10~2024.7.5
230007#	140	1724	102.388558° E 39.170268° N	140、120、110、 90、50、10	140、120、 110、10	2023.7.22~2024.8.23
230008#	120	1572	102.428445E 39.211267° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.6.22~2024.8.1
230009#	120	1597	102.47752° E 39.176615° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.6.21~2024.8.1
230010#	120	1583	102.477545° E 39.097392° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.6.18~2024.6.28
230011#	120	1554	102.564585° E 39.125938° N	120、110、90、 50、10	120、110、 10	2023.6.20~2024.7.31
230012#	140	1532	102.7046° E 339.140258° N	140、120、110、 90、50、10	140、120、 110、10	2023.6.26~2024.8.1
240426#	120	1612	102.328132° E 39.088912n	120、110、100、 90、70、50、30	120、100、 30	2024.4.29~2025.5.2
240427#	120	1756	102.326687° E 39.175925 N	120、110、100、 90、70、50、30	120、100、 30	2024.5.1~2025.5.25
240428#	120	1603	102.493555° E 39.13241° N	120、110、100、 90、70、50、30	120、100、 30	2024.4.26~2025.5.2

附件 15 主轴承选型专题报告（投标人提供）

第六章 投标文件格式

招标编号：ZJTY-2025-12-10-009

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目
风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附
属设备 I 标段

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、修改甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备 I 标段的投标文件、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：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

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									
										

注 1：若被推荐为中标候选人，招标人有权将上述业绩进行公示。

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

九、关于业绩公示的投标承诺书

关于业绩公示的投标承诺书

致：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

为全面落实《招标投标法》《招标公告和公示信息发布管理办法》等法律法规，坚持“公开、公平、公正和诚实信用”原则，共同维护浙能集团招标投标的良好生态，打造优质和谐的营商环境，我司郑重承诺如下：

1. 关于信息公示：若我司被推荐为中标候选人，我司同意招标人（或招标代理机构）可将我司投标文件中涉及资格要求及评分的业绩所对应的合同关键信息（包括但不限于合同名称、签署时间等）进行公示。我司承诺投标文件中的合同信息内容不涉及国家秘密或商业秘密，如因公示内容引发任何争议或责任，概由我司自行承担。

2. 关于异议处理：如收到针对我司所提供业绩材料的异议，我司承诺在规定期限内，按照要求提供证明业绩真实性的相关材料（如合同原件、业主证明等）。若未能在规定期限内提供有效证明材料，我司同意被认定为不真实业绩，并接受由此产生的取消中标候选人资格等处理决定。

3. 关于诚信约束：我司承诺不进行重复异议、诬告或恶意异议等行为。如有违反，同意贵公司依据国家法律法规及浙江省能源集团有限公司《供应商关系管理办法》的相关规定，对我司进行处理。

以上承诺，我司将严格恪守。

承诺单位：（公章）

日期：

招标编号：ZJTY-2025-12-10-009

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目
风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附
属设备 I 标段

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

部件品牌响应表

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
1	叶片	中材、时代新材	主要部件	
2	发电机系统	永济（中车）、江苏中车、湘电、上海电气、东方电机、远景能源	主要部件	
3	发电机轴承	FAG、SKF、TIMKEN、Rothe Erde	主要部件	
4	主轴轴承	NTN、瓦轴、洛轴、徐罗、新强联	主要部件	
5	齿轮箱	南高齿、重齿	主要部件	
6	变桨轴承	徐罗、成都天马，洛轴、瓦轴、新强联	主要部件	

7	偏航轴承	徐罗、成都天马，洛轴、瓦轴、新强联	主要 部件	
8	变流器	阳光、禾望、维谛	主要 部件	
9	发电机出口断 路器(如有)	ABB、西门子、施耐德	其他 部件	
1 0	齿轮箱轴承	FAG、SKF、TIMKEN、NSK	其他 部件	
1 1	变流器功率模 块	英飞凌、富士、东芝	其他 部件	
1 2	联轴器	德国 GAT、上海晟达、开天传动	其他 部件	
1 3	偏航电机	ABB、施耐德、西门子	其他 部件	
1 4	液压装置	海卓泰克，派克，特力佳	其他 部件	
1	机舱罩/轮毂罩	双一、九鼎、耀华玻璃钢	其他	

5			部件	
1 6	塔筒	上海泰胜、江苏海力、大金、天顺	其他 部件	
1 7	风电机组连接 用高强螺栓	上海申光、山东高强、舟山正源、陕西海丰	其他 部件	
1 8	塔筒法兰	山东伊莱特、江阴恒润、丹东丰能	其他 部件	
1 9	钢板	宝武钢、鞍钢、首钢	其他 部件	
2 0	油漆	海虹、佐敦、PPG、阿克苏诺贝尔（国际）	其他 部件	
2 1	塔筒升降机	翱文狄、HAILO、库珀、3S	其他 部件	
2 2	动力电缆	中天、亨通、远东、宝胜、上上	其他 部件	
2 3	低压柜（如有）	ABB、西门子、施耐德	其他 部件	

2 4	基础锚栓及锚板	中船重工、宁波大智、江苏中成	其他 部件	
2 5	风速风向采集系统	机械式: 柯瑞文、贝良; 超声波式: Lufft、Ft	其他 部件	
2 6	视频监控	海康威视、大华	其他 部件	
2 7	润滑油 (脂)	克鲁勃、埃尔夫、埃克森美孚	其他 部件	
2 8	风功率预测系统	国能日新、东润环能	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：

六、评审打分资料（若有）

请按招标文件《第三章》评标办法中的技术评标因素及其量化标准，明确评分打分资料所在页面页码或已在投标管家中绑定评审指标。

序号	评审指标	资料名称	资料所在页面页码或已绑定评审指标	备注

招标编号：ZJTY-2025-12-10-009

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威
市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目
风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其
附属设备 I 标段

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：甘肃民勤陇电入浙独青山能源有限公司

1. 我方已仔细研究了甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备 I 标段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：甘肃腾格里沙漠河西新能源基地武威市民勤县独青山 180 万千瓦风电项目风力发电机组（含塔筒、锚栓）及其附属设备 I 标段

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								