

招标编号：ZJTY-2026-07-17-001

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包
框架协议采购项目
招 标 文 件

招标人：浙江浙能能源服务有限公司

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司（公章）

2026 年 07 月 17 日

第一章 招标公告/投标邀请书

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购招标公告

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购已具备招标条件，招标人为浙江浙能能源服务有限公司，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

本次招标为浙江浙能能源服务有限公司第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购，建设地点位于浙江省全域。其中，EPC 总承包框架协议有效期自签订之日起至 2028 年 12 月 31 日，预估建设总容量为直流侧 500MWp-750MWp；运维总承包框架协议有效期为电站移交生产至 2030 年 12 月 31 日。

投标人应负责项目前期开发至投产发电、工程竣工验收，合同期限内光伏电站设备设施运行、维护、检修（含抢修）和发电量保障及与本项目相关的一切工作，包括但不限于：

（1）EPC 总承包部分

1) 前期开发：包括前期手续、各类合规性手续办理，入户协调及确户工作、租赁协议签订、项目备案、并网手续办理等，负责与用户的协商、收集资料（包括但不限于用户身份证、房产证明、银行卡等资料）；

2) 工程设计：包括现场踏勘及测量，确保用户屋顶资源条件符合国家、行业等相关法律法规、法规、规范要求，设计（包括光伏组件至并网点的全部工程勘察、接入系统方案设计、设计图纸）及所必须的审查服务；

3) 设备材料采购（含运输、卸车、保管）：包括光伏组件、逆变器、支架、电缆、配电设备、接地材料、现场安全标识、安全防护工器具等；

4) 工程施工：包括现场施工、安装、试验及检查测试、屋面防水加固（如需）、临时用地、设备转运和保管，对现场施工进行安全管理（含视频监控），施工过程所有对外协调和纠纷处理；

5) 调试并网：包括系统调试、涉网调试（如需）、试运行及供电手续办理、购售电协议签订、“四可”装置配合安装等全部并网接入工作；

6) 工程验收：包括消缺、配合验收、交付投产、全部技术资料整理归档移交和配合竣工验收等工作；

7) 移交生产前电站管理：负责项目自并网发电后至正式移交生产前的电站运行维护及安全管理工作。

8) 机制电价竞价：根据浙江省新能源增量项目机制电价竞价工作要求，协助招标人完

成增量项目建档立卡、材料准备、价格申报以及平台操作等具体工作和流程，确保项目顺利完成机制电价竞价工作；

9) 工程质保：在质量保修期内，按照有关法律、法规、规章制度和双方约定，承担项目质量保修责任；

10) 软件平台：负责提供户用光伏电站管理平台，包括电站设计、开发、建设、验收、结算、安全监督管理等功能，系统应监测到每户发电量、逆变器数据等信息，具有相应的数据统计分析、汇总、报送功能、故障监测、运维派单、拓展等功能，并协助现场实时数据以双发模式接入招标人智慧能源管理平台；

11) 项目开发范围为非自然人户用分布式光伏以及按照非自然人户用分布式光伏管理的项目，所发电量全额上网。

(2) 运维总承包部分

1) 负责项目所辖所有电站的日常运行监控工作，包括光伏电站/设备系统的日常运行状态、运行数据、故障报警监视等，及时发现设备故障及缺陷并处理，负责光伏电站运行维护人员、设备的日常安全管理，实现预期安全目标；

2) 负责项目所辖所有电站的巡视（安全）检查以及设备维护工作，在电站巡视的同时必须同步开展安全检查，包括定期对设备进行巡回检查，排查设备缺陷、问题、安全隐患，定期开展低效电站整改，以及所辖电站的遮挡清除（包括灌木、杂草以及树木等遮挡物清除及相关民事协调）、翻板检修、组件清洗、接地电阻检测、螺栓紧固、金属设备设施的防腐处理、房屋漏水处理、积雪清扫，及时处理设备缺陷、故障，消除隐患，确保光伏电站处在良好、经济运行状态；

3) 负责本项目所有运行维护所需的人员、工器具（包括安全工器具和安全防护用品）、消耗性材料、备品备件（包括光伏组件、逆变器、配电箱、支架等重要设备）、检测检验仪器等，通讯模块流量费、下网电费、免费拆装服务及更换组件、逆变器、配电箱、支架等设备所产生的其他服务费用；

4) 负责电站发电量保证，协助进行发电量统计上报、电费结算统计、可再生能源发电项目的建档立卡、配合绿电交易、绿证申领等工作；

5) 负责协助统计业主租金，受委托按清单向业主代发租金收益，处理业主租金发放异常，包括业主变更、账户变更等情况；

6) 负责协助定期开具上网电费收益（及补贴）发票，并对接电网公司按时回收电费；

7) 负责应对不可抗力事件善后处理，保险赔付范围内的各类事件处理，包括但不限于应

急抢修（救援）、周边关系协调、对接保险公司处理项目理赔等事宜；

8) 负责妥善处理业主、电网公司、政府机构、银行等外部关系协调，及时处理项目相关舆情。

具体服务要求详见合同及技术规范书。

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. 具有施工资质的投标人或联合体成员，须提供有效的企业安全生产许可证，企业主要负责人（法定代表人、企业经理、企业分管安全生产的副经理、企业技术负责人）具有对应有效的安全生产考核合格证书，须提供企业经理、企业分管安全生产的副经理、企业技术负责人的任命书。（若存在兼职情况的，必须提供相关任命文件予以说明）。

3. 具有施工资质的投标人或联合体成员，拟派施工负责人具有对应有效的安全生产考核合格证书。

4. 在投标截止日存在在其他任何在建合同工程（在建合同工程的开始时间为合同工程中标通知书发出日期，或者不通过招标方式的则以合同签订日期为开始时间，结束时间为该合同工程验收合格或合同解除日期）担任项目负责人（包括工程总承包项目中的施工负责人）的，不得以拟派项目负责人的身份参加本次投标。

5. 具有施工资质的投标人或联合体成员，拟派施工现场专职安全生产管理人员，具有对应有效的安全生产考核合格证书，人数符合住房和城乡建设部相关规定要求。

6. 至投标截止时间前 36 个月内，投标人及拟派项目负责人存在以下情形之一的，不得参与本项目投标：（1）经中国裁判文书网（网址：<http://wenshu.court.gov.cn>）检索确认，存在行贿罪、单位行贿罪、对单位行贿罪、对有影响力的人行贿罪、介绍贿赂罪（以下简称“行贿犯罪”）生效判决记录的；（2）投标人或拟派项目负责人持有人民法院行贿犯罪的生效判决文书的；（3）经司法机关（法院、检察、公安）核实存在生效行贿犯罪判决的；（4）经其他途径确认投标人或拟派项目负责人有行贿犯罪记录的。投标人及拟派项目负责人提交《无行贿犯罪记录承诺函》，并附中国裁判文书网“单位全称+曾用名（如有）”/“姓名+身份证号”检索截图（需显示检索时间、检索关键词、无对应犯罪记录结果）。

7. 在国家企业信用信息公示系统（网址：<https://www.gsxt.gov.cn/>）中列入严重违法失信企业名单的，不得参与本项目投标。

8. 在“中国执行信息公开网”网站（网址：<https://zxgk.court.gov.cn/>）、“信用中国”网站（网址：www.creditchina.gov.cn）或在“信用浙江”网站（网

址:<https://credit.zj.gov.cn/>) 中被列入失信被执行人名单的, 不得参与本项目投标。

9. 拟派项目负责人被列入浙能集团“人员黑名单”的, 且该处置仍在有效期内, 不得作为本标段项目负责人。

10. 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。

11. 投标人须同时具有以下有效期内的:

- 1) 电力工程施工总承包贰级及以上资质;
- 2) 承装(修、试)电力设施许可证叁级及以上资质

12. 近五年(2021年1月1日以来, 时间以合同签订或用户证明时间为准), 投标人须同时具有以下业绩:

- 1) 总计 20MWp 及以上户用光伏发电项目 EPC 总承包合同业绩;
- 2) 总计 20MWp 及以上户用光伏项目运维业绩;

以上业绩须提供相应的业绩证明(应提供合同或用户证明材料, 合同至少包括首页、签字盖章页、合同签订时间、体现业绩的页面, 用户证明材料应提供用户盖章文件并体现业绩情况、履行时间)。

13. 项目经理须同时满足以下条件:

1) 资质要求: 具有注册在投标人单位的机电工程或建筑工程专业二级及以上注册建造师执业资格证;

2) 业绩要求: 近五年(2021年1月1日以来, 时间以合同签订或用户证明时间为准)以项目经理身份至少具有 2MWp 及以上光伏发电工程总承包(EPC)或施工总承包合同业绩, 须提供业绩证明材料(应提供合同或用户证明材料)。

是否接受联合体投标: 是。联合体投标的应满足下列要求: 联合体成员数不超过 2 家, 投标时须提供联合体协议, 并明确牵头方

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. 招标文件下载时间: 2026年07月24日09时00分至2026年07月30日17时00分。

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 2026 年 08 月 13 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、监督部门

监督部门：浙能集团招投标管理部

邮箱：ts@zntianyin.com

投诉电话：400-0571515

工作时间：周一至周五 9:00--11:30，13:00--16:30

七、联系方式

招标人：浙江浙能能源服务有限公司

联系人： 庞昆

联系电话： 0571-87900190

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/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）递交投标保证金时，需引用相等金额的银行流水，若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:梅吟雪(签名)

招标代理机构:(公章)

2026年07月17日

第二章 投标人须知前附表及投标人须知

第一节 投标人须知前附表

条款号	条款名称	编列内容
1.1.2	招标人	名称：浙江浙能能源服务有限公司 联系人： 庞昆 电话： 0571-87900190
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：梅吟雪 电话：0571-85270572 电子邮箱：MEIYINXUE@ZNTIANYIN.COM
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	本次招标为浙江浙能能源服务有限公司第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购，建设地点位于浙江省全域。其中，EPC 总承包框架协议有效期自签订之日起至 2028 年 12 月 31 日，预估建设总容量为直流侧 500MWp-750MWp；运维总承包框架协议有效期为电站移交生产至 2030 年 12 月 31 日。 投标人应负责项目前期开发至投产发电、工程竣工验收，合同期限内光伏电站设备设施运行、维护、检修（含抢修）和发电量保障及与本项目相关的一切工作，包括但不限于： （1）EPC 总承包部分 1) 前期开发：包括前期手续、各类合规性手续办理，入户协调及确户工作、租赁协议签订、项目备案、并网手续办理等，负责与用户的协商、收集资料（包括但不限于用户身份证、房产证明、银行卡等资料）； 2) 工程设计：包括现场踏勘及测量，确保用户屋顶资源条件符合国家、行业等相关法律、法规、规范要求，设计（包括光伏组件至并网点的全部工程勘察、接入系统方案设计、设计图纸）及所必须的审查服务； 3) 设备材料采购（含运输、卸车、保管）：包括光伏组件、逆变器、支架、电缆、配电设备、接地材料、现场安全标识、安全防护工具等；

		4) 工程施工: 包括现场施工、安装、试验及检查测试、屋面防水加固(如需)、临时用地、设备转运和保管, 对现场施工进行安全管理(含视频监控), 施工过程所有对外协调和纠纷处理; 5) 调试并网: 包括系统调试、涉网调试(如需)、试运行及供电手续办理、购售电协议签订、“四可”装置配合安装等全部并网接入工作; 6) 工程验收: 包括消缺、配合验收、交付投产、全部技术资料整理归档移交和配合竣工验收等工作; 7) 移交生产前电站管理: 负责项目自并网发电后至正式移交生产前的电站运行维护及安全管理工作。 8) 机制电价竞价: 根据浙江省新能源增量项目机制电价竞价工作要求, 协助招标人完成增量项目建档立卡、材料准备、价格申报以及平台操作等具体工作和流程, 确保项目顺利完成机制电价竞价工作; 9) 工程质保: 在质量保修期内, 按照有关法律、法规、规章制度和双方约定, 承担项目质量保修责任; 10) 软件平台: 负责提供户用光伏电站管理平台, 包括电站设计、开发、建设、验收、结算、安全监督管理等功能, 系统应监测到每户发电量、逆变器数据等信息, 具有相应的数据统计分析、汇总、报送功能、故障监测、运维派单、拓展等功能, 并协助现场实时数据以双发模式接入招标人智慧能源管理平台; 11) 项目开发范围为非自然人户用分布式光伏以及按照非自然人户用分布式光伏管理的项目, 所发电量全额上网。 (2) 运维总承包部分 1) 负责项目所辖所有电站的日常运行监控工作, 包括光伏电站/设备系统的日常运行状态、运行数据、故障报警监视等, 及时发现设备故障及缺陷并处理, 负责光伏电站运行维护人员、设备的日常安全管理, 实现预期安全目标; 2) 负责项目所辖所有电站的巡视(安全)检查以及设备维护工作, 在电站巡视的同时必须同步开展安全检查, 包括定期对设备进行巡回检查, 排查设备缺陷、问题、安全隐患, 定期开展低效电站整改, 以及所辖电站的遮挡清除(包括灌木、杂草以及树木等遮挡物清除及相关民事协调)、翻板检修、组件清洗、接地电阻检测、螺栓紧固、金属设备设施的防腐处理、房屋漏水处理、积雪清扫, 及
--	--	--

		时处理设备缺陷、故障，消除隐患，确保光伏电站处在良好、经济运行状态； 3) 负责本项目所有运行维护所需的人员、工器具（包括安全工器具和安全防护用品）、消耗性材料、备品备件（包括光伏组件、逆变器、配电箱、支架等重要设备）、检测检验仪器等，通讯模块流量费、下网电费、免费拆装服务及更换组件、逆变器、配电箱、支架等设备所产生的其他服务费用； 4) 负责电站发电量保证，协助进行发电量统计上报、电费结算统计、可再生能源发电项目的建档立卡、配合绿电交易、绿证申领等工作； 5) 负责协助统计业主租金，受委托按清单向业主代发租金收益，处理业主租金发放异常，包括业主变更、账户变更等情况； 6) 负责协助定期开具上网电费收益（及补贴）发票，并对接电网公司按时回收电费； 7) 负责应对不可抗力事件善后处理，保险赔付范围内的各类事件处理，包括但不限于应急抢修（救援）、周边关系协调、对接保险公司处理项目理赔等事宜； 8) 负责妥善处理业主、电网公司、政府机构、银行等外部关系协调，及时处理项目相关舆情。 具体服务要求详见合同及技术规范书。 （具体要求详见招标文件第六章 技术标准和要求）
1.3.2	工期要求	EPC 总承包框架协议有效期：自框架协议签订之日起至累计完成 750MWp 或 2028 年 12 月 31 日两者先到时间为准；运维总承包服务期：自电站移交生产之日起至 2030 年 12 月 31 日。 （具体要求详见招标文件第六章 技术标准和要求）
1.3.3	质量要求	符合现行国家有关工程施工验收规范和标准的合格要求。
1.4.1	投标资格条件、要求	见招标公告内容
1.4.2	是否接受联合体投标	☒是 应满足下列要求：联合体成员数不超过 2 家，投标时须提供联合体协议，并明确牵头方
1.9.1	踏勘现场	☐组织：踏勘集中地点：____ 踏勘时间：____ 联系人：____ 电话：____

		☒ 不组织：如有需要，自行踏勘，投标人对工程现场及周围环境进行踏勘现场并自负考察结果，以获取自己负责的有关报价准备和签署合同所需的所有资料，现场考察的费用由投标人自行承担。
1.10.1	投标预备会	☒ 不召开 ☐ 召开， 召开时间：____ 召开地点：____
1.10.2	投标人提出问题的截止时间	同 2.2.1 投标人要求澄清招标文件的截止时间及形式
1.10.3	招标文件的澄清、补充、修改的时间	同 2.2.2 招标文件的澄清、修改、补充
1.11.1	招标工程是否允许分包	☒ 是 要求如下：分包须符合国家法律法规要求。
1.12	偏差	☐ 不允许 ☒ 允许，要求如下：投标人对招标文件有偏差，若评标委员会仍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：2026 年 08 月 03 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	/

3.2.3	最高投标限价 或其计算方法	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：____万元 ☒在投标截止时间 5 日前以补充文件的形式公布。 ☐本次招标最高投标限价的算法：____。
3.2.4	投标报价的 其他要求	一、安全生产费的说明：根据财资〔2022〕136 号关于印发《企业安全生产费用提取和使用管理办法》的通知，投标人编制投标报价应当包含并单列企业安全生产费用，投标时不得删减；安全生产费使用需符合浙能集团《安全生产费用提取和使用管理办法》（中标后提供），工程竣工决算后结余的企业安全生产费用，应当退回招标人。 提取标准如下： （一）矿山工程 3.5%； （二）铁路工程、房屋建筑工程、城市轨道交通工程 3%； （三）水利水电工程、电力工程 2.5%； （四）冶炼工程、机电安装工程、化工石油工程、通信工程 2%； （五）市政公用工程、港口与航道工程、公路工程 1.5%。 三、施工用电、用水：见合同协议 四、其他 1）本次招标为框架协议招标，所有具体项目实施都必须以通过招标人投资决策为前提。如果招标人投资决策不通过，则对应的具体项目不适用于本次框架协议招标结果，风险情况请各投标人自行评估。 2）本工程由招标人浙江浙能能源服务有限公司与中标人签订框架协议，由招标人或所属项目公司与中标人分别签订工程总承包（EPC）与运维承包合同。 3）投标人应负责开展招标人与房屋所有者协调和签订租赁协议的工作，签订的租赁协议的单块组件租金价格上限详见框架协议，若部分区域租金价格上调，招标人有权调减该区域 EPC 中标单价以保障收益，具体以补充协议形式确定。 4）本次 EPC 总承包中标单价根据机制电价竞价结果设置调价机制，自合同签订 1 年内完成并网的电站不进行调价，自合同签订 1 年后完成并网的电站，根据最近一次机制电价竞价结果设置调价机制，具体调价机制如下： 基准机制电价为 0.38 元/kWh。当最近一次机制电价竞价结果大

		于等于 0.38 元/kWh，EPC 总承包单价不作调整；当最近一次机制电价竞价结果小于 0.38 元/kWh，机制电价每下降 0.001 元/kWh，EPC 总承包单价下调 0.0084 元/Wp，不足 0.001 元/kWh 部分，使用直线插入法计算；当最近一次机制电价竞价结果小于 0.37 元/kWh，经双方协商一致后可终止协议。 5) 招标人有权对中标人的运维服务质量逐年进行考核，具体以光伏电站发电量作为考核基础。若实际发电量（以招标人收到的电网公司及其关联公司支付的电费金额及电费单价为基础计算）超过考核发电量时，招标人按照超发电量部分对应的电费收益（超发电量×除税电价）金额的【50%】向中标人发放奖励。若实际发电量低于考核发电量时，招标人按照欠发电量部分对应的电费收益金额对中标人进行惩罚。具体考核条款详见合同。 6) 中标人须在 2026 年 12 月 31 日前完成不低于 100MWp 建设容量，在 2027 年 12 月 31 日前累计完成不低于 300MWp 建设容量，在 2028 年 12 月 31 日前累计完成不低于 500MWp 建设容量。除招标人原因、不可抗力、电网接入、政策变化原因外，在上述相应节点前未完成规定的建设容量，未完成部分按照 1000 元/MWp 从应付款中扣除，若在 2028 年 12 月 31 日前累计完成不低于 500MWp 建设容量，则各节点扣减款项全额返还。 7) 本项目项下的开发权及各项服务不具有排他性。招标人保留在本项目所在区域内，自行或另行委托第三方开展户用光伏项目开发、建设及其他业务的权利。
3.3.1	投标有效期	90 天（从投标截止之日算起）。
3.4	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 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用后，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。 （四）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。 四、投标保证金的退还（电汇或网银形式的） （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。 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 五、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、联合体各方签订的联合体协议（联合体投标的提供）。 四、行政部门核发的企业资质证书、许可证书。 五、企业安全生产许可证。 六、法定代表人、企业经理、企业分管安全生产的副经理、企业技术负责人对应有有效的安全生产考核合格证书，企业经理、企业分管安全生产的副经理、企业技术负责人的任命书。（联合体投标的，由承担施工工作的联合体成员提供，若存在兼职情况的，必须提供相关任命文件予以说明）。 七、项目负责人对应有有效的安全生产考核合格证书（联合体投标的，项目负责人由承担施工工作的联合体成员拟派的需提供）。 八、拟派项目负责人注册执业资格证书或专业技术职称证书。建造师注册执业资格证书提供“全国建筑市场监管公共服务平台”网注册建造师信息查询页面（最终的完整信息页面）打印件（需加盖投标人公章和建造师执业章）或注册执业证书（根据建办市〔2021〕40号“住房和城乡建设部办公厅关于全面实行一级建造师电子注册证书的通知”文件要求，自2022年1月1日起，一级建造师统一使用电子证书，纸质注册证书作废。一级建造师打印电子证书后，应在个人签名处手写本人签名，未手写签名或与签名图像笔迹不一致的，该电子证书无效。）或建设行政部门相关名单公告（需提供下载的纸质公告和网址，公示名单无效）。注册建造师暂不受有效期限限制，但截至投标截止日年满65周岁的不得参加投标。 九、拟派项目负责人在投标截止日无在其他任何在建合同工程上担任项目负责人、施工负责人（含工程总承包项目中担任施工负责人）的承诺书。 十、专职安全生产管理人员的对应有有效的安全生产考核合格证书（联合体投标的，由承担施工工作的联合体成员提供）。 十一、招标公告投标人资格条件、要求及否决投标的情形中需要投标人提供的其他资料。 注：以上证书（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)、材料应在投标文件中附复印件，如缺少，则相关证明无效。证书、材料原件备查，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。如未能在规定的时间内送到，评标委员会将按相关证明材料无效或涉及的评审内容不利于投标人的原则处理。
3.5.2	否决投标的情形	一、凡是评标委员会拟做出否决投标认定的，应组织相关投标人询标。未进行询标程序的，不得做出否决投标的认定，投标人放弃询标机会的除外（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标活动或不予答复的）。 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3.7.3项规定为准）签字或盖章的； （四）存在投标人须知“1.4.3 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）投标文件载明的招标项目完成期限超过招标文件规定的期限的或载明的质量目标达不到招标文件要求的质量目标的。 （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。 （九）低于通过符合性审查的次低评标价 8%，且投标人对其报价不能充分说明理由，或提供的相关材料无法证明报价不低于其成本价的。 （十）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）。 （十一）投标函与开标一览表价格不一致的（小数点错误除外）。

		(十二) 投标人未按招标文件实质性规定要求进行报价。拒绝修正不平衡报价，或拒绝提供报价分析说明和证明材料的。 (十三) 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。 (十四) 规费和税金低于工程所在地规定的费率计取的。 (十五) 评标委员会认定属投标人自身原因有重大漏项的。 (十六) 采用的验收标准或主要技术指标达不到国家强制性标准的或招标文件要求或采用的施工工艺、方法或质量安全管理措施不能满足国家强制性标准或要求的。 (十七) 采用的设计标准达不到国家强制性标准的。 (十八) 主要的施工技术方案或安全保障措施不可行或主要施工机械设备不能满足施工需要的。 (十九) 投标有效期不满足招标文件要求的。 (二十) 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。 (二十一) 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，若投标人未选择其中不超过三个品牌或品牌“不相当”则作否决投标处理。 (二十二) 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。 (二十三) 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。 (二十四) 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”情形的。 (二十五) 存在法律、法规、规章规定的其它无效投标情况的。 (二十六) 本项目根据报价子项分别设置最高限价及风险控制价，风险控制价为最高限价的 85%。投标人报价低于风险控制价，且投标人对其报价不能充分说明理由，或提供的相关材料无法证明报价不低于其合同履行费用的。 除本条规定以及法律、法规规定以外，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	是否允许递交 备选投标方案	☒ 不允许 ☐ 允许

3.7.3	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。
4.2.1	投标截止时间	2026 年 08 月 13 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。
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	开标时间和地点及要求	开标时间：2026 年 08 月 13 日 09 时 30 分 开标地点：通过“浙江能源投标管家”远程开标。
5.2	开标程序	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，应在通过“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://zsrn.zjenergy.com.cn/zjnycms/wbfile/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选候选人的人数	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, 浙江省公共资源交易服务平台, 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。履约担保的金额：合同总价的____%。 ☒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 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。 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://zsrn.zjenergy.com.cn)下载中心下载“浙江能源投标管家”,编制电子投标文件。 ☐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、招标人定标前,有权组织核验拟中标人的《安全生产许可证》和“三类人员”证书的原件(企业法定代表人、企业经理、企业技术负责人及企业分管安全生产的副经理的对应有效的安全生产考核合格证书、项目负责人的对应有效的安全生产考核合格证书、驻现场的安全生产专职管理人员的对应有效的安全生产考核合格证书);有权查询拟中标人及拟派项目负责人投标截止前近三年的行贿犯罪记录。上述证件凡一项核验不合格的、或有行贿犯罪记录的,取消其中标资格。 二、对项目负责人“有在建合同工程”的认定标准 拟派项目负责人在投标截止时间尚有在其他在建合同工程中担任项目负责人(包括工程总承包项目中的施工负责人)的情形为“有在建合同工程”。 (一)其他在建合同工程项目,包括中华人民共和国境内所有建设工程,不受地域、行业和投资性质的限制。 (二)在建合同工程的时间界定:中标通知书发出之日(非招标方式承接工程的,为合同签订之日)起,至该合同工程通过竣(交)工验收或合同解除之日止。 (三)在建项目的项目负责人认定标准: 1. 合同协议书尚未签订的,以中标通知书中载明的项目负责人、施工负责人为准;合同协议书已经签订的,以合同协议书中明

	确的项目负责人、施工负责人为准。 2. 在建项目的项目负责人发生更换的,投标人应在投标文件中提供项目业主同意更换的证明,原项目负责人有备案主管部门的,还应同时提供备案主管部门同意更换的证明或网上变更信息复制件。投标人在投标文件中提供上述材料的,以更换后的项目负责人视为有“在建合同工程”;未附证明材料的,则仍然以更换前的项目负责人视为有“在建合同工程”。 (四)在建项目的项目负责人办理更换后,投标时需提供的资料: 1. 项目业主同意更换的证明。 2. 原项目负责人有备案主管部门的,应提供备案主管部门同意更换的证明或网上变更信息复制件。 三、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。 四、招标文件前后不一致的,以前附表内容为准。 五、标书费发票通过“浙能投标管家”“我的订单”下载。代理服务费用通过“浙能投标管家”-“定标”-“通知书”下载。投标人在如有疑问,请联系客服电话:400-0571515。 六、串通投标补充说明条款 评标委员会评标中,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IP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。 (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。 七、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。 八、其它说明：无。
--	--	---

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》等有关法律、法规和规章的规定，本招标项目已具备招标条件，现对该项目进行招标。

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 招标项目名称：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 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、计划工期和质量标准

1.3.1 招标范围：见投标人须知前附表。

1.3.2 计划工期：见投标人须知前附表。

1.3.3 质量标准：见投标人须知前附表。

1.4 投标人资格要求（适用于已进行资格预审的）

投标人应是收到招标人发出投标邀请书的单位。

1.4 投标人资格要求（适用于未进行资格预审的）

1.4.1 投标人应具备承担本招标项目资质条件、能力和信誉，具体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) 为招标项目前期工作提供咨询服务的, 但已公开项目建议书、可行性研究报告及初步设计文件的可研、勘察设计编制单位除外;

(3) 为本标段的监理人;

(4) 为本标段的代建人;

(5) 为本标段提供招标代理服务的;

(6) 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;

(7) 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;

(8) 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;

(9) 与招标人存在利害关系且可能影响招标公正性;

(10) 被暂停或取消投标资格的;

(11) 被责令停产停业、暂扣或者吊销许可证、暂扣或者吊销执照;

(12) 进入清算程序, 或被宣告破产, 或其他丧失履约能力的情形;

(13 在最近三年内有骗取中标或发生重大工程质量问题(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);

(14)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;

(15) 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;

(16) 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;

(17) 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 费用承担和设计成果补偿

1.5.1 投标人准备和参加投标活动发生的费用自理。

1.5.2 招标人对符合招标文件规定的未中标人的设计成果进行补偿的,按投标人须知前附表规定给予补偿, 并有权免费使用未中标人设计成果。

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 踏勘现场

1.9.1 投标人须知前附表规定组织踏勘现场的，招标人按投标人须知前附表规定的时间、地点组织投标人踏勘项目现场。

1.9.2 投标人踏勘现场发生的费用自理。

1.9.3 除招标人的原因外，投标人自行负责在踏勘现场中所发生的人员伤亡和财产损失。

1.9.4 招标人在踏勘现场中介绍的工程场地和相关的周边环境情况，供投标人在编制投标文件时参考，招标人不对投标人据此作出的判断和决策负责。

1.10 投标预备会

1.10.1 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。

1.10.2 投标人提出问题的截止时间和形式：见投标人须知前附表。

1.10.3 招标文件的澄清、补充、修改的时间及形式：见投标人须知前附表。该澄清内容为招标文件的组成部分。

1.11 分包

投标人拟在中标后将中标项目的部分非主体、非关键性工作分包的，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。

1.12 偏差

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

1.12.2 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。

1.12.3 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) 发包人要求；
- (6) 发包人提供的资料；
- (7) 工程量清单/报价编制说明；
- (8) 投标文件格式；

根据本章第 1.10 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，应在投标人须知前附表规定的时间前，通过“浙江能源投标管家”将提出的问题发至招标人，要求招标人对招标文件予以澄清。

2.2.2 招标人按投标人须知前附表规定的时间和方式，将对投标人所提问题的澄清和招标人对招标文件的修改、补充，但不指明澄清问题的来源。

2.2.3 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。

2.2.4 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 投标文件分别由报价部分、商务部分、技术部分三部分组成，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 投标人应按第七章“投标文件格式”的要求填写价格清单。

3.2.2 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“价格清单”中的相应报价，投标报价总额为各分项金额之和。

3.2.3 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，最高投标限价或其计算方法在投标人须知前附表中载明。

3.2.4 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 在投标人须知前附表规定的投标有效期内，投标人不得要求撤销或修改其投标文件。

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或撤销其投标文件；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。

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、担保形式和第七章“投标文件格式”规定的投标保证金格式递交投标保证金，并作为其投标文件的组成部分。联合体投标的，其投标保证金由牵头人递交，并应符合投标人须知前附表的规定。

3.4.2 投标人不按本章第 3.4.1 项要求提交投标保证金的，评标委员会将否决其投标。

3.4.3 投标保证金的退还：详见投标人须知前附表。

3.4.4 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，以证实其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

除投标人须知前附表另有规定外，投标人不得递交备选投标方案。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 投标文件应按第七章“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。其中，投标函附录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。

3.7.2 投标文件应当对招标文件有关招标范围、投标有效期、工期、质量标准、招标人要求等实质性内容作出响应。

3.7.3 投标文件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

投标人应当按照招标文件和“浙能集团智慧供应链一体化平台”的要求加密投标文件。

4.2 投标文件的递交

4.2.1 本次投标截止时间见投标人须知前附表,投标人应在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 投标文件的拒收要求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

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见投标人须知前附表。

5.2 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 评议完成后，评议委员会应当向采购人提交书面评议报告和中选候选人名单。评议委员会推荐中选候选人的人数见报价人须知前附表。

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选人。

7.4 中标通知

在本章第 3.3 款规定的投标有效期内，招标人将通过“浙江能源投标管家”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金额、担保形式和招标文件第四章“合同条款及格式”规定的履约担保格式向招标人提交履约担保。联合体中标的，其履约担保由牵头人递交，并应符合投标人须知前附表规定的金额、担保形式和招标文件第四章“合同条款及格式”规定的履约担保格式要求。

7.5.2 中标人不能按本章第 7.3.1 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自中标通知书发出之日起 30 天内，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的，招标人取消其中标资格，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，还应当赔偿中标人的直接损失。

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 个的。
- （2）经评标委员会评审后否决所有投标的。
- （3）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，不得向他人透漏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，不得擅自离职，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，不得向他人透漏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，与评标活动有关的工作人员不得擅自离职，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	业绩		12
1.1.1	EPC 业绩	满足资格条件 EPC 业绩得 2 分，其后每增加 20MWp 户用光伏发电项目 EPC 总承包合同业绩得 0.1 分，最高得 10 分（可为单个或多个业绩证明累加），需提供合同或用户证明材料。	10
1.1.2	运维业绩	满足资格条件运维业绩得 1 分，其后每增加 20MWp 户用光伏电站运维合同业绩得 0.05 分，最高得 2 分（可为单个或多个业绩证明累加），需提供合同或用户证明材料。	2
1.2	整体技术与设计方案		36
1.2.1	项目总体设计	1) 根据投标人提出设计方案的内容完整性、科学合理性、可靠性、先进性和成熟性，得 1~3 分。2) 根据主要技术指标先进性、设计合理性、措施是否得力，提出的保证值等，加 1~4 分。3) 设计布置合理，操作维修方便、视觉美观、经济合理，得 1~2 分。4) 投标时所附设计所需技术图纸、资料的技术深度和完整性、技术资料交付进度进行评价，得 1~2 分。5) 工程详细说明：风载取值、支架设计和安装、土建基础、电气安装及智能监控、发电量及发电效率的说明，得 1 分。	12
1.2.2	光伏组件选型性能	根据投标人选用光伏组件性能（如转换效率、首年衰减率、每年衰减率、双面率、弱光性能、组件焊接工艺等）、质保期承诺、型式试验报告等，得 1-10 分。	10
1.2.3	逆变器选型性能	根据投标人选用逆变器的防护等级、逆变器形式、效率、质保期承诺及续期方案、型式试验报告等，得 1-8 分。	8
1.2.4	项目开发方案	按开发方案完整性、可行性、科学性、项目储备量综合打分，1-6 分。	6
1.3	施工及综合管理		24
1.3.1	施工总体方	优(7-8 分)：目标明确、措施完善、施工方案齐全、可操作性强；良(4-6 分)：	8

	案及保障	目标较明确，措施、施工方案较完善；一般(1-3分)：目标不清，措施缺失、可操作性差。	
1.3.2	质量目标及保障措施	优(5-6分)：质量目标明确，保障措施得力、可操作性强；良(3-4分)：目标较明确，保障措施较好；一般(1-2分)：目标不明确，措施实用性差。	6
1.3.3	安全生产管理体系	优(5-6分)：管理体系、规章制度健全合理；良(3-4分)：管理体系、规章制度较完善；一般(1-2分)：管理体系常规，规章制度无针对性。	6
1.3.4	施工组织、进度及保障	结合施工总策划、现场布置、施工进度计划、工期管控措施综合打分，优得3-4分、一般得1-2分。	4
1.4	项目人员配置及资质	优(10-12分)：组织机构完备、人员充足经验丰富，岗位/驻地配置完全符合要求，职能划分严密；良(7-9分)：组织机构完备、人员配置较合理，驻地安排符合要求；中(4-6分)：组织机构较完备，人员、驻地、职能基本达标；一般(1-3分)：组织机构不完善，人员、驻地、职能均不满足要求。	12
1.5	运维方案	优(5-7分)：运维准备充分、作业方案明确、故障诊断处理针对性强，完全满足项目需求；良(3-4分)：运维准备较齐全、作业方案简单、有故障处理预案，可满足项目需求；一般(1-2分)：有运维准备、基础的作业方案、可处理故障，仅基本满足项目需求。	7
1.6	外部协调、应急与抢修		7
1.6.1	外部关系协调方案	优(3分)：含突发预案，统筹屋顶业主、电网、政府等多方关系，提前规划并配备专职协调人员；良(2分)：可妥善处理外部关系，针对不同机构制定对应预案；一般(1分)：未提及对接方案或方案模糊。	3
1.6.2	综合应急预案	优(2分)：预案完整，各类突发事件处置措施齐全，完全满足项目要求；一般(1分)：预案编制不规范，仅作通用指导。	2
1.6.3	现场抢修方案	方案区分受灾类型、房屋结构，措施针对性强得2分；仅有通用指导得1分。	2
1.7	新技术与平台能力		2
1.7.1	光伏新技术应用及管理平台研发与运行	可运用红外热成像、IV曲线扫描、离散率分析等技术排查组件缺陷并落地处置，拥有自主研发光伏管理系统且稳定运行超1年；优秀得2分，一般得1分。	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) 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

投标总价=EPC 总承包投标总价+运维总承包投标总价，以除税价进行评标。

(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 1.2A 或低于 0.7A 的情况，分别以 1.2A、0.7A 代入，计算得出 A1。若存在代入后价格高于 1.2A1 或低于 0.7A1 的，分别以 1.2A1、0.7A1 代入后，计算得出 A2，A2 作为最终平均价 A。

(4) 若有效投标人数量在 6 家及以下时，Pmin 为有效标的最低评标价；若有效投标人数量在 6 家以上时，Pmin 为有效标的次低评标价。

(5) 基准价 = $0.5A + 0.5 P_{\min}$ ，偏差率 = $(\text{评标价} - \text{基准价}) / \text{基准价}$

a、当 P=基准价时，C=100；

b、当 P>基准价时，偏差率在 (0, +5%] 之间的，每超 1%扣 0.5 分；偏差率在 (+5%, +10%] 之间的，每超 1%扣 1 分；偏差率在 +10%以上的，每超 1%扣 1.5 分；

c、P<基准价时，偏差率在 [-5%, 0] 区间的，每低 1%扣 0.4 分；偏差率在 [-10%, -5%) 区间，每低 1%扣 0.8 分；偏差率在 -10%以上，每低 1%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）若投标人未选择其中不超过三个品牌或品牌“不相当”则作否决投标处理。

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

（3）《关键部件品牌规格表》部件品牌规定如下：

序号	部件名称	拟参考品牌规格(或相当于)	备注
1	太阳能晶硅组件（N型 TOPCon）	晶科能源、隆基绿能、天合光能、晶澳科技、中来股份	
2	逆变器	阳光电源、华为、固德威、爱士惟、锦浪科技	

（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. 综合评分 C_v(i)：

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

C_t(i) 为第 i 个投标人的技术评分，K_t 为技术分权重；

C_p(i) 为第 i 个投标人的评标价格分，K_p 为价格分权重；

C_e(i) 为第 i 个投标人的不平衡报价评分；

C_q(i) 为第 i 个投标人的报价质量分。

3. 评分分值计算保留小数点后两位，小数点后第三位“四舍五入”。

五、询标

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

（二）凡是评标委员会拟做出否决投标认定的，须组织相关投标人询问核实。未进行询问核实的，不

得做出否决投标的认定，投标人放弃询问核实机会的除外（投标人所留联系方式无法联系上、在规定的时限内投标人不参加询问核实活动或不予答复的）。

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

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

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

六、推荐中标候选人

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

（二）评标委员会根据投标人须知前附表规定，确定中标人或推荐中标候选人。

七、完成评标报告

（一）**评标委员会应当向招标人提交书面评标报告。**评标报告由评标委员会全体成员签字。对评标结果有不同意见的评标委员会成员应当以书面形式说明其不同意见和理由，评标报告应当注明该不同意见。评标委员会成员拒绝在评标报告上签字又不书面说明其不同意见和理由的，视为同意评标结果。

（二）评标报告应包括以下内容

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

第四章 合同条款及格式

合同编号：

浙江浙能能源服务有限公司
第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包
框架协议

甲方：浙江浙能能源服务有限公司

乙方：

【2026】年【 】月【 】日

签订于【浙江杭州】

目录

第一条 名词定义.....	1
第二条 协议文件使用的语言、文字、标准和适用法律.....	2
第三条 协议文件组成及解释优先级.....	3
第四条 项目实施地域范围.....	3
第五条 EPC 总承包部分.....	3
（一） 工作范围	3
（二） 协议期限	5
（三） 调价机制	5
（四） 协议签订方式	5
（五） 协议金额	6
第六条 运维总承包框架部分.....	7
（一） 服务内容	7
（二） 协议期限	8
（三） 协议签订方式	8
（四） 协议价款	8
第七条 质量安全标准.....	10
第八条 违约责任.....	10
第九条 争议的解决方式.....	11
第十条 不可抗力.....	11
第十一条 其他.....	12
第十二条 附件.....	12

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议

甲方：浙江浙能能源服务有限公司

乙方：1)

2)

鉴于甲方（含所属项目公司）新能源项目建设以及长期运维的需要，经公开招标确定乙方作为第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包的中标人。经充分协商，乙方 1)、乙方 2)自愿组成联合体（联合体协议见附件 1，如有），分工完成本项目全部工程建设及后期运维检修工作，联合体双方对本协议项下全部义务、赔偿、违约责任向甲方承担无限连带责任，特签订本框架协议（以下简称“协议”）以供共同遵守。

第一条 名词定义

1. “一方”是指甲、乙方单独称为“一方”。
2. “双方”是指甲、乙方合称为“双方”。
3. “协议”是指本文件及其附件中的所有部分。
4. “生效日期”是指本协议签署页中的协议的签署、盖章日期，若甲乙双方签署、盖章时间不一致，以最后签署方的签署、盖章日期为生效日期。
5. “住所”是指双方往来文件或纠纷解决中司法机关邮寄送达的接收地址，若协议中无其他约定即为双方的住所地的地址。
6. “运行维护、检修期限”是指自协议签订之日起算，协议运行维护、检修期限至 2030 年 12 月 31 日。
7. “移交生产”对某一个电站而言，是指该电站工程移交生产交接书签订完成。移交生产日期以工程移交生产交接书载明的每个电站的移交生产日期为准。
8. “正常发电运营”是指本项目电站在监控系统中显示正常发电，不存在低效发电情况。
9. “项目”或“电站”是指每个独立能够从电网企业收取发电收入的项目

单元。

10. “业主”是指为项目安装建设提供屋顶或场地的主体或个人。

11. “租赁协议”是指甲方与业主签订的《分布式光伏电站屋顶租赁合同》。

12. “监控系统”是指乙方开发的用于管理分布式户用光伏电站的线上管理系统（包括更新迭代产品，含配套软件、程序等），接甲方书面通知后，监控系统由乙方开发的平台转至甲方开发的平台。

13. “银行贷款利率”是指违约行为发生时中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心公布的一年期贷款市场报价利率（LPR1Y）。

14. 计划停运：指电站处于计划检修、备用期内的状态，包括发电系统计划检修、配电设备计划检修、公用系统计划检修及电力调度机构要求的节假日检修、电网公司的停运、低谷消缺、停机备用和负荷调峰限电等。

15. 设备维护：指光伏电站设备的检查、测试、维修、更换等工作。

16. 技术监督：指通过对电力系统内部的发供电设备及其运行状况进行监测和管理，掌握其运行性能和变化规律，进而指导生产，并反馈到设计、制造部门，以提高发电质量。

17. 文明生产：是指在光伏电站生产现场管理中，要按照现代工业生产的客观要求，为生产现场保持良好的生产环境和生产秩序，做到“工完料净、场地清”。

18. 运维安全规章制度：指光伏电站运维服务中应遵守的法律法规、国家标准、电力行业规章制度，以及甲方、乙方自行制定的用于安全生产、运维管理的规章制度等文件。

19. 技术改造（以下简称技改）：指为了提高光伏电站经济效益、促进设备更新换代，从而提高效率、降低成本、节约能耗或满足地方电网对光伏电站的要求，采用新设备、新工艺、新技术、新材料等对光伏电站现有设施、安全生产条件等进行的改造或更换。

20. 设备缺陷：指光伏电站电气一、二次设备及其附属系统在发电生产过程中产生的因本身不良或外力影响，导致设备的运行指标异常、部件损坏或故障等不正常现象。

21. 免费拆装服务：为根据甲方与业主签订的户用光伏电站租赁合同中包含的甲方应为业主提供的免费一次拆装服务。

第二条 协议文件使用的语言、文字、标准和适用法律

1. 本协议文件使用汉语普通话书写，以汉语普通话解释、说明。
2. 本协议履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，并以中文为准。
3. 本协议所包括的附件和各方后续另行签署的补充协议（若有），是本协议不可分割的一部分，与主协议具有同等的法律效力。
4. 本协议适用的法律是中华人民共和国的法律、法规。
5. 本协议适用的标准包括中华人民共和国国家标准、规范和行业标准、规范、甲方及其上级单位的企业标准。

第三条 协议文件组成及解释优先级

本协议全套文件构成完整协议体系，文件冲突时按以下顺序解释，上位文件效力优于下位文件：

- （1）本《第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议》及补充协议；
- （2）项目公司与乙方签订的 EPC 总承包合同、运维总承包合同；
- （3）招标文件、澄清及附件；
- （4）中标通知书以及投标文件；
- （5）技术协议（见附件 2）；
- （6）工程图纸（典型设计）（见附件 3）；
- （7）组成本协议的其它文件，如其它协议附件等。

第四条 项目实施范围与实施人

- 1、EPC 总承包建设覆盖区域：浙江省全域。
- 2、运维总承包覆盖区域：与上述区域完全一致，凡乙方完成移交生产的户用光伏电站，自动纳入乙方运维服务范围，无地域剔除限制。
- 3、乙方以联合体方式履约的，应明确牵头单位，牵头单位对于协议履行负主要责任。
- 4、乙方将协议约定工作分包的，应事先书面征得甲方的同意，并保证分包方有相应的资质，不得将工作内容非法转包、违法分包，分包方不得将所承担的工作二次分包。

第五条 EPC 总承包部分

（一） 工作范围

框架协议范围包括完成第三批户用光伏电站的前期合法合规手续、户用资源开发及协议签订、设计、施工、设备购置、并网及协调、公关维护等全部工作，具体范围主要包括（但不限于）以下内容：

1) 前期开发：包括前期手续、各类合规性手续办理，入户协调及确户工作、租赁协议签订、项目备案、并网手续办理等，负责与用户的协商、收集资料（包括但不限于用户身份证、房产证明、银行卡等资料）；

2) 工程设计：包括现场踏勘及测量，确保用户屋顶资源条件符合国家、行业等相关法律、法规、规范要求，设计（包括光伏组件至并网点的全部工程勘察、接入系统方案设计、设计图纸）及所必须的审查服务；

3) 设备材料采购（含运输、卸车、保管）：包括光伏组件、逆变器、支架、电缆、配电设备、接地材料、现场安全标识、安全防护工器具等；

4) 工程施工：包括现场施工、安装、试验及检查测试、屋面防水加固（如需）、临时用地、设备转运和保管，对现场施工进行安全管理（含视频监控），施工过程所有对外协调和纠纷处理；

5) 调试并网：包括系统调试、涉网调试（如需）、试运行及供电手续办理、购售电协议签订、“四可”装置配合安装等全部并网接入工作；

6) 工程验收：包括消缺、配合验收、交付投产、全部技术资料整理归档移交和配合竣工验收等工作；

7) 移交生产前电站管理：负责项目自并网发电后至正式移交生产前的电站运行维护及安全管理工作。

8) 机制电价竞价：根据浙江省新能源增量项目机制电价竞价工作要求，协助甲方完成增量项目建档立卡、材料准备、价格申报以及平台操作等具体工作和流程，确保项目顺利完成机制电价竞价工作；

9) 工程质保：在质量保修期内，按照有关法律、法规、规章制度和双方约定，承担项目质量保修责任；

10) 软件平台：负责提供户用光伏电站管理平台，包括电站设计、开发、建设、验收、结算、安全监督管理等功能，系统应监测到每户发电量、逆变器数据等信息，具有相应的数据统计分析、汇总、报送功能、故障监测、运维派单、拓

展等功能，并协助现场实时数据以双发模式接入招标人智慧能源管理平台；

11) 项目开发范围为非自然人户用分布式光伏以及按照非自然人户用分布式光伏管理的项目，所发电量全额上网。

具体服务要求详见技术协议。

（二） 协议期限

1. 本协议自双方签订之日起生效，框架协议有效期至乙方累计完成 750MWp 建设容量或 2028 年 12 月 31 日（两者以先到时间为准）。

2. 双方一致同意，乙方须在 2026 年 12 月 31 日前完成不低于 100MWp 建设容量，在 2027 年 12 月 31 日前累计完成不低于 300MWp 建设容量，在 2028 年 12 月 31 日前累计完成不低于 500MWp 建设容量。除甲方原因、不可抗力、电网接入、政策变化原因外，在上述相应节点前未完成规定的建设容量，未完成部分按照 1000 元/MWp 从应付款中扣除，若在 2028 年 12 月 31 日前累计完成不低于 500MWp 建设容量，则前两个节点的建设容量考核扣减款项（如有）全额返还。

（三） 调价机制

本次 EPC 总承包中标单价根据机制电价竞价结果设置调价机制，自本框架协议签订 1 年内完成并网的电站不进行调价，自本框架协议签订 1 年后完成并网的全部电站，根据最近一次机制电价竞价结果设置调价机制，具体调价机制如下：

基准机制电价为 0.38 元/kWh。当最近一次机制电价竞价结果大于等于 0.38 元/kWh，EPC 总承包单价不作调整，当最近一次机制电价竞价结果小于 0.38 元/kWh，机制电价每下降 0.001 元/kWh，EPC 总承包单价下调 0.0084 元/Wp，不足 0.001 元/kWh 部分，使用直线插入法计算；当最近一次机制电价竞价结果小于 0.37 元/kWh，经双方协商一致后可终止协议。

（四） 协议签订方式

1. 本协议签订后，由甲方或所属项目公司与乙方分别签订工程总承包(EPC)合同，模板详见附件 4。

2. 乙方应负责开展甲方或所属项目公司与房屋所有者协调和签订房屋租赁协议的工作，签订租赁协议的单块组件租金价格上限按附件 5 的标准执行。若本协议履行过程中部分区域租金价格需要上调，甲方有权调减该区域 EPC 中标单价以保障收益，具体以补充协议形式确定。前述调整需满足甲方收益率考核要求，

否则甲方有权不予调整租金价格,乙方仍应按本协议第五条 第二款 第2点的约定完成节点建设容量。

3. 未经甲方事先书面同意,乙方不得将甲方委托事项转交他人完成。乙方如需将工作交由分包方办理的,应事先征得甲方书面同意并提供授权委托书,并就该分包方的工作向甲方承担全部责任。该分包方及其人员应当具备开展相关工作所必须的能力和资质。

4. 履行或承担本协议债权债务的任一方主体发生变更,应事先书面通知另一方,且继受或受让任一方在本协议项下债权债务的主体须征得另一方的事先书面同意。该等继任人或受让人书面承诺无条件承接任一方在本协议及补充协议(如有)项下的全部义务及责任。

(五) 协议金额

1.本协议为固定单价合同,协议价款为本项目开发建设至竣工验收合格移交完毕所产生的一切费用,包括但不限于设备费、主材及辅材费、人工工资、机械费、二次运输费、搬运费、垃圾处理费、生活费、住宿费、材料保管费、交通费、通讯费、乙方合理利润、税金、安全文明施工费等全部费用。按国家标准定额提取的安全文明施工费必须合理开支,安全投入不足的差额部分由甲方在工程结算时扣除。

2.协议单价根据不同安装方式单价有所不同,详见附件6 EPC单价定价表(按安装方式划分),总价以实际装机容量乘以固定单价进行确定。若协议单价进行调整,调整前后设备购置费、建安工程费、工程服务费(含税)比例应维持不变。

3.协议单价包括设备购置费、建安工程费、工程服务费,对应增值税税率分别按13%、9%、6%计取。如遇国家增值税税率政策调整,不含增值税单价不变,含增值税金额根据国家政策进行调整。

4.双方商定按照不低于【2】MWp为最小结算单位(可为各项目公司合计容量)进行分批次款项结算,结算分阶段如下:

首付款:每一个结算单位所含项目完成前期工作,在户用光伏电站管理平台完成项目立项(进度款验收标准见附件7),并通过投资决策后支付【35%】首付款。

并网款:每一个结算单位所含项目施工完成,全容量并网且通过并网验收(设备短名单见附件8)后支付【50%】进度款。

竣工款：每一个结算单位所含项目通过竣工验收并正常运行（竣工验收标准见附件9），提交竣工结算付款申请单及相关证明材料后支付【12%】验收款。

电站全容量并网且乙方发起验收申请之日起，甲方10个工作日内完成并网验收，逾期未完成并网验收的，视为并网验收通过。上述甲方验收不合格的，乙方应于收到甲方整改通知之日起10日内整改，乙方拒绝整改的，甲方有权不支付不合格项目对应的合同价款，并要求乙方按照本合同承担相应的违约责任。

若部分电站存在瑕疵（指微小瑕疵，不影响电站安全、质量及发电量）但不影响电站投入使用的，甲方可视情况接收，乙方应尽快完成整改，该接收项目不影响竣工款结算。

质量保证金：保留每一个结算单位【3%】工程价款作为质量保证金，自该结算单位所含项目最后一个电站竣工验收满1年后【15】个工作日内无息予以退还。质保金支付1年内，乙方仍承担电站质量保证义务，若出现质量问题，甲方有权从任一应付款项中扣除处理问题的金额。

每笔款项支付前，应扣除基建安全考核金额（考核标准见附件10），乙方应提交相应申请材料并开具等额增值税专用发票。

第六条 运维总承包框架部分

（一）服务内容

1. 服务内容：甲方所委托的移交生产后的所有电站（以工程移交生产交接书载明的清单为准）的运行、维护、检修和发电量保障，并对光伏电站运维服务期内的安全性负责。

2. 运行维护、检修对象：本协议约定的运行维护、检修对象为电站的所有设备设施和相关的附属物。

3. 乙方承担的运行维护、检修服务工作包括但不限于：

1)负责项目所辖所有电站的日常运行监控工作，包括光伏电站/设备系统的日常运行状态、运行数据、故障报警监视等，及时发现设备故障及缺陷并处理，负责光伏电站运行维护人员、设备的日常安全管理，实现预期安全目标；

2)负责项目所辖所有电站的巡视（安全）检查以及设备维护工作，在电站巡视的同时必须同步开展安全检查，包括定期对设备进行巡回检查，排查设备缺陷、问题、安全隐患，定期开展低效电站整改，以及所辖电站的遮挡清除（包括灌木、杂草以及树木等遮挡物清除及相关民事协调）、翻板检修、组件清洗、接地电阻

检测、螺栓紧固、金属设备设施的防腐处理、房屋漏水处理、积雪清扫，及时处理设备缺陷、故障，消除隐患，确保光伏电站处在良好、经济运行状态；

3)负责本项目所有运行维护所需的人员、工器具（包括安全工器具和安全防护用品）、消耗性材料、备品备件（包括光伏组件、逆变器、配电箱、支架等重要设备）、检测检验仪器等，通讯模块流量费、下网电费、免费拆装服务及更换组件、逆变器、配电箱、支架等设备所产生的其他服务费用；

4)负责电站发电量保证，协助进行发电量统计上报、电费结算统计、可再生能源发电项目的建档立卡、配合绿电交易、绿证申领等工作；

5)负责协助统计业主租金，受委托按清单向业主代发租金收益，处理业主租金发放异常，包括业主变更、账户变更等情况；

6)负责协助定期开具上网电费收益（及补贴）发票，并对接电网公司按时回收电费；

7)负责应对不可抗力事件善后处理，保险赔付范围内的各类事件处理，包括但不限于应急抢修（救援）、周边关系协调、对接保险公司处理项目理赔等事宜；

8)负责妥善处理屋顶业主、电网公司、政府机构、银行等外部关系协调，及时处理项目相关舆情。

具体服务要求详见技术协议。

4.电站所属设备、材料因下列情形导致需更换/安装修复的，乙方负责安装修复：

- 1) 不可抗力、意外事件导致的；
- 2) 因第三人偷盗、恶意破坏及因其他非正常使用导致的损害。

上述情形，如属于保险理赔（免赔额）范围内的，安装修复费用及设备采购等费用全部由乙方承担，包括在运维费用中。

（二） 协议期限

1. 服务期限：甲方户用光伏电站自移交生产之日起，至 2030 年 12 月 31 日为止的委托运行维护及检修服务。甲方所委托的电站即达到本协议第一条 《名词定义》移交生产条件的电站。

（三） 协议签订方式

1. 本协议签订后，由甲方或所属项目公司与乙方分别签订运维总承包合同，模板详见附件 11。

2. 未经甲方事先书面同意，乙方不得将甲方委托事项转交他人完成。乙方如需将工作交由分包方办理的，应事先征得甲方书面同意并提供授权委托书，并就该分包方的工作向甲方承担全部责任。该分包方及其人员应当具备开展相关工作所必须的能力和资质。

3. 履行或承担本协议债权债务的任一方主体发生变更，应事先书面通知另一方，且继受或受让任一方在本协议项下债权债务的主体须征得另一方的事先书面同意。该等继任人或受让人书面承诺无条件承接任一方在本协议及补充协议（如有）项下的全部义务及责任。

（四）协议价款

1. 服务项目承包费用

（1）运维服务费用：【 】元/Wp·年（不含税），【 】元/Wp·年（含税6%）。运维服务费包括乙方提供本协议约定的全部服务所需全部费用（包括保险理赔免赔额范围内发生费用，不包括超出免赔额的费用）。若发生本协议服务范围以外的技改、施工配合等额外服务费用，各方可另行签署补充协议确认相关费用及付款方式。

每户电站首年计费起算点以移交生产之日（即附件 12 的签订日期）起为准，至每个自然年 12 月 31 日为一个运维年度；次年起 1 月 1 日至 12 月 31 日为一个运维年度。在一个运维年度内，若某一户电站项目合同解除或终止的，双方同意按该户光伏电站项目在该运维年度的运维天数折算其运维服务费用，即该户电站项目在该运维年度的运维服务费用（含税）=【该户电站运维单价】元/Wp·年×该户电站项目实际建设容量×该户电站项目在该运维年度的实际运维天数/365 天。

（2）抢修费用：协议约定费率×实际修复工程量（含税）。抢修费用包括现场应急抢修所需费用（除免赔额范围内），该部分费用独立核算，按现场所发生的工程量及约定的单价计费（详见附件 13）。

（3）如发生下述情况，光伏电站维修或停运期间乙方不收取运维服务费，于结算时根据实际维修或停运天数所占比例进行扣减：

- 不可抗力事件导致的电站故障、停运；
- 因业主翻新/扩建房屋/搬迁而暂时拆除、停运光伏电站；
- 其他经双方协商认可的原因导致的电站停运。

即使出现上述原因甲方因故未全额支付运维费,乙方应承担的责任和义务仍保持不变。乙方还应完成甲方临时布置的其他运维相关工作。

2. 服务项目承包费用均为含税价格。税率按国家法定税率执行,如遇税率调整,经双方协商一致可按调整后的税率执行。协议结算金额为不含税价格和开具的增值税发票上注明的税额合计数。

3. 费用支付方式和时间

3.1 费用支付时间

1) 每年运维费用分三期支付,支付比例分别为:(1)每年6月30日,甲方于15个工作日内办理结算手续,根据结算金额开具增值税专用发票后10个工作日内,支付当年运维费用的【40】%;(2)每年12月31日,甲方于15个工作日内办理结算手续,根据结算金额开具增值税专用发票后10个工作日内,支付当年运维费用的【20】%;(3)次年3月31日后,甲方于15个工作日根据各项考核结果办理结算手续,根据结算金额开具增值税专用发票后10个工作日内,甲方支付剩余当年运维费用的【40】%。

2) 抢修费用按实际工作量及约定单价实报实销,次年3月31日后同当年运维费用一同结算。

3) 2026年发生所有费用于2027年3月31日统一结算。

3.2 乙方应提交下列申请材料,经甲方审核同意后按上述条款进行支付:

(1) 申请书(含费用明细)、考核相关材料、抢修工程量、年度运维报告相关材料;

(2) 向甲方开具的等额增值税专用发票。

(3) 向甲方提交上一个周期的业主(农户)租金签收证明或银行转账流水,证明租金已足额、及时发放至业主(农户)账户。

(4) 甲方向乙方支付的费用总额=a.运维服务费用(基础价格)+b.抢修服务费用+c.考核奖惩费用(考核标准见附件14)+d.代付租金费用(含本金及税费)

3.3 政府补贴

乙方根据本协议为光伏电站提供运维服务期间,政府就本协议项下光伏电站支付的政策性补贴(如有)由甲方享有。

第七条 质量安全标准

工程质量安全须符合法律法规、国家及行业相关标准,符合浙江省能源集团

有限公司、浙江浙能电力股份有限公司、浙江浙能能源服务有限公司企业标准规定。具体要求详见技术协议及安健环协议。

第八条 违约责任

1. 任何一方未履行或未完全履行本协议项下的义务即成违约，违约方应补偿给守约方造成的一切损失。

2. 乙方在项目选址、设计及施工前，应充分评估项目对周边环境的影响，并采取必要措施避免或减少对第三方的干扰，项目竣工前，因项目未按方案施工或运维导致与第三方产生相邻权纠纷（包括但不限于采光、通风、景观等纠纷），乙方应负责处理并承担全部责任，确保不因此影响甲方正常使用租赁房屋及享受协议约定的收益。

3. 因本项目开发、建设、运维过程中由乙方责任导致产生的任何纠纷、索赔、诉讼、仲裁、行政处罚（包括安全生产类）等，凡涉及甲方（含项目公司）或与项目相关的，均由乙方负责处理并承担由此产生的任何费用、赔偿及法律责任，确保甲方免于承担任何损失、费用或责任。

4. 因本项目开发、建设、运维过程中乙方原因导致与电站相关的纠纷（包括但不限于初装费、业务费、房屋漏水、私拆等）、诉讼（包括但不限于分包方诉讼、业主诉讼等）、索赔，超过 12 个月仍未处理完成的，或违反安全规范的电站经整改仍无法满足要求的，甲方有权要求乙方负责终止此类项目并处置上述电站，包括终止租赁合同、终止或变更备案证及购售电合同等，并承担由此产生的费用，确保甲方免于承担任何损失、费用或责任。

5. 乙方在框架协议签订后一年内累计完成建设容量在 100MWp 以下（含本数），甲方有权终止本协议开发建设部分，运维总承包部分不受此条款影响。

6. 乙方在连续两个年度内依据本协议约定应支付的发电量考核金额累计达到当年度运维服务费【40】%时，甲方有权终止运维总承包协议，甲方依据本条解除合同不免除乙方承担违约责任。

7. 双方一致确认，无论任何原因导致本框架协议终止或提前终止的，甲方项目公司和乙方基于本协议签订的具体项目的协议尚未履行完毕的，仍继续有效并由协议双方继续依约履行完毕，各方对此另有约定的除外。

第九条 争议的解决方式

双方如果发生争议，应当友好协商解决。如协商不成，双方约定提交杭州仲裁委员会，按照仲裁时该会届时有效的仲裁规则进行仲裁，仲裁地在杭州。仲裁裁决是终局的，对双方均有约束力。

第十条 不可抗力

1. 协议履行受到不可抗力事件影响的一方，需在不可抗力事件发生后及时向另一方发出书面通知，并提供事件详情及协议不能履行或需要延期履行的理由的有效证明文件。若不可抗力发生，则受到不可抗力影响的一方可主张视该事件对协议的影响程度相应免除其履行协议的责任或请求延期履行本协议。如本协议有任何部分因为不可抗力而不能履行，甲方应视乙方履约质量情况，支付在不可抗力发生当时应付而未付乙方的本协议项下费用。

2. 本协议所称“不可抗力”是指不能预见、不能克服、不能避免并对一方当事人造成重大影响的客观事件，包括但不限于(1)火灾（不包括电站自身原因引起的）、地震、洪水、冰雹、超大台风、泥石流等自然灾害；(2)战争、敌对行动(不论宣战与否)、入侵、外国敌人的行动、战时动员、征用或禁运；(3)叛乱、暴乱、军事政变、篡夺政权，或内战；(4)由于任何爆炸性核装置或其核部件的任何核燃料或核燃料燃烧后的核废物、放射性有毒炸药，或其他有害物质所引起的放射性污染。(5)政府重大政策性调整；(6)流行病（疫情）等。

第十一条 其他

1. 本协议各方应严格履行保守商业秘密的义务，保密信息包括但不限于本协议内容、技术资料、业主个人信息、电站运行数据、商业模式等。任何一方均不得故意或过失向第三人泄露对方的商业秘密。保密义务在本协议终止或解除后【5】年内持续有效。若乙方违反保密义务，应向甲方支付违约金并赔偿因此给甲方造成的全部损失；任何一方对对方的泄密行为有诉诸法律的权利。

2. 任何一方不得擅自对本协议内容进行修改，如需修改或补充协议内容的，双方应协商一致、共同签署补充协议，补充协议与本协议具有同等法律效力。

3. 本协议所有附件均为该协议不可分割的一部分，与本协议具有同等法律效力，如果本协议附件与正文有冲突时，以协议正文为准。

4. 本协议经双方的法定代表人或被授权人（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之日起生效。

5. 本协议一式捌份，甲、乙双方各执肆份，具有同等法律效力。

6. 联系方式

甲方项目联系人：【】

电话：【】

地址：【】

电子邮箱：【】

乙方项目联系人：【】

电话：【】

地址：【】

电子邮箱：【】

备注：各方应如实填写上述联系方式，各方确认，因本协议履行而产生的所有文书、文件以及法院法律文书应当按照上述载明地址发出，文书、文件送达至上述载明地址后，即视为送达。若一方以电子邮件形式通知/送达的，自该通知/送达到达对方电子邮箱的日期为通知/送达日期，通知/送达自送达之日起发生法律效力。

第十二条 附件

附件 1：联合体协议（如有）

附件 2：技术协议（单独成册，含 EPC、运维）

附件 3：典型设计（单独成册）

附件 4：项目公司 EPC 总承包合同（模板）

附件 5：单块组件租金标准

附件 6：EPC 单价定价表

附件 7：进度款审核要求

附件 8：设备品牌短名单

附件 9：竣工验收标准

附件 10：基建期安全考核标准

附件 11：项目公司运维总承包合同（模板）

附件 12：工程移交生产交接书

附件 13：抢修费率

附件 14：运维考核指标及奖惩

-----本页为《第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议》签署页-----

甲方名称：浙江浙能能源服务有限公司（盖章）

统一社会信用代码：91330000MA27U09K1G

企业地址：浙江省杭州市西湖区天目山路 152 号 7 楼

开户银行：中国工商银行杭州市武林支行

银行账号：1202021209900362192

法定代表人或授权代表（签字）：

签署时间：2026 年 月 日

乙方名称：

统一社会信用代码：

企业地址：

开户银行：

银行账号：

法定代表人或授权代表（签字）：

签署时间：2026 年 月 日

附件 1：联合体协议（如有）

附件 2：技术协议（单独成册，含 EPC、运维）

附件 3：典型设计（单独成册）

附件 4：项目公司 EPC 总承包合同（模板）

合同编号：

×××项目公司 户用光伏发电项目 EPC 总承包合同

【2026】年【 】月【 】日

签订于【 】

户用光伏发电项目 EPC 总承包合同

甲方：×××项目公司

乙方：

依照《中华人民共和国民法典》及相关法律、行政法规，遵循平等、自愿、公平和诚信原则，合同双方基于乙方与浙江浙能能源服务有限公司签订的《第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议》(合同编号：_____，以下简称《框架协议》)，就_____工程总承包(EPC)事宜，经协商一致，订立本合同。

一、工程概况

1. 工程名称：第三批户用光伏项目 EPC 总承包

2. 工程承包范围：

乙方向甲方提供户用屋顶分布式光伏项目开发建设服务，负责办理项目审批文件、手续、批准，使甲方能顺利完成本项目的前期开发、勘察设计、投资建设并通过当地电网企业的并网验收，接入电网发电。包括但不限于：

1) 前期开发：包括前期手续、各类合规性手续办理，入户协调及确户工作、租赁协议签订、项目备案、并网手续办理等，负责与用户的协商、收集资料（包括但不限于用户身份证、房产证明、银行卡等资料）；

2) 工程设计：包括现场踏勘及测量，确保用户屋顶资源条件符合国家、行业等相关法律、法规、规范要求，设计（包括光伏组件至并网点的全部工程勘察、接入系统方案设计、设计图纸）及所必须的审查服务；

3) 设备材料采购（含运输、卸车、保管）：包括光伏组件、逆变器、支架、电缆、配电设备、接地材料、现场安全标识、安全防护工器具等；

4) 工程施工：包括现场施工、安装、试验及检查测试、屋面防水加固（如需）、临时用地、设备转运和保管，对现场施工进行安全管理（含视频监控），施工过程所有对外协调和纠纷处理；

5) 调试并网：包括系统调试、涉网调试（如需）、试运行及供电手续办理、购售电协议签订、“四可”装置配合安装等全部并网接入工作；

6) 工程验收：包括消缺、配合验收、交付投产、全部技术资料整理归档移交和配合竣工验收等工作；

7) 移交生产前电站管理：负责项目自并网发电后至正式移交生产前的电站运行维护及安全管理工作。

8) 机制电价竞价：根据浙江省新能源增量项目机制电价竞价工作要求，在招标人的指导下完成增量项目建档立卡、材料准备、价格申报以及平台操作等具

体工作和流程，确保项目顺利完成机制电价竞价工作；

9) 工程质保：在质量保修期内，按照有关法律、法规、规章制度和双方约定，承担项目质量保修责任；

10) 软件平台：负责提供户用光伏电站管理平台，包括电站设计、开发、建设、验收、结算、安全监督管理等功能，系统应监测到每户发电量、逆变器数据等信息，具有相应的数据统计分析、汇总、报送功能、故障监测、运维派单、拓展等功能，并协助现场实时数据以双发模式接入招标人智慧能源管理平台；

11) 项目开发范围为非自然人户用分布式光伏以及按照非自然人户用分布式光伏管理的项目，所发电量全额上网。

具体服务要求详见技术协议。

二、工程工期

1. 工程进场日期为双方书面确认的开工日期，本合同范围内工程量按照施工方案内规定的工程量为准计算。

2. 每个结算单位工程计划工期天数为【110】天，自项目立项通过日起算，至项目管理平台显示并网发电日为止。

立项通过以乙方在户用光伏电站管理平台立项通过为准，立项通过需上传商务信息（包括房产证或房产证明材料、身份证，客户已确认的合同）和技术信息（包括踏勘资料和设计方案）。乙方在管理平台立项并上传材料后，甲方可查阅并提出意见。

3. 工程实际进展与进度计划不符时，乙方应按甲方要求进行改进。因乙方原因导致实际进度与进度计划不符的，视为乙方违约，乙方应按本合同约定承担违约责任。因甲方原因导致实际进度与进度计划不符的，甲方应顺延乙方的施工工期。因不可抗力等客观情况变更导致的工期调整，经甲方与乙方协商后，双方互不承担违约责任。

三、承包方式

1. 乙方不得因承包工程项目而对工程项目及项目所产生的电能、电费收益主张任何权利等。

2. 乙方必须按本合同要求的工程安装规范、典型设计、安全标准、技术标准、质量标准组织采购、实施安装工作。

3. 组件、逆变器、配电箱等设备和支架、线缆等主要辅材除必须符合《框架协议》附件3典型设计的要求外，设备的品牌需按照《框架协议》附件8短名单所列品牌确定；其他辅材质量必须符合《框架协议》附件5典型设计要求。

4. 因甲方原因导致工程变更时，甲方应及时通知乙方并经乙方确认，由此增加的费用由甲方承担，若因此导致工期延误的，乙方有权要求甲方顺延工期。

四、合同价款

1. 本合同实行固定单价（含税价）承包形式：合同价款为本项目开发建设至

竣工验收合格移交完毕所产生的一切费用,包括但不限于设备费、主材及辅材费、人工工资、机械费、二次运输费、搬运费、垃圾处理费、生活费、住宿费、材料保管费、交通费、通讯费、乙方合理利润、税金、安全文明施工费等全部费用,总价根据实际容量予以结算。按国家标准定额提取的安全文明施工费必须合理开支,安全投入不足的差额部分由甲方在工程结算时扣除。

本次 EPC 总承包中标单价根据机制电价竞价结果设置调价机制,自合同签订 1 年内完成并网的电站不进行调价,自合同签订 1 年后完成并网的电站,根据最近一次机制电价竞价结果设置调价机制,具体调价机制如下:

基准机制电价为 0.38 元/kWh。当最近一次机制电价竞价结果大于等于 0.38 元/kWh, EPC 总承包单价不作调整,当最近一次机制电价竞价结果小于 0.38 元/kWh,机制电价每下降 0.001 元/ kWh, EPC 总承包单价下调 0.0084 元/Wp,不足 0.001 元/ kWh 部分,使用直线插入法计算;当最近一次机制电价竞价结果小于 0.37 元/kWh,经双方协商一致后可终止协议。

2. 本合同下单价包括设备购置费、建安工程费、工程服务费,在 EPC 价格中的工程费用比例分别为【70】%、【20】%、【10】%。

3. 设备购置费开具 13%增值税专用发票,建安工程费开具 9%增值税专用发票,工程服务费开具 6%增值税专用发票。开具发票时,如遇国家增值税税率政策调整,不含增值税单价不变,含增值税金额根据国家政策进行调整。

五、付款方式及发票

1. 除项目首付款外,其余项目款项支付前,甲乙双方应对项目实际装机总容量进行核对确认,实际装机总容量与项目立项时申报容量不一致的,以实际装机容量为准按下述约定比例支付。

(1) 首付款:每个结算单位所含电站完成设计、合同签订等前期工作,在甲方户用光伏电站管理平台完成电站立项(进度款支付条件见《框架协议》附件 7)并通过甲方投资决策后【15】个工作日内支付【35%】首付款(含《企业安全生产费用提取和使用管理办法》规定支付的安全文明施工费)。

(2) 并网款:每一个结算单位所含项目施工完成,全容量并网且通过并网验收(设备短名单见《框架协议》附件 8)后【15】个工作日内支付【50%】进度款。

(3) 竣工款:每一个结算单位所含项目通过竣工验收并正常运行(竣工验收标准见《框架协议》附件 9),提交竣工结算付款申请单及相关证明材料(包括项目备案表、购售电协议、安全文明施工费相关支撑材料等竣工验收资料)后【15】个工作日内支付【12%】验收款。

电站全容量并网且乙方发起验收申请之日起,甲方在 10 个工作日内完成并网验收,逾期未完成并网验收的,视为并网验收通过。甲方验收不合格的,乙方应于收到甲方整改通知之日起 10 日内整改,乙方拒绝整改的,甲方有权不支付不合格项目对应的合同价款,并要求乙方按照本合同承担相应的违约责任。

若部分电站存在瑕疵(指微小瑕疵,不影响电站安全、质量及发电量)但不影响电站投入使用的,甲方可视情况接收,乙方应尽快完成整改,该接收项目不影响竣工款结算。

(4) 质量保证金:甲方保留每个结算单位【3%】工程价款作为质量保证金,自该结算单位所含项目最后一个电站竣工验收满 1 年后【15】个工作日内无息予

以退还。质保金支付并不免除乙方的质保责任，乙方在质保期内仍承担电站质量保证义务，若出现质量问题且乙方未及时处理，甲方有权从任一应付款项中扣除处理问题所需的金额。

2. 在每个结算单位的首付款和进度款支付前，乙方需提供相应金额的增值税发票。在竣工款支付前，乙方需累计提供 100% 结算金额的增值税发票，质量保证金退还前，乙方需提供相应金额的收据。乙方未及时提供发票或收据导致甲方未在限期内付款的，甲方不承担违约责任。

六、甲方权利、义务

（一）甲方的权利

1. 乙方出现下列情况之一时，甲方有权终止本承包合同，并有权要求乙方赔偿由此产生的一切经济损失：

A. 乙方丧失履行本合同的条件或能力或明确表示不履行本合同；

B. 乙方发生根本性违约行为导致本合同无法履行或丧失继续履行的必要或可能；

C. 乙方拒绝根据甲方的合理要求进行整改，且逾期超过 30 天的；

D. 乙方有重大过错（安全管理严重失控造成一般及以上人身伤亡事故）致使甲方蒙受损失（造成甲方直接损失超过 50 万元及以上的，或重伤及以上人身伤亡且造成社会影响的事故），且这种情况在甲方向乙方发出书面整改通知后 30 日以上仍未改善。

2. 甲方有权对乙方安装的质量问题、不合格的产品下达整改通知和停工返修单。

3. 甲方对乙方的施工享有管理及监督的权利。

4. 甲方有权对施工进度随时进行现场抽查。

（二）甲方的义务

1. 甲方应在开工前与乙方明确开发及验收相关的资料要求，并向乙方提供工程相关资料，包括但不限于安全质量标准、验收标准等；乙方开工后因甲方原因增加或变更资料需求，变更或提高资料质量标准、验收标准的，对变更前已经开工的项目，仍按照变更前的标准及约定提供资料、进行施工及验收，甲方不得以不符合新的标准或要求为由拒绝接收资料、验收或支付相应款项；项目开工后因甲方原因变更建设或验收标准的，对具备整改条件的工程，乙方可根据新要求整改，但不影响相应工程款的结算，由甲方原因产生的整改费用由甲方承担。

2. 甲方应尽力协助乙方，进行与屋顶的所有权人/使用权人沟通工作以及协调本合同项下工程的施工工作，确保正常施工进程的开展。

3. 甲方应按合同约定支付款项。

七、乙方权利、义务

（一）乙方的权利

1. 乙方有权要求甲方提供质量标准、验收标准等有关资料。

2. 如遇施工现场存在第三方对施工阻碍或者其他影响施工进度因素，乙方请求甲方提供力所能及的沟通协调及协助。

3. 甲方出现下列情况之一时，乙方有权终止本合同，并有权要求甲方承担违约责任：

A. 甲方丧失项目权属且未对本合同之权利义务进行合理安排；

B. 甲方发生其他根本性违约行为导致本合同无法履行或丧失继续履行的必要或可能。

（二）乙方的义务

1. 乙方应尽勤勉义务，实施工程施工服务，并提供足够的人员完成本合同项下工程服务(包括乙方材料供应)，直至工程最后竣工。

2. 乙方应于工程施工前及开始施工后及时地检查工程文件是否存在影响施工的不一致性、不合理处、错误或疏漏；检查施工现场的各种条件是否符合工程文件中的规定，并实地核查，进行工程文件中规定的所有测量工作；若发现任何可能对本合同项下工程或其任何部分造成不利影响的不一致、不合理处、错误、疏漏，应及时以书面形式通知甲方。

3. 乙方应负责工程设备及材料的统一采购、登记管理、存放及保管，负责工程设备及材料装卸车、堆放和登记管理、二次转运、现场的安全保卫、施工现场的清理和工程管理工作，对部件、半成品或其他材料应分类保管，并按国家标准存放。因乙方施工人员安装施工造成的质量问题或成品、半成品报废、损坏、材料损失及返工报废等，责任由乙方承担。施工用的全部工具、机械设备、仪器仪表等均由乙方负责，具体按施工方案中列明的主要机具配备表实施。

4. 乙方应服从和接受甲方的监督、管理，按甲方的要求，在约定范围内全面履行本承包合同。

5. 施工过程因乙方原因发生的任何刑事、行政、治安处罚和安全事故导致的一切责任应由乙方承担。

6. 乙方应在协议履行前向甲方提供项目负责人及主要管理人员名单，项目负责人应具备户用光伏项目开发建设管理经验，由项目负责人签订电力工程工程质量终身责任承诺书。

7. 乙方应提供并监督管理、劳力、材料、燃料、电力、设备、运输、施工图、样品以及在项目现场建造、安装、完成本合同项下工程所必需的服务。乙方所提供的工程施工服务应符合行业的专业标准，符合所有相关法律、法规的规定，并保证使用符合国家相关标准的材料进行施工。

八、工程管理

1. 乙方应积极配合项目的并网验收和竣工验收。工程质保期内任何时候甲方发现工程质量安全存在不合格情形的，均有权要求乙方进行整改，乙方应于收到甲方整改通知之日起 10 日内整改，乙方拒绝整改的，甲方有权要求乙方按照本合同承担相应的违约责任。

2. 在施工过程中，乙方应对甲方的财产（若有）采取必要的保护措施；乙方不得损坏、损毁、破坏工程现场建筑物、构筑物、设备、管线等；乙方负责屋顶分布式光伏发电设备竣工验收完成且移交给甲方前的成品保护等工作。

3. 甲方有权对乙方进行劳动安全生产措施的检查、监督、纠正。甲方有权拒绝乙方提供的不合格材料或工程设备，并要求乙方立即进行更换。甲方有权在更换后再次进行检查和检验，由此增加的费用和(或)延误的工期由乙方承担。

4. 乙方必须按照国家现行相关工程施工安全管理规范，严格管理现场施工的

安全工作，确保不发生安全责任事故。

九、工程质量控制

1. 乙方应服从甲方对工程质量管理，接受和配合甲方或电网企业对工程质量的监督检查。如甲方或电网企业发现达不到合格标准时，乙方应予以返工，并承担由此发生的费用。

2. 乙方应按照甲方的布置和要求，认真做好安装施工中的工作记录，妥善保管安装施工的各项资料。工程安装工作全部完成且接到甲方书面通知后，30个工作日内将全部资料交甲方，做好工程竣工交付工作。

3. 本工程按照规定的《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796、《钢结构工程施工质量验收规范》GB50205、《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB50204；《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB50168、《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169、《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》GB50254、《光伏系统并网技术要求》GB/T 19939等国家、行业标准及浙能集团的相关规范进行竣工验收。上述文件如有更新，应以最新要求为准。

十、工程保修

1. 整体工程的质量保证期限：项目电站并网发电之日起2年，乙方应在此期间内提供整体工程免费保修。

2. 相关硬件的保修期限约定如下（均从电站并网发电之日起算）：

A. 光伏组件产品材料与工艺质保：12年；

B. 配电箱、逆变器质保：5年；

C. 光伏组件输出功率线性质保：25年。

3. 在保修期内，由于乙方的施工质量或施工缺陷原因引起的质量问题均由乙方负责修复，费用由乙方承担。

十一、知识产权

1. 甲方提供给乙方的图纸（如有）、甲方为实施工程自行编制或委托编制的技术规范以及反映甲方关于合同要求或其他类似性质的文件的著作权归属于甲方所有，乙方仅可使用于本合同项下工程。

2. 乙方为实施工程所编制文件的著作权的归属甲方，乙方在实施本项目的过程中需确保工程整体或其任何部分及相关设备和服务不得侵犯第三方的知识产权，如有违反，需承担由此给甲方造成的一切损失。如有任何第三方向甲方提出乙方承保范围内的内容提出的侵权索赔，乙方应负责积极处理，并承担由此引起的一切法律上和经济上的责任，给甲方造成损失的，乙方还应向甲方赔偿全部损失。

3. 乙方在施工过程中所采用的专利、专有技术、技术秘密的使用费由乙方自行承担。

4. 本工程实施过程中产生的知识产权归甲方所有。

十二、农民工工资支付约定

1. 乙方必须按月全额支付民工工资，并且甲方有监督的权利。如乙方未按规定兑现，甲方有权直接从工程款中扣除该费用，用于直接支付民工工资，并扣罚双倍的费用。

2. 乙方必须按照项目地方要求履行农民工工资支付的相应义务，如有违反，乙方承担相应责任，给甲方造成损失的，乙方还应向甲方赔偿全部损失。

十三、工程保险

1. 乙方应在整个工程建设期间为工程投保建筑工程一切险或安装工程一切险，费用由乙方自行承担，已包含在合同总价中。

2. 乙方应依照法律规定参加工伤保险，并为其履行合同的全部员工办理工伤保险，缴纳工伤保险费，并要求分包人及由乙方为履行合同聘请的第三方依法参加工伤保险。

3. 乙方应为其施工现场的全部人员办理意外伤害保险（保额不低于 200 万元/人）并支付保险费，并保留相关凭证备查，包括其员工及为履行合同聘请的第三方的人员。

4. 乙方应与保险人保持联系，使保险人能够随时了解工程实施中的变动，并确保按保险合同条款要求持续保险。

5. 乙方未按合同约定办理保险，导致未能得到足额赔偿的，由乙方负责补足。

6. 保险事故发生时，投保人应按照保险合同规定的条件和期限及时向保险人报告。甲方和乙方应当在知道保险事故发生后及时通知对方。

十四、违约责任

任何一方违反合同约定时，双方应首先友好协商，协商不成的，按照如下方式分别承担违约责任：

1. 任何一方违反合同约定，给对方造成损失的，应承担相关赔偿责任。

2. 因乙方原因（电网原因除外）未按合同约定的工期完工，每延误 1 个自然日，则以未完成工作量对应价款的【万分之二】计违约金。因客观情况变更导致的工期调整经甲方与乙方协商后，双方互不承担违约责任。

3. 甲方未按合同规定支付工程款，每延误 1 个自然日，按应付未付金额的【万分之二】支付违约金给乙方。

4. 因乙方原因导致安装质量不能满足工程质量标准或要求、发生人为责任安全事故，甲方有权要求乙方赔偿实际损失并按条款考核。其中性能考核条款按照《框架协议》附件技术协议要求执行。

5. 质保期内，工程质量安全不符合约定的，乙方在甲方要求的时间内无偿修理和返工，直至符合要求，由此产生的费用由乙方承担。如返工后仍然无法达到合同约定的质量安全标准的，甲方可以委托他人进行修复，费用由乙方承担，并可从工程款中直接扣除。

十五、保密信息

1. 双方均应对因本合同的签订和履行而从对方获取的保密信息承担保密义务。未经信息披露方的事先书面许可，另一方不得擅自将保密信息披露给任何第三人，接受保密信息的一方，仅可为本合同目的使用保密信息，但因履行上市公司所需的信息披露义务及/或因国家法律法规规定或国家政府机关要求需披露或配合提供保密信息的除外。接收保密信息的一方有义务促使其员工、管理人员、外部顾问或其他任何有必要接触该保密信息的人员、单位遵守与其相同的保密义务。保密义务至保密信息公开之日止。

2. 一方泄露或者在本合同目的范围之外使用保密信息给另一方造成损失的，应承担损害赔偿责任。

十六、不可抗力

1. 不可抗力是指在本协议签署之日后发生的、妨碍本协议任何一方完全或部分履约，且本协议双方不能预见、不能避免并不能克服的事件。

2. 不可抗力发生后，双方应迅速采取措施，尽力减少损失，在 24 小时内向另一方通报受害情况，按约定的时间向另一方报告损失情况和清理、修复的费用。灾害继续发生，受到不可抗力影响的一方应每隔 5 天向另一方报告一次灾害情况，直到灾害结束。各方均应对处理灾害提供必要条件。

3. 由于不可抗力的原因不能履行合同时，应及时向对方通报不能履行或不能完全履行的理由，在取得合法有效的证明以后，允许延期履行、部分履行或者不履行合同，并根据情况可部分或全部免予承担违约责任。

十七、其他

1. 任何通知（包括法院诉讼文件的送达）应根据《框架协议》约定的通讯方式送达。

2. 本合同成立后，合同的基础条件发生了双方在订立合同时无法预见的、不属于商业风险的重大变化，继续履行合同对于一方明显不公平的，受不利影响的一方可以与对方重新协商；在 60 日内协商不成的，当事人可以请求人民法院或者仲裁机构变更或者解除合同。

3. 本合同的订立、执行、解释等一切事项均受中华人民共和国法律管辖。与本合同有关的争议，双方应当通过友好协商解决；如协商不成，双方约定提交杭州仲裁委员会，按照仲裁时该会届时有效的仲裁规则进行仲裁，仲裁地在杭州。仲裁裁决是终局的，对双方均有约束力。

4. 本合同经甲、乙双方签字并盖章后生效。本合同壹式肆份，甲乙双方各执贰份，具有同等法律效力。

十八、附件

1. 安健环协议
2. 廉政协议
3. 电力工程项目负责人工程质量终身责任承诺书
(以下无正文)

甲方：×××项目公司

法人或授权代表：

乙方：

法人或授权代表：

附件一：安健环协议

甲方：×××项目公司

乙方：

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，根据国家和地方政府有关法律法规，以及行业有关安全管理规定，明确双方的安健环责任，确保施工安全环保，签订本协议。本协议作为主合同的附件，与该合同同时生效、同时终止，双方应恪守执行。如有违约，按本协议规定的职责各自承担行政责任、经济责任，直至承担法律责任。

1. 安健环目标

- 1.1 不发生全口径轻伤及以上人身事故；
- 1.2 不发生直接经济损失 10 万元以上的在用及在建设备设施损坏事件；
- 1.3 不发生火险、火灾事故及环境污染事件；
- 1.4 不发生负主责以上的一般以上交通事故；
- 1.5 不发生一般以上网络安全事件；
- 1.6 不发生较大偷盗、破坏等严重影响安全生产的刑事案件；
- 1.7 不发生有责任的造成较大社会影响的其他安全生产事故（事件）、群体事件；
- 1.8 重大隐患整改率 100%；
- 1.9 不发生恶性误操作、恶性未遂事件；
- 1.10 不发生网络舆情。

上述目标以每年甲方新下发的正式文件为准。

2. 甲方的权利和义务

2.1 甲方应建立健全本单位安全生产保证体系和安全生产监督体系，建立健全本单位安全生产规章制度，严格执行相关法律法规要求和其他要求。

2.2 甲方应按有关规定对乙方的资质进行审查，确认乙方承包的工程项目与其资质相符合。

2.3 甲方应向乙方提供本企业的安全生产、职业健康、环境保护方面的管理标准等资料。

2.4 甲方在项目开工前应对乙方项目负责人、主要管理人员进行全面的安全技术交底并有完整的记录。

2.5 开工前，甲方应督促乙方对作业人员进行安全入场教育及考试，并要求乙方将安全培训、考试情况备案。甲方有权对乙方作业人员的安全教育和安全考试的情况进行抽查或抽考，不合格者不得进入现场施工。若发现有不合格者或未进行教育考试人员进场后，甲方有权要求退场并根据规定作出考核决定。

2.6 负责审查乙方专、兼职安全管理人员是否取得相应的安全合格证，负责抽查确认乙方特种作业人员是否取得特种作业操作证，并已按规定定期复审，做到持证上岗。

2.7 督促乙方做好项目作业危险源辨识和预控工作、隐患排查治理工作以及项目安全生产监督检查工作。

2.8 督促乙方做好项目现场应急管理工作。

2.9 履行项目安全监督管理职责，对乙方的安全生产主体责任落实情况进行监督、检查和考核。

2.10 负责按规定向上级有关部门及时、如实报告事故信息。

2.11 乙方作业人员在施工区域内违反安全生产、职业健康、环境保护、文明施工等规定制度时，甲方有权制止并根据本协议、主合同和甲方外包工程安全管理相关规定提起书面扣款意见。当乙方在上述方面出现严重失控情况下，甲方有权作出限期整改、停工整顿直至终止合同清退出场的决定；同时甲方也可以根据甲方的相关管理规定把乙方列为供应商黑名单。

2.12 甲方认为乙方确有必要停工整顿时，应当以书面形式要求乙方暂停施工，并提出书面意见。当乙方实施处理意见并以书面形式提出复工要求后，甲方应当在 48 小时内组织验收，检查是否合格，并签字后给予答复。现场检查中发现下列情况的，甲方公司领导、项目主管部门领导、项目负责人、安全管理人员有权以口头通知形式先行要求乙方暂停区域性（县级行政区及责任分包方范围内）施工，并随后以书面形式通过项目主管部门下发停工整顿令。

发生下列情况应停工整顿：

2.12.1 发生人身伤亡事故。

2.12.2 发生施工机械、生产主设备严重损坏事故。

2.12.3 发生火灾或者造成社会影响的火险事故。

2.12.4 重复发生相同性质恶劣的事故。

2.12.5 多次违规不听从劝告的。包括施工现场脏、乱、差，不能满足安全和文明施工要求的。

2.13 甲方不得指派乙方人员从事合同范围外的作业任务，不得要求乙方违反安全管理规定进行作业，因甲方原因导致的事故由甲方承担责任。

2.14 甲方指派_____同志为本项目安健环管理负责人，负责联系、检查、督促乙方执行有关安全、职业健康、环境保护、文明施工有关规定。甲方应经常联系乙方，协助检查和处理项目中有关安全生产方面的工作，预防事故发生。

2.15 甲方有权根据工程实施的具体经验教训优化加强安全管理措施要求。

2.16 履行合同约定的其他安全职责。

3. 乙方的权利和义务：

制度建设及组织机构部分：

3.1 乙方须认真贯彻国家和地方有关安全生产、职业健康、环境保护主管部门颁发的方针、政策，严格执行有关安全生产、职业健康及环境保护的法律、法规、条例，严格执行行业安全工作规程、规定及建设工程有关安全生产、职业健康与环境管理的规定，严格执行甲方有关安全、职业健康、环境保护和文明施工规定。如有分包，乙方应与分包方签订安全管理协议书，明确双方安全管理职责、执行规范。

3.2 乙方应建立并落实全员安全生产责任制（包括开发、质量、工程、安监等相关人员），签订承包项目各级安全生产责任书，明确安全管理责任关系。如有分包，乙方负责对分包方进行网格化管理，确保安全管理责任到人。乙方应制定完善的安全生产管理制度和作业规程、应急处置方案，落实安全生产主体责任，加强承包项目安全管理，防止承包项目发生或引发安全生产事故。

3.3 乙方应建立安全生产费用管理制度，按要求做好相关台账，合规开支使用安全生产专项费用。

3.4 乙方应依法设置安全管理组织机构和专（兼）职安全生产管理人员，选派合适的项目负责人（项目经理）以及技术负责人、安全负责人等主要管理人员，必须配齐专（兼）职安全员，确保技术力量、人员配备满足承包项目安全生产工作的要求，对全省各地市实行网格化管理。项目负责人、专（兼）职安全员应有相应上岗证书或资质证书；未经甲方同意，乙方项目负责人及主要管理人员（含安全员）不得随意更换。如涉及分包，乙方督促分包方确定其专（兼）职安全生产管理人员，成立户用光伏基建期安全监督网络，通过线上方式，定期开展安全通报、安全培训、安全交流等活动。

3.5 乙方应配置与工程规模相对应的安全监督管理人员：安全负责人 1 人；在项目开建的地级市应至少配置专职安全员 1 人，网格化开展安全管理。安全员在工作日，应每天开展安全检查（现场或摄像头视频），检查记录备查。安全员的选配人选，应经过甲方同意，原则上须具备注册安全工程师或安全管理人员 C 证。

开工及施工管理部分：

3.6 开工前，乙方应提交相应资质（含安全资质）及其他开工材料交甲方审查。如涉及分包，乙方应加强分包项目安全管理，一并提交分包方相关资质及其他开工材料，即便甲方同意分包，也不免除乙方对分包项目的安全生产管理主体责任。

3.7 开工前，乙方应对作业人员进行安全入场教育及考试，并将安全培训、考试情况备案。如有分包项目，乙方应对分包方主要管理人员进行安全教育培训和安全技术交底，督促分包方对作业人员进行安全教育培训。所有施工人员应经三级安全教育，并考试合格。对于现场作业人员，通过信息系统实行准入管理。未接受安全教育和安全考试不合格者不得进入现场施工。

3.8 乙方在施工前要认真勘察施工现场，根据工程项目内容、特点，详细了解施工区域内作业的施工日期、作业要求、作业范围，对项目的危险源及环境因素、风险进行辨识、评价，针对性地采取有效控制措施，并向施工人员进行全面的安全技术交底，并严格按有关安全要求规定组织施工。

3.9 乙方必须开展并持续改进承包项目安全风险预控管理，组织开展危险源辨识预控，对有可能发生高处坠落、触电、火灾等危险的施工作业，乙方应根据施工现场情况制定并落实作业安全技术措施。乙方在作业过程中，应采取必要的职业健康防护措施，消除或减少职业危害。

3.10 户用光伏高处坠落（人和物）、火灾、触电风险较大，乙方应制定各种类型电站有针对性的安全措施的作业指导书。人员进行高处、动火、起重吊装、临时用电等作业前要进行安全风险辨识并落实管控措施，人员在作业、移动过程不得失去安全保护。

3.11 根据现场实际情况，户用光伏现场施工布置 2-4 个摄像头，无死角监控录像，乙方应对监控录像审核并标注明显违章。录像内容全部存档，并作为结算依据，如有缺失或录像中发现违章作业行为，按标准考核。乙方对于分包方的安全交底内容、分包方对于施工队的交底内容，必须包括摄像头监控相关内容，交底内容要包含具体使用要求和考核标准。

3.12 特种作业必须执行国家《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》，特种作业人员须经省、市（地区）政府管理部门认可的培训部门安全技术培训考核合格后取得有效证件，持证上岗。起重吊装作业人员严禁违章、无证操作。严禁不懂电器、机械设备的人，擅自操作使用电器、机械设备。

3.13 乙方必须坚持文明施工，对所承担项目区域的文明施工负责，做好现场的文明生产卫生及废弃物管理工作。乙方应防止灰尘、污物、垃圾及碎片散播至施工区域以外，应保持施工现场垃圾、污物及废物及时清理。

3.14 乙方应在每天作业前召开班前会。每天施工作业开始前，应开展班前会并拍照记录，对当日工作进行安全技术交底，对现场安措进行核验。逐项核查监控开机、劳保佩戴、高处挂点、用电漏保、消防器材、围挡警示等，全部合格后方可开工。记录发微信群，由专职安全员审核。

安全生产费部分：

3.15 乙方应保证所承包项目的安全生产费用足额投入使用，且按本项目相关安全防护设施设备、作业人员安全防护、安全生产宣传教育培训、安全生产检查、应急救援等范围使用支出。如有分包，乙方负责向分包方支付安全生产费并监督使用。

3.16 乙方负责落实户用光伏施工常用安全防护装备（安全帽、五点双钩安全带、防坠器、灭火器、安全警示牌、安全防护围栏、绝缘鞋、绝缘手套和临时用电配电箱等），费用纳入工程安全生产专项费用。如有分包，乙方应指定经甲方确认的品牌白名单及配置标准，采购后由乙方做好安全生产费用支出台账。乙方应为作业人员配备应有的劳动保护用品、用具并监督正确使用。

3.17 乙方负责落实户用光伏施工安全监督装备（带存储卡、太阳能板和电池的 4G 摄像头及三脚架等）。如有分包，乙方应指定经甲方确认的品牌白名单及配置标准，采购后由乙方做好安全生产费用支出台账。

3.18 乙方在作业现场所使用的安全设备设施、车辆、工具和安全防护用品等应符合国家法律法规、技术规范要求，并正确使用。现场禁止使用绝缘不合格、电线破损、有故障等不合格的工器具，禁止使用破损的电源插头插座等。

人员管理部分：

3.19 乙方指派_____同志（联系电话：_____）为本项目负责人，全面负责本项目的安全生产工作；指派_____同志（联系电话：_____）为本项目专职安全主管；负责本项目有关安全生产、环境保护、防火、文明施工等工作。乙方应经常联系甲方，通报安全文明生产情况。

3.20 乙方必须认真对本项目施工人员进行安全生产制度及安全技术知识教育，提高施工人员安全思想意识和自我保护能力，督促施工人员自觉遵守和维护安全生产纪律、制度和法规。

3.21 乙方应承诺不使用未成年工和不符合现场安全施工要求的老、弱、病、残人员，不得使用 18 周岁以下、55 周岁以上男性或 50 周岁以上女性从事现场施工作业。乙方所属人员的身体健康状况必须能满足所从事工作的要求。

3.22 乙方主要管理人员每周至少开展 1 次（乙方项目负责人不少于每月 1 次）安全生产监督检查和隐患排查治理工作，落实整改措施，并做好记录备查。若有分包，乙方应督促分包方安全员必须每天到现场安全检查 1 次，水印相机拍照留存。及时发现本工程项目实施过程中存在的人的不安全行为、物的不安全状态、作业环境的不安全因素和管理缺陷并督促整改，保证项目实施过程中人身安全和设备设施安全，并做好检查记录。

3.23 乙方应为存在劳动关系或事实上的劳动关系的人员缴纳工伤（意外）保险费、为承包项目存在劳务关系的用工人员缴纳团体意外伤害保险费，保额不少于 200 万元/人。

安全检查部分：

3.24 乙方应严格遵守和执行甲方在安全生产方面的有关规定，自觉接受甲方的安全监督、检查和指导。对甲方组织的安全文明检查、安全工作会议，乙方应及时派员参加并认真贯彻落实。对于甲方查出的隐患及问题，乙方必须限期整改。

3.25 当甲方按协议要求乙方暂停施工后，乙方应积极处理意见并以书面形式向甲方提出复工要求。在甲方组织验收并签字同意后，乙方方可重新施工。

事故处理及信息报送部分：

3.26 在合同期间本工程项目发现的各类事故，乙方负责组织事故应急救援、现场抢险、事故恢复。乙方应做好施工安全防范措施，施工过程中因乙方责任造成的安全事故由乙方承担责任，与甲方无关。由乙方原因造成人身、财产损失的，乙方承担因此而产生的所有赔偿费用。

3.37 乙方对作业过程中发生的不安全情况必须按“四不放过”原则进行处理。

3.28 乙方在合同期间由于安全管理不善，安全防护设施不全、措施不力以及人员违章等原因造成的人员伤亡事故，由乙方负责。

3.29 由于乙方原因造成恶劣影响引发纠纷和社会矛盾等由乙方承担全部责任。

3.30 乙方对项目发生的各类事故应及时向甲方通报，并按国家及地方有关事故报告规定，向有关部门及时、如实报告事故信息。

3.31 编制户用光伏安全月报，经审核后及时上报户用光伏安全生产信息至甲方。

3.32 履行合同约定的其他安全职责。

4 安全考核办法

4.1 项目施工过程中发生安全事故造成甲方损失的乙方应承担相应责任。按本协议及商务合同进行考核。

4.2 当乙方违反本协议时，甲方根据本合同有关条款扣款，扣款从合同结算款中扣除。

5 本协议执行过程中如遇有与国家和地方政府的有关规定不一致时，按国家和地方有关规定执行。

6 本协议经双方盖章后生效，作为主合同的附件与合同正本具有同等法律效力。本协议一式肆份，甲、乙双方各执贰份。

7 甲、乙双方必须严格执行本协议，因违反本协议而造成设备、伤亡事故，由违约方承担一切经济损失。

甲方：

乙方：

单位名称（盖章）：

单位名称（盖章）：

附件二：廉政协议

甲方：

乙方：

为加强经济交往过程中的廉政建设，预防在工程项目建设、物资采购等过程中违规违纪违法事件的发生，共同维护市场经济秩序。甲方、乙方双方自愿签订廉政协议如下：

一、乙方人员不得在业务活动中以任何形式向甲方有关人员赠送现金、有价证券和支付凭证等，不得邀请甲方有关人员吃喝、旅游或去营业性娱乐场所等，以谋取不正当利益，不得将承包项目转包给甲方有关部门或人员。乙方如违反本协议，则按违约项目（费用）处以 10 倍的违约金，在合同结算款中扣除。情节严重者，中止业务关系，直至追究刑事责任。

二、甲方有关人员不得在业务活动中向对方单位收受或索要现金、有价证券和支付凭证等，不得参加对方单位的宴请、旅游或到营业性娱乐场所等，不许将外包项目返包，不得为谋取不正当利益而刁难对方，甚至徇私枉法，阻挠正常的业务交往如有发生，一经查实，将视情节轻重，给予批评教育、经济考核、党纪政纪处分，直至追究刑事责任。

三、甲方、乙方双方负责人应对所属有关业务人员加强教育、监督和管理，防止上述事情的发生。

四、甲方、乙方双方如发现对方有上述一、二条款之情节者，应予以拒绝，并向双方任何一方纪委、监察审计部门举报。

五、本协议书作为合同的附件，与主合同具有同等的法律效力。

六、本协议书自双方盖章之日起生效。

甲方：

乙方：

时间： 年 月 日

时间： 年 月 日

附件三：电力工程项目负责人工程质量终身责任承诺书

EPC 总承包单位项目负责人

工程名称：

本人姓名： 身份证号：

岗位：EPC 总承包项目负责人

为落实公司 EPC 项目全流程质量管控要求，遵照《电力建设工程质量监督管理暂行规定》（国能发安全规〔2023〕43 号）终身责任管理要求，本人就本项目设计、设备供货、施工安装、调试验收全周期总承包质量，向公司作出内部终身责任承诺：

1. 本人持证在岗履职，全权统筹本电力 EPC 项目设计、设备采购供货、土建施工、电气安装、系统调试、竣工验收全流程质量管理工作，不挂靠执业、不委托他人代管项目质量，不擅自离岗脱岗。

2. 压实全链条协同质量责任，对合作设计单位、电力设备原材料供应商、专业分包施工单位质量工作负总包管控责任，统一管控设计方案、设备选型、施工工艺标准，杜绝设计错漏、设备以次充好、施工违规作业问题。

3. 统筹管控设计质量：督促设计单位贴合项目现场工况、电力规范出具施工图纸，严控图纸变更、优化审批流程，杜绝不合理设计、违规设计导致项目质量缺陷，对设计交底、图纸会审全过程把关。

4. 统筹管控设备物资质量：严把光伏组件、开关柜、线缆、储能构件等电力专用设备供货质量，核验设备出厂资质、检测报告，落实进场复检，严禁供应商提供不合格、非标、翻新设备，杜绝设备源头质量问题。

5. 统筹施工现场施工质量，落实工序验收、隐患闭环整改要求，统筹协调设计、

供货、施工三方联动整改质量问题，不隐瞒项目质量隐患，不串通合作单位篡改资料、降低质量标准。

6. 本人自愿对本 EPC 项目设计、设备供应、施工安装全范围，设计使用年限内整体工程质量承担总承包终身内部责任，不因岗位调动、离职、退休、项目竣工、合作单位变更豁免质量责任。

承诺人：_____

签署日期：2026 年 月 日

附件 5：单块组件租金标准

序号	区域	租金（元/块/年）、安装方式	
1	浙江省	1-25 年：20	1-25 年：30
		阳光棚	南北坡

乙方应负责开展甲方与房屋所有者协调和签订租赁协议的工作，若部分区域租金价格上调，甲方有权调减该区域 EPC 中标单价以保障收益，具体以补充协议形式确定。

附件 6：EPC 单价定价表

开发建设区域	报价 1 (附安装方式)	EPC 单价 (元/kWp)	报价 2 (附安装方式)	EPC 单价 (元/kWp)
浙江省	南北坡		阳光棚	

附件 7：进度款审核要求

主要业务模式简介：

业主房屋模式：签署人是业主与甲方的项目公司，系统建档为业主名称，电网备案为项目公司，业主不开二类卡，电费直接打入项目公司公户，业主租金发放方式：由项目公司发放给业主。

公众建筑模式：签署人是公共建筑单位与甲方的项目公司，系统建档为公共建筑单位，线下电网备案为项目公司，不开二类卡，电费直接打入项目公司公户，租金由项目公司发放给公共建筑单位。

一、业务流程：电站建档

1.1 身份证：上传身份证正反面，身份证内姓名，身份证号需与业主信息保持一致；公共建筑模式下需上传营业执照，上传营业执照图片，营业执照内组织机构代码需与业主信息内营业执照号保持一致；

1.2 产权证明：上传房产证或土地证，或者公司统一的产权证明加盖村委以上公章；产权证明内姓名及身份证号需与业主信息保持一致，产权证明内地址需与业主信息的项目地址保持一致；如涉及产权授权的，提供授权书；

1.3 合同：需关联电子合同或者上传纸质合同，纸质合同需上传首尾签署页共两页（后续在并网节点前签署电子合同）；

1.4 租金分享卡：户名与卡号需与业主信息保持一致，银行卡图片需上传，开户行信息图片，图片内卡号与开户行信息需与业主分享卡信息保持一致；

二、业务流程：项目立项及开工

2.1 项目信息：项目名称需按照标准格式执行，总户数需与项目名称及电站清单内户数保持一致，其他单价需按要求填写；

2.2 上传附件：真实有效性承诺函与并网承诺函内信息需与项目信息保持一致，且需盖公章或项目章等；其中公共建筑及非自然人（项目公司）模式，都需上传备案证明；

2.3 房屋踏勘：查看土地属性、周边环境（遮挡、污染），查看房屋结构安全性是否符合要求；

2.4 设计方案：设计方案需与踏勘结果相匹配，无缺项。

三、业务流程-并网管理

3.1 并网信息: 电表号需与电表图内电表号保持一致, 发电户号需填写准确;

3.2 上传附件: 需上传并网申请表与电表图, 并网申请表内信息需与电站信息保持一致, 电表图需清晰完整。

3.3 电表图: 电表图需清晰完整, 电表号核对一致;

3.4 租赁合同: 需关联电子合同, 签字和盖章, 地址信息是否与产权证明上一致;

3.5 安装情况: 建设类型、组件品牌数量、组件功率、装机容量; 上传订单管理系统的方阵整体图应完整规范、光伏发电阵列不应受到遮挡; 组件压块安装位置符合要求, 不应出现压块安装歪斜、漏装的情况;

3.6 备案证明: 公共建筑及非自然人(项目公司)模式, 都需上传备案证明, 精确备案需核对地址一致; 建设容量不得超出备案容量;

甲方可根据市场开发情况补充调整上述审核项。

附件 8：设备品牌短名单

序号	部件名称	品牌厂家	备注
1	太阳能晶硅组件 (N 型 TOPCon)		
2	逆变器		

根据投标文件填写。

附件 9：竣工验收标准

以下内容以甲方出具的验收规范化流程内容为准。

一、线上验收部分：

- 1.分包方完工自检表：一户一表、内容正确；
- 2.完工验收表：一项目一表、内容正确。
- 3.工程图片：工程竣工图片核对；
- 4.购售电协议：信息保持一致，签字和盖章，地址信息是否与产权证明上一致；如有姓名及备案号信息，应一并核验；用印合规；
- 5.竣工验收表：一户一表、内容正确；
- 6.备案证明：公共建筑及非自然人（项目公司）模式，都需上传备案证明，精确备案需核对地址一致；大备案地址应覆盖所在区域。建设容量不得超出备案容量；

二、线下验收部分：

一、光伏组件和固定支架现场检验			
序号	检查项目	检查标准	验收、核查情况
1	光伏组件	组件数量与设计一致	
2		组件串数与设计一致	
3		无破损或明显变形	
4		遮挡情况、组件朝向角度	
5	固定支架	支架牢固、可靠	
6		支架防腐符合标准	
7		与支架固定处屋面做防水处理（若存在）	
8		可上人屋面的临边防护栏杆（女儿墙小于 1.05m）	
9	水槽检查	水槽规格、数量与设计一致	
10		安装位置到位	
11	接地检查	组件间跨接线及两端引下线、安全标识符合规范要求	
二、综合布线现场检验			
1	直流侧电缆	电缆型号与设计一致	
2		电缆根数与设计一致	
3		走线合理不杂乱、正负极分开走线	
4		按要求悬挂直流电缆回路标识牌	

5		无明显暴露在外部分	
6	交流侧电缆	电缆型号与设计一致	
7		电缆根数与设计一致	
8		走线合理不杂乱	
9		无明显暴露在外部分	
10	综合布线	可弯曲金属导管或柔性导管与刚性导管或电气设备、器具间的连接采用专用接头	
三、交直流配电箱现场检验			
序号	检查项目	检查标准	验收、核查情况
1	外观检查	外观清洁、无异物，安全标识符合规范要求	
2	本体检查	品牌、型号与设计一致	
3	箱内检查	箱内无碎屑或遗留物	
4	内部元器件	元器件无松动、脱落	
5	开关分合闸检查	开关分合闸灵活可靠	
6	接地检查	配电箱接地线与接地引下线连接可靠	
7	防雷检查	交流侧配有防雷设施，浪涌保护器接地可靠	
8	防火封堵	进出线孔洞是否封堵	
9	电缆接线	交流电缆终端接头有相色标识	
四、逆变器现场检验			
1	本体检查	厂家与设计一致	
2		型号与设计一致	
3	外观检查	外观无划痕、柜体无明显变形，安全标识符合规范要求	
4	安装检查	安装牢固、可靠	
5	电气连接检查	连接牢固、无松动	
6	开关分合闸检查	开关分合闸灵活可靠	
7	接地检查	接地线规格符合施工图要求，接地线连接可靠	
8	人机界面检查	主要参数显示清晰正确	
9		按键操作正常	
10	通讯检查	通讯棒信号指示正常	
五、并网检查			
1	逆变器并网检查	直流输入路数	
2		直流输入电压（V）	
3		直流电流（A）	

4		交流电压 (V)	
5		瞬时功率 (W)	
6		交流频率 (Hz)	
7	孤岛保护检查	电网侧电源失电后能快速可靠关断	

甲方可参考浙能集团《基建工程全过程达标投产管理办法》和具体施工情况补充调整上述审核项。

附件 10：基建期安全考核标准

序号	考核项目	考核标准
1.	发生全口径人身死亡事故	每起考核 200 万元
2.	发生全口径人身重伤事故	每起考核 100 万元
3.	发生全口径轻伤事故	视严重程度，每起考核 5-8 万元
4.	发生全口径轻微伤事故	视严重程度，每起考核 2-5 万元
5.	发生造成社会影响的火灾事故（业主原因引起的除外）	视严重程度，每起考核 10-20 万元
6.	发生造成社会影响的火险事故（业主原因引起的除外）	视严重程度，每起考核 5-10 万元
7.	发生习惯性违章	每次扣罚 1000 元
8.	现场安全制度不落实	一次扣罚 500 元
9.	未建立包括招商、质量、工程、安监等相关人员的全员安全生产责任制，未对分包方进行网格化管理	考核 5-10 万
10.	现场安全制度不健全	每次扣罚 1000 元
11.	违章指挥、违章作业	每次扣罚 1000 元
12.	高处作业人员未正确佩戴安全防护用品	每人次扣罚 2000 元
13.	没有年度安全培训计划或有计划没有落实	一次扣罚 1000 元
14.	未根据项目实际制定现场应急处置方案；未定期开展应急演练；	一次扣罚 1000 元
15.	乙方属地所有工作人员每周进行一次安全检查，记录完整	无检查记录每次扣罚 1000 元
16.	职工三级安全教育档案记录不全	每项扣罚 200 元
17.	安全工器具、警示标志等应齐全，不满足现场安全工作要求	罚款 500 元
18.	未按四不放过原则对安全生产事件进行分析、处理并及时上报安全事件分析报告。	每次扣罚 2000 元
19.	安全事故、突发事件迟报、漏报、瞒报	每次扣罚 500-1000 元
20.	未如期完成安全问题整改	每次扣罚 500 元
21.	未按照规定处置废弃物	每次扣罚 100 元
22.	未建立安全生产费用管理制度	每次扣罚 2 万元
23.	未按要求建立安全生产费用相关台账；	每次扣罚 2000 元
24.	安全生产费台账不规范，明细开支不规范	扣罚 500-1000 元
25.	违反国家、行业强制标准或行业规程规范	罚款 500 元/项
26.	无正当理由拒不执行甲方安全管理要求的	罚款 2000 元/项，重复发生的主责人员需立即更

		换
27.	一般网络安全事件	每次扣罚 30000 元
28.	造成社会影响的其他安全生产事故（事件）、群体事件	每次扣罚 10000 元
29.	外包单位人员滋事、斗殴造成的治安事件。	每次扣罚 2000 元
30.	分包方不具备相应的资质和安全生产条件。	每次扣罚 10 万元
31.	存在违法发包、转包、违法分包及挂靠行为。	每次扣罚 10 万元
32.	未与分包方按要求签订安全生产协议书，或虽签订了协议书，但在协议书中没有明确各自的职责	每次扣罚 10000 元
33.	未按合同要求派驻项目负责人、技术负责人、质量负责人、安全负责人等主要管理人员；未经同意更换主要管理人员。	每次扣罚 5 万元
34.	乙方未按要求缴纳人员保险	每次扣罚 2 万元
35.	较大及以上风险作业未编制施工方案；方案审批不规范；未按施工方案开展作业	每次扣罚 5 万元
36.	特种（设备）作业人员未持证上岗	每次扣罚 5 万元
37.	未对分包方主要管理人员进行安全教育培训、安全技术交底	每次扣罚 5 万元
38.	违反现场安全文明、设施、标识等其他要求。	酌情考核 100-500 元
39.	高处等较大危险作业未全程录像监控。	每次考核 2 万元
40.	高处等较大危险作业监控录像缺失，影响事后追溯核查。	每次考核 2000 元
41.	乙方对监控录像审核不严，未发现并标注明显违章	每次考核 2000-5000 元
42.	项目选址违反合同安全选址规定	每次考核 5 万元，并由乙方负责回购（买断）
43.	乙方对于分包方、分包方对施工人员的安全交底内容未包括安监摄像头及相关考核标准	每次考核 2000 元
44.	未落实正负极电缆分开走线（从组件与外墙交界处穿管分两个套管）要求的	每次考核 2000 元并整改
45.	每天作业前未开展班前会，班前会活动未全程录像	每次考核 2000 元
46.	平屋顶上的阳光棚光伏项目，如无女儿墙或女儿墙高度不够的，未设置永临结合的满足安规要求的栏杆等安全防护设施	每次考核 5 万元
47.	专职安全人员配置不符合合同要求	考核 1 万元/缺岗人
48.	专职安全人员未事先征得甲方同意的	每次考核 1 万元并整改
49.	未经甲方同意，违反合同规定发展二级分包方	每起考核 10 万并清退

附件 11：项目公司运维总承包合同（模板）

【XX 项目公司】

与

【 】

户用光伏项目运维总承包合同

【】 年【】 月【】 日

签订于【】

户用光伏项目运维总承包合同

甲方：【】
住所：【】
法定代表人：【】
乙方：【】
住所：【】
法定代表人：【】

鉴于：

依照《中华人民共和国民法典》及相关法律、行政法规，遵循平等、自愿、公平和诚信原则，合同双方基于乙方与浙江浙能能源服务有限公司签订的《第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议》(合同编号：_____，以下简称《框架协议》)，就_____运维总承包事宜，经协商一致，订立本合同。

一、项目内容

1. 服务内容：甲方所委托的移交生产后的所有电站（以工程移交生产交接书载明的清单为准）的运行、维护、检修和发电量保障，并对光伏电站运维服务期内的安全性负责。

2. 运行维护、检修对象：本协议约定的运行维护、检修对象为电站的所有设备设施和相关的附属物。

3. 乙方承担的运行维护、检修服务工作包括但不限于：

1)负责项目所辖所有电站的日常运行监控工作，包括光伏电站/设备系统的日常运行状态、运行数据、故障报警监视等，及时发现设备故障及缺陷并处理，负责光伏电站运行维护人员、设备的日常安全管理，实现预期安全目标；

2)负责项目所辖所有电站的巡视检查及设备维护工作，包括定期对设备进行巡回检查，排查设备缺陷、问题，定期开展低效电站整改，以及所辖电站的遮挡清除（包括灌木、杂草以及树木等遮挡物清除及相关民事协调）、翻板检修、组件清洗、接地电阻检测、螺栓紧固、金属设备设施的防腐处理、房屋漏水处理、积雪清扫，及时处理设备缺陷、故障，消除隐患，确保光伏电站处在良好、经济运行状态；

3)负责提供本项目所有运行维护所需的人员、工器具（包括安全工器具和安全防护用品）、消耗性材料、备品备件（包括光伏组件、逆变器、配电箱、支架等重要设备）、检测检验仪器等，承担通讯模块流量费、下网电费、免费拆装服务及更换组件、逆变器、配电箱、支架等设备所产生的其他服务费用；

4)负责电站发电量保证，协助进行发电量统计上报、电费结算统计、可再生能源发电项目的建档立卡、配合绿电交易、绿证申领等工作；

5)负责协助统计业主租金，受委托按清单向业主代发租金收益，处理业主租金发放异常，包括业主变更、账户变更等情况；

6)负责协助定期开具上网电费收益（及补贴）发票，并对接电网公司按时回收电费；

7)负责应对不可抗力事件善后处理,保险赔付范围内的各类事件处理,包括但不限于应急抢修(救援)、周边关系协调、对接保险公司处理项目理赔等事宜;

8)负责妥善处理屋顶业主、电网公司、政府机构、银行等外部关系协调,及时处理项目相关舆情。

具体服务要求详见技术协议。

4.电站所属设备、材料因下列情形导致需更换/安装修复的,乙方负责安装修复:

1)不可抗力、意外事件导致的;

2)因第三人偷盗、恶意破坏及因其他非正常使用导致的损害。

上述情形,如属于保险理赔的免赔额范围内的,安装修复费用及设备采购等费用全部由乙方承担,包括在运维费用中。

二、服务期限

1. 服务期限:甲方户用光伏电站自移交生产之日起,至2030年12月31日为止的委托运行维护及检修服务。甲方所委托的电站即达到本合同第一条约定的移交生产条件的电站。

三、承包方式

1. 未经甲方事先书面同意,乙方不得将甲方委托事项全部转交他人完成。乙方如需将全部工作交由第三人办理的,应事先征得甲方书面同意并提供授权委托书,并就该第三人的工作向甲方承担全部责任。该等第三方及其人员应当具备开展相关工作所必须的能力和资质。

2. 履行或承担本合同债权债务的任一方主体发生变更,应事先书面通知另一方,且继受或受让任一方在本合同项下债权债务的主体须征得另一方的事先书面同意。该等继任人或受让人书面承诺无条件承接任一方在本合同及补充协议(如有)项下的全部义务及责任。

四、合同价款

1. 服务项目承包费用

(1) 运维服务费用:【 】元/Wp·年(不含税),【 】元/Wp·年(含税6%)。运维服务费包乙方提供本合同约定服务所收取的全部费用(包括保险理赔免赔额范围内发生费用,不包括超出免赔额的费用)。若发生本合同服务范围以外的技改、施工配合等额外服务费用,各方可另行签署补充协议确认相关费用及付款方式。

合同电站项下每户电站首年计费起算点以移交生产之日(即《框架协议》附件12的签订日期)起为准,至每个自然年12月31日为一个运维年度;次年起1月1日至12月31日为一个运维年度。在一个运维年度内,若某一户电站项目合同解除或终止的,双方同意按该户光伏电站项目在该运维年度的运维天数折算其运维服务费用,即该户电站项目在该运维年度的运维服务费用(含税)=【该户

电站运维单价】元/Wp·年×该户电站项目实际建设容量×该户电站项目在该运维年度的实际运维天数/365天。

(2) 抢修费用：合同约定费率×实际修复工程量（含税）。抢修费用包括现场应急抢修所需费用（除免赔额范围内），该部分费用独立核算，按现场所发生的工程量及约定的单价计费（详见《框架协议》附件 13）。

(3) 如发生下述情况，光伏电站维修或停运期间乙方不收取运维服务费，于结算时根据实际维修或停运天数所占比例进行扣减：

- 不可抗力事件导致的电站故障、停运；
- 因业主翻新/扩建房屋/搬迁而暂时拆除、停运光伏电站。
- 其他经双方一致认可的原因导致的电站停运。

即使出现上述原因甲方因故未全额支付运维费，乙方应承担的责任和义务仍保持不变。乙方应完成甲方临时布置的其他运维相关工作。

2. 服务项目承包费用均为含税价格。税率按国家法定税率执行，如遇税率调整，经双方协商一致可按调整后的税率执行。合同结算金额为不含税价格和开具的增值税发票上注明的税额合计数。

五、付款方式和发票

1. 运维费用

1) 每年运维费用分三期支付，支付比例分别为：（1）每年 6 月 30 日，甲方于 15 个工作日内办理结算手续，根据结算金额开具增值税专用发票后 10 个工作日内，支付当年运维费用的【40】%；（2）每年 12 月 31 日，甲方于 15 个工作日内办理结算手续，根据结算金额开具增值税专用发票后 10 个工作日内，支付当年运维费用的【20】%；（3）次年 3 月 31 日后，甲方于 15 个工作日根据各项考核结果办理结算手续，根据结算金额开具增值税专用发票后 10 个工作日内，甲方支付剩余当年运维费用的【40】%。

2) 抢修费用按实际工作量及约定单价据实结算，次年 3 月 31 日后同当年运维费用一同结算。

3) 2026 年发生所有费用于 2027 年 3 月 31 日统一结算。

2. 乙方应提交下列申请材料，经甲方审核同意后按上述条款进行支付：

(1) 申请书（含费用明细）、考核相关材料、抢修工程量、年度运维报告相关材料；

(2) 向甲方开具的等额增值税专用发票。

(3) 甲方向乙方支付的费用总额=a.运维服务费用（基础价格）+b.抢修服务费用+c.考核奖惩费用（考核标准见《框架协议》附件 14）+d.代付租金费用（含本金及税费）

3. 政府补贴

乙方根据本协议为光伏电站提供运维服务期间，政府就本协议项下光伏电站支付的政策性补贴（如有）由甲方享有。

六、甲方权利、义务

1. 甲方应将服务项目的目标和完成情况及时书面通知乙方，并有权就项目

完成情况进行监督检查并给与建议。

2. 甲方负责与乙方就服务项目的执行、完成情况进行及时、有效的沟通，如甲方变更项目联系人的，应当提前及时以书面形式通知乙方，并保证双方的顺畅沟通。

3. 甲方就实际需要对本合同所涉项目的具体内容进行补充或变更的，应与乙方另行协商，并就补充或变更的相关内容及费用签订书面补充协议。

4. 甲方有权书面通知乙方更换其认为不称职（即存在重大过错或严重影响工作任务的顺利完成行为）的乙方提供运维服务的人员（包括乙方项目负责人），乙方应在接到更换通知的 15 个工作日内进行更换。

5. 甲方应于约定的时间与方式足额向乙方支付运维服务费用。甲方支付迟延的，除应就未付费用按全国银行间同业拆借中心公布的一年期贷款市场报价利率（LPR）支付每日违约金外，造成乙方工作延误的，乙方不承担责任。

6. 因甲方原因未能及时向乙方支付业主租金及发放服务费用，导致乙方延迟向业主支付租金，因此所造成的损失由甲方承担。

7. 因甲方原因未能配合提供电网公司开票所需材料，导致电费收益（及补贴）发票未能按时开具的，乙方不承担责任。

8. 本合同中甲方要求提供的文本材料应明确具体，如在本合同约定的基础上对该等文本材料新增要求的，应提前书面告知乙方，双方书面确认后按新要求执行，乙方原则上应予以配合，如新增要求涉及工作量上涨，乙方有权要求调整服务费金额。新要求自双方书面确认后开始执行，不得追溯至以往已提交的文本材料。

七、乙方权利、义务

1. 乙方应负责服务项目的执行，完成本合同及附件约定的内容和目标。

2. 乙方应就甲方的合理建议调整服务项目的实施。

3. 经甲乙双方协商一致变更服务项目内容的，乙方应根据变更的内容，在甲方支持下及时调整服务项目的实施方式。

4. 乙方在运维协议期内应根据甲方要求定期或不定期向甲方提供全口径电站发电量数据信息以及电站综合分析，包括：1）安全生产目标达成情况；2）生产运营数据：包括电站年度（每月）总发电量、上网电量（逆变器侧）、总发电时数统计，如有发电时数指标异常、给出达成率并作相关说明；3）协议约定的发电量与实际发电量的对比分析；4）消缺次数统计；5）乙方进行热斑检测抽检报告（0.5%总户数/年，按省区均匀分布，不得重复）；6）设备运行状况总结；7）故障率统计分析。上述内容按周、按月报送。

5. 除征得甲方书面同意外，乙方不得将本服务项目全部实施工作转移、转包给第三方。乙方擅自转包的，属于根本违约，甲方有权解除合同并要求乙方支付违约金；因第三方履职给甲方造成一切直接、间接损失（含维权律师费、诉讼费、罚款、商誉损失等），全部由乙方承担赔偿责任，乙方不得以其与第三方的内部约定对抗甲方索赔。

6. 乙方应指定专人负责服务项目的管理，配备符合电站运维资质要求足够数量的生产运维人员。

7. 在合同电站现场提供运维服务时，应严格遵守甲方工作纪律、安全管理及业主的合理要求，避免损坏现场的屋顶、建筑物或其他财产。

8. 负责管理检修维护必须的工器具、仪器、仪表及检验、校验、试验等设备，并进行检查试验合格。

9. 当工作现场发生紧急事故危及人身或设备时，乙方应按照事故处理的有关规程采取防止或减轻损害的合理的必要的行动，并应立即通知甲方，允许在通知甲方之前采取保护人身和设备的措施。

10. 在提供服务的过程中，乙方人员应遵守国家电力法律、法规、行业规范。乙方应制定有针对性的管理体系，建立健全安全生产、运维管理规章制度，落实文明生产。

11. 乙方通过监控平台提供 7*24 小时电站监控服务，实现主动预警及工单闭环。乙方应提供逆变器数据传输改造服务，构建移交生产场站逆变器直送甲方平台的数据通路。通过对监控平台数据的分析，乙方还应为甲方提供发电量异常分析，并及时提供运维服务排查及电站异常发电处理。

12. 乙方负责项目的外部协调（包括与业主的协调）、电网协调，包括但不限于电费收益异常核实、收益异常处理（收益账户变更、收益追回等）、电站清洗、低效电站整改、电站年度综合分析等。

13. 若光伏电站发生实际发电量低于考核发电量情况，及时按本协议约定向甲方支付补偿款。

14. 根据设备实际运行情况，乙方有责任制定并落实符合现场实际的作业票管理细则，提出设备技改的建议并制定相应措施。

15. 现场检修、抢修时，乙方负责水、电、道路等前置必须条件；维修使用的物资，不得低于 EPC 合同约定的物资标准，并提交产品质量合格证明文件。由乙方责任造成施工质量不符合合同规定的，负责无偿修理或返工，由此造成逾期交付的，乙方应承担相应的损失。

16. 维修、抢修工程质量达到验收标准后提出竣工验收申请，提交完整的竣工资料并经甲方确认。维修工程竣工后，乙方应在质保期 1 年内对工程实行保修。在质保期间的质量问题由乙方处理，乙方接到通知后 1 周内如不派员到位，造成甲方损失的，乙方还应承担赔偿责任。

17. 如后续甲方与提供保险服务的单位签订的合同存在“以修代赔”条款，乙方应积极配合加入保险单位供应商库，检修、抢修费用不再由甲方进行结算。如保险单位因任何原因不予结算的，乙方仍有权要求甲方结算。

八、违约责任

1. 任何一方未履行或未完全履行本合同项下的义务即构成违约，违约方应补偿因此给守约方造成的一切损失。

2. 《第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议》运维部分终止时，甲方有权终止本合同。甲方依据本条解除合同不免除乙方承担违约责任。

3. 甲方应当按照合同约定的时间履行付款义务，如甲方未及时履行付款义务，每逾期 1 日，就应付未付金额的按全国银行间同业拆借中心公布的一年期贷款市场报价利率（LPR）支付违约金给乙方。如甲方应支付的各项违约金数额累计达到当年度运维费总额【40】%时，乙方有权选择要求甲方继续履行合同或终止本合同，并有权要求甲方补偿一切损失。

4. 因乙方自身原因，已无法继续履行合同或乙方有重大过错（事实上已无法按本合同的要求完成合同项下的工作）致使甲方蒙受损失（造成甲方直接损失

超过 50 万元及以上的），且这种情况在甲方向乙方发出书面整改通知后持续 30 日以上，甲方可以向乙方发出合同终止的事前通知，并暂停履行本合同。

如果乙方此类无法履行的情况再持续 30 日，甲方可向乙方发出确认的合同终止通知，自乙方收到确认的合同终止通知之日起，本合同自动终止。

甲方在向乙方发出终止通知的 14 日后，可以要求乙方限期撤出现场，并进行合同清算和责任追偿。

九、不可抗力

1. 不可抗力是指在本协议签署之日后发生的、妨碍本协议任何一方完全或部分履约，且本协议双方不能预见、不能避免并不能克服的事件。

2. 不可抗力发生后，双方应迅速采取措施，尽力减少损失，在 24 小时内向另一方通报受害情况，按约定的时间向另一方报告损失情况和清理、修复的费用。灾害继续发生，受到不可抗力影响的一方应每隔 5 天向另一方报告一次灾害情况，直到灾害结束。各方均应对处理灾害提供必要条件。

3. 由于不可抗力的原因不能履行合同时，应及时向对方通报不能履行或不能完全履行的理由，在取得合法有效的证明以后，允许延期履行、部分履行或者不履行合同，并根据情况可部分或全部免于承担违约责任。如本合同有任何部分因为不可抗力而不能履行，甲方应视乙方服务项目质量情况，支付在不可抗力发生当时应付而未付乙方的本合同项下费用。

4. 如合同约定范围内自然环境、光伏电站设备、电网等发生重大异常情况不能执行合同相关要求，或者会对甲方、乙方造成重大经济损失的，乙方应立即向甲方汇报，并协商处置方案。

十、其他

1. 任何通知（包括法院诉讼文件的送达）应根据《框架协议》约定的通讯方式送达。

2. 双方在履行合同中如发生争议，应先协商解决，协商不成的双方约定提交杭州仲裁委员会，按照仲裁时该会届时有效的仲裁规则进行仲裁，仲裁地在杭州。仲裁裁决是终局的，对双方均有约束力。

3. 本合同经双方的法定代表人或被授权人（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之日起生效。

4. 本合同一式肆份，甲、乙双方各执贰份，具有同等法律效力。

十一、附件

1. 运维安全管理协议书
2. 廉政协议

甲方：×××项目公司

法人或授权代表：

乙方：

法人或授权代表：

附件 1：运维安全管理协议书

甲方：×××项目公司

乙方：

为了贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的安全生产方针，确保光伏电站安全稳定运行，根据《中华人民共和国安全生产法》和浙能集团、浙能电力、浙能能服安全管理的有关规定，结合具体情况，经协商，双方达成如下安全生产协议并严格执行：

一、法律性质

本合同作为户用光伏电站运维总承包合同（以下称主合同）的附件，与主合同具有同等法律效力。

二、安全管理目标

- 1.1 不发生全口径轻伤及以上人身事故；
- 1.2 不发生检修质量原因导致的直接经济损失 10 万以上设备设施损坏事件；
- 1.3 不发生火险、火灾事故及环境污染事件；
- 1.4 不发生负主责以上的一般以上交通事故；
- 1.5 不发生一般以上网络安全事件；
- 1.6 不发生较大偷盗、破坏等严重影响安全生产的刑事案件；
- 1.7 不发生有责任的造成较大社会影响的其他安全生产事故（事件）、群体事件；
- 1.8 重大隐患整改率 100%；
- 1.9 不发生恶性误操作、恶性未遂事件；
- 1.10 不发生监控数据泄密；不发生网络舆情。
- 1.11 年度监控系统可用率大于 99%。

上述目标以每年甲方新下发的正式文件为准。

三、双方安全责任和义务

（一）甲方的安全责任和义务

1、负责审查乙方资质等级、安全生产许可证和业务范围证书，审查乙方项目负责人及专、兼职安全管理人员安全资格培训证书以及特种作业的资格证书等相关证件，核实后留复印件备案。

2、在上岗前，负责按照有关规定向乙方负责人和主要管理人员进行安全交底，乙方负责人向乙方其他管理人员、运维人员、其他工作人员进行安全技术交底。

3、负责对乙方安全生产、文明生产进行定期监督抽查，发现安全问题的，要及时督促整改。对不执行约定的规章制度以及安全技术措施等违章作业行为有权进行教育和处罚，对情节、性质严重者，可要求终止合同或更换人员。

4、组织召开户用光伏项目安全会议。安全会议由甲方安全管理部门负责人组织召开，具体架构以合同签订后甲方发出的正式通知为准。

5、甲方有权根据运维实施的具体经验教训优化加强安全管理措施要求。

（二）乙方的安全责任和义务

制度建设与组织机构方面：

1、贯彻执行国家安全生产法律法规规范要求及能服公司的安全生产管理制

度，对户用光伏的运维安全负总责。负责分包方的资质审查，严禁与无资质分包方参与运维工作，乙方应与分包方签订安全管理协议书。认真履行总承包项目安全主体责任，做好运营等全过程的安全风险辨识及管控（具体管理要求参考《户用光伏发电系统全生命周期安全管理规范》（T/CPIA0112））。

2、负责制定并落实项目安全生产责任制，建立安全生产管理制度、作业规程、应急处置方案。

3、乙方应建立安全生产费用管理制度，按要求做好相关台账，合规开支使用安全生产专项费用。乙方应依法投入使用安全生产费用，向分包方支付安全生产费并监督使用。

4、依法设置安全管理组织机构和专（兼）职安全生产管理人员，选派合适的项目负责人（项目经理）、技术负责人、安全负责人等骨干人员，任命或更换前应征得甲方同意。

5、组织参加运维工作的分包方指定专（兼）职安全生产管理人员，成立户用光伏生产期安全监督网络，通过线上方式，定期开展安全通报、安全培训、安全交流等活动，并做好记录备查。

6、负责对参加运维工作的分包方的安全生产监督管理。乙方应对分包方主要管理人员进行安全教育培训和安全技术交底，督促分包方对作业人员进行安全教育培训。

7、负责组织开展项目生产运维期的危害因素、环境因素辨识、风险评价，落实风险控制措施。户用光伏高处坠落风险较大，乙方应制定各种类型电站防高处坠落安全措施的作业指导书。高处等高风险作业，应设置远程监控摄像头，全程录像监控。人员登高前要进行安全风险辨识并落实管控措施，人员在作业、移动过程不得失去安全保护。

8、负责组织户用光伏生产运维现场安全检查和隐患排查治理，项目负责人、主要管理人员检查频次不低于每月1次，并落实整改措施。

9、负责组织户用光伏现场应急救援和事故恢复工作。

10、编制户用光伏安全月报，及时上报户用光伏安全生产信息至甲方。

11、负责生产运维人员的安全培训及管理。

12、运维期抢修等作业时如需调整工期的，要经过充分论证评估，制定落实施工组织和安全保障措施。由于各种原因导致抢修进度滞后的，工期应作相应顺延。不得擅自压缩合同工期，严禁抢工期、赶进度，杜绝不具备安全生产条件、超出承载能力等形式的盲目作业、野蛮施工行为。

13、严控带电和动火作业风险。应对作业范围内光伏组件的铝框、支架进行测试，确认无电压；在光伏组串有电流输出时，禁止带电直接插拔光伏线缆的接头；施工电源应带漏电保护。进行切割、打磨、电焊等作业时，应清理下方及周边可燃物，配备足够的消防器材。同时，接取电、动火及高处等特种作业必须持证上岗，严禁无证上岗，严禁酒后、疲劳作业。

14、自觉接受甲方的检查和监督，并对检查的问题整改闭环。

15、应按国家规定为员工办理工伤保险和人身意外伤害保险，原则上保额不低于200万/人。因乙方及乙方委派第三方原因，运维人员在运维服务过程中造成自身或者第三人人身、财产损害的，由乙方自行处理并承担全部补偿责任。参与生产的员工应身体健康，满足施工要求。严禁录用有职业禁忌症者，严禁使用老弱、病残者和童工，现场使用的生产人员男性不超过55岁、女性不超过50岁。

16、在电站运行期间，因乙方原因引起安全事故，由此损坏电站设备、影响

发电收益，给甲方造成损失的，由乙方方向甲方补偿损失。

17、乙方应做好技术档案管理工作，包括甲方提供的设备说明书、设备的出厂等原始资料，设备投运后的检修资料、技术改造资料，缺陷和事故情况等原始记录，历年的预试、运维记录等档案资料。应加强设备缺陷管理，做好记录，并及时进行消缺处理。如本合同期满或其他原因双方停止工作，乙方应无条件向甲方完整移交前述设备档案、运行记录及其他一切有关本电站运行维护的档案和资料。

18、由乙方代表甲方与当地电力系统、及业主进行沟通执行，乙方负责光伏发电系统的日常运行维护工作，同时乙方须服从甲方对电站维护提出的要求以及各项标准。

19、乙方应签订安全生产目标责任书，按要求进行安全检查，年度安全生产工作总结等内容，并完成安全生产制度、运维管理制度、规程、技术文件等修编工作。

20、乙方应制定并落实符合现场实际的作业票管理细则。

四、对乙方的其他要求

1、乙方作业人员一律使用合格的安全帽、防坠器、五点双钩安全带、绝缘鞋等劳动防护用品，穿统一合格的劳保服装。

2、乙方单位必须负责责任区内的清扫保洁工作，直至合同结束。

五、合同协议双方须认真履行本合同所列条款，乙方不履行或不认真履行协议规定条款，经劝告无效，甲方有权提出警告、罚款、约谈项目负责人、直至解除主合同。

六、在主合同范围外增加的运维内容同样适用本合同。

七、本合同未尽事宜，按国家有关规定，由双方协商解决。

八、协议有效期限：本合同盖章后生效，至主合同完成后失效。

九、协议权利义务转让：

未经另一方同意，任意一方不得擅自将本合同项下的权利义务转移至第三方。但特别地，若甲方在主合同项下的债权债务概括转移至第三方，则本合同项下的一切债权债务一并转移至该等第三方，无需另行征得乙方同意；甲方在本合同项下的一切义务同时终止。该等情况下，乙方承诺将依法与第三方协调沟通，确保两方遵守本合同项下的约定和国家安全生产和电力安全相关法律法规规定。

甲方：

乙方：

单位名称（盖章）：

单位名称（盖章）：

附件 2：廉政协议书

甲方：

乙方：

为加强经济交往过程中的廉政建设，预防在项目运维、抢修等过程中违规违纪违法事件的发生，共同维护市场经济秩序。甲方、乙方双方自愿签订廉政协议如下：

一、乙方人员不得在业务活动中以任何形式向甲方有关人员赠送现金、有价证券和支付凭证等，不得邀请甲方有关人员吃喝、旅游或去营业性娱乐场所等，以谋取不正当利益，不得将承包项目转包给甲方有关部门或人员。乙方如违反本协议，则按违约项目（费用）处以 10 倍的违约金，在合同结算款中扣除。情节严重者，中止业务关系，直至追究刑事责任。

二、甲方有关人员不得在业务活动中向对方单位收受或索要现金、有价证券和支付凭证等，不得参加对方单位的宴请、旅游或到营业性娱乐场所等，不许将外包项目返包，不得为谋取不正当利益而刁难对方，甚至徇私枉法，阻挠正常的业务交往如有发生，一经查实，将视情节轻重，给予批评教育、经济考核、党纪政纪处分，直至追究刑事责任。

三、甲方、乙方双方负责人应对所属有关业务人员加强教育、监督和管理，防止上述事情的发生。

四、甲方、乙方双方如发现对方有上述一、二条款之情节者，应予以拒绝，并向双方任何一方纪委、监察审计部门举报。

五、本协议书作为合同的附件，与主合同具有同等的法律效力。

六、本协议书自双方盖章之日起生效。

甲方：

乙方：

时间： 年 月 日 时间： 年 月 日

附件 12：工程移交生产交接书

（以下仅为示例，具体以甲方提供的最新版本交接书为准）

本批次光伏电站已并网完成且消缺完毕，甲方向乙方移交光伏电站并签署本确认书：

一、移交标的：【】项目（清单列出）

二、移交生产日期：【】年【】月【】日

三、自移交生产之日起，光伏电站转入生产运行管理阶段，由乙方负责运维管理。

本确认书经甲乙双方生产管理部门盖章后生效。确认书一式贰份，甲乙双方各执壹份。各份确认书具有同等法律效力。

甲方生产管理部门：

乙方生产管理部门：

移交时间：

附件 13：抢修费率

不计免赔部分对应费用已包含在运维基本费用，抢修费用在具体结算时按应扣除不计免赔部分对应的费用，不计免赔费用以甲方保险合同为准。

合同中约定第三方赔付金额，为甲方、乙方、实际受损人三方谈判中确定的金额，不参照费率结算。

序号	类型	税率，单位	含税单价	备注
1	光伏组件	13% 元/Wp		按投标文件核定
2	组件包材、运输	13% 元/Wp		
2-1	短驳费用	13% 元/片·公里		单独核算时计价
3	逆变器	13% 元/Wp		
4	并网箱	13% 元/Wp		
4-1	采集器	13% 元/个		单独核算时计价，包工包料
5	结构损坏	6% 元/Wp		
5-1	光伏支架	6% 元/t		单独核算时计价，包工包料
5-2	水槽、落水管等周边结构损坏	6% 元/米		单独核算时计价，包工包料
5-3	电缆及桥架	6% 元/米		单独核算时计价，包工包料
5-4	彩钢损坏	6% 元/平方米		单独核算时计价，包工包料
6	组件拆装费	6% 元/Wp		
7	其他设备拆装费	6% 元/Wp		
8	第三方赔付	6% 元/Wp		
9	总计	元/Wp		1~8 项总和（不包含单独核算项），按实际损坏情况结算

附件 14：运维考核指标及奖惩

一、发电量考核

1.光伏电站考核发电量按照考核年度逐年核定：考核发电量=光伏电站(直流侧)装机容量*首年考核小时数(首年等效利用小时数)*组件发电效率-核减发电量。

1.1 核减发电量

因以下情况影响光伏电站运行，且符合本条约定条件情况下，各方应根据受影响的发电时间及发电量测算出【核减发电量】进行扣减（限电、限发期间发电量应在实际发电量中予以扣减）：

- 不可抗力事件导致的电站故障、停运；
- 因业主翻新/扩建房屋/搬迁而暂时拆除、停运光伏电站。
- 其他经双方协商认可的原因导致的电站停运。
- 因电网公司计划停运、调峰限电、电力交易限发。
- 因甲方原因造成的电量损失。

1.2 核减发电量计算

(1) 甲方根据乙方提交的核减申请书及相关证明材料审核确认【核减考核小时数】及相应【核减发电量】。光伏电站受影响发电时间为【1 日】者，对应【核减考核小时数】为【首年考核小时数/365】；受影响发电时间为【1 小时】者，对应【核减考核小时数】为【首年考核小时数/(365*6)】；受影响发电时间不足【1 小时】而超过【30 分钟】者，受影响发电时间视为【1 小时】，受影响发电时间【30 分钟】以下者（含本数），受影响发电时间视为【0 小时】。

例：某电站直流侧装机容量为【Y】Wp，首年考核小时数为【X】小时。若第一个考核年度内经甲方审核确认受影响发电时间为【3 日 2 小时 15 分】，则该电站第一个考核年度的【核减考核小时数】为【 $3*(X/365)+2*(X/(365*6))$ 】，【核减发电量】=Y*【 $3*(X/365)+2*(X/(365*6))$ 】。若第二个考核年度内经甲方审核确认受影响发电时间为【3 日 2 小时 45 分】，则该电站第二个考核年度的【核减考核小时数】为【 $3*(X/365)+3*(X/(365*6))$ 】，【核减发电量】=Y*【 $3*(X/365)+3*(X/(365*6))$ 】*{(1-1*0.4%)}

(2)乙方应在每年 2 月 15 日前向甲方提交核减申请书及第三方书面证明材料，否则视【核减发电量】为零。

1.3 光伏电站移交生产后，若被电力部门限制发电连续三十日及以上，乙方应当积极处理。

2.发电量考核与评定

甲方有权对乙方的运维服务质量逐年进行考核，具体以光伏电站发电量作为考核基础。当光伏电站发电量超出约定标准时，甲方就超发电量对乙方发放奖励；当光伏电站发电量低于约定标准时，甲方就欠发电量对乙方进行惩罚（即向甲方支付补偿款，下同）：

2.1 双方每年按照已移交生产电站的实际年发电量与考核年发电量进行对比，若实际发电量（本协议所指实际发电量以甲方收到的电网公司及其关联公司支付的电费金额及电费单价为基础计算）超过考核发电量时，甲方按照超发电量部分对应的电费收益（结算小组超发电量×除税电价）金额的【50%】向乙方发放奖励。若实际发电量低于考核发电量时，甲方按照欠发电量部分对应的电费收益金额对乙方进行惩罚。

电站移交生产首年（移交生产之日起至当年 12 月 31 日），初次考核电量=移交生产之日起至年末天数/365*首年考核小时数对应发电量，次年重新进行首年发电考核，二次考核电量=移交生产之日起至年末月数发电量比例×首年考核小时数对应发电量，其中移交生产之日起至年末月数发电量比例=移交生产之日起次年同月至次年末发电量/次年全年发电量；二次考核与初次考核产生的考核金额差异，由乙方多退少补。

2.2 抵消机制

针对在同一【考核结算年】进行发电量考核的光伏电站，同一机制电价的电站记为一组，其超发电量与欠发电量可相互抵消，根据抵消结果按照本协议约定进行欠发电量收益惩罚或超发电量奖励计算。

例：A 组电站参加考核结算的光伏电站合计超发 10000 度电、合计欠发 3000 度电、年度考核电量 1%计 1000 度，A 组电站的电费结算标准为 Y 元/度，则 A 组电站核算超发电量奖励为【 $(10000 - 3000 - 1000) \times 50\% \times Y$ 】（元）。B 组电站参加考核结算的光伏电站合计超发 1000 度电，合计欠发 3000 度电，年度考核电量 1%计 1000 度，B 组电站适用的电费结算标准为 H 元/度，则 B 组电站核算

欠发电量惩罚为【 $(1000-3000+1000) \times H$ 】（元）。

注：合计超发电量或欠发电量占年度考核电量比例不超过【 ± 1 】%的部分，不予考核，不进行相应惩罚/奖励。

2.3 甲方、乙双方于合同签订后，每年 2 月 15 日前就光伏电站发电量考核及相应惩罚/奖励款项核算（参照 2.1、2.2 节），考核扣除金额不超过运维费总额的 40%。

除每年预结算外，合同到期时单独清算一次，按累计总发电电量对比累计考核发电量（含衰减，见附件），参照 2.1、2.2 节核查累计超发电量/欠发电量情况，并计算最终清算金额（累计超发/欠发电量占累计考核电量比例不超过【 ± 1 】%的、不予考核），前期预结算考核费用按照多退少补原则进行收付。

例：A 考核小组结算标准为【Z】元/度。年度考核电量 1%计 500 度（为简化算例取定值，实际应结合发电起始时间、结构形式、装机容量、衰减率等参数综合计算）。2026 年超发 1000 度电（奖励【 $(1000-500) \times Z \times 50\%$ 】元）、2027 年欠发 3000 度电（惩罚【 $(3000-500) \times Z$ 】元）、2028 年超发 1000 度电（奖励【 $(1000-500) \times Z \times 50\%$ 】元）、2029 年不超发不欠发、2030 年不超发不欠发，此时合同到期。累计欠发电量为 1000 度电、总计不予考核电量为 3000 度、清算金额为 0 元，前期预结算 2026~2030 年累计惩罚【 $2000 \times Z$ 】元，清算时予以退回【 $2000 \times Z$ 】元。

2.4 补偿款结算款项支付：乙方对甲方核算的光伏电站实际发电量或考核发电量有异议的，应在收到甲方书面通知之日起【五】个工作日内书面反馈相关意见，否则视为认可甲方核算结果。甲方有权就补偿款结算款项优先从应付乙方的运维服务费中进行等额扣减（不含税金额）。

2.5 超发奖励款项支付：甲方、乙方双方就超发奖励金额达成一致后，乙方应向甲方提交以下材料：

- （1）申请书（含费用明细）；
- （2）等额增值税专用发票。

甲方应在收到乙方提供上述材料后按合同价款支付条款向乙方支付超发奖励。

3.考核发电量标准

3.1 考核发电量=光伏电站(直流侧)装机容量*首年考核小时数(首年等效利用

小时数)*组件发电效率-核减发电量（按本章 1.1 核减发电量 节 计算）

3.2 本协议各方根据本协议项下光伏电站所在区域历史光照时间数据等信息进行综合评估及协商后，确认光伏电站首年考核小时数(首年衰减后)如下所示：

合作区域		安装方式	首年考核小时数
省	市/地区		
浙江省	/	南北坡	1031.3
		阳光棚	1037.3

上述为 N 型 TOPCon 组件。

3.3 光伏电站组件的发电效率根据衰减率逐年递减，自电站移交生产之日起算（N 型衰减系数为每年 0.4%）：

第二年： $1-1*0.4\%$

第三年： $1-2*0.4\%$

第四年： $1-3*0.4\%$

第 n 年： $1-(n-1)*0.4\%$

二、安全管理考核指标

序号	考核项目	考核标准
1.	发生全口径人身死亡事故	每起考核 200 万元
2.	发生全口径人身重伤事故	每起考核 100 万元
3.	发生全口径轻伤事故	视严重程度，每起考核 5-8 万元
4.	发生全口径轻微伤事故	视严重程度，每起考核 2-5 万元
5.	发生造成社会影响的火灾事故(业主要原因引起的除外)	视严重程度，每起考核 10-20 万元
6.	发生造成社会影响的火险事故(业主要原因引起的除外)	视严重程度，每起考核 5-10 万元
7.	发生习惯性违章	每次扣罚 1000 元
8.	现场安全制度不落实	一次扣罚 500 元
9.	现场安全制度不健全	每次扣罚 1000 元
10.	违章指挥、违章作业	每次扣罚 1000 元
11.	高处作业人员未正确佩戴安全防护用品	每人次扣罚 2000 元
12.	没有年度安全培训计划或有计划没有落实	一次扣罚 1000 元
13.	未根据项目实际制定现场应急处置方案；未定期开展应急演练；	一次扣罚 1000 元
14.	乙方属地所有工作人员每月进行一	无检查记录每次扣罚 1000 元

	次安全检查，记录完整	
15.	职工三级安全教育档案记录不全	每项扣罚 200 元
16.	安全工器具、警示标志等应齐全，不满足现场安全工作要求	罚款 500 元
17.	未按四不放过原则对安全生产事件进行分析、处理并及时上报安全事件分析报告。	每次扣罚 2000 元
18.	安全事故、突发事件迟报、漏报、瞒报	每次扣罚 500-1000 元
19.	未如期完成安全问题整改	每次扣罚 500 元
20.	未按照规定处置废弃物	每次扣罚 100 元
21.	未建立安全生产费用管理制度	每次扣罚 2 万元
22.	未按要求建立安全生产费用相关台账；	每次扣罚 2000 元
23.	安全生产费台账不规范，明细开支不规范	扣罚 500-1000 元
24.	违反国家、行业强制标准或行业规程规范	罚款 500 元/项
25.	无正当理由拒不执行甲方安全管理要求的	罚款 2000 元/项，重复发生的主责人员需立即更换
26.	一般网络安全事件	每次扣罚 30000 元
27.	造成社会影响的其他安全生产事故（事件）、群体事件	每次扣罚 10000 元
28.	外包单位人员滋事、斗殴造成的治安事件。	每次扣罚 2000 元
29.	运维分包方不具备相应的资质和安全生产条件。	每次扣罚 2 万元
30.	存在违法发包、转包、违法分包及出借资质行为。	每次扣罚 10 万元
31.	未与运维商按要求签订安全生产协议书，或虽签订了协议书，但在协议书中没有明确各自的职责	每次扣罚 10000 元
32.	未按合同要求派驻项目负责人、技术负责人、质量负责人、安全负责人等主要管理人员；未经同意更换主要管理人员。	每次扣罚 5 万元
33.	乙方未按要求缴纳人员保险	每次扣罚 2 万元
34.	较大及以上风险作业未编制施工方案	每次扣罚 5 万元
35.	特种（设备）作业人员未持证上岗	每次扣罚 5 万元
36.	未对运维商主要管理人员进行安全教育培训、安全技术交底	每次扣罚 5 万元

37.	违反现场安全文明、设施、标识等其他要求。	酌情考核 100-500 元
38.	高处等较大危险作业未全程录像监控。	每次考核 2 万元
39.	高处等较大危险作业监控录像缺失，影响事后追溯核查。	每次考核 2000 元
40.	乙方对监控录像审核不严，未发现并标注明显违章	每次考核 2000-5000 元
41.	乙方对于运维商、运维商对施工人员的安全交底内容未包括安监摄像头及相关考核标准	每次考核 2000 元
42.	专职安全人员配置不符合合同要求	考核 1 万元/缺岗人
43.	专职安全人员未事先征得甲方同意的	每次考核 1 万元并整改
44.	高处等较大危险作业前未开展班前会，班前会活动未全程录像	考核 2000 元

乙方服务期内，如若因运维不当原因发生安全事故或事件、设备故障或异常等造成人员伤亡、设备和财产损失及其他经济损失的，乙方除根据以上规定承担全部责任和损失外，其余考核按照浙能集团《外包工程（项目）安全管理办法》等相关制度执行，如与上述表格有差异，按从重考核。因迟报、瞒报、漏报和谎报，导致甲方被追究责任的和产生损失的，乙方承担连带责任和损失。

三、生产管理考核

序号	考核项目	考核标准
1.	各类报表应在规定期限内报送	每迟报一天扣罚 100 元
2.	生产制度不健全或不落实	每项扣罚 300 元
3.	严格执行设备巡视相关制度	应发现缺陷而未及时发现者，每次扣罚 500 元；设备巡视记录填写错误，扣罚 300 元
4.	对交接的图纸、技术资料、电子版资料、设备改造、变动时相关的技术资料遗失、损坏	每次扣罚 500 元
5.	维护后的设备，不能正常运行或影响运行的	每次扣罚 500 元
6.	设备缺陷修复后没有执行验收制度	每次扣罚 300 元
7.	未定期对安全工器具、测量仪表进行检测	每件扣罚 200 元
8.	设备的备品备件使用、工器具、材料消	每项扣罚 200 元

	耗未登记台账，损坏、报废情况没有记录，帐、卡、物不一致	
9.	各项报表、记录、数据保存不当丢失或损坏	每次考核 200 元
10.	各项报表、信息反馈内容重复出现错误	每次考核 200 元
11.	不服从生产管理、不参加重大会议	每次考核 500 元
12.	工器具、备品备件等未定置摆放、储存	扣罚 100 元/处
13.	运维、检修产生的废弃物未及时清理	每次扣罚 200 元
14.	因乙方原因未及时消除不良影响，被群众投诉	每次考核 500 元
15	因乙方原因导致合同电站违法违规而遭受的约谈、行政处罚	每项考核 1000 元

四、运维服务响应要求

乙方承诺维修响应时间要求如下：24 小时内联系业主，48 小时内上门，按下表所示时间闭环：

工作内容	最高时效要求
合闸、更换通讯棒等元器件，逆变器调试、接线紧固	3 天
更换线缆、穿刺、防雷接地	3 天
更换/移动逆变器、电表箱、组件；	7 天
指导业主提交资料、过户资料的归集、改卡；递送合同	10 天
电费周期（按购售电合同约定周期）核实、电费清单拉取，以电网通知之日为起算时间点	10-15 天
低效电站排查	7 天
巡检任务（移交生产时间大于 1 年的电站，每年至少 1 次）	-
电站整改、维修抢修	30 天
漏水	30 天
收益账户变更、收益回款	30 天
纠纷处理	30 天
备品备件到货	15 天
其他外部对接服务（银行、政府等）响应	3 天

超出时限的，按工单每次 100 元考核。如业主阻挠整改等客观因素提供证明后不予考核。

本附件中乙方所承担的全部考核金、违约金等包括但不限于安全管理考核、生产管理考核、运维服务考核等（仅发电量考核除外），不超过年度运维费用的 5%。

第五章 发包人要求



技术规范书

目录

1.项目概况.....	1
2.标准规范.....	1
3.水文气象.....	6
3.1 太阳能资源.....	6
3.2 气象水文.....	6
3.3 工程地质条件.....	6
3.4 交通条件.....	7
4.施工条件（EPC）.....	7
4.1 施工用电.....	7
4.2 施工用水.....	7
4.3 施工临建设施.....	7
5.选址要求（EPC）.....	8
5.1 合法合规性.....	8
5.2 结构安全性.....	8
5.3 电气安全性.....	9
5.4 环境条件要求.....	9
5.5 选址记录.....	10
6.勘察要求（EPC）.....	13
6.1 通用说明.....	13
6.2 勘察准备.....	13
6.3 现场勘察.....	14
6.4 安装场地评估.....	16
6.5 安装位置预估.....	18
6.6 勘察结果要求.....	19
7.工程设计原则（EPC）.....	19
7.1 设计总则.....	19
7.2 一般要求.....	19
7.3 方阵设计.....	24
7.4 结构设计.....	25
7.5 电气安全设计.....	30
8.设备技术要求（EPC）.....	35
8.1 太阳能电池组件.....	35
8.2 逆变器.....	47
8.3 支架.....	53
8.4 并网箱.....	55
8.5 电缆.....	58
9.安装及调试要求（EPC）.....	59
9.1 准备工作.....	59
9.2 光伏系统安装流程.....	60
9.3 安装工程.....	61
9.4 调试要求.....	68
9.5 安全文明施工.....	69

10.验收要求（EPC）	70
10.1 验收总体要求	70
10.2 资料性验收	70
10.3 现场验收	72
10.4 性能验收	79
11.工程进度计划（EPC）	80
11.1 工程总进度	80
11.2 主要设备交付进度	80
12.运维准备（运维）	80
12.1 运维组织架构	80
12.2 运维人员要求	81
12.3 备品备件、设备等管理	83
12.4 其他生产准备工作	84
13.运维作业要求（运维）	85
13.1 启动与停止操作	85
13.2 日常运维要求	85
13.3 监视检查	86
13.4 光伏组件表面清洁原则	89
14.故障诊断与处理（运维）	90
14.1 故障诊断基本要求	90
14.2 光伏方阵基础设施的故障诊断与处理	90
14.3 光伏方阵的故障诊断与处理	90
14.4 并网箱运行状态异常的故障诊断与处理	91
14.5 逆变器异常的故障诊断与处理	91
14.6 系统连接线的故障诊断与处理	91
14.7 检修质量要求	91
15.移机处理（运维）	92
15.1 信息确认	92
15.2 拆除、保存	92
15.3 装机	93
15.4 其他	93
16.应急管理	93
17.技术资料	94
17.1 资料的一般要求	94
17.2 投标阶段提供的资料	94
17.3 总的技术资料	94
17.4 联系单	94
17.5 设计文件的交付	94
17.6 移交生产资料归档	95
17.7 警告牌及标识	96
18.监控平台要求	97
18.1 总体要求	97
18.2 功能要求	98
18.3 安全要求	98

18.4 技术要求.....	98
18.5 其他要求.....	98
19.分包要求.....	99
20.质量保证.....	99

1.项目概况

项目名称: 浙江浙能能源服务有限公司第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议

拟建位置: 浙江省。

项目规模: 【500】MWp-【750】MWp, 以实际开发建设量为准。

上网模式: 全额上网。

开发范围: 浙江省分布式光伏发电开发建设管理相关规定中规定可按照非自然人户用分布式光伏发电项目管理的光伏发电项目可纳入本次范围。

2.标准规范

GB2894 安全标志及其使用导则

GB5237.1~.6 铝合金建筑型材

GB29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB3883.202 手持式电动工具的安全 第 2 部分: 螺丝刀和冲击扳手的专用要求

GB50007 建筑地基基础设计规范

GB50009 建筑结构荷载规范

GB50037 建筑防火通用规范

GB50017 钢结构设计标准

GB50018 冷弯薄壁型钢结构技术规范

GB50026 工程测量规范

GB50054 低压配电设计规范

GB50057 建筑物防雷设计规范

GB50068 建筑结构可靠度设计统一标准

GB50140 建筑灭火器配置设计规范

GB50168 电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范

GB 50169 电气装置安装工程接地装置施工验收规范

GB 50204 混凝土结构工程施工质量验收规范

GB 50205 钢结构工程施工质量验收规范

GB 50217 电力工程电缆设计规范

GB 50223 建筑工程抗震设防分类标准

GB 50254 电气装置安装工程低压电器施工及验收规范

GB 50292 民用建筑可靠性鉴定标准

GB 50348 安全防范工程技术规范

GB 50429 铝合金结构设计规范

GB 50661 钢结构焊接规范

GB 50794 光伏发电站施工规范

GB 50797 光伏发电站设计标准

GB 50952 农村民居雷电防护工程技术规范

GB/T 95 平垫圈 C 级

GB/T 96.2 大垫圈 C 级

GB/T 700 碳素结构钢

GB/T 912 碳素结构钢和低合金结构钢热轧薄钢板和钢带

GB/T 1591 低合金高强度结构钢

GB/T 2297 太阳光伏能源系统术语

GB/T 3098.1 紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱

GB/T 3098.2 紧固件机械性能 螺母

GB/T 3098.5 紧固件机械性能 自攻螺钉

GB/T 3098.6 紧固件机械性能 不锈钢螺栓、螺钉和螺柱

GB/T 3098.15 紧固件机械性能 不锈钢螺母

GB/T 3098.21 紧固件机械性能 不锈钢自攻螺钉

GB/T 3190 变形铝及铝合金化学成分

GB/T 3274 碳素结构钢和低合金结构钢热轧厚钢板和钢带

GB/T 3787 手持式电动工具的管理、使用、检查和维修安全技术规程

GB/T 4208 外壳防护等级(IP 代码)

GB/T 5574 工业用橡胶板

GB/T 12325 电能质量供电电压偏差

GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变

GB/T 13912 金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法

GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波

GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡

GB/T 16895.6 低压电气装置 第 5-52 部分：电气设备的选择和安装布线系统

GB/T 16895.18 建筑物电气装置 第 5-51 部分：电气设备的选择和安装通用规则

GB/T 16895.23 低压电气装置 第 6 部分：检验

GB/T 17949.1 接地系统的土壤电阻率、接地阻抗和地面电位测量导则 第 1 部分：常规测量

GB/T 19666 阻燃和耐火电线电缆通则

GB/T 19964 光伏电站接入电力系统的技术规定

GB/T 31034 晶体硅太阳能电池组件用绝缘背板

GB/T 20513 光伏系统性能监测 测量、数据交换和分析导则

GB/T 21431 建筑物防雷装置检测技术规范

GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波

GB/T 33342 户用分布式光伏发电并网技术要求

GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范

GB/T 50081 普通混凝土力学性能试验方法标准

GB/T 50107 混凝土强度检验评定标准

JGJ/T 46 施工现场临时用电安全技术规范

JGJ 59 建筑施工安全检查标准

JGJ 80 建筑施工高处作业安全技术规范

JGJ 125 危险房屋鉴定标准

JGJ/T 23 回弹法检测混凝土抗压强度技术规程

JB/T 8735.2 额定电压 450/750V 及以下橡皮绝缘软线和软电缆 第 2 部分：

通用橡套软电缆

- NB/T 42073 光伏发电系统用电缆
- NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范
- DB33/T 既有建筑屋顶分布式光伏利用评估导则
- DL 5009 电力建设安全工作规程
- DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
- CNCA/CTS 0016 并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范
- Q/GDW 11008 低压计量箱技术规范
- T/HZPVA 001 屋顶分布式光伏发电项目验收规范
- IEC 62804 光伏(PV) 模块 检测潜在降解的试验方法 第 1 部分:晶体硅
- Q/CNE G0202 标准编写与编号管理
- Q/CNEJ0102001 光伏电站技术指标体系 基础术语
- Q/CNEJ1100002 光伏电站接地工程施工作业指导书
- Q/ANN G1401 光伏项目工程实施安全管理
- Q/ANN G0404 分布式光伏电站施工管理制度
- CNEZ0602 006 光伏计量箱技术规范
- CNEZ0601 001 光伏支架技术及检验规范
- CNEZ0602 021 低压铝合金电力电缆技术规范
- CNEZ0602 023 低压铜芯电力电缆技术规范
- CNEZ0602 024 光伏电缆技术规范
- CNEZ 0608 001 光伏组件成品检验作业指导书
- GB 16895.21 低压电气装置 第 4-41 部分安全防护 电击防护
- GB 50017 钢结构设计标准
- GB 50018 冷弯薄壁型钢结构技术规范
- GB 50794 光伏发电工程施工规范
- GB 51101 太阳能发电站支架基础技术规范
- GB 51206 太阳能电池生产设备安装工程施工及质量验收规范
- GB/T 8923.1 涂覆涂料前钢材表面处理 表面清洁度的目视评定 第 1 部分: 未涂覆过的钢材表面和全面清除原有涂层后的钢材

GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差

GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定

GB/T 29321 光伏电站无功补偿技术规范

GB/T 30427 并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法

GB/T 31365 光伏电站接入电网检测规程

GB/T 31366 光伏电站监控系统技术要求

GB/T 32512 光伏电站防雷技术要求

GB/T 33764 独立光伏系统验收规范

GB/T 35691 光伏电站标识系统编码导则

GB/T 35694 光伏电站安全规程

GB/T 36567 光伏组件检修规程

GB/T 36568 光伏方阵检修规程

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 37658 并网光伏电站启动验收技术规范

GB/T 38335 光伏电站运行规程

GB/T 38946 分布式光伏发电系统集中运维技术规范

GB/T 39857 光伏发电效率技术规范

GB/T 50866 光伏电站接入电力系统设计规范

T/CPIA0011.5 户用光伏并网发电系统 第 5 部分：运行和维护规范

GB/T2297 太阳光伏能源系统术语

GB/T6495.3 光伏器件第 3 部分:地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据

GB/T6495.9 光伏器件第 9 部分:太阳模拟器性能要求

GB/T9535 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型

GB50348 安全防范工程技术规范

GB50601 建筑物防雷工程施工与质量验收规范

DL/T596 电力设备预防性试验规程

特别指出，工程中应按 TCPIA0112-2025《户用光伏发电系统全生命周期安全管理规范》、国家能源局《户用光伏建设运行百问百答》、国家能源局《《分布式光伏发电开发建设管理办法》问答（2025 年版）》要求执行。

除本文件条款另有规定外，运行、维护中所用的材料、设备、施工工艺和工程质量的检验和验收应符合本技术条款中引用的国家和行业、浙能集团颁布的技术标准和规程规范规定的技术要求。限于篇幅，在本工程中需要使用，部分相应标准和规程规范在本技术条款中未述及到，要求一律执行现行国家和行业相关技术规定，如有更新的应执行其最新版本。

当本技术条款的内容与所引用的标准和规程规范的规定有矛盾时，应以高标准执行。技术条款中有关工程等级和工程安全鉴定标准等涉及工程安全的规定，必须严格遵守国家和行业的标准。

3.水文气象

3.1 太阳能资源

浙江省平均总辐射量为 4819.1MJ/m²，平均日照时数为 1679.9h。浙江省日照时数南北部差异较大，嘉兴、衢州西部、舟山、宁波东部、台州等地的大部分地区日照时数较高，最高可达 2294.6h（平湖）；浙中北的中部一带、浙东南地区等地日照时数较低，最低为 1267.1h（温州）。

3.2 气象水文

浙江省地处亚热带中部，属季风性湿润气候，气温适中，四季分明，光照充足，雨量丰沛。年平均气温在 15℃-18℃之间，年日照时数在 1100-2200 小时之间，年均降水量在 1100-2000 毫米之间。1 月、7 月分别为全年气温最低和最高的月份，5 月、6 月为集中降雨期。因受海洋和东南亚季风影响，浙江冬夏盛行风向有显著变化，降水有明显的季节变化，气候资源配置多样。同时受西风带和东风带天气系统的双重影响，气象灾害繁多，是中国受台风、暴雨、干旱、寒潮、大风、冰雹、冻害、龙卷风等灾害影响较为严重的地区之一。

浙江省境内海岸线（包括海岛）长 6400 余公里。水系主要有钱塘江、甌江、

灵江、苕溪、甬江、飞云江、鳌江、曹娥江八大水系和京杭大运河浙江段。钱塘江为浙江第一大江。上述 8 条主要河流除苕溪、京杭运河外，其余均独流入海。湖泊有杭州西湖、宁波东钱湖、嘉兴南湖、绍兴东湖四大名湖，以及千岛湖等，容积 100 万立方米以上湖泊 30 余个。

3.3 工程地质条件

浙江省地处中国东南沿海、长江三角洲南翼，地跨北纬 $27^{\circ} 02'$ — $31^{\circ} 11'$ ，东经 $118^{\circ} 01'$ — $123^{\circ} 10'$ 。东临东海，北与上海、江苏接壤，南接福建，西与江西、安徽相连。浙江东西和南北的直线距离均为 450 公里左右，陆域面积 10.55 万平方公里，是中国面积较小的省份之一。海域面积 26 万平方千米，面积大于 500 平方米的海岛有 2878 个，大于 10 平方公里的海岛有 26 个，是全国岛屿最多的省份。浙江省山地占 74.6%，水面占 5.1%，平坦地占 20.3%，故有“七山一水两分田”。浙江地势自西南向东北呈阶梯状倾斜，东北部是低平的冲积平原，东部以丘陵和沿海平原为主，中部以丘陵和盆地为主，西南以山地和丘陵为主。地形大致可分为浙北平原、浙西中山丘陵、浙东丘陵、中部金衢盆地、浙南山地、东南沿海平原及滨海岛屿等六个地形区。

浙北地区水网密集的冲积平原，浙东地区的沿海平原和丘陵，浙中地区的盆地，浙西南地区的丘陵和山地，舟山市的海岛地貌，各类地貌齐全。西南多为千米以上的群山盘结，其中位于龙泉境内的黄茅尖，海拔 1929 米，为浙江省最高峰。四大平原有杭嘉湖平原（杭州、嘉兴、湖州）、宁绍平原（宁波、绍兴）、金丽衢平原（金华、丽水、衢州）、温台平原（温州、台州）。

3.4 交通条件

周边有公路及城区水泥路满足工程运输要求，光伏电站的设施一般可直接运抵用户住处。

4.施工条件（EPC）

4.1 施工用电

本项目按照永临结合的原则规划施工用电，施工电源从用户附近已有配电室接入或采用电动工器具。

4.2 施工用水

施工临时用水主要包括生产用水、生活用水、消防用水及杂用水。生产用水包括现场施工用水、施工机械用水。生活用水包括施工现场生活用水和生活区生活用水。

4.3 施工临建设施

本项目利用居民住宅、庭院、用村集体办公用房、文化中心、卫生所等非经营性农村公共建筑，以及小公园、休闲活动场所等非经营性农村公共基础设施建设分布式光伏系统，不设置施工临建设施。

5.选址要求（EPC）

5.1 合法合规性

承租的屋顶应不存在任何权属纠纷，未出售、出租给第三人、未设置抵押等第三方权利且未与任何第三人签订任何有损招标人使用权或任何影响招标人正常经营的协议，应保证招标人合法使用屋顶，因屋顶出现问题影响招标人开发建设屋顶分布式光伏项目的，由投标人承担全部责任。

5.2 结构安全性

5.2.1 建筑选择

户用建筑在选择屋顶时应考虑房屋建造年限，应满足附加光伏系统的安装要

求，屋面结构需满足承载力要求，存在承重风险的房屋不应安装光伏发电系统。浙江区域台风频繁，选址时应规避台风登陆点、规避近期台风受损严重区域。

5.2.2 房屋主体结构要求

5.2.2.1 房屋结构承载

- (1) 一类：框架混凝土结构、框剪结构、砖木结构、砖混结构；
- (2) 二类：钢结构、砌体结构；
- (3) 三类：竹木结构、土木结构、纯木结构、泥墙结构、木屋架结构未经设计核算临时搭建的钢结构以及已出现安全隐患的现有房屋。

既有建筑加装光伏系统的，应满足承载力要求，一类结构安全的房屋且房龄 20 年及以内目测合格的无需进行承载力检测，但要排除特殊情况，比如当地风雪压超过规定设计值、户用系统在聚风口、屋面混凝土厚度小于 8cm 等情形，一类结构房屋且房龄 20 年以上房龄需要进行承载力检测并出具报告，二类结构房屋均需要进行承载力检测并出具报告，勘测机构必须具有 CMA 资质；三类结构房屋及特殊情况存在承重风险的房屋不应安装光伏发电系统。

1996 年及以前建设的任何类型的房屋原则上不可用于建设。

需评估光伏系统直接作用的屋面结构本身的承载能力；再者考虑光伏系统 25 年的使用寿命，评估房屋结构的耐久性。民用建筑结构可靠性评估与鉴定除应符合以上要求外，还应符合 GB 50292 的相关规定。以及上述未提及的其它结构形式房屋需经具备 CMA 资质勘测机构出具的承载力检测报告进行确认。

5.2.2.2 屋面结构通用要求

屋面应安全、无漏水、无风化、掉皮起砂等迹象。预制板结构屋面不应安装光伏发电系统。

房屋内部无漏水情况，且 5 年内没有翻新防水的计划。对于屋面或墙体可能出现的裂缝需保证仅为表面破坏（屋面保温层或屋面墙体粉刷层等），不能破坏其主体受力结构层，且裂缝需要采用沥青或砂浆等材料进行修补。

5.3 电气安全性

电气及并网信息应按以下要求进行确认：

- (1) 了解拟安装光伏的场地配电（箱）柜情况；

- (2) 确认进户电源接入电压等级（单相或三相）；
- (3) 确认建筑的防雷接地设计，确认屋面可靠接地点，或确认接地引下线位置；
- (4) 确认逆变器、配电箱（柜）安装位置；综合考虑走线方便节约、设备的散热通风和防水防晒；
- (5) 逆变器和配电箱不宜安装于室内位置，并且离地高度需满足图纸要求；
- (6) 逆变器和配电箱设备安装不得在燃气管道正上方/下方紧贴，交直流线缆不得绑扎或搭在燃气管道上，保持水平、垂直安全净距 $\geq 50\text{cm}$ 并采取绝缘防护。
- (7) 了解所在区域变压器容量和位置，确认业主进户线材质、线径和长度，以此来确定可安装的最大光伏装机容量；
- (8) 了解当地电网公司的并网政策，如不同变压器容量对应的接入户用光伏电站容量及并网点数量。

5.4 环境条件要求

- (1) 阴影遮挡：房屋周边没有相距很近的高过屋顶的树木、电线杆、高楼、山峰等障碍物；
- (2) 易燃易爆：光伏电气设备预计安装位置周边严禁有易燃易爆物品存在及腐蚀性物质产生；
- (3) 周围污染物：不宜选择可能产生严重污染物的工厂周围安装光伏电站；
- (4) 周边建筑物：避免选择周边存在有安全隐患（易坍塌）的构筑物的房屋，如周边存在未经设计核算临时搭建的钢结构以及已出现安全隐患的现有房屋时，应提前拆除或采取防护措施。
- (5) 台风：浙江沿海区域多为台风登陆点，对于历年台风登陆次数 ≥ 5 次的区县（苍南、温岭、普陀、象山、玉环）与沿海区域距离海岸线 2km 以内区域谨慎安装光伏。若后期在这些区域安装光伏，需在施工图设计阶段考虑防风、防腐措施是否满足要求。
- (6) 限高、悬挑：浙江省不同县市区域对光伏组件安装高度、向外悬挑存在要求，在前期踏勘过程中需评估是否满足立项开工条件。

5.5 选址记录

现场选址是指项目初期选址阶段对房屋进行合法合规合理性判断，具体可分为以下三部分：

（1）房屋选址参照表——结合本规范中的选址基本要求进行分析判断。具体详见《斜/平屋面房屋选址参照表》相关内容；

（2）建站可行性评估——从周边环境因素、既有建筑物因素和系统接入要求三个方面进行户用光伏系统建设客观性因素的评估。具体详见《建站可行性评估表》相关内容；

（3）结构功能性评估——根据收集资料分析判定项目实施的可行性，建立户用光伏系统屋顶评价方法。从是否预先考虑光伏荷载、是否为可上人屋顶和屋顶已使用年限三个方面进行初步勘查，判定屋顶评价等级，确认该屋顶是否适合安装户用光伏发电系统。具体详见《结构功能性评估体系表》和《电站开发指导建议表》相关内容。

（4）投标人应严格执行安全选址规定。

5.5.1 《斜/平屋面房屋选址参照表》

序号	类别	选址要求	检验方法	备注
1	房屋产权	产权合法，非违法建筑	查验资料	必检项
2	斜屋面屋面朝向	$15^{\circ} \leq \text{屋面倾角} \leq 40^{\circ}$ ；房屋方位角偏差（南偏东/西）宜 $\leq 50^{\circ}$ ，双坡安装时不做要求	测量	必检项
3	平屋面屋面朝向	根据不同朝向确定设计方案；房屋方位角偏差（南偏东/西）宜 $\leq 50^{\circ}$ ，双坡阳光棚不做要求	测量	必检项
4	屋面条件	屋面防水可靠；没有渗水、漏水情况；现场无施工垃圾	目测	必检项
5		屋面未放置可燃物，或可燃物已做防火处理	目测	必检项
6		基本无瓦片破损（因施工原因造成的除外）	目测	必检项

7	屋面承重	光伏系统方阵安装位置无坍塌凹陷等现象	目测	必检项
8	遮挡物	周围无阴影遮挡	目测	必检项
9	其他	根据项目实际情况确定		

5.5.2 《建站可行性评估表》

条目			不符合 建站	不建议 建站	待进一 步评估
1	周边环境 因素	当地光资源属于三类且经常受悬浮物严重污染的地区		√	
2		屋顶光照条件差（周边障碍物遮挡等原因）		√	
3		附近存在爆炸性粉尘、强腐蚀污染等对系统影响极大的恶劣环境	√		
4		屋顶经常聚集大批麻雀鸽子等鸟类且在屋顶遗留大量排泄物	√		
5		当家庭屋顶并网系统安装在罕见的聚风口（由于地形或建筑引起的局部大风）	√		
6	既有建筑 物因素	房屋使用年限超限且屋顶结构年久失修	√		
7		已出现安全隐患的现有房屋	√		
8		屋顶围护板为脆性材料且工艺上不可更换的建筑	√		
9		违章或临时建筑	√		
10		五年内规划要拆迁的建筑	√		
11		安装场地无法取得合法权属证明或土地性质不符合相关要求	√		
12		竹木结构房屋、纯木结构房屋	√		
13		拟建光伏系统的既有建筑靠近储存火灾危险性类别为甲乙类的建筑物；	√		
14		拟建光伏系统的既有建筑靠近生产火灾危险性类别为甲乙类的建筑物	√		
15		砖混结构房屋的建筑使用寿命已经超过 25 年	√		
16		砖木结构房屋的建筑使用寿命已经超过 15 年（不含农户自行翻新的屋顶）		√	
17	系统 接入 要求	电网可接入容量不足且近期无扩容规划	√		
18		电站距离接入点距离 > 200 m		√	

注 1：生产和储存物品的火灾危险性分类为甲类、乙类的建筑的相关内容详见 GB50016 中 3.1 节火灾危险性分类；

注 2：不符合建站要求：由于存在客观、政策或安全问题且无法调整的建筑，不进行开发利用；

注 3：不建议建站：屋顶修复加固成本过高或因调整客观因素费用过高，不建议开发利用。但尊重业主的

主观意愿，可以通过增加成本进行开发利用；

注 4：待进一步评估：屋顶可进行开发利用，但须结构工程进行结构复核，确认建筑结构安全或进行必要的修复、加固措施后方可进行开发利用。

5.5.3 《结构功能性评估体系表》

理论评估					实际评估	
屋面类别		是否预先考虑光伏荷载	是否为可上人屋面	评估等级	其他条件	最终评估等级
平屋面	混凝土屋面	是	/	一级	架空隔热层	若实际屋面情况符合其他条件的，则相关评估等级下降一级
		否	是	二级	墙面、柱面或屋面发生水泥严重开裂情况	
		否	否	三级	墙或柱产生相对于房屋整体的倾斜、位移	
		是	/	一级	端节点连接松动或主筋外露锈蚀	
		否	是	二级	现浇板四周边产生裂缝或板底产生交叉裂缝	
		/	/	三级	受压区混凝土出现压碎迹象	
斜屋面	瓦屋面	是	/	一级	屋面不可使用挂钩	若实际屋面情况符合其他条件的，则相关评估等级下降一级
					10 级及以上大风	
					圈梁和构造柱发生严重损坏	
		否	是	二级	承重墙或柱表面出现风化、剥落或砂浆粉化	
					相邻构件连接处断裂成通缝	
					挠曲部位出现水平或交叉裂缝	
		/	/	三级	支承梁或屋架端部的墙体或柱截面因局部受压产生裂缝	
	钢结构屋面	是	/	二级	钢结构（主梁和柱）生锈	若实际屋面情况符合其他条件的，则相关评估等级下降一级
					10 级及以上大风	
		否	/	二级	构件或连接件有裂缝或锐角切口	
					焊缝、螺栓或铆接有变形、滑移或松动等情况	
		/	/	三级	连接方式不当，构造有严重缺陷	

5.5.4 《电站开发指导建议表》

评估指标	评估等级	开发建议	备注
结构功能性指标	一级	通常情况下，该等级屋顶承载能力良好。可直接进行屋顶光伏电站的开发利用，但年限需满足 52 房屋主体结构要求。	须关注建筑在使用过程中，屋顶是否有设计之外的额外附加负载。
	二级	屋顶可进行开发利用，但须专业机构进行结构复核，确认建筑结构安全后方可进行开发利用。	
	三级	屋顶不可进行开发利用。	

6. 勘察要求（EPC）

6.1 通用说明

现场勘察是指现场实地勘察，现场了解项目详细情况及周边环境；明确安装场地条件，如屋面类型、结构、尺寸等；确认组件安装容量、方式；明确逆变器、配电箱等设备安装位置及电缆走线路径；了解当地并网条件和政策；了解用户需求。通过现场勘察和安装场地评估，可为后续电站设计、施工和验收提供依据。

6.2 勘察准备

6.2.1 勘察信息准备

事先确认现场勘察的具体时间和项目所在地详细地址；确认现场的合作伙伴或业主的姓名和联系方式；事先咨询攀爬屋面的方式并做好相关准备。

6.2.2 勘察工具准备

6.2.2.1 测量工具

皮卷尺、钢卷尺、激光测距仪、角度尺、万用表、指南针等。

6.2.2.2 防护工具（该部分工具与施工期通用）

安全帽、五点双钩安全带、防坠器、灭火器、安全警示牌、安全防护围栏、绝缘鞋、绝缘手套、防滑鞋等安全护具。

6.2.2.3 其它工具

纸笔、工具包、相机、无人机、临时用电配电箱等。

6.2.3 勘察安全事项

勘察前应了解天气情况，应避开如雨雪、大风等影响勘察操作安全的恶劣天气。电气设备勘察等应遵循相应的安全要求。

6.3 现场勘察

6.3.1 信息确认内容

确认户用光伏并网发电系统基本信息、安装场地结构信息、电气和并网信息等，并完成相关记录。

6.3.2 基本信息确认

- (1) 现勘详细地址及经纬度坐标；
- (2) 项目所在地电网营业厅名称及电网联系人姓名、电话；
- (3) 项目土地、房屋所有权信息，记录业主姓名及联系方式；
- (4) 项目收益方姓名、开户银行和联系方式；
- (5) 确认项目电表的户名与房屋产权人（或多产权人中的一人）是否一致；确认电表的产权归属；

现场确认周边道路情况及二次搬运路径，确认运输车辆和施工机械进场条件和现场作业条件；

- (6) 了解现场环境因素。包括沿海/台风地区环境，油污、固体废弃物排放（烟，粉尘）、气体排放（酸、碱性气体），周边鸟类活动情况（如鸽子、鸽舍）等；

- (7) 确认周边遮挡物（如烟囱、楼梯间、热水器、周围其它建筑、树木、电线杆及电线等），了解周边未来建设规划；

- (8) 了解安装地点的太阳能资源情况；

- (9) 了解并记录用户对电站的详细需求和特殊要求。

6.3.3 结构信息确认

6.3.3.1 地面信息确认

宜确认并记录安装现场地面基本信息：

- (1) 确认电站安装区域，测量安装场地的基本尺寸；

(2) 确认地面的地质信息，如土质分类、盐碱度、地下水位高度、土层分布、地面坡度。

(3) 地面勘察照片，应记录周边环境照片、地表地貌照片等。

6.3.3.2 房屋建筑信息确认

宜确认并记录安装现场房屋建筑结构相关的基本信息：

(1) 了解房屋建筑竣工时间；

(2) 确认屋面的朝向和坡度；

(3) 确认屋面类型、安装区域及平整情况，记录屋面的基本尺寸，确认是否存在凹陷凸起和障碍物等情况影响安装，确认可利用面积；

(4) 确认建筑结构类型，记录屋面结构，记录屋面做法、材质、厚度等关键信息，记录房屋梁、檩条位置和尺寸等关键信息；

(5) 每个安装区域测量完毕宜绘制一张草图，每张草图宜对应相应的现场照片，应标注遮挡物或障碍物的位置和尺寸，周边有较高建筑物或构筑物的，应标注位置和尺寸；

(6) 根据现场的房屋结构或既有图纸资料对承载力做出初步评估，预判是否可以安装；

(7) 房屋勘察照片，应可充分反映周边环境和屋顶结构，包括：房屋周边遮挡物照片、屋面整体照片、屋面细部照片等。

6.3.3.3 电气和并网信息确认

宜确认并记录安装现场有关电气和并网的基本信息：

(1) 了解拟安装光伏的场地配电（箱）柜情况，查看业主的进线总开关的容量；确认进户电源接入电压等级（单相或三相）；

(2) 确认建筑的防雷接地设计，确认屋面可靠接地点，或确认接地引下线位置；

(3) 确认逆变器、配电箱（柜）安装位置；综合考虑走线方便节约、设备的散热通风和防水防晒。逆变器配电箱不宜安装于室内等位置，并且离地高度应符合设计要求；

(4) 了解所在区域变压器容量及位置，确认用户电缆规格；

(5) 了解当地电网公司的并网政策，如不同变压器容量对应的接入户用光

光伏电站容量的要求；

6.4 安装场地评估

6.4.1 安装场地分类

(1) 浙江区域具备开发条件的屋面主要以单面坡屋顶、人字坡屋顶和混凝土平屋顶为主。

(2) 平屋顶按光伏阳光棚方式建设，坡屋顶按南北坡顺坡建设。

(3) 按房屋结构可将房屋分为混凝土结构、木结构和钢结构三种基本类型。

6.4.2 评估等级

安装场地评估应包括地面评估或屋面结构安全评估，同时评估电站建设可行性。评估等级见下表：

表 安装场地评估等级

评估等级	一级	二级	三级
评估结果	适合	有条件适合	不适合

6.4.3 评估标准及判定

6.4.3.1 地面评估标准及判定

地面评估标准及判定按 GB51101 执行，评估标准见下表。

表 地面评估标准

评估等级	一级	二级	三级
地面评估标准	简单场地	中等复杂场地	复杂场地

6.4.3.2 屋面结构安全评估标准及判定

当出现下列情况之一，应直接判定为三级：

- (1) 地基基本失去稳定，基础出现局部或整体坍塌；
- (2) 承重墙有明显歪闪、局部酥碎或倒塌；墙角处和纵、横墙交接处普遍松动和开裂；
- (3) 梁、柱节点损坏严重；梁、柱普遍开裂或普遍锈蚀；梁、柱有明显变形和位移；部分柱基座滑移严重，有歪闪和局部倒塌；

(4) 楼、屋盖板普遍开裂，且部分严重开裂；楼、屋盖板与墙、梁搭接处有松动和严重裂缝，部分屋面板塌落；屋架歪闪，部分屋盖塌落；金属屋面严重锈蚀；

(5) 非承重墙、女儿墙局部倒塌或严重开裂；

(6) 经历地震、爆炸、水淹、火灾、泥石流等特大型破坏后仍在使用的房屋；

(7) 简易棚（牛羊等牲畜棚）、临时性房屋以及其它承载力极低的由土坯、茅草、芦杆等低强度材料垒砌而成的屋面；

(8) 按 GB 50009，经过校核，在当地 25 年一遇风雪荷载及其它所处环境下，屋顶结构安全存在问题。

结构安全评估细则见 JGJ 125，宜参照下表根据危险点数量给予判定：

表 结构安全评估标准

评估等级	一级	二级	三级
危险点数量	0	1~5	>5

6.4.3.3 电站建设可行性评估标准与判定

当出现如下情况，应直接判定为三级：

(1) 安装场地周边存在强腐蚀性气体、粉末状固体、油污等污染排放物的生产源；

(2) 安装场地无法取得合法权属证明或土地性质不符合相关要求；

(3) 生产或存储易燃易爆物品，其火灾危险分类为甲类和乙类的建筑。

6.4.3.4 安装场地评估标准与判定

(1) 当地面评估、屋面结构安全评估及电站建设可行性评估均为一级时，安装场地评价等级为一级。

(2) 当地面评估、屋面结构安全评估或电站建设可行性评估中最低评价等级为二级时，安装场地评价等级为二级。

(3) 当地面评估、屋面结构安全评估或电站建设可行性评估中最低评价等级为三级时，安装场地评价等级为三级。

6.5 安装位置预估

6.5.1 逆变器安装预估

逆变器一般选择外墙挂墙安装，安装位置应通风散热，避开阳光直射，避免雨淋，一般建议安装在 1 楼或楼顶，安装高度介于 1.8~2.5 m。逆变器安装位置应考虑避免对客户造成噪音干扰，与燃气管道保持安全净距，保证巡检通道畅通与检修位置安全。

6.5.2 并网箱安装预估

并网箱原则上应靠近居民原并网箱或逆变器安装，同样也要求通风散热，避光避雨，安装一定高度，且一般安装在 1 楼或楼顶，安装位置应描述清楚准确，拍照记录，与燃气管道保持安全净距，保证巡检通道畅通与检修位置安全。

6.5.3 交直流走线预估

交直流走线路径应尽量在建筑外部布设，尽量少穿墙打孔，勘察人员对线路敷设条件进行初步描述并估算交直流线缆长度。

6.5.4 防雷接地安装预估

6.5.4.1 屋面组件支架的防雷接地评估

观察建筑是否已有避雷线、避雷针等设施，如有拍照记录；如需要使用引下线做单独接地，引下线长度估算，接地点接地极施工条件勘察，泥土或水泥地，地下土质及管线情况了解后详细记录。

6.5.4.2 并网箱接地安装预估

主要为接地点接地极施工条件勘察，泥土或水泥地，地下土质及管线情况了解后详细记录。

6.5.5 四可装置安装预估

户用并网点配电箱内部或户外独立防护箱，布线采用屏蔽双绞线，RS485 总线首尾终端匹配电阻配置，四可装置的具体要求，需根据电网要求去配置。

6.6 勘察结果要求

现场勘察结束后，应将确认的详细信息及数据填入《户用光伏勘察记录表》，勘察人员负责填写完整、准确、清晰。

勘察最终内容应包括但不限于：

- （1）居民身份证照片；
- （2）产权证明文件；
- （3）户用光伏勘察记录表；
- （4）现场照片。

7. 工程设计原则（EPC）

7.1 设计总则

7.1.1 总体思路应立足近期，远近结合，统筹规划。

7.1.2 设计应遵循紧凑合理、节约用地的原则。

7.1.3 设计宜和原建筑协调统一，充分考虑周围的建筑、地面状况、房屋和屋面状况、道路、园林绿化、电力通信设施、水源状况、防风、防洪设施等，避免遮挡光伏方阵。

7.1.4 并网系统技术参数应包括接入容量、并网点、并网电压等级、电网特殊要求等，电站容配比不大于浙江光伏项目发电标杆利用小时数/运维首年考核小时数。

7.1.5 应在发电系统醒目位置设计防触电警示标志。

7.1.6 设计应充分考虑防火、防水、结构等方面的安全。

7.2 一般要求

7.2.1 数据采集

7.2.1.1 气象数据

设计前应根据 GB 50009 查询当地的风压、雪压的数据及温度变化参数，并收集整理当地的湿度变化、大气及雨水的腐蚀性等气象数据。

对于 GB 50009 中没有列出的城市一般参照临近城市，或根据 GB 50009 中的图 E.6 选取参数。也可参考当地气象资料、当地设计院出图所用的风雪压设计值。

7.2.1.2 太阳辐射数据

设计前，宜根据当地的经纬度，优先选用“地面气象站多年平均数据”收集整理近 10 年各月的太阳辐射数据。

7.2.2 产品选择的一般要求

7.2.2.1 逆变器

- (1) 并网逆变器应满足 NB/T 32004 的要求，并通过认证机构的产品认证。
- (2) 室外并网逆变器防护等级不应低于 GB/T 4208-2017 中 IP54 的要求。
- (3) 并网逆变器的监控系统宜具备如下功能：
 - 1) 移动客户端；
 - 2) 无线通讯网络多通道传输功能；
 - 3) 监控系统客户端至少能显示光伏组串的电压和电流、交流输出的电压和电流、日发电量、累计发电量、实时功率等参数；
 - 4) 监控系统应具备运行数据的监测功能（包括不限于各直流组串电压、直流组串电流、交流电压、交流电流、日发电量、月发电量、年发电量、发电量、实时发电功率、系统运行状态、系统故障信息等）。具备下载发电量数据报表和系统故障的功能。
- (5) 并网逆变器应具备最大功率跟踪（MPPT）控制功能和防孤岛效应功能。
- (6) 并网逆变器应具有并网保护装置，应与电力系统的电压等级、相数、相位、频率及接线方式一致，并与电网的保护相协调。
- (7) 若并网逆变器使用在海拔 2000m 及以上高原地区，宜选用高原型（G）产品或采取降容使用措施。

- (8) 适配四可装置要求。

7.2.2.2 并网箱

- (1) 并网箱中部件，应符合相应国家标准或行业标准的规定。
- (2) 并网箱宜具有电量计量功能，电量计量装置应经过国家权威机构校准

认可，电能计量装置应符合 DL/T 448 规定（根据当地电网要求）。

（3）并网箱内应具有明显断开点的主开关。

（4）并网箱内应设置浪涌保护器。

（5）并网箱内宜具备电网过欠压断开系统，有压自动接通系统的功能。

（6）并网箱应具有防水、防腐功能，其防护等级应不低于 GB/T 4208-2017 中 IP65 等级，防腐等级应满足 C3 及以上交变盐雾试验要求。

（7）并网箱外壳应设置专用的安全警示性标识。

7.2.2.3 光伏组件

（1）光伏组件应满足 IEC61215-1-1、IEC61215-1-2、IEC61215-1-3、IEC61215-1-4、GB 20047.1、IEC61730-1、IEC61730-2 的要求，并应通过国家认监委认可或国际认可的认证机构。

（2）光伏组件的防 PID 标准应满足 IEC/TS 62804-1 的要求。

7.2.2.4 光伏支架

（1）光伏支架材料宜采用铝合金、热镀锌钢或锌铝镁钢材。

（2）碳钢支架应在支架表面热浸镀锌处理，铝合金支架应进行表面氧化等防腐处理。

（3）碳钢支架热浸锌处理应符合 GB/T 13912 的要求，铝合金支架表面镀膜处理应符合 GB 5237.2 的要求。

7.2.2.5 连接电缆

（1）光伏组件或方阵连接电缆及输出总电缆应通过 TUV 认证或国内外通用安全认证。

（2）直流电缆耐压等级应高于系统电压。

（3）直流电缆额定载流量应高于短路保护电器整定值，短路保护电器的整定值应高于光伏方阵标称短路电流的 1.25 倍。

7.2.2.6 防雷接地材料

（1）组件边框之间的跨接线宜选用不小于 BVR 1*4mm²的黄绿线或穿刺垫片。

（2）组件金属边框和引下导体之间的连接线宜选用不小于 BVR 1*6mm²黄绿线或穿刺垫片。

7.2.2.7 “四可”装置

按照浙江省电网公司对分布式光伏可观、可测、可调、可控（四可）管理规定，本项目监控、并网、控制系统全面落实以下要求：

（1）可观：

系统实时采集逆变器运行状态、设备故障、告警信息、现场视频（重点村级集中点位），数据上传至浙能能服统一监控平台与电网调度平台，电网端可远程查看电站运行全貌，实现全景可视。

（2）可测：

配置高精度电能计量装置、辐照 / 温度传感器，实时监测有功功率、无功功率、电压、电流、发电量、设备效率等全量电气参数，数据采样间隔 ≤ 1 分钟，数据存储周期 ≥ 1 年，满足电网统计、考核、溯源要求。

（3）可调：

逆变器具备无功连续调节、有功功率柔性调节功能：功率因数可在 0.8~1.0 区间连续调节；根据电网调度指令，可远程限制光伏有功出力，适配台区负荷波动、电网调压需求。

（4）可控：

1) 远程分合闸：并网开关支持电网远程遥控分闸、合闸，异常工况下可快速脱网；

2) 孤岛保护：集成主动式孤岛检测，电网失压后 0.2s 内自动停机；

3) 故障联动：过压、欠压、过频、欠频等故障发生时，系统自动执行保护动作并上传告警；

4) 权限管理：电网、运维、业主分级授权，操作日志全程留痕。

7.2.3 方阵设计的一般要求

（1）光伏方阵布局应考虑施工、运维等要求，不降低相邻建筑或建筑本身的建筑日照标准。

（2）应根据光伏组件安装的位置、面积、倾角、遮挡物、屋面的承重、光伏组件规格确定光伏方阵的排列方式；光伏方阵安装倾角应充分考虑当地的经纬度、建筑或场地等要求；应通过分析太阳光的方位设计组件安装的朝向。

（3）应根据逆变器的最大直流电压、最大功率跟踪控制范围、光伏组件的

最大输出工作电压、开路电压、温度系数、当地环境温度的极限高温和极限低温等参数来确定光伏组件的串联数。

(4) 同一光伏组串内，组件电性能参数应在允许的偏差范围内。

(5) 应避免光伏方阵组串失配。

7.2.4 结构设计的一般要求

(1) 在建筑上安装光伏发电系统，宜事先对既有建筑的结构设计、结构材料、耐久性、安装部位的构造及强度等进行复核算，并应满足建筑结构及其他相应的安全性能要求；基本风压、基本雪压应按不低于 GB 50009 的 25 年重现期计算取值。

(2) 若光伏发电系统安装在地面上，光伏组件最低点距硬质地面不宜小于 300mm，并应对地基承载力进行计算。

(3) 对于混凝土屋顶光伏方阵的支架，应由预先埋设在钢筋混凝土基座中的钢制连接件、地脚螺栓或后置化学螺栓、膨胀螺栓等来固定。

(4) 并网箱、并网逆变器等较重的设备和部件宜安装在承载能力大的结构构件上。

(5) 平屋顶上的阳光棚光伏项目，如无女儿墙或女儿墙高度不够的，应设置满足安规要求的栏杆等安全防护设施。

7.2.5 电气安全设计的一般要求

(1) 电气设计应满足建筑结构及电气的安全性要求，并作为建筑电气工程设计的一部分。

(2) 电气设备外壳应满足 GB/T 4208 要求。

(3) 对于不同的接地系统设计应符合 GB 50169 的要求。

(4) 并网光伏发电系统应架设安全及电网保护装置。

(5) 光伏发电系统应设置浪涌保护器，并满足 GB/T 18802.31 的要求。

(6) 防雷设计应满足 GB 50057；电气设备的安装应满足 GB/T 16895.18 的要求。

(7) 户外连接电缆应使用耐氧化、耐高温、耐紫外线的电缆。

(8) 低压配电装置的安全设施设计应符合现行国家标准《低压配电设计规范》GB50054 的有关规定，接地设计应符合现行国家标准《交流电气装置的接

地设计规范》GB/T50065 和《光伏电站设计规范》GB50797 的有关规定。

(9) 交流负载的连接, 电缆额定电流不小于计算所得电缆中最大连续电流的 1.25 倍, 交流电缆的选型应符合 GB 50217 的规定。

7.2.6 系统接入的一般要求

(1) 户用光伏并网发电系统采用全额上网接入方式。

(2) 系统接入电网的电量计量点应根据产权分界点进行设计。

(3) 户用光伏并网发电系统向电网发送电能的质量, 在谐波、电压偏差、电压不平衡度、电压波动和闪变等方面应满足相关的国家标准。

7.3 方阵设计

7.3.1 安装方式设计

光伏方阵根据不同安装地点采用不同安装方式; 对于斜屋面宜采用顺应屋面坡度布置; 对于地面和平屋面宜采用一定倾角的安装方式。

7.3.2 方阵倾角设计

光伏方阵宜按全年发电量最高的原则选择最佳倾角安装, 光伏方阵应结合太阳辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计, 经技术经济比较后宜适当调整方阵的安装方位角或倾角。

7.3.3 方阵排布设计

7.3.3.1 应根据建筑物的实际条件, 选择光伏方阵安装位置及光伏发电系统类型。

7.3.3.2 固定式布置的光伏方阵安装方位角宜采用正南方向。

7.3.3.3 光伏方阵中, 应根据实际情况, 预留满足光伏发电系统的日常维护、检修、清洗、设备更换等要求的运维通道, 同时多雪地区宜方便人工融雪、清雪, 不宜对其它建筑、设备采光造成影响。

7.3.3.4 光伏方阵组件与屋面之间的垂直距离应满足安装、通风和散热的要求。光伏方阵组件排布在建筑中的位置应满足其所在部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求。

7.3.3.5 光伏方阵排布应远离易燃易爆、高温发热、腐蚀性物质等。

7.3.3.6 屋面、地面光伏方阵组件串的最低点距地面的距离不宜低于 300mm, 地

面光伏方阵并应考虑以下因素：当地的最大积雪深度；当地的洪水水位；植被高度。

7.3.4 方阵组串设计

7.3.4.1 同一组串中的各光伏组件的电性能参数应在偏差范围内。

7.3.4.2 同一组串内组件的方位朝向、安装倾角宜保持一致；同一路 MPPT 下，不同组串的组件数量、方位朝向、安装倾角宜保持一致。

7.3.4.3 当出现不同支架形式组件混接方案：当一户中存在两种支架形式时，组件采光面倾角角度差不超过 5° 的，可以混串。当倾角角度差超过 5° 的，若适配逆变器无法配置，且两阵列中其一阵列容量占比小于 20%，可以选择调整小阵列倾角使其与大阵列倾角相同。

7.3.4.4 方阵组串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。

7.3.4.5 方阵组串最大开路电压应不高于逆变器最大输入电压限值。

7.4 结构设计

7.4.1 材料要求

（1）应结合工程实际选用合适的光伏支架材料、光伏支架设计结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性、刚度及防腐要求。

（2）光伏支架材料及夹具等配件宜采用钢材、铝合金、不锈钢等材料，材质的选用和支架设计应符合现行标准 GB 50017、GB 50429、CECS 410 等规定。

（3）有防水功能要求的光伏发电系统，其密封材料宜采用中性硅酮耐候密封胶，且应符合现行标准 GB/T14683 的规定。光伏发电系统中使用的结构胶宜选用中性硅酮结构密封胶，其性能应符合现行标准 GB16776 的规定。

（4）与光伏支架配套使用的紧固件及附件应符合现行标准 GB/T 5277、GB/T 818、GB/T 3098.1、GB/T3098.2、GB/T 3098.4、GB/T 3098.5、GB/T 3098.6、GB/T 3098.15 的规定。

（5）现浇混凝土基础中采用的预置埋件及锚筋应符合现行标准 GB 50010

的规定。后加锚栓连接时锚栓应有出厂合格证且符合现行标准 JGJ 145 的规定。

7.4.2 荷载和荷载效应计算

7.4.2.1 支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，按正常使用极限状态计算结构和构件的变形。

7.4.2.2 按承载能力极限状态设计结构构件时，应采用荷载效应的基本组合或偶然组合。

7.4.2.3 按正常使用极限状态设计结构构件时，应采用荷载效应的标准组合。

7.4.2.4 光伏结构的荷载和荷载效应计算应符合下列规定：

（1）基本风压、基本雪压应按现行标准 GB 50009 中 100 年及 10 年一遇的荷载取值，计算得出重现期不低于 25 年的相应值进行取值。

（2）安装的支架风荷载的确定应按现行标准 GB 50009 的要求进行取值。复杂风荷载体型系数宜进行风洞试验后来确定。

7.4.2.5 位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0。

7.4.2.6 阵风系数按现行标准 GB 50009 的规定选用；风压高度变化系数按现行标准 GB 50009 的规定选用；风荷载体型系数按现行标准 GB 50009 的规定选用；基本风压按现行标准 GB 50009 规定的不低于 25 年重现期的规定值选用。

7.4.2.7 屋面积雪分布系数按现行标准 GB 50009 规定值选用；基本雪压按现行标准 GB 50009 规定的不低于 25 年重现期的规定值选用。

7.4.2.8 结构设计时，应对施工检修荷载进行验算，基本原则如下述：

（1）进行结构构件承载力验算时，荷载组合应取永久荷载；

（2）施工检修荷载，永久荷载的分项系数取 1.2，施工或检修荷载的分项系数取 1.4；

（3）进行结构构件位移验算时，荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载，分项系数均应取 1.0。

7.4.3 支架结构设计

7.4.3.1 设计原则

（1）在建筑屋面安装光伏发电系统，应根据支架形式判别新增荷载对原建筑的安全性，必要时可对原结构承载力进行复核计算，确保光伏发电系统不影响原建筑的正常使用。在金属屋面或瓦屋面等斜屋面上安装光伏发电系统时，宜优

先选用沿屋面坡度平行安装的结构形式,避免屋面风荷载体形系数的改变带来对原结构的影响。建设于地面的光伏发电系统,设计时应考虑地质条件,选择受力最合理、施工难度低的支架及基础方案。

(2) 设计结构构件时,受拉强度应按净截面计算,受压强度应按有效净截面计算,稳定性应按有效截面计算,变形和各种稳定系数均可按毛截面计算。

(3) 光伏支架的构件应分别进行强度计算、整体及局部稳定计算,对于立柱还应验算柱顶位移,对于梁和檩条还应验算挠度值。

(4) 计算结构或构件的强度、稳定性以及连接的强度时,荷载的组合形式,各项荷载的分项系数、组合值系数均应满足现行标准 GB 50009 要求。

(5) 在结构设计文件中应注明设计使用年限、材料牌号、焊缝形式、焊缝等级及对施工的要求。

7.4.3.2 构造要求

(1) 光伏支架可由多个梁、柱、檩条单元构件组成。单元构件之间宜通过连接件采用螺栓连接,连接件节点板最小厚度应满足现行标准 GB 50017 要求。各单元构件的中心线宜交汇重合。

(2) 镀锌钢支架、铝镁钢支架板厚不应小于 1.5mm。

(3) 檩条应尽量选择通长不断开形式,如必须断开,嵌套搭接部分宜采用螺栓连接,断开部位宜选用跨度 1/3 处。

(4) 光伏支架的立柱柱脚在主刚架平面内宜设计为刚接,在平面外可设计为铰接,同时主刚架间宜用交叉张紧 U 型钢或型钢作为柱间支撑以保证平面外刚度。

(5) 型钢、圆钢或钢索作为交叉支撑时应按拉杆设计,支撑中的刚性系杆应按下压杆设计,当圆钢支撑直接与梁柱的腹板连接时应设置垫块或垫板。

(6) 光伏支架的最小倾角不宜小于 3°,组件离地或屋面最低高度应满足现行标准 GB 50797 要求。

(7) 安装金属屋面的光伏发电系统,逆变器宜安装在山墙等竖向构件上,如安装在屋面上的,宜分散布置,并进行局部的屋面承重校核。

(8) 安装在坡屋面上的光伏发电系统,采用全支撑形式支架的,应保证支架与建筑物的梁、柱构件有足够数量的锚固节点,具体数量应进行计算确定,北

坡的拉杆可根据图纸设计要求选用钢索或型钢。

(9) 安装在地面上的支架，采用螺旋桩基础的，螺旋桩露出地面不宜小于 100mm，采用混凝土基础的，混凝土等级不小于 C25，混凝土制作应满足 GB 50204 的规定。

7.4.3.3 连接结构设计

(1) 节点的设计应传力简捷，构造合理，便于加工、安装及调整；采用焊接时应避免应力集中。

(2) 光伏组件与支撑结构之间可选用螺栓直接连接或压码连接；檩条、斜梁、立柱间的连接可选用螺栓连接或焊接连接。连接系统的设计应遵照现行标准 GB 50017 和 GB 50429 的规定进行。

(3) 光伏发电系统中的螺栓宜采用不锈钢或者热浸镀锌钢材质，设计使用时应根据支架材料类型区分选用合适的螺栓材质。不锈钢螺栓根据强度等级可选择 A2-50/60/70 或者 A4-60/70/80，热浸锌螺栓根据强度等级可选择 4.8 级、5.6 级或者 8.8 级等。

(4) 在钢结构金属屋面和瓦屋面上安装光伏发电系统，光伏发电系统结构所承受的外力应通过连接件传递至下部结构，连接件应分别进行材料本身、材料与屋面板连接的抗拉、抗剪、抗压强度的验算，必要时可按试验确定。

(5) 硅酮结构密封胶的粘结宽度、粘结厚度及力学性能应符合现行标准 JGJ 102 的规定。

7.4.3.4 防腐设计

碳素钢和低合金高强度结构钢作为支撑结构时，宜采用热浸镀锌防腐处理，锌膜厚度应符合现行标准 GB/T 13912 的相关规定；如采用氟碳喷涂或聚氨酯喷涂的表面处理办法时，涂膜厚度应满足现行标准 JGJ 102 中的相关规定；如采用防锈漆或其它防腐涂料时应遵照相应的技术规定。腐蚀严重地区的支架，必要时可在上述规定的基础上适当增加防腐蚀涂层厚度。铝合金型材采用阳极氧化、电泳涂漆、粉末喷涂、氟碳漆喷涂进行表面处理时，涂膜厚度应满足现行标准 GB 5237 的规定。

除奥氏体型不锈钢外，光伏阵列中不同金属材料的接触部位宜设置绝缘垫片或采取其他防腐蚀措施。受盐雾影响的安装区域和场所，应选择符合使用环境的

材料及部件作为支撑结构或采用同一金属材料的支撑结构,并采取相应的防护措施。

7.4.4 基础设计

7.4.4.1 一般规定

(1) 在建筑上增设或改造光伏发电系统,应进行建筑物结构安全复核,并应满足建筑结构安全性要求。

(2) 支架基础设计应进行抗滑移、抗倾覆、抗拔等稳定性验算。

(3) 支架立柱与混凝土基础宜通过预埋件连接,预埋件的位置应定位准确,当采用其他可靠的连接措施时,应通过试验确定其承载力。

(4) 支架基础可采用钢筋混凝土独立基础和条形基础。基础内宜设置钢筋、基础宜与建筑物主体结构锚固,且应对原建筑屋面防水进行修复处理。当不能与主体结构锚固时,应采取提高支架基础与主体结构间附着力的措施。

(5) 连接件与基础的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

(6) 地面户用光伏并网发电系统基础设计应考虑地质条件,并参照现行标准 GB 51101 的相关要求进行设计。

7.4.4.2 建筑结构屋面承受荷载能力校核

在建筑结构计算中,新增光伏发电系统所产生的自重应计入原建筑屋面的恒荷载中,并应考虑由于新增光伏发电系统所引起的屋面永久荷载、可变荷载变化的影响,对结构进行整体的结构计算复核。

7.4.4.3 平屋面支架基础设计

(1) 支架基础的抗倾覆设计应按 GB 51101 中 5.3.16 进行计算。

(2) 支架基础的抗滑移设计应按 GB 51101 中 5.3.15 进行计算;摩擦系数 μ 应根据屋面表层与基础直接接触的材料材质及其表面的粗糙程度确定,必要时应通过试验确定。

(3) 支架基础的抗拔设计应按 GB 51101 中 5.3.17 进行计算。

(4) 支架基础配筋应满足 GB 51101 中 7.4.13 的要求。

7.4.4.4 斜屋面连接件设计

(1) 斜瓦木屋面宜采用抱箍、弯钩进行连接,设计时应考虑木板的厚度、木圆梁的尺寸、位置及墙体的承载能力。

(2) 斜瓦混凝土屋面宜采用弯钩进行连接，设计时应考虑现浇混凝土楼面的厚度、下部梁的尺寸、位置及墙体的承载能力。

(3) 木螺钉、抱箍、膨胀螺栓等规格及数量应根据实际荷载值计算确定，必要时进行试验确定。

(4) 采用钢材制作抱箍、弯钩时，其设计还应符合现行标准 GB 50017 的规定，采用铝材制作抱箍、弯钩时，其设计还应符合现行标准 GB 50429 的规定。

7.4.4.5 埋件设计

(1) 埋件、锚栓连接的屋面施工完成后应对原屋面防水破坏处进行修复。

(2) 光伏支架基础所采用的埋件可分为预置埋件和后置埋件两种形式，现浇混凝土基础宜采用预置埋件、锚筋。

(3) 光伏支架基础与建筑的主体结构采用后加锚栓连接时，其设计应符合现行标准 GB 50010 的规定外且应符合下列规定：

- 1) 碳素钢锚栓应经过防腐处理；
- 2) 应进行锚栓承载力现场试验，按比例进行抗拔测试；要求每 50 座矩形管支架电站抽取 2 座，每座 3 个植筋点抗拔测试合格；
- 3) 每个连接节点不应少于 4 个锚栓；
- 4) 锚栓直径应通过承载力计算确定，并不应小于 10mm；
- 5) 不宜在与化学锚栓接触的连接件上进行焊接操作；
- 6) 锚栓承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的 50%；
- 7) 在地震设防区应使用抗震适用型锚栓。

7.5 电气安全设计

7.5.1 安全要求

7.5.1.1 一般规定

户用光伏并网发电系统的最大系统电压不宜大于 1100V DC。光伏方阵最大电压等于最低预期工作温度修正后的光伏方阵开路电压。最低预期工作温度下的电压修正应根据制造商的说明书进行计算。

7.5.1.2 光伏系统对地关系

光伏方阵对地关系和接地位置均影响光伏系统的安全性。应根据光伏系统所连接的光伏组件和逆变器的制造商要求确定系统的最佳接地方案。

只有光伏方阵通过逆变器内部或外部隔离变压器与电网进行基本隔离时，光伏方阵的正极或负极导体才可进行功能接地。

在没有基本隔离的系统中，可通过逆变器内部的固定连接经由中性导体将光伏方阵的正极或负极导体进行接地。

7.5.1.3 交直流电路的隔离

使用非隔离型逆变器的系统并且交流电路已参考接地的，逆变器的光伏侧不可使用功能接地。

光伏系统的直流电路与主交流电源输出电路的隔离可为逆变器的一部分，也可由外部变压器提供简单的隔离。如果隔离由变压器提供，那么必须保证没有其他设备和逆变器连接到同一线圈。

7.5.2 电击防护

7.5.2.1 一般规定

户用光伏并网发电系统的直流侧应至少提供以下防护手段之一：

- （1）系统直流侧电路带电部分与地之间采用双重或加强绝缘；
- （2）采用安全低电压电路。

户用光伏并网发电系统的交流侧应提供以下防护手段之一：

- （1）带电部分应采用基本绝缘作为基本的防护；
- （2）采用保护等电位连接并且在故障的情况下自动切断电源作为故障情况下的防护。

7.5.2.2 加强或双重绝缘

户用光伏并网发电系统的直流侧的防电击保护应满足 GB/T 16895.21 中 412 的要求，并做如下补充：光伏组件、接线盒、电缆等直流侧设备（直至逆变器直流端口之前）应满足 II 级或等效绝缘。

7.5.2.3 超低电压

户用光伏并网发电系统的直流侧的防电击保护应满足 GB/T 16895.21 中 414 的要求。

7.5.2.4 自动切断电源

户用光伏并网发电系统的交流侧的防电击保护应满足 GB/T 16895.21 中 411 的要求。

7.5.3 绝缘故障保护

7.5.3.1 一般规定

绝缘故障的保护方式取决于光伏方阵对地的关系，光伏方阵可按如下分类：

(1) 非隔离型光伏方阵（光伏方阵非功能接地，方阵与电网不隔离），例：光伏方阵的直流电路通过非隔离型逆变器连接至参考接地系统；

(2) 功能接地光伏方阵（出于安全目的之外的，不符合保护联结要求的接地导体的光伏方阵。光伏方阵功能接地，方阵与电网隔离），例：光伏方阵中的主要直流导体连接至功能接地；

(3) 非参考接地光伏方阵（光伏方阵非功能接地，方阵与电网隔离），例：光伏方阵的主要直流导体既没有直接接地，也没有通过逆变器接地。

注：功能接地系统包括通过保护/隔离装置连接到系统接地或通过电阻连接到系统接地的光伏方阵。

7.5.3.2 光伏方阵绝缘电阻探测

户用光伏并网发电系统运行前，宜探测光伏方阵和地之间的绝缘电阻，探测过程中，允许断开光伏方阵的功能接地连接。

当探测到光伏方阵与地间的绝缘电阻小于 $U_{maxpv}/30mA$ （ U_{maxpv} 指光伏方阵最大输出电压）时，非参考接地光伏方阵应指示故障，非隔离型光伏方阵和功能接地光伏方阵应指示故障并进行如下故障动作：

(1) 非隔离型光伏方阵：关闭逆变器且将逆变器与交流电路或光伏方阵所有极断开，或者将光伏方阵故障部分的所有极从逆变器断开（当可操作时）。

(2) 功能接地光伏方阵：关闭逆变器且将光伏方阵所有极从接地断开，或将光伏方阵故障部分的所有极从接地断开（当可操作时）。

在所有绝缘故障情况下，绝缘电阻探测可继续，如果光伏方阵的绝缘电阻恢复到高于 $U_{maxpv}/30mA$ ，则故障指示可停止，并且系统可恢复正常工作。

7.5.3.3 残余电流监控保护

由非隔离型光伏方阵组成的户用光伏并网发电系统应具备残余电流监控保护功能。由功能接地光伏方阵组成的户用光伏并网发电系统如果不具备接地故障

中断措施，则应具备残余电流监控保护功能。

残余电流监控系统应能检测总的（含直流和交流）残余电流有效值，当监测到的连续残余电流超过以下限值时，残余电流监控系统应能在 0.3s 内断开，且应根据要求指示故障：

（1）对于连续输出功率 $\leq 30\text{kVA}$ 的逆变器，最大电流为 300mA；

（2）对于连续输出功率 $> 30\text{kVA}$ 的逆变器，最大电流为 5A 或 10mA/kVA（二者取较小值）。

如果光伏方阵通过高阻抗进行功能性接地，那么单点故障导致的残余电流应低于上述限制要求，或者提供了满足接地故障中断措施，则不必进行残余电流监测。

当残余电流超过限值时，非隔离型光伏方阵和功能接地光伏方阵应指示故障并进行如下故障动作：

（3）非隔离型光伏方阵：关闭逆变器并且将交流电路或光伏方阵所有极从逆变器断开，或将光伏方阵的故障部分的所有极从逆变器断开（当可操作时）。

（4）功能接地光伏方阵：将光伏方阵故障部分的所有极从逆变器断开；或断开功能接地连接，允许与交流电路连接（逆变器可工作）。

如果光伏方阵的绝缘电阻值高于 $U_{\text{maxpv}}/30\text{mA}$ ，残余电流监控系统可尝试重新连接。

7.5.3.4 接地故障指示

户用光伏并网发电系统应具备本地和远程接地故障指示功能，应选用合适的故障指示方式，以确保系统操作人员或业主能获知故障情况。

接地故障恢复后，如果系统具备故障记录功能，则故障指示可自动复位，如果系统不具备故障记录功能，则故障指示应一直保持。

7.5.4 过电流保护

过电流保护装置应是符合 GB/T 13539.6 标准的 gPV 熔断器，或符合 GB 10963.1 和 GB 10963.2 的其他设备，选择的装置应不超过电缆的电流承载能力、组件最大反向电流和其他设备的最大电流。

7.5.5 防雷接地

7.5.5.1 光伏发电工程过电压保护、接地的设计，应符合 GB 50057、DL/T 620

和 GB/T 50065 的规定。

7.5.5.2 屋面组件之间，组件与支架之间，方阵之间的等电位连接应接触良好，安全可靠。

7.5.5.3 光伏系统防雷接地应充分利用建筑物原有防雷接地系统，并做可靠连接。

7.5.5.4 交流电力设备应充分利用自然接地体接地。

7.5.5.5 光伏方阵支架与设备共用接地、设备单独接地的两种情况下接地电阻都不应大于 4 欧姆，不满足要求需增设相应垂直接地极，至满足要求为止，垂直接地极间距应不小于 5m，受场地限制时可适当减小；人工接地极宜采用 2.5m 长的 5 号热镀锌角钢、2.5m 长 $\phi 50$ 厚度 3.55mm 热镀锌钢管或 2.5m 长 $\phi 20$ 热镀锌圆钢作为垂直接地体。

7.5.5.6 需进行防腐处理的部位应刷两道防腐漆。

7.5.5.7 接地要求：每户电站设立至少 2 套支架接地装置；支架 2 套引下接地，其中 1 套可与逆变器接地共用同一接地装置。单户电站存在多个阵列的，需用 40*4 的扁铁进行连接，连接点不低于 2 处。

7.5.6 电缆敷设

7.5.6.1 交直流电缆的敷设应符合 GB 50217 和 NB/T 42073 的规定。

7.5.6.2 电缆敷设应根据房型、地形、管网情况合理选择敷设方式，交、直流电缆应分开布置。

7.5.6.3 交流电缆线路不应设置中接头。

7.5.6.4 避免 MC4 接头及直流电缆散落在屋面上，且宜避免阳光直射或雨水直淋 MC4 接头。

7.5.6.5 禁止在两块组件之间使用两段及两段以上的组件延长线；光伏系统中应尽量减少使用组件延长线。

7.5.6.6 垂直走向的电缆，宜沿墙，柱敷设。

7.5.6.7 电缆路径的选择，应符合下列规定：

- (1) 应避免电缆遭受机械性外力、过热、腐蚀等危害；
- (2) 满足安全要求条件下，应保证电缆路径最短；
- (3) 应便于敷设、维护；
- (4) 宜避开易被挖掘施工破坏的区域。

7.5.6.8 电缆穿管/排管敷设，管的内径，不宜小于电缆外径或多根电缆包络外径的 1.5 倍。

7.5.6.9 电缆长度计算，应包括实际路径长度与附加路径长度。附加路径长度，宜计入下列因素：

- （1）电缆敷设路径地形高差变化、伸缩节或迂回备用裕量。
 - （2）终端或接头制作所需剥截的预留段，电缆引至设备或装置所需的长度。
- 电缆选用铝芯电缆时，铜跟铝之间应采用铜铝转换接头。

7.5.6.10 正负极电缆分开走线（从屋面外墙引下时分开穿管），禁止在同一个套管内走线。

8.设备技术要求（EPC）

8.1 太阳能电池组件

本工程电池组件采用 N 型高效单晶光伏组件（单块功率 720Wp 以上，建议尺寸 2384×1303 毫米），光伏组件全光照面积的光电转换效率（正面效率）平均不低于 22%，标称功率公差至少为 0~+5Wp，第 1 年内输出功率衰减率不高于 1%、2~25 年运营期内逐年功率衰减不高于 0.4%，产品材料与工艺质保期不低于 12 年。

自 2027 年 1 月 1 日起，采购到场的组件应符合《晶体硅光伏组件和逆变器能效限定值及能效等级》（GB 47834-2026）相关要求。

太阳能电池组件主要性能参数要求

序号	名称	招标人要求值	投标人提供值	备注
1	转换效率	≥23.17%		
2	首年衰减率	≤1.0%		
3	每年衰减率	≤0.4%		
4	双面率	80%±10%		

5	弱光性能	电池组件应具备较好的低辐照性能,应提供在 200~1000W/m ² 的 IV 测试曲线和测试数据, 在 200W/m ² 的辐照条件下,其组件功率可保持在 STC 条件下的 19.3%以上		
6	组件焊接工艺	采用全自动焊接机,焊接工序严格遵照企业作业指导书进行操作,每台焊接机温度要每 15 天至少点检一次,温度偏差不超过±10° C,焊接强度每个班次至少测试一次		
7	质保期承诺	12 年产品材料和工艺质保, 30 年功率线性质保		
8	型式试验报告	组件应具备完整的(CQC 或 TUV) 认证证书和测试报告 (IEC61215 和 IEC61730)		

8.1.1 组件认证要求

太阳能电池组件作为光伏电站的主要设备,应具有满足国家、行业标准或 IEC 标准的认证,须按照 IEC61215、IEC61730、UL1703 等标准要求,通过国际知名第三方认证机构及国家批准的权威认证机构的产品认证,包括但不限于 TÜV、CQC、CGC 等认证的完整测试报告。

每块组件出厂前应有工厂测试报告,报告中必须标示出该块组件的实际输出功率设备到场后现场检验,功率偏差必须为正公差。

光伏组件所有的试验和调试记录、报告都应编写成试验和检测报告，并提交业主，包括但不限于以下试验，性能不低于所列要求，依照 IEC-61215 标准。

8.1.1.1 机械载荷试验

试验目的：验证光伏组件耐受风、雪、静压、冰载的结构与电气性能。

核心条件：①2400Pa 均匀载荷，正反表面各加载 1h，循环 2 次（对应 130km/h 风速、阵风安全系数 3）；②5400Pa 均匀载荷，仅前表面加载 1h，循环 2 次。

性能要求：试验无间断断路、漏电；无严重外观缺陷；绝缘电阻符合初始标准；组件最大输出功率衰减 $\leq 5\%$ 。

8.1.1.2 冰雹试验

试验目的：验证组件抗冰雹撞击的能力。

核心条件：采用 25mm 直径、7.53g 冰球，以 23m/s 速度撞击组件 11 个关键位置。

性能要求：无外观缺陷；绝缘电阻达标；最大功率衰减 $\leq 5\%$ 。

8.1.1.3 绝缘测试

试验目的：检测组件载流部位与边框的绝缘可靠性。

核心条件：施加直流 1000V+2 倍系统开路电压，持续 1min；施加直流 500V 检测绝缘电阻。

性能要求：无绝缘击穿、表面破损；绝缘电阻 $\geq 40M\Omega$ 。

8.1.1.4 湿漏电试验

试验目的：评估组件潮湿环境下的绝缘性能，防范湿气侵入引发的漏电、腐蚀、安全事故。

核心条件：直流 500V 电压下，对组件引出端、边缘进行水喷淋浸水测试，检测绝缘电阻。

性能要求：无绝缘击穿、表面破损；单位面积绝缘电阻 $\geq 40M\Omega/m^2$ 。

8.1.1.5 热循环试验

试验目的：验证组件耐受温度反复交变引发的应力、疲劳、热失配的能力。

核心条件：组件温度在 $-40\pm 2^{\circ}C\sim 85\pm 2^{\circ}C$ 循环，温变速率 $\leq 100^{\circ}C/h$ ，极端温度恒温 $\geq 10min$ ，单次循环 $\leq 6h$ ，分别完成 50 次、200 次循环测试。

性能要求：试验无间断断路、漏电；无外观缺陷；绝缘电阻符合初始标准。

8.1.1.6 湿-冻试验

试验目的：验证组件耐受高温高湿后低温冻融交替环境的能力。

核心条件：在+85℃、85%RH~-40℃环境下完成 10 次温湿度循环。

性能要求：试验无间断断路、漏电；无外观缺陷；绝缘电阻达标；最大功率衰减≤5%。

8.1.1.7 湿热试验

试验目的：验证组件长期抗湿气渗透的耐久能力。

核心条件：+85℃、85%RH 高温高湿环境下持续测试 1000h。

性能要求：无外观缺陷；绝缘电阻达标；组件正反面最大功率衰减≤5%。

8.1.1.8 室外暴露试验

试验目的：考核组件户外自然环境耐受能力，检测实验室无法模拟的综合性能衰减。

核心条件：累计太阳总辐射量 60kWh/m²。

性能要求：无外观缺陷；最大功率不低于厂家最小额定值；绝缘电阻符合初始标准。

8.1.1.9 紫外试验

试验目的：验证组件抗紫外线辐照老化的能力。

核心条件：组件温度 60±5℃，400nm 波长紫外辐照总量 60kWh/m²，其中 280~320nm 短波紫外辐照≥5kWh/m²。

性能要求：无严重外观缺陷；最大功率不低于厂家最小额定值；绝缘电阻达标。

8.1.1.10 热斑耐久试验

试验目的：验证组件耐受热斑高温效应的能力，规避封装退化、电池异常缺陷风险。

核心条件：最坏热斑工况下，1000W/m² 辐照度照射 1h，重复 5 次。

性能要求：无严重外观缺陷；绝缘电阻符合初始标准。

8.1.1.11 盐雾测试

试验目的：验证组件抗盐雾腐蚀的耐久能力。

核心条件：依据 IEC 61701:2011 严酷度 6，5%氯化钠溶液喷淋测试，总计 8

个周期（56 天）；单周期含 4 次盐雾喷淋（35℃、93%RH，2h）+高湿静置（40℃、93%RH，22h），完成后标准环境储藏 3 天。

性能要求：无功能性腐蚀与外观缺陷；绝缘、湿漏、接地符合 IEC 61730-2 标准；旁路二极管工作正常；最大功率衰减≤5%。

8.1.1.12 PID 测试

试验目的：验证组件耐受电位诱发功率衰减（PID）的能力。

核心条件：依据 IEC 62804-1:2015，85℃、85%RH 环境下，施加反向 1500V 电压，持续 96h。

性能要求：无外观缺陷；绝缘电阻达标；组件正反面最大功率衰减≤5%。

8.1.2 关键元器件及材料要求

8.1.2.1 供货组件使用的电池片要求

供货组件使用的硅片应为 A 级，TTV 小于 30μm，翘曲度小于 50μm，弯曲度≤50μm，线痕≤15μm，切割方式：DW 金刚线切割。

单晶硅棒少子寿命≥80μs，间隙氧含量≤8×10¹⁷ atoms/cm³（GB/T 1557 硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法），替位碳含量≤5×10¹⁶ atoms/cm³（GB/T 1558 测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法），（适用单晶组件）。

构成同一块组件正面的电池片应为同一批次的电池片。表面颜色均匀，电池片表面无明显色差、无碎片。所有的电池片均无隐形裂纹和边角损伤。电池与边框距离≥11mm，符合 GB20047.1《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》。

电池片主要性能参数要求

序号	参数	单位	要求
1	并联电阻	Ω	≥50
2	反向漏电	—	反向 10V 电压，漏电流≤2 A
3	崩边缺角	—	1) 无肉眼可见的 V 型缺口 2) U 型缺口向里延伸≤1mm，长度 L≤2mm，每片电池 P≤1 处。整片组件每块 P≤3 片，同一半片组件 P≤5 片； 崩边：向里延伸≤1mm，L≤1mm，每片电池 P≤2 处。整片组件每块 P≤5 片，同一半片组件 P≤8 片； 3、缺角：长度≤2mm，每片 P≤1 处，整片组件每块 P≤5 片，同一半片组件 P≤8 片；

3	划痕	—	1) $L \leq 15\text{mm}$, 每片允许 1 处, 不计片数。 2) $15\text{mm} < L \leq 50\text{mm}$, 每片 $P \leq 1$ 处, 整片组件每块允许 3 片, 同一半片组件 $P \leq 6$ 片;
4	细栅线断栅	—	细栅线断栅的允许范围: 1) $L \leq 0.5\text{mm}$ 的断栅忽略不计; 2) $L \leq 1\text{mm}$ 的断栅, 整片电池总数量 $P \leq 10$ 处, 每半片电池片总数量 $P \leq 5$ 处, 其中 $0.5\text{mm} < L \leq 1\text{mm}$ 的断栅, 每整片 $P \leq 3$ 处, 每半片电池片 $P \leq 2$ 处, 单块组件不计片数; 3) $1\text{mm} < L \leq 2\text{mm}$, 每整片 $P \leq 3$ 处, 每半片电池片 $P \leq 2$ 处, 单块组件片数 $\leq 1/6$ 总片数;

组件电池颜色均匀一致, 不允许有肉眼可视的表面脏污和手印。

8.1.2.2 供货组件光伏背板要求

光伏背板主要性能参数

检测项目	技术要求 (氟系背板基准)	备注
拉伸强度 (纵向 / 横向)	$\geq 100\text{MPa}$	GB/T 13519
断裂伸长率	$\geq 80\%$	避免层压撕裂
撕裂强度	$\geq 180\text{kN/m}$	
热收缩率 (150°C , 30min)	纵向 $\leq 1.5\%$, 横向 $\leq 0.5\%$	防止层压起皱、缩边
穿刺强度	$\geq 3.5\text{N}/\mu\text{m}$	抗施工硬物穿刺
密度	供方提供实测值	

组件背板供货需符合 GB/T 31034 相关要求, 优先选用 TPT 等氟系结构背板, 约定指定厚度尺寸及公差, 外观无针孔、褶皱、杂质、分层等缺陷; 产品需满足规定拉伸、热收缩、穿刺等力学性能, 具备高绝缘击穿电压、高体积电阻率以抑制 PID 效应, 水汽阻隔性优异, 经湿热、高低温循环、UV 紫外老化、盐雾试验后不分层不开裂, 与 EVA/POE 胶膜粘接牢靠, 阻燃达到 UL94 V-0 等级, 符合 RoHS 环保要求; 每卷标识完整、防潮规范包装运输, 供方随货附带合格证与检测报告, 进厂按批次抽检验收, 配方原料变动需提前书面告知, 背板原厂提供 25 年耐候质保, 若因背板自身质量问题引发组件起泡、分层、绝缘失效等故障, 供方承担退换货及相应损失。

8.1.2.3 供货组件使用的接线盒要求

接线盒主要性能参数

序号	参数	单位	要求
----	----	----	----

1	机械强度	线缆与壳体连接强度	N	≥ 150
		连接器端子插拔力		≥ 150
		汇流条夹紧力		≥ 20
2	二极管结温		$^{\circ}\text{C}$	≤ 200
3	防护等级		—	$\geq \text{IP67}$
4	防火等级		—	UL-94 标准要求 V-2 及以上；
5	线缆长度		mm	根据规格书
6	额定电流		A	20
7	反向漏电流		—	在 25°C 、反向电压 45V 条件下 反向漏电流小于 0.5mA

使用的接线盒应具备 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证，接线盒盒体的强度、耐紫外性能、热循环测试、耐低温能力、二极管反向耐压和工作时的结温、端子插拔力、接触电阻满足标准与规范要求，接线盒旁路二极管的数量至少为 3 个，接线盒密封防水、散热性能满足组件正常工作并连接牢固，引线极性标记准确、明显。

8.1.2.4 供货组件使用的 POE、EVA 要求

POE 主要性能参数

序号	参数		单位	要求
1	密度		g/cm^3	0.83-0.94
2	交联度		%	60-95
3	粘接力	与背板的粘接力	N /cm	≥ 40
		与玻璃的粘接力		≥ 50
4	透光率	电池正面用 EVA 胶膜	%	波长 380nm-1100nm: $\geq 90\%$
		电池背面用 EVA 胶膜	%	波长 290nm-380nm: $\leq 30\%$
5	热收缩率	横向	%	$\leq 2.0\%$
		纵向		$\leq 4.0\%$
6	体积电阻率		$\Omega \cdot \text{cm}$	$\geq 1 \times 10^{15}$

7	黄变指数	—	$\Delta \leq 3$
8	击穿电压	kV/mm	≥ 28
9	吸水率	%	≤ 0.1

EVA 主要性能参数

序号	参数		单位	要求
1	密度		g/cm ³	0.95-0.96
2	交联度		%	75-95
3	醋酸乙烯脂（VA）含量		（wt%）	26-34
4	粘接力	与背板的粘接力	N /cm	≥ 40
		与玻璃的粘接力		≥ 50
5	透光率	电池正面用 EVA 胶膜	%	波长 380nm-1100nm: $\geq 90\%$
		电池背面用 EVA 胶膜	%	波长 290nm-380nm: $\leq 30\%$
6	热收缩率	横向	%	$\leq 2\%$
		纵向		$\leq 4\%$
7	体积电阻率		$\Omega \cdot \text{cm}$	$\geq 1 \times 10^{15}$
8	黄变指数		—	$\Delta \leq 3$
9	抗拉强度		Mpa	≥ 16
10	击穿电压		kV/mm	≥ 28
11	断裂伸长率		%	≥ 400
12	吸水率		%	≤ 0.1

8.1.2.5 供货组件使用的玻璃要求

玻璃主要性能参数

序号	参数		单位	要求
1	透光率	镀膜玻璃	%	在 380nm~1100nm 波段范围内平均透光率 $\geq 93.5\%$
2	弯曲度	整体	%	≤ 0.3

		局部		≤ 0.3
3	含铁量		%	≤ 0.015
4	对角线偏差		%	$\pm$ 对角线长 $\times 0.2$
5	厚度		mm	$\geq 2.0\text{mm}$
6	厚度偏差		mm	± 0.2
7	薄厚差		mm	≤ 0.3
8	附着强度			根据 GB9286 测试, ≤ 1 级

为减少光反射, 提高输出功率, 电池光照面应设置减反射膜。使用的低铁绒面钢化镀膜玻璃, 钢化性能应符合 GB 15763.2 标准, 应耐 200℃温差不被破坏, 玻璃的抗机械冲击强度、弯曲度满足规范标准要求, 标准为 227g 钢球距离玻璃中心点 1 米高处垂直落在玻璃后玻璃应完好无损不破碎, 热循环 200h、湿冻 10 循环、湿热 1000h、耐酸、耐盐雾测试后, 透射率衰减 $\leq 1\%$, 满足 25 年的使用寿命。

8.1.2.6 供货组件使用的焊带和汇流带要求

焊带和汇流带主要性能参数

序号	参数		单位	要求	
				焊带	汇流带
1	锡层厚度		μm	五栅组件用焊带（单面最大值）： $15\sim 25\mu\text{m}$ 多主栅组件用圆形焊带 锡层平均厚度： $15\pm 5\mu\text{m}$, 锡层最薄处 $\geq 6\mu\text{m}$	$15\sim 25$
2	镰刀弯曲度 δ		%	≤ 0.4	≤ 0.5
3	力学性能	延伸率 A	%	≥ 20	≥ 25
		抗拉强度 Rm	Mpa	≥ 150	≥ 170
		屈服强度 Rp0.2	Mpa	五栅组件用焊带： Rp0.2 $\leq 70\text{Mpa}$ 多主栅组件用圆形焊带： Rp0.2 $\leq 80\text{Mpa}$	--
4	电学性能	电阻率 ρ_{20}	$\mu\Omega\cdot\text{cm}$	≤ 2.3	≤ 2.3

5	热盘性能	—	480℃条件下，加热 3 秒钟，无变黄
---	------	---	---------------------

使用的焊带及汇流带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能满足相应规范和标准，表面清洁、光亮、平滑，焊锡均匀，无扭曲、折断的现象，无漏铜的现象，能耐一定的酸碱腐蚀，具有良好的抗疲劳特性，焊带与硅片的相容性好，满足 25 年的使用寿命。

8.1.2.7 供货组件使用的密封硅胶要求

单组份粘接胶主要性能参数

序号	参数	单位	要求
1	固化速度	mm/24h	≥2.0
2	邵氏硬度	Shore A	≥40
3	拉伸强度	Mpa	≥2.0
4	100%定伸强度	MPa	≥0.6
5	剪切强度	MPa	≥1.0
6	断裂伸长率	%	≥250
7	体积电阻率	Ω.cm	≥1×10 ¹⁴
8	击穿电压强度	kV/mm	≥15
9	定性粘接性能（与背板/铝材/接线盒/钢化玻璃粘接力）	—	C80

双组份灌封胶主要性能参数

序号	参数	单位	要求
1	邵氏硬度	Shore A	≥20
2	拉伸强度	Mpa	0.8
4	体积电阻率	Ω.cm	≥1×10 ¹⁴
5	击穿电压强度	kV/mm	≥19
6	导热系数	W/m.K	≥0.2

密封双面胶带主要性能参数

序号	参数	单位	要求
1	基材厚度偏差	mm	标称值±0.1

2	胶带宽度偏差	mm	标称值±0.5
3	剥离强度（180 度剥离）	—	≥21N/25 mm (泡棉撕裂)
4	动态剪切强度	Mpa	≥0.32
5	静态剪切强度	—	不脱落
6	拉拔强度	Mpa	≥0.4
7	断裂伸长率	%	≥200
8	拉伸强度	Mpa	≥0.85
9	透水率	g/m2*day	<15

使用的硅胶具备良好的电绝缘性能和耐气候性能，粘结、密封性能可靠不失效，固化参数、力学性能、剥离性能、匹配性和电性能满足规范和标准要求，满足 25 年使用寿命。

8.1.2.8 供货组件使用的型材要求

铝型材主要性能参数

序号	性能	单位	要求
1	氧化膜厚度	—	AA10（即平均膜厚≥10μm，局部膜厚≥8μm）（建议如项目靠近海边，氧化层厚度应大于 20μm，具体视项目情况）
2	表面韦氏硬度	HW	≥10
3	抗拉强度	Mpa	≥220
4	规定塑性延伸强度	Mpa	≥150
5	功能孔	—	有漏水孔、安装孔、接地孔，并在安装说明书中明确标明其位置
6	弯曲度	mm	全长的弯曲度不大于 0.8×L（全长 L 米）； 任意 300mm 上小于 0.3mm
7	扭拧度	mm	≤2 mm×L；（全长 L 米）

使用的铝型材表面进行阳极氧化处理，铝边框应带有漏水孔、接地孔，结构设计应便于安装，满足 25 年的使用寿命，机械强度应满足规范标准要求。

钢型材主要性能参数

序号	性能项目	单位	镀锌碳钢型材（光伏边框常用）	304 不锈钢型材	316 不锈钢型材	试验标准
1	屈服强度 ReL	MPa	≥235	≥205	≥205	GB/T 228.1
2	抗拉强度 Rm	MPa	370~500	≥515	≥485	GB/T 228.1
3	断后伸长率 A	%	≥25	≥40	≥40	GB/T 228.1
4	弹性模量 E	GPa	206	193	193	材料拉伸试验
5	泊松比 μ	—	0.30	0.30	0.30	材料力学通用取值
6	线膨胀系数	10 ⁻⁶ /°C	11.5	17.3	16.0	GB/T 1036
7	密度	g/cm ³	7.85	7.93	7.98	称重法
8	表面镀层厚度（热镀锌）	μm	≥65	—	—	GB/T 4956
9	中性盐雾耐腐蚀时长	h	≥500	≥1000	≥2000	GB/T 10125
10	硬度（HV）	HV	120~160	≤200	≤200	GB/T 4340.1

当钢边框与铝边框异金属接触时，必须增设绝缘垫片，防止电偶腐蚀。

8.1.2.9 组件引出线电缆

（1）投标人供货每块组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

（2）投标人供货组件自带的电缆满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合 GB/T18950-2003 性能测试的要求，应满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证。

（3）电缆规格为截面面积不小于 4mm²，正负极引出线电缆长度均不小于产品规定的尺寸要求。

（4）投标人供货组件正负极出线的长度参考规格书，应根据投标人的要求进行调整，且不影响组件的质量和使用寿命。

8.1.2.10 组件接插件

投标人供货组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能及安全要求，接插件的物理特性和电性能符合 GB/T 20047.1 要求，符合国家标准、规范规程，满足 25 年使用的要求，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方

认证。

8.1.3 EL 检测要求

投标人供货组件生产过程中含两道 EL 检测，层压工序前后每块必须进行 EL 测试。卖方供货组件生产过程中含两道 EL 检测，层压工序前后每块必须进行 EL 测试。单片电池隐裂失效面积不能超过组件面积 5%，组件不能存在缺角破片，黑心片；灰度值小于 60%，黑斑面积小于电池片 10%忽略不计，一块组件允许有 9 片不能存在贯穿裂纹，隐裂长度不能超过电池片的五分之一，同一电池片只能有三处隐裂，单块组件出现隐裂的电池片不超过 9 片，不允许不同档位电池片混用，灰度值 $\leq 50\%$ ，数量不计；电池片黑边小于 1/15 电池片长度，忽略不计。

EL 测试仪使用摄像头像素不低于 600 万像素。

组件 EL 检验要求按照本节要求和企业标准中较严者执行，不得低于国家及行业相关标准规范。

8.1.4 防火要求

针对屋顶光伏电站，供货组件应保证满足相应的防火要求。

8.2 逆变器

本工程选用户用组串式逆变器，逆变器基础质保期不低于 5 年，同时支持质保续期服务，整体质保及续期年限严格满足以下要求：逆变器整机基础质保期限最少为 5 年，投标人需提供可延续质保方案，单台逆变器支持多次质保续期，单次续期年限不低于 5 年，整机累计质保年限最长不低于 10 年，续期质保标准、服务范围、故障响应及维修更换标准需与原厂基础质保标准保持一致，续期无额外隐性限制、无核心部件质保豁免条款，全程提供原厂正规质保续期凭证，确保电站全生命周期稳定运维。其中：

单相组串式逆变器额定容量为：8/10kW；

三相组串式逆变器额定容量为：8/10/12/15/17/20/23/25/30/36/40/50/60kW 等。

投标人选用的逆变器须符合 NB/T 32004、GB/T 33342 标准要求及中国大陆有关标准，并通过具有认证资质的 CE、TUV、UL 等权威机构的型式认证。

逆变器主要性能参数

序号	性能	招标人要求值	投标人提供值	备注
1	防护等级	IP66		
2	逆变器形式	组串式		
3	效率	≥98.3%		
4	质保期承诺及续期方案	出厂两年内可延保至十年，加收20%		
5	型式试验报告	CQC 产品认证证书和太阳能产品认证试验报告		

自 2027 年 1 月 1 日起，采购到场的逆变器应符合《晶体硅光伏组件和逆变器能效限定值及能效等级》（GB 47834-2026）相关要求。

8.2.1 技术条件

逆变器是光伏发电系统中的核心设备，必须采用高品质性能良好的成熟产品。逆变器将光伏方阵产生的直流电（DC）逆变为正弦交流电（AC），输出符合电网要求的电能。本工程逆变器适用于单晶/多晶硅组件，逆变器满足以下要求：

逆变器向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面，满足现行国家标准 GB/T 14549《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 12325《电能质量 供电电压偏差》、GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》、GB/T 12326《电能质量 电压波动和闪变》、GB/T 24337《电能质量 公用电网间谐波》的有关规定。

逆变器的安装应简便，无特殊性要求。

逆变器应选用技术先进且成熟的已有多项成功应用经验的设备。

逆变器能够自动化运行，运行状态可视化。可通过监控后台或手机端清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据，总发电量数据，历史发电量（按月、按年查询）数据。日发电量数据存储时间不低于 3 个月，月发电量数据存储时间不低于 3 年，年发电量数据存储时间不低于 25 年，具有不低于 100 条故障数据自动记录存储功能。

逆变器本体具有直流输入分断开关。

逆变器数据转发（也叫多路数据分发、一发多收）：逆变器采集自身运行原始参数，通过通讯口（RS485、网口、WiFi/4G），支持同时上传至 2 个及以上平台/系统。发送地址及格式规范要求合同签订后提供。

逆变器具有交流缺相保护、短路保护、防孤岛效应保护、直流输入侧过电压保护、交流输出侧过/欠压保护、交流输出过/欠频保护、过温保护、光伏阵列及逆变器本身的绝缘检测、残余电流检测及保护等功能。

逆变器具有自动恢复并网的功能，由于电网故障原因导致逆变器向电网停止送电，在电网的电压和频率恢复到正常范围后，逆变器应能在 20s~5min 内自动重新向电网送电。

逆变器应有软启动功能，启动时输出功率应缓慢增加，不会对电网造成冲击。逆变器输出电流从启动至额定值的过程中电流最大值不超过逆变器额定值的 110%。

逆变器有散热系统，以确保逆变器持续正常工作时不因温度过高而损坏。

逆变器交流侧宜设三级防雷保护装置。

逆变器是光伏电站的主要设备，提供具有 ISO 导则规定要求资质的专业测试机构出具的符合国家标准（或 IEC 标准）的测试报告（有国家标准或 IEC 标准的应给出标准要求）。按照 NB/T 32004《光伏并网逆变器技术规范》要求，通过国家批准认证机构的认证，关键器件和原材料（IGBT、滤波器等）型号、规格及生产厂家应与认证产品一致。逆变器须取得 CQC、TUV、CE 认证。

逆变器监控装置要求：逆变器本体内集成嵌入监控软件，输出端口为 RS485 网线链接或可外接 WIFI/GPRS/4G 通讯模块。

（1）可实现并网逆变器的远程监控。

（2）在远程监控系统中至少可以显示下列信息：

可实时显示电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量以及每天发电功率曲线图。

（3）可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：

- 1) 直流电压
- 2) 直流电流
- 3) 交流电压

- 4) 交流电流
- 5) 频率
- 6) 当前发电功率
- 7) 日发电量
- 8) 月发电量
- 9) 年发电量
- 10) 累计发电量
- 11) 每天发电功率曲线图

(4) 监控所有逆变器的运行状态，逆变器厂家应提供警告和故障代码，逆变器显示警告或故障时，应积极配合处理问题，不得拖延。设备出现故障可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括以下内容：

- 1) 电网电压过高；
- 2) 电网电压过低；
- 3) 电网频率过高；
- 4) 电网频率过低；
- 5) 直流电压过高；
- 6) 直流电压过低；
- 7) 逆变器过载；
- 8) 逆变器过热；
- 9) 逆变器短路；
- 10) 散热器过热；
- 11) 逆变器孤岛；
- 12) 输入绝缘阻抗故障；
- 13) 逆变器故障等。

(5) 具有计算机上显示的运行监控软件，可通过计算机显示、下载存储数据，以及进行对逆变器的参数调整和控制。系统运行数据可以以电子表格的形式存储，并可以图表的形式显示电站的运行情况。

逆变器数据采集装置要求：逆变器本体需配备数据采集装置，数据采集装置需具备 WIFI/GPRS/4G 通讯方式。并且可以将逆变器的数据与招标人指定的服务

器后台对接，将采集的数据发送至该服务器。

8.2.2 主要技术指标

- (1) 逆变器采取壁挂式安装；
- (2) 逆变器自身配套相应挂板，挂板便于安装且牢固；
- (3) 机壳涂层表面平整光滑，漆面匀称，无剥落、锈蚀及裂痕等缺陷；
- (4) 散热形式可采用自然冷却或强制风冷方式；
- (5) 逆变器需有设备的铭牌。
- (6) 组串型逆变器进出线采用下进下出的引线及连接方式。直流输入端子配置 MC4/H4 光伏连接器，连接器应满足 PV1-F-1x4mm² 电缆接入，光伏连接器应防紫外线、防臭氧、防潮，插合时的防护等级不低于 IP67。到货装置除配备逆变器侧 MC4/H4 插头外，应同时配备同等数量的电缆侧对应公母 MC4/H4 光伏连接器。逆变器交流出线端口配接插件，要求便于现场手工接线。

单相组串逆变器主要技术指标

额定容量	8kW	10kW
可接入组串数	≥ 2	
最大输入直流电流	满足如“最大工作电流 14A，最大短路电流 18A 的光伏组件”，具体以不同组件技术规格书为准，所使用的组件安全有效接入	
输入端最大允许电流		
额定电网电压	AC220V	
额定电网频率	50Hz	
效率	$>97.3\%$	
防护等级	IP65	
工作环境温度	$-25 \sim +60^{\circ}\text{C}$	
工作环境湿度	0 ~ 100%	
设计工作年限	>25 年	

三相组串逆变器主要技术指标

额定容量	8kW	10kW	12kW	15kW	17kW	20kW	23kW	25kW
可接入组串数	≥2			≥3		≥4		
额定容量	30kW	36kW	40kW	50kW	60kW			
可接入组串数	≥6			≥7				
最大输入直流	满足如“最大工作电流 14A，最大短路电流 18A 的光伏组件”，具体以							

电流	不同组件技术规格书为准，所使用的组件安全有效接入
输入端最大允许电流	
额定电网电压	AC 380V
额定电网频率	50Hz
效率	>97.3%
防护等级	IP65
工作环境温度	-25 ~ + 60℃
工作环境湿度	0 ~ 100%
设计工作年限	>25 年

8.2.3 试验

根据国标和部颁标准进行工厂试验，试验均在厂内完成。出厂试验方式、要求及试验项目应符合标准规定。型式试验方式及试验项目应符合 GB/T 30427 和 NB/T 32004 系列标准的规定。型式试验与出厂试验项目如下表所示：

型式试验与出厂试验项目

序号	试验项目	型式检验	出厂检验
1	机体结构和质量检查	√	√
2	转换效率试验	√	√
3	并网电流谐波试验	√	√
4	功率因数测定及调节试验	√	
5	电网电压响应实验	√	
6	电网频率响应实验	√	
7	直流分量试验	√	
8	电压不平衡度实验	√	
9	低电压穿越实验	√	
10	噪声试验	√	
11	电压波动和闪烁考扰度试验	√	
12	传导发射试验、辐射发射实验	√	
13	静电放电抗扰度试验	√	
14	射频电磁场辐射抗扰度试验	√	

15	电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	√	
16	浪涌（冲击）辐射抗扰度试验	√	
17	射频场感应的传导骚扰抗扰度试验	√	
18	工频电磁场抗扰度实验	√	
19	阻尼震荡波抗扰度实验	√	
20	防孤岛效应保护试验	√	
21	电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验	√	
22	过/欠压试验	√	√
23	过/欠频试验	√	
24	电网相序自适应或负序报警实验	√	
25	恢复并网试验	√	√
26	交流侧短路保护试验	√	
27	逆变器内部短路试验	√	
28	防反放电保护试验	√	
29	极性反接保护试验	√	
30	直流过载保护试验	√	
31	直流过压保护试验	√	√
32	通讯功能实验	√	√
33	自动开关机试验	√	√
34	软启动试验	√	√
35	绝缘电阻试验	√	√
36	绝缘强度试验	√	√
37	低温启动及工作试验	√	
38	高温启动及工作试验	√	
39	恒定湿热试验	√	
40	防护等级试验	√	√
41	有功功率控制试验	√	√
42	电压/无功调节试验	√	
43	温升试验	√	
44	方阵绝缘阻抗检测试验	√	√

45	方阵残余电流检测试验	√	
46	连续工作试验	√	
47	有功功率控制实验	√	
48	功率因数控制实验	√	
49	独立无功补偿实验	√	
50	夜间 SVG 实验	√	
51	电网调频、调峰实验	√	
52	老化试验	√	√

8.3 支架

本工程采用固定式支架，支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度。

8.3.1 支架主要型材技术要求

所有型材均需保证屈服强度、抗拉强度、断后伸长率等指标符合国标《碳素结构钢》（GB/T700-2006）和《连续热镀锌钢板及钢带》（GB/T2518）。防腐要求满足 ISO 12944 标准 C3 腐蚀环境下 25 年防腐年限要求。尺寸公差应满足《结构用冷弯空心型钢》、《冷弯薄壁型钢结构技术规范》的要求。

钢材表面要求没有气泡、结疤、拉裂、裂纹、褶皱、夹杂和压入的氧化铁皮，这些缺陷清除后该处的凹陷深度不大于钢材厚度负偏差值。型材采用锌铝镁构件，镀层不小于 275g/m²，钢管焊接后需做喷锌等防腐处理。型材表面应连续完整、光滑，不得有过酸洗、毛刺、结瘤、锐点、残留锌渣锌灰等缺陷。镀层应与金属基体结合牢固，应保证在无外力作用下没有剥落或起皮现象，经落锤试验镀锌层不凸起、不剥离。对在加工、焊接、等工序中产生的构件变形进行矫正，经检验合格后方可出厂。构件运输时，采取措施防止变形。

S350GDZM275 型材力学性能及防腐要求

规定非比例延伸强度（MPa）	抗拉强度（MPa）	延伸率（%）	镀层重量（g/m ² ）
350	420	16	275

8.3.2 支架配件技术要求

(1) 三角连接件, 直连接件选用 S350GDZM 锌铝镁或不锈钢, 材质要求同型材。

(2) 立柱底座, 固定挂钩为焊接构件, 材质选用 Q235B 热镀锌, 镀层平均厚度不应低于 $65\mu\text{m}$, 局部不应低于 $55\mu\text{m}$ 。镀锌层表面应连续完整、光滑, 不得有过酸洗、毛刺、结瘤、锐点、残留锌渣锌灰等缺陷。

(3) 焊接构件焊接材料型号应与主体金属强度相匹配。焊条技术条件应符合《非合金钢及细晶粒钢焊条》(GB/T 5117) 的规定, 焊剂应符合 GB/T 5293-2018 的规定。焊缝的坡口形式, 构造细节除注明外均按照 GB/T 985.1、GB/T 985.2 及 GB 50661 的规定。焊缝质量等级三级。

(4) 图纸中未特别注明角焊缝为沿长度方向满焊, 钢材厚度 $\leq 5\text{mm}$ 时, 未注明焊脚尺寸为 $1.2t$ (t 为相连板件中较薄板件的厚度), 且不小于 3mm 。

(5) 焊接完毕, 应清除焊缝表面的熔渣及两侧飞溅物, 并检查焊缝外观质量。挂钩对接焊缝施焊时, 必须根据具体情况采用适宜的焊接措施(如预留空隙、垫衬板单面焊及双面焊等方法), 以保证焊透。

(6) 压块材质选用 Q235B 热镀锌或 AL6005-T5 铝合金。采用 AL6005-T5 铝合金符合《铝合金建筑型材》(GB 5237.1) 的要求, 要求表面应光滑平整色泽均匀, 基本无毛刺, 不允许有起皮、裂纹、腐蚀、沉碱、凸点、气泡、麻点等缺陷。

8.3.3 支架紧固件技术要求

(1) 固定螺栓材质采用 SUS304 不锈钢(A2-70) 或采用热镀锌, 配套的平垫、弹垫、螺母等需与螺栓材质一致。所有螺栓满足国标《六角头螺栓》(全螺纹 GB/T 5783-2016)。

(2) 热镀锌螺栓镀层厚度需满足国标《紧固件热浸镀锌层》(GB/T 5267.3) 及户用电站支架 25 年的设计寿命需求。不锈钢螺栓满足 GB-T-3098.6-2014 的规定。

(3) 膨胀螺栓及 U 型地脚螺栓的配套平垫圈满足《大垫圈 A 级》(GB/T 96.1), 其余平垫圈满足《平垫圈 A 级》(GB/T 97.1)。膨胀螺栓满足国标 GB/T22795 (TGQ)。

(4) 混凝土屋面: 光伏支架立柱底板通过化学锚栓与屋面板锚固, 柱脚螺

栓锚入深度需刨除建筑面层的厚度，以锚入结构层深度为准，柱底节点满足承载力和防水要求。

（5）斜屋面：光伏支架通过挂钩或牛腿与屋面构件进行固定，采用挂钩时条件允许的情况下优先选用防腐蚀抱箍与屋面固定，条件不满足时宜采用挂钩固定，挂钩螺丝采用不锈钢材质，螺丝数量满足抗拔力要求，挂钩节点满足承载力和防水要求。

8.4 并网箱

8.4.1 总体要求

（1）并网箱的所有技术指标必须符合规范及设计要求，投标人应明确生产的产品执行的标准（国家标准、行业标准、企业标准），并根据所依据的标准提供相应的国标、行标或企标，所有的电器元件及技术参数必须符合设计要求。

（2）箱内断路器应选用国内知名品牌，防雷器和浪涌保护器选用国内知名品牌。

（3）并网箱接线方式：下进下出，开具孔位大小应满足进出线要求，左侧断路器进线端接逆变器进线，右侧刀开关/隔离开关出线端接 220V 或者 380V 公共电网（具体以当地电网公司要求为准）。

（4）内部接线应按国家标准规定排列和标记。

（5）并网箱的元件除能满足本回路的参数要求外，还应保证在规定的额定条件下安全可靠运行，且其安装易于检查和维修。并网箱内设备选型以技术要求为准，技术条款中未注明的型号以图纸为准。

（6）设备外观、颜色、接口以及内部的关键部件、线缆等规格型号有变更需经招标方签字确认。

（7）并网箱在满足上述要求的同时，需满足当地电网标准并取得当地电网的认可。

8.4.2 箱体结构

（1）箱体应牢靠、平整、表面应光滑平整，涂覆的颜色应均匀一致，无明显色差和眩光，表面应无沙粒、锈蚀、褶皱和流痕等缺陷。

(2) 箱体面板应平整，文字符合要求：清楚、整齐、规范、正确。

(3) 标牌、标志、标记应完整清晰。

(4) 各种锁扣应便于操作，灵活可靠。

(5) 并网箱应在显著位置标有箱内金属部件带电的警示标志。

(6) 并网箱采用底部进出线方式。

(7) 并网箱在满足上述要求的同时，需满足当地电网标准并取得当地电网的认可。

8.4.3 箱体材料

户内并网箱宜选用 ABS 工程环保塑料外壳，户外型宜选用镀锌钢板（需作防腐处理）、不锈钢板外壳。

8.4.4 防护等级

户内型并网箱防护等级不低于 IP44，户外型并网箱防护等级不低于 IP65，配电箱应满足防腐等级 C3 及以上交变盐雾试验要求。

8.4.5 机械性能

(1) 静态机械载荷应达到 SL5 级；动态机械载荷应达到 DL4 级；抗震性能应符合烈度 8 度的设防要求。

(2) 机械性能试验后，不应出现下列缺陷：

- 1) 脱层、翘曲、戳穿和永久变形；
- 2) 密封件的膨胀、开裂、脱落；
- 3) 安装件、紧固件的弯曲、松动、移位或损坏；
- 4) 门等活动部件转动不灵活、关（锁）不住、卡死；
- 5) 端子接线不应松脱。

8.4.6 电气保护

8.4.6.1 保护

(1) 一体化并网箱应配置自复式欠、过压保护器/自动重合闸、短路和过负荷保护器及电涌保护器。

(2) 在逆变器输出汇总点应设置易于操作、能同时断开相线和中性线的开关设备。

(3) 在刀开关/隔离开关输出侧配置易于操作、能同时断开相线和中性线、具有明显断开点的开关设备。

(4) 微型断路器、隔离开关性能应分别符合 GB10963.1、GB/T14048.3 中各项技术要求，并能通过产品标准中相应试验。

8.4.6.2 并网开关

并网开关单相采用两级微型断路器/塑壳式断路器、三相采用四级微型断路器/塑壳式断路器，额定电流根据光伏容量选择，根据短路电流水平选择设备开断能力，并需留有一定裕度，断路器应具备电源端与负荷端反接能力。断路器应具备短路瞬时、长延时保护功能和分励脱扣，线路发生各种类型短路故障时，线路保护能快速动作，瞬时跳开断路器，满足全线故障时快速可靠切除故障的要求。

8.4.6.3 防雷接地

交流电源的浪涌保护器 SPD 配置，220V 光伏并网系统选用 1P+N，最大持续运行电压 275V_{a.c.}，标称放电电流 20kA(8/20 μs)，最大放电电流 40kV(8/20 μs)，电压保护水平 1.8kV，浪涌后备保护开关配置 2P 空开；400V 光伏并网系统选用 3P+N，最大持续运行电压 385V_{a.c.}，标称放电电流 20kA(8/20 μs)，最大放电电流 40kV(8/20 μs)，电压保护水平 1.8kV，浪涌后备保护开关配置 4P 开关。

交流输出防雷器必须配置安全可靠、满足实际保护要求的防雷器失效保护电路；交流输出防雷器应有状态指示器，通过状态指示器提供防雷器的工作状态，浪涌保护器 SPD 符合 GB 18802.1、IEC 61643-1 标准。

8.4.7 主要元器件

并网箱的额定绝缘电压为 $\geq$ AC690V。

并网箱内元件的温升应不超出所采用标准的允许温升极限。

投标人提供并网箱内所有设备和材料的设备清单，包含厂家、型号等内容。

8.4.8 接线要求

(1) 并网箱随箱有电气图和接线图，应符合电气制图及图形符号国家标准，粘贴在下部腔体箱门内侧。

(2) 所有进出并网箱的交流电缆应区分色号，保证与箱内相位统一。

(3) 并网箱箱内配线主回路应按国标规定的颜色和文字标注，采用铜芯 BV 线缆，线缆线径不小于下表要求（若采用铜排连接铜排载流量不得低于对应

线缆载流量）：

线缆线径参数

序号	名称	规格 型号	逆变器进线侧单芯 铜芯线径 (mm ²)	配电箱进线侧单芯 铜芯线径 (mm ²)	备注
1	单相 并网箱	8kW	10	10	单台逆变器
2		10kW	16	16	单台逆变器
3	三相 并网箱	8-15kW	6	6	单台逆变器
4		17-20kW	10	10	单台逆变器
5		25-30kW	16	16	单台逆变器
6		36-40kW	25	25	单台逆变器
7		50kW	35	35	单台逆变器
8		60kW	50	50	单台逆变器
9		60kW	16	50	两台逆变器
10		80kW	25	70	两台逆变器
11		100kW	35	95	两台逆变器

(4) 二次接线应采用铜芯导线，导线的分支应在元器件的端子或端子排上。每个端子只容许接单根导线。塑壳断路器、空开端子小，应设母排将端子外引。

(5) 开关安装后的配线须排列整齐，用尼龙带绑扎成束或敷于专用线槽内，配线应留适当长度。

(6) 箱体内部应预留好长度适中的电表进出线，一般表位安装于箱体左侧。

8.5 电缆

组件组串及组件至逆变器的电缆采用光伏专用电缆。动力电缆采用交流聚阻燃交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电力电缆。

9. 安装及调试要求（EPC）

9.1 准备工作

9.1.1 人员要求

(1) 安装人员应熟知光伏发电系统部件性能，通过相关光伏发电系统施工

安装培训。

(2) 光伏发电系统安装前施工人员应提前熟悉设计文件、产品出厂检验记录和有关技术文件，并根据现场实际情况组织施工。

(3) 安装人员应熟悉与安装光伏发电系统有关的土建设计文件，并参与安装土建工程的验收。

(4) 安装施工作业应具备特种专项作业能力。

(5) 安装施工前应由施工单位负责安全的管理人员对施工人员进行安全教育。

9.1.2 工具要求

(1) 应根据项目类型选用合理的安装工具，备足易耗材料、物品。

(2) 各类施工机械的电气装置应实行专人负责制，各种机械设备的安全防护装置应做到灵敏有效。应定期进行检查，发现问题及时解决，机械设备在使用时严格遵守操作规程，坚决避免误操作，以防止机械伤害的发生。

(3) 施工用交流电缆应符合标准 JB/T 8735.2 的要求，其中间不应使用接头，不应附着、缠绕、扭结在登高梯或脚手架上使用。

(4) 现场使用的各类低压电器设备应铭牌清晰，其绝缘电阻不应低于 $0.5M\Omega$ ，露天使用的电气设备应有良好的性能和防雨措施。

(5) 各类手持电动工具应执行现行 GB/T 3787、GB 3883.2 的专用要求，一般场所宜选用II类工具。在潮湿场所和金属构架上作业应采用III类工具，并配有额定漏电电流不大于 30mA，动作时间小于 0.1s 的漏电保护器下使用。频繁移动机具的操作扶手应采用绝缘措施。

(6) 焊接设备应放置在防雨、干燥通风处，其外壳应完好。一、二次侧接线柱应有防护罩保护。一次侧电源线长度不宜超过 5m；二次侧应采用防水橡皮护套铜芯软电缆且长度不宜超过 30m，均不应绞绕使用。

(7) 施工现场使用的手持电动工具的外壳、手柄、开关电源线、插头等应完好无损，其电源线长度不应超 5m。

(8) 在多灰尘和潮湿地区或易触及人体的场所，应采用封闭型低压电器。

(9) 现场制作直流光伏连接器、转接头应使用与连接器相匹配的专用安装工具

(10) 应准备安全绳、安全帽、绝缘手套，电工鞋等安防用品。

9.1.3 场地要求

(1) 安装场地应无隐患电气线路及其它高温发热、易燃易爆、腐蚀性化学物品。

(2) 与光伏发电系统安装有关的土建应具备施工安装条件。

(3) 建筑的预留洞孔、走线地槽，预埋穿线管等应符合设计要求。

(4) 电力配套设施具备光伏发电系统施工安装条件。

9.1.4 消防要求

(1) 施工现场应按 GB 50140 的要求设置灭火器。

(2) 施工安装时不应占用原有消防设施及消防通道。

9.1.5 技术交底要求

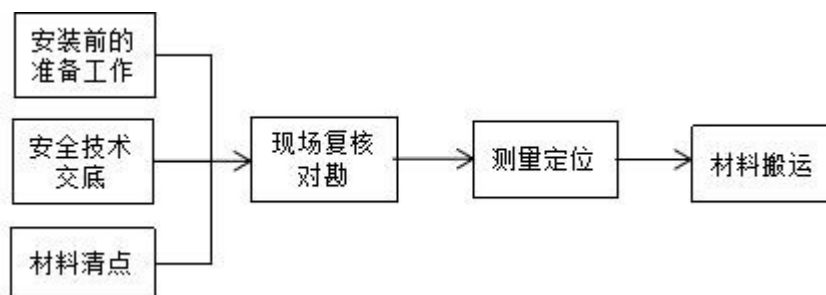
(1) 应注意严格按照施工图纸和标准要求施工。若施工图纸有问题或与实际情况不符，应及时联系设计人员变更图纸。严禁出现施工现场先进行调整再通知设计人员变更图纸的情况。

(2) 施工卫生及环境保护注意事项，包括禁止随地大小便，禁止乱扔垃圾，安装过程当中产生的包装及废弃材料及时清理出场地，施工完毕垃圾统一清理堆放到户主指定地点。

9.2 光伏系统安装流程

9.2.1 安装前的准备流程

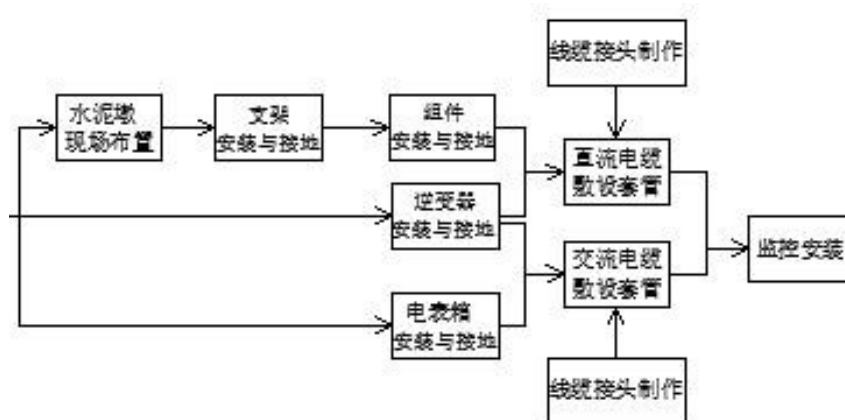
安装前的准备流程详见安装前准备流程示意图。应按照清理屋面—确定基准—测量尺寸—放线定位的顺序进行测量定位。建议测量定位后再进行材料的搬运工作，以避免二次搬运。



安装前准备流程示意图

9.2.2 安装中的过程流程

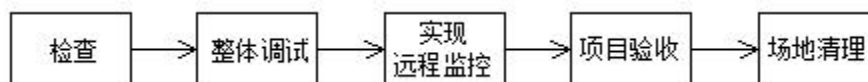
安装中的过程流程详见安装中的过程流程示意图



安装中的过程流程示意图(以预制水泥块基础为例)

9.2.3 安装后的收尾流程

安装后的收尾流程详见安装后的收尾流程示意图。



安装后的收尾流程示意图

9.3 安装工程

9.3.1 一般规定

9.3.1.1 设备的运输与保管

设备的运输与保管应符合下列要求：

- (1) 在吊、运过程中应做好防倾覆、防震和防护面受损等安全措施。必要

时可将装置性设备和易损元件拆下单独包装运输。

(2) 设备到场后应根据物料清单进行设备开箱、清点，检查设备供货及配套资料，具体如下：

- a) 设备及安装所用的全部材料，应符合国家现行的相关质量标准
- b) 设备材料的规格型号应符合设计要求，检查主要设备包装有无破损现象
- c) 对设备、材料进行开箱检查，其产品合格证、说明书、技术附件、备件等均应齐全

(3) 设备宜存放在室内或能避雨、雪的干燥场所，并应做好防护措施；

(4) 保管期间应定期检查，做好防护工作，保持存储场地的清洁、通风及干燥；

(5) 光伏发电系统相关物料在运输过程中，应轻搬轻放，不应有强烈冲击和振动，不应重压；

9.3.1.2 隐蔽工程规定

(1) 安装工程的隐蔽工程可包括：接地极、底板安装；

(2) 隐蔽工程隐蔽之前，施工人员应根据工程质量评定验收标准进行自检，当满足要求后，再行施工。

9.3.2 支架安装要求

9.3.2.1 支架基础安装

(1) 光伏组件支架基础应按设计要求的位置、数量摆放，基础摆放应平稳、整齐，且表面平滑，外形方正，无漏筋、蜂窝、空洞、夹杂、疏松、裂缝、外形或表面缺陷的问题。

(2) 屋面支架基础的施工不应破坏建筑物的结构和削弱建筑物在寿命期内承受任何荷载的能力；在屋面防水层上安装配重基础时，若防水层出现局部破坏，需在施工完成后对破坏部分进行防水处理（采用沥青、砂浆或防水卷材进行修补）。

(3) 基础预埋件，宜按设计要求的防腐级别涂上防腐涂料，并妥善保管。

(4) 在屋面结构层上现场施工的基座浇筑完工后，应按设计要求进行防水处理，并应符合现行国家标准《屋面工程质量验收规范》GB50207 的要求，严禁出现漏水、漏雨等现象。

(5) 施工完成后需进行拉拔力试验。

(6) 电站建设环节中隐蔽工程做好质量把控，对电站植筋、挂钩处进行拍照记录，每座电站需在系统上传不低于 20%数量的植筋/挂钩细节水印照。

9.3.2.2 支架安装要求

固定式支架及手动可调支架的安装除应符合 GB 50794 的相关要求外，还应符合下列规定：

(1) 需进行现场切割的钢构件，拼装前应检查清除飞边、毛刺、焊接飞溅物等，摩擦面应保持干燥、整洁，不宜在雨雪环境中作业；

(2) 采用型钢结构的支架，其紧固度应符合设计图纸要求及 GB 50205 的相关规定；

(3) 支架安装尺寸应严格遵守施工设计文件要求，保证安装完成面的平整度，安装孔位、孔径应与设计要求一致；

(4) 光伏组件支架应按设计要求安装在支架基础上，且与支架基础固定牢靠；

(5) 螺栓的连接和紧固应按照厂家说明和设计图纸上要求的数目和顺序穿放；

(5) 紧固螺栓配套的平垫片、弹垫片须齐全，螺栓应紧固到位；

(6) 支架安装过程中不应破坏支架防腐层；

(7) 在支架安装完成后，对所有的连接点进行紧固，确保连接。

9.3.2.3 支架焊接要求

支架的现场焊接工艺除应满足设计要求外，还应符合下列要求：

(1) 光伏支架的现场焊接工艺应符合 GB 50661 的相关规定；

(2) 需持有焊工操作证方可上岗操作；

(3) 梁柱节点处全部要求满焊，焊接处须抛光处理，无明显焊疤，不得出现虚焊，焊不透，焊口透化现象；

(4) 考虑到某些部位可能出现焊接变形过大的情况，允许在非关键部位局部采用点焊；

(5) 支架安装完成后，应对其焊接表面按照设计要求进行防腐处理；

(6) 针对有防水层屋面，焊接时应有屋面保护措施，以避免焊渣烫坏防水层屋面。

(7) 电焊机落实《浙江省电焊机 “加芯赋码” 安全生产监督管理办法（试行）》相关要求，未加芯赋码（无一机一码）焊机，原则上不允许进场使用。

9.3.2.4 支架防腐要求

(1) 钢材的防腐应符合 GB/T 13912 的相关要求，所有镀锌层破坏的位置（切口、划痕、焊接位置）必须做好防锈处理。

(2) 当铝合金材料与除不锈钢以外的其他金属材料或与酸、碱性的非金属材料接触、紧固时宜采用材料隔离。

9.3.3 光伏组件安装

9.3.3.1 准备工作

光伏组件安装前应做下列准备工作：支架的安装工作应满足图纸要求；组件的型号、规格应符合设计要求；组件的外观及各部件应完好无损；安装人员应经过相关安装知识培训和技术交底。

9.3.3.2 安装要求

(1) 安装光伏组件时，应轻拿轻放，防止刮伤和撞击组件表面玻璃或背板，避免破坏光伏组件边框防腐保护层；

(2) 不应踩踏光伏组件，以免造成组件损坏或人身伤害；

(3) 安装光伏组件应按照设计文件的型号、规格、数量、位置进行安装；

(4) 不应自行在光伏组件边框上钻孔、扩孔安装，固定光伏组件的螺栓扭矩力矩值应符合产品或设计文件的要求；

(5) 对于螺栓紧固方式安装的光伏组件，组件与支架接触不相吻合时，应用防腐金属垫片垫至用手自然抬、压无晃动感，方可紧固连接螺栓；不应用紧拧连接螺栓的方式使其吻合；同时按设计要求做好防松措施；

(6) 对于专用压块安装方式安装的光伏组件，组件与支架接触面不相吻合时，应调整檩条和压块，直至其吻合后方可紧固压接，不应用工具敲击使其吻合；

(7) 对于粘接方式安装的光伏组件，组件粘接部位与支架间应充满粘接物，粘接面积及粘接工艺应符合设计要求；

(8) 光伏组件固定螺栓的力矩值应符合产品或设计文件的规定。光伏组件安装完毕后，应及时清理光伏组件表面上污渍、异物，避免组件电池被遮挡；

9.3.3.3 光伏连接器相关要求

- (1) 光伏连接器外观完好，表面无破损，重要标识无模糊脱落现象；
- (2) 光伏连接器应与直流光伏电缆线径相匹配；
- (3) 光伏连接器应按照供应商提供的产品安装手册进行安装，且应使用专用安装工具安装；
- (4) 光伏连接器不应放置于宜积水区域；
- (5) 不应出现两种不同厂家光伏连接器连接使用的情况；
- (6) 同一光伏组件、同一光伏组串的正负极不应短接，光伏连接器未连接前应采用密封盖密封防止异物或雨水进入；
- (7) 组件布线施工时，施工人员应配备安全防护用品，不应触摸带电部位；
- (8) 直流光伏电缆和光伏连接器应排列整齐、固定牢固，电缆与连接器连接处不应弯曲拉扯过紧，应松紧适度。

9.3.3.4 组串连接要求

- (1) 光伏组件连接数量和路径应符合设计要求；
- (2) 光伏组件间接插件应连接牢固；
- (3) 光伏组件间连接线可利用支架进行固定，并应整齐、美观；
- (4) 严禁在雨中进行光伏组件的连线工作。

9.3.3.5 组件接地要求

- (1) 组件边框应可靠接地；
- (2) 组件接地电阻应符合设计要求。

9.3.4 逆变器安装

9.3.4.1 准备工作

- (1) 建筑工程应满足安装逆变器的条件；
- (2) 预埋件及预留孔的位置和尺寸，应符合设计要求，预埋件应牢固；
- (3) 逆变器外观及主要零部件不应有损坏和受潮现象，元器件不应有松动或丢失；
- (4) 逆变器的型号与设计清单一致，标签内容应符合要求，逆变器外观检查完好无损。

9.3.4.2 安装要求

- (1) 逆变器安装位置、朝向、间距应符合逆变器安装说明书要求和设计文

件要求；

- (2) 逆变器前方应留有足够间隙便于观察数据以及维修；
- (3) 逆变器安装在震动场所，应按设计要求采取防震措施；
- (4) 安装逆变器时应直立安装，不应平放、横放或倒放安装；
- (5) 接线及安装应遵守逆变器产品手册要求，并确保逆变器的接地装置安装合理，接地电阻测量记录齐全；
- (6) 逆变器安装应牢固、美观，无可见变形、破损，喷涂及标识等无脱落、模糊；
- (7) 应用逆变器里的螺丝配件将挂板安装在墙上，安装位置应足够坚固且能长时间支撑逆变器的重量，且确保不会晃动；不应将逆变器安装在儿童可触摸到的地方；走廊或户外安装时，安装高度介于 1.8 ~2.5m。
- (8) 交直流连接头应连接牢固，避免松动；
- (9) 根据逆变器 MPPT 数量接入光伏组串，不同组件串联数支路不允许接入同一 MPPT 端口；
- (10) 逆变器安装电缆进出线口应密封良好，与逆变器连接的电缆管、槽等防火封堵应良好；
- (11) 采用基础型钢固定的逆变器，逆变器基础型钢安装的允许偏差应符合逆变器基础型钢安装允许偏差要求，逆变器与基础型钢之间固定应牢固可靠；

9.3.5 并网箱安装

9.3.5.1 准备工作

- (1) 并网箱型号与设计清单一致，标签内容应符合要求；
- (2) 并网箱内增设电表及采集器应严格遵守当地电网公司要求；
- (3) 各类元器件功能及外观应正常，接线应正确，无裸露线头；
- (4) 并网箱内连接端子应连接牢固，避免松动；
- (5) 并网箱外观及主要零部件不应有损坏和受潮现象，元器件不应有松动或丢失。

9.3.5.2 安装要求

- (1) 并网箱原则上应靠近居民原并网箱或逆变器安装；
- (2) 并网箱应安装在当地电网公司认可的安装位置且安装位置承重满足设

计要求；

- (3) 并网箱应安装在通风，散热好，避免阳光直射，便于维护的地方；
- (4) 并网箱不得安装在影响行人或者周围有腐蚀性、易燃易爆的位置；
- (5) 箱壳体外观应干净、无破损，箱（柜）体应闭合完全，箱（柜）门应锁紧；
- (6) 并网箱安装应牢固，元器件螺丝应拧紧，无滑丝、松动现象。

9.3.6 电缆敷设

(1) 电缆敷设应符合 GB 50168、GB 50217 和 NB/T 42073 及相关设计的要求；

(2) 电缆允许的最小弯曲半径应符合电缆绝缘及其构造特性要求；

(3) 直流光伏电缆和光伏连接器应排列整齐、固定牢固，电缆与连接器连接处不应弯曲拉扯过紧，应松紧适度；

(4) 电缆敷设前检查电缆型号、电压等级、规格、长度应与敷设清册相符，外观检查；

(5) 电缆应无损坏且满足电缆绝缘要求；

(6) 电缆敷设时应按区域进行，原则上先敷设长电缆，后敷设短电缆，先敷设同规格较多的电缆，后敷设规格较少的电缆；

(7) 按照施工图逐根敷设，敷设时按实际路径计算每根电缆长度，合理安排每盘电缆敷设条数；

(8) 敷设完每根直流电缆，应在电缆挂上电缆标签；

(9) 电缆敷设应做到横看成线，纵看成行，引出方向一致，余量一致，相互间距离一致，避免交叉压叠，达到整齐美观；

(10) 户用项目的接线要求：

①当电缆导体为单芯铜线，电缆可采用旋绕法（电缆导体需旋绕一圈，且旋绕方向与螺钉拧紧方向一致）或插接法直接与设备端子连接，需确保螺钉拧紧，连接可靠，适当拉拽不脱落。

②当电缆导体为多股铜绞线时，需用压接鼻将电缆与设备进行连接，压接鼻型号应与电缆型号匹配，确保电缆压接与连接可靠，适当拉拽不脱落；

③当计量箱出线采用铝电缆与电网连接时，需采用铜铝过渡鼻将电缆与设备

进行连接，压接鼻型号应与电缆型号匹配，确保电缆压接与连接可靠，适当拉拽不脱落（分布式光伏系统工程建设范围内）；

9.3.7 防雷与接地

（1）防雷接地应满足 Q/CNE J1100002《光伏电站接地工程施工作业指导书》的相关要求；

（2）光伏系统接地系统的施工工艺及要求除应 GB 50169《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》的相关规定外，还应符合设计文件的要求；

（3）光伏系统的金属支架应与建筑物接地系统可靠连接或单独设置接地，每个单独的光伏阵列需设立至少 2 套支架接地装置；

（4）带边框的光伏组件应将边框可靠接地；不带边框的光伏组件，其接地做法应符合设计要求；

（5）支架、设备及组件间接地的选材、安装应符合设计要求，接地电阻不应大于设计要求值。

9.4 调试要求

9.4.1 一般规定

（1）调试方案应报审完毕。

（2）设备和系统调试前，安装工作应完成并验收合格。

（3）调试设备应检定合格。

（4）使用万用表进行测量时，必须保证万用表档位和量程正确。

（5）设备和系统调试前，安装工作应全部完成并完成自检。

（6）光伏系统具备的低电压穿越等技术保护和功能应满足 GB/T 33342 相关要求。

9.4.2 光伏组串调试

（1）检查直流各连接电缆，确保电缆无短路和破损；

（2）检查各组串直流开路电压，开路电压在设计值范围内；

（3）检查组串电压正负极连接是否正确。

9.4.3 逆变器调试

- (1) 工作状态指示灯显示正常；
- (2) 散热装置工作正常；
- (3) 测量直流侧、交流侧电压值应在允许范围内；
- (4) 交流侧电压及频率应在逆变器额定范围内，且相序正确；
- (5) 采集器通信良好，实时准确的反映逆变器的运行状态、数据和各种故障信息。

9.4.4 并网箱调试

- (1) 并网箱内保护器件应满足电气安全及电力部门的要求。
- (2) 手动操作开关器件应正常分合，机构能运动灵活，无卡滞及操作力过大现象。
- (3) 各器件在电气额定参数范围内应正常工作，超出设计参数范围应能有效快速动作。
- (4) 并网电表接入后，并网合闸之前，检查计量电表的接线方式是否按照供电局的计量要求，避免反接。

9.4.5 防雷接地调试

- (1) 用接地电阻测试仪测量光伏方阵的接地电阻，应满足设计要求并做好记录；
- (2) 光伏发电系统的接地电阻阻值应满足设计要求。

9.5 安全文明施工

9.5.1 进入施工现场人员应自觉遵守现场安全文明施工纪律规定，各施工项目作业时应严格按照 DL 5009 中的相关规定执行及以下要求：

- (1) 禁止暴力施工；
- (2) 禁止没有征得户主同意前使用或破坏户主财物；
- (3) 禁止施工影响户主正常作息；
- (4) 禁止在屋面作业时行走动作过大；
- (5) 禁止施工时手撑在组件玻璃面上借力。

9.5.2 在高处施工应符合现行 JGJ 80 中的要求，施工组织设计或施工技术方

案中应明确施工中使用的登高和攀登设施，人员登高应借助建筑结构或脚手架的上下通道、梯子及其他攀登设施和用具。高处作业应优先选用曲臂车、剪叉式升降平台等

9.5.3 临时施工用电应符合现行 JGJ 46 中的要求；施工现场安全生产应符合现行 JGJ 59 中的要求；安全防护用品应齐全、完好（安全帽、防护绳、绝缘手套、五点双钩安全带、防坠器、带漏电保护的临时配电箱、绝缘鞋、降暑药品等）

9.5.4 临时施工用火应符合以下要求：

- （1）施工现场严禁吸烟；
- （2）施工现场严禁控制使用明火；
- （3）清除动火周围易燃物，配备看火人员和灭火工具；
- （4）电气焊施工人员持有专业证书，进行施工前要进行安全培训，严禁无证人员操作；
- （5）电气焊施工部位要经配备灭火器材（灭火器、水、沙），并安排专业看火人员；
- （6）易燃易爆物品进场要有严格审批制度，每天进场数量以当天使用数量为准，不得在现场大量存放易燃物品；
- （7）现场易燃易爆物品要专库专管，单独存放，保持通风；
- （8）施工现场发生火灾事故要及时报警，积极抢救伤者，扑灭现场火灾。

10.验收要求（EPC）

10.1 验收总体要求

（1）提交验收申请前，户用并网光伏发电系统应先进行自检，在自检未发现问题的基础上才可提交申请。

（2）系统验收人员应具备相应能力，现场验收时应携带相关的所有验收测试工具。

（3）项目验收应参照 T/PIA 0011.4《户用光伏并网发电系统第 4 部分验收规范》相关要求。

（4）项目验收分为资料性验收和现场验收。

10.2 资料性验收

10.2.1 完工验收

10.2.1.1 安全技术交底记录单验收

安全技术交底记录单表格清晰，内容填写完整、正确，交底人与被交底人须手写签字且不少于 3 人；

安全技术交底记录单表头电站基本信息与系统一致；

安全技术交底记录单组件、逆变器、并网箱数量及规格与系统设计一致；

10.2.1.2 现场自检记录表验收

交直流电缆厂家、型号规格应与设计选型一致；

并网线路长度应按实际情况填写；

组件型号应勾选，串联组件块数、组串开路电压按实际值填写，且在规范值以内；

逆变器、并网箱调试各项信息按实际调试数据填写；

支架接地电阻及表箱接地电阻值须满足要求；

水泥墩尺寸、强度测试须满足设计要求；

自检结论和自检人应填写完整。

10.2.1.3 工程图片验收

(1) 方阵整体图片验收

上传订单管理系统的方阵整体图应完整规范、光伏发电阵列不应受到遮挡；组件压块安装位置符合要求，不应出现压块安装歪斜、漏装的情况。

（2）逆变器图片验收

逆变器照片完整清晰，应体现出直流侧组串接入情况；逆变器安装规范，雨棚安装规范且尺寸大小符合要求；逆变器容量等信息与设计的一致性，逆变器通讯正常。

（3）并网箱图片验收

并网箱照片完整清晰、外部干净无破损，表箱内部元器件厂家、型号规格与设计一致；并网箱内部元器件接口处电缆外露长度适中，不得出现电缆压皮或露铜过多情况，多股线须压接线鼻后接入开关元器件；并网箱电缆进出线孔防火封堵应符合要求。

（4）线缆敷设图片验收

直流电缆、支架接地电缆引下屋面时应套管保护，线管敷设应横平竖直；线管应使用不锈钢骑马管卡固定；直流线管到逆变器直流端时宜采用软管连接至逆变器直流接头，PE 软管与穿线硬管应做好防水保护；逆变器到并网箱的交流线应穿管固定（所有管接接触面处应采取防水胶涂抹）；交流电缆、直流电缆、防雷接地电缆不应共管敷设；并网线路宜套管敷设且满足相关敷设要求，具体以电力局要求为准。

（5）支架接地图片验收

支架接地系统及电气接地系统材料选型应符合要求；支架接地与电气接地阻值应符合要求。

（6）并网箱接地图片验收

并网箱接地系统及电气接地系统材料选型应符合要求；并网箱接地与电气接地阻值应符合要求。

（7）接地极图片验收

接地极照片应清晰完整；接地极应符合要求，焊接处应做防腐处理。

（8）接地电阻测试图片验收

接地电阻测试照片应清晰显示测试所得数据；所测数值应该符合要求；隐蔽工程图片验收；隐蔽工程照片应清晰完整。

10.2.2 并网

- （1）并网申请和安装电表等资料齐全且资料完整性符合要求；
- （2）组串接线应与一次接线图一致；
- （3）每个组串均在正常发电、累计发电量一直呈上升趋势、数据中途未出现清零的情况；
- （4）逆变器时间正常，逆变器直流电压及电流应在正常范围内；
- （5）电站安装两台逆变器的情况下，通过对比两台逆变器的直流电压、电流，判断逆变器的运行情况。

10.3 现场验收

10.3.1 验收前置要求

若待验收项目违反户用光伏系统选址、勘察、设计、安装规范中的原则性要求时，验收人员应直接判定项目不予验收通过，例如以下情况：

- （1）混凝土平屋顶原存在防水层，应用项目破坏原有防水层且未进行防水修复处理；
- （2）光伏系统超过建筑屋脊最高点（斜屋面），特殊情况可结合支架安全性、违建和运维便利性等综合评估后进行调整；
- （3）屋面整体朝阴或屋面大部受到遮挡影响的住宅建筑；
- （4）屋面瓦片已经年久失修或结构安全存在风险的住宅建筑；
- （5）靠近或内有生产活动，且生产的火灾危险性分类为甲类、乙类的住宅建筑；
- （6）储存物品的火灾危险性分类为甲类、乙类的住宅建筑或靠近此类建筑

的住宅建筑；

（7）电网可接入容量不足且近期无扩容规划；

（8）属于《建站可行性评估表》中“不符合要求项”的户用光伏系统；

（9）违反户用光伏系统选址、勘察、设计、安装规范中的原则性要求的其他情况。

10.3.2 光伏组件及方阵检查验收要求

10.3.2.1 光伏组件产品外观检查

为保证组件运输、搬运及安装过程中未造成认为损伤，应在项目安装完成后进行组件的外观检查，相关要求如下：

（1）组件：无破损，整体颜色均匀一致，无可视热斑、鼓泡。

（2）玻璃：表面整洁、平直，无明显划痕、压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡、气泡等缺陷。

（3）电池片：表面颜色均匀，无可视裂纹。无明显色斑，虚印，漏浆，脏污，无位移等。

（4）焊带：焊带颜色一致，无氧化、黄变、弯曲、露白，无明显偏焊。

（5）背板：颜色均匀，不允许有长度超过 20mm 的明显划痕、碰伤、鼓包，电池片外露等缺陷。

（6）EVA：无明显黄变、气泡、脱层等缺陷。

（7）接线盒：无缺损、无机械损伤、无裂痕斑点、接线盒胶粘牢固无脱落。

（8）边框：表面整洁平整、无破损，无开裂，无明显脏污、硅胶残留等。

（9）标识：条形码清晰正确，不遮挡电池，可进行条码扫描。

（10）铭牌：标签清晰正确、耐久，包含制造商名称、代号或品牌标志。

（11）现场查验组件标签，组件类型（单晶/多晶）应与标签相匹配。

10.3.2.2 光伏组件及组串安装检查

为保证组件安装符合设计安装要求，应在项目安装完成后对组件进行安装要求一致性检查，相关要求如下：

（1）现场安装的组件应与主要设备信息表、系统设计、认证证书上规格型号一致，不应出现信息不匹配的情况；

（2）安装方式应与设计图纸一致。

(3) 结合公司现有产品及市场需求，应使用满足各地方政府补贴及市场准入等要求的组件；

(4) 同一连接处，应使用同厂家同规格的光伏连接器进行互插，不得出现两种不同厂家的光伏连接器 连接使用的情况；

(5) 组件间的光伏连接器和直流电缆应完好无损，无划伤及隐裂现象；

(6) 同一项目，光伏组件的接线盒朝向宜相同；

(7) 组串接线应严格按照设计图纸，标记应准确、清晰、不褪色，粘贴牢固，并对开路电压进行测试；

(8) 同一光伏组件、同一光伏组串的正负极不应短接，光伏连接器未连接使用前宜采用密封盖密封以防止异物或雨水进入；

(9) 同一个组串应使用相同厂家相同规格的光伏组件，不同生产厂家及规格的组件不能混装；

(10) 组件压块位置应符合组件安装规范。

(11) 光伏组件的安装允许偏差应按 GB 50794 执行。

10.3.2.3 光伏方阵布置检查

为保证光伏方阵布置的安装符合设计安装要求，应在项目安装完成后对光伏方阵布置进行检查，相关要求如下：

(1) 光伏方阵倾角、朝向应符合设计要求；

(2) 光伏组件安装应平整，支架与建筑主体结构固定牢固；

(3) 光伏方阵周边应无明显遮挡，光伏方阵间距应符合设计距离要求，避免行间相互遮挡；

(4) 支架倾斜角度偏差度不应大于 $\pm 1^\circ$ ；

(5) 支架中心线偏差 $\leq 2\text{ mm}$ ，支架梁标高偏差（同组） $\leq 3\text{ mm}$ ，立柱面偏差（同组） $\leq 3\text{ mm}$ 。

10.3.3 支架和基础检查验收要求

10.3.3.1 支架外观

(1) 支架类型、材料和安装精度应符合设计图纸要求；

(2) 支架的外形尺寸（支架、压块、螺栓）应满足设计要求；

(3) 支架防腐性能良好，无明显锈蚀；

- (4) 已安装完成的支架无明显变形；
- (5) 支架构件之间的连接应牢固可靠且无明显错位、偏移和歪斜；
- (6) 支架及紧固件材料经防腐处理，外观及防腐涂镀层完好，不得出现明显受损情况。

10.3.3.2 支架与组件的连接

- (1) 压块的安装位置符合设计要求；
- (2) 组件与压块应紧密结合，压块与支架间固定牢固；
- (3) 采用紧固件的支架，紧固点应牢固，不应有抱箍松动和弹垫未压平等现象；
- (4) 固定螺栓紧固且无锈蚀；

10.3.3.3 支架与水泥基础的连接

支架与基础的连接应与设计要求一致；

支架与基础连接处应固定可靠，方阵无明显偏移；

支架基础不存在裂缝、破损、形变等缺陷；

屋面支架基础不应破坏建筑物的主体结构；

因安装支架原因造成屋面防水层破坏，应复原或重新进行防水处理；

支架与基础的焊接部位应按系统设计要求进行有效的防腐处理；

方阵支架宜避让屋顶结构沉降缝；

外露的金属预埋件应进行防腐处理；

包裹混凝土基础强度应符合要求，其质量合格证明文件齐全。

基墩大小应符合设计要求，外露螺纹不小于 40mm。

10.3.3.4 支架与挂钩的连接

如安装屋面为斜屋面时，支架挂钩的数量应与设计一致，现场情况特殊时，可调整挂钩的固定位置，但沿导轨的相邻挂钩间距应符合设计要求；

挂钩安装方式、固定螺丝数量应与安装要求一致。

斜屋面挂钩周围防水措施应满足安装要求。

10.3.3.5 支架与膨胀螺栓的连接

使用膨胀螺栓固定的，其材质与直径应符合设计要求；

支架采用膨胀螺栓固定时，应按设计要求进行防水处理，防水应符合设计要

求（三道防水）；

墙体满足固定膨胀螺栓的强度，非泡沫砖、多空砖等墙体，膨胀螺栓不允许打在砖缝中（需保证膨胀螺栓受力作用在实体砖中，而非缝隙处水泥砂浆等其他连接处）。

10.3.4 主要电气设备的检查验收要求

10.3.4.1 电气设备一般检查

为保电气设备的安装符合设计安装要求，应在项目安装完成后对电气设备进行安装要求一致性检查，相关要求如下：

应与建筑主体结构固定牢固，安装固定处无裂痕；

应在显要位置设置铭牌，型号与主要设备信息表、系统设计、认证证书一致，清晰标明负载的连接点和直流侧极性；

应安装在通风，散热好，避免阳光直射，便于维护的地方，不得安装在影响行人或者周围有腐蚀性、易燃易爆的地方；

设备的外观及主要零部件不应有变形、损坏、受潮现象，元器件不应有松动或丢失；

设备箱体内部应无导电类或易燃类异物存在；

箱体电气连接应可靠连接且接触良好，外壳是金属的，需做外壳接地；

应有安全警示标志，具体详见标识验收章节相关要求。

10.3.4.2 逆变器外观功能检查

为保证逆变器的安装符合设计安装要求，应在项目安装完成后对逆变器进行安装要求一致性检查，相关要求如下：

逆变器安装方式应符合说明书要求，逆变器周围至少应该留有 30 cm 的散热距离；

逆变器一般选择外墙挂墙安装，安装位置应通风散热，避开阳光直射，避免雨淋，一般建议安装在 1 楼，安装高度介于 1.8~2.5 m。

逆变器安装在楼顶支架上时，需满足承重要求及逆变器说明书相关要求。

应有采集功能和数据远程监控功能，监控模块安装牢固，外观无破损，信号正常；

直流线缆应采用专用光伏线缆；

交直流连接头应连接牢固，避免松动。

逆变器交流侧和直流侧电缆接线应确保电缆绝缘良好，电缆相序和极性正确；

逆变器应能正常显示相关报警信息（如有），报警提示应易于相关人员发现

逆变器现场接线端子应可靠连接且接触良好；逆变器金属外壳、外部散热器、安装支架等非载流导体应可靠接地；

当逆变器安装在有阳光直射的地方宜设置遮阳（雨）措施。

10.3.4.3 并网箱外观功能检查

为保证并网箱的安装符合设计安装要求，应在项目安装完成后对并网箱进行安装要求一致性检查，相关要求如下：

由专业工人安装，不得出现私装情况；

并网箱壳体外观应干净、无破损，箱体应闭合完全，箱门应锁紧；

各类元器件质量水平及布局应与系统设计一致；

电缆接线完毕后，并网箱本体的预留孔洞及电缆管口应进行防火封堵；

并网箱内应无导电类或易燃类异物存在；

并网箱进出线均应压接线鼻子，且固定牢靠；

并网箱内的隔离装置、断路装置、防雷装置、过流保护装置的安装位置和数量应与系统设计一致；

并网箱电气连接应可靠连接且接触良好，外壳是金属的，需做外壳接地；

并网箱原则上宜靠近居民原并网箱或逆变器安装，并网箱安装高度应考虑避免儿童或非专业人员接触，安装高度应大于 1.8 m；

并网箱安装应保持水平和垂直。

并网箱设计应符合当地电网公司的并网要求及相关规定；

并网箱内应标明光伏侧进线和并网侧出线；

并网箱外壳应清晰注明销售或安装服务单位名称以及售后服务电话，并在箱内放置并网箱接线原理图。

10.3.5 电缆及光伏连接器的检查验收

10.3.5.1 电缆敷设一般检查

为保证电缆的敷设符合设计安装要求，应在项目安装完成后对电缆进行检

查，相关要求如下：

实际已使用电缆的品牌规格型号应与主要设备信息表、系统设计、认证证书的信息相匹配；

电缆排布应整齐平直美观，电缆绝缘层应完好无破损，接线牢固无松动，标识正确，不应出现自然下垂现象；

方阵导线回路面积应采用最小的方式布线，线路敷设应与系统设计图纸一致，并兼顾美观；

不同回路、不同电压的交流 and 直流电缆不应敷设于同一导管内；

所有的管道应敷设顺畅，弯曲弧度自然，不应出现强拧硬弯的现象，管道表面不应破损或折痕等；

电缆套管端口应进行防火封堵；

当使用导管或线槽时，应注意检查积水情况。

10.3.5.2 直流电缆验收

直流插头应插接到位，牢固无松动；

接入逆变器直流侧的直流电缆应做好标识，标识内容应准确、清晰；

光伏直流线到逆变器的直流线应穿管固定；

直流线管到逆变器直流端时宜采用软管连接至逆变器直流接头，PE 软管与穿线硬管应做好防水保护；

组件间的线缆连接宜使用包塑镀锌扎带绑扎在支架侧面，不得损伤电缆外皮，不得将直流电缆塞入支架凹槽中，直流电缆不应出现散落情况。

10.3.5.3 交流电缆验收

逆变器到并网箱的交流线应穿管固定；

交流电缆两端应分别与逆变器交流端口和并网箱输入端口连接。

10.3.5.4 光伏连接器验收

光伏连接器不应固定于宜积水区域；

光伏连接器的型号应与直流光伏电缆匹配，应使用专业安装工具进行安装，压接牢固，正负极无误，塑料外壳旋紧到位；

同一连接处，应使用同厂家同规格的光伏连接器进行互插，不应出现自然垂地的现象；

光伏连接器应采用耐候扎带绑扎在金属轨道上，应固定牢固，光伏连接器不得出现自然垂地或直接放在屋面或塞入支架凹槽内的情况。

10.3.6 防雷接地检查验收要求

光伏电站防雷接地系统的施工应符合设计文件及下列要求：

防直击雷的专设引下线距出入口或人行道边沿不宜小于 3m；

安装中压块、连接条时，使用 1*6mm²接地线连接，并确保连接可靠；

支架接地应采用圆钢或扁钢从屋面支架沿墙面引到地面并穿管固定后与接地极相连；

防雷接地的基本要求和屋面上做法、引下线要求、接地极要求、主要设备接地等具体做法要求，参见相关条款要求。

10.3.7 数据采集器的检查验收要求

数据采集器应符合下列要求：

- （1）数据采集器应安装在干燥、通风及通讯信号好的地方；
- （2）棒式采集器（插拔式）安装时应确认防呆接口方向正确，如有固定螺栓应旋紧，不应蛮力安装，以免造成损坏；
- （3）数据采集器的安装应正确、牢固，无破损；
- （4）监控平台注册信息齐全，正确，具体要求参见相应产品使用说明书。

10.4 性能验收

10.4.1 系统整体效率

因投标人设计、采购、建筑安装施工原因，系统实际整体效率低于投标人承诺值的，在工程保修期内，投标人应免费采取适当措施修复或优化系统，直至系统实际整体效率达到投标人承诺值_____（投标人自行填写，不得低于 81%）。若投标人拒绝修复或优化系统，对于因投标人拒绝修复或优化系统导致的发电损失，由投标人负责赔偿。

10.4.2 组件输出功率衰减率

自全容量发电之日起计算，光伏组件第 1 年内实际输出功率衰减率不得高于投标人承诺值 1%，经检测高于承诺的衰减率的，招标人有权要求投标人更换光

伏组件，投标人拒绝更换光伏组件导致的发电损失，由投标人负责赔偿。

11.工程进度计划（EPC）

11.1 工程总进度

投标人根据本工程开发速度要求编制工程进度表，时间以月为单位。如 2026 年应制订如何完成 100MW_p 开发量的具体可行计划，2027 年应制订如何完成 200MW_p 开发量的具体可行计划，2028 年应制订如何完成 200MW_p 开发量的具体可行计划。

11.2 主要设备交付进度

投标人编制的设备交付进度应满足现场施工及工程整体进度要求。

12.运维准备（运维）

12.1 运维组织架构

总体要求：投标人的运维组织机构设置及管理人员配备应满足工作范围内工作的需求。

运维内容：负责所辖范围内各种设备的日常维护工作，做好巡视检查工作，及时发现和处理各种异常情况，保障设备处于正常运行或备用状态，保证所辖系统及设备的安全、稳定和经济运行。巡视和检查内容、频率按合同要求执行。定期进行组件清洁，清除灰尘、鸟粪、积雪等遮挡物，避免热斑效应和效率下降。定期检查电缆接头是否氧化、松动，汇流箱接线端子是否牢固，防止接触不良导致的发热或火灾。监测逆变器运行状态（温度、噪声、是否故障等），及时清理散热口灰尘，确保通风良好。

投标人一级管理层：设置运维负责人 1 名、安全负责人 1 名。

投标人二级管理层：项目管理、安全管理人员若干，100MW_p 运维规模至少配置 1 人。

投标人三级管理层：现场工作人员、分包方人员若干，视现场工作负责程度自行配置。

需特别强调的，投标人必须按照国家有关规定配备足够的安全管理人员。投标人应按照每个服务区域内光伏电站数量，按比例配置足够运行维护、检修人员，确保区域内发生的缺陷在规定时间内消除。如有分包，分包方应独立配置专（兼）职安全管理人员。

为应对招标人需求，投标人应在总部设置至少行政专职人员若干，100MWp 运维规模至少配置 1 人，负责电费单整理、租金整理、保险协调、400 客服、物资采购、信息运维、安全管理等工作，行政专职人员可按需随时更换。

上述人员，投标人应在合同签订时提供通讯方式，现场工作人员要求手机 24 小时待机。

12.2 运维人员要求

12.2.1 人员资质要求

1.运维负责人

由投标人授权并征得招标人同意的称职的代表应尽职尽责地进行该所辖所有电站的运维工作监督和管理。该运维负责人应代表投标人接受招标人的指令。运维负责人长期（超过 1 个月）请假或出差，应指定其他代理人。具备大专及以上学历；年龄在 55 周岁以下；具有 5 年以上分布式光伏电站开发建设或运维经验。

投标人的运维负责人是投标人的授权代表，须具有较强的协调能力，具有较强的各专业间人员调配、物资调配等统筹协调能力，其应将全部时间用于指导项目的实施，并具有将承包项目完成的能力。若没有充分正当理由，投标人的运维负责人应接受（代表投标人）本合同项下的一切通知、指示、认可、批准、证明、决定及其他往来信息，并不得消极对待，除非合同中另有规定。

2.安全负责人/安全管理人员

安全负责人的职责是确保按照本合同工作和提供的服务都是以安全的方式进行的，应具有注册安全工程师或对应有效的安全生产考核合格证书，具有 3 年以上分布式光伏电站开发建设或运维经验。

安全管理人员的职责就是确保按照本合同工作和提供的服务都是以安全的方式进行的，他们均应直接向运维负责人汇报，而不是向项目管理人员汇报。具备大专及以上学历；具有安全类证书；具有 1 年以上分布式光伏电站开发建设或运维经验。

3.投标人运维人员及其分包方的雇员应具备以下条件：

(1) 高中（中专）及以上学历；具有 1 年以上分布式光伏电站安装或维护经验。上岗前接受过安全知识教育，具备必要的光伏安全生产知识和技能。

(2) 电气运维人员应持有相应的特种作业人员证书；弱电类运维人员应持有弱电上岗证；登高类作业应具备相应证书；其他运维人员应持有相关作业操作证。电网公司另有要求的，应按电网公司要求取证上岗。

(3) 了解常用监视和测量设备、防护工具，并能熟悉日常需用的设备、仪器的操作。

(4) 现场工作人员男性不超过 60 岁、女性不超过 50 岁。

(5) 现场工作人员身体健康，经体检合格后方可上岗。

4.行政专职人员

(1) 高中（中专）及以上学历；具有 1 年以上分布式光伏电站相关行政工作经验。

(2) 吃苦耐劳，能按时完成招标人下发的任务。

对投标人相关人员的选派，应与招标人协商并取得招标人的认可。投标人在未经招标人书面同意前，不得对任何人员进行替换。如果招标人对投标人的人员工作不满意，投标人在收到招标人书面撤换通知后，应尽快书面回复，投标人在无合理理由情况下，应尊重招标人意见。投标人雇用的所有工人及劳务人员的雇用条件应符合中国劳动法及其他适用条例。

12.2.2 反对和撤换

1.如果招标人认为投标人在设施或项目中所聘用的任何人，有如下表现，可要求投标人及时更换和调整此类人员：

(1) 坚持错误行为；

(2) 不称职或玩忽职守；

(3) 不符合本合同的任何条款；

(4) 坚持任何危害安全、健康或环境保护的行为。

(5) 没有能力履行其权力、职责的。

投标人在收到招标人书面通知后三日内，应任命一名合适的、为招标人接受的人员替换上述人员。人员一旦撤换，无招标人的批准不得重新在本项目中工作。

2.投标人运维负责人发生变化时应征得招标人的同意，关键岗位空缺应及时采取补救措施。

12.2.3 安全责任和保险

1.投标人对其自有人员、分包方及其聘用的每一位劳务人员的运维工作中的安全负责，投标人、分包方对其聘用的劳务人员支付劳动报酬。

2.在不减少投标人在本合同项下责任的前提下，投标人应按照电力行业良好的惯例和国家有关规定自费为其参与本项目运维的人员以及所用设备、车辆购买并保持应购买的保险，如果投标人未能履行本条规定的投标人的保险义务或因投标人原因造成投标人或招标人或分包方或相关人员的损失，则由投标人赔偿此损失。

3.在项目运维期间，投标人应确保其所有参与本项目运维的员工已购买人身意外保险(不少于 200 万元)。

4.投标人任何时候都应采取合理措施防止其职员和劳务人员(以及任何分包商的职员和劳务人员)的或他们中间的任何非法的、聚众闹事或危害治安的行为，并保护设施附近的人身和财产不受上述行为的侵害。

12.2.4 其他要求

运维人员应妥善保管户用光伏并网发电系统的文档、标识、备品备件及防护工具，应对户用光伏并网发电系统的运行监视、日常维护、故障记录、报告处理的工作负责。

维护人员应熟悉系统和设备的构造、性能，熟悉国家及电力行业技术标准和规程，熟悉安全规程，且必须通过安全、技术等相关培训并考试合格。维护人员应掌握设备的装配工艺工序和质量标准，节约原材料，做到合理使用，避免错用和浪费，及时修好替换下来的轮换备品和零部件。

12.3 备品备件、设备管理等

12.3.1 备品备件

应合格、适用且在有效使用年限内，包括但不限于以下内容：光伏组件、压块、紧固件(如螺栓等)、光伏连接器、逆变器、数据采集器和相应规格的配电设备等。

12.3.2 安全防护器材

防止触电、灼伤、坠落、摔跌等事故，保障工作人员人身安全的各种专用工具和器具。应合格、适用且在有效使用年限内，包括但不限于以下器材：安全帽、五点双钩安全带、防坠器、安全绳、脚扣、安全警示牌、安全防护围栏、警示带、绝缘梯、个人保安线、接地线、绝缘靴、绝缘手套、验电器、标志牌、便携式应急灯、灭火器、带漏保的临时配电箱等。

12.3.3 检测设备

应检定或校准合格且在有效期内，包括但不限于以下设备或工具：验电笔、数字万用表、钳形电流表、红外测温仪、热成像仪、绝缘电阻测试仪（电摇表 1000V、500V）、接地电阻测试仪、耐压测试仪、I-V 曲线测试仪或 EL 测试仪等。

投标人巡检作业人员应每人配置 1 台红外热成像仪。

12.3.4 低值易耗品

指光伏发电设备及变配电设备运行、维护、检修、技术监督、技术改造、设备更新及设备规模损坏更换过程中一次性消耗完毕，不可再次重复使用的材料，包括防腐防火涂料、防火泥、胶布（带）、胶类、砂纸、铁丝、扎带、线手套、口罩、清洗布、钻头、锯条、焊条、砂轮、网线、螺栓、垫片、针式绝缘子、线鼻子、端子、低压电缆头及其附件等。

12.3.5 检修工具

包括吊装工具、千斤顶、液压扳手、力矩扳手、各类小型扳手、组合工具、电焊机、电钻、压线钳、液压钳、喷灯、热风枪、专用剪刀、吸尘器、望远镜、线轱辘、锤、锥、钳、刀、锯、锉、尺、梯子、绝缘凳以及其他专用检修工器具等。

12.4 其他生产准备工作

1.投标人应按照国家法规、行业标准及场站设备系统、制造厂家说明书等编制运行规程、检修规程满足现场实际运行、维护需求。

2.编制满足电站安全生产的各类安全生产、运维管理制度，应急预案，运行规程、反事故措施等，建立完整的运行记录，落实切实可行的两票三制要求。涉及登高、断电的操作、作业，应开操作票、作业票；不涉及登高、断电的其他操作、作业，以工单形式下发。

包括但不限于以下内容：运行规程、运行分析管理、检修卡、作业指导书、操作票、工作票、工器具管理、备品备件管理、设备巡检管理、缺陷管理、可靠性管理、技术监督管理、技术改造管理、检修（抢修）管理、固定资产管理、设备异动管理、设备技术台账管理、安全生产责任制、安全生产责任制考核办法、安全教育培训管理、安全监督管理办法、安全生产标准化管理、危险源辨识与评价、安全生产标准化、分包单位（项目）管理、特种作业人员管理、特种设备管理、特种设备作业人员管理、反违章管理、施工用电管理、安全生产费用管理、生产安全事故事件调查处置规定、安全例会管理、交通安全管理、风险分级管控管理、环境保护管理、职业健康管理、综合应急预案、专项预案、现场处置方案、网络与信息安全管理。

3.投标人应组织开展生产运行维护、检修人员的培训，包括相关法律法规培训、电站设备和系统培训、运行专业培训、检修维护专业培训。

4.投标人负责提供用于自身保证光伏电站运营所需的标准化用品、日常工具、备品备件、消耗性材料、安全工器具、防护用具、检修工具、常用检验检测仪器、办公及生活物资、劳动保护用品、生产用车辆等。

13.运维作业要求（运维）

坚持安全文明生产，搞好环境卫生，维护招标人企业形象，遵守招标人各项规章制度，爱护设备、建筑物以及施工机具，具体作业要求如下。

13.1 启动与停止操作

运行人员在启动与停止操作时应符合以下要求：

- a)应按启动与停止操作说明书及流程操作；
- b)正常使用的户用光伏并网发电系统由于以下原因应切断电源：
 - 1)自然灾害已经发生或预计对户用光伏并网发电系统有影响；
 - 2)修整基础设施或调整光伏支架方位；
 - 3)更换部件；
 - 4)收到电力管理部门通知。

除招标人、业主、供电部门、政府原因及不可抗力外，投标人不得无故中断电站的运行；遇计划停运时，需提前告知招标人。

13.2 日常运维要求

- 1 运维工作统一按照技术协议书及合同要求执行。
- 2 备品备件、装置性材料、工器具等运维中所需的各类物资清点、补充、保管、定期校验等工作。
- 3 故障处理应以工单进行办理，在接到通知后及时到达现场并及时处理，应做好详细记录，如无法当日恢复应注明原因及恢复时间。

13.3 监视检查

13.3.1 检查时机

投标人负责合同约定范围内的所有光伏电站的监视检查工作，投标人运行人员每日应通过远程监控系统对光伏电站运行情况进行监视，记录运行情况。移交生产时间大于1年的电站，每年至少1次定期巡视。运维单位应在春季、秋季等开展季节性变更专项巡视检查，运维单位应在恶劣气候开始前、结束后应组织进行专项巡视检查。

13.3.2 现场检查

13.3.2.1 周边环境检查

- a) 在光伏组件方阵的采光方向上应无遮挡物，四周无倾倒物隐患、无粉尘或油气源隐患；否则应负责清除，需要由业主清除的协助清除；

b) 光伏组件及配电设施周边应通风、散热良好，无易燃物堆放；否则应负责清除，需要由业主清除的协助清除；

c) 光伏组件所在屋顶无漏水、破损。

13.3.2.2 光伏组件外观检查

a) 光伏组件表面应无杂物，否则应对光伏组件表面进行清洁维护；

b) 光伏组件表面玻璃应无破碎现象；如破碎，通知专业人员更换光伏组件，同时注意仔细观察并记录玻璃破碎状况；

c) 光伏组件背板无灼焦现象，否则通知专业人员立即更换光伏组件，同时仔细观察光伏组件周边是否存在遮挡，如存在遮挡应及时处理；

d) 光伏组件背板应无划伤现象，表面无镀膜隆起或脱皮，否则通知专业人员及时处理；

e) 光伏组件接线盒应无变形、开裂或烧毁现象，否则通知专业人员更换光伏组件；

f) 光伏直流电缆及光伏连接器应无脱落、损坏现象，否则通知专业人员更换符合设计要求的产品；

g) 光伏组件内部应无水汽进入迹象，否则通知专业人员更换光伏组件。

13.3.2.3 光伏支架结构检查及处置

a) 光伏支架应无明显形变或位移，否则应及时更换或调整；

b) 金属材料的防腐涂层不应出现开裂、剥落、锈蚀现象，否则应及时做防锈处理；

c) 用于固定光伏组件的紧固螺钉或压块不应松动，否则应及时处理。

13.3.2.4 系统连接线检查及处置

a) 光伏方阵的布线绑扎应牢固，电缆无明显磨损现象，否则应重新绑扎或对电缆进行处理；

b) 光伏方阵输出端的极性标志应清晰、无脱落现象，否则及时进行标注；

c) 光伏支架结构与接地线应连接良好，否则应更换接地线或处理接地点；

d) 光伏连接器应无松动，烧灼痕迹等，否则应紧固或更换。

13.3.2.5 逆变器检查及处置

a) 逆变器结构和电气连接存在锈蚀、积灰、异味等现象；

- b)指示灯显示不正常;
- c)运行参数不符合技术说明要求;
- d)散热片存在遮挡或灰小脏污。

13.3.2.6 并网箱检查及处置

- a) 设备是否存在变形、锈蚀、漏水、积灰等现象;
- b) 触点是否出现松动、锈蚀、烧黑、烧熔等现象;
- c) 箱体防水封堵是否存在异常。

以上检查项目如发现故障与缺陷,投标人应及时处理,发现故障后三天内处理完成,一周内完成检查报告及整改情况报告。

13.3.3 特殊检查

13.3.3.1 光伏方阵安全检查及处置

运行维护人员使用绝缘电阻测试仪、接地电阻测试仪检查光伏方阵,应符合以下要求,如不符合要求,联系专业人员查明原因并及时处置:

- a)光伏方阵输出端与光伏支架结构间的绝缘电阻应符合 GB/T9535 的要求;
- b)保护接地电阻符合 GB50348-2004 中 3.9.3“不大于 4Ω ”的要求。

13.3.3.2 系统连接线测试及处置

电缆的预防性试验应按照 DL/T596-2005 中 11.1.7 的规定,用 1000V 或 2500V 兆欧表测量导体对地绝缘电阻,如外部绝缘损坏、老化,不符合规定,应统一更换电缆。

13.3.3.3 逆变器测试及处置

专业人员对逆变器应按期进行性能检测或检查,出现问题及时处置:

a)对逆变器进行感官检查,发现以下异常时,应用验电笔、万用表等一起进行检修维护:

1)设备结构存在锈蚀、漏水、积灰、异味现象,应清扫处理内部污物,采取防锈、防水措施;

2)接线端子出现松动、锈蚀、烧黑、烧烟现象,应及时处理,并尽快排查内部线路及结构,保持散热环境符合设备说明书要求;

b)逆变器的保护接地、外壳防护、电气隔离、故障保护等保护措施符合 GB16895.21 和说明书要求,否则应及时更换。

13.3.3.4 并网箱测试及处置

专业人员对并网箱应按期进行性能检测或检查，出现问题及时处置：

- a)设备内电涌保护器、过欠压保护装置等失效，应及时更换；
- b)设备内若使用漏电保护器，应对其测试按钮进行检测，若失效应及时更换；
- c)并网箱的保护接地、外壳防护、电气隔离、故障保护等保护措施符合

GB16895.21 和说明书要求，否则应及时更换。

13.3.3.5 光伏方阵检查

恶劣天气或自然灾害后，应检查光伏支架结构的方位角及倾角，根据危害程度对各部件进行全面检查，若影响光伏系统安全，应及时整改。

13.3.3.6 防雷接地电阻检测

每年雷雨季前，运行维护人员应使用接地电阻测试仪对光伏系统的防雷接地电阻进行检测，检测报告应以书面或电子文档的形式妥善保存。

13.3.4 运行维护要求

- 1 运行期间，投标人按照招标人要求编制满足生产运维使用的各类表式、表单、报表等并报审。包括：生产报表以及班组技术培训记录等。
- 2 户用光伏并网发电系统各组成设备或部件有维护周期要求时，按要求执行。
- 3 当地电力管理部门有相关规定时，按照电力管理部门的相关规定执行。
- 4 投标人应做好设备巡回检查记录，并定期出具生产运行情况分析报告上报招标人。

13.4 光伏组件表面清洁原则

原则上组件清洗不少于 1 次/年，具体清洗频次结合现场实际情况按需确定。

13.4.1 合理选择光照原则

为了避免光伏组件对人身的电击伤害，防止组件发生热斑效应，维护人员应在辐照度低于 $200\text{W}/\text{m}^2$ 的情况下清洁光伏组件，一般选择在早晨或者下午较晚的时候进行组件清洁工作。

光伏电站发电达成率因光伏表面污染下降严重,发电效率低于 80% (剔除衰减因素),则需要清洗;组件上出现大量污秽、鸟粪等异物、灰尘较多;大雪过后及极端天气后及时清洗。

13.4.2 适当清洁物品原则

不应使用腐蚀性溶剂或用硬物擦拭光伏组件;不宜使用与组件温差较大的液体清洗组件;不宜采取风吹方式清洗,避免灰尘在组件表面之间迁移,达不到彻底清洗的效果。环境温度高于 5°时,应采用清水清洗,水压不得高于组件最大承受压力的 60%。

13.4.3 考虑风力气象原则

为避免环境污染、保证人身安全,不应在风力大于 4 级、大雨或大雪的气象条件下清洗光伏组件;冬季清洁应避免冲洗,以防止气温过低而结冰,造成污垢堆积。

13.4.4 避免踩踏原则

不应踩踏组件、光伏支架、电缆桥架等光伏系统设备或用其他方式借力于组件和光伏支架,清洁设备对组件的冲击压力应控制在一定范围内,避免不当受力引起隐裂。

13.4.5 安全作业原则

在清洗前应用验电笔对组件的铝框、光伏支架、钢化玻璃表面进行测试,以排除漏电隐患,确保人身安全;另外,组件铝框及光伏支架有许多锋利尖角,进行组件清洁的人员应穿着相应防护装备以避免造成人员刮蹭受伤;不宜站立在距离屋顶边缘不足 1m 的地方进行作业,不足 1m 应有监护人员;不应将工具及杂物向下投掷,应在作业完成后将工具及杂物一起带走。

更换组件等高处作业或其他危险性较大的作业,应制定专项方案,由运维负责人、专职安全员批准后(可线上审批),才能实施作业。

13.4.6 关注关键部件原则

不应将清洗水喷射到组件接线盒、电缆桥架、逆变器、并网箱等设备。

14.故障诊断与处理（运维）

14.1 故障诊断基本要求

运行维护人员监视检查后，若发现光伏系统存在异常，应使用检测设备对异常部件进行故障诊断，并及时处理。

14.2 光伏方阵基础设施的故障诊断与处理

1 对于屋顶安装方式的户用光伏并网发电系统，发现屋顶防水层（如有）出现破损时，应及时进行修补，同时保证光伏支架不被破坏，光伏组件绝缘符合 GB50601 的相关规定。

2 对于架空安装方式的户用光伏并网发电系统，发现支撑立柱存在支撑缺陷时，应及时加固。

14.3 光伏方阵的故障诊断与处理

14.3.1 光伏方阵无输出或发电效率低故障诊断与处理

a)用万用表测试光伏方阵开路电压，若电压无输出，说明连接线路存在短路或断路现象，应仔细检查线路，排除故障；若电压低于正常输出的 $1/m$ 时(m 为光伏组件串联数)，说明某块光伏组件出现问题，应逐一排查；

b)用 I-V 曲线测试仪测试光伏方阵的输出功率，在规定测试条件下，输出功率应符合质量保证要求，否则说明光伏组件出现问题。测试条件如下：

- 1)按照 GB/T6495.9，在测试周期内的辐照不稳定性应不大于 $\pm 2\%$ ；
- 2)被测方阵表面应清洁。

14.3.2 单块光伏组件外观良好但输出功率低的故障诊断与处理

用万用表、钳形电流表测量光伏组件的开路电压和短路电流，需要时再用红外测温仪测量光伏组件的表面温度或用 EL 测试仪对光伏组件进行电致发光测试，出现以下现象时：

a)若电压低于正常输出电压的 $1/n$ 时(n 为接线盒二极管个数),应更换光伏组件;

b)若电流明显低于正常输出电流时,应检查线路接触是否良好,如接触良好则更换光伏组件;

c)若光伏组件电致发光测试图像不符合产品要求,应更换光伏组件。

14.4 并网箱运行状态异常的故障诊断与处理

并网箱运行状态出现电气故障,应采取以下应急措施:

a)设备内的熔断器存在损坏情况,应联系专业人员立即更换;

b)指示灯与仪表显示不正常或设备内保护器失效,应联系专业人员立即更换;

c)设备内部断路器等电气部件起火烧毁,应联系专业人员立即更换。

注:发生此类现象后,应在雷雨天气后再次检查,确保保护器正常。

14.5 逆变器异常的故障诊断与处理

逆变器属于关键部件,发现有较大振动或异常噪声、闻到异味,应立即停运,做好记录,采取以下措施:

a)找专业厂家维修或更换,更换的逆变器经验证应符合设计要求;

b)逆变器中的散热风扇运行时如有较大振动及异常噪音,应立即断电检查。

14.6 系统连接线的故障诊断与处理

发生交直流电缆断线,应立即停运;排除导致断线原因后,用符合设计要求的合格电缆更换,检查无误后,启动系统。

14.7 检修质量要求

1 检修质量及验收标准均按招标人提供的标准执行。招标人未提供质量和验收标准的,按国家及电力行业的相关标准执行。投标人必须始终坚持“安全第一、预防为主,综合治理”的方针,在安全生产的基础上切实做好文明生产、经济运

行工作。必须充分重视检修工作，提高质量意识，自始至终坚持“以优质保安全，在安全基础上求优质”的思想，切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则。既要反对抢工期而忽视质量，该修不修，又要防止盲目拆换，浪费资财。检修消缺过程中力求做到“安全好、质量优、工时省”。消灭人身伤亡、杜绝一切人为事故，重大设备损坏事故。

2 贯彻“预防为主，计划检修”方针，并切实做到“应修必修，修必修好，项目一个不漏，质量一丝不苟，安全一刻不松，工期力求缩短，费用厉行节约”，使设备经常处于良好状态。

3 保证通讯畅通，投标人维护工作负责人的通讯工具应经常保持开通状态，随呼随应。各级检修人员在接到消缺通知后，白天工作时间必须 1 小时内响应、48 小时内赶到维修，并及时消除设备缺陷、隐患和临时故障。

4 运行中不能消除的缺陷，应积极协助做好防范措施，防止缺陷恶化扩大为事故。

5 认真执行检修质量多级验收制度（项目公司 1 级、现场人员和管理人员 2 级）。

6 严格执行检修工艺规程，严禁乱用材料和备品配件而造成浪费；检修拆卸设备时，严禁使用不正确的方法和不恰当的工具强行拆件。

7 建立健全设备台帐。设备的运行情况、消缺情况、检修情况、更换备品配件情况等，必须在管理系统上形成台账记录。

15.移机处理（运维）

15.1 信息确认

1 当收到业主移机通知后，根据拆迁、翻盖、终止等情况分别进行处理。

2 接到业主移机后，立即登门拜访进行手续办理，了解具体情况，协商拆除时间。

3 办理完相关手续后进行拆除。

15.2 拆除、保存

- 1 拆除前应对设备进行检查是否有损坏。
- 2 拆除的部件应使用包装箱进行保护，临时性打包，运往仓库保存。
- 3 将部件拉至仓库后应进行清洁、保养，同时检查有无损坏进行仓库移交，招标人未提供仓库的，投标人应解决临时存放 30 天的仓库，并立刻向招标人反馈。
- 4 仓库检查完成后进行打包、记录、按仓库要求存放。

15.3 装机

- 1 接到业主翻盖、新装机要求的业主提出需求后，运维人员立即登门拜访进行手续办理，了解具体情况，协商装机时间。
- 2 运维人员现场对屋顶进行检测、测量，计算安装容量及所需要设备及材料。
- 3 根据实际需求向仓库提出申请，领取设备及材料，出库前应进行检查是否有损坏。
- 4 现场按建设要求进行安装，并留存相关资料。

15.4 其他

运维公司应协助因拆迁而进行赔偿、与业主的沟通、手续办理等相关工作。

16.应急管理

- 1.投标人应建立光伏电站应急管理机制，编写应急预案并且报招标人备案。发生火灾、雷电、台风等灾害时，应立即启动应急预案。
- 2.投标人分区域设置应急联络人，并且配备应急车辆和其他物资，保证随时可用。
- 3.投标人根据区域自然环境特点，以区域为单位选择编写台风、火灾、洪水、雷电等应急预案和现场处置方案，并能有效实施。
- 4.投标人每个施工、运维单元区域内至少配备或签订租用协议确保随时都有应急车辆。

5.光伏并网发电系统运行维护单位应明确火灾、雷电、台风、地震、坍塌等灾害的应急预案要求。

6.如户用光伏系统施工、运行出现重大故障或安全隐患，应及时暂停施工、停止系统运转并记录，应及时向相关人员汇报。

17.技术资料

17.1 资料的一般要求

- 1.提交的所有文件的语言以中文为主，并采用国际单位制。
- 2.设备图纸提交的日程要紧密配合工程建设的日程，特别要满足现场施工进度需求。
- 3.运行和维护所需技术文件应包含国家规定的相关文件。
- 4.技术文件应妥善保存，保存期限不少于设备的寿命期。

17.2 投标阶段提供的资料

投标人应提交评标所需的所有资料。资料应表达清楚，尺寸完整。

所有数据表格应完整地填写，并作为投标文件的一部分。

17.3 总的技术资料

- (1) 投标人施工图纸。
- (2) 主要设备技术协议。

17.4 联系单

- 1.所有与合同相关的技术联系单应以中文书写提交招标人。
- 2.所有由招标人或投标人主持的会议和讨论应以中文进行，并应以中文书写相关纪要和报告。

17.5 设计文件的交付

承包商安排施工图设计应保证工期需要。并分期分批向业主提供施工图 4 套、设备图纸及资料 2 套，图纸及设备资料另需提供电子版 1 套，进口设备资料须提供英文版及翻评中文版。

主要图纸文件资料数量的要求（具体根据户用光伏项目实际情况提供。）

序号	图纸资料分类	图纸资料提供单位及数量	
		招标人单位	设计单位
1	整套通用正式图纸	1	1
2	每户正式施工图纸（电子版）		1
3	每户屋顶踏勘平面草图（电子版）		1
4	每户产权证或产权证明（原件或复印件）		1
5	设备资料：包括组件、逆变器、电缆、支架等产品合格证、使用说明等（移交供电公司的提交电子版）	1	1

17.6 移交生产资料归档

投标人应按照招标人资料归档相关规定要求，将下列图纸资料归档。

17.6.1 商务、技术资料

（1）户用光伏全套竣工图纸；

（2）组件、逆变器、电缆等主要电气设备及支架技术文件，包含组件及逆变器采购技术协议、型式试验报告、出厂试验报告、产品认证证书、产品合格证等。

（3）并网箱（含塑壳断路器、浪涌保护器）技术资料。

（4）关键设备出厂检验记录；

（5）项目竣工验收报告

（6）项目公司与房屋业主签订的租赁协议

（7）项目公司与电网公司双方签订的购售电合同

- (8) 房屋产权证明文件
- (9) 设备台账、设备缺陷管理档案；
- (10) 设备故障维护手册；
- (11) 事故预防及处理方案。

17.6.2 运维技术材料

- (1) 安全手册；
- (2) 光伏系统停开机操作说明；
- (3) 监控系统操作说明；
- (4) 光伏组件及支架运行维护作业指导书；
- (5) 并网箱运行维护作业指导书；
- (6) 逆变器运行维护作业指导书；
- (7) 安全防护用品及使用规范。
- (8) 典型工作票、操作票。

17.6.3 设备运行记录文件

- (1) 运维维护记录和处理的程序；
- (2) 运维维护记录的保存期限应大于或等于五年，并保存相应记录；
- (3) 建立并保持运维维护认证档案；
- (4) 巡检及维护记录；
- (5) 运行状态记录；
- (6) 设备检修记录；
- (7) 事故处理记录；
- (8) 防雷器、熔断器动作记录；
- (9) 逆变器自动保护动作记录；
- (10) 关键设备更换记录；
- (12) 各项性能指标和运行参数记录。

17.6.4 上墙悬挂图表文件

- (1) 电气主接线图
- (2) 正常停机开机操作顺序表

- (3) 紧急停机操作顺序表
- (4) 紧急事故处理预案
- (5) 紧急联系人及联系电话

17.7 警告牌及标识

17.7.1 一般要求

- (1) 逆变器和配电箱宜粘贴相应的安全标识。
- (2) 除非使用符号或另有说明，否则与安全相关的设备标志、说明和指示性安全防护应使用规范中文。
- (3) 所有的关键设备和线路都宜粘贴相应的标签。
- (4) 所有线缆宜有规格统一的标识牌，字迹清晰、不褪色。

17.7.2 警示标识

- (1) 在光伏阵列外围、引下线处等显著位置和人员易接触位置上悬挂带电警告标识牌或标识危险标志给予危险警示（如禁止触摸、小心有电等）。
- (2) 逆变器或配电箱外壳应粘贴“防触电”、“有电危险”警告标签。
- (3) 在危险区域/用电区域设置“有电危险”安全警示牌。
- (4) 高空作业区域张贴高空操作、防坠落标识。
- (5) 接地保护端子标识。

现场警示标识的形状、颜色、尺寸和高度应符合 GB 2894 的规定。单个项目中（户用分布式光伏系统工程涉及多个组串、多个逆变器时宜按设计图上的编号进行，编号规则应统一一致、简单易懂。最大系统直流电压超过 80V 宜设置高压警示标识范围内）。

17.7.3 非警示标识

- (1) 应利用设备标识来识别制造商或责任供应商。标识可以是制造商名称、责任供应商名称、商标或其他等效的标识。应利用设备标识来识别型号、机型名称或等效的识别标识。
- (2) 逆变器、光伏组件等关键设备的标识应符合相关标准要求。
- (3) 户用光伏系统的组件、逆变器的端子应按相关标准对正负极进行标识，

开关或断路器应按相关标准进行标识。

(4) 应在并网箱内侧应粘贴系统接线图，其显眼位置应标识售后服务处理电话。

18. 监控平台要求

18.1 总体要求

投标人负责户用光伏电站管理平台的开发与部署，建设进度需匹配项目整体施工节奏。平台覆盖电站开发、设计、建设、验收、结算全流程，支持分户发电量、逆变器数据实时监测，具备数据统计分析、汇总报送、故障监测、运维派单、功能拓展等能力。投标人需免费完成与招标人现有平台的数据对接，承担对接所需硬件、网络安全、通讯设备、软件部署、数据通信等全部费用，最终交付全套可用的平台 SaaS 服务。进入运维期后，投标人应通过数据监控系统对光伏并网发电系统的运行状态进行实时监控，如发现问题，应及时进行处理。

18.2 功能要求

- (1) 完成平台开发部署，全业务流程贴合招标人实际工作场景；
- (2) 实时监测分户发电量、逆变器数据，支持数据统计、汇总、报送，具备故障监测、运维派单、迭代拓展能力；
- (3) 开放数据接口对接招标人现有平台，承担对接相关全部成本；
- (4) 提供具有软件平台功能的 SaaS 服务。

18.3 安全要求

- 1. 平台严格遵循 GB/T22239、GB/T25070 等等保标准，全流程落实网络安全等级保护要求；
- 2. 满足代码安全规范，具备防 SQL 注入、WEB 页面防篡改能力；
- 3. 全面契合国家、行业、浙能集团及委托方网络安全规定：初始密码强制首次修改、用户口令与敏感数据加密存储、禁止高权限账号多端同时登录、保障关键数据完整安全、精细化用户权限分级、留存完整系统操作及异常审计日志、

涉密信息加密传输存储；

4. 负责编制验收配套文档，包含测试报告、用户手册、管理维护手册等。

18.4 技术要求

- (1) 软件平台选用成熟先进的技术架构，保障系统稳定可靠；
- (2) 支持高并发、高可用，可适配大规模用户同时在线使用；
- (3) 具备完善的数据加密、访问控制机制，保障数据安全完整；
- (4) 支持麒麟等国产操作系统，可跨平台部署；
- (5) 架构扩展性、可维护性良好，便于后期迭代升级与运维。

18.5 其他要求

2.1 投标人应确保利用其自有的光伏电站在线管理平台实现对光伏电站各项数据的集中采集、显示、监控、提取。

2.2 投标人应向招标人开放操作权限及数据（包括但不限于将汇总后的光伏电站运行数据全口径开放），确保招标人可通过平台实现对光伏系统设备的实时监测与管理。投标人保证平台提供的相关数据及资料真实、有效且完整。

2.3 招标人自行建成光伏电站管理平台后，投标人同意根据招标人的需要协助后者实现平台与新建平台的数据备份、对接传输等（关于招标人电站的相关资料，包括但不限于运行数据等）。

2.4 投标人负责运维系统的免费升级、培训，确保招标人管理人员可操作使用。

2.5 投标人确认不会就提供上述平台相关服务向招标人收取任何费用。为实现光伏电站实时监测而由逆变器厂商或其他第三方采集、运输数据而产生的改造费、流量费等由投标人承担。

2.6 投标人保证招标人不会因查看、接入或以其他合法合规的形式使用平台而遭受投标人或任何第三方的索赔、投诉或处罚，否则投标人应当赔偿招标人遭受的全部损失、费用及责任。

19.分包要求

- 1.涉及分包工作的，包括单项外委、区域工作分包、劳务外包等形式。
- 2.无论采取何种形式外包，现场工作人员应按规定完成上岗教育、并取得相应资质证书。
- 3.涉及将工作分包的，承接任务的分包方应具备相应资质，包括但不限于电力工程承装（修、试）证书，且不得低于作业电压等级要求。
- 4.即使工作外包取得招标人认可，分包项目的技术协议、服务核算、组织协调、工作评价、安全管理等工作应符合法律规范要求，且不免除投标人主体责任。

20.质量保证

整体工程的保修期限：项目电站并网发电之日起2年，投标人在保修期内提供整体工程免费保修，但人为因素，不可抗力等自然因素（如火灾、地震等）造成的故障除外。

相关硬件的保修期限如下（均从电站并网发电之日起算，不低于）：

配电箱、逆变器质保： 5 年

光伏组件产品材料与工艺质保： 12 年

光伏组件输出功率线性质保： 25 年

在保修期内，由于投标人的施工质量或施工缺陷原因引起的质量问题均由投标人负责修复，费用由投标人承担。

第六章 发包人提供的资料

发包人需提供的资料

1. 施工场地及毗邻区域内的供水、排水、供电、供气、供热、通信、广播电视等地下管线资料、气象和水文观测资料，相邻建筑物和构筑物、地下工程的有关资料，以及其他与建设工程有关的原始资料。

2. 定位放线的基准点、基准线和基准标高。

3. 发包人取得的有关审批、核准和备案材料，如规划许可证。

4. 项目建议书(若有)

5. 可行性研究报告

6. 初步设计文件(若有)

7. 参考工程量清单

8. 地勘等其他资料。

第七章 工程量清单/报价编制说明

一、编制依据

1. 招标文件

二、投标报价编制

1. 投标人应按照招标文件要求、技术规范书等进行报价，具体详见可行性研究报告、典型设计图，投标报价均为含税价；

2. EPC 总承包部分投标人须按照安装方式分别填写 EPC 投标单价，按单位千瓦固定单价进行报价，并根据各安装方式建设容量计算投标总价。投标总价按照框架协议最低建设直流侧总容量 500MW_p 进行报价，EPC 总承包投标总价仅作为评标计算价格，具体以实际装机容量乘以各安装方式投标单价进行结算，投标单价的报价水平应综合考虑框架协议有效期内投标人预计的整体建设容量；

3. EPC 总承包部分工程服务费按照增值税税率 6%计取，建安工程费按照增值税税率 9%计取，设备购置费按照增值税税率 13%计取，报价时税率 6%项目占 EPC 总承包投标总价的 10%、税率 9%项目占 EPC 总承包投标总价的 20%、税率 13%项目占 EPC 总承包投标总价的 70%；

4. 运维费用投标总价按照容量 1600MW_p·年进行报价，按详表各子项进行汇总报价，运维费用投标总价仅作为评标计算价格，具体以实际容量乘以投标单价进行结算；

5. 抢修费用投标总价按照全损模拟量 4MW_p 和全损单价进行报价，全损单价不包括单独核算项（已标黄），抢修费用投标总价仅作为评标计算价格，具体以最终认定的损失容量乘以损失单价（不高于全损价格）进行结算，结算时扣除不计免赔部分；

4. 投标报价应在了解场地位置、周边环境、道路以及其他要素后，结合市场和国内厂商调研后形成。报价要充分考虑如光伏组件价格波动、国家及地方政策变化以及气候、自然环境等风险因素；

5. 投标报价包含项目实施范围内的市场开发、设计、建筑安装、设备采购、软件平台、调试、配合验收、并网投运、生产准备、运行维护，以及与项目工程相关的策划、协调、保险、运输、安措、利润、税金、管理等招标范围所有费用的总和，并包含了所有责任和风险的价格；

6. 本项目根据报价子项分别设置最高限价和风险控制价，风险控制价为最高限价的 85%。投标人报价低于风险控制价，且投标人对其报价不能充分说明理由，或提供的相关材料无法证明报价不低于其合同履行费用的。

第八章 投标文件格式

招标编号：ZJTY-2026-07-17-001

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总
承包框架协议采购

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、修改第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购的投标文件、签订合同和处理有关事宜，其法律后果由我方承担。

委托期限： 。

代理人无转委托权。

投标人（盖单位章）：

或法定代表人（签字）：

身份证号码：

委托代理人：

身份证号码：

日期：

附：委托代理人身份证复印件

二、联合体协议书（若需，联合体各方签字盖章后扫描上传）

联合体协议书

____（所有成员单位名称）自愿组成____（联合体名称）联合体，共同参加____（项目名称）____（标段名称）项目投标。现就联合体投标事宜订立如下协议。

1. ____（某成员单位名称）为 ____（联合体名称）牵头人。

2. 联合体各成员授权牵头人代表联合体参加投标活动，签署文件，提交和接收相关的资料、信息及指示，进行合同谈判活动，负责合同实施阶段的组织和协调工作，以及处理与本招标项目有关的一切事宜。

3. 联合体牵头人在本项目中签署的一切文件和处理的一切事宜，联合体各成员均予以承认。联合体各成员将严格按照招标文件、投标文件和合同的要求全面履行义务，并向招标人承担连带责任。

4. 联合体各成员单位内部的职责分工如下：____。

5. 本协议书自所有成员单位法定代表人或其委托代理人签字或盖单位章之日起生效，合同履行完毕后自动失效。

6. 本协议书一式____份，联合体成员和招标人各执一份。

注：本协议书由法定代表人签字的，应附法定代表人身份证明；由委托代理人签字的，应附授权委托书。

联合体牵头人（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

日期：____年____月____日

三、廉政承诺书

廉政承诺书

致：浙江浙能能源服务有限公司

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“工程”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，则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、资格审查资料

（一）投标人基本情况表

投标人名称						
注册地址				邮政编码		
联系方式	联系人		电话			
	传真		网址			
组织结构						
法定代表人	姓名		技术职称		电话	
技术负责人	姓名		技术职称		电话	
成立时间			员工总人数：			
企业资质等级			其中	项目经理		
营业执照号				高级职称人员		
注册资金				中级职称人员		
开户银行				初级职称人员		
账号				技工		
经营范围						
备注						

说明: 1. 本表后应附上营业执照、资质证书和安全生产许可证复印件, 企业主要负责人(共四个岗位) 对应有效的安全生产考核合格证书复印件。(具体以投标人须知前附表第 3.5 款中“一、资格审查资料”要求为准)。

2. 若近年来, 法人机构发生合法变更或重组或法人名称变更时, 应提供相关部门的合法批件或其他相关证明材料来证明其所附业绩的继承性。

3. 如投标人无法定代表人的, 法定代表人填写单位负责人。

(二) 投标人近年已完主要类似工程一览表

序号	工程名称	建设单位（项目业主）	合同签署日期	竣工时间/投运时间	合同金额（万元）	机组容量/项目规模	技术指标及其他要求	项目负责人	技术负责人	设计负责人	证明材料清单
											☐ 验收报告 ☐ 合同 ☐ 中标通知书 ☐ 业主证明 ☐ 其它：

注 1. 每个工程附类似工程简介表，业绩证明材料须按第一章招标公告和第三章评标办法的要求提供。

2. 无相关证明或证明资料不齐的在评审时不予确认。
3. 若被推荐为中标候选人，招标人有权将上述业绩进行公示。

类似工程简介表

1	工程名称：
	工程地址：
2	发包人名称：
3	发包人地址（请详细说明发包人联系电话及联系人）：
4	工程性质和特点（请详细说明所承担的合同工程内容，如结构形式等）
5	合同身份（注明其中之一） ☐ 独立承包人 ☐ 分包人 ☐ 联合体成员 如非独立承包人，请注明参与工程比例
6	合同总价
7	合同授予时间
8	完工时间 工程若获得省部级以上工程质量奖，请附证书。
9	合同工期
10	其它情况说明

(三) 拟派项目负责人简历表

姓 名		年 龄		学 历	
职 称		职 务		参加工作时间	
毕业学校	年毕业于 学校 专业				
序号	职称及其它专业证书		颁发部门	证书编号	
主要工作经历					
时 间	参加过的类似项目		担任职务	发包人及联系电话	

注：1. 应附资格证书、职称证书、身份证等有效复印件。

2. 相关业绩证明材料附在投标人近年已完主要类似工程一览表后。

(四) 拟派施工负责人简历表

姓 名		年 龄		学 历	
职 称		职 务		参加工作时间	
毕业学校	年毕业于		学校	专业	
序号	职称及其它专业证书		颁发部门	证书编号	
1					
2					
主要工作经历					
时 间	参加过的类似项目		担任职务	发包人及联系电话	

注: 1. 应附资格证书、职称证书、身份证和对应有效的安全生产考核合格证书等有效复印件。

2. 相关业绩证明材料附在投标人近年已完主要类似工程一览表后。

(五) 拟派设计负责人简历表

姓 名		年 龄		学 历	
职 称		职 务		参加工 作时间	
毕业学校	年毕业于		学校	专业	
序号	职称及其它专业证书		颁发部门	证书编号	
1					
2					
主要工作经历					
时 间	参加过的类似项目		担任职务	发包人及联系电话	

注：1. 应附资格证书、职称证书、身份证等有效复印件。

2. 相关业绩证明材料附在投标人近年已完主要类似工程一览表后。

(六) 拟派施工现场专职安全生产管理人员

序号	姓名	证书	备注
1			
2			
3			

说明：应附身份证和对应有效的安全生产考核合格证书等有效复印件。

（七）无在建合同工程承诺书

**拟派项目负责人、施工负责人在投标截止日无在其他任何
在建合同工程上担任项目负责人、施工负责人（含工程总承包项目中担任施工
负责人）的承诺书**

致：_____。

我公司及拟派项目负责人、施工负责人承诺，拟派参加项目工程总承包投标的项目负责人、施工负责人在投标截止日无在其他任何在建合同工程上担任项目负责人、施工负责人（包括工程总承包项目中担任施工负责人）的情形。在建合同工程的开始时间为合同工程中标通知书发出日期（不通过招标方式的，开始时间为合同签订日期），结束时间为该合同通过合同验收或合同解除日期。

以上承诺如有虚假，愿意接受投标保证金不予退还的处罚。给招标人造成损失的，愿意依法承担赔偿责任。如已中标，同意招标人取消我公司中标资格的处理。

投标人（盖单位章）：_____。

日期：____年____月____日

(八) 其它招标人需要投标人提供的 (若需)

九、投标人响应招标文件要求的资格能力条件及项目负责人信息

1	投标人名称	
2	响应招标文件要求的资格能力 条件	
3	项目负责人姓名	
4	项目负责人身份证号码	
5	项目负责人证书	

十、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：浙江浙能能源服务有限公司

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-2026-07-17-001

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总
承包框架协议采购

投 标 文 件

第二卷 技术文件

投标人：（盖单位章）

一、投标人建议书

(一) 图纸

(二) 工程详细说明

(三) 设备方案

1. 生产设备。

2. 必备的备品备件。

3. 备选的备品备件。

(四) 分包方案

(五) 对发包人要求错误的说明

(六) 其他

注：招标人可自行完善

二、投标人实施方案

（一）概述

1. 项目简要介绍。
2. 项目范围。
3. 项目特点。

（二）总体实施方案

1. 项目目标（质量、工期、造价）。
2. 项目实施组织形式。
3. 项目阶段划分。
4. 项目工作分解结构。
5. 对项目各阶段工作及文件的要求。
6. 项目分包和采购计划。
7. 项目沟通与协调程序。

（三）项目实施要点

1. 勘察设计实施要点。
2. 采购实施要点。
3. 施工实施要点。
4. 试运行实施要点。

（四）项目管理要点

1. 合同管理要点。
2. 资源管理要点。
3. 质量控制要点。
4. 进度控制要点。
5. 费用估算及控制要点。
6. 安全管理要点。
7. 职业健康管理要点。
8. 环境管理要点。
9. 沟通和协调管理要点。
10. 财务管理要点。
11. 风险管理要点。
12. 文件及信息管理要点。
13. 报告制度。

说明：招标人认为上述内容应列入投标人建议书的，应在“投标文件格式”中“投标人建议书”中载明。

图表一：拟投入本项目的主要施工设备表

序号	设备名称	型号规格	数量	国别产地	制造年份	额定功率（kW）	生产能力	用于施工部位	备注

图表二：拟配备本项目的试验和检测仪器设备表

序号	仪器设备名称	型号规格	数量	国别产地	制造年份	已使用台时数	用途	备注

图表三：项目管理机构主要人员组成表

职务	姓名	职称	执业或职业资格证明					备注
			证书名称	级别	证号	专业	其他	

图表四：劳动力计划表

单位：人

工种	按工程各阶段投入劳动力情况						

图表五：计划开、竣工日期和施工进度网络图

1. 投标人应递交工程进度网络图或施工进度表，说明按招标文件要求的计划工期进行施工的各个关键日期。
2. 施工进度表可采用网络图（或横道图）表示。

图表六：施工总平面图

投标人应递交一份施工总平面图，绘出现场临时设施布置图表并附文字说明，说明临时设施、加工车间、现场办公、设备及仓储、供电、供水、卫生、生活、道路、消防等设施的情况和布置。

三、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）若投标人未选择其中不超过三个品牌 或品牌“不相当”则作否决投标处理。

（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”，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”。

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”。若评标委员会判定投标人所投品牌与列明品牌“不相当”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：

四、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》等招标文件规定的部件品牌，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、市场占有情况或其他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（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）	
3.1		
3.2		

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（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）	
3.1		
3.2		

附：第三方证明文件

五、部件品牌响应表

部件品牌响应表

重要部件响应表

序号	部件名称	招标文件规定品牌规格范围或相当于	部件名称	投标人所报品牌规格
1	太阳能晶硅组件（N型TOPCon）	晶科能源、隆基绿能、天合光能、晶澳科技、中来股份	关键部件	
2	逆变器	阳光电源、华为、固德威、爱士惟、锦浪科技	关键部件	

六、技术偏差表

技术偏差表

技术参数表

序号	名称	单位	要求值	名称	提供值

注：本单位承诺除商务和技术偏离表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

七、技术偏差表

技术偏差表

技术偏离表

序号	条目(招标条件)	简要内容(招标条件)	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离表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

八、其它采购人需要报价人提供的（若需）

九、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-2026-07-17-001

第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包
框架协议采购

投 标 文 件

第三卷 报价文件

投标人：（盖单位章）

一、投标函及投标函附录

（一）投标函

致：浙江浙能能源服务有限公司

1. 我方已仔细研究了第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购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，工期日历天，工程质量达到，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：

（二）投标函附录

1. 报价函补充条款

（1）我方承诺企业安全生产费包含在报价总报价中，且不少于且不少于建筑安装工程
造价的____%。

（2）____（其他补充说明）。

2. 附表

序号	名称	内容	备注
1	项目负责人	姓名： 身份证号：	
	施工负责人	姓名： 身份证号：	联合体投标的，由承担施工 工作的联合体成员拟派
	设计负责人	姓名： 身份证号：	联合体投标的，由承担设计 工作的联合体成员拟派
2	工期	天数： 日历天	
3	缺陷责任期		
4	分包		
5	价格调整的差额计算	见合同条款	
...	...		
...	...		

开标一览表

项目名称：第三批户用光伏项目 EPC 及运维总承包框架协议采购

单位：万元（人民币）

投标报价	小写： 大写：
工期	
质量目标	
项目负责人	
设计负责人	
施工负责人	
联合体签牵头人（联合体投标填写）	
联合体成员（联合体投标填写）	
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。

二、工程项目报价汇总表

工程名称：_____

工程名称：第三批户用光伏项目 EPC+运维总承包框架协议采购					单位：万元
序号	项目名称	含税价	其中：增值税	不含税价	税率
EPC 总承包部分					
一	建安工程费				9%
二	设备购置费				13%
三	工程服务费				6%
四	合计四=一+二+三				/
五	其中：企业安全生产费 ≥建安工程费' 2.5%				
运维总承包部分					
六	运维费用				6%
七	抢修费用				/
八	合计八=六+七				/
九	其中：企业安全生产费 ≥运维费用' 2.5%				
总计					
十	总计十=四+八				/

投标人（盖单位章）：_____

日期：_____

三、报价表格式

见附件，投标人根据附件报价清单填报明细。