

招标编号：ZJTY-2025-08-01-011

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光
伏项目工程总承包（EPC）I 标段项目
招 标 文 件

招标人：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司（公章）

2025 年 08 月 01 日

第一章 招标公告/投标邀请书

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I 标段招标公告

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I 标段已具备招标条件，招标人为甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司，委托代理机构为浙江天音管理咨询有限公司，资金来源已落实，现采用公开招标资格后审方式进行采购。

一、本次招标内容

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目光伏场区分东、西区，东区容量为 1200MW，西区容量为 800MW，同步配套建设 2 座升压储能站。

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I 标段，总承包范围为黄花滩 200 万千瓦光伏项目 I 标段范围内光伏发电项目及其配套附属设施从工程建设开始直至验收交付生产，以及在质量保修期内的消缺保修服务等全过程的 EPC 总承包工作。包括但不限于：

（1）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目整体（含 200 万千瓦光伏本体、2 座升压储能站、东区升压储能站至西区升压储能站的 330kV 架空线路等）的初步设计。

（2）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区（含西区地块 80 万千瓦光伏本体、西区升压储能站、西区集电线路）施工图设计到竣工图编制等全过程的全部勘察设计工作，以及为了保证工程质量所提供的现场服务工作。

（3）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区升压储能站（含 190MW/380MWh 的储能系统）、西区集电线路（包含 35kV 电缆及架空线路等）采购（不含甲采设备）及施工。

（4）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区地块 80 万千瓦光伏本体工程设备（不含甲采设备）和材料（指设备、零件、部件、工具、材料等全部货物的总称）采购（含技术服务、厂家培训、运输及运输保险）及施工。

（5）西区治沙工程。

详见技术规范书。

二、投标资格条件、要求

1. 是能够独立承担民事责任的法人，或其他组织。

2. 投标人具有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“三类人员”A 类证书，企业分管安全生产副经理企业的任命书。（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）

3. 拟派施工负责人具有“三类人员”B 类证书。（由承担施工工作的联合体成员提供）

4. 在投标截止日存在在其他任何在建合同工程上现任项目负责人(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。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),结束时间为该合同工程通过验收或合同解除日期。

5. 拟派施工现场专职安全生产管理人员,具有“三类人员”C类证书,人数符合中华人民共和国住房和城乡建设部建质[2008]91号《建筑施工企业安全生产管理机构设置及专职安全生产管理人员配备办法》的规定。(由承担施工工作的联合体成员提供)

6. 投标人在浙江省能源集团有限公司及其下属公司存在“不良行为”,被列入浙能集团供应商“黑名单”或作“暂停使用”处置的,且该处置仍在有效期内,不得参与本标段投标。

7. 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。

8. 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。

9. 近三年内被列入国家应急管理部(查询网址为:<https://www.mem.gov.cn/fw/cxfw/xycx/>)认定的安全生产失信联合惩戒“黑名单”,且有效期结束时间晚于投标截止日的,不得参与本项目投标。

10. 投标人须同时具有有效期内的以下资质。

1) 设计资质:同时具有工程设计综合甲级资质、工程勘察综合甲级资质;

2) 施工资质:同时具有电力工程施工总承包壹级及以上资质、承装(修、试)电力设施许可证(承装一级、承修一级、承试一级)。

11. 投标人自2020年7月1日(时间以合同签订日期为准)至投标截止日,须同时具有以下业绩:

1) 1个200MW及以上国内集中式光伏发电项目勘察设计;

2) 1个330kV及以上电压等级国内变电站工程(含新、扩建工程)勘察设计;

3) 1个200MW及以上国内集中式光伏发电项目施工总承包。

如提供EPC业绩的,须含上述工作内容,

投标人提供的设计业绩和施工业绩应与其在本次投标过程中承担的工作任务相匹配,即承担设计任务的单位提供业绩1)和2),承担施工任务的单位提供业绩3)。

其中业绩要求为:

完工业绩。【勘察业绩证明材料:合同复制件,合同复制件至少包含首页、签字盖

章页以及能体现业绩要求具体表述的页面，附有效发票。施工总承包业绩证明材料：合同复制件和竣(交)工验收记录(报告)，业绩具体要求以竣(交)工验收记录(报告)所载规模为准，如竣(交)工验收记录(报告)所能承载的证明内容不能完全体现业绩要求的具体表述，须同时提供其他相关的竣(交)工验收资料，其他相关的竣(交)工验收资料，仅指竣(交)工验收阶段及之后签署的工程资料，如竣工图、工程价款最终结算凭证等】。

12. 拟派项目负责人和相关负责人的资质和业绩要求：

(1) 项目负责人：具有注册在投标人单位的机电工程或建筑工程专业壹级注册建造师执业资格证，具有有效期内的“三类人员”B类证书的合格人员作为项目负责人（以下简称“项目负责人”）。

项目负责人具有完成过1个及以上单体装机容量100MW及以上国内已全容量并网发电的集中式光伏发电工程总承包业绩或施工总承包业绩。

(2) 项目施工负责人：具有完成过1个及以上单体装机容量100MW及以上国内已全容量并网发电的集中式光伏发电工程总承包业绩或施工总承包业绩。

(3) 项目设计负责人：具有完成过1个及以上单体装机容量100MW及以上国内已全容量并网发电的集中式光伏发电项目工程设计业绩。

业绩证明材料：【设计项目的业绩证明材料为：合同复制件，合同复制件至少包含首页、签字盖章页以及能体现业绩要求具体表述的页面。工程总承包或施工总承包业绩证明材料为：合同复制件，合同复制件至少包含首页、签字盖章页、能体现业绩要求具体表述的页面，以及业主单位盖章的投运证明性材料扫描件：投运证明，或移交生产交接书，或安全稳定性运行证明，或质量验收报告，或其他能证明已投运的材料。】

备注：以上拟派项目负责人、拟派项目设计负责人两个岗位不得相互兼任。

是否接受联合体投标：是。联合体投标的应满足下列要求：1. 联合体成员数不超过2家，由设计单位牵头，投标时须提供联合体协议。

2. 联合体各方须具备与所承担工作内容相匹配的资质和业绩。

三、招标文件获取

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

2. 招标文件出售时间：2025年08月01日09时00分至2025年08月07日17时00分。

3. 招标文件每套售价：500 元，售后不退。

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

开户名称：浙江天音管理咨询有限公司

开户行：工商银行杭州市分行西湖支行

帐号：1202 0204 1990 0157 384

四、投标文件递交

1. 投标文件递交的截止时间（投标截止时间，下同）为 2025 年 08 月 20 日 09 时 30 分，投标人应在截止时间前通过“浙江能源投标管家”递交电子投标文件。

2. 本项目通过“浙江能源投标管家”进行远程开标，投标人无需至开标现场。

3. 逾期上传的投标文件，“浙能集团智能供应链一体化平台”将予以拒收。

五、公告发布媒介

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

六、联系方式

招标人：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

联系人：胡明月

联系电话：18226184610

招标代理机构：浙江天音管理咨询有限公司

招标代理地址：杭州市拱墅区白马大厦九楼 B 座

招标文件出售、平台操作，客服联系电话：400-0571515

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

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

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

（4）各单位注册备选供应商无需缴纳会员费，审核通过后可参与招标代理公司发布的公开采购（招标、竞谈、询价等）项目，注册审核周期一般为 1 个工作日；注册浙能供应商

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

招标代理机构项目负责人：（签名）

招标代理机构：（公章）

2025 年 08 月 01 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	编制内容
1.1.2	招标人	名称：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司 联系人：胡明月 电话：18226184610
1.1.3	招标代理机构	名称：浙江天音管理咨询有限公司 地址：杭州市拱墅区华浙广场1号华浙大厦906室 联系人：万锦然 电话：0571-87897217 电子邮箱：WANJINRAN@ZNTIANYIN.COM
1.1.4	项目名称	甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目
1.1.5	建设地点	甘肃省，武威市，古浪县
1.2.1	资金来源及比例	企业自筹
1.2.2	资金落实情况	已落实
1.3.1	招标范围	甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目光伏场区分东、西区，东区容量为1200MW，西区容量为800MW，同步配套建设2座升压储能站。 甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I标段，总承包范围为黄花滩200万千瓦光伏项目I标段范围内光伏发电项目及其配套附属设施从工程建设开始直至验收交付生产，以及在质量保修期内的消缺保修服务等全过程的EPC总承包工作。包括但不限于： （1）甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目整体（含200万千瓦光伏本体、2座升压储能站、东区升压储能站至西区升压储能站的330kV架空线路等）的初步设计。 （2）甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目西区（含西区地块80万千瓦光伏本体、西区升压储能站、西区集电线路）施工图设计到竣工图编制等全过程的全部勘察设计工作，以及为了保证工程质量所提供的现场服务工作。 （3）甘肃古浪陇电入浙黄花滩200万千瓦光伏项目西区升压储能站（含190MW/380MWh的储能系统）、西区集电线路（包含35kV电

		缆及架空线路等)采购(不含甲采设备)及施工。 (4)甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区地块 80 万千瓦光伏本体工程设备(不含甲采设备)和材料(指设备、零件、部件、工具、材料等全部货物的总称)采购(含技术服务、厂家培训、运输及运输保险)及施工。 (5)西区治沙工程。 详见技术规范书。 (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	计划“四通一平”动工日期:2025 年 9 月 15 日;计划全容量并网发电日期:2026 年 9 月 30 日,具体开工时间以签发的开工报告为准。 (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。 □缺陷责任期具体期限:____;工程保修期为:____。
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:1.联合体成员数不超过 2 家,由设计单位牵头,投标时须提供联合体协议。 2.联合体各方须具备与所承担工作内容相匹配的资质和业绩。
1.5	费用承担和 设计成果补偿	□不补偿 □补偿,补偿标准:____。
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：1. 分包内容：主体工程不允许分包，分包必须符合国家法律法规要求，并经招标人同意。 2. 分包单位的资格要求：应符合国家法律规定的企业资质等级，且资格能力应与其分包工作的标准和规模相适应，并须经招标人认可。
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：2025 年 08 月 11 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：正式发标时发布 ☐ 在投标截止时间____日前以补充文件的形式公布。 ☐ 本次招标最高投标限价的计算法：____。

3.2.4	投标报价的 其他要求	/
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 8 号白马大厦 5 楼 E 座 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“三类人员”A 类证书，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、拟派施工负责人具有“三类人员”B 类证书。（由承担施工工作的联合体成员提供）。 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。 十、专职安全生产管理人员的“三类人员”C 类证书（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，若投标人在投标文件中未明确唯一品牌或评标委员会判定投标人所投品牌与招标文件列明品牌“不相当于”的。 (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。 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://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。
4.2.1	投标截止时间	2025 年 08 月 20 日 09 时 30 分
4.2.2	递交投标文件	一、在投标截止时间前通过“浙江能源投标管家”进行加密上传，递交时间以投标回执中递交时间为准。 ☐二、样品等在投标截止时间前按招标文件要求递交至以下地点：_____。
4.2.5	投标文件的拒收情形	一、逾期未上传的投标文件。 二、未加密的投标文件。 三、投标保证金未与所投标段关联的投标文件 四、开标后未在规定时间内完成解密成功的投标文件。
5.1	开标时间和地点及要求	开标时间：2025 年 08 月 20 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的； （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/webfile/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, 中国招标投标公共服务平台, 中国采购与招标网, 政采云 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://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。 ☐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A类证书、项目负责人的B类证书、驻现场的安全生产专职管理人员的C类证书），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。代理服务费用发票通过“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：（1）签订工程总承包合同后，招标人有权通过签订买方、卖方、工程总承包方三方协议的形式，将签订的甲采设备（逆变器、箱变、主变、储能系统、调相机系统）合同项下买方的权利和义务移交给工程总承包方，工程总承包方完全享有甲供设备及其附属设备合同文件中买方的权利，并履行买方义务；（2）甲采设备（逆变器、箱变、主变、储能系统、调相机系统）和治沙工程（EPC）以暂估价形式计入；（3）本次招标范围内 330kV 升压站部分内容收到发包人书面生效通知之日起生效。
--	---

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、非关键性工作进行分包的，应符合投标人须知前附表规定的分包内容、分包金额和资质要求等限制性条件。

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。

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。

2. 询标

（1）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。

（2）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）。

（3）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。

（4）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。

（5）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。

（二）投标文件的技术标评审

1. 由技术评标专家负责对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）。

2. 技术评标因素及其量化标准

序 号	评分项目	评分说明	得 分
1	技术评审		100.0
1.1	投标人业绩		16
1.1.1	投标人工程获奖情况	2020 年 7 月 1 日至投标截止日投标人电力工程获得国家级、省部级奖情况：获得由中国施工企业管理协会颁发的国家优质工程金奖的每项得 2 分，获得由中国施工企业管理协会颁发的国家优质工程奖的每项得 1 分，获得由省级住房和城乡建设厅颁发的省级建设工程优质工程奖的每项得 0.5 分。累计不超过 4 分。注：同一项目获奖只计最高奖，获奖时间以获奖证书颁发的日期为准。	4
1.1.1	投标人业绩	1) 自 2020 年 7 月 1 日（以合同签订时间为准）以来，投标人提供满足招标公告资格要求的业绩要求得 4 分，每增加 1 个 200MW 及以上国内集中式光伏发电项目勘察设计与 1 个	12

1 . 2		330kV 及以上电压等级国内变电站工程（含新、扩建工程）勘察设计，得 1 分，最高得 4 分；每增加 1 个 200MW 及以上国内集中式光伏发电项目施工总承包得 1 分，最高得 4 分。以上合计最高得 12 分。	
1 . 2	设计与技术方案		4 7
1 . 2 . 1	总体设计	1) 工程土建设计：风载取值、支架设计、光伏场区及升压站基础设计，得 1~5 分 2) 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 1~5 分 3) 各项性能指标满足招标文件技术规范要求的，得基本分 1 分，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 1~3 分。性能指标低于招标文件要求的，本项不得分 4) 消防设计方案设计合理、符合规范要求，消防设备布置符合现场实际情况，得 1~4 分 5) 设计布置合理，操作维修方便、视觉美观、经济合理，得 1~4 分 6) 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 1~4 分 7) 设计方案符合国家电网和当地电网公司相关要求；响应招标文件的全部技术要求（无技术偏差），得 0~4 分 8) 根据投标人对设备选型、系统设计可靠性等及推荐品牌响应程度，得 1~2 分	3 2
1 . 2 . 2	光伏组件性能	1、投标人选用光伏组件转换效率在 23.1%的基础上，根据选用光伏组件转换效率，效率最高者得 3 分，效率最低者得 1 分，效率在最高者到最低者之间的采用直线插入法计算得分。（需提供详细组件型号和第三方认证证书和报告） 2、根据投标人选用光伏组件其他性能（如首年衰减率、每年衰减率、双面率、弱光性能、工艺先进性等），得 1~12 分。	1 5
1 . 3	首年系统效率	首年系统整体效率（计入组件衰减率）PR 值达到 82.2%的得 1 分，每高 0.2%加 1 分，最高得 5 分。	5
1 . 4	总工期、分阶段施工进度计划及保证措施	根据投标人提供的总工期、施工进度网络计划、关键节点和线路的保证措施是否具有针对性和可行性；通过对总工期进行分解、是否明确工期控制点以及各分部分项工程的起始时间、选择科学合理的施工方法、配备合理有效的资源、加强对施工的协调与管理、制定强有力的工期保证措施、对施工进度进行全过程监控、确保总进度计划的实现等进行综合评价，得 1~4 分	4
1 . 5	施工组织方案	1) 工程总承包总体策划先进、可操作性强、高效，施工现场总平布置的合理性等，得 1~2 分 2) 总分包之间的关系是否明确，各项管理手段是否科学，得 1~2 分 3) 关键工序和特殊工序的施工方案的施工方案、施工方法可行、科学合理、先进性、针对性等，得 1~2 分 4) 人、机、物、料等供应组织方案合理以及消缺时间、条件和维护的保障能力、准时率等，得 1~2 分 5) 根据本项目拟投入的项目经理、设计负责人、施工负责人等人力资源搭配、年龄结构、数量、职称、从事类似工程的相关经验及进场计划等，得 1~2 分 6) 根据设备（组件、支架等）安装总体安排合理性，相关施工工艺先进性，试验方法科学性，得 1~2 分 7)	1 6

		有调试方案、涉网试验方案、调试组织及保障措施，方案和保障措施有效、合理，协调本项目全容量投产能力强，得 1~4 分	
1 6	现场资源配置	1) 项目部组织机构健全、职责明确，设置合理等，得 1~2 分 2) 施工设备选型和配套合理、保证性等情况，施工机具和检验仪器的投入满足工程质量和进度的要求等，得 1~2 分	4
1 7	质量保证和措施	1) 施工质量的控制和检验手段是否科学、可靠，得 1~2 分 2) 原材料、半成品、外购件的质量保证措施是否可靠，得 1~2 分	4
1 8	安全保证体系与措施、文明施工和环境保护	1) 安全保证体系与措施合理、得当，得 1~2 分 2) 文明施工和环境保护措施合理，得 1~2 分	4

(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。凡属招标文件的原因造成报价口径范围不一致的，应调整投标人报价，但因投标人自身失误造成多算、少算、漏算的，不得调整。

3. 报价评分

(1) 评分范围：通过符合性审查的所有投标文件进入评分范围。

(2) 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差但又属买方可以接受的，按开标当日中国人民银行公布的五年以上贷款利率计算提前支付所产生的利息，并将其计入其评标价中；

3) 投标人的供货范围如有缺项、漏项的, 若投标人对该项有报价但未按此价格组入投标总价的则按其对该项的最高报价计入其评标价中, 若投标人对该项无报价的则按其他投标人对该项的最高报价计入其评标价中。投标人的供货范围如有超出招标文件供货范围要求的内容的, 评标时评标委员会有权核减该超出部分的价格。

4) 若投标人在《主要部件品牌规格表》列明品牌以外选择其他品牌进行报价的, 且评标委员会判定与列明品牌“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。

(3) 评标价格分的计算

1) C 为某投标人的商务价格得分;

2) P 为根据评标价格调整办法, 经调整后的某投标人的评标价;

3) A 为经计算后的投标人评标价的平均值, 计算规则如下:

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

②若存在评标价高于 1.1A 或低于 0.8A 的情况, 分别以 1.1A、0.8A 代入, 计算得出 A1。若存在代入后价格高于 1.1A1 或低于 0.8A1 的, 分别以 1.1A1、0.8A1 代入后, 计算得出 A2, A2 作为最终平均价 A。

4) Pmin 为有效标的次低评标价。

5) 基准价 $= 0.5A + 0.5 P_{\min}$

a、当 $P = \text{基准价}$ 时, $C = 100$;

b、当 $P > \text{基准价}$ 时, 偏差率在 $(0, +5\%]$ 之间的, 每超 1%扣 1 分; 偏差率在 $(+5\%, +10\%]$ 之间的, 每超 1%扣 2 分; 偏差率在 $+10\%$ 以上的, 每超 1%扣 3 分;

c、 $P < \text{基准价}$ 时, 偏差率在 $[-2.5\%, 0\%]$ 区间的, 不扣分; 偏差率在 $[-5\%, -2.5\%)$ 区间的, 每低 1%扣 0.5 分; 偏差率在 $[-10\%, -5\%)$ 区间, 每低 1%扣 1 分; 偏差率在 -10% 以上, 每低 1%扣 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) 投标文件的不平衡报价的评审(若有)

1. 不平衡报价的评审:

(1) 工程量清单评审项目由招标人在工程量清单中指定, 评审项目工程量清单综合单价的标准偏离率为 20%; 具体见《招标文件不平衡报价评审项目表》(另册)。

(2) 计算评审项目修正单价 (T):

根据所有有效标评审的投标人的评审项目综合单价 (B) 确定修正单价 (T)。

所有有效标评审的投标单价 (B) 的算术平均值为基准单价 (A)。

当 $(B-A) \div A \times 100\% > \underline{20\%}$ 时, 进行综合单价修正,

修正单价 (T) = 基准单价 (A)

评标委员会对修正后的单价应要求投标人法定代表人或其授权代表书面签字确认，投标人不予确认的，视作拒绝不平衡报价修正，否决其投标文件。

(3) 对投标人不平衡报价的修正不改变投标总价。经修正的综合单价适用于工程实施过程中工程变更引起的工程量增加部分。

2. 不平衡报价质量分的计算（若有）

清单项目报价与不平衡报价评审项目表分项工程清单基准价相差 $\pm 20\%$ 以上的，每项扣分____，扣完为止。

（五）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，扣分上限为____分，具体扣分细则详见《主要部件品牌规格表》中的部件评审说明。

2. 《关键部件品牌规格表》中的部件评审说明

(1) 若投标人在投标文件中未明确唯一品牌的，作否决投标处理。

(2) 投标人所投关键部件品牌在招标文件列明品牌以外的，投标人在投标时须提供与该品牌有关的性能指标参数、同类型业绩、市场占有情况或其他第三方证明文件等，佐证所投品牌与推荐品牌为“或相当于”，经评标委员会判定是否属于“相当于”。如判定为“相当于”，则进行后续评议；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	天合光能、晶澳科技、晶科、隆基、通威、中来股份	

3. 《主要部件品牌规格表》中的部件评审说明

(1) 若投标人在投标文件中明确主选品牌的，按主选品牌进行评议。

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

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

(4) 若投标人在投标文件中列明了一个或多个品牌，且含“或相当于”、“或同等档次”等模糊字

眼的，视为投标人所投品牌为投标文件中列明的品牌，同时扣除相应的报价质量分；

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

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

(6) 《主要部件品牌规格表》部件品牌规定如下：

序号	部件名称	拟参考品牌规格(或相当于)	报价质量分	备注
1	高压开关柜	平高电气、江苏大全、许继电气、天水长城	0.4	
2	高压开关柜断路器	ABB、西门子、施耐德	0.2	
3	电气二次监控(继保/综自)	南瑞继保、北京四方、国电南自、许继电气	0.2	
4	无功补偿	上海思源、南瑞继保、禾望电气、明阳龙源、特变电工	0.2	
5	AIS 断路器	平高电气、西安西电、上海思源、北京日立	1.0	

(六) 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(K_p)、技术评分(K_t)的权重为：

$K_p=60\%$, $K_t=40\%$

- 2) 综合评标分 $C_v(i)$ ：

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

$C_t(i)$ 为第 i 个投标人的技术评分， K_t 为技术分权重；

$C_p(i)$ 为第 i 个投标人的评标价格分， K_p 为价格分权重；

$C_e(i)$ 为第 i 个投标人的不平衡报价评分；

$C_q(i)$ 为第 i 个投标人的报价质量评分扣分分值。

- 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”。

(七) 推荐中标候选人

1. 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。

2. 评标委员会根据投标人须知前附表 7.1 规定，确定中标人或推荐中标候选人。

五、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. 开标记录；
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

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目
工程总承包（EPC） I 标段

合同条款

发包人：

承包人：

2025 年 月

第一部分 合同协议书

鉴于发包人通过招标方式确定承包人为甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC1）的中标人，承担该工程的 EPC 总承包工作。为明确双方在工程建设过程中的权利、义务和经济责任，根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国建筑法》和本工程招投标文件的约定，双方特签订本合同。

一、工程概况：

工程名称：甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC1）

工程地点：

二、工程承包范围：

详见招标文件招标范围及技术规范书。

三、工期：

总工期 XXX 日历天，计划开工日期 2025 年 XX 月 XX 日，计划并网发电日期 202X 年 XX 月 XX 日全容量并网发电，具体开工时间以签发的开工报告为准。

四、质量保证

设计与施工质量满足《光伏发电工程施工规范》(GB50794-2012)国家及行业设计与施工验收规范、标准及质量检验评定标准要求。光伏电站试运行期间系统整体效率应不小于设计值。符合浙江省能源集团有限公司《基建工程全过程达标投产管理规定》的相关规定。

施工要求的质量标准：合格。

五、合同价款

5.1 本合同总价为人民币 元整，（大写： ）；其中包含安全文明施工费用为人民币 元整，（大写： ）。

5.2 除合同另有约定外，本项目 EPC 总承包价格包括为完成本合同规定的全部工作需要的一切费用、拟获得的利润和税金。

5.3 其他约定：

(1)根据《中华人民共和国增值税暂行条例》(中华人民共和国国务院令第 538 号)、《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(财政部 国家税务总局第 50 号令)等法律法规,承包人为发包人提供合格的增值税专用发票。

(2) 发票:增值税专用发票,其中设备款税率为 13%,建安款税率 9%,设计款、技术服务及咨询服务费税率 6%。行政事业性收费项目提供合法行政性票据。若因国家政策原因导致税率发生变化的,按不含税价不变,含税价予以相应调整的原则,双方另行签订补充协议。

(3) 安全文明措施费用已包含在合同总价中。

(4) 除合同另有规定外,合同执行过程中,合同范围内所发生的通知、联系单、会议纪要和其他往来函件等均不得在结算时改变本合同价款。

(5) 属于 EPC 总包方范围的费用,在本合同执行过程中由发包人代承包人支付的,经承包人书面确认,在本合同竣工结算时由发包人据实扣除。

(6) 本合同范围内 330kV 升压站部分内容收到发包人书面生效通知之日起生效。

六、组成合同的文件

组成合同的各项文件应互相解释,互为说明。除专用合同条款另有约定外,解释合同文件的优先顺序如下:

- (1) 合同协议书;
- (2) 专用合同条款;
- (3) 通用合同条款;
- (4) 中标通知书;
- (5) 招标文件(含补充文件);
- (6) 投标函及投标函附录;
- (7) 技术标准和要求;
- (8) 图纸;
- (9) 已标价工程量清单;
- (10) 其他合同文件。

双方有关工程的洽谈、变更等书面协议或文件视为本合同的组成部分。

七. 现场管理及其他

- 1、承包人项目经理： ，联系电话： 。
- 2、发包人现场负责人： ，联系电话： 。
- 3、承包人承诺按合同约定承担工程的实施、完成及缺陷修复。
- 4、发包人承诺按合同约定的条件、时间和方式向承包人支付合同价款。
- 5、本协议书一式捌份，正本贰份，副本陆份，合同双方各执。
- 6、合同未尽事宜，双方另行签订补充协议。补充协议是合同的组成部分。
- 7、本合同自双方法定代表人或授权代表签字并加盖公章或合同专用章之日起生效。

签署：

委托人：（公章）

监理人：（公章）

法定代表人或其委托代理人：
（签字）

法定代表人或其委托代理人：
（签字）

统一社会信用代码：

统一社会信用代码：

地址：

地址：

邮政编码：

邮政编码：

法定代表人：

法定代表人：

委托代理人：

委托代理人：

电话：

电话：

传真：

传真：

电子信箱：

电子信箱：

开户银行：

开户银行：

账号：

账号：

2025 年 XX 月 XX 日

第一节 通用合同条款

1. 一般约定

1.1 词语定义

通用合同条款、专用合同条款中的下列词语应具有本款所赋予的含义。

1.1.1 合同

1.1.1.1 合同文件（或称合同）：指合同协议书、中标通知书、投标函及投标函附录、专用合同条款、通用合同条款、发包人要求、价格清单、承包人建议书，以及其他构成合同组成部分的文件。

1.1.1.2 合同协议书：指第 1.5 款所指的合同协议书。

1.1.1.3 中标通知书：指发包人通知承包人中标的函件。中标通知书随附的澄清、说明、补正事项纪要等，是中标通知书的组成部分。

1.1.1.4 投标函：指构成合同文件组成部分的由承包人填写并签署的投标函。

1.1.1.5 投标函附录：指附在投标函后构成合同文件的投标函附录。

1.1.1.6 发包人要求：指构成合同文件组成部分的名为发包人要求的文件，包括招标项目的目的、范围、设计与其他技术标准和要求，以及合同双方当事人约定对其所作的修改或补充。

1.1.1.7 价格清单：指构成合同文件组成部分的由承包人按规定的格式和要求填写并标明价格的清单。

1.1.1.8 承包人建议书：指构成合同文件组成部分的名为承包人建议书的文件。承包人建议书由承包人随投标函一起提交。承包人建议书应包括承包人的设计图纸及相应说明等设计文件。

1.1.1.9 其他合同文件：指经合同双方当事人确认构成合同文件的其他文件。

1.1.2 合同当事人和人员

1.1.2.1 合同当事人：指发包人和（或）承包人。

1.1.2.2 发包人：指专用合同条款中指明并与承包人在合同协议书中签字的当事人。

1.1.2.3 承包人：指与发包人签订合同协议书的当事人。

1.1.2.4 承包人项目经理：指承包人指定代表承包人履行义务的负责人。

1.1.2.5 设计负责人：指承包人指定负责组织指导协调设计工作并具有相应资格的人

员。

1.1.2.6 施工负责人：指承包人指定负责组织指导协调施工工作并具有相应资格的人员。

1.1.2.7 采购负责人：指承包人指定负责组织指导协调采购工作的人员。

1.1.2.8 分包人：指从承包人处分包合同中某一部分工作，并与其签订分包合同的分包人。

1.1.2.9 监理人：指在专用合同条款中指明的，受发包人委托对合同履行实施管理的法人或其他组织。属于国家强制监理的，监理人应当具有相应的监理资质。

1.1.2.7 总监理工程师：指由监理人委派对合同履行实施管理的全权负责人。

1.1.3 工程和设备

1.1.3.1 工程：指永久工程和（或）临时工程。

1.1.3.2 永久工程：指按合同约定建造并移交给发包人的工程，包括工程设备。

1.1.3.3 临时工程：指为完成合同约定的永久工程所修建的各类临时性工程，不包括施工设备。

1.1.3.4 区段工程：指专用合同条款中指明特定范围的能单独接收并使用的永久工程。

1.1.3.5 工程设备：指构成或计划构成永久工程的机电设备、仪器装置、运载工具及其他类似的设备和装置。

1.1.3.6 施工设备：指为完成合同约定的各项工作所需的设备、器具和其他物品，不包括临时工程和材料。

1.1.3.7 临时设施：指为完成合同约定的各项工作所服务的临时性生产和生活设施。

1.1.3.8 承包人设备：指承包人为工程实施提供的施工设备。

1.1.3.9 施工场地（或称工地、现场）：指用于合同工程施工的场所，以及在合同中指定作为施工场地组成部分的其他场所，包括永久占地和临时占地。

1.1.3.10 永久占地：指专用合同条款中指明为实施合同工程需永久占用的土地。

1.1.3.11 临时占地：指专用合同条款中指明为实施合同工程需临时占用的土地。

1.1.4 日期、检验、竣工和接收

1.1.4.1 开始工作通知：指监理人按第 11.1 款通知承包人开始工作的函件。

1.1.4.2 开始工作日期：指监理人按第 11.1 款发出的开始工作通知中写明的开始工作日期。

1.1.4.3 工期：指承包人在投标函中承诺的完成合同工作所需的期限，包括按第 11.3 款、第 11.4 款和第 11.6 款约定所作的变更。

1.1.4.4 竣工日期：指第 1.1.4.3 目约定工期届满时的日期。实际竣工日期以工程接收证书中写明的日期为准。

1.1.4.5 缺陷责任期：指履行第 19.2 款约定的缺陷责任的期限，具体期限在发包人要求中明确的包括根据第 19.3 款约定所作的延长。

1.1.4.6 基准日期：指投标截止之日前 28 天的日期。

1.1.4.7 天：除特别指明外，指日历天。合同中按天计算时间的，开始当天不计入，从次日开始计算。期限最后一天的截止时间为当天 24:00。

1.1.4.8 竣工试验：是指在工程竣工验收前，根据第 18.1 款要求进行的试验。

1.1.4.9 竣工验收：是指承包人完成了全部合同工作后，发包人按合同要求进行的验收。

1.1.4.10 竣工后试验：是指在工程竣工验收后，根据第 18.9 款约定进行的试验。

1.1.4.11 国家验收：是指政府有关部门根据法律、规范、规程和政策要求，针对发包人全面组织实施的整个工程正式交付投运前的验收。

1.1.4.12 工程接收：是指工程竣工验收合格之后，由承包人与发包人进行工程交接，并由发包人颁发接收证书的过程。

1.1.4.13 并网发电：指工程电气设备安装和调试，经验收具备发电送电能力和通过电网公司发电前期、中期验收，并取得当地电监局主管部门批准的并网发电许可证，成功将电站所发电量接入输送至电网，最终通过电网公司电力监督站验收和取得电监局发电业务许可证。

1.1.4.14 完工：指承包人完成了全部合同工作。

1.1.5 合同价格和费用

1.1.5.1 签约合同价：指中标通知书明确的并在签订合同时于合同协议书中写明的，包括了暂估价的合同总金额。

1.1.5.2 合同价格：指承包人按合同约定完成了包括缺陷责任期内的全部承包工作后，发包人应付给承包人的金额，包括在履行合同过程中按合同约定进行的变更和调整。

1.1.5.3 费用：指为履行合同所发生的或将要发生的所有合理开支，包括管理费和应分摊的其他费用，但不包括利润。

1.1.5.4 暂估价：指招标文件中给定的，用于支付必然发生但暂时不能确定价格的专业

服务、材料、设备专业工程的金额。

1.1.5.5 计日工：指对零星工作采取的一种计价方式，按合同中的计日工子目及其单价计价付款。

1.1.5.6 质量保证金：指按第 17.4.1 项约定用于保证在缺陷责任期内履行缺陷修复义务的金额。

1.1.6 其他

1.1.6.1 书面形式：指合同文件、信函、电报、传真、数据电文、电子邮件、会议纪要等可以有形地表现所载内容的形式。

1.1.6.2 承包人文件：指由承包人根据合同应提交的所有图纸、手册、模型、计算书、软件和其他文件。

1.1.6.3 变更是指根据第 15 条的约定，经指示或批准对发包人要求或工程所做的改变。

1.2 语言文字

合同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。

1.3 法律

适用于合同的法律包括中华人民共和国法律、行政法规、部门规章，以及工程所在地的地方法规、自治条例、单行条例和地方政府规章。

1.4 合同文件的优先顺序

组成合同的各项文件应互相解释，互为说明。除专用合同条款另有约定外，解释合同文件的优先顺序如下：

- (1) 合同协议书；
- (2) 专用合同条款；
- (3) 通用合同条款；
- (4) 中标通知书；
- (5) 招标文件(含补充文件)；
- (6) 投标函及投标函附录；
- (7) 技术标准和要求；
- (8) 图纸；
- (9) 已标价工程量清单；
- (10) 其他合同文件。

1.5 合同协议书

承包人按中标通知书规定的时间与发包人签订合同协议书。除法律另有规定或合同另有约定外，发包人和承包人的法定代表人或其委托代理人在合同协议书上签字并盖单位章后，合同生效。

1.6 文件的提供和照管

1.6.1 承包人文件的提供

除专用合同条款另有约定外，承包人应在合理的期限内按照合同约定的数量向监理人提供承包人文件。合同约定承包人文件应批准的，监理人应当在合同约定的期限内批复。承包人的设计文件的提供和审查按第 5.3 款和第 5.5 款的约定执行。包括不限于工程施工许可文件、环境保护验收文件、安全性验收评价文件、竣工资料验收文件、职业卫生防护验收文件、水土保持验收文件、征地批准手续、消防验收文件、并网手续、档案验收、达标投产证书等文件的原件。

承包人向发包人移交的归档文件，应符合《光伏发电建设项目文件归档与档案整理规范》(NB/T 32037-2017)之要求

1.6.2 发包人提供的文件

按专用合同条款约定由发包人提供的文件，包括前期工作相关文件，发包人应按约定的数量和期限交给承包人。

1.6.3 文件错误的通知

任何一方发现了文件中存在的明显错误或疏忽，应及时通知另一方。

1.6.4 文件的照管

承包人应在现场保留一份合同、发包人要求中列出的所有文件、承包人文件、变更以及其它根据合同收发的往来信函。发包人有权在任何合理的时间查阅和使用上述所有文件。

1.7 联络

1.7.1 与合同有关的通知、批准、证明、证书、指示、要求、请求、同意、意见、确定和决定等，均应采用书面形式。

1.7.2 第 1.7.1 项中的通知、批准、证明、证书、指示、要求、请求、同意、意见、确定和决定等来往函件，均应在合同约定的期限内送达指定的地点和指定的接收人，并办理签收手续。

1.8 转让

除合同另有约定外，未经承包人同意，发包人不得将合同权利全部或部分转让给第三人，

也不得全部或部分转让合同义务。承包人不得将合同权利和义务全部转让给第三人，也不得将合同的义务全部或部分转让给第三人，法律另有规定的除外。

1.9 严禁贿赂

合同双方当事人不得以贿赂或变相贿赂的方式，谋取不当利益或损害对方权益。因贿赂造成对方损失的，行为人应赔偿损失，并承担相应的法律责任。

1.10 化石、文物

1.10.1 在施工现场发掘的所有文物、古迹以及具有地质研究或考古价值的其他遗迹、化石、钱币或物品属于国家所有。一旦发现上述文物，承包人应采取有效合理的保护措施，防止任何人员移动或损坏上述物品，并立即报告当地文物行政部门，同时通知监理人和发包人。发包人、监理人和承包人应按文物行政部门要求采取妥善保护措施，由此导致费用增加和（或）工期延误由发包人承担。

1.10.2 承包人发现文物后不及时报告或隐瞒不报，致使文物丢失或损坏的，应赔偿损失，并承担相应的法律责任。

1.11 知识产权

1.11.1 除专用合同条款另有约定外，承包人完成的设计工作成果和建造完成的建筑物，除署名权以外的著作权以及建筑物形象使用收益等其他知识产权均归发包人享有。

1.11.2 承包人在进行设计，以及使用任何材料、承包人设备、工程设备或采用施工工艺时，因侵犯专利权或其他知识产权所引起的责任，由承包人承担。

1.11.3 承包人在投标文件中采用专利技术的，专利技术的使用费包含在投标报价内。

1.12 文件及信息的保密

未经对方同意，任何一方当事人不得将有关文件、技术秘密、需要保密的资料和信息泄露给他人或公开发表与引用。

1.13 发包人要求中的错误

1.13.1 承包人应认真阅读、复核发包人要求，发现错误的，应及时书面通知发包人。发包人作相应修改的，按照第 15 条约定处理。对确实存在的错误，发包人坚持不作修改的，应承担由此导致承包人增加的费用和（或）延误的工期。

1.13.2 承包人未发现发包人要求中存在错误的，承包人自行承担由此导致的费用增加和（或）工期延误。

1.13.3 无论承包人发现与否，在任何情况下，发包人要求中的下列错误导致承包人增加

的费用和(或)延误的工期,由发包人承担,并向承包人支付合理利润。

- (1) 发包人要求中引用的原始数据和资料;
- (2) 试验和检验标准;
- (3) 除合同另有约定外,承包人无法核实的数据和资料。

1.14 发包人要求违法

发包人要求违反法律规定的,承包人发现后应书面通知发包人,并要求其改正。发包人收到通知书后不予改正或不予答复的,承包人有权拒绝履行合同义务,直至解除合同。发包人应承担由此引起的承包人全部损失。

2. 发包人义务

2.1 遵守法律

发包人在履行合同过程中应遵守法律,并保证承包人免于承担因发包人违反法律而引起的任何责任。

2.2 发出承包人开始工作通知

发包人应委托监理人按第 11.1 款的约定向承包人发出开始工作通知。

2.3 提供施工场地

发包人应按专用合同条款约定向承包人提供施工场地及进场施工条件,并明确与承包人的交接界面。

2.4 办理证件和批件

发包人应协助承包人办理法律规定的有关施工证件和批件,所需费用由承包人承担。

2.5 支付合同价款

发包人应按合同约定向承包人及时支付合同价款。专用合同条款对发包人工程款支付担保有约定的,从其约定。

2.6 组织竣工验收

发包人应按合同约定及时组织竣工验收。

2.7 其他义务

发包人应履行合同约定的其他义务。

3. 监理人

3.1 监理人的职责和权力

3.1.1 监理人受发包人委托，享有合同约定的权力，其所发出的任何指示应视为已得到发包人的批准。监理人在行使某项权力前需要经发包人事先批准而通用合同条款没有指明的，应在专用合同条款中指明。未经发包人批准，监理人无权修改合同。

3.1.2 合同约定应由承包人承担的义务和责任，不因监理人对承包人文件的审查或批准，对工程、材料和工程设备的检查和检验，以及为实施监理作出的指示等职务行为而减轻或解除。

3.2 总监理工程师

发包人应在发出开始工作通知前将总监理工程师的任命通知承包人。总监理工程师更换时，应提前 14 天通知承包人。总监理工程师超过 1 天不能履行职责的，应委派代表代行其职责，并通知承包人。

3.3 监理人员

3.3.1 总监理工程师可以授权其他监理人员负责执行其指派的一项或多项监理工作。总监理工程师应将被授权监理人员的姓名及其授权范围通知承包人。被授权的监理人员在授权范围内发出的指示视为已得到总监理工程师的同意，与总监理工程师发出的指示具有同等效力。总监理工程师撤销某项授权时，应将撤销授权的决定及时通知发包人和承包人。

3.3.2 总监理工程师授权的监理人员对承包人文件、工程或其采用的材料和工程设备未在约定的或合理的期限内提出否定意见的，视为已获批准，但不影响监理人在以后拒绝该项工作、工程、材料或工程设备的权利，监理人的拒绝应当符合法律规定和合同约定。

3.3.3 承包人对总监理工程师授权的监理人员发出的指示有疑问的，可在该指示发出的 48 小时内向总监理工程师提出书面异议，总监理工程师应在 48 小时内对该指示予以确认、更改或撤销。

3.3.4 除专用合同条款另有约定外，总监理工程师不应将第 3.5 款约定应由总监理工程师作出确定的权力授权或委托给其他监理人员。

3.4 监理人的指示

3.4.1 监理人应按第 3.1 款的约定向承包人发出指示，监理人的指示应盖有监理人授权的项目管理机构章，并由总监理工程师或总监理工程师约定授权的监理人员签字。

3.4.2 承包人收到监理人作出的指示后应遵照执行。指示构成变更的，应按第 15 条执行。

3.4.3 在紧急情况下，总监理工程师或其授权的监理人员可以当场签发临时书面指示，承包人应遵照执行。监理应在临时书面指示发出后 24 小时内发出书面确认函，监理人在 24 小时内未发出书面确认函的，该临时书面指示应被视为监理人的正式指示。

3.4.4 除合同另有约定外，承包人只从总监理工程师或按第 3.3.1 项被授权的监理人员处取得指示。

3.4.5 由于监理人未能按合同约定发出指示、指示延误或指示错误而导致承包人费用增加和（或）工期延误的，发包人应承担由此增加的费用和（或）工期延误，并向承包人支付合理利润。

3.5 商定或确定

3.5.1 合同约定总监理工程师应按照本款对任何事项进行商定或确定时，总监理工程师应与合同当事人协商，尽量达成一致。不能达成一致的，总监理工程师应认真研究后审慎确定。

3.5.2 总监理工程师应将商定或确定的事项通知合同当事人，并附详细依据。对总监理工程师的确定有异议的，构成争议，按照第 24 条的约定处理。在争议解决前，双方应暂按总监理工程师的确定执行，按照第 24 条的约定对总监理工程师的确定作出修改的，按修改后的结果执行，由此导致承包人增加的费用和（或）延误的工期由发包人承担。

4. 承包人

4.1 承包人的一般义务

4.1.1 遵守法律

承包人在履行合同过程中应遵守法律，并保证发包人免于承担因承包人违反法律而引起的任何责任。

4.1.2 依法纳税

承包人应按有关法律规定纳税，应缴纳的税金包括在合同价格内。

4.1.3 完成各项承包工作

承包人应按合同约定以及监理人根据第 3.4 款作出的指示，完成合同约定的全部工作，并对工作中的任何缺陷进行整改、完善和修补，使其满足合同约定的目的。除专用合同条款另有约定外，承包人应提供合同约定的工程设备和承包人文件，以及为完成合同工作所需的劳务、材料、施工设备和其他物品，并按合同约定负责临时设施的设计、施工、运行、维护、管理和拆除。

承包人在进行光伏场区详勘后，配合发包人完成最终初步设计的收口工作。根据详勘和现场试桩后确定的桩长、箱变基础等与初设不一致的风险，由投标人自行承担。

4.1.4 对设计、施工作业和施工方法，以及工程的完备性负责

承包人应按合同约定的工作内容和进度要求，编制设计、施工的组织 and 实施计划，并对所有设计、施工作业和施工方法，以及全部工程的完备性和安全可靠性负责。

4.1.5 保证工程施工和人员的安全

承包人应按第 10.2 款约定采取施工安全措施，确保工程及其人员、材料、设备和设施的安全，防止因工程施工造成的人身伤害和财产损失。

4.1.6 负责施工场地及其周边环境与生态的保护工作

承包人应按照第 10.4 款等约定负责施工场地及其周边环境与生态的保护工作。

4.1.7 避免施工对公众与他人的利益造成损害

承包人在进行合同约定的各项工作时，不得侵害发包人与他人使用公用道路、水源、市政管网等公共设施的权利，避免对邻近的公共设施产生干扰。承包人占用或使用他人的施工场地，影响他人作业或生活的，应承担相应责任。

4.1.8 为他人提供方便

承包人应按监理人的指示为他人在施工场地或附近实施与工程有关的其他各项工作提供可能的条件。承包人应当对在施工场地或者附近实施与合同工程有关的其他工作的独立承包人履行管理、协调、配合、照管和服务义务，由此发生的费用被认为已经包括在承包人的签约合同价（投标总报价）中。

4.1.9 工程的维护和照管

工程接收证书颁发前，承包人应负责照管和维护工程。工程接收证书颁发时尚有部分未竣工工程的，承包人还应负责该未竣工工程的照管和维护工作，直至竣工后移交给发包人。

4.1.10 其他义务

承包人应保证发包人支付的工程款专款专用，不得拖欠农民工工资，且按照相关规定向有关部门交纳农民工工资保证金（若有）。承包人必须按国家和地方规定，及时足额发放农民工工资，否则，视为承包人同意发包人直接用工程款补足农民工工资及承包人应履行合同约定的其他义务。

4.2 履约担保

4.2.1 承包人应保证其履约担保在发包人颁发工程接收证书前一直有效。发包人应在工

程接收证书颁发后 28 天内将履约担保退还给承包人。需进行竣工后试验的，承包人应保证其履约担保在竣工后试验通过前一直有效，发包人应在通过竣工验收后 7 天内将履约担保退还给承包人。

4.2.2 如工程延期，承包人有义务继续提供履约担保。由于发包人原因导致延期的，继续提供履约担保所需的费用由发包人承担；由于承包人原因导致延期的，继续提供履约担保所需费用由承包人承担。

4.3 分包和不得转包

4.3.1 承包人需分包的工作应得到发包人确认，未经发包人确认，承包人不能自行进行分包。

4.3.2 分包人的资格能力应与其分包工作的标准和规模相适应。

4.3.3 发包人同意承包人分包工作的，承包人应向发包人和监理人提交分包合同副本。

4.4 联合体

4.4.1 联合体各方应共同与发包人签订合同。联合体各方应为履行合同承担连带责任。

4.4.2 联合体协议经发包人确认后作为合同附件。在履行合同过程中，未经发包人同意，不得修改联合体协议。

4.4.3 联合体牵头人或联合体授权的代表负责与发包人和监理人联系，并接受指示，负责组织联合体各成员全面履行合同。

4.5 承包人项目经理

4.5.1 承包人应按合同协议书的约定指派项目经理，并在约定的期限内到职。承包人更换项目经理应事先征得发包人同意，并应在更换 14 天前将拟更换的项目经理的姓名和详细资料提交发包人和监理人。承包人项目经理 2 天内不能履行职责的，应事先征得监理人同意，并委派代表代行其职责。

项目经理、施工负责人和安全负责人每月在工地时间均不少于 22 天，短期离开工地超过 1 天时须经发包人批准，并委派代表代行其职责。未经发包人批准离开工地的，承包人应向发包人支付违约金 2 万元/（人·天）。

在合同签订和履行过程中由于承包人原因撤换合同签订时拟派项目经理或施工负责人，或安全负责人的，应事先征得发包人同意且拟派人员的资质（或资格）、履历应不低于被撤换人员，并应在更换 14 天前通知发包人和监理人。

擅自撤换合同签订时拟派项目经理或施工负责人，或安全负责人的，承包人应按每人次

向发包人支付本合同签约合同价总额的0.2%的违约金，且每人次违约金不低于20万元。

承包人的上述违约金，发包人在向承包人支付的工程款中直接扣除。

4.5.2 承包人项目经理应按合同约定以及监理人按第 3.4 款作出的指示，负责组织合同工作的实施。在情况紧急且无法与监理人取得联系时，可采取保证工程和人员生命财产安全的紧急措施，并在采取措施后 24 小时内向监理人提交书面报告。

4.5.3 承包人为履行合同发出的一切函件均应盖有承包人单位章或由承包人项目经理签字。

4.5.4 承包人项目经理可以授权其下属人员履行其某项职责，但事先应将这些人员的姓名和授权范围书面通知发包人和监理人。

4.6 承包人人员的管理

4.6.1 承包人应在接到开始工作通知之日起 28 天内，向监理人提交承包人的项目管理机构以及人员安排的报告，其内容应包括项目管理机构的设置、各主要岗位的技术和管理人员名单及其资格，以及设计人员和各工种技术工人的安排状况。承包人安排的主要管理人员和技术人员应相对稳定，更换主要管理人员和技术人员的，应取得监理人的同意，并向监理人提交继任人员的资格、管理经验等资料。项目经理的更换，应按照本章第 4.5 款规定执行。

4.6.2 承包人安排的主要管理人员包括项目经理、设计负责人、施工负责人、采购负责人以及专职质量、安全生产管理人员等；技术人员包括设计人员、专业工程师等。

4.6.3 承包人的设计人员应由具有国家规定和发包人要求中约定的资格，并具有从事设计所必需的经验与能力。

承包人应保证其设计人员（包括分包人的设计人员）在合同期限内的任何时候，都能按时参加发包人或其委托的监理人组织的工作会议。

4.6.4 国家规定应当持证上岗的工作人员均应持有相应的资格证明，监理人有权随时检查。监理人认为有必要时，可进行现场考核。

4.6.5 除专用合同条款另有约定外，承包人的主要施工管理人员离开施工现场连续超过 3 天的，应事先征得监理人同意。承包人擅自更换项目经理或主要施工管理人员，或前述人员未经监理人许可擅自离开施工现场连续超过 3 天的，应按照专用合同条款约定承担违约责任。

4.7 撤换承包人项目经理和其他人员

承包人应对其项目经理和其他人员进行有效管理。监理人要求撤换不能胜任本职工作、

行为不端或玩忽职守的承包人项目经理和其他人员的，承包人应予以撤换。

4.8 保障承包人人员的合法权益

4.8.1 承包人应与其雇佣的人员签订劳动合同，并按时发放工资。

4.8.2 承包人应按劳动法的规定安排工作时间，保证其雇佣人员享有休息和休假的权利。因设计、施工的特殊需要占用休假日或延长工作时间的，应不超过法律规定的限度，并按法律规定给予补休或付酬。

4.8.3 承包人应为其雇佣人员提供必要的食宿条件，以及符合环境保护和卫生要求的生活环境，在远离城镇的施工场地，还应配备必要的伤病防治和急救的医务人员与医疗设施。

4.8.4 承包人应按国家有关劳动保护的规定，采取有效的防止粉尘、降低噪声、控制有害气体和保障高温、高寒、高空作业安全等劳动保护措施。其雇佣人员在施工中受到伤害的，承包人应立即采取有效措施进行抢救和治疗。

4.8.5 承包人应按有关法律规定和合同约定，为其雇佣人员办理保险。

4.8.6 承包人应负责处理其雇佣人员因工伤亡事故的善后事宜。

4.9 工程价款应专款专用

发包人按合同约定支付给承包人的各项价款应专用于合同工作。

4.10 承包人现场查勘

4.10.1 发包人应向承包人提供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，但承包人应对其阅读上述有关资料后所作出的解释和推断负责。

4.10.2 承包人应对施工场地和周围环境进行查勘，并收集除发包人提供外为完成合同工作有关的当地资料。在全部合同工作中，视为承包人已充分估计了应承担的责任和风险。

4.11 不可预见的困难和费用

除合同另有约定外，承包人应视为已取得工程有关风险、意外事件和其他情况的全部必要资料，并预见工程所有困难和费用。承包人遇到不可预见的困难和费用时，合同价格不予调整。

4.12 进度计划

4.12.1 合同进度计划

承包人应按合同约定的内容和期限，编制详细的进度计划，包括设计、承包人文件提交、

采购、制造、检验、运达现场、施工、安装、试验的各个阶段的预期时间以及设计和施工组织方案说明等报送监理人。监理人应在专用合同条款约定的期限内批复或提出修改意见，否则该进度计划视为已得到批准。经监理人批准的进度计划称合同进度计划，是控制合同工程进度的依据。承包人还应根据合同进度计划，编制更为详细的分阶段或分项进度计划，报监理人批准。

4.12.2 合同进度计划的修订

不论何种原因造成工程的实际进度与第 4.12.1 项的合同进度计划不符时，承包人可以在专用合同条款约定的期限内向监理人提交修订合同进度计划的申请报告，并附有关措施和相关资料，报监理人批准；监理人也可以直接向承包人作出修订合同进度计划的指示，承包人应按该指示修订合同进度计划，报监理人批准。监理人应在专用合同条款约定的期限内批复。监理人在批复前应获得发包人同意。

4.13 质量保证

4.13.1 为保证工程质量，承包人应按照合同要求建立质量保证体系。监理人有权对承包人的质量保证体系进行审查。

4.13.2 承包人应在各设计和实施阶段开始前，向监理人提交其具体的质量保证细则和工作程序。

4.13.3 遵守质量保证体系，不应免除合同约定的承包人的义务和责任。

5. 设计

5.1 承包人的设计义务

5.1.1 设计义务的一般要求

承包人应按照法律规定，以及国家、行业和地方规范和标准完成设计工作，并符合发包人要求。

5.1.2 法律和标准的变化

除合同另有约定外，承包人完成设计工作所应遵守的法律规定，以及国家、行业和地方规范和标准，均应视为在基准日适用的版本。基准日之后，前述版本发生重大变化，或者有新的法律，以及国家、行业和地方规范和标准实施的，承包人应向发包人或其委托的监理人提出遵守新规定的建议。发包人或其委托的监理人应在收到建议后 7 天内发出是否遵守新规定的指示。发包人或其委托的监理人指示遵守新规定的，按照第 15 条或第 16.2 款约定执行。

5.2 承包人设计进度计划

承包人应按照发包人要求，在合同进度计划中专门列出设计进度计划，报发包人批准后执行。承包人需按照经批准后的计划开展设计工作。

因承包人原因影响设计进度的，按第 11.5 款的约定执行。因发包人原因影响设计进度的，按第 15 条变更处理。

发包人或其委托的监理人有权要求承包人根据第 11.5 款提交修正的进度计划、增加投入资源并加快设计进度。

5.3 设计审查

5.3.1 承包人的设计文件应报发包人审查同意。审查的范围和内容在发包人要求中约定。

除合同另有约定外，自监理人收到承包人的设计文件以及承包人的通知之日起，发包人对承包人的设计文件审查期不超过 21 天。承包人的设计文件对于合同约定有偏离的，应在通知中说明。承包人需要修改已提交的承包人文件的，应立即通知监理人，并向监理人提交修改后的承包人的设计文件，审查期重新起算。

发包人不同意设计文件的，应通过监理人以书面形式通知承包人，并说明不符合合同要求的具体内容。承包人应根据监理人的书面说明，对承包人文件进行修改后重新报送发包人审查，审查期重新起算。

合同约定的审查期满，发包人没有做出审查结论也没有提出异议的，视为承包人的设计文件已获发包人同意。

5.3.2 承包人的设计文件不需要政府有关部门审查或批准的，承包人应当严格按照经发包人审查同意的设计文件设计和实施工程。

5.3.3 设计文件需政府有关部门审查或批准的，发包人应在审查同意承包人的设计文件后 7 天内，向政府有关部门报送设计文件，承包人应予以协助。

对于政府有关部门的审查意见，不需要修改发包人要求的，承包人需按该审查意见修改承包人的设计文件；需要修改发包人要求的，发包人应重新提出发包人要求，承包人应根据新提出的发包人要求修改承包人文件。上述情形还应适用第 15 条、第 1.13 款的有关约定。

政府有关部门审查批准的，承包人应当严格按照批准后的承包人的设计文件设计和实施工程。

5.4 培训

承包人应按照发包人要求，对发包人的人员进行工程操作和维修方面的培训。合同约定接收之前进行培训的，应在第 18.3 款约定的竣工验收前完成培训。

5.5 竣工文件

5.5.1 承包人应编制并及时更新反映工程实施结果的竣工记录，如实记载竣工工程的确切位置、尺寸和已实施工作的详细说明。竣工记录应保存在施工场地，并在竣工试验开始前，按照专用合同条款约定的份数提交给监理人。

5.5.2 在颁发工程接收证书之前，承包人应按照发包人要求的份数和形式向监理人提交相应竣工图纸，并取得监理人对尺寸、参照系统及其他有关细节的认可。监理人应按照第 53 款的约定进行审查。

5.5.3 在监理人收到上述文件前，不应认为工程已根据第 18.3 款和第 18.5 款约定完成验收。

5.5.4 承包人应按照合同要求，向发包人提交一式 2 份的竣工图纸和竣工资料，另需提供电子版。承包人合同范围内的所有文件的真实性和完整性要满足基建项目的竣工结算和审计需要。原则上发包人不要要求承包人重复提供文件资料。

5.5.5 承包人应在项目全容量并网发电后一个月内提供配合发包人竣工结算所需资料。

5.6 操作和维修手册

5.6.1 在竣工试验开始前，承包人应向监理人提交暂行的操作和维修手册，该手册应足够详细，以便发包人能够对生产设备进行操作、维修、拆卸、重新安装、调整及修理。

5.6.2 承包人应提交足够详细的最终操作和维修手册，以及在发包人要求中明确的相关操作和维修手册。在监理人收到上述文件前，不应认为工程已根据第 18.3 款和第 18.5 款约定完成验收。

5.7 承包人文件错误

承包人文件存在错误、遗漏、含混、矛盾、不充分之处或其他缺陷，无论承包人是否根据本款获得了批准，承包人均应自费对前述问题带来的缺陷和工程问题进行改正。

6. 材料和工程设备

6.1 承包人提供的材料和工程设备

6.1.1 除专用合同条款另有约定外，承包人提供的材料和工程设备均由承包人负责采购、运输和保管。承包人应对其采购的材料和工程设备负责。

6.1.2 承包人应按专用合同条款的约定，将各项材料和工程设备的供货人及品种、技术要求、规格、数量和供货时间等报送监理人批准。承包人应向监理人提交其负责提供的材料和工程设备的质量证明文件，并满足合同约定的质量标准。

6.1.3 对承包人提供的材料和工程设备，承包人应会同监理人进行检验和交货验收，查验材料合格证明和产品合格证书，并按合同约定和监理人指示，进行材料的抽样检验和工程设备的检验测试，检验和测试结果应提交监理人，所需费用由承包人承担。

6.2 发包人提供的材料和工程设备

除本合同另有约定外（详见合同专用条款），发包人不提供材料和工程设备。

6.3 专用于工程的材料和工程设备

6.3.1 运入施工场地的材料、工程设备，包括备品备件、安装专用工器具与随机资料，必须专用于合同约定范围内的工程，未经监理人同意，承包人不得运出施工场地或挪作他用。

6.3.2 随同工程设备运入施工场地的备品备件、专用工器具与随机资料，应由承包人会同监理人按供货人的装箱单清点后共同封存，未经监理人同意不得启用。承包人因合同工作需要使用上述物品时，应向监理人提出申请。

6.4 实施方法

承包人对材料的加工、工程设备的采购、制造、安装应当按照法律规定、合同约定以及行业习惯来实施。

6.5 禁止使用不合格的材料和工程设备

6.5.1 监理人有权拒绝承包人提供的不合格材料或工程设备，并要求承包人立即进行更换。监理人应在更换后再次进行检查和检验，由此增加的费用和（或）工期延误由承包人承担。

6.5.2 监理人发现承包人使用了不合格的材料和工程设备，应即时发出指示要求承包人立即改正，并禁止在工程中继续使用不合格的材料和工程设备。

6.5.3 发包人提供的材料或工程设备不符合合同要求的，承包人有权拒绝，并可要求发包人更换，由此增加的费用和（或）工期延误由发包人承担。

7. 施工设备和临时设施

7.1 承包人提供的施工设备和临时设施

7.1.1 承包人应按合同进度计划的要求，及时配置施工设备和修建临时设施。进入施工场地的承包人设备需经监理人核查后才能投入使用。承包人更换合同约定的承包人设备的，应报监理人批准。

7.1.2 除专用合同条款另有约定外，承包人应自行承担修建临时设施的费用。需要临时占地的，应由发包人办理申请手续并承担相应费用。

7.2 发包人提供的施工设备和临时设施

发包人不提供施工设备或临时设施。

7.3 要求承包人增加或更换施工设备

承包人使用的施工设备不能满足合同进度计划和（或）质量标准时，监理人有权要求承包人增加或更换施工设备，承包人应及时增加或更换，由此增加的费用和（或）工期延误由承包人承担。

7.4 施工设备和临时设施专用于合同工程

7.4.1 除合同另有约定外，运入施工场地的所有施工设备以及在施工场地建设的临时设施应专用于合同工程。未经监理人同意，不得将上述施工设备和临时设施中的任何部分运出施工场地或挪作他用。

7.4.2 经监理人同意，承包人可根据合同进度计划撤走闲置的施工设备。

8. 交通运输

8.1 道路通行权和场外设施

承包人应根据工程的施工需要，负责办理取得出入施工场地的专用和临时道路的通行权，以及取得为工程建设所需修建场外设施的权利，并承担有关费用。发包人应协助承包人办理上述手续。

8.2 场内施工道路

8.2.1 除专用合同条款另有约定外，承包人应负责修建、维修、养护和管理施工所需的临时道路和交通设施，包括维修、养护和管理发包人提供的道路和交通设施，并承担相应费用。

8.2.2 除专用合同条款另有约定外，承包人修建的临时道路和交通设施应免费提供发包人和监理人为实现合同目的使用。

8.3 场外交通

8.3.1 承包人车辆外出行驶所需的场外公共道路的通行费、养路费和税款等由承包人承担。

8.3.2 承包人应遵守有关交通法规，严格按照道路和桥梁的限制荷重安全行驶，并服从交通管理部门的检查和监督。

8.4 超大件和超重件的运输

由承包人负责运输的超大件或超重件，应由承包人负责向交通管理部门办理申请手续，

发包人给予协助。运输超大件或超重件所需的道路和桥梁临时加固改造等工作由承包人承担,相关费用由发包人承担,但专用合同条款另有约定除外。

8.5 道路和桥梁的损坏责任

因承包人运输造成施工场地内外公共道路和桥梁损坏的,由承包人承担修复损坏的全部费用和可能引起的赔偿。

8.6 水路和航空运输

本条上述各款的内容适用于水路运输和航空运输,其中“道路”一词的涵义包括河道、航线、船闸、机场、码头、堤防以及水路或航空运输中其他相似结构物;“车辆”一词的涵义包括船舶和飞机等。

9. 测量放线

9.1 施工控制网

9.1.1 发包人应在专用合同条款约定的期限内,通过监理人向承包人提供测量基准点、基准线和水准点及其书面资料。除专用合同条款另有约定外,承包人应根据国家测绘基准、测绘系统和工程测量技术规范,按上述基准点(线)以及合同工程精度要求,测设施工控制网,并在专用合同条款约定的期限内,将施工控制网资料报送监理人批准。

9.1.2 承包人应负责管理施工控制网点。施工控制网点丢失或损坏的,承包人应及时修复。承包人应承担施工控制网点的管理与修复费用,并在工程竣工后将施工控制网点移交发包人。

9.2 施工测量

9.2.1 承包人应负责施工过程中的全部施工测量放线工作,并配置合格的人员、仪器、设备和其他物品。

9.2.2 监理人可以指示承包人进行抽样复测,当复测中发现错误或出现超过合同约定的误差时,承包人应按监理人指示进行修正或补测,并承担相应的复测费用。

9.3 基准资料错误的责任

发包人应对其提供的测量基准点、基准线和水准点及其书面资料的真实性、准确性和完整性负责,对其提供上述基准资料错误导致承包人损失的,发包人应当承担由此增加的费用和(或)工期延误,并向承包人支付合理利润。承包人应在设计或施工中对上述资料的准确性进行核实,发现存在明显错误或疏忽的,应及时通知监理人。

9.4 监理人使用施工控制网

监理人需要使用施工控制网的, 承包人应提供必要的协助, 发包人不再为此支付费用。

10.安全、治安保卫和环境保护

10.1 发包人的安全责任

10.1.1 发包人应按合同约定履行安全职责, 授权监理人按合同约定的安全工作内容监督、检查承包人安全工作的实施, 组织承包人和有关单位进行安全检查。

10.1.2 发包人应对其现场机构雇佣的全部人员的工伤事故承担责任, 但由于承包人原因造成发包人人员伤亡的, 应由承包人承担责任。

10.1.3 发包人应负责赔偿以下各种情况造成的第三者人身伤亡和财产损失:

- (1) 工程或工程的任何部分对土地的占用所造成的第三者财产损失;
- (2) 由于发包人原因在施工场地及其毗邻地带、履行合同工作中造成的第三者人身伤亡和财产损失。

10.2 承包人的安全责任

10.2.1 承包人应按合同约定履行安全职责, 执行监理人有关安全工作的指示, 并在专用合同条款约定的期限内, 按合同约定的安全工作内容, 编制安全措施计划报送监理人批准。

10.2.2 承包人按照合同约定需要进行勘察的, 应严格执行操作规程, 采取措施保证各类管线、设施和周边建筑物、构筑物的安全。

10.2.3 承包人应当按照法律、法规和工程建设强制性标准进行设计, 在设计文件中注明涉及施工安全的重点部位和环节, 提出保障施工作业人员和预防安全事故的措施建议, 防止因设计不合理导致生产安全事故的发生。

10.2.4 承包人应加强施工作业安全管理, 特别应加强易燃、易爆材料、火工器材、有毒与腐蚀性材料和其他危险品的管理, 以及对爆破作业和地下工程施工等危险作业的管理。

10.2.5 承包人应严格按照国家安全标准制定施工安全操作规程, 配备必要的安全生产和劳动保护设施, 加强对承包人人员的安全教育, 并发放安全工作手册和劳动保护用具。

10.2.6 承包人应按监理人的指示制定应对灾害的紧急预案, 报送监理人批准。承包人还应按预案做好安全检查, 配置必要的救助物资和器材, 切实保护好有关人员的人身和财产安全。

10.2.7 合同约定的安全作业环境及安全施工措施所需费用应遵守有关规定, 并包括在相关工作的合同价格中。因采取合同未约定的安全作业环境及安全施工措施增加的费用, 由监

理人按第 3.5 款商定或确定。

10.2.8 承包人应对其履行合同所雇佣的全部人员，包括分包人人员的工伤事故承担责任，但由于发包人原因造成承包人人员伤亡事故的，应由发包人承担责任。

10.2.9 由于承包人原因在施工场地内及其毗邻地带造成的第三者人员伤亡和财产损失，由承包人负责赔偿。

10.3 治安保卫

10.3.1 除合同另有约定外，承包人应与当地公安部门协商，在现场建立治安管理机构或联防组织，统一管理施工场地的治安保卫事项，履行合同工程的治安保卫职责。

10.3.2 发包人和承包人除应协助现场治安管理机构或联防组织维护施工场地的社会治安外，还应做好包括生活区在内的各自管辖区的治安保卫工作。

10.3.3 除合同另有约定外，承包人应编制施工场地治安管理计划，并制定应对突发治安事件的紧急预案，报监理人批准。自承包人进入施工现场，至发包人接收工程的期间，施工现场发生暴乱、爆炸等恐怖事件，以及群殴、械斗等群体性突发治安事件的，发包人和承包人应立即向当地政府报告。发包人和承包人应积极协助当地有关部门采取措施平息事态，防止事态扩大，尽量减少财产损失和避免人员伤亡。

10.4 环境保护

10.4.1 承包人在履行合同过程中，应遵守有关环境保护的法律，履行合同约定的环境保护义务，并对违反法律和合同约定义务所造成的环境破坏、人身伤害和财产损失负责。

10.4.2 承包人应按合同约定的环保工作内容，编制环保措施计划，报送监理人批准。

10.4.3 承包人应确保施工过程中产生的气体排放物、粉尘、噪声、地面排水及排污等，符合法律规定和发包人要求。

10.4.4 承包人应按照批准的施工环保措施计划有序地堆放和处理施工废弃物，避免对环境造成破坏。因承包人任意堆放或弃置施工废弃物造成妨碍公共交通、影响城镇居民生活、降低河流行洪能力、危及居民安全、破坏周边环境，或者影响其他承包人施工等后果的，承包人应承担责任。

10.4.5 承包人应按合同约定采取有效措施，对施工开挖的边坡及时进行支护，维护排水设施，并进行水土保持，避免因施工造成的地质灾害。

10.4.6 承包人应按国家饮用水管理标准定期对饮用水源进行监测，防止施工活动污染饮用水源。承包人应按合同约定，加强对噪声、粉尘、废气、废水和废油的控制，努力降低

噪声，控制粉尘和废气浓度，做好废水和废油的治理和排放。

10.4.7 发包人的审查、监督并不免除或减轻承包人应承担的责任。

10.4.8 水土保持工程费用需单列，应有专项设计，费用含在总承包合同价中。项目建设对周边（农田、水源地、村庄等）环境产生的正常影响，由承包人提出措施方案经发包人审核后并负责消除及恢复，承包人承担费用。

10.4.9 承包人应严格执行国家有关水域生态环境保护的规定，合理选择施工设备和施工工艺，采取有效措施，减少施工对周边水域的影响。

10.4.10 在施工期间，承包人应随时保持现场整洁，施工设备和材料、工程设备应整齐妥善存放和储存，废料与垃圾及不再需要的临时设施应及时从现场清除、拆除并运走。

10.4.11 施工现场残留、废弃的垃圾，承包人及时或定期运到发包人或当地有关部门指定的地点，防止对周围环境的污染及对作业的影响。因此导致当地行政部门的罚款、赔偿等增加的费用，由承包人承担。

10.4.12 在施工期间，承包人应严格遵守保护耕地的相关规定，规范用地、科学用地、合理用地和节约用地。承包人应合理设置取土坑和弃土场，取土坑和弃土场的施工防护符合要求，防止水土流失。承包人应严格控制临时占地数量，施工便道、各种料场、预制场要根据工程进度统筹考虑，尽可能利用荒坡、废弃地解决，不得占用农田。施工过程中要采取有效措施防止污染农田，项目完工后承包人应将临时占地自费恢复到临时占地使用前的状况。

10.4.13 承包人应严格按照国家有关法规要求，做好施工过程中的生态保护和水土保持工作。施工中要尽可能减少对原地面的扰动，减少对地面草木的破坏，需要爆破作业的，应按规定进行控爆设计。雨季要完善施工中的临时排水系统，加强施工便道的管理。取（弃）土场必须先挡后弃，严禁在指定的取（弃）土场以外的地方乱挖乱弃。

10.4.14 在整个施工过程中对承包人采取的环境保护措施，发包人和监理人有权监督，并向承包人提出整改要求。如果由于承包人未能对其负责的上述事项采取各种必要的措施而导致或发生与此有关的人身伤亡、罚款、索赔、损失补偿、诉讼费用及其他一切责任应由承包人负责，由此给发包人造成的损失，由承包人承担。

10.5 事故处理

合同履行过程中发生事故的，承包人应立即通知监理人，监理人应立即通知发包人。发包人和承包人应立即组织人员和设备进行紧急抢救和抢修，减少人员伤亡和财产损失，防止

事故扩大，并保护事故现场。需要移动现场物品时，应作出标记和书面记录，妥善保管有关证据。发包人和承包人应按国家有关规定，及时如实地向有关部门报告事故发生的情况，以及正在采取的紧急措施等。

11.开始工作和竣工

11.1 开始工作

符合专用合同条款约定的开始工作的条件的，监理人应提前 7 天向承包人发出开始工作通知。监理人在发出开始工作通知前应获得发包人同意。工期自开始工作通知中载明的开始工作日期起计算。

11.2 竣工

承包人应在第 1.1.4.3 目约定的期限内完成合同工作。实际竣工日期按第 18.3 款约定确定，并在工程接收证书中载明。

11.3 发包人引起的工期延误

在履行合同过程中，由于发包人的下列原因造成工期延误的，承包人有权要求发包人延长工期。需要修订合同进度计划的，按照第 4.12.2 项的约定执行。

- (1) 未能按照合同要求的期限对承包人文件进行审查；
- (2) 因发包人原因导致的暂停施工；
- (3) 未按合同约定及时支付预付款、进度款；
- (4) 发包人按第 9.3 款提供的基准资料错误；
- (5) 发包人未及时按照“发包人要求”履行相关义务；
- (6) 发包人造成工期延误的其他原因。

11.4 异常恶劣的气候条件

由于出现专用合同条款规定的异常恶劣气候的条件导致工期延误的，承包人有权要求发包人延长工期。

11.5 承包人引起的工期延误

由于承包人原因，未能按合同进度计划完成工作，或监理人认为承包人工作进度不能满足合同工期要求的，承包人应采取措施加快进度，并承担加快进度所增加的费用。由于承包人原因造成工期延误，承包人应支付逾期竣工违约金。逾期竣工违约金的计算方法和最高限额在专用合同条款中约定。承包人支付逾期竣工违约金，不免除承包人完成工作及修补缺陷的义务。

11.6 工期提前

发包人要求承包人提前竣工，或承包人提出提前竣工的建议能够给发包人带来效益的，应由监理人与承包人共同协商采取加快工程进度的措施和修订合同进度计划。

11.7 行政审批迟延

合同约定范围内的工作需国家有关部门审批的，发包人和（或）承包人应按照合同约定的职责分工完成行政审批报送。因国家有关部门审批迟延造成工期延误的，由发包人承担。

12. 暂停工作

12.1 由发包人暂停工作

12.1.1 发包人认为必要时，可通过监理人向承包人发出暂停工作的指示，承包人应按监理人指示暂停工作。由于发包人原因引起的暂停工作造成工期延误的，承包人有权要求发包人延长工期。

12.1.2 由于承包人下列原因造成发包人暂停工作的，由此造成费用的增加和（或）工期延误由承包人承担：

- （1）承包人违约；
- （2）承包人擅自暂停工作；
- （3）合同约定由承包人承担责任的其他暂停工作；
- （4）由于承包人原因为工程合理施工和安全保障所必需的暂停工作。

12.2 由承包人暂停工作

12.2.1 合同履行过程中发生下列情形之一的，承包人可向发包人发出通知，要求发包人采取有效措施予以纠正。发包人收到承包人通知后的 28 天内仍不履行合同义务，承包人有权暂停施工，并通知监理人，发包人应承担由此增加的费用和（或）工期延误责任，并支付承包人合理利润。

- （1）发包人未能按合同约定支付价款，或拖延、拒绝批准付款申请和支付证书，导致付款延误的；
- （2）监理人无正当理由没有在约定期限内发出复工指示，导致承包人无法复工的；
- （3）发包人无法继续履行或明确表示不履行或实质上已停止履行合同的；
- （4）发包人不履行合同约定其他义务的。

12.2.2 由于发包人的原因发生暂停施工的紧急情况，且监理人未及时下达暂停工作指示的，承包人可先暂停施工，并及时向监理人提出暂停工作的书面请求。监理人应在收到书面

请求后的 24 小时内予以答复，逾期未答复的，视为同意承包人的暂停工作请求。

12.3 暂停工作后的照管

不论由于何种原因引起暂停工作的，暂停工作期间，承包人应负责妥善保护工程并提供安全保障，由此增加的费用由责任方承担。

12.4 暂停工作后的复工

12.4.1 暂停工作后，监理人应与发包人和承包人协商，采取有效措施积极消除暂停工作的影响。当工程具备复工条件时，监理人应立即向承包人发出复工通知。承包人收到复工通知后，应在监理人指定的期限内复工。

12.4.2 承包人无故拖延和拒绝复工的，由此增加的费用和工期延误由承包人承担；因发包人原因无法按时复工的，承包人有权要求发包人延长工期和（或）增加费用。

12.5 暂停工作 56 天以上

12.5.1 监理人发出暂停工作指示后 56 天内未向承包人发出复工通知的，除该项暂停由于承包人违约造成之外，承包人可向监理人提交书面通知，要求监理人在收到书面通知后 28 天内准许已暂停工作的全部或部分继续工作。如监理人逾期不予批准，则承包人可以通知监理人，将工程受影响的部分按第 15 条的约定作为可取消工作的变更处理。暂停工作影响到整个工程的，视为发包人违约，应按第 12.2.1 项的约定执行，同时承包人有权解除合同。

12.5.2 由于承包人原因引起暂停工作的，如承包人在收到监理人暂停工作指示后 56 天内不采取有效的复工措施，造成工期延误的，视为承包人违约，应按第 12.1.2 项的约定执行。

13. 工程质量

13.1 工程质量要求

13.1.1 工程质量验收按法律规定和合同约定的验收标准执行。

13.1.2 因承包人原因造成工程质量不符合法律的规定和合同约定的，监理人有权要求承包人返工直至符合合同要求为止，由此造成的费用增加和（或）工期延误由承包人承担。

13.1.3 发包人按“两停、一清”要求对本工程质量进行管理。对施工现场存在严重质量隐患的作业面，承包人要立即停止作业，对连续出现两次停工作业的施工队伍，发包人有权要求承包人立即停工整顿，对经过停工整顿仍不能满足质量管理要求的施工队伍，一律清退出场。

13.2 承包人的质量检查

承包人应按合同约定对设计、材料、工程设备以及全部工程内容及其施工工艺进行全过程的质量检查和检验，并作详细记录，编制工程质量报表，报送监理人审查。

13.3 监理人的质量检查

监理人有权对全部工程内容及其施工工艺、材料和工程设备进行检查和检验。承包人应为监理人的检查和检验提供方便，包括监理人到施工场地，或制造、加工地点，或合同约定的其他地方进行察看和查阅施工原始记录。承包人还应按监理人指示，进行施工场地取样试验、工程复核测量和设备性能检测，提供试验样品、提交试验报告和测量成果以及监理人要求进行的其他工作。监理人的检查和检验，不免除承包人按合同约定应负的责任。

13.4 工程隐蔽部位覆盖前的检查

13.4.1 通知监理人检查

经承包人自检确认的工程隐蔽部位具备覆盖条件后，承包人应通知监理人在约定的期限内检查。监理人应按时到场检查。经监理人检查确认质量符合隐蔽要求，并在检查记录上签字后，承包人才能进行覆盖。监理人检查确认质量不合格的，承包人应在监理人指示的时间内修整返工后，由监理人重新检查。

13.4.2 监理人未到场检查

监理人未按第 13.4.1 项约定的时间进行检查的，除监理人另有指示外，承包人可自行完成覆盖工作，并作相应记录报送监理人，监理人应签字确认。监理人事后对检查记录有疑问的，可按第 13.4.3 项的约定重新检查。

13.4.3 监理人重新检查

承包人按第 13.4.1 项或第 13.4.2 项覆盖工程隐蔽部位后，监理人对质量有疑问的，可要求承包人对已覆盖的部位进行钻孔探测或揭开重新检验，承包人应遵照执行，并在检验后重新覆盖恢复原状。经检验证明工程质量符合合同要求的，由发包人承担由此增加的费用和（或）工期延误，并支付承包人合理利润；经检验证明工程质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由承包人承担。

13.4.4 承包人私自覆盖

承包人未通知监理人到场检查，私自将工程隐蔽部位覆盖的，监理人有权指示承包人钻孔探测或揭开检查，由此增加的费用和（或）工期延误由承包人承担。

13.5 清除不合格工程

13.5.1 因承包人设计失误，使用不合格材料、工程设备，或采用不适当的施工工艺，或

施工不当，造成工程不合格的，监理人可以随时发出指示，要求承包人立即采取措施进行补救，直至达到合同要求的质量标准，由此增加的费用和（或）工期延误由承包人承担。

13.5.2 由于发包人提供的材料或工程设备不合格造成的工程不合格，需要承包人采取措施补救的，发包人应承担由此增加的费用和（或）工期延误，并支付承包人合理利润。

14. 试验和检验

14.1 材料、工程设备和工程的试验和检验

14.1.1 本款适用于竣工试验之前的试验和检验。

14.1.2 承包人应按合同约定进行材料、工程设备和工程的试验和检验，并为监理人对上述材料、工程设备和工程的质量检查提供必要的试验资料和原始记录。按合同约定应由监理人与承包人共同进行试验和检验的，由承包人负责提供必要的试验资料和原始记录。

14.1.3 监理人未按合同约定派员参加试验和检验的，除监理人另有指示外，承包人可自行试验和检验，并应立即将试验和检验结果报送监理人，监理人应签字确认。

14.1.4 监理人对承包人的试验和检验结果有疑问的，或为查清承包人试验和检验成果的可靠性要求承包人重新试验和检验的，可按合同约定由监理人与承包人共同进行。重新试验和检验的结果证明该项材料、工程设备或工程的质量不符合合同要求的，由此增加的费用和（或）工期延误由承包人承担；重新试验和检验结果证明该项材料、工程设备和工程符合合同要求，由发包人承担由此增加的费用和（或）工期延误，并支付承包人合理利润。

14.2 现场材料试验

14.2.1 承包人根据合同约定或监理人指示进行的现场材料试验，应由承包人提供试验场所、试验人员、试验设备器材以及其他必要的试验条件。

14.2.2 监理人在必要时可以使用承包人的试验场所、试验设备器材以及其他试验条件，进行以工程质量检查为目的的复核性材料试验，承包人应予以协助。

14.3 现场工艺试验

承包人应按合同约定或监理人指示进行现场工艺试验。对大型的现场工艺试验，监理人认为必要时，应由承包人根据监理人提出的工艺试验要求，编制工艺试验措施计划，报送监理人批准。

15.变更

15.1 变更权

在履行合同过程中，经发包人同意，监理人可按第 15.3 款约定的变更程序向承包人作出有关发包人要求改变的变更指示，承包人应遵照执行。变更应在相应内容实施前提出，否则发包人应承担承包人损失。没有监理人的变更指示，承包人不得擅自变更。

15.2 承包人的合理化建议

15.2.1 在履行合同过程中，承包人对发包人要求的合理化建议，均应以书面形式提交监理人。合理化建议书的内容应包括建议工作的详细说明、进度计划和效益以及与其他工作的协调等，并附必要的设计文件。监理人应与发包人协商是否采纳建议。建议被采纳并构成变更的，应按第 15.3 款约定向承包人发出变更指示。

15.2.2 承包人提出的合理化建议降低了合同价格、缩短了工期或者提高了工程经济效益的，发包人可按国家有关规定在专用合同条款中约定给予奖励。

15.3 变更程序

15.3.1 变更的提出

(1) 在合同履行过程中，监理人可向承包人发出变更意向书。变更意向书应说明变更的具体内容和发包人对变更的时间要求，并附必要的相关资料。变更意向书应要求承包人提交包括拟实施变更工作的设计和计划、措施和竣工时间等内容的实施方案。发包人同意承包人根据变更意向书要求提交的变更实施方案的，由监理人按第 15.3.3 项约定发出变更指示。

(2) 承包人收到监理人按合同约定发出的文件，经检查认为其中存在对发包人要求变更情形的，可向监理人提出书面变更建议。变更建议应阐明要求变更的依据，以及实施该变更工作对合同价款和工期的影响，并附必要的图纸和说明。监理人收到承包人书面建议后，应与发包人共同研究，确认存在变更的，应在收到承包人书面建议后的 14 天内作出变更指示。经研究后不同意作为变更的，应由监理人书面答复承包人。

(3) 承包人收到监理人的变更意向书后认为难以实施此项变更的，应立即通知监理人，说明原因并附详细依据。监理人与承包人和发包人协商后确定撤销、改变或不改变原变更意向书。

15.3.2 变更估价

除本合同有特殊约定外，本合同项目采用固定总价承包方式（不含暂估价、暂列金和合同约定的价格调整）。除合同另有规定外，任何变更引起的费用增减均包含在价格清单合同

报价中，合同价格不予调整。

15.3.3 变更指示

(1) 变更指示只能由监理人发出。

(2) 变更指示应说明变更的目的、范围、变更内容以及变更的工程量及其进度和技术要求，并附有关图纸和文件。承包人收到变更指示后，应按变更指示进行变更工作。

15.4 暂列金额

经发包人同意，承包人可使用暂列金额，但应按照第 15.6 款规定的程序进行，并对合同价格进行相应调整。

15.5 计日工

签约合同价包括计日工的，按合同约定进行支付。

15.6 暂估价

签约合同价包括暂估价的，按合同约定进行支付。

16. 价格调整

16.1 物价波动引起的调整

除专用合同条款另有约定外，施工期内，因人工、材料、设备和机械台班价格波动引起的价差风险均已包含在工程量清单中的单价子目和总价子目中，合同价格不因物价波动进行调整。

17. 合同价格与支付

17.1 合同价格

除专用合同条款另有约定外，

(1) 合同价格包括签约合同价以及按照合同约定进行的调整；

(2) 合同价格包括承包人依据法律规定或合同约定应支付的规费和税金；

(3) 价格清单列出的任何数量仅为估算的工作量，不得将其视为要求承包人实施的工程的实际或准确的工作量。在价格清单中列出的任何工作量和价格数据应仅限用于变更和支付的参考资料，而不能用于其他目的。

合同约定工程的某部分按照实际完成的工程量进行支付的，应按照专用合同条款的约定进行计量和估价，并据此调整合同价格。

17.2 预付款

17.2.1 预付款

预付款用于承包人为合同工程的设计和工程实施购置材料、工程设备、施工设备、修建临时设施以及组织施工队伍进场等。预付款的额度和支付在专用合同条款中约定。预付款必须专用于合同工作。

17.2.2 预付款保函

除专用合同条款另有约定外，承包人应在收到预付款的同时向发包人提交预付款保函，预付款保函的担保金额应与预付款金额相同。保函的担保金额可根据预付款扣回的金额相应递减。

17.2.3 预付款的扣回与还清

预付款在进度付款中扣回，扣回办法在专用合同条款中约定。在颁发工程接收证书前，由于不可抗力或其他原因解除合同时，预付款尚未扣清的，尚未扣清的预付款余额应作为承包人的到期应付款。

17.3 工程进度付款

17.3.1 付款时间

除专用合同条款另有约定外，工程进度付款按月支付。

17.3.2 支付分解表

除专用合同条款另有约定外，承包人应根据价格清单的价格构成、费用性质、计划发生时间和相应工作量等因素，按照以下分类和分解原则，结合第 4.12.1 项约定的合同进度计划，汇总形成月度支付分解报告。

- （1）勘察设计费。按照提供勘察设计阶段性成果文件的时间、对应的工作量进行分解。
- （2）材料和工程设备费。分别按订立采购合同、进场验收合格、安装就位、工程竣工等阶段和专用条款约定的比例进行分解。
- （3）技术服务培训费。按照价格清单中的单价，结合第 4.12.1 项约定的合同进度计划对应的工作量进行分解。
- （4）其他工程价款。除第 17.5.1 款约定按已完成工程量计量支付的工程价款外，按照价格清单中的价格，结合第 4.12.1 项约定的合同进度计划拟完成的工程量或者比例进行分解。

承包人应当在收到经监理人批复的合同进度计划后 7 天内，将支付分解报告以及形成支付分解报告的支持性资料报监理人审批，监理人应当在收到承包人报送的支付分解报告后 7

天内给予批复或提出修改意见，经监理人批准的支付分解报告为有合同约束力的支付分解表。合同进度计划进行了修订的，应相应修改支付分解表，并按本目规定报监理人批复。

17.3.3 进度付款申请单

承包人应在每笔进度款支付前，按监理人批准的格式和专用合同条款约定的份数，向监理人提交进度付款申请单，并附相应的支持性证明文件。除合同另有约定外，进度付款申请单应包括下列内容：

（1）当期应支付金额总额，以及截至当期期末累计应支付金额总额、已支付的进度付款金额总额；

（2）当期根据支付分解表应支付金额，以及截至当期期末累计应支付金额；

（3）当期根据第 17.5.1 款约定计量的已实施工程应支付金额，以及截至当期期末累计应支付金额；

（4）当期根据第 15 条应增加和扣减的变更金额，以及截至当期期末累计变更金额；

（5）当期根据第 23 条应增加和扣减的索赔金额，以及截至当期期末累计索赔金额；

（6）当期根据第 17.2 款约定应支付的预付款和扣减的返还预付款金额，以及截至当期期末累计返还预付款金额；

（7）当期根据第 17.4.1 项约定应扣减的质量保证金金额，以及截至当期期末累计扣减的质量保证金金额；

（8）当期根据合同应增加和扣减的其他金额，以及截至当期期末累计增加和扣减的金额。

17.3.4 进度付款证书和支付时间

（1）监理人在收到承包人进度付款申请单以及相应的支持性证明文件后的 7 天内完成审核，提出发包人到期应支付给承包人的金额以及相应的支持性材料，经发包人审批同意后，由监理人向承包人出具经发包人签认的进度付款证书。监理人未能在前述时间完成审核的，视为监理人同意承包人进度付款申请。监理人有权核减承包人未能按照合同要求履行任何工作或义务的相应金额。

（2）发包人最迟应在监理人收到进度付款申请单后的 14 天内，将进度应付款支付给承包人。发包人未能在前述时间内完成审批或不予答复的，视为发包人同意进度付款申请。发包人不按期支付的，按专用合同条款的约定支付逾期付款违约金。

（3）监理人出具进度付款证书，不应视为监理人已同意、批准或接受了承包人完成的

该部分工作。

(4) 进度付款涉及政府投资资金的,按照国库集中支付等国家相关规定和专用合同条款的约定执行。

17.3.5 工程进度付款的修正

在对以往历次已签发的进度付款证书进行汇总和复核中发现错、漏或重复的,监理人有权予以修正,承包人也有权提出修正申请。经监理人、承包人复核同意的修正,应在本次进度付款中支付或扣除。

17.4 质量保证金

17.4.1 监理人应从发包人的每笔进度付款中,按专用合同条款的约定扣留质量保证金,直至扣留的质量保证金总额达到专用合同条款约定的金额或比例为止。质量保证金的计算额度不包括预付款的支付、扣回以及价格调整的金额。

17.4.2 在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期满后,承包人向发包人申请到期应返还承包人剩余的质量保证金,发包人应在 14 天内会同承包人按照合同约定的内容核实承包人是否完成缺陷责任。如无异议,发包人应当在核实后将剩余质量保证金返还承包人。

17.4.3 在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期满后,承包人没有完成缺陷责任的,发包人有权扣留与未履行责任剩余工作所需金额相应的质量保证金余额,并有权根据第 19.3 款约定要求延长缺陷责任期,直至完成剩余工作为止。

17.5 竣工结算

17.5.1 竣工付款申请单

(1) 工程接收证书颁发后,承包人应按专用合同条款约定的份数和期限向监理人提交竣工付款申请单,并提供相关证明材料。除专用合同条款另有约定外,竣工付款申请单应包括下列内容:竣工结算合同总价、发包人已支付承包人的工程价款、应扣留的质量保证金、应支付的竣工付款金额。

(2) 监理人对竣工付款申请单有异议的,有权要求承包人进行修正和提供补充资料。经监理人和承包人协商后,由承包人向监理人提交修正后的竣工付款申请单。

17.5.2 竣工付款证书及支付时间

(1) 监理人在收到承包人提交的竣工付款申请单后的 14 天内完成核查,提出发包人到期应支付给承包人的价款送发包人审核并抄送承包人。发包人应在收到后 14 天内审核完毕,由监理人向承包人出具经发包人签认的竣工付款证书。监理人未在约定时间内核查,又未提

出具体意见的，视为承包人提交的竣工付款申请单已经监理人核查同意；发包人未在约定时间内审核又未提出具体意见的，监理人提出发包人到期应支付给承包人的价款视为已经发包人同意。

（2）发包人应在监理人出具竣工付款证书后的 14 天内，将应支付款支付给承包人。发包人不按期支付的，按第 17.3.4（2）目的约定，将逾期付款违约金支付给承包人。

（3）承包人对发包人签认的竣工付款证书有异议的，发包人可出具竣工付款申请单中承包人已同意部分的临时付款证书。存在争议的部分，按第 24 条的约定执行。

（4）竣工付款涉及政府投资资金的，按第 17.3.4（4）目的约定执行。

17.6 最终结清

17.6.1 最终结清申请单

（1）缺陷责任期终止证书签发后，承包人可按专用合同条款约定的份数和期限向监理人提交最终结清申请单，并提供相关证明材料。

（2）发包人对最终结清申请单内容有异议的，有权要求承包人进行修正和提供补充资料，由承包人向监理人提交修正后的最终结清申请单。

17.6.2 最终结清证书和支付时间

（1）发包人应在收到承包人提交的最终结清申请单后 14 天内审核完毕，由发包人向承包人出具经发包人签认的最终结清证书。发包人未在约定时间内核查，又未提出具体意见的，视为承包人提交的最终结清申请已经发包人核查同意。

（2）发包人应在出具最终结清证书后的 14 天内，将应支付款支付给承包人。

发包人不按期支付的，按第 17.3.4（2）目的约定，将逾期付款违约金支付给承包人。

（3）承包人对发包人签认的最终结清证书有异议的，按第 24 条的约定执行。

（4）最终结清付款涉及政府投资资金的，按第 17.3.4（4）目的约定执行。

18. 竣工试验和竣工验收

18.1 竣工试验

18.1.1 承包人按照第 5.5 款和第 5.6 款提交文件后，进行竣工试验。

18.1.2 承包人应提前 21 天将可以开始进行竣工试验的日期通知监理人，监理人应在该日期后 14 天内，确定竣工试验具体时间。除专用合同条款中另有约定外，竣工试验应按下述顺序进行：

（1）第一阶段，承包人进行适当的检查和功能性试验，保证每一项工程设备都满足合

同要求，并能安全地进入下一阶段试验；

（2）第二阶段，承包人进行试验，保证工程或区段工程满足合同要求，在所有可利用的操作条件下安全运行；

（3）第三阶段，当工程能安全运行时，承包人应通知监理人，可以进行其他竣工试验，包括各种性能测试，以证明工程符合发包人要求中列明的性能保证指标。

18.1.3 承包人应按合同约定进行工程及工程设备试运行。试运行所需人员、设备、材料、燃料、电力、消耗品、工具等必要的条件以及试运行费用等已包含在合同总价中，发包人不再单独支付。

18.1.4 某项竣工试验未能通过的，承包人应按照监理人的指示限期改正，并承担合同约定的相应责任。

18.2 竣工验收申请报告

当工程具备以下条件时，承包人即可向监理人报送竣工验收申请报告：

（1）除监理人同意列入缺陷责任期内完成的尾工（甩项）工程和缺陷修补工作外，合同范围内的全部区段工程以及有关工作，包括合同要求的试验均已完成，并符合合同要求；

（2）已按合同约定的内容和份数备齐了符合要求的竣工文件；

（3）已按监理人的要求编制了在缺陷责任期内完成的尾工（甩项）工程和缺陷修补工作清单以及相应施工计划；

（4）监理人要求在竣工验收前应完成的其他工作；

（5）监理人要求提交的竣工验收资料清单。

18.3 竣工验收

监理人收到承包人按第 18.2 款约定提交的竣工验收申请报告后，应审查申请报告的各项内容，并按以下不同情况进行处理。

18.3.1 监理人审查后认为尚不具备竣工验收条件的，应在收到竣工验收申请报告后的 28 天内通知承包人，指出在颁发接收证书前承包人还需进行的工作内容。承包人完成监理人通知的全部工作内容后，应再次提交竣工验收申请报告，直至监理人同意为止。监理人收到竣工验收申请报告后 28 天内不予答复的，视为同意承包人的竣工验收申请，并应在收到该竣工验收申请报告后 28 天内提请发包人进行竣工验收。

18.3.2 监理人同意承包人提交的竣工验收申请报告的，应在收到该竣工验收申请报告后的 28 天内提请发包人进行工程验收。

18.3.3 发包人经过验收后同意接受工程的，应在监理人收到竣工验收申请报告后的 56 天内，由监理人向承包人出具经发包人签认的工程接收证书。发包人验收后同意接收工程但提出整修和完善要求的，限期修好，并缓发工程接收证书。整修和完善工作完成后，监理人复查达到要求的，经发包人同意后，再向承包人出具工程接收证书。

18.3.4 发包人验收后不同意接收工程的，监理人应按照发包人的验收意见发出指示，要求承包人对不合格工程认真返工重作或进行补救处理，并承担由此产生的费用。承包人在完成不合格工程的返工重作或补救工作后，应重新提交竣工验收申请报告，按第 18.3.1 项、第 18.3.2 项和第 18.3.3 项的约定进行。

18.3.5 除专用合同条款另有约定外，经验收合格工程的实际竣工日期，以提交竣工验收申请报告的日期为准，并在工程接收证书中写明。

18.3.6 发包人在收到承包人竣工验收申请报告 28 天后未进行验收的，视为验收合格，实际竣工日期以提交竣工验收申请报告的日期为准，但发包人由于不可抗力不能进行验收的除外。

18.4 国家验收

需要进行国家验收的，竣工验收是国家验收的一部分。竣工验收所采用的各项验收和评定标准应符合国家验收标准。发包人和承包人为竣工验收提供的各项竣工验收资料应符合国家验收的要求。

18.5 区段工程验收

18.5.1 发包人根据合同进度计划安排，在全部工程竣工前需要使用已经竣工的区段工程时，或承包人提出经发包人同意时，可进行区段工程验收。验收的程序可参照第 18.2 款与第 18.3 款的约定进行。验收合格后，由监理人向承包人出具经发包人签认的区段工程验收证书。已签发区段工程接收证书的区段工程由发包人负责照管。区段工程的验收成果和结论作为全部工程竣工验收申请报告的附件。

18.5.2 发包人在全部工程竣工前，使用已接收的区段工程导致承包人费用增加的，发包人应承担由此增加的费用和（或）工期延误，并支付承包人合理利润。

18.6 施工期运行

18.6.1 施工期运行是指合同工程尚未全部竣工，其中某项或某几项区段工程或工程设备安装已竣工，根据专用合同条款约定，需要投入施工期运行的，经发包人按第 18.5 款的约定验收合格，证明能确保安全后，才能在施工期投入运行。

18.6.2 在施工期运行中发现工程或工程设备损坏或存在缺陷的，由承包人按第 19.2 款约定进行修复。

18.7 竣工清场

18.7.1 除合同另有约定外，工程接收证书颁发后，承包人应按以下要求对施工场地进行清理，直至监理人检验合格为止。竣工清场费用由承包人承担。

- (1) 施工场地内残留的垃圾已全部清除出场；
- (2) 临时工程已拆除，场地已按合同要求进行清理、平整或复原；
- (3) 按合同约定应撤离的承包人设备和剩余的材料，包括废弃的施工设备和材料，已按计划撤离施工场地；
- (4) 工程建筑物周边及其附近道路、河道的施工堆积物，已按监理人指示全部清理；
- (5) 监理人指示的其他场地清理工作已全部完成。

18.7.2 承包人未按监理人的要求恢复临时占地，或者场地清理未达到合同约定的，发包人有权委托其他人恢复或清理，所发生的金额从拟支付给承包人的款项中扣除。

18.8 施工队伍的撤离

工程接收证书颁发后的 56 天内，除了经监理人同意需在缺陷责任期内继续工作和使用的人员、施工设备和临时工程外，其余的人员、施工设备和临时工程均应撤离施工场地或拆除。除合同另有约定外，缺陷责任期满时，承包人的人员和施工设备应全部撤离施工场地。

18.9 竣工后试验

除专用合同条款另有约定外，发包人应为竣工后试验提供必要的电力、燃料、发包人人员、材料和工程设备；

承包人应提供竣工后试验所需要的所有其他设备、仪器，以及有资格和经验的工作人员；

发包人应提前 21 天将竣工后试验的日期通知承包人。如果承包人未能在该日期出席竣工后试验，发包人可自行进行，承包人应对检验数据予以认可。

因承包人原因造成某项竣工后试验未能通过的，承包人应按照合同的约定进行赔偿，或者承包人提出修复建议，按照发包人指示的合理期限内改正，并承担合同约定的相应责任。

19.缺陷责任与保修责任

19.1 缺陷责任期的起算时间

缺陷责任期自实际竣工日期起计算。在全部工程竣工验收前，已经发包人提前验收的区段工程或进入施工期运行的工程，其缺陷责任期的起算日期相应提前到相应工程竣工日。

19.2 缺陷责任

19.2.1 承包人应在缺陷责任期内对已交付使用的工程承担缺陷责任。

19.2.2 缺陷责任期内，发包人对已接收使用的工程负责日常维护工作。发包人在使用过程中，发现已接收的工程存在新的缺陷或已修复的缺陷部位或部件又遭损坏的，承包人应负责修复，直至检验合格为止。

19.2.3 监理人和承包人应共同查清缺陷和（或）损坏的原因。经查明属承包人原因造成的，应由承包人承担修复和查验的费用。经查验属发包人原因造成的，发包人应承担修复和查验的费用，并支付承包人合理利润。

19.2.4 承包人不能在合理时间内修复缺陷的，发包人可自行修复或委托其他人修复，所需费用和利润的承担，按第 19.2.3 项约定执行。

19.3 缺陷责任期的延长

由于承包人原因造成某项缺陷或损坏使某项工程或工程设备不能按原定目标使用而需要再次检查、检验和修复的，发包人有权要求承包人相应延长缺陷责任期，但缺陷责任期最长不超过 2 年。

19.4 进一步试验和试运行

任何一项缺陷或损坏修复后，经检查证明其影响了工程或工程设备的使用性能，承包人应重新进行合同约定的试验和试运行，试验和试运行的全部费用应由责任方承担。

19.5 承包人的进入权

缺陷责任期内承包人为缺陷修复工作需要，有权进入工程现场，但应遵守发包人的保安和保密规定。

19.6 缺陷责任期终止证书

在第 1.1.4.5 目约定的缺陷责任期，包括根据第 19.3 款延长的期限终止后 14 天内，由监理人向承包人出具经发包人签认的缺陷责任期终止证书，并退还剩余的质量保证金。

19.7 保修责任

合同当事人根据有关法律规定，在专用合同条款中约定工程质量保修范围、期限和责任。保修期自实际竣工日期起计算。在全部工程竣工验收前，已经发包人提前验收的区段工程，其保修期的起算日期相应提前。

20. 保险

20.1 设计和工程保险

20.1.1 承包人按照专用合同条款的约定向双方同意的保险人投保建设工程设计责任险、建筑工程一切险或安装工程一切险等保险。具体的投保险种、保险范围、保险金额、保险费率、保险期限等有关内容应当在专用合同条款中明确约定，保险费计入投标报价（总价承包），发包人不再另行支付。

20.1.2 在缺陷责任期终止证书颁发前，承包人应按照专用合同条款的约定投保第三者责任险。

20.2 工伤保险

20.2.1 承包人员工伤保险

承包人应依照有关法律规定，为其履行合同所雇佣的全部人员投保工伤保险，缴纳工伤保险费，并要求其分包人也投保此项保险。发包人不再单独支付相关保险费。

20.2.2 发包人员工伤保险

发包人应依照有关法律规定，为其现场机构雇佣的全部人员投保工伤保险，缴纳工伤保险费，并要求其监理人也进行此项保险。

20.3 人身意外伤害险

20.3.1 发包人应在整个施工期间为其现场机构雇佣的全部人员，投保人身意外伤害险，缴纳保险费，并要求其监理人也进行此项保险。

20.3.2 承包人应在整个施工期间为其现场机构雇佣的全部人员，投保人身意外伤害险，缴纳保险费，并要求其分包人也进行此项保险。发包人不再单独支付相关保险费。

20.4 其他保险

除专用合同条款另有约定外，承包人应为其施工设备、进场的材料和工程设备等办理保险。

20.5 对各项保险的一般要求

20.5.1 保险凭证

承包人应在专用合同条款约定的期限内向发包人提交各项保险生效的证据和保险单副本，保险单必须与专用合同条款约定的条件保持一致。承包人提交保险凭证的期限：第一笔进度款支付前。

20.5.2 保险合同条款的变动

承包人需要变动保险合同条款时，应事先征得发包人同意，并通知监理人。保险人作出变动的，承包人应在收到保险人通知后立即通知发包人和监理人。

20.5.3 持续保险

承包人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。

20.5.4 保险金不足的补偿

保险金不足以补偿损失的，应由承包人和（或）发包人按合同约定负责补偿。

20.5.5 未按约定投保的补救

（1）由于负有投保义务的一方当事人未按合同约定办理保险，或未能使保险持续有效的，另一方当事人可代为办理，所需费用由对方当事人承担。

（2）由于负有投保义务的一方当事人未按合同约定办理某项保险，导致受益人未能得到保险人的赔偿，原应从该项保险得到的保险金应由负有投保义务的一方当事人支付。

20.5.6 报告义务

当保险事故发生时，投保人应按照保险单规定的条件和期限及时向保险人报告。

21. 不可抗力

21.1 不可抗力的确认

21.1.1 不可抗力是指承包人和发包人在订立合同时不可预见，在履行合同过程中不可避免发生并不能克服的自然灾害和社会性突发事件，如地震、海啸、瘟疫、水灾、骚乱、暴动、战争和专用合同条款约定的其他情形。

21.1.2 不可抗力发生后，发包人和承包人应及时认真统计所造成的损失，收集不可抗力造成损失的证据。合同双方对是否属于不可抗力或其损失的意见不一致的，由监理人按第 35 款商定或确定。发生争议时，按第 24 条的约定执行。

21.2 不可抗力的通知

21.2.1 合同一方当事人遇到不可抗力事件，使其履行合同义务受到阻碍时，应立即通知合同另一方当事人和监理人，书面说明不可抗力和受阻碍的详细情况，并提供必要的证明。

21.2.2 如不可抗力持续发生，合同一方当事人应及时向合同另一方当事人和监理人提交中间报告，说明不可抗力和履行合同受阻的情况，并于不可抗力事件结束后 28 天内提交最终报告及有关资料。

21.3 不可抗力后果及其处理

21.3.1 不可抗力造成损害的责任

除专用合同条款另有约定外，不可抗力导致的人员伤亡、财产损失、费用增加和（或）工期延误等后果，由合同双方按以下原则承担：

（1）永久工程，包括已运至施工场地的材料和工程设备的损害，以及因工程损害造成的第三者人员伤亡和财产损失由发包人承担；

（2）承包人设备的损坏由承包人承担；

（3）发包人和承包人各自承担其人员伤亡和其他财产损失及其相关费用；

（4）承包人的停工损失由承包人承担，但停工期间应监理人要求照管工程和清理、修复工程的金额由发包人承担；

（5）不能按期竣工的，应合理延长工期，承包人不需支付逾期竣工违约金。发包人要求赶工的，承包人应采取赶工措施，赶工费用由发包人承担。

21.3.2 迟延履行期间发生的不可抗力

合同一方当事人迟延履行，在迟延履行期间发生不可抗力的，不免除其责任。

21.3.3 避免和减少不可抗力损失

不可抗力发生后，发包人和承包人均应采取措施尽量避免和减少损失的扩大，任何一方没有采取有效措施导致损失扩大的，应对扩大的损失承担责任。

21.3.4 因不可抗力解除合同

合同一方当事人因不可抗力不能履行合同的，应当及时通知对方解除合同。合同解除后，承包人应按照第 22.2.4 项约定撤离施工场地。已经订货的材料、设备由订货方负责退货或解除订货合同，不能退还的货款和因退货、解除订货合同发生的费用，由发包人承担，因未及时退货造成的损失由责任方承担。合同解除后的付款，参照第 22.2.3 项约定，由监理人按第 3.5 款商定或确定。

22. 违约

22.1 承包人违约

22.1.1 承包人违约的情形

在履行合同过程中发生的下列情况之一的，属承包人违约：

（1）承包人的设计、承包人文件、实施和竣工的工程不符合法律以及合同约定；

（2）承包人违反第 1.8 款或第 4.3 款的约定，私自将合同的全部或部分权利转让给其

他人，或私自将合同的全部或部分义务转移给其他人；

（3）承包人违反第 6.3 款或第 7.4 款的约定，未经监理人批准，私自将已按合同约定进入施工场地的施工设备、临时设施或材料撤离施工场地；

（4）承包人违反第 6.5 款的约定使用了不合格材料或工程设备，工程质量达不到标准要求，又拒绝清除不合格工程；

（5）承包人未能按合同进度计划及时完成合同约定的工作，造成工期延误；

（6）由于承包人原因未能通过竣工试验或竣工后试验的；

（7）承包人在缺陷责任期内，未能对工程接收证书所列的缺陷清单的内容或缺陷责任期内发生的缺陷进行修复，而又拒绝按监理人指示再进行修补；

（8）承包人无法继续履行或明确表示不履行或实质上已停止履行合同；

（9）承包人不按合同约定履行义务的其他情况。

22.1.2 对承包人违约的处理

（1）承包人发生第 22.1.1（6）目约定的违约情况时，按照发包人要求中的未能通过竣工/竣工后试验的损害进行赔偿。发生延期的，承包人应承担延期责任。

（2）承包人发生第 22.1.1（8）目约定的违约情况时，发包人可通知承包人立即解除合同，并按第 22.1.3 项、第 22.1.4 项、第 22.1.5 项约定处理。

（3）承包人发生除第 22.1.1（6）目和第 22.1.1（8）目约定以外的其他违约情况时，监理人可向承包人发出整改通知，要求其在指定的期限内纠正。除合同条款另有约定外，承包人应承担其违约所引起的费用增加和（或）工期延误。

（4）若在合同实施期间发现承包人提供了虚假资料，发包人有权从工程支付款或履约保函中扣除不超过【20%】签约合同价的金额作为违约金，直至解除合同。

22.1.3 因承包人违约解除合同

监理人发出整改通知 28 天后，承包人仍不纠正违约行为的，发包人有权解除合同并向承包人发出解除合同通知。承包人收到发包人解除合同通知后 14 天内，承包人应撤离现场，发包人派员进驻施工场地完成现场交接手续，发包人有权另行组织人员或委托其他承包人。发包人因继续完成该工程的需要，有权扣留使用承包人在现场的材料、设备和临时设施。但发包人的这一行动不免除承包人应承担的违约责任，也不影响发包人根据合同约定享有的索赔权利。

22.1.4 发包人发出合同解除通知后的估价、付款和结清

(1) 承包人收到发包人解除合同通知后 28 天内，监理人按第 3.5 款商定或确定承包人实际完成工作的价值，包括发包人扣留承包人的材料、设备及临时设施和承包人已提供的设计、材料、施工设备、工程设备、临时工程等的价值。

(2) 发包人发出解除合同通知后，发包人有权暂停对承包人的一切付款，查清各项付款和已扣款金额，包括承包人应支付的违约金。

(3) 发包人发出解除合同通知后，发包人有权按第 23.4 款的约定向承包人索赔由于解除合同给发包人造成的损失。

(4) 合同双方确认合同价款后，发包人颁发最终结清付款证书，并结清全部合同款项。

(5) 发包人和承包人未能就解除合同后的结清达成一致而形成争议的，按第 24 条的约定执行。

22.1.5 协议利益的转让

因承包人违约解除合同的，发包人有权要求承包人将其为实施合同而签订的材料和设备的订货协议或任何服务协议利益转让给发包人，并在承包人收到解除合同通知后的 14 天内，依法办理转让手续。发包人有权使用承包人文件和由承包人或以其名义编制的其他设计文件。

22.1.6 紧急情况下无能力或不愿进行抢救

在工程实施期间或缺陷责任期内属于承包人责任范围内发生危及工程安全的事件，监理人通知承包人进行抢救，承包人声明无能力或不愿立即执行的，发包人有权雇佣其他人员进行抢救。此类抢救按合同约定属于承包人义务的，由此发生的金额和（或）工期延误由承包人承担。

22.2 发包人违约

22.2.1 发包人违约的情形

在履行合同过程中发生下列情形之一的，属发包人违约：

(1) 发包人未能按合同约定支付价款，或拖延、拒绝批准付款申请和支付凭证，导致付款延误；

(2) 发包人原因造成停工；

(3) 监理人无正当理由没有在约定期限内发出复工指示，导致承包人无法复工；

(4) 发包人无法继续履行或明确表示不履行或实质上已停止履行合同；

(5) 发包人不履行合同约定其他义务。

22.3 第三人造成的违约

在履行合同过程中，一方当事人因第三人的原因造成违约的，应当向对方当事人承担违约责任。一方当事人和第三人之间的纠纷，依照法律规定或者按照约定解决。

23. 索赔

23.1 承包人索赔的提出

根据合同约定，承包人认为有权得到追加付款和（或）延长工期的，应按以下程序向发包人提出索赔：

（1）承包人应在知道或应当知道索赔事件发生后 28 天内，向监理人递交索赔意向通知书，并说明发生索赔事件的事由。承包人未在前述 28 天内发出索赔意向通知书的，工期不予顺延，且承包人无权获得追加付款；

（2）承包人应在发出索赔意向通知书后 28 天内，向监理人正式递交索赔通知书。索赔通知书应详细说明索赔理由以及要求追加的付款金额和（或）延长的工期，并附必要的记录和证明材料；

（3）索赔事件具有连续影响的，承包人应按合理时间间隔继续递交延续索赔通知，说明连续影响的实际情况和记录，列出累计的追加付款金额和（或）工期延长天数；

（4）在索赔事件影响结束后的 28 天内，承包人应向监理人递交最终索赔通知书，说明最终要求索赔的追加付款金额和延长的工期，并附必要的记录和证明材料。

23.2 承包人索赔处理程序

（1）监理人收到承包人提交的索赔通知书后，应及时审查索赔通知书的内容、查验承包人的记录和证明材料，必要时监理人可要求承包人提交全部原始记录副本。

（2）监理人应按第 3.5 款商定或确定追加的付款和（或）延长的工期，并在收到上述索赔通知书或有关索赔的进一步证明材料后的 42 天内，将索赔处理结果答复承包人。监理人应当在收到索赔通知书或有关索赔的进一步证明材料后的 42 天内不予答复的，视为认可索赔。

（3）承包人接受索赔处理结果的，发包人应在作出索赔处理结果答复后 28 天内完成赔付。承包人不接受索赔处理结果的，按第 24 条的约定执行。

23.3 承包人提出索赔的期限

23.3.1 承包人按第 17.5 款的约定接受了竣工付款证书后，应被认为已无权再提出在合同工程接收证书颁发前所发生的任何索赔。

23.3.2 承包人按第 17.6 款的约定提交的最终结清申请单中，只限于提出工程接收证书颁发后发生的索赔。提出索赔的期限自接受最终结清证书时终止。

23.4 发包人的索赔

23.4.1 发包人应在知道或应当知道索赔事件发生后 28 天内，向承包人发出索赔通知，并说明发包人有权扣减的付款和（或）延长缺陷责任期的细节和依据。发包人未在前述 28 天内发出索赔通知的，丧失要求扣减付款和（或）延长缺陷责任期的权利。发包人提出索赔的期限和要求与第 23.3 款的约定相同，要求延长缺陷责任期的通知应在缺陷责任期届满前发出。

23.4.2 发包人按第 3.5 款商定或确定发包人从承包人处得到赔付的金额和（或）缺陷责任期的延长期。承包人应付给发包人的金额可从拟支付给承包人的合同价款中扣除，或由承包人以其他方式支付给发包人。

24. 争议的解决

24.1 争议的解决方式

发包人和承包人在履行合同中发生争议的，可以友好协商解决或者提请争议评审组评审。合同当事人友好协商解决不成、不愿提请争议评审或者不接受争议评审组意见的，可在专用合同条款中约定下列一种方式解决：

- （1）向约定的仲裁委员会申请仲裁；
- （2）向有管辖权的人民法院提起诉讼。

24.2 友好解决

在提请争议评审、仲裁或者诉讼前，以及在争议评审、仲裁或诉讼过程中，发包人和承包人均可共同努力友好协商解决争议。

24.3 争议评审

24.3.1 采用争议评审的，发包人和承包人应在开工日后的 28 天内或在争议发生后，协商成立争议评审组。争议评审组由有合同管理和工程实践经验的专家组成。

24.3.2 合同双方的争议，应首先由申请人向争议评审组提交一份详细的评审申请报告，并附必要的文件、图纸和证明材料，申请人还应将上述报告的副本同时提交给被申请人和监理人。

24.3.3 被申请人在收到申请人评审申请报告副本后的 28 天内，向争议评审组提交一份答辩报告，并附证明材料。被申请人应将答辩报告的副本同时提交给申请人和监理人。

24.3.4 除专用合同条款另有约定外，争议评审组在收到合同双方报告后的 14 天内，邀请双方代表和有关人员举行调查会，向双方调查争议细节；必要时争议评审组可要求双方进一步提供补充材料。

24.3.5 除专用合同条款另有约定外，在调查会结束后的 14 天内，争议评审组应在不受任何干扰的情况下进行独立、公正的评审，作出书面评审意见，并说明理由。在争议评审期间，争议双方暂按总监理工程师的确定执行。

24.3.6 发包人和承包人接受评审意见的，由监理人根据评审意见拟定执行协议，经争议双方签字后作为合同的补充文件，并遵照执行。

24.3.7 发包人或承包人不接受评审意见，并要求提交仲裁或提起诉讼的，应在收到评审意见后的 14 天内将仲裁或起诉意向书面通知另一方，并抄送监理人，但在仲裁或诉讼结束前应暂按总监理工程师的确定执行。

第二节 专用合同条款

1 一般约定

1.1 词语定义

1.1.2 合同的当事人和人员

1.1.2.2 发包人：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

1.1.2.3 承包人：

1.1.2.9 监理人：发包人聘请的负责监理本项目的监理公司

1.1.2.10 总监理工程师：

1.2 合同文件的优先顺序

组成合同的各项文件应互相解释，互为说明。除专用合同条款另有约定外，解释合同文件的优先顺序如下：同通用条款。

1.6 文件的提供和照管

1.6.1 承包人文件的提供：

详见技术部分。

1.6.2 发包人文件的提供：

(1)提供项目基础资料。发包人提供的项目基础资料的类别、内容、份数和时间：同招标文件技术部分。

(2)提供现场障碍资料。发包人提供的现场障碍资料的类别、内容、份数和时间：由承包人根据投标前现场勘察的及发包人尽可能提供的资料，发包人应协助承包人取得相关现场障碍资料。

(3)初步设计等资料。

1.7 联络

任何一方在本合同项下向另一方发出的通知均应以书面形式通过专人送交、邮寄、传真或电子邮件发至以下地址：

发包人：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

地址：

邮编：
电话：
传真：
联系人：

E-mail：
开户行：
帐号：
税号：

承包人：
地址：
邮编：
电话：
传真：
联系人：

E-mail：
开户行：
帐号：
税号：

与合同有关的通知、批准、证明、证书、指示、要求、请求、同意、意见、确定和决定等，均应采用书面形式。在合同约定的期限内送达指定的地点和指定的接收人，并办理签收手续。如通信地址改变应及时书面通知，否则，送达原地址视为送达。如因未通知地址变更事宜而导致快递被退回，则快递退回之日视为送达之日。任何一方不得拒收快递，如拒收快递的，则拒收之日视为快递送达之日。

1.11 知识产权

知识产权同通用条款。

1.13 发包人要求中的错误

承包人未发现发包人要求中存在错误的，承包人自行承担由此导致的费用增加和(或)工期延误的责任。

2 发包人义务

2.1 提供施工场地

(1) 发包人负责办理项目的前期审批与核准，办理项目的其他审批手续，使项目具备法律规定的开工条件。

(2) 发包人协助承包人做好场地周边居民关系、土地使用、交通保障等协调工作。

(3) 发包人协助承包人办理施工用电、用水、通信接入手续，并将项目施工用电、用水、通信接入场地红线范围内。施工期间的用电、用水、通信设施的建设、管理、维护及相应费用由承包人负责。

3 监理人

3.1 监理人的职责和权力

同通用条款。

3.2 总监理人员

同通用条款。

3.3 监理人员

同通用条款。

4 承包人

4.1 承包人一般义务

4.1.3 完成各项承包工作

承包范围：详见技术规范书。

发包人负责的事项：详见技术规范书。

4.2 履约担保

4.2.1 差额保证金（删除）

若中标价低于招标文件规定的风险控制价，则承包人必须以现金或可在各家银行即时兑现的银行支票，额外提供风险控制价减去中标价净值的差额，作为差额保证金。差额保证金人民币¥元整（大写元整），承包人必须在收到中标通知书后 3 个工作日内提交给发包人。

工程通过竣工验收后 30 日内，发包人退还给承包人本金及合同履行期间的银行活期存款利息。

4.2.2 履约保证金（预付款担保）

承包人应在签订合同协议书后 15 个工作日内，向发包人提交履约担保。履约担保采用银行保函的形式。

采用履约保函的，应采用发包人招标文件所附的或发包人事先同意的格式，由承包人从具有法人资格的银行开具，并保证其有效。若承包人提交的保函有效期不能满足履约保函释放条件，承包人应在到期前一个月向发包人提交延期保函。保函的正本由发包人保存。执行本条各项要求所需的费用由承包人承担。

履约保证金和预付款担保的额度分别为合同金额的 10%，即人民币¥元整（大写：元整）。

履约保证金将在工程移交生产后 30 天内释放，预付款担保在预付款全部扣回后 30 天内释放。

在任何情况下，发包人按照履约担保提出索赔同时，皆应书面通知承包人，说明导致索赔的性质和原因。

4.2.3 工程款支付担保

住房和城乡建设部等部门《关于加快推进房屋建筑和市政基础设施工程实行工程担保制度的指导意见》（建市〔2019〕68 号）和《关于印发〈自治区关于推进房屋建筑和市政基础设施工程实行工程担保制度的实施意见〉的通知》（新建建〔2020〕21 号）等文件规定，发包人向承包人提供建安工程费 10% 的银行保函（由浙能集团下属金融机构开具）或保险公司保单作为工程款支付担保。

4.3 分包和不得转包

4.3.4 承包人需分包的工作应得到发包人确认，未经发包人确认，承包人不能自行分包本工程。承包人自行分包未得到发包人的书面确认，发包人有权勒令该分包人退场、追究由此造成的损失，并视工程大小情况处以处罚；分包人资质需符合投标人须知前附表对分包人资质要求。

4.5 承包人项目经理

4.5.1 项目经理姓名：

4.5.2 项目经理职责：

4.5.3 项目经理权限：

4.6 承包人人员的管理

4.6.2 承包人的项目经理离开施工现场连续超过 3 天的，应事先征得发包人书面同意。若未事先征得发包人书面同意，按 20000 元/天赔偿违约金。项目经理、项目技术负责人到岗率应大于 85%。承包人因工作需要更换项目经理的，应征得发包人书面同意。未经发包人书面同意，承包人不得擅自更换项目经理。发包人提出要求更换不能胜任的项目经理和施工负责人等主要管理人员和技术人员时，承包人在接到通知后 7 天内向发包人提交拟更换人员名单，该更换人员在发包人同意后可接替前任进行工作。因任何原因引起的承包人人员更换，工期都不予顺延。

4.12 进度计划

4.12.1 合同进度计划

不论何种原因造成工程的实际进度与合同进度计划不符时,承包人应在 3 日内向监理人提交修订合同进度计划的申请报告,并附有关措施和相关资料,报监理人批准;

工程物资采购及开始日期的约定:在项目进度计划中向发包人报送。

提交关键单项工程施工计划(名称):光伏并网发电工程施工计划。

提交关键分部分项工程施工计划(名称):站用电,支架基础,支架安装,接入系统、光伏组件安装、电缆敷设、电气设备安装及调试、汇集线路、编制一级网络图。

本工程的设计阶段(名称):施工图设计、竣工图编制。

施工图设计应能满足工程进度需求。

4.13 质量管理

4.13.1 工程质量

质量要求:合格。

工程质量应达到合同规定的工程质量目标。

工程质量达不到规定质量目标的部分,监理人和发包人方一经发现,可要求承包人消缺整改,承包人应按监理人和发包人方提出的合理时间内完成消缺,直到符合规定的条件。因承包人原因达不到规定条件,费用由承包人承担,工期不予顺延。若消缺后仍不能达到规定条件,则承包人必须承担违约责任和赔偿,视情况发包人和监理有权对承包人处以 5000 至 20000 元违约金赔偿。

承包人应为本合同的施工建立强有力的质保系统和质检系统,开展全面质量管理,确保工程质量,对此,承包人应执行国家和各部委有关加强质量管理的法规与文件。

承包人牵头完成本项目的达标投产工作,确保集团 AAAAA 达标投产。未达到集团 AAAAA 标准或省部级优质工程,扣 500 万元。达到国家级优质工程,奖 500 万元。

4.13.2 承包人应加强质量管理,具体做到:

(1) 建立质量控制体系。项目部、各工地要设专职质量员,班组设兼职质量员,明确各级责任。开工前报监理人备案。分项施工的现场应实行标示牌管理,写明作业内容和质量要求,要认真执行三检制度,即:自检、互检、工序交接检验制度,要根据合同的规定切实

作好隐蔽工程的检查工作；严格质量管理体系。

（2）对现场施工人员加强质量教育，强化质量意识，开工前技术交底，进行应知应会教育，严格执行规范，严格操作规程，分项工程开工前必须按合同要求执行先试验再铺开的程序，开工前必须按技术规范规定向监理人报送试验报告(包括施工方案、施工组织设计、施工准备、质保措施等)经监理人和发包人方审核批准后方可施工。

（3）要加强质量监控，确保规范规定的检验、抽检频率，现场质检的原始资料必须真实、准确、可靠，不得追记，接受质量检查时必须出示原始资料。

（4）承包人改变合同文件内容的变更或重要变更必须经发包人同意。

（5）承包人应加强对机具和人员的管理。在现场施工的机具数量和人员数量须不低于投标文件中人员配置数量，严禁相互兼职。

（6）必须完备检验手段，要根据技术规范的规定配齐检测和试验仪器、仪表，并应及时校正确保其精度，要根据合同要求加强工地试验室的管理，要加强标准计量基础工作和材料检验工作，不得违规计量，不合格材料严禁用于本工程。

（7）要建立质量奖罚制度，对质量事故要严肃处理，坚持“四不放过”：事故原因不明不放过，不清责任不放过，没有改进措施不放过，没有受到教育不放过。

本条增加：隐蔽工程的检查和复查：

（1）未经监理人及发包人的批准，工程的任何部分均不得覆盖或掩蔽，承包人应保证监理人及发包人有充分的机会对将予以覆盖或掩蔽的任何此类工程部分进行检查和测量，以及对任何部分工程将置于其上的基础进行检查。无论何时，当任何工程部分或基础地基（发包人必须参加）已准备好或即将准备好可供检查时，承包人应及时通知发包人及监理人，除非发包人及监理人通知承包人认为检查并无必要，否则发包人及监理人应参加此类工程部分的检查和测量及基础的检查，且不得无故拖延。

（2）承包人在自检合格并签署隐蔽工程验收记录后，填写隐蔽工程验收申请单，在覆盖前 24 小时，通知监理人进行验收。监理人在接到承包人通知 24 小时内进行验收，经监理人验收合格并在记录上签认后，承包人可进行覆盖和继续施工；若验收不合格，承包人应按监理人的要求整改并重新申请验收。

（3）若承包人未经验收自行覆盖，监理人有权要求剥开或开孔检查，由此造成的损失，由承包人负责；若返工后仍不能达到规定条件，则承包人必须承担违约责任和赔偿，承包人拒绝验收的及返工后仍不能达到规定条件视情况发包人和监理有权对承包人处以 5000 至 20000 元违约金赔偿，并勒令承包人停工检查，由此造成的损失由承包人承担。

（4）若监理人认为确需对已签字验收并覆盖的隐蔽工程进行复查，承包人应协助复查。若复查结果表明质量合格，由此而引起的费用由发包人承担，影响的施工期予以延长；若复查结果表明质量不合格，承包人应进行返工，并按上述规定重新申请验收，由此引起的费用及施工期延误由承包人负责。

5 设计

5.1 承包人的设计义务

根据招标文件编制整个工程项目的施工图设计及竣工图编制；相关设计接口协调、设计评审及现场设计代表服务。设计文件应由有相应资格的专业人员编制、审核、批准。

5.2 竣工文件

承包人应编制并及时更新反映工程实施结果的竣工记录，如实记载竣工工程的确切位置、尺寸和已实施工作的详细说明。竣工记录应保存在施工场地，此外，承包人应负责绘制并向发包人提供工程的完工图，表明整个工程的施工完毕的实际情况，提交发包人确认。并在竣工验收前 14 日内将 8 份纸质版资料、2 份电子版材料提交给监理人。

承包人向发包人提供的永久性工程设备、材料、部件和备品备件(需按照招标文件)，设备试验报告、系统调试报告，在竣工移交时提交，纸质版材料 6 份，电子版材料 2 份。

6 材料和工程设备

6.1 承包人提供的材料和工程设备

6.1.1 承包人应自行组织采购合同范围内全部工程设备和装置性材料（招标文件中明确甲供除外），但发包人有权全程参与主要设备和装置性材料的招投标、采购及合同签订。

6.1.2 承包人应按照国家及浙江省招投标相关法律、法规、文件规定组织采购工程设备和装置性材料。

承包人采购设备、装置性材料的实际采购品牌和技术标准应与投标响应文件一致。若承包人未按发包人要求选择设备生产商的，发包人和监理人对承包人拟选择的设备、材料供应商有否决权。

6.1.4 承包人采购的本工程所有工程设备、装置性材料、承包人施工设备以及其他物资到现场的装车、运输、中转卸装、接货、卸车、检验、入库、保管、维护、保养、现场搬运直至安装位置等均由承包人负责和管理。

6.1.5 承包人应当负责所有设备和装置性材料的催交、催运直至运抵项目现场。承包人同意监理人检验任何运抵现场供货内容。对监理人在检验过程中提出的任何异议承包人应立即进行核查，采取必要措施全面正确地履行其合同义务，并将采取的措施通知监理人。

6.1.6 承包人应编制设备和装置性材料的现场试验工作计划，安排所有设备、装置性材料按规程、规范要求进行的任何现场试验和送检及第三方试验方案，报发包人批准。承包人应提供足够的具有相应资格和经验的人员或委托有资质的第三方进行合同所规定的各项现场试验，并负责准备试验所需的技术文件、装备、仪器、工具、水电与材料等消耗品。

如果需要发包人及施工监理到场的试验，则承包人应提前 48 小时通知发包人及施工监

理，如发包人及施工监理未在通知的时间和地点到场，则除非发包人及施工监理另有指令，否则，承包人就可开始进行规定的试验。

承包人应及时将正式的试验报告提交施工监理及发包人。无论发包人及施工监理是否参加了试验，检验或试验的准确性及正确性，仍由承包人负责，不解除承包人的任何义务或职责。

6.1.7 按规定对原材料、成品、半成品、设备及施工过程进行的必要技术检验、试验及设备解体工作，均由承包人负责，发包人及监理人进行监督。发包人及监理人认为必要时，有权制定取样送检验单位复检。若复检结果合格的，因复检增加的费用和工期由发包人承担。如果承包人执行施工监理的指示进行附加或重新试验，使承包人遭受损失或合同工程已或将延误，且附加或重新试验的结果符合合同要求，承包人可向发包人发出通知要求延长工期。

6.1.8 如果发包人及施工监理根据检验、检查或试验结果判定，其工程设备、装置性材料、设计或加工成品或半成品质量不合格或不符合合同的规定，且是无法通过修复达到符合合同规定的，则发包人及施工监理就可发出通知要求承包人将上述工程设备、装置性材料、加工成品或半成品，立即运离现场，并说明清退出场的理由。承包人则应立即组织清退并更换，并保证上述被更换物资符合合同规定。

6.1.9 承包人负责合同工程设备安装、调试期所需备品备件的采购供应，备品备件的价格已包含在总承包合同价格中。本合同工程竣工移交发包人后，剩余的备品备件归发包人所有，承包人向发包人移交剩余的备品备件。

6.1.10 承包人负责合同工程所需的全部安装、调试专用工具的采购供应，专用工具的价格已包含在总承包合同价格中。专用工具到厂后，由承包人负责统一管理和使用。本合同工程竣工移交发包人后，专用工具经检验合格后移交发包人，归发包人所有。

6.2 发包人提供的材料和工程设备

6.2.1 发包人提供部分材料和工程设备的：

序号	物资名称	备注
1	逆变器	
2	箱变	
3	主变	
4	储能系统	
5	调相机系统	

具体规格参数、数量详见技术协议。

6.2.2 发包人根据设备供应合同负责督促设备供应商负责将设备运到项目现场(车板交

货)。由承包人负责卸车并运到现场指定地点堆放、储存并采取必要措施妥善保管, 保证设备在安装前不受任何影响,包括一路上需采取的各种措施; 发包人应提前 24 小时通知承包人设备到现场的时间和其他货讯, 使承包人做好接运和卸货准备工作。以及特殊情况下其他地点的接货。

6.2.3 承包人配合有关人员进行开箱检验; 所有设备现场交接后由承包人负责保管。

6.2.4 备品备件及专用工具由发包人管理, 承包人需用时向发包人提出申请并按规定办理领用手续。

6.2.5 由于承包人责任使到现场的设备、备品备件、专用工具、精密设备、仪器仪表丢失(遗)失、损坏, 承包人负责自费采购补齐或修复。

6.2.6 对设备供应商需回收包装材料, 承包人应妥善保管。

6.2.7 承包人应积极配合发包人做好对设备的催交工作以及甲供材料的采购工作。

6.2.8 承包人参加发包人供应的设备、材料的开箱验收工作, 做好开箱记录, 与发包人共同对到货物资的验收质量负责。开箱资料按发包人制定的管理制度规定交发包人保管。

6.2.9 设备缺陷管理

当承包人在开箱和/或安装过程中发现供应商提供的设备存在缺陷时, 应及时报告监理工程师和发包人, 由监理工程师和/或发包人核实情况后联系供应商处理。对一些现场可处理的设备缺陷, 为保证项目进度, 供应商在征得发包人和监理的同意后, 可委托承包人处理, 承包人应给予配合。

6.3 承包人应根据工程进度编制提交甲供设备、材料的需用计划, 发包人按需用计划按时供货。承包人应在合同签订后 30 天内向发包人提出详细的需求计划并按规定办理审批手续。材料到现场前 24 小时发包人应通知承包人, 使承包人做好接运和卸货准备工作。

6.4 甲供材料的结算:

(1) 承包人必须按施工图用量领用, 不得超领。实际领用量与施工图加设计变更材料数量相比较, 如实际领用量超过施工图净用量乘定额损耗量的, 超出部分费用由承包人承担, 结算时超领用量部分按发包人采购价的 105% 从工程款中扣回。如发生承包人严重多领甲供材料达到施工图用量 10% 以上, 发包人还可以计取多领材料款项的利息费用并在结算时一次性扣除。

(2) 发包人按合同规定的发包人采购的材料中列的材料名称, 并以承包人申请的不超过施工图实际需要数量向承包人提供合格、符合要求的材料。在施工过程中如变更发包人供应的材料品种应有双方签字认可的书面资料。

(3) 所有发包人供应的材料由发包人运输到现场车板上交货, 由承包人负责卸货并运输到指定地点存放。

(4) 发包人供应的材料到达现场后, 发包人、材料供应商、承包人三方须到现场验货、办理入库、出库(领用)手续; 发现不合格材料, 做好记录并及时提出退货。

(5) 发包人供应的材料必须是合格的、符合要求的材料并须质量保证证书和合格证书; 不合格的或不符合要求的材料, 承包人有权拒收, 不承担由于拒收而产生的任何费用工

期延误责任。

(6) 承包人在领用发包人供应的材料时,应办理有关领用手续并经发包人、材料供应商、承包人认可签字。

(7) 承包人应按计划领用发包人提供的材料, 承包人所用材料总量按施工图预算用量(含设计变更量)进行考核。

(8) 承包人应按照发包人物资管理和基建管理系统的要求, 建立设备、材料管理台帐, 及时在信息系统中录入数据、动态更新。

7 施工设备和临时设施

7.1 承包人提供的施工设备和临时设施

承包人应自行承担修建临时设施的费用, 需要临时占地的, 由承包人办理申请手续并承担相应费用。

承包人自行解决水、电和通信等, 且费用已含在合同价中。承包人应负责其工作范围内水、电及通讯设施的安装、维护, 并按有关规定计量交费, 如有些费用已经由发包人代缴, 则发包人有权从支付给承包人的工程款中扣除。

临时设施的费用和临时占地手续和费用承担的特别约定: 需要临时占地的, 应由承包人办理申请手续并承担相应费用。

7.2 发包人提供的施工设备和临时设施

发包人提供的施工设备或临时设施范围: 发包人不提供施工设备或临时设施。

7.3 要求承包人增加或更换施工设备

无。

8 交通运输

8.1 关于出入现场的权利的约定:

承包人应根据工程的施工需要, 负责办理取得出入施工场地的专用和临时道路的通行权, 以及取得为工程建设所需修建场外设施的权利, 并承担有关费用。发包人应协助承包人办理上述手续。

8.2 关于场外交通的特别约定:

由承包人负责运输的超大件或超重件, 应由承包人负责向交通管理部门办理申请手续。运输超大件或超重件所需的道路和桥梁的临时加固改造等工作及相关费用由承包人承担。

8.3 关于场内交通的特别约定:

承包人应负责修建、维修、养护和管理施工所需的临时道路和交通设施，包括维修、养护和管理发包人提供的道路和交通设施，并承担相应费用；关于场内交通与场外交通边界的约定：场区（光伏区、升压站等）红线。

8.4 超大件和超重件的运输

由承包人负责运输的超大件或超重件，应由承包人负责向交通管理部门办理申请手续。运输超大件或超重件所需的道路和桥梁临时加固改造等工作由承包人承担，相关费用由承包人承担。

8.5 道路和桥梁的损坏责任

承包人应遵守有关交通法规，严格按照道路和桥梁的限制荷载行驶，执行有关道路限速、限行、禁止超载的规定，并配合交通管理部门的监督和检查。因承包人运输造成施工场地内外公共道路、交通设施和桥梁损坏的，由承包人承担修复损坏的全部费用和可能引起的损失赔偿责任，并确保场内外道路正常通行的条件。

9 测量放线

9.1 施工控制网

无。

10 安全、治安保卫和环境保护

10.2 承包人的安全责任

承包人应按合同约定履行安全职责，执行监理人有关安全工作的指示，并在监理人下达安全工作指示 7 日内，按合同约定的安全工作内容，编制安全措施计划报送监理人批准。

11 开始工作和竣工

11.1 开始工作

工程开工必须具备法律、法规规定的开工条件，监理人应在获得发包人同意后，提前 3 天向承包人发出开始工作通知。

提供的基准坐标资料的内容和时间：发包人不另提供。由承包人根据招标文件提供的资料及承包人实际勘测确定。

提交工程总体施工组织设计的份数和时间：5 份，施工队伍进场后开始 10 天内。

提交临时占地资料的时间：施工开始 7 个日历日前。

承包人需要水电等品质、正常用量、高峰量和使用时间：根据进场协议确定。

人力资源计划一览表的格式、内容、份数和提交时间：体现在施工组织设计中。

人力资源实际进场的报表格式、份数和报告期：格式同施工组织设计，5 份，施工队伍进场后 7 日内。

主要机具计划一览表的格式、内容、份数和提交时间：体现在施工组织设计中。

主要机具实际进场的报表格式、份数和报告期：格式同施工组织设计，5 份，施工队伍进场后 7 日内。

11.3 发包人引起的工期延误

（1）因发包人原因造成承包人并网调试及发电工期延误的；

（2）发包人原因影响承包人按期进场造成工期延误的；或因发包人原因造成不具备开工条件或造成承包人进场后施工效率降低造成延误工期；

（3）因发包人提供的基础资料错误造成的工期延误的；

11.4 异常恶劣的气候条件

由于出现异常恶劣气候的条件导致工期延误的，按本合同专用条款 21.3.1 条执行。

异常恶劣气候的条件为：当地地震、气象等主管部门公布的 6 级及以上的地震、10 级及以上的台风、24 小时内累计降水量达 200mm 及以上、雷暴。

11.5 承包人引起的工期延误

承包人的实际工程进度应在工程进度管理计划规定的最迟开竣工日期之内。若承包人的实际工程进度处在工程进度管理计划规定的最迟开竣工日期之外时，由于承包人的原因使进度拖后，发包人有权要求承包人采取必要措施，以便加快工程进度，确保工程能在预定的工期内竣工。承包人无权要求为了采取这些措施而支付任何附加费用。

11.6 工期提前

发包人要求承包人提前竣工，或承包人提出提前竣工的建议能够给发包人带来效益的，应由监理人与承包人共同协商采取加快工程进度的措施和修订合同进度计划。

12 删除

13 删除

14 删除

15 变更

15.1 变更权

在履行合同过程中，经发包人同意，监理人可按第 15.3 款约定的变更程序向承包人作出有关发包人要求改变的变更指示，承包人应遵照执行。没有监理人的变更指示，承包人不得擅自变更。

根据本工程特点，商定的其他变更范围：

1) 因发包人要求，招标范围外增加的工程内容，视为工程变更。属于承包人自身原因（设计漏项、设计不完善等）引起的工程内容增加，不视为工程变更。

15.3 变更程序

15.4 变更价格

除合同条款另有约定外，变更及合同范围外的新增项目，按以下原则执行：

1) 合同中已有适用的综合单价，按合同已有的综合单价确定；合同中有类似的综合单价，参照类似的综合单价确定；

(2) 如果合同中没有适用或类似的综合单价，由双方根据相关定额、投标水平、当期信息价协商确定。定额参照《光伏发电工程概算定额》(NB/T 32035-2016)，不足部分参考电力建设工程定额及地方定额，或按双方协商的价格确定变更价款。

16 价格调整

16.1 本工程采用固定总价合同，除合同规定的可调价范围外，合同总价不作调整；

16.2 工程变更和新增项目按本合同第 15 条调整合同总价；

16.3 因政策或不可抗力等客观原因，造成实际总装机容量未能达到设计容量，则按实际装机容量及签约合同价情况进行调整。

16.4 合同价格不因物价波动和法律变化进行调整。

16.5 属于 EPC 总包方范围的费用，在本合同执行过程中由发包人代承包人支付的，在本合同竣工结算或进度付款时由发包人据实扣除。

16.6 若采用承包人的“合理化建议”或在投标方案的基础上，经发包人同意的承包人设计、施工组织等优化方式，降低了工程投资额，则合同价格先扣减对应的节约额，再按节约额的 25% 奖励给承包人。

17 合同价格与支付

17.1 合同价格

本合同签约合同总价（含税）为人民币 ¥ _____元（大写元整），其中不含税价¥ _____元，增值税价¥ _____元。其中安全文明施工费为人民币¥ _____元（大写元整）。

承包人在本合同范围内正确、完整履行所有工作、包括税金等一切费用，除非发生本合同规定情况可以调整签约合同价，否则承包人在承包范围内的其他一切风险都由承包人承担。其中：

17.1.1 设备购置费部分总价（含税）为¥ _____人民币元整。

设备购置费（含增值税，税率 13%）：含合同规定的各种设备、随机备品备件、专用工具的价格，包括与合同设备有关的承包人所应缴纳的税费以及合同设备到现场安装点的运输、装卸、保险费和设备包装费。对于有国外制造的部套件，包括从制造厂到现场安装点的运输、装卸、保险费及所有设备包装费和进口环节的所有税费（如关税、报关费、增值税等）。

17.1.2 建安工程费部分总价（含税）为 _____人民币元整。

建安工程费（含增值税，税率 9%）：包括本合同范围内所有相关工程建筑工程费和安装工程费。

17.1.3 工程服务费部分总价（含税）为 _____人民币元整。

工程服务费（含增值税，税率 6%）：包括但不限于下列费用：

（1）完成本合同第 4.1.3[承包范围]款内工程和服务项目所有工作所需要的一切费用，包括但不限于完成合同工程所需的人工费、材料费、机械费、施工技术措施费、施工组织措施费、规费、企业管理费、利润、税金等一切费用；

（2）合同中明示或隐含的各种风险费，如设计变更、人工、机械、材料合同规定范围内的涨价风险、预防一般性自然灾害所采取的措施费用等等（合同另有规定除外）；

（3）合同中已明示或未明示且按规定由承包人承担的临时设施费用；

（4）合同范围内的其他项目费用；

（5）工程范围内的二次设计和专项设计费、工程概算和预算编制费、承包范围内的竣工资料编制费；

（6）工程建设检测费和工程达标费；

（7）与其他承包人的交叉施工待工、配合费用；

（8）对招标人已有的建筑物、设施、设备及其生产的临时保护设施增加费及本工程已完工程保护费；

（9）合同规定风险范围内的风险费用；

（10）工程服务费中已包含设计费、验收服务费、工程保险费。

17.1.4 本合同采用固定总价合同，除合同规定的可调价范围外，合同总价不作调整。

17.1.5 承包人必须按上述分项金额相应开具足额的增值税专用发票，若承包人实际开具的增值税专票金额与上述各分项金额不一致，给发包人造成的损失由承包人承担。

17.1.6 合同履行期间发电收入，归浙能柯坪新能源有限公司所有。

17.2 预付款

（1）预付款

满足预付款支付条件后 30 日内，发包人向承包人支付合同总价 10%的预付款即万元，用于承包人为合同工程实施购置材料、工程设备、施工设备、修建临时设施以及组织

施工队伍进场，预付款支付需满足下列条件：

- (a)已与发包人签订合同；
- (b)提供招标文件所附格式的合同总价 10%履约保函；
- (c)提供合同总价的 10%的收据,按收款金额提供正式收据正本一份；

(2) 预付款的扣回与还清

预付款在进度付款中扣回，当承包人完成合同金额的 20%工作量后，承包人开始向发包人返还预付款，发包人每次分别从应付的建安工程进度款、装置性材料货款以及应付设备款中按当次核定产值的 20%扣回工程预付款，逐次扣回。本工程预付款在完成产值达到合同金额 70%时全部扣回。

17.3 工程进度付款

农民工工资支付管理按《保障农民工工资支付条例》(第 724 号国务院令)、工程所在地《建设领域根治欠薪指导手册》、浙能集团《关于进一步保障集团系统建设项目农民工工资支付的指导意见》等相关文件执行。具体要求详见合同附件八：农民工工资保证支付协议。

17.3.1 付款时间和方式

1) 承包人在每月 20 日向发包人提交本月已完成工程量，经监理人、发包人审核确认后，办理完付款确认手续，承包人应在每次付款前提供符合合同规定的票据，否则发包人有权不支付款项，并不承担由此造成的任何责任。

2) 支付方式：电汇。

3) 若发包人延迟付款，则按照本合同专用条款 22.1.1(3)条执行。

17.3.2 工程进度款的支付方式、支付条件和支付时间：

1) 设备购置费：主要设备（光伏组件、支架、AIS 设备、高低压开关柜、继保/综自装置、无功补偿装置）投料后支付至该设备购置费的 30%；设备到货后由发包人及监理单位进行验收，监理对到货设备签收单进行复核签字，支付至该设备购置费的 60%。

2) 建安工程费：建安装工程完成相应工程后，由监理单位对土建及安装工程进行验收和工程量复核，每月 20 日承包人向发包人提交经监理复核签字后的土建、安装工程量清单，同时提交付款申请，发包人在审查无误后向承包人支付当月工程进度款的 85%。完成所有涉网试验并通过移交生产验收前的时间视为试运行期，试运行结束后可申请支付建安工程费相应合同金额的 90%。

3) 工程服务费：

a. 完成全部施工图卷册时，支付设计费的 50%；完成全部施工图之日，并经监理人和发包人确认后起 30 日内，支付本合同设计费的 30%。

b.除勘察设计费外的工程技术服务费、承包人管理费等其它工程服务费用按照合同约定的工期均衡支付，由承包人按月统计当月应付款额列入进度款申请。

4) 承包人向发包人提出竣工验收申请，并于竣工验收合格后 3 个月内，以竣工验收证书上的日期为准，向发包人提交全部竣工结算资料，由发包人提请委托的中介审计部门进行竣工结算审计。竣工验收合格并提交竣工验收报告和竣工结算报告后承包人可申请支付至设备购置费的 90%，审计确定的建安工程费的 97%，工程服务费的 95%，剩余部分作为质保金。

5) 质保金为工程竣工结算审计确定的设备购置费的 10%，工程服务费的 5%，建安工程费的 3%，质保期（自试运行结束之日起计算）开始 12 个月且性能验收合格后释放预留质保金的 50%，质保期满两年后释放全部的质保金。

6) 承包人在收到发包人的工程款项后，必须在 10 个工作日内，将分包方及设备供应商的款项按合同约定支付，否则发包人有权暂缓支付下一步的工程款并向承包人追究因此而成的所有损失，发包人保留代行支付权利。

7) 水电费：承包人施工用水、用电应服从现场管理的有关规定，施工水、电费由发包人代缴的，施工用电费按___元/度向发包人支付，施工用水费按 4 元/t 向发包人支付，发包人按月从进度款中扣除，施工区域范围内的供水、电设施的维护费用由承包人负责，发包人提供施工用水、用电接口。

17.3.3 进度付款申请单

承包人应在每笔进度款支付前，按监理人批准的格式和另行约定的份数，向监理人提交进度付款申请单，并附相应的支持性证明文件。

17.3.4 农民工工资支付特别约定

发包人向承包人支付进度款时，按照进度款中农民工工资所占比例，将农民工工资部分支付至农民工工资专用账户，由承包人专门用于支付农民工工资。

17.3.5 安全文明施工费

安全文明施工费用实行专款专用，按以下方式支付：

合同签订后预付 30%安全文明施工费，承包人每次需动用此费用前，须向发包人提出申请报告，申请报告须注明安全文明施工费用清单，经监理工程师和发包人审定后与当月进度款一并向承包人支付。

17.3.6 进度付款的修正

在对已签发的进度款支付证书进行阶段汇总和复核中发现错误、遗漏或重复的，发包人和承包人均有权提出修正申请。经发包人和承包人同意的修正，应在下期进度付款中支付或扣除。

17.5 竣工结算

17.5.1 竣工结算申请

承包人提交竣工结算申请的时间：承包人应在移交生产后 60 天内向发包人提交竣工结算报告及完整的结算资料。

竣工结算申请的资料清单和份数: 资料清单包括但不限于竣工结算申请单、单位(分部)工程结算书、工程开工报告、工程竣工验收报告、合同价格调整材料、补充合同(如果有)、工程考核材料、工程联系单及签证单以及其他工程结算需要的资料,竣工结算申请材料份数为4份。

竣工结算申请单的内容应包括: 合同名称及编号、承包人信息、竣工结算价、合同签约价、合同价格调整金额(如有补充合同的,应注明)、考核金额、应扣除的质量保修金、单位(分部)工程结算书、工程开工报告、工程竣工验收报告、其他工程结算需要的资料。

17.5.2 竣工结算审核

(1) 发包人审批竣工付款申请单的期限: 监理人应在收到竣工结算申请单和完整的结算书后 14 天内完成核查并报送发包人。发包人应在收到监理人提交的经审核的竣工结算申请单和完整的结算书后 56 天内完成审批,并由监理人向承包人签发经发包人签认的竣工付款证书。监理人或发包人对竣工结算申请单有异议的,有权要求承包人进行修正和提供补充资料,承包人应提交修正后的竣工结算申请单。

发包人在收到承包人提交竣工结算申请单和完整的结算书后 60 天内未完成审批且未提出异议的,视为发包人认可承包人提交的竣工结算申请单,并自发包人收到承包人提交的竣工结算申请单和完整的结算书后第 57 天起视为已签发竣工付款证书。

(2) 发包人完成竣工付款的期限: 发包人应在签发竣工付款证书后的 30 天内,完成对承包人的竣工付款。

(3) 关于竣工付款证书异议部分复核的方式和程序: 承包人对发包人签认的竣工付款证书有异议的,对于有异议部分应在收到发包人签认的竣工付款证书后 7 天内提出异议,并由合同当事人按照专用合同条件约定的方式和程序进行复核,或按照第 20 条[争议解决]约定处理。对于无异议部分,发包人应签发临时竣工付款证书,并按本款第(2)项完成付款。承包人逾期未提出异议的,视为认可发包人的审批结果。

(4) 发包人委托造价咨询机构对承包商提交的竣工结算报告进行审核,其承包人提交的竣工结算审定价高于造价咨询机构审定价 5%以上部分的咨询费用由承包人承担,收费额按【5%】或造价咨询合同费率执行(即:(核减额-审定造价*5%)*5%(或合同费率),承包人应及时支付该项费用,否则发包人有权从应付工程价款中扣除。

17.6 质量保证金

17.6.1 承包人提供质量保证金的方式

质量保证金采用以下第__2__种方式:

- (1) 工程质量保证担保,保证金额为: _____;
- (2) 3%的建安工程费,5%的设备购置费%; 5%的工程服务费。

17.6.2 质量保证金的预留

质量保证金的预留采取以下第__2__种方式:

(1) 在支付工程进度款时逐次预留的质量保证金的比例 ____，在此情形下，质量保证金的计算基数不包括预付款的支付、扣回以及价格调整的金额；

(2) 工程竣工结算时一次性预留专用合同条件第 17.6.1 约定的工程款预留比例的质量保证金；

(3) 其他预留方式：____。

17.6.3 质量保证金可以银行保函的形式替换。

17.7 最终结清

17.7.1 按本合同规定，缺陷责任期满后，承包人向发包人提出最终结清支付申请报告，发包人在完成审核后 15 日内向承包人支付质量保证金。

17.7.2 但如果工程移交后还有任何工作未完成，发包人有权在该项工作完成前，扣发完成该工作的估算费用，每个分项工程的相关百分比应是合同中规定的该分项工程的价值百分比。

17.7.3 审核过程中，发包人有权从质量保证金中扣除以下因承包人未完全或部分未履行缺陷责任期责任和义务所发生的费用：

(1) 缺陷责任期内发生的质量缺陷，若承包人未按期维修，发包人有权从质保金中扣减支付的维修费用，不足部分发包人有权向承包人索赔；

(2) 缺陷责任期内由承包人负责采购的设备原因导致生产事故、人身伤亡事故、非停等给发包人造成的损失，发包人有权从质保金中扣减，不足部分发包人有权向承包人索赔。

18 竣工试验和竣工验收

18.3 竣工验收

18.3.1 完成调试并网工作，从光伏电站 100%容量并网发电开始无故障连续并网运行时间达到光伏组件接收总辐射量累计达 $60\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ 的时间并通过移交生产验收视为试运行期结束，试运行结束并完成全部消缺工作后，承包人应向发包人提出竣工验收申请报告。

18.3.2 发包人在收到承包人的竣工验收申请 15 日内，组织竣工验收，发包人逾期未组织竣工验收的，视为竣工验收合格。经验收合格工程的实际竣工日期，以提交竣工验收报告的日期为准，并在工程接收证书中写明。

提交工程竣工资料的类别、内容、份数和时间：类别及内容按照有关规定，8 份，工程竣工验收完成前 15 天。

18.3.3 工程接收：承包人完成分项试验、试运行、专项验收、工程竣工验收合格，发包人 15 天内签署接收证书。

竣工验收合格后提交竣工验收报告和结算审计报告作为工程竣工决算的重要材料和依据。

工程质量和检查验收以国家电力行业(含原能源部、水电部、电力部、国家电网公司)颁发的现行规程、规范和规定为依据,不足部分按国家现行规程、规范和规定进行补充。

18.9 竣工后试验

18.9.1 性能验收检测包括但不限于:发电功率、各环节损失、PR 值,光伏组件首年衰减率、EL 测试,逆变器效率,并网时的谐波,电能质量,防雷检测,有功输出的特性,安全性能相关测试等。

18.9.1.1 项目移交生产验收 1 年后,发包人委托具备资质的第三方检测单位对电站进行性能整体试验检验,承包人配合性能试验,共同按投标承诺的性能指标进行性能验收检测。

18.9.1.2 如果在完成性能验收检测后,未达到性能保证指标,承包人应自费采取适当措施修复或优化电站系统,应在一个月内予以纠正,并配合发包人重复进行性能验收检测直至达到性能标准。

如果工程或某部分工程未能通过性能试验,承包人应自费修补其缺陷,由发包人按相同条款和条件重新组织进行此项未通过的试验和任何相关工程的性能试验。

如果此项未通过试验和重新试验是由承包人原因导致的,且致使发包人增加费用,由承包人承担增加的费用。发包人重复进行任何性能验收检测的程序和要求与前述有关性能验收检测的程序和要求相同。

18.9.2 性能保证

承包人保证电站整体效率满足“投标承诺”的性能保证指标并同意如果工程的性能保证指标未能达到承诺的要求,其将按性能考核规定的要求向发包人支付相应的性能考核金额。

“发包人要求”的性能保证指标为参照本项目初设报告、投标文件保证、《光伏发电场项目建设工程验收规定》、浙能集团《工程达标投产考核办法》及国家建筑施工的有关规定的标准。

18.9.3 性能考核

18.9.3.1 性能考核金额的计算方法

电站整体系统效率对发包人生产经营影响重大,承包人在此承认并同意,已充分考虑了承包人不能达到性能保证指标时,发包人将遭受的工程损失以及发包人将花费的实际费用,及达不到要求预期收益而发生的费用损失。性能考核金额按照实际电站整体系统效率与合同规定效率值差额计算电站全生命周期的电费损失,性能考核金额最高不超过合同总金额的 2%。

18.9.3.2 性能考核金额的支付

承包人应在性能验收检测后 15 日内向发包人支付专用条款规定的所有性能考核金额。如承包人未能按合同支付性能考核金额,发包人有权从任何应付或将要付给承包人的款项中扣除该性能考核金额。

19 缺陷责任与保修责任

19.1 缺陷责任期的起算时间

缺陷责任期自工程竣工验收通过后次日起计算。在全部工程竣工验收前，已经由发包人提前验收的区段工程，其缺陷责任期的起算日期相应提前。本工程各项工程建筑物及设备的质量保修责任及其具体保修范围和内容在本合同技术条款中规定。

20 保险

20.1 设计和工程保险

20.1.1 承包人按照专用合同条款的约定向双方同意的保险人投保建设工程设计责任险、建筑工程一切险或安装工程一切险等保险。保险费用由承包人承担。合同双方商定，由承包人负责投保的保险种类、保险范围、投保金额、保险期限和持续有效的时间；货物运输险和仓储险、土建工程一切险、安装工程及竣工试验一切险，第三者责任险、施工人员团体意外保险；其中货物运输险为货物价值的 110%。保险期为工程建设期。

20.1.2 在缺陷责任期终止证书颁发前，承包人应投保第三者责任险：投保方为承包人，被保险人应包括发包人。

安装工程及竣工试验一切险的投保方及对投保的相关要求：投保方为承包人，被保险人应包括发包人，投保金额不低于工程总价 100%。

土建工程一切险的投保方及对投保的相关要求：投保方为承包人，被保险人应包括发包人，投保金额不低于工程总价 100%。

20.5 对各项保险的一般要求

(1) 保险凭证

承包人应在工程开工时向发包人提交各项保险生效的证据和保险单副本，保险单必须与专用合同条款约定的条件保持一致。

21 不可抗力

21.1 不可抗力的确认

21.2.1 不可抗力是指承包人和发包人在订立合同时不可预见，在履行合同过程中不可避免发生并不能克服的自然灾害和社会性突发事件，如当地地震、气象等主管部门公布的 6 级

以上地震、12 级以上台风、24 小时内累计降水量达到 200mm 及以上、雷暴（不含新冠疫情）、战争和大于 50 年一遇的风灾或雪灾的情形。

21.3 不可抗力后果及其处理

21.3.1 不可抗力造成损害的责任

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

- a. 永久性工程及其设备、材料、部件等损失、损害，由发包人承担；
- b. 受雇人员的伤害，分别按照各自的雇用合同关系负责处理；
- c. 承包人的机具、设备、财产和临时工程的损失、损害，由承包人承担；
- d. 因不可抗力事件造成承包人的停工损失，由承包人承担；
- e. 不可抗力事件发生后，因一方迟延履行合同约定的保护义务导致的延续损失、损害，由迟延履行义务的一方承担相应责任及其损失；
- f. 发包人通知恢复建设时，承包人在接到通知后的 20 日内、或双方根据具体情况约定的时间内，提交清理、修复的方案及其估算，以及进度计划安排的资料和报告，经发包人确认后，所需的清理、修复费用由发包人承担。恢复建设的竣工日期相应顺延。

22 违约

22.1 发包人违约

- (1) 因发包人原因造成承包人并网调试及发电工期延误的，工期相应顺延。
- (2) 因发包人原因造成承包人连续窝工三周以上的，发包人对窝工损失予以酌情补偿。
- (3) 发包人未能按合同约定支付价款，或拖延、拒绝批准付款申请和支付凭证，导致付款延误；发包人应按当期应付金额补偿承包人银行同期贷款利息损失。

22.2 承包人违约

22.2.1 承包人违约的情形

承包人如有任何涉及本合同之转包、挂靠行为和违法分包的，发包人均有权单方解除本合同，并有权要求承包人承担本合同总金额 1% 的违约金，违约金不足以弥补发包人损失的，按实际损失赔偿，同时承包人承担由此造成的一切责任及费用。

(1) 在光伏电站投入运行一年后，发包人对整个组件进行检测，若组件检测中有出现热斑、隐裂等，承包人要进行免费更换，否则将在质保金中扣除两倍的相应组件及安装费用。

(2) 因承包人原因造成的进度延期和性能考核在技术协议中规定（详见技术规范书）。

发包人和承包人确认：前述违约金数额是基于承包方丰富的行业经验和双方审慎周全的测算对项目未能按期并网所造成发包人损失的合理预计。本专用合同条款中对承包人违约的

处理条款不排除发包人方享有在通用合同条款以及适用法律项下规定的其他违约救济措施和权利。

新增条款：

22.2.2 承包人违约的其他情形

(1) 承包人应根据发包人及相关部门对设计文件的审查结论进行修改、补充，直至符合国家、地方及行业相关标准，通过相关部门审查。对设计文件出现的遗漏或错误负责修改或补充。由于承包人设计错误造成工程质量事故损失，承包人除负责采取补救措施外，应免收受损失部分的设计费。损失严重的根据损失程度和承包人责任大小向发包人支付赔偿金。

(2) 工程质量达不到规定质量目标的部分，监理人和发包人方一经发现，可要求承包人消缺整改，承包人应按监理人和发包人方提出的合理时间内完成消缺，直到符合规定的条件。因承包人原因达不到规定条件，承包人应无条件修复达到合同约定的质量标准，费用由承包人承担，工期不予顺延，对发包人造成的一切损失的，由承包人赔偿。若承包人消缺后仍不能达到规定条件，则承包人必须承担违约和赔偿责任，视情况发包人和监理有权对承包人处以本合同总额 0.01%至 0.1%的违约金，违约金不足以弥补由此给发包人造成的损失，承包人还应就超出部分承担损失赔偿责任。若承包人拒绝修复，有权另行委托第三方单位进行维修、更换，由此产生的全部费用由承包人承担，发包人可直接从当期应付工程款中扣除。

(3) 因承包人的原因（包括但不限于采购问题、施工不规范、工程质量不合格等原因），导致本项目未通过竣工验收，或移交后项目无法正常运转、停工或者造成事故的，由此导致发包人受到的一切损失由承包人承担，发包人自前述损失确认后书面通知承包人，承包人应当自收到前述通知之日起五日内向发包人支付相当于发包人损失的赔偿金。发包人因前述事由受到相关行政主管部门的行政处罚或者承担民事赔偿责任的，发包人支付的相关罚金、赔偿金全部由承包人承担。

(4) 承包人提供的光伏发电系统应能满足发包人提出的性能及质量要求，当由第三方所做的性能试验证明承包人不能达到本合同规定的技术指标，发包人将按合同 22.2 条款及技术协议对承包人进行考核。如果整个工艺过程不能满足运行保证指标，则承包人应负责修理、替换或者处理所有的物料、设备或其它，以便满足运行保证要求，这部分费用由承包人负责（包括修理、替换或者处理、拆卸和安装所需要的人员费用）。在完成修理、替换或者其它处理后，整个工艺过程应按合同重新进行试验，费用由承包人负责。在此之前的某些试验阶段，一些试验保证已经成功地被验证，如果由于修理、替换或者其它处理措施对已验证了的运行保证产生可能的不利影响，则整个工艺系统还需要按所有要求重新试验，费用由承包人负责。

(5) 施工中发生的一切安全事故（包含人身、设备、材料等）全部由承包人自行解决，所有费用全部由承包人承担。因承包人原因导致发包人或被媒体负面曝光或工程停工，承包人应自行承担由此导致的一切责任，给发包人造成损失的，承包人应予以全额赔偿。

(6) 工程实施过程中，对监理或发包人提出的整改要求未按时整改到位的，每发生一

次处以 10000-100000 元的违约金。

(7) 承包人未按期提交保函或提交保函不符合合同规定的, 发包人有权中止合同, 直至承包人提交符合本合同规定的保函为止。每中止一日, 承包人应向发包人支付合同总额的 0.1% 作为违约金, 并赔偿发包人因此遭受的全部损失。

(8) 承包人保证在本合同履行期内, 具有从事本合同项目的资质、许可 (以下称资质), 且资质在签约时及合同履行过程中持续有效。承包人法定资质一旦出现失效、未通过年审 (年检) 或被注销的, 应立即通知发包人。承包人法定资质出现失效、未通过年审 (年检) 或被主管部门注销的, 发包人有权单方面解除合同并将合同未完成事项转由有资质的单位承接, 已完成的事项按实结算。如因上述情形导致发包人损失的, 承包人应予完全赔偿。承包人存在提供虚假法定资质、无法定资质而假冒有法定资质或挂靠借用他人法定资质等情形的, 发包人有权单方面解除本合同并将本合同未完成事项转由有资质的单位承接。承包人应承担违约责任, 并赔偿发包人遭受的全部损失。合同履行期内, 如国家法律法规、规章新增规定执行本合同项目工作须具备法定资质的, 承包人应及时申请并获得该法定资质。如承包人未在规定时间内获得该法定资质, 发包人有权单方面解除本合同并将本合同未完成事项转由有资质的单位承接, 已完成的事项按实结算。

(9) 如承包人未按合同规定实施本工程, 发包人有权通知承包人, 要求其在规定的合理期限内纠正违约行为。承包人违反本合同任何一条, 都应按相应条款的规定支付违约金及赔偿金 (未规定违约金比例的, 承包人一律按照本合同总额的 0.5% 承担违约金), 并在限期内改正。若承包人违约累计 2 次以上或经发包人两次通知仍拒不改正的, 发包人有权暂停支付工程款或单方解除本合同, 承包人承担由此造成的一切责任。承包人任何违约行为给发包人造成的损失超出违约金数额的, 承包人应对超出部分另行承担赔偿责任。

(10) 本合同双方任何一方违反本合同规定的, 应自行承担费用并及时采取相应措施进行补救, 直至另一方满意为止。承包人支付违约金或赔偿金后, 仍应继续履行及承担本合同项下的义务及责任, 并有义务向发包人提供技术支持。

(11) 承包人提供给发包人的图纸、承包人为实施工程自行编制或委托编制的技术规范以及反映发包人关于合同要求或其他类似性质的文件的著作权归属于发包人; 承包人为实施工程所编制文件的著作权归属于发包人。前述文件仅限于本工程项目, 承包人不得为了合同以外的目的而复制、使用前述文件或将之提供给任何第三方; 否则承包人构成违约, 按本合同总额的 0.5% 向发包人支付违约金, 并赔偿发包人因此受到的全部损失。承包人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承包人承担, 且费用已包含在本合同总价款中。

(12) 合同所称损失应包括因违约行为所导致的发包人的实际损失, 以及发包人为处理违约事件所发生的包括调查、诉讼和聘请律师等费用在内的费用和开支。因承包人违反合同约定而产生的违约金、损害赔偿金等, 发包人均有权在任何一次付款中直接扣除或凭履约保函要求银行支付, 不足部分由承包人予以补偿。

本专用合同条款中对承包人违约的处理条款不排除发包方享有在通用合同条款以及适用法律项下规定的其他违约救济措施和权利。

23 合同解除

23.1 由发包人解除合同

23.1.1 因承包人违约解除合同

因承包人违约导致发包人单方解除（终止）合同的，承包人应按本合同总额的 2% 支付违约金，违约金不足以弥补发包人受到的实际损失的，承包人应对超出部分另行承担赔偿责任。合同解除（终止）后，承包人必须在发包人规定的 10 日期限内退场。未按规定期限退场造成的损失由承包人承担，若承包人拒不退场的，发包人有权请求法院强制其退场。合同解除（终止）后，双方在 5 日内共同对承包人已完工程进行证据保全。若承包人不予配合的，按发包人持有的证据为准。发包人应支付承包人的工程款必须待工程竣工验收后进行结算，由于解除（终止）合同产生的一切损失均由承包人承担。若解除（终止）合同后，承包人仍继续施工的，通知发出后施工的工程量不得计入承包人已完工程范围内，发包人对该部分工程不予计量、不予结算、不予支付工程款。

双方约定可由发包人解除合同的其他事由：当发生以下情形之一时，发包人有权终止合同，并按本合同专用条款 23.1.1 规定执行：

- （1）承包人支付的逾期完工违约赔偿合计超过本合同价格总计的 5% 或逾期超过 20 天。
- （2）与保证质量、安全、性能相关的所有违约金合计超过合同总价的 10%。
- （3）承包人违约赔偿的总计数额在任何情况下超过本合同总价的 15%。
- （4）未经发包人书面同意，承包人擅自分包或转包的。
- （5）因承包人原因导致合同无法履行或明确表示不履行或实质上已停止履行合同的。
- （6）本合同规定的其他情形。

发包人有权以书面形式至少提前 20 天通知承包人终止全部或部分合同，通知中应说明是根据本款而终止合同，说明按合同所实施工作中终止的范围和上述终止的生效日期。

23.2 由承包人解除合同

23.2.1 因发包人违约解除合同

双方约定可由承包人解除合同的其他事由： / .

24 争议解决

24.1 争议的解决方式

发包人和承包人在履行合同中发生争议的，可以友好协商解决。合同当事人友好协商解决不成，任何一方均可向项目所在地有管辖权的人民法院提起诉讼。

败诉方应承担胜诉方为主张价款、违约金等本合同下债权所支付合理费用，包括但不限于诉讼费用、执行费、差旅费、鉴定费、保全费、律师费等。

合同附件

附件一：技术协议

（包括：承包范围和接口、技术标准和性能考核标准、主要材料和设备表等）

附件二：合同价格表

附件三：主要管理人员一览表

附件四：工程网络进度表

附件五：保函格式

附件六：安全管理协议

附件七：廉政协议

附件八：农民工工资保证支付协议

附件九：工程质量保修协议

附件五：保函格式

履约保函（预付款担保）

致：_____

鉴于____承包商名称____(以下简称承包商)与贵方于____年____月____日签订了编号为【 】的____工程施工合同(以下简称承包合同)，由承包人负责____工程的实施。

鉴于贵方在承包合同中要求承包商提供总金额为人民币【 】万元的银行保函，作为承包人履行承包合同的履约保函。

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

- 1、本履约保函为无条件的不可撤销的银行保函；
- 2、本履约保函金额为人民币【 】万元；
- 3、如果由于承包人在履行承包合同过程中的作为或不作为、故意、疏忽或过失、过错等原因，使贵方遭受任何损失时，贵方即可向本行发出要求支付的书面通知。本行在收到该通知后将立即按该书面通知所要求的支付金额和时间进行支付。贵方在发出此类通知时无需随附任何证据或证据性材料，也无需说明任何理由；
- 4、本行特此放弃所有因贵方与承包商之间发生争议或相互索赔而享有的任何抗辩权；
- 5、本行进一步同意，如果承包合同发生任何情况的修改、修订、补充或其他变化，本行在本履约保函中的责任将不会发生任何变化，承包合同的前述变化也无须通知本行；
- 6、本履约保函在从签发之日起至本工程通过竣工验收后 30 天内一直有效。

银行名称:(盖章)

银行地址:

法定代表人:

附件六：安全管理协议

甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司 外包工程安全管理协议

甲方（发包方）：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

乙方（承包方）：

为认真贯彻执行“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，根据国家有关安全生产法律、法规、规章规定和行业标准、规范及浙江省能源集团有限公司（以下简称浙能公司）有关安全管理规章制度，明确双方的安全责任，确保施工安全，签订本协议。本协议作为商务（经济）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。

本协议所称甲方为本工程发包方，乙方为本工程承包方。

本协议乙方为承包甲方（项目）而订立。

1 甲方的权利和义务

1.1 甲方须认真贯彻执行国家有关安全生产、劳动保护的法律法规、规章和行业标准、规范以及能源集团有限公司和本企业颁布的有关安全生产、劳动保护的规章制度，并按规定对乙方的安全资质进行审查，确认乙方承包的工程与其资质相符合。

1.2 甲方应有安全管理组织体系，包括具体负责安全生产的领导。

1.3 甲方在施工前应认真审核乙方开工报告、施工组织设计、作业指导书，根据工程项目内容、特点，对乙方项目经理、技术负责人、安全管理人员进行全面的安全技术交底。其中，安全交底内容应包括本企业安全生产规章制度有关规定和工程现场危险因素及注意事项。交底应实行签名确认制度。

1.3.1 甲方应事先向乙方详细交代有可能发生火灾、触电、高空坠落、机械伤害、烧烫伤等危险或引起严重设备事故的特殊注意事项，并要求乙方制定相应的安全技术措施，经甲方审查同意后实施。并有权对其实施情况进行监督检查。

1.3.2 在高压带电、高空坠物等危险区域工作，甲方对乙方的安全交底还应在现场进行，并规定好工作区域范围，采取可靠的防护隔离措施，指派专人监护。

1.3.3 根据施工性质，必要时，甲方应将地下管线和障碍物对乙方作详细书面交底，明确施工要求。

1.4 甲方有权抽查或抽考乙方对施工人员的安全教育培训考试情况和安全交底情况，并有权阻止未经安全教育培训考试及安全交底的施工人员进入现场施工。

1.5 施工期间，甲方指派 同志为本项目经理（联系电话），负责联系、协调、处理工程项目施工过程中的安全问题，并检查、督促乙方落实有关安全措施。

1.6 当乙方出现安全、文明施工严重失控情况时，甲方有权作出限期整改、停工整顿直至清退出场的决定。

1.7 甲方认为确实有必要暂停施工时，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，出具验收是否合格的意见，并签字后给予答复。甲方未能在规定时间内给予答复，应赔偿乙方由此造成的损失。

发生下列情况应停工整顿：

1.7.1 发生人身重伤以上事故；

1.7.2 发生施工机械严重损坏事故；

1.7.3 施工区域发生火灾事故；

1.7.4 重复发生相同性质的事故；

1.7.5 发生性质严重的恶性未遂事故；

1.7.6 多次不听从甲方依据本协议提出的整改劝告的。施工现场脏、乱、差，不能满足安全和文明施工要求的。

1.8 工程施工贯彻先订安全协议后开工的原则。甲方不得指派乙方人员从事合同以外的施工任务。如确需要乙方从事合同以外的施工任务，必须补签相关合同，明确任务和责任。

1.9 甲方不得要求乙方违反安全管理规定进行施工。因甲方原因导致的事故由甲方承担责任。

2 乙方的权利和义务

2.1 乙方须认真贯彻执行国家有关安全生产、劳动保护的法律法规、规章和行业标准、规范以及本企业和甲方颁布的有关安全生产、劳动保护的规章制度，不得将承包工程层

层转包，如有分包项目，应保证分包单位有相应的资质，并事前书面征得甲方同意。

2.2 乙方应有安全管理组织体系，包括具体负责安全生产的领导。乙方施工人员超过 50 人的必须配有专职安全员，50 人以下的应配兼职安全员。安全员应有有效上岗证书或资格证书。

2.3 乙方应有与本工程相关的安全施工管理制度，如各级安全生产岗位责任制和安全检查、安全教育培训制度等，并有各工种的安全操作规程。

2.4 乙方必须对本工程所有施工人员进行进场安全教育和培训，并确保具备必要的安全生产知识和自我防护能力，并将受教育人员的名单和考试成绩报甲方相关部门审查。如乙方自行教育培训有困难的，可委托甲方相关部门帮助培训考试，但不能免除乙方对所属施工人员应负的安全教育培训责任。凡增补或调换人员、更换工种（如系特殊工种，需向甲方提供相应特殊工种上岗证），并及时进行安全教育和培训考试。

2.5 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，详细了解作业区域内的作业环境，逐个进行危险危害因素辨识，制定有效控制措施。开工前，应编制施工组织设计、作业指导书、拟订开工报告，履行开工许可手续，报甲方审核同意，并对全体施工人员进行安全交底。安全交底应有交底内容及被交底人签名确认记录，并作为乙方开工前的必备条件。

有可能发生火灾、触电、高空坠落、机械伤害、烧烫伤等危险或引起严重设备事故的施工，乙方应事先向甲方详细了解情况，并制定施工安全技术措施，经甲方审查同意后实施。乙方必须严格按施工组织设计、作业指导书和有关安全要求组织施工。

在高压带电、高空坠物等危险区域工作，乙方应在甲方监护人监护下，方可作业。

2.6 施工期间，乙方指派 同志（联系电话：）为本工程项目安全第一责任人，负责本工程项目现场安全监督管理工作。乙方应经常联系甲方，相互协助检查和处理工程施工中有关安全的问题。

2.7 乙方在施工期间必须严格遵守和执行甲方有关安全生产规程制度，接受甲方的监督、检查和指导。对于甲方查出的隐患，乙方必须立即整改，一时无法整改的，应采取防范措施，列出整改计划，落实责任人和整改期限，届时将整改情况以书面形式反馈甲方。

2.8 对甲方违反安全生产规程制度的指令，乙方有权拒绝执行、有权要求甲方改进。

2.9 当甲方认为确实有必要暂停施工并提出要求乙方暂停施工的书面意见后，乙方应当按甲方要求停止施工。乙方实施处理意见后，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，方可重新施工。

2.10 乙方施工人员应在施工前对施工作业环境、现场安全措施等进行认真检查，发现隐患立即停止施工，并经落实整改后方准继续施工。一经开工，就表示乙方确认施工作业环境、现场安全措施等符合安全要求和处于安全状态，乙方对施工过程中由于上述因素而导致的事故后果负责。

2.11 乙方在施工期间所使用的各种施工机械、设备设施及工器具等应由乙方自备，并保证符合国家有关规定，安全性能良好和具有合法有效的牌证等。并定期进行检验、检测，确保始终处于完好状态。

2.12 乙方每天开工前应对施工机械、设备设施及工器具检查，发现隐患应及时整改。由甲方设置的各类安全防护设施、遮栏、安全标志牌、警告牌和接地线等不得擅自拆除、更动。如确实需要拆除、更动的，必须经施工负责人和甲乙双方双方指派的安全管理人员的同意，办理手续，并采取必要、可靠的安全措施后方可拆除、更动。任何一方人员，擅自拆除、更动所造成的后果，均由该方负责。乙方因施工需要设置的安全防护设施、安全标志牌，其他人员不得擅自拆除，乙方在项目完成后应及时拆除，不得无故延误。

2.13 特种作业人员必须执行国家《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》，特种作业人员须持有效资格证上岗，并按规定定期复证，中、小型机械的作业人员必须按规定做到“定机定人”和持证操作；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。

2.14 乙方在施工中，应注意地下管线、光缆及高压架空线的保护。乙方应贯彻甲方交底要求，如遇有情况，应及时与甲方项目联系人联系，采取保护措施后方可施工。严禁冒险作业、野蛮作业。

2.15 乙方必须为作业人员配备应有的劳动保护用品、用具。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。

2.16 乙方必须坚持文明施工，对所承担工程区域的文明施工负责，做到工完料尽场地清，现场工业垃圾按甲方的指定区域堆放并清理。乙方不定期清理，甲方组织清理，费用在乙方工程款中扣除。

3 贯彻谁施工谁负责的原则，甲、乙方人员在施工期间造成伤亡、火警、火灾、电气、机械等事故（包括甲、乙方责任造成对方人员、他方（行人等）人员伤亡），双方应协力进行紧急抢救伤员和保护现场，按国务院有关事故报告规定，在事故发生后1小时内及时报告

各自上级主管部门及省、市、区（县）等有关部门。乙方人员施工中发生的不安全情况应及时向甲方通报。事故的损失和善后处理费用，应按责任，协商解决。

4 乙方施工人员在生产区域内违反有关安全生产规程制度时，甲方应予制止。在发生乙方责任的人身死亡或重伤事故时，由甲方根据违程序度、工程规模和工期，确定安全施工保证金的扣除比例，扣款额度按下列标准执行：

- a) 发生死亡事故，扣除所有施工保证金，发生重伤事故，扣除一半施工保证金；
- b) 未办妥工作票即擅自开工者，每次扣款 300 元；
- c) 上下抛扔工具、材料、杂物、垃圾或造成施工现场污染，每次扣款 200 元；
- d) 吸游烟或在禁烟区吸烟，每人次扣款 100 元；
- e) 擅自将消防器材挪作它用，每次扣款 100 元；
- f) 赤膊、穿短裤、穿拖鞋、随地便溺、进入生产区域不戴或未正确佩戴安全帽、高空作业未按规定系安全带每人次扣款 50—100 元；
- g) 保持施工现场整洁，每天收工前未及时清扫、整理、未做到的每人次扣款 50—100 元；
- h) 超出作业区域做与工程无关的事，或擅自出入重要生产场所，每人次扣款 50 元；
- i) 其他违章行为，根据甲方有关规章制度视情节轻重每次扣款 300—1000 元。

5 其他未尽事宜：双方协调或按照浙能集团公司有关制度处理。

6 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，按照国家和地方的有关规定执行。

7 本协议经双方签字、盖章后生效，作为承发包工程合同（或有售后服务的供货合同）正本的附件与合同正本具有同等法律效力。本协议一式四份，甲、乙双方各执二份。

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

甲方：

乙方：

单位名称 甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有
限公司

单位名称

法定代表人（或授权代表）：

法定代表人（或授权代表）：

地址：

地址：

邮编：

邮编：

电话：

电话：

签订日期 年 月 日

签订日期 年 月 日

附件七：廉政协议

廉 政 协 议

发包人（以下简称甲方）：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

承包人（以下简称乙方）：

为了进一步规范项目发承包以及施工建设的有序、良性进展，使工程项目保质、保期、安全竣工，防止工程建设过程中违法违纪违规行为和其他不正当行为发生，根据国家有关法律和“廉政准则”的有关规定，经甲乙双方协商一致，签订本廉政协议，望双方共同恪守。

一、甲乙双方除严格履行工程承包合同中的各项条款外，还应自觉遵守党和国家制订的政策、法律、法规及廉政建设方面的有关规定，承担应尽的义务，享受应有权利，严格按照有关程序办事，增强透明度。

二、甲乙双方都有责任对本单位从事工程项目的管理人员进行经常性的廉洁自律教育，并建立健全廉政制度，强化自我约束机制，采取有效措施保证本协议的履行。

三、甲方工程管理人员应遵守的事项：

1、不得利用工程发包、合同签订、工程量签证、造价审核、工程质量把关等职权欺压、刁难乙方，强行压级压价。

2、不得以任何形式向乙方索要或接受贿赂。不得利用职权和工作之便变相接受乙方的礼金、有价证券和贵重物品。

3、不得在乙方报销用于个人支付的费用。

4、不得参加可能影响公正执行公务的宴请和娱乐性活动，严禁参与任何形式的色情或赌博等违法活动。

5、不得要求和接受为其装修住房、婚丧喜庆等事宜提供方便。

6、不得向乙方及其工作人员借款。

7、不得向乙方介绍家属和亲友从事与甲方工程有关的工程分包、材料设备供应等经济活动。

四、乙方工程管理人员应遵守的事项：

1、不得在甲方工程中使用假冒、伪劣产品，不得在工程量上瞒骗甲方，也不得在工程预决算时“高估冒算”。

2、不搞宴请、赠送礼金、有价证券和贵重物品，甚至贿赂甲方有关人员。

3、不得为甲方工程管理人员报销应由个人支付的各项费用。

4、不得邀请甲方有关人员外出旅游和进入营业性娱乐场所，严禁提供任何形式的如赌博等违法活动。

5、不得给甲方工程管理人员因装修住房、婚丧喜庆等个人事宜提供各种便利。

6、不得为谋取私利擅自与甲方工程管理人员就工程费用、材料供应、工程量变动、工程质量、工程验收等问题私下商谈或达成默契。

五、处罚措施：

乙方如发现甲方有关人员违反上述协议的执行，应予以抵制，及时向甲方纪检监察部门反映，并配合做好调查工作。为表示遵守本协议规定约束的诚意，乙方愿以合同结算造价的10%作为廉政建设承诺金。若乙方有违反上述协议规定的行为，即为违约。

六、本协议由甲乙双方代表签署后生效。

七、本协议一式三份，甲乙双方及甲方监督部门各执一份。

甲方（盖章）：

乙方（盖章）：

甲方代表签名：

乙方代表签名：

年 月 日

附件八：农民工工资保证支付协议

农民工工资保证支付协议

甲方（建设单位）：

乙方（总承包企业）：

丙方（开户银行）：

丁方（行业主管部门）：

戊方（人社社保部门）：

为根治工程建设领域拖欠农民工工资问题，保证农民工工资专用账户资金专款专用及农民工工资按月足额支付，甲、乙、丙三方经协商一致，达成本协议并共同遵守。

甲、乙双方委托丙方为本项目工资专户资金监管人，为项目工资专户资金提供管理，并按照本协议约定履行相关信息披露等服务。

丁、戊方作为本协议相关内容的监管部门，依法履行监督检查、信用管理等职责，督促和协调甲、乙、丙三方履行本协议。

第一章 工资专户设立及管理

第一条 专用账户的设立。乙方须在丙方处设立公司项目农民工工资专用账户，用于项目工程农民工工资的发放。

第二条 专用账户的管理。工程建设期间，丙方负责对专用账户进行管理。丙方需根据本协议约定的条件办理资金支付。

第二章 资金托管职责和期限

第三条 丙方作为受托银行，应履行以下职责：

- （一）设立专用账户，保管专用账户资金，确保资金安全；
- （二）在专用账户资金到位且乙方提供审核确认的工资审核表后，应及时从专用账户将工资直接划转至农民工个人社保（工资）卡；
- （三）及时向甲方、乙方披露专用账户资金的相关信息，每月将专用账户对账单报甲方、乙方备查；

(四) 甲方、乙方授权丙方将专用账户资金拨付、划转等相关信息披露给丁方、戊方;

(五) 确保账户和资金不得因支付农民工工资之外的原因被查封、冻结或者划拨。

第四条 协议期限。丙方对专用账户内资金履行监督职责的期限自专用账户设立之日起至该专用账户撤销止。

第三章 资金托管应提供的资料

第五条 乙方须向丙方提供包括《建设工程施工合同》、经劳务分包或专业分包企业及监理单位审核的每月农民工工资审核表,并根据丙方有关业务管理规定提交其他材料。乙方向丙方提供的工资审核表需向甲方报备。

第四章 工资专户资金收付

第六条 专用账户资金存入。工程开工建设前,甲方应将工资性工程预付款足额拨付到专用账户;开工建设后,甲方应于每月 日前将当月工资性工程款足额拨付到专用账户,丙方确认资金到账后对账户资金履行管理职责。

工资性工程预付款为合同价的(如 1%等)。

月工资性工程款=月实际核定的工程款×%(注:工资性工程款比例不得低于我省建设行业主管部门有关最低规定标准)。

第七条 专用账户资金拨付。乙方委托丙方代发农民工工资,代发的农民工个人工资账户信息由乙方提供,其真实性由乙方负责。每月日前,乙方负责将农民工工资审核表及其他代发工资所需材料报丙方,丙方应在收到材料 3 日内从专用账户直接划拨至农民工个人工资账户。工资审核表的真实性及准确性由乙方负责。

第八条 农民工工资监管。专用账户资金不得挪作他用,一旦发生乙方拖欠农民工工资的情况,经管辖该工程的丁方或戊方核实后,丙方可直接从专用账户余额中划拨款项,用于支付所欠农民工工资。同时乙方不超过 10 个工作日内补足该部分工资款。若乙方未在规定期限内补足或专用账户资金不足,丙方应及时函告丁方,丁方可以依据相关规定行使监管职责。

第五章 协议生效与终止

第九条 本协议经甲、乙、丙、丁、戊五方法定代表人或其委托人签字并加盖公章之日起生效。专用账户撤销,丙方全额解付该托管资金后,本协议终止。

第六章 违约责任和免责条件

附件九：工程质量保修协议

工程质量保修协议

发包人：

承包人：

发包人和承包人根据《中华人民共和国建筑法》和《建设工程质量管理条例》，经协商一致就浙能甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏发电项目（含 330kV 升压汇集站）签订工程质量保修书。

一、工程质量保修范围和内容

承包人质量保修期内，按照有关法律、法规、规章的管理规定和双方约定，承担本工程质量保修责任。

质量保修范围包括地基基础工程、主体结构工程、屋面防水工程、有防水要求的卫生间、房间和外墙面的防渗漏，供热与供冷系统，电气管线、给排水管道、设备安装和装修工程，以及三方约定的其它项目。具体保修的内容，双方约定如下：

保修内容为：本合同承包范围内的全部工程内容。

二、质量保修期

根据《建设工程质量管理条例》及有关规定，约定本工程的质量保修期如下：

- 1、地基基础工程和主体结构工程为设计文件规定的该工程合理使用年限；
- 2、屋面防水工程、有防水要求的卫生间、房间和外墙面的防渗漏为5年；
- 3、装修工程为2年；
- 4、电气管线、给排水管道、设备安装工程为2年；
- 5、供热与供冷系统为2个采暖期、供冷期；
- 6、园区内的给排水设施、道路等配套工程为2年。

组件、主变、逆变器、箱变等设备材料的质量保修期限和保修要求按照技术协议和设计文件要求执行。

质量保修期自工程竣工验收合格之日起计算。

三、缺陷责任期

工程缺陷责任期为24个月，缺陷责任期自工程竣工验收合格之日起计算。单位工程先于全部工程进行验收，单位工程缺陷责任期自单位工程验收合格之日起算。

缺陷责任期终止后，发包人应退还剩余的质量保证金。

四、质量保修责任

1. 属于保修范围内的项目，承包人同意接到发包人通知后在本合同约定期限内派人到现场进行维修。承包人如在接到书面通知后未在期限内派人到现场维修的，视为承包人未履行维修义务。

2. 发生须紧急抢修事故，承包人接到事故通知后，应立即到达事故现场抢修。

3. 保修期内发生工程质量问题的，承包人除承担保修责任外，因工程质量给发包人造成损失的，承包人承担赔偿责任，发包人有权从工程质量保修金中扣除。

4. 在国家规定的工程合理使用期限内，承包人确保地基基础工程和主体结构的质量。因承包人原因致使工程在合理使用期限内造成人身和财产损害的，承包人应承担损害赔偿责任。

5. 承包人需制定专门的维修负责人在现场负责维修工作，并在工程竣工验收之前将维修负责人姓名、联系电话、地址、传真等信息报发包人，该工程维修负责人代表承包人全权处理现场维修工作。

6. 承包人派人到现场进行维修的时间：

a. 给排水、供电设施及线路出现故障，承包人须在接到通知后 4 小时内派人到现场维修，6 小时内完成维修工作。

b. 其他一般情况，承包人须在接到通知后 24 小时内派人到现场维修，48 小时内完成维修工作。

c. 对于一时无法彻底修复的大修问题，承包人应在 3 天内以书面形式明确维修方案及维修期限，报发包人代表审核同意后次日起实施。

7. 在承包人人员到达之前，发包人可采取适当的应急措施，费用由承包人承担。

8. 遇下列特殊情况的，承包人同意发包人可以对一定金额（材料安装类 5000 元，土建市政类 10000 元）以内的维修项目进行应急处理，先行委托其他单位进行维修，所产生的维修费用由承包人承担。

a. 紧急抢修事故时，为避免损失进一步扩大；

b. 直接影响到业主正常生活或威胁业主人身财产及公司财产安全时；

9. 发包人认为需召开维保工作协调会时，承包人应当准时参加，会议上提出的问题必须当场确定解决方案，承包人对其派出与会人员的签字确认负全部责任，并应当执行会议决定。否则，视作承包人未履行维修义务。

10. 承包人未在指定期限派人维修或发生其他视为承包人未履行维修义务情形的，发包人有权委托第三人进行维修，所产生相关费用包括维修费、对业主补偿金等均由承包人承担，并在工程保修金中扣除。

11. 因工程质量问题发生工程维修费用或对第三人赔偿损失的，发包人通知承包人应承担的费用或损失金额，承包人收到通知后 7 日内不提出具体异议的，视为承包人认可并同意承担通知书中确定的金额。

12、工程竣工验收后，本工程移交给相关单位管理，并从移交日起，接管单位有权代为行使发包方在本协议中关于保修养护事宜的权利和责任，即接管单位可直接通知乙方履行保修养护责任。

五、保修费用

保修费用由造成质量缺陷的责任方承担。承包人负责保修的质量，工程保修项目完成后须经发包人代表验收签字方可。工程保修项目应保证在十二个月内不出现同类问题，否则，即使保修期满也应继续维修。对同一工程质量问题承包人维修两次后，再次发生该质量问题的，发包人有权安排自行维修、委托其他单位维修，所产生相关费用包括维修费等均由承包人承担。

五、质量保证金的支付与返还

工程质量保证金在缺陷责任期满后 30 日内扣除应扣款项后返还（均不计利息）。

如质量保证金余额不足以支付工程保修及赔偿等费用，承包人应在接到发包人通知后 15 天内将差额补齐。

六、其他

本工程质量保修书，由发包人和承包人双方在竣工验收前共同签署，作为工程总承包合同附件，其有效期限至保修期满。

发包人（公章）：
法定代表人（签字或盖章）：

承包人（公章）：
法定代表人（签字或盖章）：

第五章 发包人要求

无。



ZHEJIANG ENERGY

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目
工程总承包（EPC）I 标段

技术规范书

编 制：_____

会 签：_____

审 核：_____

批 准：_____

招 标 人 ： 甘 肃 古 浪 陇 电 入 浙 黄 花 滩 能 源 有 限 公 司

招标代理机构： 浙 江 天 音 管 理 咨 询 有 限 公 司

2025 年 7 月

目 录

1 工程概况	1
2 工作范围	1
3 场址简述	7
3.1 工程建设地点	7
3.2 工程水文气象	12
3.3 工程地质条件	14
3.4 交通条件	16
3.5 施工条件	16
4 电力系统	17
4.1 电力接入系统	17
4.2 光伏电站监控系统	17
4.3 系统继电保护及安全自动装置	17
4.4 系统通信调度自动化	18
4.5 其余相关系统见可行性研究报告电气部分	18
5 设备编码	19
6 工程主要技术方案和设计原则	20
6.1 总体方案设计	20
6.2 总平面布置方案设计	20
6.3 电气部分设计	21
6.4 土建工程设计	27

6.5 工程消防设计	37
6.6 环境保护与水土保持设计	40
6.7 劳动安全与工业卫生	44
7 主要设备技术要求	49
7.1 太阳能电池组件	49
7.2 逆变器	88
7.3 支架	90
7.4 AIS 设备	95
7.5 主变压器	96
7.6 35kV 升压变压器	98
7.7 35kV 配电装置	100
7.8 站用变压器	100
7.9 无功补偿 SVG	101
7.10 调相机	105
7.11 电缆	106
7.12 电气二次设备	109
7.13 预制舱	131
7.14 备品备件和专用工具	132
7.15 储能	133
7.16 调试	138
7.17 质量保证	140

7.18 性能验收试验	141
8 项目组织与管理	150
8.1 项目管理组织机构和人员配置	150
8.2 施工所用的标准及规范	151
8.3 项目施工技术管理	151
8.4 与招标人有关的主要工作	152
8.5 工程范围划分	153
9 工程进度计划	158
9.1 工程总进度	158
9.2 主要设备交付进度	158
9.3 图纸交付进度	159
9.4 劳动力和主要工种劳动力安排计划	159
9.5 主要施工机械设备配置及进场计划	159
10 技术资料	160
10.1 投标阶段提供的资料	160
10.2 规划和建设阶段的资料	160
10.3 运行和维护说明	161
10.4 调试后资料	161
10.5 招标人提供的资料	162
10.6 与技术相关的单据	162
10.7 投标人提供的资料	162

10.8	技术资料交付进度	163
10.9	资料归档	163
11	工程分包要求	164
11.1	设备、材料分包商要求	164
11.2	分包人要求	165
12	缺陷责任期	166
12.1	缺陷责任期的起算时间	166
12.2	缺陷责任	166
12.3	缺陷责任期的延长	166
12.4	进一步试验和试运行	166
12.5	投标人的进入权	166
12.6	缺陷责任期终止证书	167
12.7	保修责任	167
13	考核	168
13.1	达标投产	168
13.2	工程装机容量	168
13.3	本标段首年系统整体效率 PR 值	168
13.4	组件输出功率衰减率	169
13.5	进度考核	169
13.6	出图准确率、进度考核	169
13.7	设计考核	170

13.8 通用考核	170
14 引用的法律法规、标准、规范	174
14.1 土建工程	174
14.2 工程消防	176
14.3 环境保护	177
14.4 水土保持	178
14.5 劳动安全与工业卫生	179
14.6 电气部分	180
14.7 太阳能组件	181
14.8 逆变器	183
14.9 储能系统	185
附件 1、技术差异表	189
附件 2、投标人需要说明的其他问题	190
附件 3：甲采设备清单	191
附件 4：品牌推荐表	191

1 工程概况

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目（以下简称“本项目”）已经武威市发改委备案，项目业主为甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司。

本项目光伏场区分东、西区，西区容量为 800MW，东区容量为 1200MW，同步配套建设 2 座升压储能站。光伏发电逆变后经升压变就地升压至 35kV，分别接入#1 升压储能站及#2 升压储能站。#2 升压储能站以 1 回 330kV 架空线路接入#1 升压储能站。#1 升压储能站以 2 回 330kV 架空线路接入凉州北 750kV 变电站。

2 工作范围

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I 标段（以下简称“本标段”），总承包范围为黄花滩 200 万千瓦光伏项目 I 标段范围内光伏发电项目及其配套附属设施从工程建设开始直至验收交付生产，以及在质量保修期内的消缺保修服务等全过程的 EPC 总承包工作。包括但不限于：

（1）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目整体（含 200 万千瓦光伏本体、2 座升压储能站、东区升压储能站至西区升压储能站的 330kV 架空线路等）的初步设计。

（2）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区（含西区地块 80 万千瓦光伏本体、西区升压储能站、西区集电线路等）施工图设计到竣工图编制等全过程的全部勘察设计工作，以及为了保证工程质量所提供的现场服务工作。

（3）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区甲采设备：逆变器、箱变、主变、储能系统、调相机系统。

（4）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区升压储能站（含 190MW/380MWh 的储能系统）、西区集电线路（包含 35kV 电缆及架空线路等）采购（不含甲采设备）及施工。

（5）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区地块 80 万千瓦光伏本体工程设备（不含甲采设备）和材料（指设备、零件、部件、工具、材料等全部货物的总称）采购（含技术服务、厂家培训、运输及运输保险）及施工。

（6）西区治沙工程。

具体范围为除明确由招标人负责的事项（初步勘察、工程监理、土地费用和相关税费、已经取得的前期报告（详见 8.5.5 章节表 8.5-1））外的其他所有工作和费用，包括但不限于：

200 万千瓦光伏项目（全场）：200 万千瓦光伏项目整体初步设计、工程地质详细勘察、前期专题（地震安全性评价、土地复垦等）、基建工程管理体系建设、安全生产标准化管理、电力建设工程安全管理备案、质量监督单位申报及检查、水土保持监测、气象资料、专项验收（含设计专篇在内的植被恢复、复垦、档案、环水保三同时、安全三同时、职业卫生三同时、环水保验收、安全验收、职业卫生验收等）、应急预案报备（含安全类、环境类）、开工相关手续办理、项目的并网手续办理、达标投产、验收及其他服务（含质监验收、电网验收和竣工验收）、涉网试验、电力监控系统网络安全等级保护测评、密码应用安全性评估、资料编制及生产移交、工程协调服务等一揽子工程，工程质量全面达到国家和电力行业、浙能集团颁布的标准，实现高标准投产。

（1）项目前期服务：招标人已经取得的前期手续（详见 8.5.5 章节表 8.5-1）外的其他手续的办理，报告的编制、审查、评审及取得相关部门的批复等工作，以及项目开工前的所有手续的办理、报告的编制及支撑性材料的准备工作等，包括政策协调处理费用。

（2）甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目整体（含 200 万千瓦光伏本体、2 座升压储能站、东区升压储能站至西区升压储能站的 330kV 架空线路等）的初步设计。按照集团公司要求编制初步设计原则、工程地质详勘、重点区域 1:500 地形图测绘、项目初步设计报告(含必备图纸、初设概算、经济评价)、项目设计优化报告、项目招标技术文件编制、设备选型(满足一体化监控要求)、各标段的工程量清单及计价编制。

（3）工程协调与服务：负责水土保持监测、环保监测等施工过程中的监测工作；负责各种证照手续办理及调度、通信协议、办理电站并网发电前后的各项验收手续、电能质量监测、电力公司并网验收、电力工程质量监督检查并取得最终监督报告，购售电合同、发电业务许可证办理等，承担本项目涉及的审查及验收相关费用包括水土保持补偿费、林草植被恢复费等。负责与其他标段的设计协

调工作。

（4）特殊项目调试工作包含但不限于以下内容：负责完成功率调节和电能质量试验（包含有功控制能力试验、无功控制能力测试）、电网适应性（频率、电压）试验等、保护定值、所有性能测试及试验等，电网一次调频测试、暂态建模、宽频振荡风险评估等。

（5）验收及其他服务：各专项验收、国家电网公司并网验收、项目公司组织的法人验收及政府主管部门的综合竣工验收等均由投标人负责。包括但不限于：工程质量检查检测、试验，移交生产验收、环保验收、水保验收、复垦验收、劳动安全与职业健康验收、档案验收等专项验收、竣工验收。办理并网手续、发电业务许可证、并网调度协议、购售电协议、以及现场协调服务等。

80 万千瓦光伏项目：施工图设计及审查、四通一平、防洪工程（如有）、治沙工程、地表地下附属设施及障碍物清理、大件运输道路平整及处理、施工电源引接（包含临时施工用电设计、采购、施工、投运）、用水引接（包含用水设计、采购、施工、投运）、施工通讯架设、临时生活及施工用水运送储存、农民工工资专用账户开立、保险采办、土地复垦、草地植被恢复、水土保持工程、环境保护工程、专项验收（含设计专篇在内的消防、防雷接地等）、桩基检测（含试桩）、所有设备和材料的采购供货（除甲采设备外）、项目的施工、安装、调试、试运行、检验、竣工图编制、培训、移交生产、性能质量保证、工程质量保修期内的服务：

（1）项目前期服务：项目开工前的所有手续的办理、报告的编制及支撑性材料的准备工作等（包含建设工程规划许可证、建设用地规划许可证、施工许可证），包括政策协调服务。

（2）勘察设计：投标人负责西区 80 万千瓦光伏项目施工图设计、竣工图编制等全过程的勘察、设计任务，按照国家和电力行业有关标准规范深度要求完成勘察、设计工作。满足招标人工程报批、施工准备、施工、调试与竣工验收、审计的全面要求，勘察设计阶段包括但不限于：

1)施工图设计阶段：施工总平面布置图、施工图设计、升压站综合楼等装修设计、集控室装修设计、绿化景观设计、设计变更及现场设计技术服务(包含但

不限于：参与评标、评审、技术联络会、常驻现场工代、配合达标投产、工程创优、申报 QC 和科技创新成果、安全设计专篇、项目后评价和专项验收等工作)。

2)竣工图阶段：竣工图编制深度应符合施工图设计深度要求，竣工图内容应与施工图设计、设计变更、变更设计、施工验收记录、调试记录等相符合并在竣工图中体现。

3)设计总结阶段：机组投产一年后，开展项目设计总结工作，总结工程设计的优点和经验教训，提炼优化设计成果，重点对设备选型、组件排布、道路优化、集电线路、接地设计等进行专题总结。

4) 勘察设计目标为建设功能完整的光伏电站，勘察设计阶段具体任务包括但不限于：光伏场区场平、光伏场区光伏子阵建设、光伏项目配套 35kV 集电线路、光伏场区内道路；编制安全设施设计专篇、职业卫生防护设施设计专篇、环境与水土保持设计专篇等；施工图设计阶段包括但不限于项目地勘、设计计算书、设备技术规范书、采购设备图纸文件、技术协议、竣工图编制；完成相关部门施工图审查工作（如有）；施工图技术交底、派出设计代表驻场并解决现场施工出现的与设计相关的技术问题等现场服务工作。

（3）设备和材料采购供货：光伏本体设备及材料（含西区 800MW 光伏组件）、35kV 集电线路设备和材料、330kV 升压储能站设备和材料采购，包括但不限于：支架、电缆、导线、电缆接头等设备和材料；接地相关设备和材料；SVG、站用电设备、35kV 和 330kV 配电设备、安防、消防及给排水、污水处理、升压储能站变电架构以及全站照明、供暖、通风及空调设备和材料。设备（含甲采设备）的催交、运输、保险、接车、卸车、仓储保管、倒运等，承担本标段所有设备质保期内的相关工作及费用。

（4）土建施工、安装、调试：包括但不限于负责本标段光伏支架桩基施工，支架安装，逆变器安装，箱变基础施工及安装，光伏场区电缆施工，场区内、外道路施工，场内排水系统，场区及场外防洪及场区大门施工，场区围栏等全部土建及安装工程。#1 升压储能站的所有土建工程，包括但不限于所有设备基础、升压储能站进站道路、站内道路、围墙、大门、局部绿化，水土保持及环境保护工程施工、防洪、检修道路、给排水以及接入到#1 升压储能站内的公网通信线

路施工等。电缆沟道的施工、电缆敷设、电缆头制作、电缆试验。负责本标段所有调试及配合其它标段调试工作，负责本标段安全稳定可靠性试运行，满足项目验收条件，以及试运行、考核验收（包含等保测评及密评）、培训和最终转入正式运行交付使用等。该工程所需的运输、施工等政策处理及协调服务。

（5）工程协调与服务：协助招标人完成所有设计审批备案，购买除建设期工程一切险（含第三者责任险）、安全生产责任险、雇主责任险以外的所有保险；负责技术培训、生产移交以及质保期内的相关服务等，办理施工图审查手续、办理消防设计审查及验收，承担本项目涉及的审查及验收相关费用。负责缴纳与工程建设相关政府押金。

（6）工程设计、施工和设备选型应满足当地环保、消防、城建规划、水保、防洪、国网电力公司、质量（安全）监督站、电力建设质量监督等验收要求（即便在招标范围内没有载明，但实际证明是确保项目发电运行、确保通过各方验收所必须的服务；建设期内因政策变更引起的服务）。

（7）试运行：移交前的试运行工作由投标人负责。

（8）检测：第三方专业检测机构对光伏组件效率、系统整体效率进行现场检测。

（9）西区治沙工程。

以及本技术规范书中未明确提及但为了完成项目建设、验收、投产和顺利移交而必须完成的工程相关的工作，所需的所有费用、利润、税金均包含在投标总价中。

所有投标文件均被认为实地考察后编写的，由于考察不充分造成工作项目遗漏，结果由投标人负责。

投标人提供的设计、设备、系统所涉及的任何专利问题，由投标人负责解决，招标人不承担任何由专利纠纷引起的任何责任。投标人签订合同后，设计经理要牵头成立设计小组（不少于 5 人）长驻现场。

所有进口件（包括进口设备、零部件和原材料等）需要提供原产地证明文件、国外制造厂质量检验证明文件、进口海关证明文件和国内制造厂复检合格文件。

本标段内涉及的设备材料等物资的采购方案最终由招标人审核。

甲采设备清单：详见附件 3。

招标人负责的工作：负责工程监理，监督设备采购和监造，参与出厂验收和到货验收等，负责缴纳建设用地出让费、土地使用税、长期土地租赁费。

3 场址简述

3.1 工程建设地点

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。项目场址为多个不规则条带形状，西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，与黄花滩镇直线距离约 13km，场址周边有多条乡村道路穿过，外部交通运输条件便利。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，与海子滩镇直线距离约 11km，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利，东、西两个场址相距约 25km，有乡村道路连接两个场址，交通相对便利。

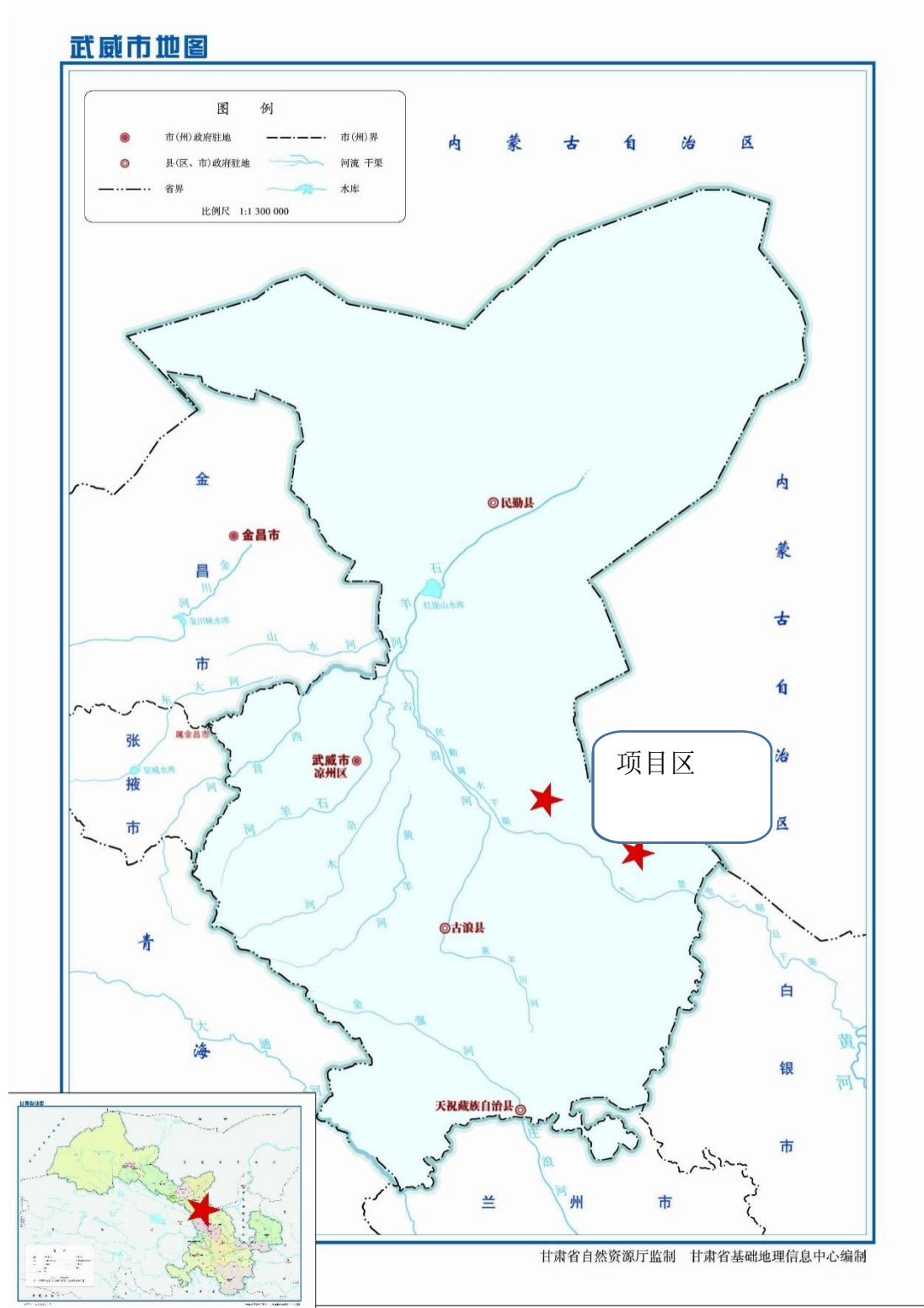


图 3.1-1 项目区域位置示意图

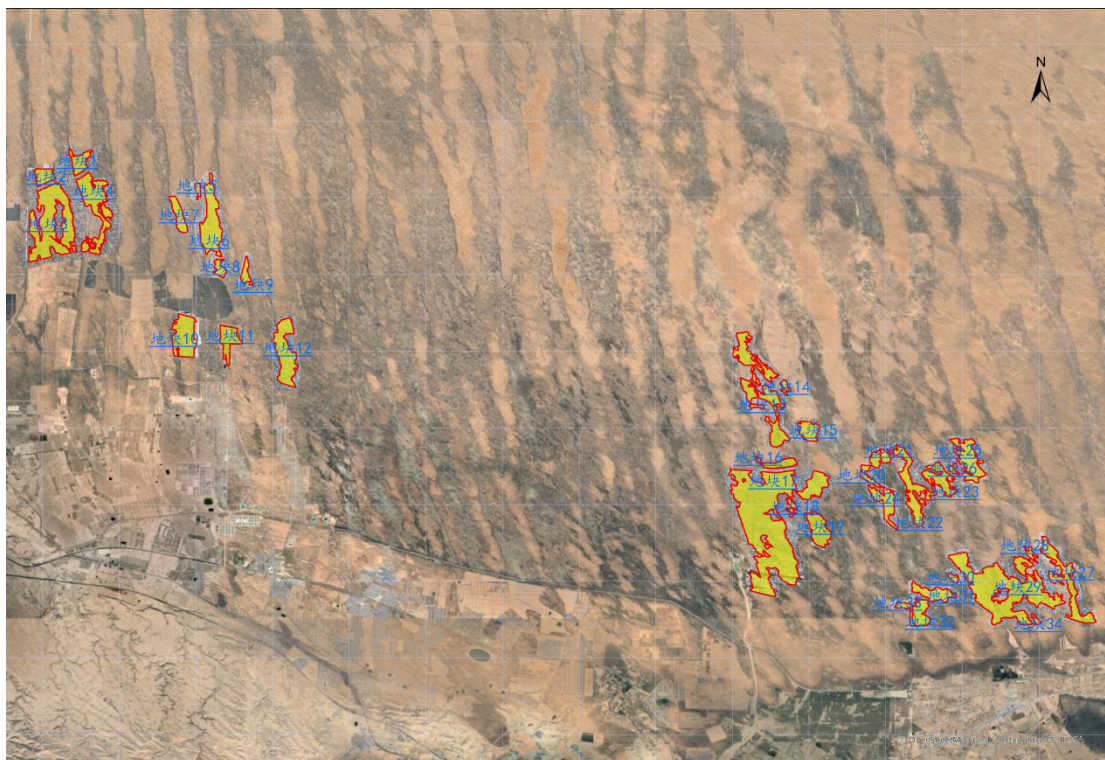


图 3.1-2 项目地理位置示意图

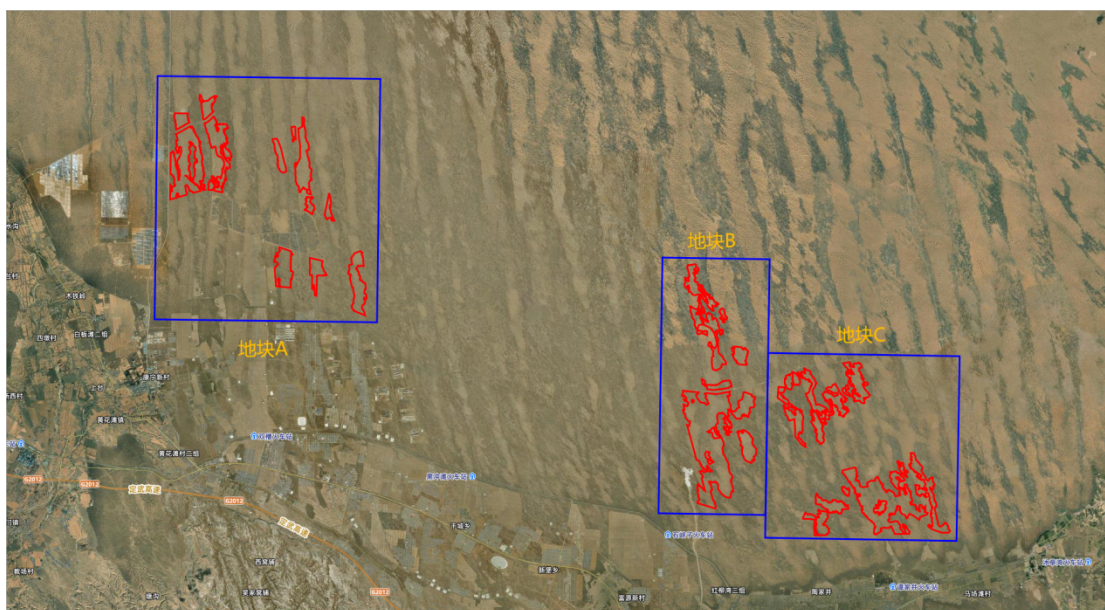


图 3.1-3 光伏发电项目地块示意图

序号	点位	X	Y
地块 A			
1	J1	4189257.596	34601529.963
2	J2	4189257.596	34613198.111
3	J3	4176557.571	34613198.111
4	J4	4176557.571	34601529.963
1	J1	4189257.596	34601529.963
地块 B			
1	J1	4180155.911	34628120.641
2	J2	4180155.911	34633743.048
3	J3	4166794.426	34633743.048
4	J4	4166794.426	34628120.641
1	J1	4180155.911	34628120.641
地块 C			
1	J1	4175261.110	34633743.048
2	J2	4175261.110	34643797.235
3	J3	4165603.799	34643797.235
4	J4	4165603.799	34633743.048
1	J1	4175261.110	34633743.048

表 3.1-1 光伏发电项目地块大范围拐点坐标

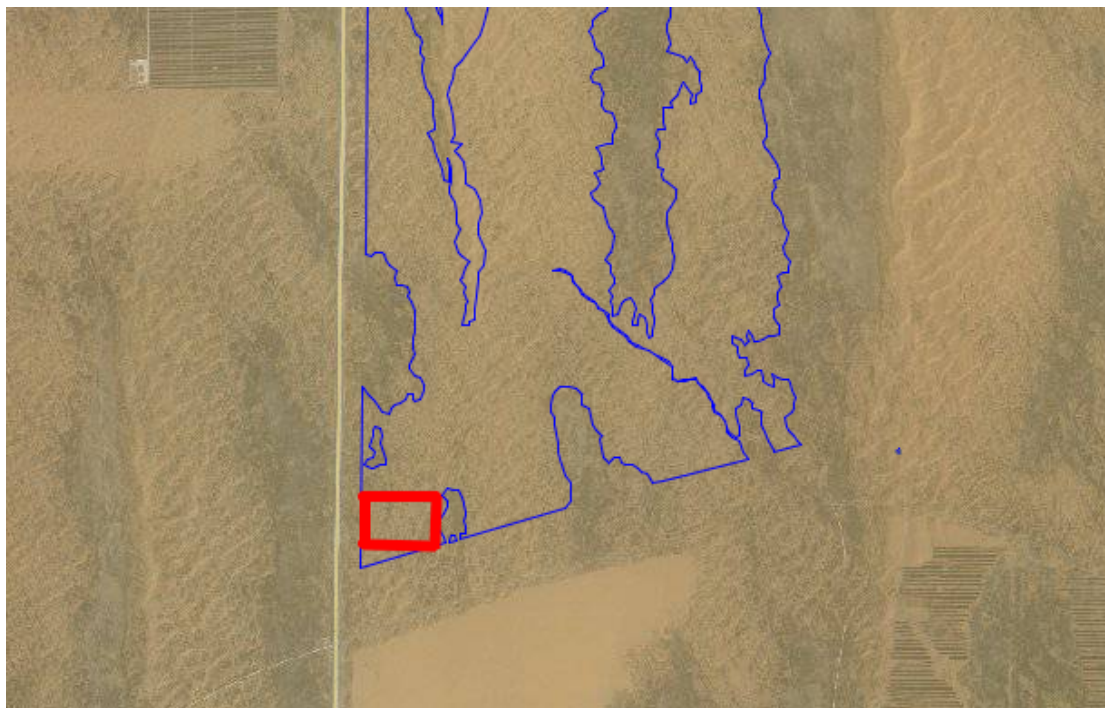


图 3.1-4 #1 升压储能站项目地块意向图

#1 升压储能站			
序号	点位	x	y
1	J1	4183118.717	602275.789
2	J2	4183118.717	602575.789
3	J3	4182918.717	602575.789
4	J4	4182918.717	602275.789
1	J1	4183118.717	602275.789

表 3.1-2 #1 升压储能站拐点坐标

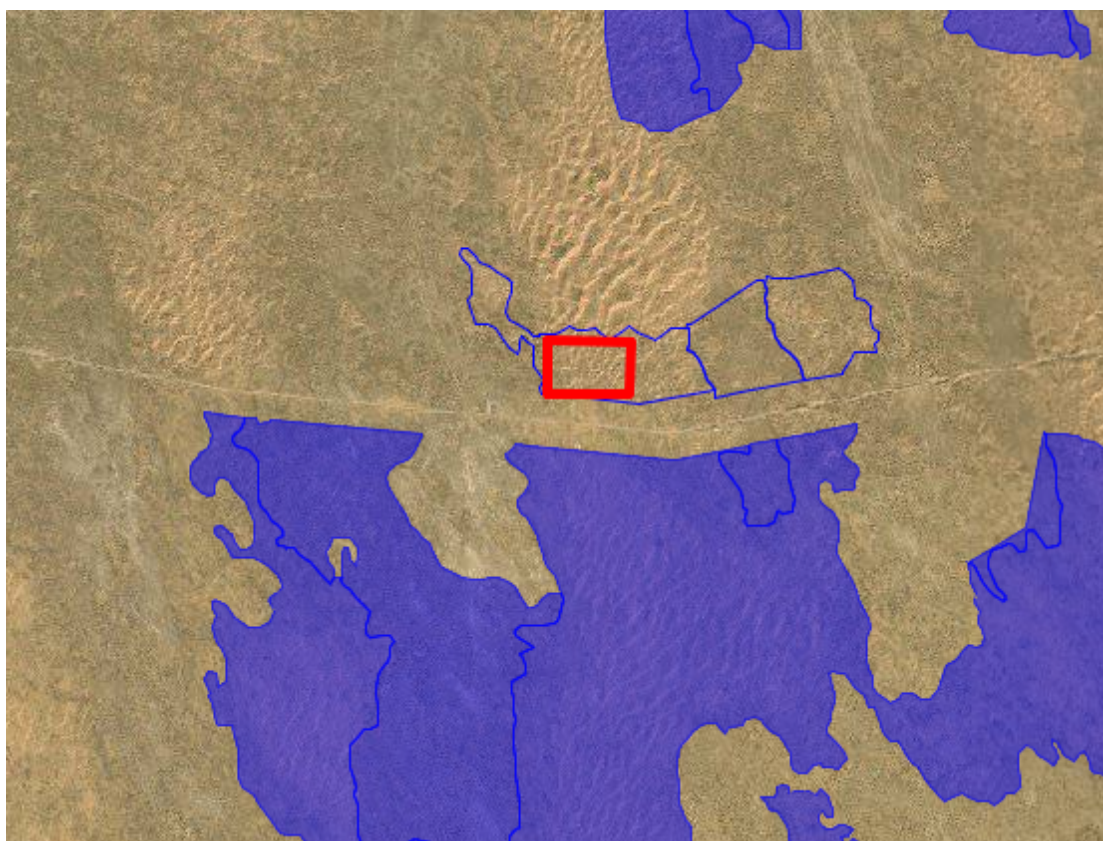


图 3.1-5 #2 升压储能站项目地块意向图

#2 升压储能站			
序号	点位	x	y
1	J1	4173514.934	630598.340
2	J2	4173514.934	630914.340
3	J3	4173314.934	630914.340
4	J4	4173314.934	630598.340
1	J1	4173514.934	630598.340

表 3.1-3 #2 升压储能站拐点坐标

3.2 工程水文气象

3.2.1 太阳能资源

甘肃省太阳辐射强、光照充足、光能资源丰富，太阳能年总辐射量在 $4800\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 6400\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间，各地年日照时数在 $1700\text{h} \sim 3320\text{h}$ 之间，自西北向东南逐渐减少，全省大部分地区的太阳能资源属于稳定和较稳定。全省年资源理论储量 241 万亿 MJ，具有广阔的开发利用前景。全省太阳总辐射四季变化明显，夏季最多，冬季最少，春季大于秋季。7 月各地太阳总辐射量介于 $562\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 742\text{MJ}/\text{m}^2$ ；1 月介于 $259\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 382\text{MJ}/\text{m}^2$ ；4 月介于 $479\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 630\text{MJ}/\text{m}^2$ ；10 月介于 $299\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 382\text{MJ}/\text{m}^2$ ；最大月与最小月的太阳能辐射量相差约 2 倍。日照时数高值、低值区位置与太阳总辐射高、低值区相一致，春夏季节日照时数高，秋冬季节日照时数低。

项目选址区太阳总辐射年总量为 $1660.3\text{kWh}/\text{m}^2$ ，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019），场址区域太阳能的丰富程度为 B “很丰富” 等级，适宜开发光伏电站。

3.2.2 水文条件

本项目拟建光伏场西区位于甘肃省武威市古浪县黄花滩镇的荒漠地带，场区南侧约 16 公里有多个山口，出山口洪水受武定高速及干武铁路线阻挡，洪水经武定高速的多处涵洞进入场区西面约 8km 的天然冲沟，场区不受出山口洪水直接影响。光伏场东区位于甘肃省武威市古浪县海子滩镇的荒漠地带，在大靖河河道洪水泄洪区范围，场址与大靖河泄洪口最近的距离约 2 公里。

经过水文气象专业现场踏勘，本项目东、西区场址范围均内无明显冲沟及天然河流发育，无明显冲刷影响的地貌特征；东区场址西侧约 100~200m 外有明显的泄洪冲沟及滞洪洼地。场区范围内地势高差相对较大，场区未进行场地平整条件下，需考虑场区内自然条件下的山坡汇水影响。

3.2.3 气象条件

古浪黄花滩 200 万千瓦光伏项目场址位于甘肃省武威市古浪县黄花滩镇北侧的沙漠地区，属温带大陆性干旱气候，其特点是四季分明，冬寒夏暑，气温日、

年较差大，降水较少，分布不均，蒸发量大，气候干燥，太阳辐射强，光照充足，无霜期较短。主要气象灾害有干旱、大风、沙尘暴、寒潮、霜冻、雷电和冰雹等。

根据工程场区附近武威气象站和古浪气象站 1994~2023 年实测资料统计，各气象要素特征见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目区气象要素表

气象要素	武威气象站	古浪气象站
累年平均大气压（hpa）	846.6	793.6
累年平均气温（℃）	9.1	6.6
极端最高气温（℃）	40.8（1997.7.22）	35.0（2010.7.29）
极端最低气温（℃）	-27.2（2023.1.24）	-25.4（2023.1.24）
累年平均最高气温（℃）	37.1	37.1
累年平均最低气温（℃）	-21.1	-20.6
累年最热月（7 月）平均气温（℃）	25.0	22.0
累年最冷月（1 月）平均气温（℃）	-12.8	-13.5
累年平均相对湿度（%）	48.6	49.3
累年最小相对湿度（%）	0	0
累年平均水汽压（hpa）	6.8	5.8
累年平均降水量（mm）	181.2	360.2
累年最大年降水量（mm）	263.4（2018）	482.2（2019）
累年最小年降水量（mm）	85.2（2013）	240.4（2013）
累年最大 24 小时降水量（mm）	53.7	53.8
累年平均蒸发量（mm）	802.5	1932.1
累年平均雷暴日数（d）	10.4	15.2
累年平均年雾日数（d）	2.2	3.1
最多年雾日数（d）	8	10
累年最大积雪深度（cm）	4.9（2016.1）	15（1995.3）
累年平均风速（m/s）	1.8	2.9
累年最大风速（m/s）	16.6（WNW， 2016.6.9）	14.3（NNW， 2023.5.24）
累年瞬时最大风速（m/s）	28.6	25.0
全年主导风向	NW	S
夏季主导风向	NW	S
冬季主导风向	NW	S

根据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）表 E.5 全国各城市的雪压、风压和基本气温，查得场址区所在武威市 50 年一遇风压为 0.55kN/m²，计算得出标

准空气密度下，50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速为 29.7m/s，换算至当地空气密度下，50 年一遇离地 10m 高 10 分钟平均最大风速为 32.3m/s。

3.3 工程地质条件

3.3.1 地质条件

拟建厂址位于古浪黄花滩镇北侧，场地为沙漠，为腾格里沙漠南侧边缘地带，沙丘多呈波浪状外观，主要为固定、半固定沙丘，纵深地带为新月型沙丘链。厂址沙漠植被相对较好，经过一定的治理，主要为固定沙丘，局部为半固定沙丘。上部主要为全新世风积砂层，一般厚度大于 20m，底部为卵砾石层。沙丘以横向丘为多，呈北东向排列，月牙丘多见。

根据本次勘察钻孔揭露的地层，并参考周边已建工程及区域地质资料，厂址地层岩性主要有：

①中细砂（Q₄el）：浅黄～褐黄色，干燥，稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚在 2.0-3.5m。

②中细砂（Q₄el）：浅黄～褐黄色，干燥，中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

3.3.2 地震条件

研究区区域最早的历史地震记载为 362 年 5 月 27 日甘肃武威 4¾ 地震，最大地震为 1927 年 5 月 23 日甘肃古浪 8 级地震。公元 362 年～2023 年 6 月，研究区内共记录到 4.7 级以上地震 67 次，其中 4.7~4.9 级地震 19 次，5.0~5.9 级地震 38 次，6.0~6.9 级地震 7 次，7.0~7.9 级地震 2 次，8.0 级以上地震 1 次。

自 1970 年 1 月～2023 年 6 月共记录到 M2.0~4.6 级地震 7946 次，其不同档次地震频数依次为：M2.0~2.9 级地震 6611 次，M3.0~3.9 级地震 1209 次，M4.0~4.6 级地震 126 次。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）（1/400 万），拟建工程区厂址所在区域 II 类建筑场地 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.15g，相

应抗震设防烈度为Ⅶ度，地震动加速度反应谱特征周期为 0.45s。场区周边 25km 以内无活断层，综合判定厂区区域构造稳定性较好。

本场址区域特殊性岩土主要为季节性冻土。冻土是指温度在 0℃或 0℃以下，并含有冰的各种岩石和土壤。冻土区别于常规土的最本质的特征是含有冰，即冻土是四相体系。根据其冻结状态又分为多年冻土和季节性冻土。厂址场地属于季节性松散冻土，冻胀类别为不冻胀。本项目位于甘肃河西走廊，属较典型的大陆性温带干旱荒漠气候，冬季寒冷漫长干燥。民勤县气象站观测到的最大冻土深度为 116cm，武威市气象站观测到的最大冻土深度为 141cm。根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）附录 F（中国季节性冻土标准冻深线图），本项目拟建厂址场地季节性标准冻土深度 120cm。

3.3.3 环境水、土腐蚀性

厂址地下水埋深度一般大于 20m，埋藏较深，地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。

本次勘察浅部土共采取 26 组土样进行土的腐蚀性分析，根据试验成果，厂址区主要的腐蚀介质为硫酸根与氯离子。根据土壤电阻率测试成果，土对钢结构有微腐蚀为主。按环境类型Ⅲ类、地层渗透性 A 类，浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性

3.3.4 不良地质作用

场地地貌属风积沙漠，地形总体开阔，不具备发生崩塌、泥石流等不良地质作用形成的基本条件，本次勘测未揭露暗河、暗浜、墓穴、孤石、防空洞等对工程不利的埋藏物。

厂址位于腾格里沙漠南部，地形以连续起伏的沙丘为主，形态多呈沙山、沙垄、新月型沙丘和新月型沙丘链，沙丘随下伏基岩起伏。局部沙丘相对高差较大，半固定，需考虑风蚀砂埋的影响。

由于风蚀沙埋情况不能躲避，需要在基础施工时，采取防沙和固沙措施。建议施工时尽量减少破坏现有植被，施工完毕应当恢复植被。场地周边环境治理措施一般有以下几种：改变塔基周围土性质，即采用大粒径材料覆盖周边地面等；降低风速，其主要是种树或采取草方格防止风蚀、风积；覆盖塔基，隔绝风沙活

动，可使用不易风蚀材料如砾石、草皮、土袋等将地基完全覆盖等。

3.4 交通条件

本项目位于武威市古浪县腾格里沙漠西南边缘地带，西区场址距黄花滩镇运距约 20km，直线距离约 15km；距古浪县运距约 55km，直线距离约 40km；距武威市运距约 90km，直线距离约 50km。场区西侧、南侧及中部有县乡道路通过，对外交通条件便利。东区场址与海子滩镇隔着干武线铁路，之间的道路通过铁路涵洞连接，建材材料经过涵洞时可能存在不便，建议从黄花滩镇运至现场。东区场址距黄花滩镇绿洲小镇运距约 45km，直线距离约 32km；距古浪县运距约 85km，直线距离约 59km；距武威市运距约 120km，直线距离约 80km，交通便捷。

3.5 施工条件

3.5.1 施工用电

本项目施工用电考虑永临结合方式，电源由投标人负责设计、采购、施工、投运。现场情况如下，可供投标人参考：就近有 10kV 线路，投标方需现场勘察，招标人未取得临时用电许可手续。

3.5.2 施工通讯

本项目施工用通讯由投标人负责从就近通信线路引接，接入升压储能站项目红线内。

3.5.3 施工用水

本项目施工用水由投标人负责设计、采购、施工、投运。现场情况如下，可供投标人参考：自来水就近从市政管网接入，其他施工用水可考虑水车运输。招标人未办理用水手续。

3.5.4 施工临建设施

招标人未完成临时施工用地手续办理。施工临建设施布置应当紧凑合理，符合工艺流程，方便施工，保证运输方便，尽量减少二次搬运，充分考虑各阶段的施工过程，做到前后照应，左右兼顾，以达到合理用地、节约用地的目的。

4 电力系统

4.1 电力接入系统

本项目规划装机容量 2000MW，容配比 1.05，光伏组件装容量 2097.576MWp，通过与接入系统设计单位的初步沟通，古浪黄花滩东区 1200MW 光伏项目新建#2 升压储能站，拟通过新建 1 回 330kV 送出线路接入#1 升压储能站，新建线路长度约 32km；古浪黄花滩西区 800MW 光伏项目新建#1 升压储能站，拟通过新建 2 回 330kV 送出线路接入凉州北 750kV 汇集站，新建线路长度约 2×50km。最终以接入系统批复为准。

本项目 35kV 集电线路采用电缆直埋+架空线路方式，共 80 回。35kV 电缆分区域式接入场区新建 2 座 330kV 升压储能站，升压储能站容量分别为 840MVA、1280MVA，每站各接入 32、48 回 35kV 电缆、架空线路。本项目采用 2400kW、4800kW、5000kW 三种子方阵设计方案，每个子方阵配置 1 台对应的箱式升压站升压至 35kV。

本项目#1 升压储能站选用 3 台 280MVA 主变（暂定），#2 升压储能站选用 4 台 320MVA 主变（暂定），电压等级为 330kV/35kV。35kV（主变低压侧）配电装置采用单母线接线方式。本项目每台主变 35kV 侧配置调相机及动态无功补偿成套装置 SVG（水冷直挂式）。

接入系统设计最终以接入系统评审意见为准。

4.2 光伏电站监控系统

光伏电站按“无人值班”（少人值守）的原则进行设计，采用以计算机监控系统为基础的监控方式。计算机监控系统应能满足全站安全运行监视和控制所要求的全部设计功能。综合控制室设置计算机监控系统的值班员控制台。整个光伏电站安装一套综合自动化系统，具有保护、控制、通信、测量等功能，可实现光伏发电系统及高压配电装置的全功能综合自动化管理，实现光伏电站和电网调度端、基地集控中心的四遥功能及浙能集团的监测管理。

4.3 系统继电保护及安全自动装置

光伏电站相关继电保护、安全自动装置及二次回路的设计、安装应满足电力系统有关规定和反事故措施的要求。在光伏电站侧并网点配置防孤岛保护装置、

故障解列保护、电能质量在线监测装置、安全稳定控制装置（应具备次同步振动检测及抑制功能）、全景监控系统、快速频率响应装置、故障录波器等各一套。故障录波器具备项目东、西区组网要求。

继电保护及安全自动装置最终配置以接入系统评审意见为准。

4.4 系统通信调度自动化

调度通信部分列入接入系统中设计，站内应布置安装场所。光伏电站监控系统应能够向电力调控机构的调度自动化系统提供：并网点开关状态、并网点电压、电流、有功功率、无功功率和光伏发电量等相关信号。

光伏电站应具备有功调节能力，输出功率偏差及功率变化率不应超过电网调度机构的给定值，并能根据电网频率值、电网调度机构指令等信号调节电源的有功功率输出。电源功率因数应能在 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调。在其无功输出范围内，应具备根据并网点电压水平调节无功输出，参与电网电压调节的能力，其调节方式和参考电压、电压调差率等参数应可由电网调度机构设定。

光伏电站内部禁止使用无线网络进行组网通信，应采用专线网络方式，必要时进行加密传输。光伏电站侧配置正向隔离装置、通讯网关设备、纵向加密认证装置，与电网调度端进行加密通信，经电网公司安全接入区接入至相应的调度主站，通信协议应采用符合主站要求的 E 文本格式上送。站内系统及设备应采用国产安全操作系统，如非安全操作系统，需配置专用国产防病毒系统（或软件）。

光伏电站监控系统、电量采集与传输装置的远动数据和电能计量数据应按照国家标准或行业标准的传输规约传送至电力调控机构的调度自动化系统和电能计量系统。电能计量系统应通过经双方认可的具有相应资质的检测机构的测试，保证数据的准确传输。光伏电站运行设备实时信息的数量和精度应满足国家有关规定和电力调控机构的运行要求。

光伏电站安装光功率预测、一次调频、同步相量测量装置（PMU，应具备宽频振荡监测功能）各一套。

最终配置以接入系统或专项方案评审意见为准。

4.5 其余相关系统见可行性研究报告电气部分

最终配置以接入系统或专项方案评审意见为准。

5 设备编码

（1）投标人应对工程主要及辅助设备进行统一编码，满足招标人编码原则。投标人在设计、安装、试运及项目管理等各个环节使用统一编码。

（2）编码深度应使标识具有唯一性，并说明编码如何在图纸、工程文件或设备清册上清楚标识。

（3）本项目所有设备必须具备统一的设备编码牌（设备编码牌需固定在对应设备明显位置，确保 25 年期间内清晰可辨认），并与运维监控系统一一对应。

（4）编码原则由招标人提出，具体标识由投标人编制。

6 工程主要技术方案和设计原则

本项目应充分体现浙江省能源集团有限公司“安全可靠、成熟先进、节能环保、以人为本”的原则，建成寿命期内高效环保、具有持续盈利能力、安全可靠的光伏电站。涉及电力接入系统的部分，以后期的接入系统评审意见为准。

6.1 总体方案设计

光伏发电系统采用分块发电、集中并网的形式，规划装机规模为 2000MW（交流侧 2000MW，直流侧 2097.576MWp），光伏组件选用 720Wp（及以上）N 型 TOPCon 双面光伏组件。光伏阵列根据现场实际地形条件，采用固定式支架+组串式逆变器方案。

本标段首年系统整体效率 PR 值 82.2%，第一年直流侧等效利用小时数应达到 1634.63h。

投标人承诺：本标段实际装机容量不低于____MWp，本标段系统整体效率不低于____，首年直流侧等效利用小时数不低于____h。（由投标人填写）

本项目共建设 6 个容量为 2400kW 的光伏子方阵，397 个容量为 4800kW 的光伏子方阵和 16 个容量为 5000kW 的光伏子方阵，光伏发电逆变后经升压变就地升压至 35kV，箱变高压侧通过电缆并联至 35kV 集电线路，共 80 回 35kV 集电线路，采用电缆直埋+架空线方式，分别接入#1 升压储能站及#2 升压储能站。#2 升压储能站以 1 回 330kV 架空线路接入#1 升压储能站。#1 升压储能站以 2 回 330kV 架空线路接入凉州北 750kV 变电站。

6.2 总平面布置方案设计

本项目场址按照分为东区和西区两个部分，本项目东、西区场址均为多个不规则形状区块布置，根据场区总布置，拟在东、西区场址分别设置 1 座 330kV 升压储能站。

本项目光伏发电工程建设内容包括光伏阵列、逆变器、箱变、检修通道等，电站光伏组件全部采用固定式支架安装，本项目光伏电站总占地面积为 67093.67 亩。

本项目光伏电站建设区域地形起伏较大，存在高大起伏沙丘，为满足光伏

支架布置的要求，需对光伏场区进行局部场平，场平遵循挖填平衡原则。

光伏场内检修道路宽度均为 4m，所有道路的转弯半径均为 9m，保证每座箱变均有检修道路连通，满足设备运输及运行管理的需要。场内检修道路宜尽量成环形布置，无法成环时应在道路尽端处设 12m×12m 回车场。电站周界安装固定浸塑型成品简易围栏，固定围栏高度不低于 1.8m。

6.3 电气部分设计

6.3.1 光伏场区

6.3.1.1 电气主接线

本项目光伏组件直流侧标称装机容量 2097.576MW_p，交流侧容量 2000MW，共计 419 个光伏发电单元。每 26 块 720W_p 光伏组件组成一串，每 16~17 个组串接一台 300kW 及以上组串式逆变器，每 16 台逆变器接入 1 台 4800kVA 箱式变压器。光伏场区内，每 5 或 6 台箱变组成 1 回集电线路，共计 80 回集电线路分别接入 2 个 330kV 升压站，其中西区 800MW 升压站接入 32 回，东区 1200MW 升压站接入 48 回。

本项目接地升压设备选用华式箱变，变压器拟选用 S20 型双绕组油浸式变压器，35kV 高压单元拟选用组合式真空断路器，0.8kV 低压单元主断路器选用框架断路器，馈线断路器选用塑壳断路器。

6.3.1.2 电气总平面布置

根据实际地形，光伏组件 2×26 个或者 2×13 个布置在 1 组支架上，每组支架东西间距 0.5m。

组串逆变器：就近安装在光伏阵列支架上，户外安装。

就地升压变：每个光伏发电单元布置集一台箱式变压器，就近布置于方阵周边靠近道路处。

6.3.1.3 绝缘配合、过电压及防雷接地

在升压箱变 35kV 侧分别装设一组无间隙金属氧化物避雷器对雷电侵入波和其他过电压进行保护。低压系统经绝缘配合逐级加避雷器或其他保护设备。所有设备外绝缘按照海拔 1800m 进行修正。

本项目光伏阵列中不配置避雷针，应装设避雷带。主要通过光伏组件阵列采

取电池组件和支架与电站接地网连接进行直击雷保护。接地网采用人工复合接地网方式，以水平接地体为主，辅以垂直接地体。水平接地体采用 50×5 热镀锌扁钢（镀层厚度 ≥ 70 微米），垂直接地体采用 50×5 热镀锌角钢（镀层厚度 ≥ 70 微米），长度 2.5m。

6.3.1.4 电缆选型及敷设

光伏组件至组串式逆变器间的直流电缆采用 DC1800V 光伏专用 2 芯铠装铜芯电缆，所有电缆截面满足最大压降在 STC 条件不超过 1.0%。

组串式逆变器至 35kV 升压箱变电缆采用铝芯电缆，采用直埋敷设方式。所有电缆截面需满足热稳定要求及在逆变器额定输出时压降不超过 2.0%。

35kV 集电线路采用铝芯 3 芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套电缆，直埋敷设。所有电缆截面需满足热稳定要求及在箱变额定输出时压降不超过 2.0%。

本址区冻土为季节性冻土，季节性标准冻土深度 120cm。电缆直埋敷设时，根据《电力工程电缆设计标准》GB50217 第 5.3.4 “电缆直埋敷设于冻土地区时，应埋入冻土层以下，当受条件限制时，应采取防止电缆受到损伤的措施”的规定，直埋电缆应埋入冻土层以下，当位于行车道下时，应适当加深，结合做好电缆标示。厂区高压电缆敷设应铺沙盖砖，高压电缆过路必须穿镀锌钢管敷设。

6.3.1.5 光伏场区二次部分

（1）光伏间隔层设备

①光伏发电监控系统中光伏组件不单独设监控装置，而是通过逆变器对光伏组串的实时数据进行测量和采集。

②组串逆变器、箱变设备均设有就地监控装置，对监控信号进行分析处理、故障诊断和报警并及时发现设备自身存在的问题，并将采集到的数据和处理结果以光纤通讯方式传输到升压站，由光伏电站运行人员进行集中远方监视和控制。

③每个子阵设 1 套数据采集装置，各逆变器的监控信息接入数据采集装置，各子阵的数据采集装置以光纤环网方式接入升压站监控系统，由光伏电站运行人员进行远方集中监视和控制。

④每台箱变内设置 1 套综合测控装置，采集一体化设备高压侧断路器、负荷开关、低压侧开关位置信号、动作信号、变压器油温高报警\跳闸信号、油位低

报警信号、变压器压力释放动作以及变压器温度（4~20mA）等非电量信号。同时，设置环网交换机并配置相应的光纤终端盒及相应的尾纤，通过光纤环网实现与共建升压站计算机监控系统互连。

东区数据统一接入西区，由光伏电站运行人员统一在西区进行远方集中监视和控制。

每个光伏区域配置 1 套全景监控系统。每个升压站配置 1 套安全稳定控制子站装置及相应通信接口装置，组 1 面屏布置于二次设备室；配置 1 套紧急监控装置及相应通信接口装置，服务主机系统、核心交换机、环网交换机等组 1 面屏布置于二次设备室；每台箱变配置 1 套源控终端设备及其组网设备。

（2）场内通信

场内通信为光伏场内各箱变测控单元信息汇集上传至升压站提供信息传输通道，并为光伏场内巡检提供通信通道。各子阵的组串式逆变器将数据传输给数据采集装置，数据采集器与每台箱变测控联通，以光纤环网方式接入升压站内光伏监控系统站控层，由光伏电站运行人员进行远方集中监视和控制。各箱变测控单元的监控及视频信息经光纤以太网传输至升压站。本工程运行人员检修、维护及巡视时相互之间的通信联络配置无线对讲机。东区、西区设计通信基站，以实现厂区信号全覆盖。

（3）继电保护及自动化

本项目箱式变电站高压侧采用真空断路器，低压侧为框架断路器，当变压器过载或相间短路时，由断路器实现开断短路电流功能。

并网逆变器具有高/低电压穿越能力及孤岛效应保护、直流过电压/过流保护、极性反接保护、短路保护、接地保护（具有故障检测功能）、交流欠压/过压保护、过载保护、过热保护、过频/欠频保护、三相不平衡保护及报警、相位保护以及对地电阻监测和报警功能。高、低压穿越功能需满足《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB19964-2024）的要求。最终以电力系统接入批复为准。

6.3.2 升压储能站

6.3.2.1 电气一次

6.3.2.1.1 电气主接线

（1）#1 升压储能站

主变压器：设 3 台 330/35kV 的 280MVA 主变压器，本期一次性建成。

330kV 电气主接线：建设 330kV 出线 3 回，主变进线 3 回，采用双母线接线。

35kV 电气主接线：每台主变压器 35kV 侧考虑单母线分支接线，母线间无分段开关互相连接。

主变 330kV 中性点选择经隔离开关接地方式，配置一套中性点隔直设备。每台主变的 35kV 侧系统均采用经小电阻接地方式。

（2）#2 升压储能站

主变压器：设 4 台 330/35kV 的 320MVA 主变压器，本期一次性建成。

330kV 电气主接线：建设 330kV 出线 1 回，主变进线 4 回，采用双母线接线。

35kV 电气主接线：每台主变压器 35kV 侧考虑单母线分支接线，母线间无分段开关互相连接。

主变 330kV 中性点选择经隔离开关接地方式，配置一套中性点隔直设备。每台主变的 35kV 侧系统均采用经小电阻接地方式。

6.3.2.1.2 主要电气设备选择

（1）变压器采用户外、三相双绕组（带平衡绕组）、导向油循环风冷、有载调压电力变压器。

（2）330kV 配电装置选用户外 AIS 设备。

（3）35kV 配电装置采用屋内开关柜布置方案，选用空气绝缘柜。内装真空和 SF6 断路器；35kV 避雷器选用金属氧化物避雷器。

（4）主变低压侧采用 35kV 全绝缘铜管母线，其余 35kV 回路采用电缆进出线。

（5）35kV 动态无功补偿装置功率器件、水冷柜、控制柜采用预制舱布置，

其余设备采用室外布置形式。#1 升压储能站配置两套容量为 $\pm 50\text{MVar}$ 的 SVG 动态无功补偿成套装置（液冷直挂式）和两套容量为 $\pm 45\text{MVar}$ 的 SVG 动态无功补偿成套装置（液冷直挂式），#2 升压储能站配置六套容量为 $\pm 55.5\text{MVar}$ 的 SVG 动态无功补偿成套装置（液冷直挂式）。能从感性到容性连续调节，调节范围为 $\pm 100\%$ ，动态响应时间不大于 30ms ，无功动态调整的响应速度应与光伏电站高、低电压穿越能力相匹配，确保在调节过程中光伏电站不因高、低电压而脱网。

（6）#1、#2 升压储能站分别建设 $190\text{MW}/380\text{MWh}$ 和 $290\text{MW}/580\text{MWh}$ 预制舱式液冷磷酸铁锂储能系统，每个 $5\text{MW}/10\text{MWh}$ 储能单元含 2 组 5015kWh 的电池集装箱。每个储能单元交流侧中压采用 $37\text{kV}/690\text{V}$ 干变+断路器的方案，变压器能效等级不低于 2 级。

（7）拟在#1 升压储能站内设置 $1\times 50\text{Mvar}$ 的分布式调相机并预留 1 台调相机安装位置，在#2 升压储能站内设置 $6\times 50\text{Mvar}$ 的分布式调相机。分布式调相机采用空空冷方式或空水冷方式，当全站失电时考虑快速直流电机（润滑油泵和顶轴油泵）安保措施。每台分布式调相机均采用调相机—主变压器组接线，不设出口断路器。每台调相机采用静态励磁，采用 SFC 装置变频启动方式启动。

6.3.2.1.3 站用电及照明

#1、#2 升压储能站用电：分别设置 2 台工作站用变压器和 1 台备用站用变压器，2 台工作变分别接于不同主变 35kV 侧母线，备用变电源从站外系统站 10kV 侧引接。站用变拟采用干式设备。 $380/220\text{V}$ 站用电屏选用抽屉式低压开关柜。

储能系统的站用电采用自供电+独立储能站用电源的双回路供电方式，二者互为备用，能够为每个储能单元供电。每个储能单元的辅助用电（包括 2 个储能柜和 PCS 舱用电）一路取自储能站用系统，另外一路电源取自 PCS 交流侧，两路电源接入储能单元内的智能控制柜；正常状态下由该储能单元的 PCS 辅助变自供电，当 PCS 辅助变故障时，通过 ATS 自动切换至备用电源，由储能站用变供电，供电保障辅助系统供电可靠性。每套储能单元的备用储能站用变接入站内不同主变的 35kV 母线，1#升压站共配置 3 套储能备用站用变系统，2#升压站共配置 4 套储能备用站用变系统，分别采用单母线接线，均就地布置在储能系统附

近的预制舱内。

每座升压储能站调相机的站用电采用 2 台专用站用变互为备用，为调相机辅机和控制保护电源供电，站用变分别接入站内不同主变的 35kV 母线。

变电站内设置正常工作照明和应急照明。正常工作照明采用 380/220V 三相四线制；应急照明部分包括备用照明、疏散照明及疏散指示灯具。站内设置 1 套集中控制型应急照明系统，并设置 1 面备用照明电源切换屏，其中应急照明系统应急放电时间不低于 120min，应急照明回路采用耐火线缆。

6.3.2.1.4 防雷接地

升压储能区域内设置多根独立避雷针进行联合保护，实现全站电气设备的直击雷防护。站内敷设以水平接地体为主的人工接地网，接地网均压带采用等间距布置。主接地网考虑采用镀锡扁铜作为接地材料，主接地网的水平接地体采用-50×4 镀锡扁铜，设备接地引下线采用-50×4 镀锡扁铜。

6.3.2.1.5 电缆设施

35kV 配电装置室考虑设电缆夹层；通信机房以及计算机房设有活动地板，在地板下敷设电缆。户外采用电缆沟敷设方式，电缆沟采用钢筋混凝土形式。

6.3.2.2 电气二次部分

6.3.2.2.1 光储调一体化监控系统

每座升压储能站设置 1 套一体化监控系统，实现升压站、光伏、储能设备的综合监视和控制，监控信息的标准化管理功能，并设置统一的主机、工程师站及操作员站，由站端一体化监控主机实现统一管控。同时，支持接收电网调度或基地集控中心集控系统下发的控制指令，并将场站运行信息等内容分别上送至电网调度监控平台及基地集控中心集控系统平台。

6.3.2.2.2 继电保护

（1）线路保护、母差保护等 330kV 系统保护及与之相关的设备、网络等按照双重化原则进行配置。每套保护均含有完整的主、后备保护功能，能反应保护设备的各种故障及异常状态，并能作用于跳闸或给出信号。

（2）每台主变压器配置两套电气量保护、一套非电量保护。

（3）站用变设置三段式过流、过负荷和低压零序过电流保护。

(4) 35kV 光伏进线、储能进线开关柜设置三段式过电流保护、零序电流保护和过负荷保护。

(5) 35kV 调相机、SVG 开关柜设置三段式过电流保护、零序电流保护和过负荷保护。

(6) 35kV 站用变开关柜设置本体保护、二段式过电流保护、零序电流保护和过负荷保护。

(7) 35kV 调相机按调相机-变压器组单元配置保护装置，包括电气量保护和非电量保护。

6.3.2.2.3 辅助监控系统

每座升压储能站统一配置一套一体化辅助监控系统，实现对站内图像监视系统、安全警卫系统、火灾报警系统、门禁系统、人脸识别系统等各个子系统的智能联动控制功能。

6.3.2.2.4 控制电源系统

每座升压储能站配置 1 套直流电源系统，额定电压采用 DC220V，为升压站、储能系统提供直流控制电源；配置一套电力专用不间断电源系统作为计算机监控系统、调度自动化系统、火灾自动报警系统、视频监控系统电源。在调相机区域设 1 套直流电源系统，额定电压采用 DC220V，为调相机动力、控制负荷、UPS 和直流应急照明负荷供电，提供直流控制电源。

升压站设备具体以接入系统批复意见为准。

6.4 土建工程设计

6.4.1 光伏电站基本资料

本项目土建工程主要包括光伏支架及基础、检修道路、进站道路、箱变及预制舱基础、场内线路管沟、光伏发电场地围栏、挡土墙、截水沟、电缆沟、#1 升压储能站、#2 升压储能站等。

光伏支架的结构设计使用年限为 25 年，结构安全等级为三级，重要性系数不小于 0.90。支架基础设计使用年限为 50 年，设计等级为丙级。支架结构抗震设防类别为丁类。本项目的防洪等级为 I 级，防洪标准按 50 年一遇的高水（潮）

位设计。升压储能站站址不受百年一遇洪水影响，站区竖向采用连续平坡式布置，站区排水采用自然散排方式。升压储能站按功能分区，分为生活区、升压变电区和储能区。

6.4.2 设计主要技术数据

根据《建筑结构荷载规范》（GB50009），结合当地气象资料，当地 50 年一遇基本风压为 0.55kN/m^2 ，25 年一遇基本风压为 0.47kN/m^2 ；50 年一遇基本雪压为 0.2kN/m^2 ，25 年一遇基本雪压为 0.19kN/m^2 。

光伏组件倾角为 36° ，组件最低点离地高度为 1.5m。

场址所在地地震烈度：

工程区位于武威市古浪县，本场地地震动峰值加速度为 $0.15g$ ，对应地震基本烈度为 VII 度，反应谱特征周期为 0.45s。

6.4.3 光伏阵列结构设计

光伏组件安装在方案设计上应以安全可靠、节能经济的形式实现，并应符合国家及行业相关规范，满足组件结构强度的要求。

本项目太阳能光伏电池板组件的排布应充分挖掘利用已有场地等可利用空间，有针对性地根据场地的特点设计支架形式，合理铺设光伏组件。太阳电池矩阵支架及基础在满足安全的前提下，综合考虑经济性、适用性、施工方便等因素依照相关规程规范进行设计。

6.4.4 支架结构设计

本项目光伏支架采用双立柱结构型式，光伏组件采用竖向 2×26 或 2×13 的布置方式，按倾角 36° 固定安装在单个支架阵列上。支架结构布置需合理设置檩条跨度和悬挑长度，避免在风载作用下发生明显风致振动。支架结构由前后立柱、斜梁、前后斜撑及檩条组成。在支架的斜梁上，按照光伏组件的安装宽度布置檩条，檩条用于连接光伏组件，承受光伏组件的重量。组件每条长边上有二个点与檩条连接，一块光伏组件共有 4 个点与檩条连接固定。构件材质主要采用 Q235B、Q355B 钢。

光伏支架的钢构件采用热镀锌或者镀镁铝锌方式防腐，镀锌厚度根据《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 13912 规范）执行；当采用镀铝锌防腐处理时，双面镀层重量不应小于 100g/m^2 ，防腐寿命不低于 25 年；若采用镀铝镁锌防腐工艺时，其原材料应采用国内外一线大型钢厂产品，如酒钢、宝钢、首钢、唐钢等，构件双面平均最小镀层重量不应小于 275g/m^2 ，防腐寿命不低于 25 年，并应具有国家权威机构出具的满足 4000 小时以上的盐雾试验报告。铝合金构件均采用阳极氧化膜方式防腐，氧化膜厚度级别根据《铝合金结构设计规范》执行；其他构件设计时按照《工业建筑防腐蚀设计规范》（GB50046）相关规定采取相应的防腐措施。

支架构件间连接均采用螺栓连接，性能等级不小于 8.8 级。立柱与斜撑的连接等重要节点拟采用防松螺栓或双螺母连接，提高支架的抗风能力，避免在极端工况下因节点失效而造成结构破坏。

光伏组件与檩条通常采用压块连接或螺栓连接。本项目为了提高组件与檩条连接的可靠性，现阶段组件与檩条拟采用压块+螺栓连接，压块材质为铝合金材质，螺栓为不锈钢螺栓。

逆变器支架采用钢构件和抱箍固定于光伏支架钢立柱上。

变形规定：

为了不影响结构或构件的正常使用和观感，光伏支架构件挠度或侧移的变形应满足以下的规定：

在风荷载标准值或地震作用下，支架的柱顶位移不应大于柱高的 $1/60$ ；

受压构件中主要承重构件容许长细比为 150；

受压构件中次要构件容许长细比为 200；

受拉构件容许长细比为 350；

受弯构件的挠度容许值为 $L/250$ （ L 为受弯构件的跨度），对悬臂梁，可按悬臂长度的 2 倍计算受弯构件的跨度。

6.4.5 支架基础

支架基础拟采用螺旋钢桩支架基础。根据现有的地质资料，支架基础持力层为中细砂层。螺旋钢桩采用热浸镀锌防腐，镀锌层平均厚度不小于 $85\mu\text{m}$ ，局部最小厚度不小于 $65\mu\text{m}$ ，实际施工时应避免镀锌层被破坏。在桩周围 300mm 范

围内铺设碎石，减小风对桩周土的侵蚀。由于本项目场地存在局部场平，回填区表层土性状较差，现阶段采用的螺旋钢桩平均桩长暂按 2.75m 考虑，入土深度为 2.45m，露出地面高度为 0.3m，桩径为 89mm，螺旋钢管桩壁厚 5mm，三叶片，叶片直径为 300mm。个别地表腐蚀性相对严重的区域，考虑场平时对该区域表层土进行清除处理。

具体桩径及桩长最终根据试桩结果及初步设计确定。

若由光伏场区地质勘察和现场试桩确定的光伏支架桩基与可研设计工程量不一致而产生的风险，由投标人自行承担。

6.4.6 道路设计

在光伏发电场区内布置检修道路，场内道路引接至站外既有道路，场内检修道路为 4m 宽砂砾石路面，厚度 300mm，转弯半径 9m，最大纵坡为 6%。根据需要对道路转弯处做加宽处理。

所有检修道路均须到达每座箱变，满足设备运输及运行管理的需要，场内检修道路宜尽量成环形布置，无法成环时应在道路尽端处设 12m×12m 回车场。

升压储能站的进站道路均由附近乡村道路引接。升压储能站的进站道路采用 6m 宽水泥混凝土路面，最小圆曲线半径为 9m，最大纵坡为 8%，进站道路和站内道路均采用郊区型道路，水泥混凝土路面，路面与地面基本平齐，便于散排。

站内道路宜尽量成环形道路布置，满足消防检修要求。站区大门至主变压器、调相机周边的运输道路宽度 5.5m，转弯半径 12m，兼做消防环形道路，其余道路宽度 4.0m，其余道路转弯半径考虑为 9m，满足主变压器运输、SVG 设备运输及消防环道转弯半径要求。

检修道路和进站道路在适宜的位置设置会车点，采用硬质材料（如碎石）加固路面。交叉口、材料堆放区附近应增设临时会车点，减少拥堵。

6.4.7 箱变基础设计

本项目每个光伏子阵配套布置一台箱式变压器。箱变基础采用筏板式基础，砖砌侧墙，箱变放置在顶部圈梁上。基础埋深约 1.6m，持力层为中细砂层，基础顶面高出地面 0.5m，地面至基础顶面在必要处设置踏步。箱变基础周边设有储油池，用于储放发生事故时泄油。储油池混凝土抗渗等级为 P8，底板及池壁

采用防水砂浆抹面。储油池上部设置钢格栅，铺设 300mm 厚卵石，卵石粒径 50~80mm。

若由光伏场区地质勘察和现场试桩确定的 35kV 箱变基础工程量与可研设计工程量不一致而产生的风险，由投标人自行承担。

6.4.8 预制舱基础设计

储能电池舱和 SVG 预制舱基础采用现浇钢筋混凝土独立基础或条形基础，储能 PCS 舱基础采用现浇钢筋混凝土筏板基础，天然地基。基础顶面高出地面一定距离，地面至基础顶面设置砖砌踏步。

6.4.9 给排水设计

6.4.9.1 给水设计

本项目生活及消防水源就近从市政管网接入，其他施工用水可考虑水车运输。具体引接方案需投标人自行设计。

6.4.9.2 排水设计

本项目光伏发电场区排水采用自然散排，升压储能站排水系统采用雨污分流制，详见升压储能站建筑给排水设计内容。

生活污水通过污水管道收集进入生活污水调节池，经一体化污水处理设备处理达标后，储存在清水池，用于站区绿化和道路喷洒。

6.4.10 电缆沟设计

电缆沟平面规划应统筹规划，避免过多集中和过多交叉，走径顺直短捷，节省投资和占地。

电缆沟均采用钢筋混凝土结构，过道路采用电缆隧道方式，电缆沟盖板统一采用卡扣式防风沙盖板。电缆沟由于埋深较浅，位于冻土层以上，电缆沟四周采用 300mm 厚粗砂包裹。另外，每隔一定距离设置活动盖板，方便开启，便于电缆沟通风、防潮和检修进入。

6.4.11 采暖通风设计

暖通设计范围为升压储能站综合楼、电气一次配电楼、调相机主厂房、集控楼、二次设备楼等建筑物内的暖通设计。暖通设计应遵循 GB50229《火力发电

厂与变电站设计防火标准》、DL/T5218《220kV~750kV 变电站设计技术规程》等的有关规定。

6.4.11.1 采暖

本项目位于甘肃省武威市，采用武威市气象资料，日平均温度 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ 的日数为 155 天，因此，冬季有人工作、值班和休息的房间以及冬季有温度控制要求的工艺设备间将采用电取暖的方式维持室内温度。

根据节能设计要求，对建筑外立面做外保温设计，室内采暖增加空气能采暖系统。

6.4.11.2 通风

本项目升压储能站电气一次配电楼设置降温通风系统，综合楼、二次设备楼、电气一次配电楼采用新风系统。

6.4.12 升压储能站建筑

6.4.12.1 建筑设计

6.4.12.1.1 升压储能站总平面设计

本项目建设两座 330kV 升压储能站，分别布置于东、西区光伏场区中。升压储能站根据站址地理位置、周围环境、运行管理的需求及电气总平面布置，升压储能站总体布局分为三个区，分别为：生活区、升压变电区和储能区。生活区与升压变电区、储能区通过铁制围栅分隔。

升压储能站进站道路从南侧接入，生活区位包括综合楼、综合泵房及消防水池、危废库及辅房、事故水池和消防水池、污水设备间及清水池等。升压变电区包括 330kV AIS 配电装置、二次设备楼、330kV 主变压器、35kV 配电装置楼、调相机区域、动态无功补偿装置区域。储能区布置于站区东侧，布置有储能电池舱、储能升压舱及储能站用电设备舱。生活区与升压变电区、储能区通过 1.8m 高铁制围栅分隔。

升压站布置要合理紧凑，电缆引线要方便且距离适宜。在满足实用的前提下进行环境绿化和职工福利设施建设。

6.4.12.1.2 建筑单体设计

(1) 综合楼

#1 升压储能站的综合楼根据功能要求需分别设置集控室、安全工器具室、检修办公室、备品备件间、厨房、餐厅、门卫室、会议接待、会议室、资料室、外委人员办公室、运行办公室、党建工作室、办公室、库房、卫生间、值班休息室、洗衣间及活动室。综合楼建筑类别为公共建筑，耐火等级为二级。

#2 升压储能站的综合楼根据功能要求需分别设置集控室、安全工器具室、办公室、值班休息室、厨房、餐厅、办公室、会议室、资料室、活动室及值班休息室等。建筑类别为公共建筑，耐火等级为二级。

（2）35kV 配电装置楼

#1、#2 升压储能站的 35kV 配电装置楼为单层框架结构，建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。主要布置有 35kV 开关柜、站用变及其配电装置。

（3）二次设备楼

#1、#2 升压储能站的二次设备楼为单层框架结构，建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。二次设备楼分为二次设备室和蓄电池室，二次设备室主要布置有交直流一体化电源、继电保护装置等二次设备屏柜，蓄电池室主要布置蓄电池组。

（4）危废库及辅房

#1、#2 升压储能站的危废库及辅房为单层框架结构，建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为丙类。

（5）综合泵房

#1、#2 升压储能站的综合泵房为单层框架结构。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

（6）雨淋阀室、污水设备间

#1、#2 升压储能站的雨淋阀室、污水设备间均采用单层框架结构。

建筑设计在满足生产功能的前提下，全盘考虑，尽量使建筑整体美观大方，布局紧凑合理，功能分区明确，交通流线顺畅，为生产管理人员创造一个舒适的工作生活环境。

升压储能站建筑设计应以地质详勘为依据进行设计。

6.4.12.2 结构设计

1) 工程地质

本项目场区场地为沙漠，沙丘多呈波浪状外观，沙漠植被相对较好，经过一定的治理，主要为固定沙丘，局部为半固定沙丘。上部主要为全新世风积砂层，一般厚度大于 20m，底部为卵砾石层。

根据勘察钻孔揭露的地层，并参考周边已建工程及区域地质资料，西区厂址地层岩性主要有：

①中细砂（Q4eol）：浅黄～褐黄色，干燥，稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚在 2.0-3.5m。

②中细砂（Q4eol）：浅黄～褐黄色，干燥，中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

东区厂址地层岩性主要有：

①中细砂（Q4eol）：浅黄～褐黄色，干燥，稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，局部以中砂为主，分选性好，层厚在 1.8-4.2m。

②中细砂（Q4eol）：浅黄～褐黄色，干燥，中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

地下水埋深度一般大于 20m，埋藏较深，地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小，可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。升压储能站区浅层土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性，对钢结构具有微腐蚀性。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306）（1/400 万）及《建筑抗震设计标准》（GB50011），厂址所在区域Ⅱ类建筑场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.15g，相应抗震设防烈度为Ⅶ度，对应的反应谱特征周期是 0.45s，设计地震分组为第三组。

根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007），本场地季节性标准冻土深度为 120cm。

2) 主要设计技术参数

- (1) 结构设计使用年限：50 年；
- (2) 结构设计安全等级：二级；
- (3) 地基基础设计等级：丙级；
- (4) 环境类别：地上结构为二 b 类，地下结构为二 b 类；
- (5) 基本风压 $W_0=0.55\text{kN/m}^2$ ($n=50$)，地面粗糙度 A 类；
- (6) 基本雪压 $S_0=0.20\text{kN/m}^2$ ($n=50$)；
- (7) 抗震：抗震设防烈度 7 度（地震动峰值加速度为 $0.15g$ ），设计地震分组第三组。

- (8) 主要荷载标准值：普通上人屋面 2.0kN/m^2 ，不上人屋面 0.5kN/m^2 。

3) 主要建筑材料

- (1) 基础、地梁、柱、梁、板混凝土：不低于 C30
- (2) 基础垫层混凝土：C20
- (3) 构造柱、圈梁、过梁混凝土：C25、C30
- (4) 钢筋：HPB300、HRB400
- (5) 高强螺栓：采用摩擦型高强螺栓（10.9 级）
- (6) 钢材：Q235B、Q355B、Q235C、Q355C
- (7) 焊条：E43XX 用于 Q235 及 HPB300 级钢筋，E50XX 用于 Q355、HRB400 级钢筋

- (8) 填充墙：蒸压加气混凝土砌块

4) 建筑物结构设计

(1) 建筑物结构

综合楼为混凝土框架结构。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。综合楼结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

35kV 配电装置楼为排架结构，混凝土立柱，屋面采用钢屋面，地上一层，地下有电缆层。电缆层采用筏板基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。35kV 配电装置楼结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙

类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

二次设备楼为排架结构，混凝土立柱，屋面采用钢屋面。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。二次设备楼结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

雨淋阀室、综合泵房、危废库及辅房均为单层混凝土框架结构。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为丙类，基本烈度为 7 度，按照 7 度采取抗震措施，抗震等级为三级。

（2）设备基础

主变基础为混凝土筏板基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。防火墙基础为条形基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。

出线构架、主变构架采用钢管杆结构，横梁采用三角形钢桁架，基础为钢筋混凝土独立基础。其他户外电气设备支架柱采用钢管柱，基础为钢筋混凝土独立基础。避雷针采用圆钢管结构，基础为钢筋混凝土独立基础。所有钢构件采用分段整体热镀锌防腐，现场连接损坏处可采用刷（喷）锌防腐。所有外露铁件（包括接地扁钢）均采用热镀锌防腐。

储能电池舱和 SVG 预制舱基础采用现浇钢筋混凝土独立基础或条形基础，储能 PCS 舱基础采用现浇钢筋混凝土筏板基础，天然地基。基础顶面高出地面一定距离，地面至基础顶面设置砖砌踏步。

事故油池为地下构筑物，采用钢筋混凝土箱型结构。

场地风积砂场地（大部分地段）地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，地基土对钢结构具微腐蚀性。场址区地下水位埋深均大于 30m，故可不考虑地下水对基础的影响。

6.4.13 建筑装饰

建筑装饰在降低工程造价的同时要满足消防和文明生产的要求，力求做到简洁实用、线条流畅。

升压储能站建筑所有外墙体均采用一体化保温板，卫生间和水箱间内墙面贴

釉面砖，蓄电池室内墙面涂耐酸涂料，其余的内墙面均为无机涂料内墙面。

屋顶构造应主要满足冬季保温的要求，尽量减少室内热量的散失。

控制室、二次设备室为防静电地面；蓄电池室铺耐酸地砖；35kV 配电室、低压配电室水泥基自流平地面；卫生间地面铺防滑地砖；车库、备品备件、检修场地、消防泵坑耐磨混凝土地面，其余建筑物的地面铺普通地砖。

6.4.14 围墙及大门

升压储能站四周均采用 2.5m 高的砖砌实体围墙。升压储能站出入口处采用电动大门。在入口墙面醒目位置设置建设单位企业 LOGO。升压储能站内部电气设备区和储能区均设置围栅进行安全隔离。

6.4.15 临建区辅助设施

本项目升压储能站规模较大，施工生产区尽量就近布置。施工区域生活和办公用房布置在升压储能站附近，生产生活设施主要包括货物堆场、建材加工区、办公楼、员工宿舍、运动场、餐厅等。施工机械就近停放在升压储能站区，不专门设置设备停放场，在施工期间损坏的设备送至地方机械设备修理厂修理，现场不专设机械设备修理站。

6.4.16 配套防洪工程

根据本项目配套防洪要求和厂址现场实际情况，投标人需要深化设计配套防洪工程（如有），并满足古浪县防洪规划和本项目防洪要求。

本项目光伏方阵区的洪等级为 I 级，防洪标准按 50 年一遇的高水（潮）位设计。升压储能站的防洪标准按 100 年一遇的高水（潮）位设计。

6.5 工程消防设计

6.5.1 设计原则

本项目消防系统设计遵照国家“预防为主、防消结合”的方针，并根据工程具体情况，力求体现当前的消防设计思想和水平。从全局出发，统筹兼顾，正确处理生产和安全、重点和一般的关系，做到促进生产，保障安全，方便使用，经济合理。

6.5.2 消防设计要求

根据光伏发电自身的特点，机电消防根据不同的对象采取不同的防火技术措施，阻止电气火灾事故的发生。

电气系统的消防措施 根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2006）、《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）、《高压配电装置设计技术规程》（DL/T5352-2006）及《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）规定设置消防设施，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离。

根据《建筑设计防火规范》GB50016 相关要求：必须明确建筑内的电缆井、管道井应在每层楼板处采用不低于楼板耐火极限的不燃材料或防火封堵材料封堵。建筑内的电缆井、管道井与房间、走道等相连通的孔隙应采用防火封堵材料封堵。

预制舱内部火灾探测及报警系统的设计和消防控制设备及其功能应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB50116 的规定。舱内应配置 1~2 个火灾报警烟感探测装置，采用吸顶布置；舱体外布置手动火灾报警按钮以及声光报警器，接入站内集中式火灾报警器或区域火灾报警器。

SVG 预制舱、调相机系统预制舱配置移动式灭火器。

储能系统的设计应满足储能电池防火、防爆、通风要求，应符合 GB 50016、GB51048 和 TCEC 373 《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》的有关规定。采用全氟己酮气体灭火系统，配置合理的全自动防火阀。电池预制舱外设置消火栓系统，消火栓设计流量、数量、间距、时间满足规范要求。

配电区每台主变压器配置一套排油注氮灭火装置，并在主变旁配备推车式干粉灭火器消防，并设置消防砂箱，主变附近设置事故油池。

全站设一套独立的稳高压消防给水系统。

站内所有建筑及预制舱配置移动式灭火器及消防器材。

升压站内按国家相应规范考虑防火间距及消防车道。

6.5.3 消防设施配置

本项目各建筑物室内、预制舱外均配置手提式干粉灭火器。

室外主变压器采用排油充氮系统，附近配置手推车式磷酸铵盐干粉灭火器，

再设砂箱、一些砂袋、砂桶、铁锹等消防工具。

升压储能站内设消防给水系统和消火栓等消防设施。

6.5.4 电气设施

（1）主变压器设置贮油坑，油坑内设卵石隔火层并与事故油池相连，主变压器设置排油充氮系统。同时在变压器区域配置推车式干粉灭火器，防火砂箱等灭火器材。

（2）电缆的防火措施按规程要求执行。电缆沟分段分隔，封堵电缆孔洞，涂刷防火阻燃涂料等。

（3）根据不同的场所，配置相应的消防器材。

（4）加强全站防雷措施，避免设备因雷击破坏造成火灾等次生灾害。

6.5.5 火灾自动报警系统

升压储能站内设置一套火灾报警及控制系统。火灾报警控制器的容量、性能要求及相应接口均按照终期规模考虑。火灾报警系统由火灾报警控制器、探测器、控制模块、信号模块、手动报警按钮、声光报警装置、消防专用电话、消防联动控制器等组成。根据电气设备布置以及各设备房间的特点，在不同探测区域和报警区域配置不同类型和原理的探测器或探测器组合，当火灾确认后火灾报警控制器能启动声光报警装置及时提醒和疏散人群，能联动切断有关部位的非消防电源，能联动启动火灾应急照明灯，并可根据消防联动控制要求对相关消防设备如：消防水泵、防烟和排烟风机、防火阀、消火栓、自动灭火系统等实施自动联动控制。在各楼层主要通道设置可直接启动消防泵的消火栓按钮，在火灾自动报警联动控制器上设置启动消防泵、防烟和排烟风机的后备手操。

报警控制器根据安装部位的不同，采用不同类型和原理的探测器安装在综合楼、集控室、二次设备楼、电气一次配电楼等重点部位设置的智能编码烟感探头、温感探测器等，可自动记录报警类别、报警时间及报警地址号，可随时通过密码对系统内任一探测器进行开启、关闭及状态检查操作，可通过接点或通信接口将信息送至变电站的计算机监控系统或通过光缆将信息传至集控站，同时还可以通过数据网远传至调度端。

火灾报警控制器自带备用电源，正常工作电源交流 220V 由逆变电源提供，

当交流电源消失时，自动切换至备用电源供电，保证系统正常运行。

火灾自动报警系统配置标准通信接口用于实现与视频监视系统的联动，配置火灾报警动作和故障信号接点接入计算机监控系统。

6.5.6 消防给水系统

本项目两座升压储能站各设一套独立的稳高压消防给水系统。该系统由消防泵房（含消防水泵和稳压装置）、消防水池、消防管网、消火栓、雨淋阀、高速水雾喷头等组成。

消防水泵等系统控制方式为自动控制、集控室手动控制和就地应急启动三种控制方式，同时在线监测。

6.6 环境保护与水土保持设计

6.6.1 设计目的

通过环境保护与水土保持设计，分析环境与本项目间的相互影响要素，并采取有效措施使不利影响因素减至最低程度，使环境和水土在本项目建设与运行期内都得到很好的保护，进而使工程与其周围环境之间达到相互和谐发展的目的。

6.6.2 建设施工期间环境保护措施

包括但不限于以下内容：

（1）工程施工废水主要成分是含泥沙废水，若任意随地漫流，将会污染光伏电站周围环境。应对废水进行收集，在现场开挖简易池子对泥浆水进行沉淀处理，处理后尾水全部予以回用，可用于施工场地冲洗、工区洒水或施工机械冲洗等。

（2）工程施工中在作业面及其附近区域将产生粉尘和二次扬尘，同时施工机械和运输车辆在运行过程中也排放含 NO_2 、CO 和 HC 的废气，造成局部区域的空气污染。为减小施工扬尘和废气对施工人员的影响，必须配合相应的环境保护措施，如定期洒水清扫运输车进出的主干道、建筑材料堆场以及混凝土搅拌站处应定点定位并采取适当的防尘措施、加强对施工机械和运输车辆的维修保养等，同时提倡文明施工，加强施工管理。

（3）施工过程中采取有效措施减轻施工噪音对周围环境及住户的影响。合

理安排施工时间，施工期间噪音排放执行 GB12523-2011《建筑施工场界环境噪音排放标准》。

（4）施工挖方用于工程建设，剩余部分应合理选择堆置地点，外运综合利用，生活垃圾及时清运。

（5）项目施工期间需采取有效措施防治水土流失，加强对周围生态环境的保护，施工结束后做好临时占用地的植被恢复工作。

（6）施工结束后，永久性使用的光伏场地应适当绿化以美化环境，具体以招标人要求为准；对于施工临时用地，施工临时设施应拆除，清理地面，并根据土地性质进行恢复。

6.6.3 废气和扬尘污染防治对策措施

在采取必要的生态保护措施和水土保持措施情况下，运行期基本不会产生二次扬尘和废气，本项目废气和扬尘主要产生于施工期。

施工期的废气主要为运输车队、施工机械（推土机、搅拌机、吊车等）等机动车辆运行时排放的尾气。由于场址区用地为较开阔的荒地，空气流通较好，汽车排放的废气能够较快的扩散，不会对当地的空气环境产生较大影响，但项目建设过程中仍应控制施工车辆的数量，使空气环境质量受到的影响降至最低。

施工扬尘主要来源于施工过程中粉状物料堆放、土方的临时堆存以及车辆运输等过程。为减少施工扬尘对空气环境的影响，采取如下防治措施：

- （1）施工场地定期洒水，防止浮尘产生，在大风时加大洒水量及洒水次数。
- （2）施工场地内运输通道及时清扫、洒水，减少汽车行驶扬尘。
- （3）运输车辆进入施工场地低速行驶或限速行驶，减少扬尘量。
- （4）灰渣、水泥等易起尘原料，运输时应采用密闭式槽车运输。
- （5）起尘原材料覆盖堆放。
- （6）混凝土搅拌站设置在密闭的工棚内。
- （7）所有来往施工场地的多尘物料均应用帆布遮盖。
- （8）尽量采用商品（湿）水泥和水泥预制件，少用干水泥。

通过采取上述措施，可以有效抑制施工区扬尘的产生和溢散，保证施工场界外粉尘无组织排放监控浓度小于 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.6.4 噪声污染防治对策措施

电站运行期无噪声污染，但施工期施工作业噪声不可避免。必做好施工期间的环境保护工作。

（1）施工单位应设专人对施工设备进行定期保养和维护，并负责对现场工作人员进行培训，以便使每个员工严格按操作规范使用各类机械，减少由于施工机械使用不当而产生的噪声。

（2）施工尽量安排在白天进行，尽量缩短工期。

（3）严格施工现场管理，降低人为噪声。

项目施工区域距离声环境敏感目标较远，采取上述措施，可避免施工噪声对周边环境的明显影响，满足《建筑施工场界噪声限值》GB12523 的要求。

6.6.5 废污水处理对策措施

工程施工生产废水主要由混凝土运输车、搅拌机和施工机械的冲洗以及机械修配、汽车清洗等产生，但总量很小。施工布置较为分散，范围也较广，可用于施工场地洒水。

6.6.6 固体废物处置及人群健康对策措施

对于施工过程中产生的土石处理：①开挖土石方时，将场内表层土，选择妥善地点堆放，底层土也妥善堆砌。工程完毕后，先用底层土覆盖裸露区域，再用表层土覆盖；②工程土石方开挖并回填后剩余的弃渣可作为场区附近低洼地段的填土，回填摊平后植草，既避免了水土流失，又有利于植被的生长和生态环境的保护；③此外对于少量建筑垃圾和开挖块石弃渣，其中有部分建筑材料可回收利用，剩余部分均用汽车运走，生活垃圾运到附近指定的垃圾填埋点。

在施工期，施工生活区设垃圾桶，垃圾应及时收集并集中清运至附近指定的垃圾卫生填埋点进行填埋处理。

电站正常运行过程中，管理人员主要从事办公、监控、检修等工作，固体废物主要为办公、生活垃圾。生活区设垃圾桶，收集到一定程度集中清运至附近指定的垃圾填埋点。同时还应当加强饮食卫生、生活用水、环境卫生等方面的管理，防止传染病的流行，保护人群健康。

6.6.7 水土流失影响分析

（1）水土流失影响因素识别

1) 施工期

本项目占地较大，场地为荒漠地区，地表分布有少量耐旱植物，在施工过程中要扰动地表，因此有水土流失产生。

2) 运行期本项目在运行期因没有扰动地表的可能，因此基本不存在水土流失问题。

（2）施工期的影响分析

工程建设将征占当地一定数量的土地，但均为沙地区域，未侵占耕地、草地等农业用地。由于本项目地处荒漠地区，属风积沙丘区，地形起伏不平，地表植被稀疏，风大沙多沙尘暴频发，风沙危害极为严重，在施工前要进行场平处理会引起扬尘。在工程施工过程中将进行土方填挖，包括电池组件基础施工、箱式变基础施工、逆变器室基础施工等工程，不仅动用土方，而且有施工机械及人员活动，也会产生土壤扰动。因此工程对当地生态环境的影响主要表现为：土壤扰动后，产生大量的扬尘，会增加土壤侵蚀及水土流失。

（3）运行期的影响分析

本项目在运行期基本不存在水土流失，光伏电站的管理区内建设有绿化地带，可起到防止水土流失的作用，进而改善了场区的生态环境。

6.6.8 水土保持措施

水土流失防治措施主要采用工程措施、植物措施、临时措施和管理措施相结合的综合防护措施，在时间上、空间上形成水土保持措施体系（根据项目水土保持方案报告书及批复文件要求执行）。

为防止水土流失，应做好以下水土保持措施：

①有计划地按土方平衡的原则开展施工。建构筑物基础场地平整、土石方开挖与混凝土浇筑的进度应遵照土方平衡的原则，按计划进行。场地平整和土石方开挖的数量，以不影响混凝土浇筑进度为准，不宜大面积、大数量的进行，导致土石方暴露时间过多、过长。

②严格控制作业场地面积。

③施工完成后，开挖土方应及时回填，回填土要按从地表向下颗粒由粗到细的原则分层回填、逐层夯实，避免扬沙。

④施工期土石方开挖阶段最好避开雨季，若雨季施工，要有排水、挡土、土工布围遮挡等措施，以防水土流失。

⑤建筑基础、电气设备基础以及明沟和电缆沟开挖等，尽量做到土石方挖方和填方平衡，多余土石方按当地渣土管理部门要求及时清运到指定地点统一处置。

⑥施工结束后，施工单位必须对施工场地、电缆沟及管道开挖等临时占地进行土地整治并及时复绿。对进场道路和场内施工主干道路面进行硬化，同时设置边坡防护、加强周围绿化种植，确保道路路基及边坡稳定。

⑦项目建设周期相对较长，建议在项目开发实施过程，绿化工程应与主体工程同步实施，同步完成。

根据本项目的特点，结合当地的自然环境，针对项目建设过程中对自然地表的扰动采取相应的工程措施、绿化措施、以及临时防护措施，有效地控制项目建设过程中产生的水土流失。

6.7 劳动安全与工业卫生

6.7.1 设计总则

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针，本项目工程劳动安全与工业卫生专项设计，必须遵循国家的有关方针、政策，并应结合工程的具体情况，积极采用先进的技术措施和设施，做到安全可靠、经济合理，设施符合国家规定的标准，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和并网光伏电站的安全运行管理提供参数依据，确保施工人员生命与财产的安全。

6.7.2 工程安全卫生设计

6.7.2.1 设计范围和主要内容

本项目的劳动安全与工业卫生设计范围是对主要建（构）筑物、生产设施及其光伏作业岗位和场所的劳动安全及工业卫生进行分析，主要包括光伏阵列、逆变器室等。电站劳动安全与工业卫生设计的重点为：分析电站运行过程中可能出

现的劳动安全与工业卫生等方面的主要危险有害因素，从设计、运行、管理的角度提出相应的消除或减免措施，提出劳动安全与工业卫生建议。

6.7.2.2 施工期劳动安全和工业卫生对策措施

（1）在工程施工期间，建设单位必须遵守“生产经管单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”三同时的安全规定。

（2）建设单位应认真学习，严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》，并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

（3）噪声

施工人员在使用打桩机、推土机、挖掘机等作业时接触高噪声设备，施工单位如能选择低噪声设备，并对产生高噪声的施工设备采取隔声、消声、隔振降噪并减少高噪声设备作业点密度，为工人配发防护耳罩，采用轮班作业等措施可有效降低噪声对施工人员的健康影响。

（4）高温

土建施工多为室外作业，夏季施工时受到太阳辐射产生的高温影响，施工单位可采取避开中午作业时间，在各种机械和运输车辆的操作室和驾驶室设置空调等措施降低高温对工人的健康影响。

（5）全身振动、局部振动

施工人员在使用打桩机、推土机、混凝土搅拌棒作业时接触全身振动或局部振动，施工单位可采取采用自动、半自动操作装置，减少手及肢体直接接触振动体，安装防振手柄，作业人员佩戴防振手套，挖土机、推土机、铺路机等司机设置减振设施，采取轮流作业方式等措施降低全身振动、局部振动对工人的健康影响。

（6）电焊弧光

设备安装焊接时施工人员接触电焊弧光，施工单位可通过采用自动或半自动焊接方式，为施工人员配发面罩、防护镜减少电焊弧光对施工人员的健康影响，

在产生电焊弧光的施工现场应使用不透明或半透明的挡板将该区域与其他施工区域分割来降低电焊弧光对其他人员的影响。

（7）粉尘及化学毒物

设备安装焊接时施工人员会接触电焊烟尘、锰及其无机化合物、一氧化碳、臭氧、氮氧化物等。施工单位可通过采取通风措施，为工人提供防毒防尘口罩、防护手套、防护工作服等个人防护用品来降低作业场所粉尘、化学毒物对作业人员的影响。

（8）消防安全管理

施工期用电应符合《建设工程施工现场供用电安全规范》（GB50194-2014）的规定。施工用电应明确管理机构并由专业班组负责运行及维护，在施工用电设施投入使用前，应制定运行、维护、使用、检修等管理制度，严禁非电工拆装施工用电设施。施工现场临时用电应采取 TN-S 系统配置及“一机一闸一漏”等安全措施。

（9）土建施工管理

因施工需要进入他人作业场所，必须以书面形式告知对方。

交叉作业应加强从业人员的安全教育和培训，提高从业人员的技能，自我保护意识，预防事故发生的应急措施和综合应变能力，做到“四不伤害”。

作业人员在同一作业区域内进行高处作业时，应在施工作业前对施工区域采取全封闭、隔离措施，应设置安全警示标识，警戒线或派专人警戒指挥，防止高空落物、施工用具、用电危及下方人员和设备的安全。

施工各方应共同维护好同一区域作业环境，切实加强施工现场消防、保卫、治安，文明施工管理；必须做到施工现场文明整洁，材料堆放整齐、稳固、安全可靠（必须有防垮塌，防滑、滚落措施）。确保设备运行、维修、停放安全；设备维修时，按规定设置警示标志，必要时采取相应的安全措施（派专人看守、切断电源、拆除法兰等），谨防误操作引发事故。

6.7.3 安全管理及应急设备、设施设计

（1）安全卫生机构设置、人员配备及管理制度

安全卫生管理机构必须和整个电站生产管理组织机构及人员配统一考虑。工

程投产后，设置安全卫生管理机构，负责劳动安全与职业卫生方面的宣传教育和管理工作，保障电站顺利运行，达到安全生产的目的。从“安全生产、安全第一”的角度出发，管理和监测机构负责整个电站的消防、劳动安全卫生检查、日常的检测、劳动安全及职业卫生教育等。其机构人员的配置为 1~2 人，可以为兼职人员，归口生产运行部管理。光伏电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。

建立巡回检查制度、工作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置监测仪器设备和必要的安全宣传设备。

（2）安全、卫生管理体系

工程投产后，设置安全卫生管理机构，并制定有效的安全生产监督制度，以保证电站顺利运行，达到安全生产的目的。

（3）安全卫生检测机安全教育设施设计。

光伏电站运行人员在开始工作之前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按照国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产人员有一个良好的身体条件，减少和预防由于生产人员的失误而导致生产事故，为光伏电站的安全运行建立一个良好的基础。建立巡回检查制度、操作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置微波测量仪等监测仪器和安全宣传设备。落实生产运行人员的安全教育和培训的相关经费，以及其他有关于生产安全和预防事故的经费。

（4）事故应急救援预案

按照《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》和《生产安全事故应急预案管理办法》等相关规定，编制本项目事故应急预案。

事故应急预案编制原则：先抢救遇险人员，后抢救国家财产；在扑灭火灾时，

必须遵循：先控制后消火，救人第一，先重点后一般的原则。

事故应急预案需要通过相关专家（业主方安全总工程师、施工方安全总工程师、监理单位安全总工程师及相关单位负责安全的相关人员）评审复议，给出事故应急预案的评审意见，专家评审通过后方可执行。

编制好的事故应急预案应由业主，施工，监理等相关单位归档备案。

7 主要设备技术要求

以下所列技术参数均为正常海拔 1000m 以下技术参数，项目现场实际海拔为 1650m-1768m，投标人需要根据本项目实际海拔高度进行参数修正。主要设备中涉及到甲采设备的，相关条款仅用于合同执行，具体设备参数由平移合同数据为准。

7.1 太阳能电池组件

本项目选择规格为 N 型 TOPCon 双面 720Wp 及以上单晶硅电池组件。光伏组件全光照面积的光电转换效率 $\geq 23.1\%$ （正面效率），提供的组件峰值功率平均偏差为正公差，且偏差范围在 0~+3%以内，组件首年功率衰减 1%，逐年衰减不超过 0.4%，25 年共衰减 10.6%，线性衰减。光伏组件质保期为正常条件下自电站满负荷试运结束之日起，使用寿命不低于 30 年，工艺与材料保修期不低于 12 年，线性功率质保不少于 30 年，质保期内备品备件免费更换。

投标人承诺：本项目电池组件采用_____（规格）_____Wp 的高效单晶硅双面组件，光伏组件全光照面积的光电转换效率 $\geq$ _____ %（正面效率），标称功率公差为_____ %，第 1 年内输出功率衰减率不高于_____ %、2~25 年运营期内逐年功率衰减不高于_____ %/年，产品材料与工艺质保期不低于_____ 年。本项目首年系统整体效率（计入组件衰减率）不低于_____ %。（由投标人填写）

太阳光伏组件应在下述条件下连续工作满足其所有性能指标：

- （1）环境温度：-40~□85℃
- （2）相对湿度：48.6%
- （3）海拔高度：1768m
- （4）最大风速：28.6m/s

7.1.1 光伏组件规范和标准

光伏组件规范和标准详见本规范书第 13 章：引用的法律法规、标准、规范，文件中的条款通过本规范书的引用而成为本规范书的条款。凡是注明年号的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本规范书。凡是不注明年号的引用文件，其最新版本适用于本规范书。

有关 IEC、IEEE、EN、SJ 和在发标及投标有效期内，国家、行业颁布了新标准、规范等。

所有螺栓、双头螺栓、螺纹、管螺纹、螺栓夹及螺母均应遵守国际标准化组织（ISO）和国际单位制（SI）的标准。

电网公司的强制性标准、政策性标准、政策性文件和审批文件等均适用于本技术规范；当强制性标准缺失时，国家、行业、地方、国家电网公司、南方电网公司、地方电网公司的推荐性标准适用于本技术规范；当强制性标准和推荐性标准都缺失时，相应的 IEC 标准适用于本技术规范。

本技术规范书要求的设备，包括投标人向其他厂商购买的所有附件和设备，均应符合以上标准的最新版本或其修正本的要求，但不限于此。

如采用合资产品，还应遵守合作方国家标准，与上述标准不一致时按较高标准执行。

7.1.2 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 IEC61215-2021、IEC61730-2023 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 TUV、CQC、CGC 等认证的完整测试报告。光伏组件产品供应商应在国内外具有五年以上光伏设备生产及管理经验，设备三年以上国内外安全稳定运行业绩，累计装机容量 5GWp 及以上，年生产能力 1GWp 及以上；每块组件出厂前应有工厂测试数据，数据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 IEC61215-2021 标准。

7.1.2.1 机械载荷试验

（1）目的：决定组件承受风、雪、静压和冰载的能力。

（2）试验条件：实际载荷 2400Pa 的均匀载荷依次加到前和后表面 1h，循环三次（阵风安全系数为 3 时，2400Pa 对应于 130km/h 风速（12 级飓风，压力约 800Pa））。

(3) 实际载荷 5400Pa 的均匀载荷依次加到前表面 1h，循环三次。

(4) 性能要求：

- 1) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象。
- 2) 无标准中规定的严重外观缺陷。
- 3) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。
- 4) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过实验前的 5%。

7.1.2.2 冰雹试验

(1) 目的：验证组件能经受住冰雹的撞击。

(2) 试验条件：25mm 直径的冰球，质量 7.53 克，以 23m/s 的速度撞击 11 个位置。

(3) 性能要求：

- 1) 无外观缺陷。
- 2) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。
- 3) 标准测试条件下衰减不超过实验前的 5%。

7.1.2.3 绝缘测试

(1) 目的：测定组件中的载流部分与组件边框之间的绝缘是否良好。

(2) 试验条件：直流 2000V 加上四倍系统在标准测试条件下开路电压，持续 1min；加系统电压时，测绝缘电阻。

(3) 性能要求：

- 1) 无绝缘击穿或表面无破裂现象。
- 2) 绝缘电阻不小于 $40\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$ 。

7.1.2.4 湿漏电试验

(1) 目的：评价组件在潮湿工作条件下的绝缘性能，验证雨、雾、露水或溶雪的湿气不能进入组件内部电路的工作部分，如果湿气进入该处可能会引起腐蚀、漏电或安全事故。

(2) 试验条件：加组件的最大系统电压，水喷淋引出端和边缘浸入水中，确定绝缘电阻。

(3) 性能要求：

- 1) 无绝缘击穿或表面无破裂现象。
- 2) 绝缘电阻乘以组件面积不小于 $40\text{M}\Omega \cdot \text{m}^2$ 。

7.1.2.5 热循环试验

(1) 目的：确定组件承受由于温度反复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的能力。

(2) 试验条件：使组件的温度在 $-40\pm 2^\circ\text{C}$ 和 $85\pm 2^\circ\text{C}$ 之间，最高和最低之间的温度变化速率不超过 $100^\circ\text{C}/\text{h}$ 在每个极端温度下，应保持稳定至少 10min，一次循环不超过 6h，循环次数 50 和 200 次。

(3) 性能要求：

- 1) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象。
- 2) 无外观缺陷。
- 3) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。

7.1.2.6 湿-冻试验

(1) 目的：确定组件承受高温、高湿之后以及随后的零下低温影响的能力。

(2) 试验条件：从 $+85^\circ\text{C}$ ，85%相对湿度到 -40°C ，循环 10 次。

(3) 性能要求：

- 1) 在试验过程中无间歇断路或漏电现象。
- 2) 无外观缺陷。
- 3) 湿漏电流应满足初始试验同样的要求。
- 4) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前测试值的 5%。

7.1.2.7 湿-热试验

(1) 目的：确定组件承受长期湿气渗透的能力。

(2) 试验条件：在 $+85^\circ\text{C}$ ，85%相对湿度下，保持 1000h。

(3) 性能要求：

- 1) 无外观缺陷。
- 2) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。
- 3) 标准测试条件下，正面和背面最大输出功率的衰减不超过试验前的 5%。

7.1.2.8 室外暴露试验

（1）目的：初步评价组件经受室外条件暴露的能力，以揭示在实验室试验中可能测不出来的综合衰减效应。

（2）试验条件：太阳总辐射量 60kWh/m²。

（3）性能要求：

1) 无外观缺陷。

3) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。

7.1.2.9 紫外试验

（1）目的：确定组件承受紫外（UV）辐照的能力。

（2）试验条件：组件温度 $60 \pm 5^{\circ}\text{C}$ 波长为 280nm ~ 320nm 和 320nm ~ 400nm 的紫外照射 60kWh/m²，其中 280-320nm 波长的辐射至少为 3%-10%。

（3）性能要求：

1) 无标准规定的严重外观缺陷。

2) 标准测试条件下的最大输出功率应大于制造厂规定的最小额定值。

3) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。

7.1.2.10 热斑耐久试验

（1）目的：确定组件承受热斑加热效应的能力，如这种效应可能导致封装退化。电池不匹配或裂纹、内部连接失效、局部被遮光或弄脏均会引起这种缺陷。

（2）试验条件：双面组件在辐照度 $(BSI \pm 50) \text{ W/m}^2$ 、 $(55 \pm 15)^{\circ}\text{C}$ 至少 1 小时，如果最后 1 小时被遮蔽电池片的温度仍然增加，延长总暴晒时间到 5 小时。

（3）性能要求：

1) 无标准中规定的严重外观缺陷。

2) 湿漏电流应满足初始试验同样的要求。

7.1.2.11 盐雾测试

（1）目的：确定组件承受长期盐雾腐蚀的能力。

（2）试验条件：依据 IEC61701:2020 严酷度 6，组件暴露在 5%氯化钠溶液喷淋中。一个测试周期为 7 天，共 8 个周期，56 天。每个周期包含 4 次盐雾喷淋与高湿度保存以及 3 天标准气氛储藏。每次盐雾喷淋在温度 35℃ 和相对湿度

93%环境下进行 2h，然后在 40℃湿度和相对湿度 93%环境下放置 22h。4 次循环后组件在标准气氛保持 3 天。

（3）性能要求：

- 1) 无外观缺陷和影响到组件功能的零部件腐蚀。
- 2) 绝缘、湿漏和接地满足 IEC61730-2 要求。
- 3) 旁路二级管能正常工作。
- 4) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前的 5%。

7.1.2.12 PID 测试

（1）目的：确定组件耐电位诱发功率衰减的能力。

（2）试验条件：依据 IEC62804-1，在 85℃和 85%相对湿度环境下，对组件施加-1500V 电压，其中测试时间为 192 小时

（3）性能要求：

- 1) 无外观缺陷。
- 2) 湿漏电流应满足初始试验的同样要求。
- 3) 标准测试条件下，正面和背面的最大输出功率的衰减不超过试验前的 5%。

7.1.3 组件性能技术参数要求

本文对单晶硅双面太阳能电池组件主要性能参数在标准测试条件（即大气质量 AM1.5、1000W/m² 的辐照度、25℃的电池工作温度）下提出如下要求：

（1）填充因子：≥79%

（2）峰值功率：不低于 720W_p

（3）组件效率（含边框）：组件的转换效率应≥23.1%（以组件边框面积计算转换效率）。总的投标功率满足项目要求。

（4）提供的组件峰值功率平均偏差为正公差，且偏差范围在 0~+3%以内，不允许负偏差。

（5）寿命及功率衰减：太阳能电池组件正常条件下的使用寿命不低于 30 年，单晶硅光伏组件第 1 年内输出功率衰减率不高于 1.0%，2~25 年运营期内逐年功率衰减不高于 0.4%/年。PID 衰减计入年度衰减，同时投标人应提供针对组件衰减承诺的分析和保障措施，否则招标人可视情况不予采信。

(6) 电池组件应具备较好的低辐照性能，投标人应提供在 $200\sim 1000\text{W/m}^2$ 的 IV 测试曲线和测试数据。

(7) 在标准测试条件下，组件的短路电流 I_{sc} 、开路电压 V_{oc} 、最佳工作电流 I_m 、最佳工作电压 V_m 、最大输出功率 P_m 符合相应产品详细协议的规定。

(8) 光伏组件的最大功率温度系数等于或优于 $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$ 。

(9) 采用双面光伏组件，双面率要求： $80\%\pm 10\%$ 。

7.1.4 组件原材料要求

需提供供货组件的完整的 CQC 或 TUV 认证证书和测试报告（IEC61215 和 IEC61730）或其他同等资质的第三方认证报告（包含原材料清单），供货太阳能电池组件使用的关键原材料（包括电池片、盖板玻璃、POE、EVA、边框、接线盒、密封胶、线缆、汇流条、背板（如有）等）应与测试报告中的 BOM 清单一致，且供货组件的原材料组合方案应通过 IEC 标准中组件性能和安全认证测试的全部序列环境试验。

7.1.5 关键元器件及材料要求

7.1.5.1 供货组件使用的电池片要求

电池片符合 GB20047.1-2006《光伏（PV）组件安全鉴定 第 1 部分：结构要求》。

供货组件使用的硅片应为 A 级，TTV 小于 $20\mu\text{m}$ ，翘曲度小于 $40\mu\text{m}$ ，线痕 $\leq 13\mu\text{m}$ 。

单晶硅棒少子寿命： $\geq 1000\mu\text{s}$ ，间隙氧含量 $\leq 6\times 10^{17}\text{atoms/cm}^3$ （GB/T1557 硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法），替位碳含量 $\leq 5\times 10^{16}\text{atoms/cm}^3$ （GB/T1558 测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法）。

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。符合 GB20047.1《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》。

表 7.1-1 电池片主要性能参数要求

序号	项目	参数
1	填充因子	$\geq 79\%$
2	尺寸	
3	厚度（ μm ）	$\leq 200\mu\text{m}$
4	厚度偏差（ μm ）	$(+20/-10)\mu\text{m}$
5	电池功率温度系数（%）	$\leq 0.3\%$
6	并联电阻 (25°C 65%RH $1000\text{W}/\text{m}^2$)	$R_{sh} \geq 50\Omega$
7	玻璃边缘与电池片的距离	$\geq 10.4\text{mm}$
8	电池与边框距离	$> 2.0\text{mm}$
9	水煮实验	在 $75^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 恒温水浴锅中持续 15min，实验过程中无集中性气泡且水不浑浊；实验后，电池片表干后，无膜层脱落，表面无发黑和发黄现象；
10	湿热老化	试验完成后组件功率衰减 $\leq 3.0\%$ ，外观无异常
	热循环	
	电势诱导衰减（PID）	

注：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。

7.1.5.2 供货组件使用的接线盒要求

表 7.1-2 接线盒主要性能参数

序号	项目	单位	参数
1	外观	/	接线盒具有不可擦除的标识：产品型号、制造材料、电压等级、输出端极性、警示标识；连接器不得有锈蚀或镀层脱落等；接线盒外观清洁平整、色彩均匀、无划伤、无明显注塑缺陷、无毛刺锐边。电缆与连接器连接牢固、无破损现象、正负极连接正确。
2	几何尺寸	/	接线盒外观、外形尺寸、连接器相关尺寸、壁厚尺寸、和电缆长度等符合图纸要求。
3	机械完整性	/	可打开式接线盒，其盒盖连续开合三次，无损坏，再次打开时需借助工具；目视入线口处压接无间隙，以不致损坏结构的力手持转动外引线，导线压紧部分无松动；

序号	项目		单位	参数
				卡簧的设计可夹紧汇流条，连续插拔三次后，仍能卡紧汇流条，其夹紧力 $\geq 20\text{N}$ 。
4	机械强度	电缆自身承受拉力	N	180N
		电缆与接线盒拉拔力		$\geq 150\text{N}$
		连接器与线缆的抗拉力		$\geq 200\text{N}$
		连接器配对连接好后应在其结构方向承受 $\geq 150\text{N}$ 的力时间		1min
		电缆与支架端子、电缆与连接器的套管插头间的铆接力		$\geq 310\text{N}$
		接线盒端子与汇流条的焊接拉拔力		$\geq 50\text{N}$
5	盒体、连接器防护等级		/	$\geq \text{IP67}$
6	阻燃等级		/	5VA
7	接线盒额定工作电流		A	30A
8	反向漏电流		/	在 25°C 、反向电压 45V 条件下，反向漏电流小于 0.2mA
9	旁路二极管电放电抗扰度试验中			空气模式 $\geq 15\text{KV}$ 接触模式 $\geq 12\text{KV}$
10	连接器接触电阻（ 20°C ）		$\text{m}\Omega$	$\leq 0.5\text{m}\Omega$
11	线缆导体电阻（ 20°C ）		$\text{m}\Omega$	$\leq 5.09\Omega/\text{KM}$
12	线缆绝缘电阻（ 20°C ）		$\text{m}\Omega$	$\geq 1014\Omega.\text{CM}$
13	线缆额定电压		AC	DC1500V
14	线缆长度		mm	满足结构安装要求

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。

7.1.5.3 供货组件使用的 POE、EVA 要求

表 7.1-3 封装胶膜主要性能参数

序号	项目		参数		
			EVA	POE	EPE
1	全称		乙烯醋酸乙烯酯聚合物	光伏组件封装用共聚烯烃胶膜	光伏组件封装用共挤胶膜
通用标准					
2	外观		表面平整，压花清晰，无褶皱，无污物，无油渍，无杂色，半透明，无可见杂质、无气泡、压花清晰		
3	尺寸		用精度 0.01 mm 测厚度仪测定，在幅度方向至少取五点平均值，厚度 0.35-0.80mm 且克重不低于本表克重要求，允许公差为±0.05 mm；用精度 1 mm 的直尺测定，宽度符合协定宽度，允许公差为 0/±2mm		
4	粘接 力	背板的粘接力	≥40N/cm		
		玻璃的粘接力	≥60N/cm		
5	吸水率		≤0.1%		
6	体积电阻率		≥1*10 ¹⁵ Ω*cm		
7	击穿电压		≥28kV/mm		
专用标准					
8	光学性能	波长 380-1100nm	≥90	≥90	≥91
		波长 290-380nm	≤25	≤30	≥80
9	密度		0.95~0.96g/cm ₃	0.83~0.94g/cm ₃	0.90~0.94g/cm ₃
10	交联度		75-95%	60-95%	80%~95%
11	醋酸乙烯脂（VA）含量		26-34%	/	/
12	透水率		<30g/m²/day	<5g/m²/day	<15g/m²/day
13	拉伸强度		≥16Mpa	≥8Mpa	≥16Mpa
14	断裂伸长率		≥450%	≥500%	≥450%
15	收缩率	纵向（MD）	≤4%	≤3%	≤1.5%
		横向（TD）	≤2%	≤2%	≤3%
16	高温高湿老化性能（DH1000h）		黄色指数变化≤5	黄色指数变化≤3.0	黄色指数变化<4.0
	耐紫外老化				

序号	项目	参数		
		EVA	POE	EPE
	(120kWh)			

7.1.5.4 供货组件使用的玻璃要求

为了保证光伏组件运行的高可靠性，前板及背板玻璃标准及性能参数需满足或好于以下参数。

表 7.1-4 前板玻璃主要性能参数

序号	项目	参数	
		单层镀膜玻璃	双层镀膜玻璃
通用标准			
1	尺寸偏差	±1mm	
2	对角线	边长 L≤2000mm 对角线差≤2mm； 边长 L>2000mm 对角线差≤对角线长 0.2%	
3	弯曲度	整体弓形弯曲度不超过 0.3%，局部弯曲度每 300mm 跨度内小于 0.5mm	
4	玻璃含铁量	≤0.015%	
5	亲疏水性	水接触角≤40°	
6	弯曲强度	≥55Mpa	
7	厚度	单玻组件玻璃厚度≥3.2mm 双玻组件玻璃厚度≥2.0mm	
8	厚度偏差	±0.2	
9	薄厚差	≤0.3	
10	抗冲击强度	2.8/3.2mm 玻璃使用质量为 1040g 钢球 1000mm 高度落下不破碎；2.5mm 玻璃使用质量为 535g 钢球 800mm 高度落下不破碎；2.0mm 玻璃使用质量为 227g 钢球 1000mm 高度落下不破碎。	
11	耐温差	玻璃的温度在 195 摄氏度的状态下保持 20 分钟后，用 10 摄氏度的水浇在玻璃表面上,玻璃不破碎	
专用标准			
12	镀膜液厚度	120±15nm	190±30nm
13	透光率	≥93.5%	≥94.1%

表 7.1-5 背板玻璃（双玻组件适用）主要性能参数

序号	项目	参数	
		超白压花玻璃	超白浮法玻璃
通用标准			
1	尺寸偏差	± 1mm	
2	对角线	边长 L≤2000mm 对角线差≤2mm；	

序号	项目	参数	
		超白压花玻璃	超白浮法玻璃
		边长 L>2000mm 对角线差≤对角线长 0.2%	
3	弯曲度	弓形弯曲度不超过 0.3%，局部弯曲度每 300mm 跨度内 小于 0.5mm	
4	玻璃含铁量	≤0.015%	
5	涂釉厚度	25±10μm（钢化后）	
6	弯曲强度	≥55Mpa	
7	厚度	≥2.0mm	
8	涂釉区反射率	≥75%（380～780nm）	
9	抗冲击强度	2.5mm 玻璃使用质量为 535g 钢球 800mm 高度落下不破碎；2.0mm 玻璃使用质量为 227g 钢球 1000mm 高度落下不破碎。	
10	耐温差	玻璃的温度在 195 摄氏度的状态下保持 20 分钟后,用 10 摄氏度的水浇在玻璃表面上,玻璃不破碎	
11	与 EVA/POE 初始剥离力	老化前与 POE 的剥离强度≥60N/10mm（与涂釉层） 老化后与 POE 的剥离强度≥40N/10mm（与涂釉层）	
12	反射率	白色釉料：涂釉区域反射率≥75%（380～780nm）	
专用标准			
13	透光率	≥91.5%	≥91.0%

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 GB15763.2 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，热循环 200 次、湿冻循环 10 次、湿热 1000h、耐酸、耐盐雾测试后，透射率衰减≤1%，满足 30 年的使用寿命。

7.1.5.5 供货组件使用的焊带和汇流带要求

表 7.1-6 焊带和汇流带主要性能参数

序号	项目		单位	参数	
				焊带	汇流带
1	锡层厚度		μm	多主栅组件用圆形焊带锡层平均厚度: 15±5μm，锡层最薄处≥6μm	10~25μm
2	弯曲度		mm/m	≤4mm/1000mm	≤5mm/1000mm
	镰刀弯曲度 δ		%	≤0.5mm	≤0.5mm
3	力学性能	延伸率	%	≥20%	≥25%
		抗拉强度 Rm	MPa	≥150MPa	≥170MPa

序号	项目		单位	参数	
				焊带	汇流带
		屈服强度 Rp02	MPa	60Mpa-75Mpa	90-125Mpa
4	电学性能	电阻率 ρ_{20}	$\mu\Omega\cdot\text{cm}$	$\leq 2.3\mu\Omega\cdot\text{cm}$	$\leq 2.25\mu\Omega\cdot\text{cm}$
5	延伸率		%	$\geq 20\%$	$\geq 25\%$
6	可靠性	TC200 测试	/	外观无腐蚀不脱焊，功率衰减 $< 5\%$	
		DH1000 测试			

太阳电池组件使用焊带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能满足相应协议和行业标准，用作涂层材料的软钎焊合金成分应符合 GB/T3131 规定，常规涂层金属成分 Sn60%Pb40%。用作基体材料铜的化学成分应符合 GB/T2059 规定。基材：TU1 无氧铜，Cu 含量 $\geq 99.95\%$ 。电池片焊接拉力最大值 $\geq 2.375\text{N/mm}$ ，涂层软钎焊合金应牢固地焊接在电池片上的栅线上，经 -40°C 到 $+85^{\circ}\text{C}$ 热震试验 200 次不脱焊。

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 30 年的使用寿命。

7.1.5.6 供货组件使用的密封硅胶要求

表 7.1-7 双组份灌封胶主要性能参数

序号	项目	单位	参数
1	表干时间	Min	10-30Min
2	固化时间	H	3-5H
3	密度	g/cm^3	A 组份： $1.35\pm 0.05\text{g/cm}^3$ B 组份： $0.95\pm 0.02\text{g/cm}^3$
			A+B 组分：0.97-1.5
4	粘度	$\text{mPa}\cdot\text{s}$	A 组份：4500-8000 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ B 组份：60-150 $\text{mPa}\cdot\text{s}$
5	拉伸强度	MPa	$\geq 0.8\text{MPa}$
6	断裂伸长率	%	$\geq 80\%$
7	邵氏硬度	Shore A	30-45
8	击穿电压强度	kV/mm	$\geq 15\text{kV/mm}$
9	体积电阻率	$\Omega\cdot\text{cm}$	$\geq 3\times 10^{15}\Omega\cdot\text{cm}$
10	导热系数	$\text{W/m}\cdot\text{K}$	$\geq 0.30\text{W/m}\cdot\text{K}$

表 7.1-8 密封胶主要性能参数

序号	项目	单位	参数	
			单组份密封胶	双组份密封胶
通用标准				
1	表干时间	Min	3~20Min	
2	粘结性	N	≥100N	
专用标准				
3	老化前硬度	Shore A	40-60	45-60
	老化后硬度		≥20	30-50
4	老化前拉伸强度	MPa	≥2.2MPa	≥2.0MPa
	老化后拉伸强度		≥1.5MPa	≥1.5MPa
5	老化前伸长率	%	≥250%	≥200%
	老化后伸长率		≥250%	≥200%
6	老化前剪切强度	/	≥1.0	≥1.2
	老化后剪切强度		≥0.7	≥0.8
7	老化前击穿电压强度	kV/mm	≥15kV/mm	≥15kV/mm
	老化后击穿电压强度		≥15kV/mm	≥15kV/mm
8	外观	黄度指数仪	无黄变、无气泡	黄变值 Δb<5、无气泡
9	固化深度	mm/h	≥0.9mm/3h ≥2mm/24h	≥5mm/3h ≥10mm/4h
10	挤出速率	s/20g	10~25	5~10
11	密度	g/cm ³	1.30~1.47g/cm ³	1.40-1.55g/cm ³
12	体积电阻率	Ω•cm	≥0.5×10 ¹⁵ Ω•cm	≥1×10 ¹⁴ Ω•cm

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 30 年使用寿命。

7.1.5.7 背板要求（双玻组件除外）

组件背面采用背板时，应当采用双面含氟涂层背板，保证组件在项目地区气候条件下的长期可靠性。

采购方应当负责对购进的背板材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加）并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交买方。提供数据满足以下参数：性能参数需满足或好于以下参数。

表 7.1-9 背板主要性能参数

序号	项目		参数		
			透明背板		白色网格透明背板
通用标准					
1	外观		背板表面平整，无气泡、皱纹、分层、划伤和碰伤；长度不超过 100mm 的划痕，宽度小于 0.1mm 每平米允许 3 条，宽度 0.1 mm-0.5 mm 每平米允许 3 条，不允许长度超过 100mm 的划痕，不允许有划透背板的划伤		
2	拉伸强度（MD）		≥120N/mm ²		
3	拉伸强度（TD）				
4	断裂伸长率（MD）		≥100%		
5	断裂伸长率（TD）		≥90%		
6	热收缩率 150℃×30min（MD）		≤1.0%		
7	热收缩率 150℃×30min（TD）		≤1.0%		
8	涂层附着力等级		0 级		
9	与 EVA 粘接强度老化前（初始）		≥45N/10mm		
10	与 EVA 粘接强度老化后（85*85%RH，1000h）		≥40N/10mm		
11	击穿电压		≥16kV		
12	局部放电电压		≥1500VDC		
13	水蒸气透过率		电解传感器法 g/m ² d（38℃，90%RH） ≤15 红外传感器法 g/m ² d（38℃，90%RH） ≤25		
14	耐湿热老化试验（85℃*85%RH，2000h）		不分层、不起泡、Δ b≤2		
15	紫外预处理 UV（60kWh/m ² ）		不分层、不起泡褶皱、Δ b≤2		
16	沸水处理（沸水煮24h）	外观检查	不分层、不起泡、不褶皱、无脱落、无粉化		
		涂层附着力等级	0 级		
专用标准					
17	标称厚度 μm		310	315	315
18	标称公差		-10um/+15um	±5%	±5%
19	透光率（%，400nm-		≥91	/	/

序号	项目	参数		
		透明背板		白色网格透明背板
	1100nm)			

备注 1：测试方法依据 GB/T31034-2014（晶体硅太阳能电池组件用绝缘背板），上表未列其它项目需满足 GB/T31034-2014 的要求。

备注 2：耐盐雾性为应用在沿海区域的背板选测试验、耐酸性/耐碱性为应用在特殊区域的背板选测试验、耐磨性能为应用沙漠区域的背板选测试验。

7.1.5.8 供货组件使用的铝型材要求

边框可采用铝型材或钢材。组件下边框应充分考虑防积灰措施。结构设计便于安装，满足 30 年的使用寿命，材料为知名品牌。

光伏组件金属框架、金属夹件可作为雷电防护接闪器。

性能参数需满足或好于以下参数。

表 7.1-10 铝型材主要性能参数

序号	项目	单位	参数
1	合金牌号	/	6005-T6
2	氧化膜厚度	/	AA10（即平均膜厚 $\geq 10 \mu\text{m}$ ，局部膜厚 $\geq 8 \mu\text{m}$ ）
3	表面韦氏硬度	HW	$\geq 14\text{HW}$
4	抗拉强度	σ_b / MPa	≥ 220
5	规定塑性延伸强度	MPa	$\geq 150\text{MPa}$
6	伸长率	$\delta\%$	≥ 8
7	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
8	弯曲度	mm	全长的弯曲度不大于 $0.8 \times L$ （全长 L 米）；任意 300mm 上小于 0.3mm
9	扭拧度	mm	$\leq 2 \text{ mm} \times L$ ；（全长 L 米）

表 7.1-11 钢边框（钢边框组件适用）主要性能参数

序号	项目	单位	参数
1	合金牌号	-	
2	抗拉强度	MPa	$\geq 560\text{MPa}$
3	屈服强度	MPa	$\geq 550\text{MPa}$
4	伸长率	%	$\geq 12\%$
5	涂层材料	/	锌铝镁涂层
6	镀层厚度	g/m^2	$\geq 275\text{g/m}^2$ (双面)
7	壁厚公差	mm	$\pm 0.07\text{mm}$
8	弯曲度	‰	$\leq 1\%$
9	扭拧度	‰	$\leq 1\%$
10	安装孔抗撕裂	N	满足正面 6000pa、背面 3000pa 荷载测试
11	功能孔	/	安装孔、接地孔，并在安装说明书中明确标明其位置

7.1.5.9 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。

二极管性能要求如下：

表 7.1-12 主要性能参数

项目	单位（条件）	技术参数	
		MK4045	MK5045
反向重复峰值电压	V	45	
平均整流输出电流	A	40	50
正面（不重复）浪涌电流	A	350	500
正面峰值电压	V	0.52	0.5
反向峰值电流	mA（Ta=25℃）	0.1	0.2
	mA（Ta=100℃）	9.0	18
热阻	℃/W	1.0	1.0
静电 ESD	KV（接触模式/空气模式）	$\geq 15/30$	
结温	℃（在正向直流条件下，没有施加反向压降，通电 $\leq 1\text{h}$ ）	$-55 \sim +200$	
储存温度	℃	$-55 \sim +150$	

（2）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 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 4mm^2 ，正负极引出线的长度总长度不低于 480mm。

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

（5）光伏专用电缆要求能在恶劣环境条件下使用，具备抗臭氧、抗紫外线、耐酸碱、耐高温、耐严寒、耐凹痕、无卤、阻燃等特性。（抗紫外需要认证证明，可使用 25 年）

光伏专用电缆应具有良好的耐紫外线，抵御恶劣气候环境和经受机械冲击；具备良好的抗臭氧和耐化学腐蚀特性；承受温差变化大，一般从 -40°C ~ 120°C ，最高温度甚至超过 150°C ，通常 -40°C - 90°C ；具备良好耐湿热（ 90°C 85%湿度，1000h）性能；良好低温卷绕和低温弯曲性能；具备阻燃性能和低烟无卤性能；通过耐凹痕、热收缩、动态穿透试验；较长使用寿命， 120°C 工作条件下，要求正常使用寿命超过 30 年。

光伏专用电缆具有 UL 或 TUV 认证；

交直流电力电缆需满足耐候，阻燃及耐机械冲击要求。

所有电缆需采用多股铜芯电缆。

7.1.5.10 组件接插件

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/T20047.1 要求，符合国家标准、规范规程，满足 30 年使用的要求，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证。

（1）所有的带电部件都应采用金属材料，以使在规定的使用过程中保持良好的机械强度、导电性及抗腐蚀性。

（2）应密封防水、散热性好并接线端子连接牢固，引线端子极性标记准确、明显，采用满足 IEC 标准的电气连接。

（3）防护等级为 IP68。

（4）满足不少于 30 年室外使用的要求。

（5）所有组件接插头必须采用同一厂家产品，并反馈厂家具体型号

（6）组件采用三分体接线盒。

7.1.6 EL 检测要求

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 5%，组件不能存在缺角破片，黑心片；黑斑面积小于电池片 5%，一块组件允许有 2 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单片电池片整片长度，同一电池片只能有一处隐裂，单块组件出现隐裂的电池片应不超过 9 片，电池片不能混级使用，高混低允许有 3 片，低混高不允许，电池片黑边小于 1/8 电池片宽度，L 型黑边不允许。

组件 EL 检验要求按照本节要求和企业标准中较严者执行。

7.1.7 电流分档

供货组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖所包括的组件按照功率或电流分档，按照电流分档的组件，组件电流中间档分档精度 $\leq 0.2A$ ，分三档，并在电池组件和包装箱上明显位置粘贴组件电流分档标识，该标识应耐水浸、耐老化，粘贴牢固。

7.1.8 组件标准版

应提供经 TUV、德国 Fraunhofer 或有资质的计量单位标定的标准组件，有效期最长为 12 个月，并经过招标人对标定报告进行审核确认后，作为组件出厂验货的标准组件，相应实验室组件测试设备应为进口设备（Spire, Burger, Halm, ENDEAS, PASAN）。

7.1.9 结构、外形尺寸、支装尺寸及质量

规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区对应的标准。

组件的安装孔位置可根据投标人的要求调整，同时保证组件的结构强度和全性能不受影响。

每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的标志：

- (1) 制造厂的名称、标志或代号；
- (2) 产品型号；
- (3) 产品序号；
- (4) 引出端或引线的极性；
- (5) 在标准测试条件下，该型号产品最大输出功率的标称值和偏差百分比；
- (6) 制造的日期和地点，或可由产品序号查到。

7.1.10 外观要求

组件的外观需满足如下要求：

- (1) 电池组件边框整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。
- (2) 所提供的组件无开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面。
- (3) 组件的电池表面颜色均匀，无明显色差。
- (4) 组件的盖板玻璃应整洁、平直、无裂痕。
- (5) 打胶均匀充分，接线盒粘接牢固，表面干净。
- (6) 组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。
- (7) 组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。
- (8) 组件的边缘和电池之间不存在连续的气泡或脱层。
- (9) 电池组件的接线装置密封，极性标志准确和明显，与引出线的连接牢固可靠。

7.1.11 绝缘强度

供货组件的电绝缘强度满足 IEC61215 等标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积 $>40\text{M}\Omega\cdot\text{m}^2$ 。投标人供货组件应具备抗盐雾、耐氨腐蚀能力。投标人所供组件应具备良好的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足相关标准要求，湿漏电流试验满足相关规定，投标人确保所供组件在恶劣气候环境下的耐绝缘能力，如果组件安装场地为特殊环境，投标人提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

7.1.12 载荷要求

所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件正面载荷（雪载

荷) $\geq 5400\text{Pa}$, 背面载荷 (风载) $\geq 2400\text{Pa}$)。如组件安装场地须有特殊载荷的需要, 投标人应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

7.1.13 强度要求

供货组件需抗冰雹撞击, 冰雹实验需满足 IEC61215 等相关规定, 如组件安装场地为特殊气候环境 (多冰雹), 提供的组件应适应安装地点的气候条件, 应提供相应的应对措施及组件的加强处理, 并提供冰球质量、尺寸及试验速度, 对供货组件的抗冰雹能力加以说明并提供证明文件, 使其抗冰雹能力满足使用要求。

7.1.14 温度冲击要求

鉴于组件安装地点昼夜温度变化范围较大, 供货组件具备能承受温度重复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的较好能力, 具备能承受高温、高湿以及随后的低温冲击的能力, 具备能承受长期湿气渗透的能力。供货组件应通过 IEC 等标准热循环试验、湿-冻试验和湿-热试验的要求。

7.1.15 测试和检验

光伏组件各部件在正常工况下能安全、持续运行, 不应有过度的应力、温升、腐蚀、老化等问题。

光伏组件在使用过程中, 25 年运营期内招标人可定期 (第 1 年、第 3 年、第 5 年、第 10 年和第 25 年) 请双方认可的第三方检验机构对已安装电池组件的功率进行抽样测试和检验 (IEC 测试标准), 同时电站现场进行测试, 现场随机抽检 1.5% 数量的组件, 同时随机抽取 10 块送到第三方实验室进行功率、效率测试、低辐照强度条件下效率、温度系数和绝缘测试、EL 测试等外观及性能检测, 由招标人 (或招标人委托投标人) 负责包装、运输到双方认可的第三方测试机构进行, 所有费用由招标人承担。若组件效率衰减、外观及性能等不符合合同要求, 投标人必须承担所有费用并根据相关合同条款赔偿招标人损失, 更换存在质量问题的组件。

7.1.16 抗 PID 效应要求

供货组件应通过 TÜV 或同等资质第三方认证机构的抗 PID 认证, 供货组件

应满足抗 PID 效应要求，供货组件应适应项目场址环境气候条件，所供组件的抗 PID 能力应满足项目场址环境气候条件。

组件要有良好抗 PID 性能，满足 85°C/85%RH/1500V/192h 标准下测试，组件功率在 PID 测试老化前后，衰退不超过 5%。

7.1.17 其它要求

本项目为沙地荒漠区域电站，投标人应提供适用于多沙尘环境的方案及相关措施。组件应通过沙尘测试（IEC60068-2-68）。

供货组件应保证满足相应的防火要求，并提供相关测试报告。

本项目电站存在物资长途运输情况，组件应通过运输振动模拟测试（IEC62759）。

本技术规范中未明确规定的太阳能电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，投标人所提供电池组件同样需满足 IEC61215 和 IEC61730 及其他相关标准的要求。

7.1.18 生产控制与出货检验

所采购的单晶硅电池组件，应允许招标人引入第三方检测实验室和认证机构，对组件生产全过程进行质量控制。

全过程质量控制的主要内容包括：组件供应商工厂检查、关键元器件或材料质量控制、组件生产关键工艺监控、成品抽检、第三方实验室抽样试验、光伏电站施工现场复核与指导，共 6 大项，监造的依据和要求是组件技术规范书和相关的标准。

监造单位在第三方检测实验室和认证机构对供应商进行工厂检查和现场监造的时候，厂方需要提供必要的方便和适当的配合。

7.1.18.1 成品抽检标准

采用抽样标准 GB/T2828 中的单次正常抽样计划。除特殊测试之外对于通常的产品外观结构及功能电气参数按一般检验 I 级检验水准执行。

缺陷分类：

缺陷主要分为致命缺陷/重要缺陷/轻微缺陷三类

缺陷定义：

致命缺陷：此类缺陷将导致整个组件功能不能工作或影响系统安装或寿命（例如：组件破裂，无功率输出等）或者电气安全风险（例如：电缆破皮带电体外露，耐压测试失败）或者非认证的物料用在组件上可能导致组件使用寿命缩短。

重要缺陷：此类缺陷将导致组件部分次要功能不能工作或严重的外观缺陷或部分电气参数偏离技术参数要求。

轻微缺陷：此类缺陷通常为不影响功能电气特性和使用寿命的轻微外观或机械缺陷。

表 7.1-13 一般外观及视觉缺陷分类（测试条件： ≥ 1000 勒克斯照度下）

序号	缺陷	类别
1	开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面	致命缺陷
2	组件弯曲	重要缺陷
3	某个电池有明显可见裂纹，其延伸可能导致该电池面积减少 10% 以上	致命缺陷
4	破碎的单体电池	致命缺陷
5	在组件的边缘和任何一部分电路之间形成连续的气泡或脱层通道	致命缺陷
6	组件内存在五个以上的明显气泡	重要缺陷
7	单个气泡，直径 $>3\text{mm}$	重要缺陷
8	单个气泡，直径 $<3\text{mm}$	轻微缺陷
9	丧失机械完整性，导致组件的安装和/或工作都受到影响	致命缺陷
10	互联线或接头有可视的缺陷，引线端失效，带电部件外露	致命缺陷
11	电池互相接触或与边框接触	致命缺陷
12	密封材料失效或者铝合金边框嵌入的密封硅胶明显缺少	致命缺陷
13	异物杂质混入组件电池表面，面积 $\leq 1\text{mm}^2$	轻微缺陷
14	异物杂质混入组件电池表面，面积 $>1\text{mm}^2$	重要缺陷
15	异物杂质混入组件电池但不在电池表面， $5\text{mm}^2 > \text{面积} > 0.5\text{mm}^2$	轻微缺陷
16	异物杂质混入组件电池但不在电池表面（面积 $>5\text{mm}^2$ ）	重要缺陷
17	组件边框正面刮伤， $50\text{mm} > \text{长度} > 10\text{mm}$	轻微缺陷
18	组件边框正面刮伤，长度 $>50\text{mm}$	重要缺陷
19	组件边框侧面刮伤，长度 $>50\text{mm}$	轻微缺陷
20	组件边框角部或边上有可致人受伤的锋利边缘	致命缺陷
21	同一组件上电池片之间存在明显色差	轻微缺陷

序号	缺陷	类别
22	铝合金边框联接处的错位正面>0.5mm、背面>0.8mm；或接口处有明显的间隙侧面>0.3mm、背面>1mm	重要缺陷
23	粘接接线盒的密封硅胶明显缺少，可能引起接线盒漏水或者渗水	致命缺陷
24	组件电池表面有发白或褪色斑点	重要缺陷
25	额定铭牌印刷错误或不完整或不可读或印字易脱落	重要缺陷
26	包装或额定贴纸轻微印刷不良	轻微缺陷
27	不安全，不可靠的包装方式	致命缺陷
28	不完整，破损的包装	重要缺陷
29	其他次要包装不良	轻微缺陷
30	易碎的栈板	重要缺陷

7.1.18.2 产品接受/拒收标准：

(1) AQL 值标准

表 7.1-14 外观及电性能抽检判定标准

序号	检验项目	试验方法	检验水平	抽检不合格率容忍度
1	尺寸与重量	测量	I 级	AQL4.0
2	外观检查	不低于 1000 勒克斯照度下目测 IEC61215	I 级	致命缺陷 AQL1.0
				重要缺陷 AQL2.5
				轻微缺陷 AQL4.0
3	绝缘/耐压/湿漏电	IEC61215/IEC61730	I 级 1 块/MW	0
4	接地连续性	IEC61215/IEC61730	I 级	0
5	电性能测试/EL 测试	IEC61215	I 级	电性能不确定度±1% ELAQL1.5

7.1.18.3 不合格批次产品处理

监造工程师根据检验中发现的问题对照适用的 AQL 标准进行判断。如果发现的缺陷数在 AQL 允许的范围内，所检批次检验结果为合格，可以批准出货；如果缺陷超出 AQL 允许的范围，所检批次检验结果为不合格，投标人应根据招标技术规范书要去对组件进行整改和筛选，监造工程师可根据相关标准进行加严抽检，如果连续三次抽检不合格，该批次组件将不予进行再次抽检，不允许出货。

7.1.19 实验室抽样检验

为了验证投标组件的安全性能可靠性和寿命，招标人会委托监造单位从供货组件中随机抽样，送至第三方实验室依据 IEC61215 进行测试，实验室抽样测试

分为两部分执行，分别为首批组件发货前抽样测试和发货过程中抽样测试。

7.1.19.1 首批组件抽样测试

（1）项目与标准

监造方对首批组件（首批组件不小于 1MWp）进行抽样 2-4 块送至第三方实验室进行 UV-TC50-HF10 序列试验，采用正常检查一次抽样方案，检验项目、顺序、判别水平、不合格质量水平应符合下表的规定。

表 7.1-15 第一次实验室测试抽检标准

序号	检验项目	技术要求	判别水平	不合格质量水平	Ac	Re
1	紫外预处理试验	IEC61215 测试要求	I级	10	0	1
2	热循环					
3	湿冻试验					
4	绝缘和湿漏电测					

（2）抽样检验中用于检查的单位样品，若其中有一项不符合规定该单位样品为不合格品，样品中不合格品数小于或等于 Ac，则该次抽样检验合格，样品中不合格数量大于或等于 Re，则该次抽样检验不合格，重新加抽。

（3）投标单位可到第三方实验室进行现场见证，如果投标人未到实验室进行见证，则认为投标人认可招标人确定的第三方实验室资质和试验结果。

（4）若抽样检验不合格，招标人不允许首批组件发货，同时要求投标人对测试失败原因提供分析报告，整改后进行重新生产，重复抽样测试过程，直至试验合格，若由此造成供货延期，招标人可要求投标人依据相应合同条款进行赔偿，甚至终止合同执行。

7.1.19.2 第二次实验室抽样测试

（1）项目与标准

在首批组件发货后的组件生产过程中，监造方根据 IEC61215 相关鉴定试验的要求及程序，对所供电池组件进行抽样检验，抽样应对车间、日期和原材料具有代表性。抽样检验符合 GB2829 规定，采用正常检查一次抽样方案、检验项目、顺序、判别水平、不合格质量水平应符合下表的规定。

表 7.1-16 第二次实验室测试抽检标准

序号	检验项目	技术要求	判别水平	不合格质量水平	Ac	Re
1	温度系数	IEC61215	I级	10	0	1

序号	检验项目	技术要求	判别水平	不合格质量水平	Ac	Re
2	低辐照度电性能	测试要求				
3	室外暴晒试验					
4	热斑耐久测试					
5	紫外预处理试验 + 热循环					
6	湿冻试验					
7	引线端子强度测试					
8	湿热试验					
9	绝缘和湿漏电测试					
10	机械载荷					

（2）抽样检验中用于检查的单位样品，若其中有一项不符合规定该单位样品为不合格品，样品中不合格品数小于或等于 **Ac**，则该次抽样检验合格，样品中不合格数量大于或等于 **Re**，则该次抽样检验不合格。

（3）投标人可到第三方实验室进行现场见证，如果投标人未到实验室进行见证，则认为投标人认可招标人确定的第三方实验室资质和试验结果。

（4）如果双方对监造单位的测试结果存在争议，经双方协商可从中国质量认证中心（CQC）、鉴衡（CGC）南德 TUV、北德 TUV 四家单位中选取一家按照相关标准进行重复测试，以选定单位的测试结果为准。

（5）若抽样检验不合格，招标人可要求对组件进行退换货，投标人对造成的运输费用、安装费用、辅材及电站发电量损失承担全部责任。

7.1.20 出货前运行程序

（1）组件出货前招标人委派第三方检测单位到工厂进行组件质量过程监控及抽样检验。

（2）第三方检测单位将前往组件厂根据本质量控制计划和确认的产品技术参数来执行质量全过程监控及抽样检验，其流程、检验项目由招标人提供的监造方案为准。组件厂应该提供人力配合检验，并提供合适的场所和校准合格的检验设备用于第三方检测单位检验。通常出货前抽验将包括以下步骤（工程师可根据之前的记录和时间适当调整）。

出货组件产品数量核实（为方便数量清点。工厂应该配合适当有序的堆放产品，产品间需适当留空隙便进入）所有出货组件工厂测试记录检查。工厂应该提

供所有出货组件的厂内测试记录，所有组件在标准测试条件下电性能参数记录。

1) 随机抽样：工厂负责提供适当人力配合监造工程师随机挑选样品并负责运输到检验区域。包装和出货标示核对。包装应该保证组件运输过程的质量安全。按照产品参数表检查外观、机械尺寸和电性能参数（基本原则是对抽样样品进行 100%项目检验）。

2) 实验室抽样测试：实验室抽样测试分为两个阶段，必须首次实验室抽样测试通过后，首批组件才能允许发货。

由于组件质量问题造成的额外监造和测试费用由投标人负担。

(3) 对于出货检验合格的组件，应经监造工程师签字确认后方可发货，对于出货检验不合格的组件，应要求投标人进行整改，直至组件满足技术规范书要求方可确认发货。监造工程师将检验结果通知招标人和投标人负责人。

7.1.21 现场验收

组件的现场验收包括开箱检验和性能验收两部分，由招标人、投标人和第三方监造方共同组织进行，如果其中一方未到现场，则认为其认可验收结果。

(1) 组件到货时，甲方组织第三方、供货方、乙方及监理方对到货组件的外观、EL 等进行抽样检查，抽检比例 $\leq 1.5\%$ ，由第三方出具组件检测报告，甲乙双方记录到货检组件的隐裂率 X_1 ，并做好验收交接记录；同时在到货组件中每 100MW 抽检 1 箱（约 33 块）组件送双方认可的第三方检测机构开展实验室外观和功率检测（IEC61215），计算组件 STC 功率出现负公差的数量占比， $\leq 5\%$ 正常接收， $> 5\%$ 则增加 2 箱/100MW 组件送实验室做外观和功率检测， $\leq 5\%$ 正常接收， $> 5\%$ 判断供货质量不合格，需投标人整改或按不合格率扣款。

(2) 组件安装完成后，甲方组织第三方、乙方及监理方对到货组件的外观、EL 等进行抽样检查，抽检比例 $\leq 1.5\%$ ，由第三方出具检测报告，甲乙双方记录安装检组件隐裂率 X_2 ，并由此算出施工造成隐裂 $X = X_2 - X_1$ ；

(3) 组件外观按照国标 GB/T 2828.1 中 AQL2.5 标准执行，判据如下：

被抽检组件外观不合格数量小于等于 N 块（N 为国标 GB/T2828.1 中 AQL2.5 标准中合格判定数量），可以判定该批次合格；超过 N 块及以上组件不合格，则判定该批次组件不合格。

表 7.1-17 组件外观检查合格要求

项目	检测内容	合格要求
----	------	------

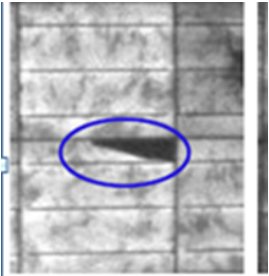
项目	检测内容	合格要求
电池	裂纹、破碎和针孔	不允许出现裂纹、破碎或针孔。
	崩边	长度 $\leq 2\text{mm}$ ，宽度 $\leq 0.5\text{mm}$ ，深度 $\leq 1/2$ 电池厚度，崩边不能到达栅线，单片电池 ≤ 1 处；相邻两处崩边的间距 $\geq 30.0\text{mm}$ ；同一块光伏组件崩边的电池数量 $\leq$ 电池数量的 2%。
	缺口	不允许“V”形缺口；“U”型缺口：长度 $\leq 3\text{mm}$ ，深度 $\leq 1.5\text{mm}$ ，单片电池 ≤ 1 处；长度 $\leq 2\text{mm}$ ，深度 $\leq 1\text{mm}$ ，单片电池 ≤ 2 处，同一块光伏组件缺口的电池数量 $\leq$ 电池数量的 2%。
	栅线	栅线颜色一致，无氧化、黄变；正面断栅长度 $\leq 1\text{mm}$ ，单片电池 ≤ 2 处，同一块光伏组件断栅电池 $\leq$ 电池数量的 3%，不允许连续性断栅；背面断栅长度 $\leq 3\text{mm}$ ，单片电池 ≤ 3 处，同一块组件断栅电池 $\leq$ 电池数量的 3%。
焊接	偏焊	每根焊带允许 $1/3$ 数量以内的空焊点，连续空焊点 $\leq$ 焊点数量的 $1/3$ ；焊带偏离主栅线 $\leq$ 两根主栅线间距的 $1/5$ ，且连续漏出焊点 $\leq$ 焊点数量的 $1/3$ ；头尾焊接完好时允许焊带与 U 型口细栅重叠；焊带偏离单片电池片不超过 3 根，总数不超过总焊带数量的 5%（双面电池组件正背面偏焊均执行此标准）。
组件异物、气泡	异物	不允许有机异物（如昆虫、油渍等），异物不得引起内部短路（金属异物不得连接两个导体，如连接两片电池片/电池片与汇流条/两汇流带等，连接电池片细栅线除外）； 电池区域：异物面积 $\leq 2\text{mm}^2$ 或长度 $\leq 5\text{mm}$ ，数量 ≤ 1 处；非电池区域：异物面积 $\leq 0.5\text{mm}^2$ ，数量不计；异物面积 $\leq 4\text{mm}^2$ 或长度 $\leq 10\text{mm}$ ，数量 ≤ 3 处；异物距离玻璃边缘 $\geq 10\text{mm}$ 。
	气泡	不允许电池区域的气泡；非电池区域：单个气泡面积 $\leq 0.5\text{mm}^2$ ，数量不计；不允许有气泡群（单个气泡直径满足标准要求，气泡距离 $< 3\text{mm}$ 、数量 ≥ 3 个的视为气泡群）单个气泡面积 $\leq 7\text{mm}^2$ ，数量 ≤ 2 处；气泡与电池间距 $\geq 0.3\text{mm}$ ，气泡距离玻璃边缘 $\geq 10\text{mm}$ 。
玻璃缺陷	划伤	长度 $\leq 5\text{mm}$ ，数量 ≤ 5 处； $5\text{mm} < \text{长度} \leq 10\text{mm}$ ，数量 ≤ 3 处； $10\text{mm} < \text{长度} \leq 20\text{mm}$ ，数量 ≤ 1 处；不允许长度 $> 20\text{mm}$ 或宽度 $\geq 0.5\text{mm}$ 的划痕。
	圆形气泡	表面开口气泡、开口线不允许； $0.5\text{mm} \leq \text{直径} \leq 1.0\text{mm}$ 的圆形气泡，数量 ≤ 5 个/ m^2 ； $1.0\text{mm} < \text{直径} \leq 2.0\text{mm}$ 的圆形气泡，数量 ≤ 2 个/ m^2 ；不允许直径 $> 2\text{mm}$ 的圆形气泡。

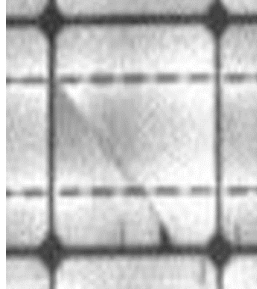
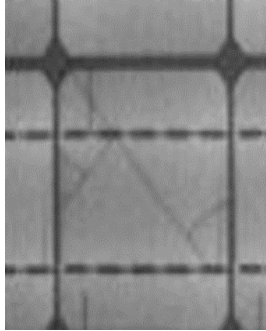
(4) 组件安装检 EL 验收标准表格。

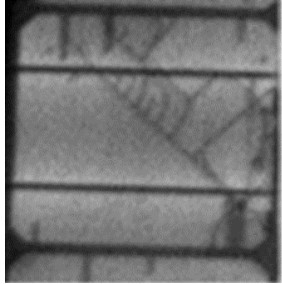
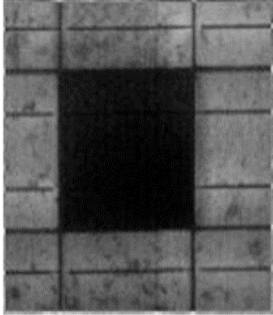
表 7.1-18 组件安装检 EL 验收标准

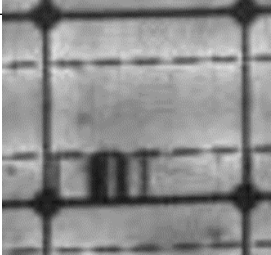
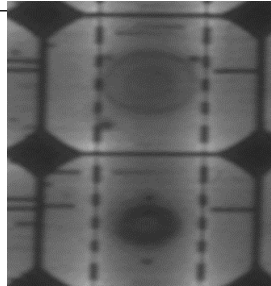
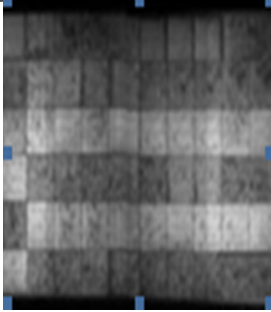
序号	检验项目	试验方法	检验水平	抽检不合格率分档			处理标准
				缺陷类型	问题分档	发生隐裂的组件占样板组件的百分比 X	处理标准（不得低于此）
1	EL 测试	认定标准根据相关规范	特殊检验 S-3 级	致命缺陷	1	$X > 8\%$	索赔工程款的 20%
					2	$5\% < X \leq 8\%$	扣工程款的 10%
					3	$X < 5\%$	正常接收
				轻微缺陷	4	$X \geq 20\%$	扣 15%
					5	$10\% < X < 20\%$	扣 5%
					6	$X \leq 10\%$	正常接收

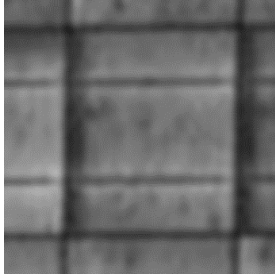
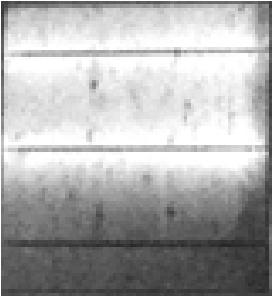
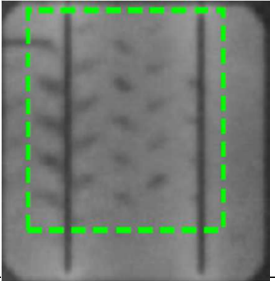
表 7.1-19 组件隐裂认定标准

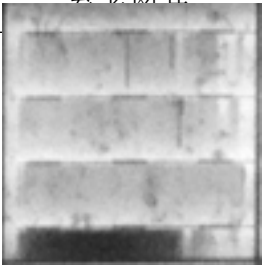
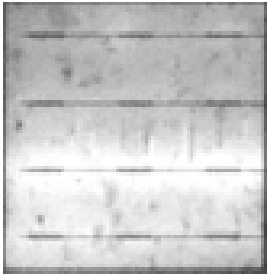
序号	项目	参考图片	判定规格-轻微缺陷	判定规格-致命缺陷	备注
1	电池片边角裂片		单片缺角面积 $\leq 5\%$ ，同一片电池片上只允许 2 个，同一组件上只允许有 9 片	单片缺角面积 $> 5\%$ ，同一片电池片上超过 2 处，同一组件上超出 9 处	

序号	项目	参考图片	判定规格-轻微缺陷	判定规格-致命缺陷	备注
2	电池片中间裂片		不允许	不允许	
3	单线隐裂		数量 ≤ 9 片，单片 ≤ 2 条；隐裂纹不交叉	数量 >9 片，单片 >2 条	
4	双线/交叉线状隐裂		Y、V、X 状隐裂数量 ≤ 6 片，且单片电池片 ≤ 2 处（失效面积 $\leq 5\%$ ）	Y、V、X 状隐裂数量 >6 片，且单片电池片 >2 处（失效面积 $>5\%$ ）	

序号	项目	参考图片	判定规格-轻微缺陷	判定规格-致命缺陷	备注
5	X 型/点状隐裂		整块组件数量 ≤ 5 ，单片电池片数量 ≤ 3	整块组件数量 > 5 ，单片电池片数量 > 3	
6	区域隐裂		缺陷电池片数量 ≤ 1 片	缺陷电池片数量 > 1 片	
7	电池黑片		不允许	不允许	

序号	项目	参考图片	判定规格-轻微缺陷	判定规格-致命缺陷	备注
8	断栅		1.该缺陷电池片在整个组件所有电池片中的比例 $\leq 10\%$ ； 2.断栅面积 $\leq 10\%$ 。	1.该缺陷电池片在整个组件所有电池片中的比例 $> 10\%$ ； 2.断栅面积 $> 10\%$ 。	
9	黑心片		1. 该缺陷电池片在整个组件所有电池片中的比例 $\leq 10\%$ ； 2.该缺陷面积 $> 25\%$ 该电池片面积	1.该缺陷电池片在整个组件所有电池片中的比例 $> 10\%$ ； 2. 该缺陷面积 $> 25\%$ 该电池片面积	
10	电池片混档		如图所示的整串混档不允许	如图所示的整串混档不允许	

序号	项目	参考图片	判定规格-轻微缺陷	判定规格-致命缺陷	备注
11	边缘黑		1. 黑边宽度不超过电池片长度的 1/8; 2. 该缺陷电池片在整个组件所有电池片中的比例<20%; 3. 轻微黑边不计。	1. 黑边宽度超过电池片宽度的 1/8; 2. 该缺陷电池片在整个组件所有电池片中的比例>20%。	
12	虚焊		1. 虚焊面积 $\leq 1/20$, 电池片数量 ≤ 12 片; 2. 虚焊面积 $\leq 1/10$, 6 片 $\leq$ 电池 12 片。	1. 虚焊面积 $>1/20$; 2. 虚焊面积 $\leq 1/20$ 电池片数量 >12 片; 3. 虚焊面积 $\leq 1/10$ 电池片数量 >15 片。	
13	过焊		1. 过焊面积 $\leq 1/30$, 电池片数量 ≤ 10 片; 2. 过焊面积 $\leq 1/20$, 电池片数量 ≤ 6 片。	1. 过焊面积 $>1/20$; 2. 过焊面积 $\leq 1/30$, 电池片数量 >10 片; 3. 过焊面积 $\leq 1/20$, 图像电池片数量 >6 片。	

序号	项目	参考图片	判定规格-轻微缺陷	判定规格-致命缺陷	备注
14	网格片		履带印不明显，电池片数量超过 10%	履带印明显	
15	单片电池内亮斑		不允许	不允许	

（5）其他因乙方原因造成的组件质量问题，乙方应全部解决。

7.1.22 供货范围

供货范围包括但不限于下述内容：

（1）分批次提供单晶硅双面太阳能电池组件（具体数量待签订技术协议时确定）。

（2）配套组件串引出线用接插件，插接件数量根据最终设计方案配置，供货数量应考虑 3%的损耗；

（3）供货清单（包含但不限于）

表 7.1-20 供货清单

序号	设备及部件名称	型号规格及主要技术参数	边框厚度	单位	数量	备注
1	单晶硅双面组件	$\geq 720\text{Wp}$	不小于 30mm	MW		具体数量待签订技术协议时确定
2	接插头	MC4 兼容型	/	套	按需	每 26 块组件为 1 串，组串数量*120%（具体数量依据工程实际情况确定）
3	跨接线	1*4/6mm ² ，含连接器，净线长 2.2 米	/	套	按需	组件竖向布置一侧需提供跨接线缆，组串数量*120%（具体数量依据工程实际情况确定）

7.1.23 由投标人完成的技术文件

投标人应该依据采购清单，提供采购光伏组件的技术参数特性表，由招标人技术人员对技术参数值进行审核。

要求投标人按照给定表格的次序填写，个别项可以不添，但禁止删减和打乱次序。投标人应认真逐项填写技术参数保证值表中投标人保证值，不能空格，也不能以“满足要求”代替，要求按照上述招标人要求值考虑本次供货，如有差异，请填写技术差异表。“投标人保证值”应与型式试验报告相符

光伏组件主要技术性能参数表

序号	名称	单位	投标人提供值	备注
1	光伏组件简要数据			

1.1	型式（如：双面 TopCon 等）			
1.2	组件型号			
1.3	制造厂家/型号			
1.4	光伏组件尺寸（长×宽×高）	mm		
1.5	光伏组件重量	kg		
1.6	电池组件单位面积功率	W		
1.7	电池组件单位面积重量	kg		
1.8	工作温度范围	°C		
1.9	工作湿度	%		
1.10	耐风压（背面）	Pa		
1.11	耐雪压（正面最大载荷）	Pa		
1.12	承受冰雹（直径 25mm 冰球冲击试验速度）	m/s		按照标准 GB/T 9535 (IEC61215)
1.13	减反射膜附着强度	N/mm		
1.14	最大系统电压	V		
1.15	组件串并联光伏专用电缆线型号规格			
1.16	配套接插件型号规格			
1.17	电池组件是否要求接地			
2	组件在大气质量 AM1.5、1000W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下的标称参数			
2.1	峰值功率	W _p		
2.2	功率公差	W		
2.3	组件转换效率	%		
2.4	开路电压（V _{oc} ）	V		
2.5	短路电流（I _{sc} ）	A		
2.6	工作电压（V _{mppt} ）	V		
2.7	工作电流（I _{mppt} ）	A		
2.8	串联电阻	Ω		
2.9	填充因子	%		
3	组件在大气质量 AM1.5、800W/m ² 的辐照度、45℃ 的电池工作温度下的实际参数			
3.1	输出功率	W		
3.2	工作电压（V _{mpp} ）	V		
3.3	工作电流（I _{mpp} ）	A		
4	组件弱光性			
4.1	大气质量 AM1.5、200W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下光电转换效率	%		组件全光照面积转换效率
4.2	大气质量 AM1.5、400W/ m ² 的辐照度、25℃ 的电池工作温度下光电转换效率	%		组件全光照面积转换效率
4.3	大气质量 AM1.5、600W/ m ² 的辐照	%		组件全光照面积

	度、25℃的电池工作温度下光电转换效率			转换效率
4.4	大气质量 AM1.5、800W/ m ² 的辐照度、25℃的电池工作温度下光电转换效率	%		组件全光照面积转换效率
5	光伏组件温度系数			
5.1	峰值功率温度系数	%/K		
5.2	峰值电压温度系数	%/K		
5.3	峰值电流温度系数	%/K		
5.4	开路电压温度系数	%/K		
5.5	短路电流温度系数	%/K		
6	组件功率衰减			
6.1	首年功率衰减	%		
6.2	次年即以后每年衰减	%		
6.3	10 年功率衰减	%		
6.4	25 年功率衰减	%		
6.5	30 年功率衰减	%		
6.6	PID 老化测试前后衰退比率	%		抗 PID 性能： 85oC/85%RH/1000V/192 h 标准下测试，组件功率在 PID 测试老化前后，衰退百分比。
7	盖板玻璃数据			
7.1	玻璃厚	mm		
7.2	透射比	%		
7.3	弯曲度	%		
7.4	钢化度			
8	电池片数据			
8.1	厚度			
8.2	光电转换效率	%		
8.3	少子寿命	μs		
8.4	氧浓度	atoms/cm ³		
8.5	碳浓度	atoms/cm ³		
8.6	备注			
9	粘结剂数据			
9.1	密度	g/cm ³		
9.2	交联度	%		
9.3	对玻璃剥离强度	N/cm		
9.4	对背板剥离强度	N/cm		

9.5	抗拉强度	MPa		
9.6	断裂伸长率	%		
9.7	伸缩率	%		
9.8	黄变指数（1000h）			
9.9	VA 含量	%		
9.10	击穿电压	kV/mm		
9.11	备注			
10	背板数据（如有）			
10.1	背板结构类型			
10.2	背板用氟膜的材料及其厚度	mm		
10.3	背板用氟膜的材料厂商			
10.4	拉伸强度（横向、纵向）	MPa		
10.5	断裂伸长率（横向、纵向）	%		
10.6	尺寸稳定性（横向、纵向）	%		
10.7	体积电阻率			
10.8	层间剥离强度	N/cm		
10.9	背板/硅胶剥离强度	N/10 mm		
10.10	背板/胶带剥离强度	N/10 mm		
10.11	背板/EVA 剥离强度	N/10 mm		
10.12	背板/POE 剥离强度	N/10 mm		
10.13	热收缩率（横向、纵向）	%		
10.14	耐磨性能			
10.15	击穿电压	kV		
10.16	最大系统电压	V		
10.17	水蒸气透过率	g/m ² d		电解传感器法 （38℃/90%RH） 红外传感器法(38℃/90%RH)
10.18	湿热老化颜色变化 Δb^*			
10.19	湿热老化断裂伸长率保持率	%		
10.20	湿热老化与 EVA 粘接力保持率（%）	%		
10.21	软化温度	℃		
10.22	备注			
11	背板玻璃数据（如有）			
11.1	厚度	mm		
11.2	透射比	%		
11.3	整体弯曲度	%		
11.4	局部弯曲度	%		
11.5	钢化度			
11.7	抗冲击性能			

11.8	备注			
12	边框			
12.1	材质			
12.2	厚度	mm		
12.3	壁厚	mm		
12.4	阳极氧化膜厚度	μm		
12.5	韦氏硬度	HW		
12.6	弯曲度	%		
12.7	扭曲度	%		
12.8	耐盐雾腐蚀	级		
12.9	耐磨性	g/μm		
12.10	备注			
13	接线盒数据			
13.1	最大承载工作电流	A		
13.2	最大耐压	V		
13.3	使用温度	°C		
13.4	最大工作湿度	%		
13.5	防护等级			
13.6	防火等级			
13.7	备注			
14	连接线数据			
14.1	长度	mm		
14.2	是否防鼠防蚁咬			
14.3	是否铠装			
14.4	线径	mm ²		
15	焊带/汇流带			
15.1	基材			
15.2	厚度公差	mm		
15.3	电阻率	Ω·mm ² /m		
15.4	抗拉强度（互联条，汇流条）	MPa		
15.5	备注			
16	边框密封胶			
16.1	表干时间	min		
16.2	邵氏硬度			
16.3	拉伸强度	MPa		
16.4	100%定伸强度	MPa		
16.5	断裂伸长率	%		
16.6	剪切强度	MPa, Al-Al		
16.7	体积电阻率	Ω·cm		
16.8	击穿电压	kV/mm		
16.9	阻燃等级			

16.10	备注			
17	旁路二极管			
17.1	旁路二极管类型			
17.2	旁路二极管数量			

认证证书统计表

组件型号			
认证类别	认证机构	所附认证证书在本文件中的对应页码	

测试报告统计表

组件型号			
测试类别	测试机构	所附测试报告在本文件中的对应页码	

7.2 逆变器

本项目选用 300kW 及以上容量的组串式逆变器。逆变器质保期不低于 5 年。逆变器符合 IEC 61215-2005、IEC 61646-2008 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。

逆变器技术要求（不降额工作海拔下）：

（1）效率

最大效率：≥99%

中国效率：≥98.5%

（2）输入参数

最大输入电压：DC1500V

MPPT 电压范围：500~1500V（或更宽）

独立 MPPT 追踪支路数：不少于 6 路

输入路数：不少于 24 路

（3）输出参数

输出电压：AC800V（满足电网电压波动范围）

额定频率：50Hz

功率因数调节范围： ± 0.8

功率因数调节分辨率： $\geq \pm 0.01$

额定有功功率下在超前 0.95 和滞后 0.95 可调

谐波：光伏并网逆变器接入电网时公共连接点的电压总谐波畸变率不应超过 3%，奇次谐波电压含有率不应超过 2.1%，偶次谐波电压含有率不应超过 1.2%。具备低电压穿越能力，穿越能力满足要求。

（4）保护：孤岛保护、低电压穿越、直流反接保护、交流短路保护、漏电流保护、组串检测、浪涌保护、高电压穿越、过热保护、恢复并网。

（5）通讯方式：串口 RS485、Modbus，104，PLC 等。

（6）防护等级：逆变器本体防护等级不低于 IP66。逆变器散热风扇防护等级不应低于 IP68，且宜具备主动除尘功能。逆变器防腐等级不低于 C2，

（7）光伏逆变器的可用度 $> 99.99\%$ ，并具备第三方权威机构的鉴定报告

（8）逆变器的平均无故障时间： ≥ 10 年，使用寿命：25 年安全可靠运行

（9）防雷能力：逆变器必须具备完备的交、直流防雷保护功能，其中，交流进线侧和直流进线侧的防雷保护等级不低于二级。防雷设备损坏后，损坏的防雷器应能够可靠地与交、直流电网脱离（应具备防雷器失效保护装置），同时，应有信号上传至光伏监控系统，要求逆变器开放通讯协议和接口并配合调试。逆变器直流输入、交流输出均具备 20 kA（波形 8/20 μ s，冲击 10 次）雷电流保护能力，直流输入防雷残压小于 2 kV，交流输出防雷保护残压小于 1.5 kV。信号防雷光伏并网逆变器具备可靠的信号防雷功能，逆变器 RS485 信号口具备抗 5 kA（波形 8/20 μ s，冲击 10 次）感应雷保护能力。

（10）逆变器采用蓝牙+APP 连接维护方式，可实现操作人员的现地手动操作和查询。能实时监测并网逆变器的运行参数、状态、故障信息、历史发电量和瞬时发电量等所有运行和历史信息等。逆变器厂家应配合一体化监控系统完成逆变器信息上传光伏场区监控后台的安装与调试工作，一体化监控系统后台应能反应所有逆变器的完整信息。逆变器厂家应配合完成一体化监控系统、一次调频系统方案、功率控制系统后台调试，以及相关涉网试验。

(11) 逆变器的选型和性能须满足当地电网调度机构的相关规定和要求。

(12) 组串式逆变器要求每个支路配备高精度电流检测以及故障检测、IV 诊断功能，并说明每个支路电流检测精度，并提供相应证明。同一路 MPPT 的多个输入支路配置一个电压故障检测单元，电流检测及电压检测单元检测到故障支路后能将故障信息上传至监控后台。

(13) 逆变器需满足一次调频等要求，应预留对应接口；逆变器具备防组件 PID（电势诱导衰减）效应功能。需厂家确定端子是否匹配 N 型 210 双面组件。

7.3 支架

7.3.1 载荷要求

7.3.1.1 设计标准：必须符合项目所在地的强制性建筑结构设计规范（如中国的 GB 50009《建筑结构荷载规范》、GB 50017《钢结构设计标准》、GB 50797《光伏发电站设计规范》等）以及国际通用标准（如 IEC、AS/NZS 1170，ASCE 7 等）。光伏支架的结构设计使用年限为 25 年，结构安全等级为三级，重要性系数不小于 0.90。支架结构抗震设防类别为丁类。当地 50 年一遇基本风压为 0.55kN/m^2 ，25 年一遇基本风压为 0.47kN/m^2 ；50 年一遇基本雪压为 0.2kN/m^2 ，25 年一遇基本雪压为 0.19kN/m^2 。光伏组件倾角为 36° 。组件最低点离地高度为 1.5m。

7.3.1.2 设计应考虑所有可能的荷载组合，包括：

(1) 永久荷载：支架自重、光伏组件重量、线缆重量等。

(2) 可变荷载：风荷载（正压、负压）、雪荷载、积灰荷载、活荷载（安装、维护人员）。

(3) 特殊荷载：地震荷载（根据项目地抗震设防要求）、温度荷载（热胀冷缩影响）。

(4) 安全系数：结构设计必须留有足够的安全裕度（安全系数），通常要求主要承重构件在极限荷载组合下的安全系数不低于 1.5。

(5) 抗风揭能力：支架系统（包括连接件和基础）必须能抵抗项目所在地设计重现期（通常 50 年或更高）的最大风速产生的风压和风揭力，并考虑组件阵列布置、倾角、离地高度等因素。需进行风洞试验或基于规范的风荷载计算验

证。

（6）抗雪压能力：在降雪区域，支架必须能承受设计重现期（通常 50 年）的最大雪压，并考虑积雪不均匀分布、滑落等影响。

7.3.2 结构强度与刚度

7.3.2.1 构件强度：所有结构构件（主梁、次梁、立柱、斜撑、连接件等）的强度必须满足荷载要求，确保不发生屈服或断裂。

7.3.2.2 整体刚度：支架系统需具有足够的整体刚度和稳定性，防止在荷载作用下产生过大的变形（挠度），影响组件正常工作或导致玻璃破裂。通常要求在最不利荷载组合下，主要构件的最大挠度不超过其跨度的 1/200。

7.3.2.3 稳定性：需进行整体稳定性和局部稳定性（如受压构件的屈曲）校核。

7.3.3 耐久性与防腐要求

7.3.3.1 设计寿命

支架系统的设计使用寿命应不低于 25 年，与光伏组件寿命匹配。可采用热浸镀锌、热镀锌合金、热镀锌铝镁合金等防腐方式处理。表面防腐可满足 10 年内可拆卸再利用和 25 年内安全使用的要求。

7.3.3.2 防腐处理（钢支架）

热浸镀锌：镀锌层厚度必须符合相关标准（如 ISO 1461, GB/T 13912），热镀锌支架镀锌层平均厚度不小于 85 μm ，局部最小厚度不小于 65 μm ，实际施工时应避免镀锌层被破坏。关键连接件考虑更厚镀层（如 $\geq 100 \mu\text{m}$ ）或热镀锌+喷涂处理。

镀锌铝镁：合金的镀层厚度应满足双面 275g/m²，实际施工时应避免镀层被破坏。

不锈钢：主要用于关键连接件（如螺栓）。常用材质：奥氏体 304（A2）、316（A4）。

防腐一致性：所有切口、钻孔部位必须进行同等有效的防腐修复处理。

7.3.4 材料要求

7.3.4.1 钢材

（1）主要结构件（主梁、立柱）：常用 Q235B、Q355B（GB 标准）。需提供材质证明书。

（2）地脚螺栓、关键连接螺栓：常用 Q345（8.8 级）或更高强度钢材，需防腐处理。

7.3.4.2 连接件（螺栓、螺母、垫片、压块）

（1）材质：常用碳钢（表面热镀锌或达克罗）或不锈钢（A2-70, A4-80）。严禁不同金属（如碳钢螺栓连接铝型材）直接接触，必须使用绝缘垫片或采取其他防电偶腐蚀措施。

（2）强度等级：螺栓通常要求 8.8 级或更高（不锈钢按相应标准）。需提供强度等级证明。

（3）防松措施：必须采用有效的防松措施，如弹簧垫圈、尼龙锁紧螺母（Nyloc）、双螺母、施必牢（Prevailing Torque）螺母、螺纹锁固胶等，确保在长期振动下不松动。

（4）扭矩要求：供应商需提供明确的安装扭矩值，安装时必须使用扭矩扳手并达到规定扭矩。

（5）密封/绝缘材料：密封胶条（用于组件与压块间）、绝缘垫片/套管等需耐候、耐老化（耐 UV、耐高低温、耐臭氧），使用寿命与系统匹配。

7.3.5 安装与兼容性要求

7.3.5.1 安装便利性

结构设计应简洁、模块化，便于现场快速、准确组装。

连接方式应尽可能标准化、简单化（如螺栓连接），现场不焊接。

提供清晰、详细的安装图纸和作业指导书。

7.3.5.2 角度调节与兼容性

固定倾角：支架应能实现设计要求的精确倾角，并具备一定的微调能力（ $\pm 1^\circ \sim \pm 3^\circ$ ）以适应现场基础误差。

组件兼容性：支架系统（特别是压块和导轨间距）必须兼容项目所选用的光

伏组件尺寸（长度、宽度、厚度）、边框类型（有无安装孔、边框厚度）和重量。压块应能牢固夹持组件边框，不损伤玻璃和边框。

基础兼容性：支架设计需考虑与项目采用的螺旋桩可靠、便捷连接。

排水与防雷要求：结构设计应考虑排水，避免积水。支架系统应作为光伏方阵防雷引下线的一部分，应提供可靠的接地连接点，确保所有金属构件电气连通良好，满足防雷接地要求（接地电阻 $\leq 4\Omega$ 或设计要求）。导轨连接处需确保电气导通性。

7.3.6 制造与质量控制要求

7.3.6.1 制造精度

所有结构件加工尺寸公差应符合图纸要求，确保现场顺利组装。通常要求关键尺寸公差在 $\pm 1\sim 2\text{mm}$ 以内。孔位精度必须保证，避免安装错位。

7.3.6.2 表面处理质量

热浸镀锌层、热镀铝锌合金、热镀锌铝镁合金等防腐措施应连续、光滑、无漏镀、滴瘤、粗糙和毛刺。镀锌层、热镀铝锌合金层、热镀锌铝镁合金层厚度需按批量进行抽检。涂层应均匀、光滑、色泽一致，无漏涂、流挂、起泡、剥落等缺陷。涂层厚度和附着力需抽检合格。

7.3.6.3 包装与运输

包装应能有效保护支架（特别是镀层/涂层）在运输和储存过程中免受损伤、变形和腐蚀。包装应标识清晰（项目名称、部件号、数量、规格、重量、防腐要求、吊装点等）。大型构件需明确吊装点。

7.3.7 测试与认证要求

7.3.7.1 型式试验

支架系统（或关键部件）应通过第三方权威检测机构依据相关标准（如 AS/NZS 1170, UL 2703, IEC 61215 中机械载荷测试部分引申要求，GB/T 37663 等）进行的型式试验，证明其结构强度、稳定性、防腐性能等满足设计要求。测试通常包括：

静态机械载荷测试（模拟风压、雪压）。

动态机械载荷测试（模拟风振）。

抗拉/抗压/抗弯强度测试（关键连接件）。

防腐性能测试（如盐雾试验 ASTM B117，湿热试验等）。

防火等级测试（如适用）。

7.3.7.2 工厂生产控制

制造商应建立完善的质量管理体系（如 ISO 9001）。对原材料（钢材/铝材、锌锭、涂料、螺栓等）进行入厂检验，索要材质证明。关键工序（下料、冲孔、焊接、镀层/喷涂、组装）进行过程检验。成品进行出厂检验（外观、尺寸、数量、防腐层厚度抽查等）。

7.3.7.3 现场验收

支架运抵现场后，需进行开箱检验，核对规格型号、数量、外观质量、防腐状况、随箱文件（合格证、材质证明、检测报告等）。安装过程中及完成后，需按规范检查安装质量（垂直度、水平度、倾角、螺栓扭矩、防松措施、接地连接等）。

7.3.8 文件要求

7.3.8.1 技术文件

详细的结构计算书（含荷载计算、结构分析、构件校核等），由注册结构工程师签章确认。

全套施工图纸（总装图、部件图、基础图、安装图、接地图）。

材料清单（BOM）。

安装操作手册/作业指导书（含扭矩值、安装步骤、注意事项）。

防腐处理说明及质保文件。

型式试验报告。

出厂检验报告。

产品合格证。

材质证明文件。

7.3.8.2 项目特定性

以上要求是通用性的。具体项目必须根据项目所在地的地理位置（风速、雪载、地震烈度、腐蚀等级）、地形、气候条件、土壤条件、所选组件规格、基础

类型等进行详细设计和定制化要求。

7.3.8.3 规范优先

技术要求必须严格遵守项目所在地的最新有效版本的国家标准、行业标准和地方规范。当规范要求高于本清单时，以规范为准。

7.3.8.4 供应商资质

应选择有丰富经验、良好信誉、具备相应生产能力和质量保证体系的合格支架供应商。

7.4 AIS 设备

本项目 330kV 升压站电气主接线采用双母线接线，设备采用户外 AIS，进出线间隔设备额定电流按 3150A 选择；330kV 母线额定电流按 3150A 选择。

表 7.4-1 AIS 设备技术参数表

序号	设备名称	型式及主要参数	备注
1	AIS	断路器	363kV, 3150A, 63kA/3s
		隔离开关	363kV, 3150A, 63kA/3s
		接地开关	363kV, 63kA/3s
		快速接地开关	363kV, 63kA/3s
		电流互感器	363kV(500, 600, 2000) /1A 363kV(600, 2500) /1A
		电压互感器	三相, 363kV (330/√3) / (0.1/√3) / (0.1/√3) / (0.1/√3) /0.1kV 0.2/0.2 (3P) /0.2 (3P) /6P 10/50/50/100VA
		主母线	363kV, 3150A
		分支母线	363kV, 3150A
			1#站 2#站
2	线路电压互感器	三相, 363kV (330/√3) / (0.1/√3) / (0.1/√3) / (0.1/√3) /0.1kV 0.2/0.2 (3P) /0.2 (3P) /6P 10/50/50/100VA	
3	避雷器	Y10W-300/727	

7.5 主变压器

本项目配置 7 台主变压器, 3 台 280MVA 主变(暂定)、4 台 320MVA 主变(暂定)。本标段配置 3 台主变压器, 3 台 280MVA 主变(暂定)。变压器采用户外、三相双绕组(带平衡绕组)、导向油循环风冷、有载调压电力变压器, 不低于 2 级能效; 包括专用工具; 随机备品备件。主变质保期不低于 2 年。允许长期 1.1 倍过载。具体配置见接入系统评审意见。

表 7.5-1 主变压器技术参数表

序号	名称	项目		标准参数值	
1	额定值*	变压器型式或型号		SFZ20-320000/330 SFZ20-280000/330	
		额定电压（kV）	高压绕组	345	
			低压绕组	37	
		额定频率（Hz）		50	
		额定容量（MVA）		320/280	
		相数		3	
		调压方式		有载	
		调压位置		中性点调压	
		调压范围		有载：±8×1.25%	
		中性点接地方式			
		主分接的短路阻抗和允许偏差 （全容量下，暂定）		短路阻抗 （%）	允许偏差 （%）
					±5
		冷却方式		ONAF	
		联结组标号		YN，yn0+d11	
2	温升限值（K）	顶层油		55	
		绕组（平均）		65	
		绕组（热点）		78	
		油箱、铁心及金属结构件表面		75	
3	工频电压升高 倍数和持续时间	工频电压升高倍数		空载持续 时间	满载持续 时间
		1.05		连续	连续
		1.1		连续	连续
		1.3		1min	——
4	变压器油	提供的新油 （包括所需 的备用油）	过滤后应达到油的 击穿电压（kV）	≥50	
			tanδ（90℃）（%）	≤0.5	
			含水量（mg/L）	≤15	

主变压器中性点接地装置技术参数如下：

- （1）中性点隔离开关：252/1250A；
- （2）中性点避雷器：Y1.5W-144/320；
- （3）放电间隙调整范围：190-320mm（可调）；
- （4）电流互感器：100/1A 5P30/5P30 15VA。

本项目配置 7 套小电阻成套装置，本标段配置 3 套小电阻成套装置。

7.6 35kV 升压变压器

本项目单个发电单元拟采用 2400kVA, 4800kVA, 5000kVA 三个型号的 35kV 华式箱变，变压器不低于二级能效等级。箱变壳体采用冷轧钢板材质，表面采用耐候喷粉防护，内部开关知名品牌。选用预装式，变压器本体防护等级不应低于 IP65，高、低压室防护等级不应低于 IP54，低压室配置分体式尘密通风器，满足室外安装的使用要求。箱变内变压器选用油浸自冷式双绕组升压变压器，高压侧采用断路器+三工位隔离开关组合电器。低压侧采用智能框架断路器。连接组别为 Dy11，短路阻抗为 $U_d\% = 6.5、7、7$ ，变比为 $37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.8\text{kV}$ 。箱变内含一台干变 SG-5kVA/0.8kV，Dyn11， $U_k = 4\%$ ， $0.8 \pm 2 \times 2.5\% / 0.38\text{kV}$ 。包括专用工具；随机备品备件。变压器高、低压侧绕组必须使用铜质材料，纯度为 99.99%。箱式变压器质保期不低于 2 年。

7.6.1 35kV 升压变压器

表 7.6-1 35kV 升压变压器技术参数表

序号	名称	项目		标准参数值	
1	额定值*	型号		S20 油浸式双绕组箱变压器	
		额定电压（kV）	高压绕组	37	
			低压绕组	0.8	
		额定频率（Hz）		50	
		额定容量（kVA）		2400kVA，4800kVA，5000kVA	
		相数		3	
		调压方式		无励磁调压	
		调压位置			
		调压范围		$\pm 2 \times 2.5\%$	
		中性点接地方式		不接地运行	
		主分接的短路阻抗和允许偏差（全容量下）		短路阻抗（%）	允许偏差（%）
		冷却方式		自冷	
		联结组标号		Dy11	
2	绝缘水平*	雷电全波冲击电压（kV，峰值）			
		雷电截波冲击电压（kV，峰值）			
		短时工频耐受电压（kV，方均根值）	高压线端		
			低压线端		
3	绝缘等级	/			

7.6.2 低压侧断路器

箱变低压侧 800V 断路器应具有远动操作功能，主要参数如下：

- （1）额定电压：800V
- （2）额定电流：5000/4000/2000A
- （3）额定频率：50Hz
- （4）额定短时耐受电流：70kA/1s
- （5）额定运行分断能力：70kA（Ics）

自身带有智能脱扣装置，对低压线路实现短路和过载、接地等保护功能。断路器应有低温试验报告，最低允许工作温度按-40℃。

7.7 35kV 配电装置

本项目 35kV（主变低压侧）配电装置选用铠装移开式开关柜，按照短路电流水平，35kV 设备额定开断电流为 31.5kA，动稳定电流峰值 80kA。主变开关柜选用 3150A、31.5kA 真空断路器；站用变、出线开关柜选用 1250A、31.5kA 真空断路器，SVG 和调相机选用 1250A、31.5kA SF6 断路器。

表 7.7-1 35kV 开关柜技术参数表

序号	名 称		单位	标准参数值
1	型号			
2	结构形式			
3	额定电压		kV	40.5
4	额定电流		A	3150/1250
5	温升电流		A	1.1*Ir
6	额定工频 1min 耐受电压（相对地）		kV	95
7	额定雷电冲击耐受电压峰值 （1.2/50 μ s）（相对地）		kV	185
8	额定短路开断电流		kA	31.5
9	额定短路关合电流		kA	80
10	额定短时耐受电流及持续时间		kA/s	31.5/4S
11	额定峰值耐受电流		kA	80
12	辅助和控制回路短时工频耐受电压		kV	2
13	局部放电	试验电压	kV	1.1 $\times$ 40.5 / $\sqrt{3}$
		单个绝缘件		≤ 3
		电压互感器、电流互感器		≤ 10
14	供电电源	控制回路	V	DC220
		辅助回路	V	AC220/AC380
15	燃弧持续时间		s	
16	使用寿命		年	≥ 40
17	防护等级	柜体外壳		
		隔室间		
18	丧失运行连续性类别			LSC2
19	柜壁厚度		mm	≥ 2

7.8 站用变压器

本项目每个升压储能站设置 2 台工作站用变压器和 1 台备用站用变压器，2

台工作变分别接于不同主变 35kV 侧母线。备用变电源考虑从站外系统站 10kV 侧引接。#1 升压储能站工作站用变压器、备用站用变压器容量取 2000kVA，#2 升压储能站工作站用变压器、备用站用变压器容量取 1250kVA。

表 7.8-1 站用变压器技术参数表

序号	名称	项目		标准参数值	
1	额定值*	型号		SCB14	
		额定电压（kV）	高压绕组	37	
			低压绕组	0.4	
		额定频率（Hz）		50	
		额定容量（kVA）		2000/1250	
		相数		3	
		调压方式		无载调压	
		调压位置		中性点调压	
		调压范围		37±2×2.5%/0.4	
		中性点接地方式		不接地	
		主分接的短路阻抗和允许偏差(全容量下)		短路阻抗（%）	允许偏差（%）
				6	±5
2	绝缘水平*	雷电全波冲击电压（kV，峰值）		200	
		雷电截波冲击电压（kV，峰值）		220	
		短时工频耐受电压（kV，方均根值）	高压线端	85	
			低压线端	/	
3	绝缘等级	/			

7.9 无功补偿 SVG

#1 升压储能站配置 2 套容量为±50MVar 的 SVG 动态无功补偿成套装置（液冷直挂式）和 2 套容量为±45MVar 的 SVG 动态无功补偿成套装置（液冷直挂式）；#2 升压储能站配置 6 套容量为±55.5MVar 的 SVG 动态无功补偿成套装置（液冷直挂式）。能从感性到容性连续调节，调节范围为±100%，动态响应时间不大于 30ms，无功动态调整的响应速度应与光伏电站高、低电压穿越能力

相匹配，确保在调节过程中光伏电站不因高、低电压而脱网。

每套 35kV 动态无功补偿装置主要包括：1 套额定容量的以大功率可关断电力电子器件组成的逆变器为其核心部分的 SVG 型静止无功发生器成套装置，并成套配备相应的自动控制监控和保护系统等成套装置，SVG 装置使用年限不少于 30 年。单套装置包括静止无功发生器（SVG）、隔离开关等。成套装置不得设置 FC 回路，SVG 容量不允许有负偏差。

安装地点：户外安装。

每套成套装置以进线无功功率及母线电压作为控制目标，动态跟踪电网电能质量变化，并根据变化情况动态调节无功输出，实现变电站在任意负荷下的高功率因数运行；应满足无功功率、电压调节、功率因数及谐波治理等的技术要求，并要求达到以下技术指标：

1) 输出容量

成套装置以 330kV 侧母线无功功率、330kV 母线电压作为控制目标，SVG 装置在额定范围内无功双向连续快速可调。同一目标下的各 SVG 可以协调工作。

2) 响应时间

SVG 装置可动态跟踪电网电压变化，并根据变化情况动态调节无功输出，实现稳定电压的作用。动态响应时间不大于 30ms。

3) 过载能力

成套装置应具有短时过载能力。过载无功补偿容量为成套装置总容量的 10%，时间持续 3min 开始报警；过载无功补偿容量为成套装置总容量的 20%，时间持续 1min 保护停机。

4) 冷却方式

成套装置采用液冷，技术先进、运行安全可靠，适应现场环境。SVG 冷却系统应采用高质量密闭水冷却系统，采用行业中目前最先进的工程方法。冷却系统的设计和制造基准是保证装置在各种额定的环境条件下适应 IGBT 单元阀组的各种运行工况。

冷却系统能长期稳定运行，不允许有变形、泄漏、异常振动和其他影响 IGBT 单元阀组正常工作的缺陷。管路系统的设计保证其沿程水阻为最小。所有机电设

备和仪表的选型，均选择优质知名的可靠产品，材料的选择应考虑系统在长期高电压运行环境下产生的腐蚀、老化、损耗的可能性。冷却系统的密封方式和密封材料的选型确保冷却系统正常运行时无泄漏。

5) 谐波电压

注入系统公共连接点（P.C.C.点）330kV 母线的谐波电压总畸变率、奇次谐波电压含有率、偶次谐波电压含有率均满足中华人民共和国国家标准《GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波》的要求。

6) 谐波电流

注入系统公共连接点（P.C.C.点）330kV 母线的各次谐波电流满足中华人民共和国国家标准《GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波》的要求。

7) 三相电压不平衡度

负载在电网公共连接点 330kV 母线引起的电压不平衡度 $\leq 1.3\%$ ，满足中华人民共和国国家标准 GB/T 15543《电能质量 三相电压不平衡》的要求。

8) 电压波动

去除背景电压波动后，在电网公共连接点 330kV 母线的电压波动 $d\% \leq 1.5\%$ ，满足中华人民共和国国家标准 GB 12326《电能质量 电压波动和闪变》的要求。

9) 功率因数

在成套装置的补偿容量足够的前提下，330kV 母线经补偿后其月平均功率因数 $\cos \Phi \geq 0.98$ ，且不过补偿，并满足甘肃省电网公司接入要求。

10) 成套装置噪声： $< 75\text{dB}$

11) 成套装置损耗： $<$ 控制对象额定功率的 0.8%

12) 过电压能力：120%额定电压

13) 本项目海拔在 1700m-2000m 之间，电气设备按海拔 2000m 进行修正，配电装置采用绝缘补偿系数修正的高原型配电装置，设备出厂时工频和冲击试验电压都应乘以绝缘补偿系数。

14) 连接主母线为铜母线；所有支撑绝缘子要求为防污型。

15) 低电压、高电压穿越能力

无功补偿设备的低电压、高电压穿越能力应不低于本项目光伏逆变器的穿越能力，能够满足低电压、高电压穿越要求。相关要求应参照 GB19964-2024《光伏电站接入电力系统规定》的要求。

（1）低电压穿越能力

a) 光伏电站并网点电压跌至 0 时，无功补偿装置应能不脱网并网连续运行 150ms；

b) 光伏电站并网点电压跌至标称电压的 20% 时，无功补偿装置应能不脱网并网连续运行 625ms；

c) 光伏电站并网点电压跌至标称电压的 20% 以上至 90% 时，无功补偿装置应能在下图所示的阴影区域内不脱网连续运行。

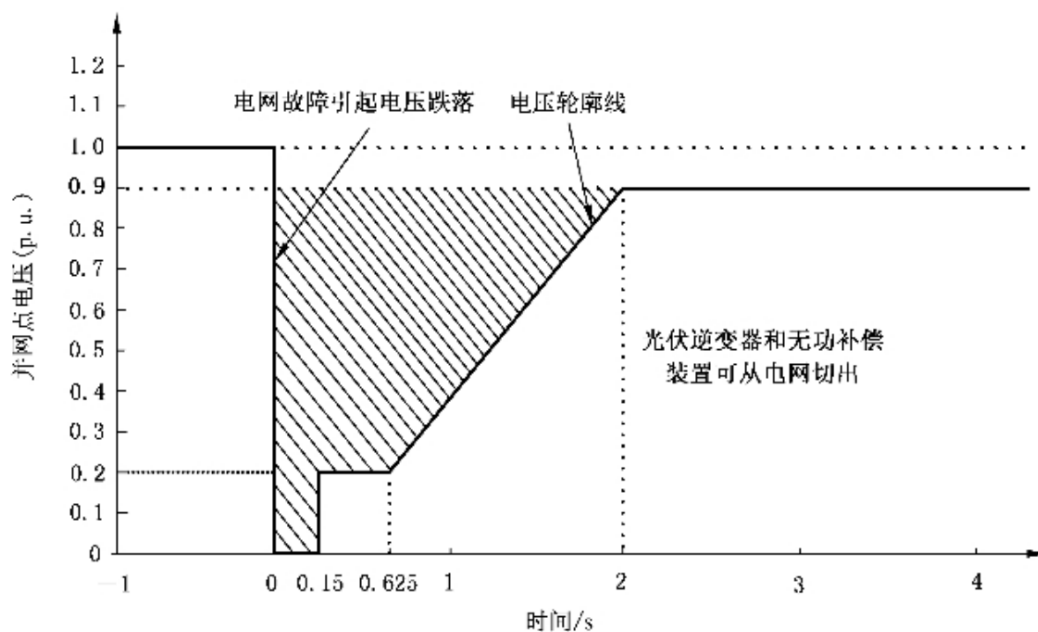


图 7.9-1 低电压穿越要求图

（2）高电压穿越要求

a) 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 125% 以上至 130% 时，无功补偿装置应能不脱网并网连续运行 500ms；

b) 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 120% 以上至 125% 时，无功补偿装置应能不脱网并网连续运行 1s；

c) 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 110% 以上至 120% 时，无功补偿装置应能不脱网并网连续运行 10s。

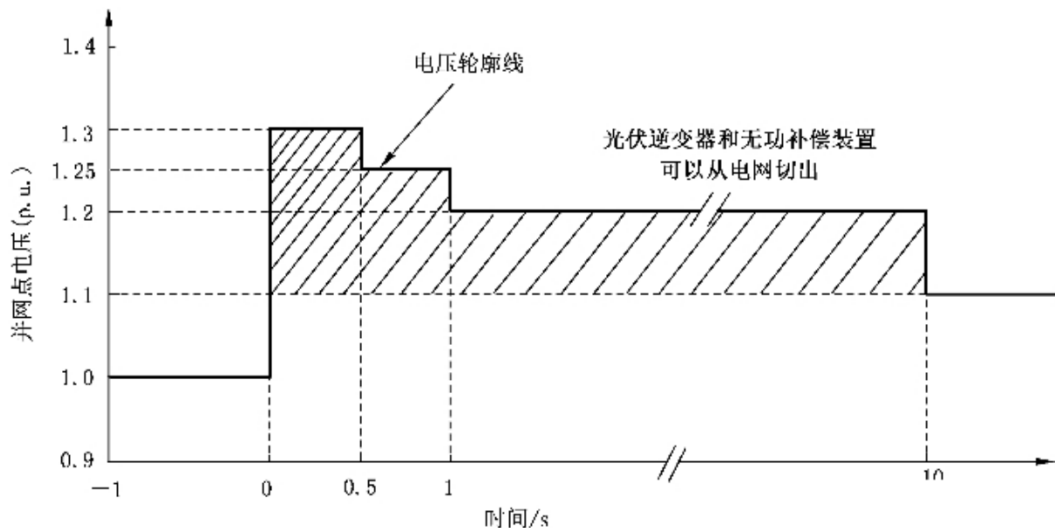


图 7.9-2 高电压穿越要求图

7.10 调相机

本标段调相机配置方案以电力系统接入方案及评审意见为准。

所有设备的供货及现场安装指导，包括但不限于：

调相机本体及其附属设备、励磁系统、SFC 系统、调相机变压器及连接母线、变配电系统（满足本调相机供电，包括 35kV、10kV 和 400V）、站用变压器（站用变系统应满足调相系统及其附属设备负荷用电）、监控系统、继电保护及安全自动装置、数据网系统、操作电源系统、配套辅助系统、配套高低压电缆终端、控制电缆、光缆及附件等设备和材料的设计、制造、提供图纸资料、出厂试验、供货、包装、发运、现场交货、现场安装指导、现场调试指导、验收、设备对接、涉网接入许可配合等工作。

提供的调相机组及其附属设备必须布置在设计区域内，涉网通讯等设备需与升压储能站一二次设备充分兼容且保证性能满足要求。提供正常运行所需全套设备和材料、安装附件（例如螺栓、法兰、线缆等）、满足第一次运行所必须的（例如油料、气体、充液）等材料、满足招标人对安装、调试、运行和设备性能的要求，并提供保证设备安装、调试、投运相关的技术服务和配合、随机备品备件、专用工具、技术资料、图纸等。

7.10.1 调相机原则接线及布置介绍

本项目在#1 升压储能站内设置 1 台单机容量为 50Mvar 的分布式调相机并预

留 1 台分布式调相机的安装位置及接口，在#2 升压储能站内设置 6 台单机容量为 50Mvar 的分布式调相机。本项目共配置 7 台分布式调相机，总容量 350Mvar。本标段在#1 升压储能站内设置 1 台单机容量为 50Mvar 的分布式调相机并预留 1 台分布式调相机的安装位置及接口。

7.10.2 调相机主要技术参数

因本标段调相机尚未明确容量，本次调相机采用暂考虑采用空空冷却或空水冷却方式的隐极调相机，励磁方式采用静态励磁，其他主要参数为：

额定容量:50MVar。

额定电压:10.5kV

额定频率:50Hz

额定转速:3000r/min

定子绕组绝缘等级:F（B 级温升考核）

转子绕组绝缘等级:F（B 级温升考核）

定子铁芯绝缘等级:F（B 级温升考核）

短路比:>1

直轴超瞬变电抗（饱和值） $X_d \leq 10\%$

定子绕组接线方式:Y

冷却方式:空空冷却或空水冷却

承受负序能力:稳态（ I_2/I_n ）:>8%暂态（ $(I_2/I_n) 2t$ ）: ≥ 8 秒

励磁方式:静态励磁式干式

噪声:<85Db（A）（距外壳水平 1m，高度 1.2m 处）

7.11 电缆

组件组串至组串式逆变器的电缆采用光伏专用电缆。组串式逆变器至箱式变压器电缆采用铝芯电缆。箱变至 35kV 开关站采用铝芯电缆+钢芯铝绞线架空线路的方式。控制电缆采用交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜丝屏蔽钢带铠装铜芯电缆，电缆截面不小于 1.5mm^2 ，其中电流回路电缆截面不小于 4mm^2 ，电压回路电缆截面不小于 2.5mm^2 。

高、低压动力和控制电缆采用 ZRC 级阻燃电缆，消防等重要电缆采用耐火

电缆。直埋电缆及控制电缆全部采用铠装电缆。

电缆导体的最高额定工作温度：导体允许最大连续运行温度不小于为：90℃（交联聚乙烯绝缘）。短路时（最长持续时间不超过 5s）电缆导体的最高温度：交联聚乙烯绝缘不超过 250℃。成品电缆应通过 IEC332-3 或 GB/T18380-2001《电线电缆成束燃烧试验》的要求。电缆不应有抽芯和接头现象发生。

电缆应适合安装于户内、户外，直埋，暴露于空气中，敷设于保护管中，桥架中，电缆沟中。电缆允许弯曲半径应符合 GB/T12706 标准。最小弯曲直径为电缆弯曲试验用圆柱体直径的 7 倍。

电缆结构除符合 GB/T 12706.2 的规定外，还应满足以下要求。

（1）导体

导体表面应光洁、无油污、无损伤屏蔽及绝缘的毛刺、锐边，无凸起或断裂的单线。导体应为圆形并绞合紧压，紧压系数不小于 0.9。

（2）挤出交联工艺

导体屏蔽、绝缘、绝缘屏蔽应采用三层共挤工艺，全封闭化学交联。绝缘料采用交联聚乙烯料，半导体屏蔽料采用交联型材料，绝缘料和半导体料从生产之日到使用不应超过半年。生产厂家提供对产品工艺制造水平的描述，包括干式交联流水线方式，生产设备中的测偏装置、干式交联，冷却装置的描述等。

（3）屏蔽

所有电缆的绝缘线芯上均应有金属屏蔽，可以在单根绝缘线芯上也可在几根绝缘线芯上包裹金属屏蔽。当单芯和三芯电缆绝缘线芯应由导体屏蔽和绝缘屏蔽组成。

1) 导体屏蔽

导体屏蔽为挤包的交联半导体层，电阻率不大于 $100 \Omega \cdot \text{cm}$ 。半导体层应均匀地包覆在导体上，并和绝缘紧密结合，表面光滑，无明显绞线凸纹，不应有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。在剥离导体屏蔽时，半导体层不应有卡留在导体绞股之间的现象。

导体屏蔽标称厚度为 0.8mm。

2) 绝缘屏蔽

绝缘屏蔽为挤包的交联半导体层，半导体层应均匀地包覆在绝缘表面，表面应光滑，不应有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。绝缘屏蔽应为可剥离型。绝缘屏蔽的标称厚度为 0.8mm。

三芯电缆绝缘屏蔽与金属屏蔽之间应有沿缆芯纵向的相色（黄绿红）标志带，其宽度不小于 2mm。

3) 金属屏蔽

金属屏蔽用重叠绕包的软铜带（或软铜丝）组成，电阻率不大于 $0.0180 \Omega \cdot m$ （20℃），绕包连续均匀、平整光滑、没有断裂，铜带间绕包平均搭盖率不小于 15%（标称值）。铜带标称厚度为 0.10mm，且三芯屏蔽应接触良好。

铜带的最小厚度应不小于标称值的 90%。

（4）绝缘

绝缘标称厚度为 10.5mm，任一点最小测量厚度应不小于标称值的 90%-0.1。任一断面的偏心率 $[(\text{最大测量厚度} - \text{最小测量厚度}) / \text{最大测量厚度}]$ 应不大于 15%。

26/35kV 电缆的绝缘偏心度应符合下式规定：

$$(\text{t}_{\max} - \text{t}_{\min}) / \text{t}_{\max} \leq 15\%$$

式中： $\text{t}_{\max}$ ——绝缘最大厚度，mm；

$\text{t}_{\min}$ ——绝缘最小厚度，mm；

t_n ——绝缘标称厚度，mm。

$\text{t}_{\max}$ 和 $\text{t}_{\min}$ 在绝缘同一断面上测得。

（5）填充及隔离套

缆芯采用与电缆运行温度相适应的非吸湿性聚丙烯撕裂薄膜填充，应紧密无空隙，并保证在成品电缆段附加老化试验后不粉化。三芯成缆后外形应圆整。

隔离套采用挤包型，任一点最小厚度应不小于标称值的 80%-0.2。

（6）铠装

铠装采用双层镀锌钢带，螺旋绕包两层，外层钢带的中间大致在内层钢带间隙上方，包带间隙应不大于钢带宽度的 50%，绕包应平整光滑， $3 \times 240 \text{ mm}^2$ 以上电缆的钢带标称厚度为 0.8 mm， $3 \times 240 \text{ mm}^2$ 及以下电缆的钢带标称厚度为 0.5

mm。

（7）外护套

外护套应采用聚乙烯料挤包。

外护套符合 GB/T 2952.2-2008，任一点最小厚度应不小于标称值的 80%-0.2。

外护套通常为黑色或红色，也可以按照制造方和买方协议采用黑色以外的其他颜色，以适应电缆使用的特定环境。外护套应经受 GB/T 3048.10-2007《电力电缆电性能试验方法第 10 部分：挤出护套火花试验》规定的火花试验。

（8）电缆阻燃要求

采用阻燃电缆时，电缆的阻燃特性和技术参数要求需符合 GB/T 19666 的相关规定。

（9）密封和牵引头

电缆两端应用防水密封套密封，密封套和电缆的重叠长度应不小于 200mm。如有要求安装牵引头，牵引头应与线芯采用围压的连接方式并与电缆可靠密封，在运输、储存、敷设过程中保证电缆密封不失效。

7.12 电气二次设备

电气二次设备具体方案以接入系统评审意见为准。

7.12.1 系统保护及安全自动装置

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》、《光伏电站接入电力系统技术规定》的规定，结合电网系统继电保护配置要求及本项目的具体情况，确定如下保护配置方案。

7.12.1.1 330kV 线路保护

升压储能站 330kV 线路两侧各配置 2 套完全独立的全线速动光纤电流差动保护，每套保护还配置有独立的阶段式相间距离、接地距离及零序电流方向保护做后备保护，并且每套保护应具有远方跳闸功能。每套线路保护配置综合重合闸装置，可实现单相、三相、禁止即停用重合闸方式。在三相重合闸方式时，应可实现检同期或检无压重合。

重合闸装置应只实现一次重合闸，对于线路两侧的重合闸，应可实现顺序重合。线路两侧保护厂家、型号及版本需一致。两套保护装置采用不同厂家的产品，

独立组屏，保证线路在各种运行情况下至少都有一套全线速动保护投入，使线路发生的各种故障都能被快速切除，保证电力系统安全稳定运行。每回线路的保护屏上配置一套断路器分相操作箱。断路器非全相保护由断路器本体实现。每套保护均采用 2 路专用光纤通道。

7.12.1.2 330kV 母线保护

升压储能站 330kV 母线为双母线接线，升压储能站 330kV 母线均按双重化原则配置 2 套在系统各种运行方式下母线故障时均能正确动作、快速切除故障母线的母线保护装置（包括电流差动保护、断路器失灵保护功能等），失灵保护与母线差动保护共用出口。保护动作跳开母线上所有间隔，保证系统安全稳定运行。每套母线保护装置组 1 面柜。

7.12.1.3 35kV 母线保护

为了保证系统安全稳定运行，升压储能站 35kV 母线每个单母线均配置 1 套微机型母线保护。

7.12.1.4 故障录波装置

为了分析电站事故过程中的动作情况，了解系统事故过程中继电保护装置的动作行为，各电站升压储能站均配置微机故障录波器对站内相应的各种模拟量和开关量进行录波，用于电力故障动态记录与分析。每台装置容量配置均为 96 路模拟量、128 路开关量。录波回路包括：330kV 线路、主变、35kV 汇集线、站变、SVG 出线、FC 出线、调相机出线、直流系统各段母线对地电压等。全站录波装置独立组网，录波信息直接上送至调度，并应满足接入调度双平面和二次系统安全防护要求。

本项目每座升压储能站配置故障录波装置 5 台，组 5 面柜。

7.12.1.5 保护及故障信息子站

为有效利用保护和故障录波器的各种信息，提高对故障的分析处理能力，加快事故处理速度，需将升压储能站内不同的继电保护装置和故障录波信息集中，统一进行处理，并可提供统一的分析界面，按照《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285）要求，本期每个升压储能站配置保护故障信息处理子站 1 套。保护故障信息处理子站柜布置于在二次设备室，由保信子站主机及网络设备

构成。保信子站主要功能为：调用保护和故障录波的数据、进行远方保护定值的调用、进行事故分析等高级应用。保护信息接入调度数据网 I 区，录波信息独立组网接入调度数据网 II 区。

7.12.1.6 防孤岛保护功能

电网失压时，系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态称为孤岛现象。非计划性孤岛效应的发生，可能危及线路维护人员和用户的生命安全，干扰电网的正常合闸，以及使得孤岛中的频率和电压失去控制。每个升压储能站应配置一套防孤岛保护，当监测到孤岛时，必须在规定的时限内将该光伏电站与电网断开，防止出现孤岛效应。防孤岛保护动作时间应与电网侧备自投、重合闸动作时间配合。

7.12.1.7 安全稳定控制装置

安全稳定控制系统依据《电力系统安全稳定导则》（GB38755-2019）所规定的安全稳定标准进行配置，按满足电力系统同步运行稳定性的分级标准的要求，设置不同功能的安全稳定控制系统，建立起保持电力系统安全稳定运行的三道防线，使系统在某一特定严重程度的扰动下，通过切机、机组减出力、解列等措施，防止事故进一步扩大，保证系统不会全面崩溃瓦解，使系统保持在某一规定的安全水平（状态），并应保证电力系统安全稳定的可靠性要求。按照电力系统安全稳定导则建立三道防线，采用分层分区控制，尽可能避免大规模的区域性安全稳定控制系统，每个升压储能站 330kV 安全稳定控制装置暂按双重化配置考虑。为保证故障状态下电力系统和新能源电站的安全稳定运行，本项目每个升压储能站各出线考虑配置 1 套频率电压紧急控制装置。当 330kV 侧出现频率或电压异常时，可调节电站有功、无功出力。根据《新能源场站全景监控通用技术规范》（Q/GDW12056-2020），通过 35kV 及以上电压等级并网或装机容量在 40MW 及以上的风电场和光伏电站应加装全景监控系统。该系统主要由安全稳定控制层、紧急态监控层、场区网络层和源端终端层组成。

每个升压储能站配置 2 套安全稳定控制子站装置及相应通信接口装置，组 2 面屏布置于二次设备室；全景监控系统设备在后期完善，预留全景监控系统安装位置及接口，具体包括：（1）箱变处预留源控终端安装位置及接线端子；（2）

光伏场光纤环网预留相关备用纤芯；（3）升压储能站预留紧急态控制设备屏柜位置及接口等。

7.12.1.8 故障测距装置

本项目古浪黄花滩西区 800MW 光伏项目#1 升压储能站 330kV 出线接入凉州北 750kV 汇集站线路长度约 55km，古浪黄花滩东区 1200MW 光伏项目#2 升压储能站 330kV 出线接入古浪黄花滩西区#1 升压储能站线路长度约 32km，每个升压储能站均配置 1 套故障测距装置。

故障测距采用双端故障测距装置，模拟量采样。

7.12.2 系统调度自动化

7.12.2.1 远动系统

（1）调度关系

各升压储能站远动信息量满足调度要求并直采直送，信息通过调度数据网传至调度主站。

（2）远动信息的采集及内容

远动信息采取“直采直送”原则，直接从 I/O 测控装置获取远动信息。远动信息内容应满足《电力系统调度自动化设计规程》DL/T5003 的要求，包括时序标识以确保调度端对风光储运行管理的时效性分析。为实现调度端对其运行情况的监控和对风光储的运行管理的要求，需监控以下信息：

遥测量：330kV 线路的三相电压、三相电流、有功功率、无功功率、有功电度、无功电度、功率因素；变压器和 35kV 线路、站用变的三相电流、有功功率、无功功率；无功补偿装置的三相电流、无功功率；330kV 和 35kV 母线电压、频率；

35kV 开关柜断路器动触头温度、电缆接头温度；

光伏电站并网点电压、电流、频率；

光伏电站主升压变高压侧出线的有功功率、无功功率、发电量；

光伏电站高压侧断路器和隔离开关的位置；

光伏电站气象监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度；

光伏发电总有功功率、无功功率；

蓄电池正反向电流、蓄电池电压、充电器进线电流和电压、直流母线电压、直流系统正对地电压、直流系统负对地电压、实时充/放电功率、与运行模式（充电/放电/待机）数据、荷电状态；

调相机当前无功功率输出数据、有功损耗估计值数据、投切状态（投运/待机/检修）数据、励磁系统运行状态（正常/过励/欠励等）数据及实际母线电压数据；

遥信量：

330kV、35kV 断路器位置信号；

隔离刀闸、隔离手车、接地刀闸位置信号；

380V 断路器位置信号；

直流主回路开关位置信号；

保护动作总信号、重合闸动作信号；

事故总信号；

保护装置故障、告警信号；

控制回路断线信号；

直流系统异常信号等；

主变分接头档位；

光伏发电单元的运行状态，包括逆变器和单元升压变运行状态等；

遥控量：

有功控制指令；

无功/电压控制指令；

有功、无功/电压控制投退指令、以及对相关限制的设置指令。

330kV、35kV 断路器分合；

330kV、35kV 电动隔离开关、电动接地开关的分合。

主变有载分接开关分接头的升降档操作。

主变中性点隔离开关的分合。

站用电 380V 进线断路器的分合。

（3）远动信息传输

远动信息传输采用两个平面数据网通信互为备用的方式向各级调度传输远动信息，网络通信采用 DL/T634.5104 规约。

7.12.2.2 电能质量监测装置

根据《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW1617-2015）等要求，在升压储能站配置一套电能质量监测装置，用于监测 330kV 出线侧的电能质量，监测内容包括电压和频率偏差、三相电压和三相电流幅值相位不平衡度、负序电流、谐波、电压波动等，送入电网的电能质量必须满足国家标准。相关监测装置应为满足《电能质量监测装置技术规范》（DB32/T1841）及《电能质量监测设备通用要求》（GB/T19862）要求的 A 级电能质量监测装置。

根据规程要求相关监测数据储存记录应至少能保存 1 年。电能质量须经第三方有资质的单位进行预测和监测评估，合格后方可接入电网。

7.12.2.3 同步相量测量装置（PMU）

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》要求，对于接入 220kV 及以上电压等级的大型光伏电站应装设同步相量测量单元（PMU）一套，接入数据网接入设备，将功角相量信息通过数据网方式送到省调主站系统。为光伏电站的安全监控与电力调度部门提供统一时标下的光伏电站暂态过程中的电压、相角、功率等关键参数的变化曲线。PMU 应具备双套主机。

本项目在每座升压变电站配置一套同步相量测量系统，包括同步相量测量单元、数据集中处理单元和网络交换机等设备。采集的信息量应满足调度要求。同步相量测量装置应采用站内统一对时源对时。

本项目应采集的同步相量信息为：

330kV 线路三相电压、三相电流；

330kV 母线三相电压；

35kV 母线三相电压；

35kV 各集电线、储能线、SVG、调相机、站用变及主变低压侧三相谐波电压幅值/角度/频率测点，三相间谐波电压幅值/角度/频率测点；

35kV 各集电线、储能线、SVG、调相机、站用变及主变低压侧三相电压、三相电流；

主变高、低压侧三相电流；

无功补偿设备三相电流。

7.12.2.4 互联网大区交互平台

本项目在升压储能站计算机监控系统配置 1 台专用网厂信息交互平台专用终端工作站，具备调度运行、保护、自动化参数设置、调度两票管理等功能，采用互联网与网厂信息交互平台实现信息交互。

7.12.2.5 电力现货交易系统

按照国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于印发电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）的通知》（发改办能源【2018】1518 号文），光伏项目在并网前应申请独立账号，配置 1 套电力现货交易系统，通过 II 区调度数据网登录甘肃电网电力交易系统，进行现货申请及交易。

7.12.3 电能量计费系统

7.12.3.1 电能计量点设置

根据 DL/T448《电能计量装置技术管理规程》，贸易结算用的计量装置原则上应设置在供用电设施的产权分界处，本期上网关口计量点暂按设在升压储能站出线侧考虑，每个升压储能站 330kV 出线侧按照双表配置有功 0.2s 级、无功 0.5 级电子式双方向多功能电能表考虑。

7.12.3.2 电能量计量系统配置

升压储能站 330kV 主变高压侧、低压 35kV 侧配置有功 0.2S、无功 1.0 级单块电能表，站内其他 35kV 光伏集电线路、35kV 站用变出线、35kV 储能出线、SVG 装置间隔、调相机间隔等回路各安装精度为有功 0.2S、无功 2.0 单块多功能电能表。在 330kV 升压储能站配置双套电能采集终端，负责升压储能站内计量点的电能量数据的采集和处理，通过光传输通信设备将电能量信息接入系统侧。

7.12.3.3 电能量信息采集

电能量信息采集内容电能量信息采集包括：以上各计量点的正向有功电度、负向有功电度、正向无功电度、负向无功电度、带时标的单点信息等。

7.12.3.4 电能量信息传输

电能量信息传输电能表的计量数据送入电能量采集装置，电能量采集装置通

过调度数据网通道将电能量信息上送至系统侧。

电能量采集终端和关口计量表需得到当地电网公司相关部门的认可及校验。

7.12.4 调度数据通信网络接入设备

为保证电网调度的可靠性，升压储能站可由电网调度直接调控，配置 2 套调度数据网设备，分别以 2×2M 方式接入电力调度数据接入网。

设备包括 2 台路由器、2 台实时交换机和 2 台非实时交换机。其具体配置原则应与当地电网电力调度数据接入网建设保持一致。

7.12.5 电力监控系统网络安全防护

7.12.5.1 二次安全防护系统

二次安全防护设备根据发改委 2024 年第 27 号令《电力监控系统安全防护规定》要求，按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则配置。

a) 横向边界防护

①生产控制大区和管理信息大区边界安全防护，应当部署电力专用横向单向安全隔离装置。

②控制区（安全 I 区）与非控制区（安全 II 区）边界防护，应当能采用具有访问控制功能的网络设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设备，实现逻辑隔离、报文过滤、访问控制等功能。

b) 纵向边界防护

生产控制大区系统与调度端系统通过电力调度数据网进行远程通信时，应当采用认证、加密、访问控制等技术措施实现数据的远方安全传输以及纵向边界的安全防护。综上所述，本项目边界安全防护设备拟按如下方式配置：

生产控制大区与管理信息大区之间配置正、反向电力专用物理隔离装置各 1 套。

生产控制大区安全区 I、II 区之间配置 2 台横向隔离防火墙。

生产控制大区 I 区配置 2 台千兆纵向加密认证装置。

生产控制大区 II 区配置 2 台千兆纵向加密认证装置。

综合数据网配置 1 台纵向隔离防火墙。

7.12.5.2 综合安全防护系统

根据国家发改委 2024 第 27 号令《电力监控系统安全防护规定》和国能安全[2015]36 号《发电厂监控系统安全防护方案》，各升压储能站配置 1 套综合安全防护系统，实现恶意代码防范、入侵检测、漏洞扫描、计算机系统访问控制、安全审计、安全免疫、内网安全监视以及商用密码平台建设等功能。因此本期运维中心综合安全防护系统配置如下：

①入侵检测系统

生产控制大区 and 调度管理Ⅲ区分别部署一套入侵检测系统，应当合理设置检测规则，检测发现隐藏于流经网络边界正常信息流中的入侵行为，分析潜在威胁并进行安全审计。

②安全审计系统

生产控制大区的监控系统应当具备安全审计功能，能够对操作系统、数据库、业务应用的重要操作进行记录、分析，及时发现各种违规行为以及病毒和黑客的攻击行为。对于远程用户登录到本地系统中的操作行为，应当进行严格的安全审计。

③恶意代码防范恶意代码防范应当及时更新特征码，查看查杀记录。恶意代码更新文件的安装应当经过测试。禁止生产控制大区与管理信息大区共用一套恶意代码管理服务器。生产控制大区 and 调度管理Ⅲ区各配置 1 套入侵检测系统。生产控制大区 and 调度管理Ⅲ区各配置恶意代码防范系统。生产控制大区配置 1 套安全审计系统。

④外设安全防护设备

能够识别全站外设的接入状态，识别可能存在的异常数据传输模式、隐藏的存储区域、未经授权的代码执行等。

生产控制大区安全区 I、II 区各配置 1 台外设安全防护设备。

⑤日志审计

通过收集、分析和监控各类服务器系统日志更好地监控和保障信息系统运行。

生产控制大区安全区 I、II 区各配置 1 台日志审计。

7.12.5.3 网络安全监测装置

根据调网安[2017]150 号《电力监控系统网络安全管理平台基础支撑功能规范（试行）》、《电力监控系统网络安全管理平台应用功能规范（试行）》，按照“监测对象自身感知、网络安全监测装置分布采集、网络安全管理平台统一管控”的原则，构建电力监控系统网络安全管理体系，实现网络空间安全的实时监控和有效管理。实现对本期电力监控系统的设备上采集、处理，同时把处理的结果通过通信手段送到调度机构部署的网络安全管理平台。监测对象采用自身感知技术，产生所需网络安全事件并提供给网络安全监测装置，同时接受网络安全监测装置对其的命令控制。考虑到本项目相关系统较多，需要安装探针数量多，故本项目在升压储能站 I 区、II 区分别配置 II 型网络安全监测装置。配置 1 套网络安全工作站。

电力监控系统安全防护方案根据网省调审查结果实施。

7.12.6 系统通信

7.12.6.1 光缆建设方案

古浪黄花滩#1 800MW 光伏项目以 2 回 330kV 送出线路接入 750kV 凉州北变电站，随并网线路径，自黄花滩#1 800MW 光伏 330kV 升压储能站至 750kV 凉州北变电站架设 4 根 24 芯 OPGW 光缆（G.652 光纤配置），线路路径长度约为 55km，光缆长约 4×58km（光缆裕度系数按 1.05 考虑）。

黄花滩#1 800MW 光伏 330kV 升压储能站内进场 24 芯导引光缆长度约为 8×0.5km。

古浪黄花滩#2 1200MW 光伏项目以 1 回 330kV 送出线路接入古浪黄花滩#1 升压储能站，随并网线路径，自黄花滩#2 1200MW 光伏 330kV 升压储能站至古浪黄花滩#1 升压储能站架设 2 根 24 芯 OPGW 光缆（G.652 光纤配置），线路路径长度约为 32km，光缆长约 2×33.6km（光缆裕度系数按 1.05 考虑）。

黄花滩#2 1200MW 光伏 330kV 升压储能站内进场 24 芯导引光缆长度约为 4×0.5km。

7.12.6.2 设备配置方案

（1）光传输设备

分别建设黄花滩#1 升压储能站—750kV 凉州北变、#2 升压储能站—#1 升压储能站的 2 条 1+1622M 电路，分别接入西北网一平面华为光传输网、甘肃省网一平面光传输网（SW-A-I）。

光传输系统配置：在黄花滩#1 升压储能站和#2 升压储能站分别配置 2 套 25G 光传输设备，在每套设备上配置 2 块 4 口 622M 光口板。

（2）配线设备

在本期 2 座 330kV 升压储能站分别配置综合配线柜，含 2×48 芯的光配单元、2×32 系统的数字配线单元和 100 回的音频配线单元。

（3）调度交换系统

为满足系统调度通信的需要，在每座 330kV 升压储能站设置 1 台系统程控调度交换机，做系统调度用，容量为 48 用户端口，带调度台和数字录音系统。调度程控交换机以 2 个不同路由的 2M 数字中继方式就近接入甘肃省电力调度交换网汇接点（甘肃省调、省调备调），在接入端调度交换机上各扩容 1 块 2M 中继板。同时配置公网电话 1 部，用于施工通信和调度电话备用通道。

7.12.6.3 通道组织

（1）至调度端通道

升压储能站调度通信和调度自动化通道组织

至西北网调主用通道：黄花滩#1 330kV 升压储能站-750kV 凉州北变（I 回 OPGW 光缆）-西北网电路 1-西北网调；黄花滩#2 330kV 升压储能站-黄花滩#1 330kV 升压储能站（I 回 OPGW 光缆）-西北网电路 1-西北网调。

至西北网调备用通道：黄花滩#1 330kV 升压储能站-750kV 凉州北变（II 回 OPGW 光缆）-西北网电路 2-西北网调；黄花滩#2 330kV 升压储能站-黄花滩#1 330kV 升压储能站（II 回 OPGW 光缆）-西北网电路 2-西北网调。

至甘肃省调主用通道：黄花滩#1 330kV 升压储能站-750kV 凉州北变（I 回 OPGW 光缆）-三级省网电路 1-甘肃省调；黄花滩#2 330kV 升压储能站-黄花滩#1 330kV 升压储能站（I 回 OPGW 光缆）-三级省网电路 1-甘肃省调。

至甘肃省调备用通道：黄花滩#1 330kV 升压储能站-750kV 凉州北变（II 回 OPGW 光缆）-三级省网电路 2-甘肃省调；黄花滩#2 330kV 升压储能站-黄花滩#1

330kV 升压储能站（（II 回 OPGW 光缆）-三级省网电路 2-甘肃省调。

（2）保护通道

本期新建单回 330kV 线路，需要有 2 套保护，每套保护需要有主、备两个通道。升压储能站-750kV 变电站采用一专一复方式。

线路保护一：A 通道采用专用芯保护，利用#1（#2）330kV 升压储能站-对侧变电站的 I 回直达光缆 B 通道采用复用 2M 光纤电路，安排在黄花滩#1（#2）330kV 升压储能站-750kV 凉州北变电站的 II 回直达光缆中，复用甘肃省调设备组织的 1 个 2M 通道；

线路保护二：A 通道采用专用芯保护，利用#1（#2）330kV 升压储能站-对侧变电站的 I 回直达光缆 B 通道采用复用 2M 光纤电路，安排在#1（#2）330kV 升压储能站-750kV 凉州北变电站的 II 回直达光缆中，复用西北网调设备组织的 1 个 2M 通道。

（3）稳控通道

升压储能站向区域主站（750kV 凉州北变）的稳控通道：

A 通道：1 个 2M 通道，安排在升压储能站向区域主站（750kV 凉州北变）的省调设备中；B 通道：1 个 2M 通道，安排在升压储能站向区域主站（750kV 凉州北变）的西北网调设备中。

7.12.6.4 通信电源和通信设备布置

通信电源按变电所电气一体化供电设计，每座 330kV 升压储能站通信机房设置两套 DC/DC-48V/200A 通信电源转换设备，一体化电源应能维持对通信设备供电 4 小时。

通信设备布置在二次设备间内，通信共需 12 面屏。变电站不设通信监控系统，变电站通信设备由通信系统网管管理，环境监控纳入变电站监控平台统一监控，信号能上传至调度端。

最终配置以接入系统评审意见为准。

7.12.7 元件保护

7.12.7.1 330kV 主变压器保护

330kV 主变配置主保护和后备保护，采用主后一体化装置。

（1）主保护

纵联差动保护（双重化配置）：包括差动速断、比率差动保护，保护动作跳开变压器各侧断路器。

非电量保护：主要配置本体重瓦斯、有载重瓦斯、压力释放、油压突变、油温过高、绕组温度过高等保护动作于变压器各侧跳闸和发信；配置本体轻瓦斯保护、油温升高、绕组温度升高、油位异常等保护动作于发信。

（2）330kV 侧后备保护（双重化配置）

带偏移特性的阻抗（含相间、接地）保护：

动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

复合电压闭锁过流保护：动作后延时跳开主变压器各侧断路器，复合电压取自 330kV 侧和 35kV 侧；

零序过流保护：动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

中性点零序电流保护，动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

中性点间隙零序电流保护，动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

零序电压保护，动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

过负荷保护：动作于发信号。

（3）35kV 侧后备保护（双重化配置）

两段式过流保护：过流 I 段 I 时限跳分段的断路器，II 时限跳本侧断路器，过流 II 段延时跳各侧断路器；

复合电压闭锁过流保护：动作后跳主变两侧开关；

零序电流保护：延时动作于跳各侧断路器；

过负荷保护：动作于发信号。

7.12.7.2 35kV 站用变保护

电流速断保护，瞬时动作于跳闸；

过电流保护，带时限动作于跳闸；

过负荷保护，延时动作于发信号；

本体保护，变压器高温报警，超温跳闸；

零序过流保护，带时限动作于跳闸。

站变低压侧中性点零流保护，带时限动作于跳闸。

7.12.7.3 35kV 光伏出线、35kV 储能出线、SVG 回路保护配置（保护测控一体化装置）

电流速断保护，瞬时动作于跳闸；

过电流保护，带时限动作于跳闸；

过负荷保护，带时限动作于发信号；

零序过流保护，带时限动作于跳闸。

7.12.7.4 调相机保护配置（保护测控一体化装置）

调相机-变压器组采用单套主后一体微机型保护装置。变压器本体非电量保护不起动失灵保护。调相机断水保护由制造厂提供的断水减负荷曲线的要求在 DCS 中实现。

7.12.7.4.1 调相机变压器组保护配置

- （1）调相机差动保护
- （2）定子 100%接地保护
- （3）失磁保护
- （4）负序保护
- （5）过激磁保护
- （6）调相机低电压保护
- （7）电压闭锁过流保护
- （8）调相机突加电压保护
- （9）频率保护
- （10）电压回路断线保护
- （11）调相机转子一点接地
- （12）调相机定子匝间保护
- （13）闪络保护
- （14）调相机过负荷保护
- （15）调相机过电压保护
- （16）主变差动保护

(17) 主变低电压闭锁过流保护

(18) 主变过负荷保护

(19) 主变非电量保护

7.12.7.4.2 励磁变压器保护配置

(1) 励磁变压器速断保护

(2) 励磁变压器过流保护

(3) 励磁绕组过负荷保护

7.12.7.4.3 SFC 隔离变保护配置

(1) 差动保护

(2) 高压侧复压过流保护

(3) 低压闭锁过流保护

(4) 过负荷保护

(5) 低压侧过流保护

(6) 非电量保护

(7) 静止变频器直流一点接地保护

(8) TV 断线、TA 断线报警功能。

7.12.8 直流电源及交流不间断电源系统

7.12.8.1 直流电源

7.12.8.1.1 设计原则

1 座升压储能站考虑 1 套交、直流一体化电源系统，直流系统应具备防交流串入功能。全站直流、交流、UPS、逆变电源（事故照明）等采用一体化设计、一体化配置、一体化监控，在变电站内建设一体化的站用交、直流电源系统管理平台和信息平台，电源系统按布置区域分别配置 1 套一体化的智能总监控器，并在各屏或各区域配置分散监测模块，作为站用交、直流电源的信息共享平台，综合分析各种数据和信息，对整个系统内的各子系统分别实施控制和管理。通过 IEC61850 标准规约接入站内通信接口服务器，进而将电源系统的各种监测信息上传至站监控系统。

全站考虑共配置 1 套电源系统，额定电压采用 DC220V。

电源的一体化监控平台可完成母线绝缘检测,各馈线绝缘检测,蓄电池监测,蓄电池巡检,馈线开关监测如开关位置、事故跳闸告警、负荷电流、漏电流等,380V 交流母线自动投入,电量检测等功能。

直流系统主接线采用单母线分段接线,控母、合母合一(无降压硅链),两段母线通过一把闸刀相连。2 组蓄电池配置 2 套充电装置时,每组蓄电池及其充电装置应分别接入相应母线段,配置一套公用充电装置。蓄电池出口回路、充电装置直流侧出口回路、直流馈线回路和蓄电池试验放电回路等均采用专用直流断路器保护。

各级直流断路器的配置应保证级差配合,具有可靠性、选择性、灵敏性和速动性。

供电网络采用辐射供电方式。直流电源具有完整的防雷措施,具有 IEC61850 标准规约通信接口将信息上送至站内监控系统。直流电源重要信息同时通过硬接点方式接入站内监控系统。

直流系统主要由交流配电单元、高频开关充电模块、集中监控器、直流馈线单元、蓄电池组及微机蓄电池监测、微机直流绝缘监测等单元组成。

本期蓄电池和充电器容量均按远景全部设备负荷的要求选择,电气负荷停电时间按 2 小时计算,事故照明及通信负荷按 4 小时事故放电时间选定。在正常操作条件下,2 组蓄电池和两段母线均带一部分设备负荷。

直流负荷供电采用辐射方式。本期考虑设置 3 面直流充电柜、2 面直流联络柜和 2 面直流馈线柜。

蓄电池采用双层双列布置于蓄电池室,直流充馈电屏布置于二次设备室。

蓄电池容量为不小于 1000Ah,配置两组蓄电池,每组蓄电池采用全密封阀控式铅酸(贫液)蓄电池,按浮充电方式运行;充电模块电流为 $(6 \times 30 + 1 \times 30)A$,充电装置采用高频开关电源。每段母线各带一套充电装置和一组蓄电池。

直流系统设有绝缘状态监测及接地故障定位装置、电池监测装置、集中监控装置,并能通过统一接口与变电站自动化系统通信,达到远方监控目的。

7.12.8.2 电力专用 UPS 电源

330kV 升压储能站配置一套电力专用不间断电源系统作为计算机监控系统、

调度自动化系统、火灾自动报警系统、视频监控系统电源，容量为 $2 \times 40\text{kVA}$ 。

电力专用不间断电源系统配置两台 UPS 主机，两台 UPS 主机双机独立配置模式，并列装置具有闭锁功能，各台单路交流输入，接于不同的交流源。当一台主机故障时，另一台自动投入，切换时间小于 4ms 。每台 UPS 正常工作于在线式工作方式，即由交流三相输入，经整流、逆变部件后向负载供电；当交流消失时直流经逆变部件供电；当逆变部件输入异常或故障时，由静态切换开关转至旁路供电，分别向母线供电，重要设备分别从两段母线取电。UPS 的直流输入取自站内直流系统，不另单独配置蓄电池。

UPS 容量应不小于 40kVA 。

7.12.8.3 事故照明逆变电源

330kV 升压储能站配置一台 10kVA 逆变电源作为升压储能站事故照明电源。

逆变电源装置正常工作于后备式工作方式，正常工作由交流输入，经静态开关向负载供电；交流消失，直流经逆变部件向负载供电。逆变交流输入为两路，两路电源互为备用，可手动、自动投切。某路过压、欠压、缺相，停电时自切至另一路，并具有检修旁路开关。直流由升压储能站 220V 直流系统提供，不另单独配置蓄电池。

7.12.9 其他二次系统

7.12.9.1 视频及环境监控系统

升压储能站设置一套全数字式视频及环境监控系统，可对升压变电站、光伏场区的环境和设备进行防盗、防火、防人为事故的监视。通过通信网络通道，将被监视的目标实时图像及报警信号上传到升压储能站控制室，实现远程监控功能。系统主要由视频图像工作站、站端处理单元、磁盘阵列、动力环境主机、工业以太网交换机、环网交换机、网络摄像机、门禁系统及电子围栏、红外线对射系统、环境监测设备等前端设备组成。

系统配置通信接口实现与升压储能站和火灾自动报警系统通信和联动监视。

视频及环境监控系统通过交换机、防火墙、路由器等设备经综合数据网将信息上传至新能源基地运维中心，由运维中心实现远方统一集中监控和智能运维。

系统在升压储能站的各电气一次设备室、二次设备室、主变区及光伏场区配

置网络高清定焦摄像机和网络高清中速球机，用于对设备进行全方位监视；在升压储能站出入口及制高点配置网络高清高速球机，用于对建筑物及周边环境进行全天候监视；沿升压储能站围墙四周设置电子围栏和红外对射装置，对升压储能站进行有效布防。在升压变电站控制室、控制楼二次设备室、蓄电池室等设置温湿度传感器，在电缆沟设置水浸探头，在控制楼二次设备室、配电室、SVG 室安装门禁系统，控制、鉴别和记录进入的人员。

指定专门的部门或人员定期对机房供配电、空调、温湿度控制等设施进行维护管理。

7.12.9.2 火灾自动报警及消防广播系统

每座升压储能站设置一套火灾自动报警系统。火灾自动报警及消防联动系统根据《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013 要求进行设计。设置总线型火灾自动报警控制柜（联动型）一面，控制柜安装在中控室，采用集中报警控制方式。

消防广播系统采用智能网络型广播系统，全数字化网络传输，在升压站可实现对光伏场区紧急广播、业务广播、背景广播，且主系统对今后扩容预留接口。本项目广播系统平时可作为背景广播使用，一旦发生危险情况（与火灾自动报警系统接口），即转入紧急广播及消防广播。

升压站主变压器采用排油充氮方式，消防信号的采集与控制由火灾报警控制器统一实现，消防泵房内设置水消防电控系统 1 套。

调相机区域不设单独的火灾报警系统，仅设置一面火灾报警区域盘，接入升压储能站火灾报警主盘。区域盘布置于调相机工程师站。

储能系统单独配置 1 套火灾报警系统，储能火灾报警系统主机也安装在中控室，报警信号可以通过干接点接入升压储能站的火灾报警系统中。

升压储能站火灾自动报警系统、储能火灾报警系统配置标准通信接口用于实现与站内视频监视系统的联动，配置火灾报警动作和故障信号接点接入一体化监控系统、一体化辅助监控系统。

7.12.9.3 一次设备在线监测系统

升压储能站相关电气设备设置一套独立于变电站计算机监控系统的设备在

线状态监测系统，系统由现地监测单元、网络设备及监测主站组成。采用分层分布式结构，实现多路信号的同步高速采集和信号就地处理，并通过以太网把监测数据传送到站端主机。在被监测设备（如主变油色谱在线监测等）上安装现地监测单元，通过以太网线或 RS485 总线分别接入升压储能站在线监测网络设备，在线状态监测系统工作站获取在线监测单元实时采集数据后，实现数据整合、监测预警、故障诊断、状态评价、风险评估、维修策略等高级服务功能。一次设备状态监测系统与升压储能站站控层网络相连，经基地运维中心接入设备（交换机、纵向加密、路由器）实现信息上送，实现运维中心人员远方信息集中监视及运维管理。

系统主要包括：

（1）330kV 主变状态在线监测

在每座升压储能站设置一套变压器油色谱在线监测系统，监测系统通过检测变压器油中氢气、乙炔、乙烯、甲烷、乙烷、一氧化碳等多种油中溶解气体和微水的含量，判断主变内部的过热和放电性故障并具备远方控制功能。

（2）避雷器在线监测系统

在每座升压储能站配置一套避雷器在线监测系统，系统同步采样避雷器所在母线的电压、频率和避雷器接地线上的电流。采用特殊算法计算出电流和电压的夹角、避雷器泄露电流中阻性电流和容性电流的分量。根据电流和电压的夹角关系折算出电容量和介质损耗，建立一套实时监测避雷器运行状态的系统，为避雷器状态评价、风险分析、故障诊断、检修策略决策提供技术支撑。

避雷器在线监测系统将所在母线电压、频率、电流以及放电次数等数据通过在线装置传回中控室，降低运维工作量。

7.12.10 二次设备组柜及布置

全站设置 1 个公用二次设备室，用于布置站控层设备、通信设备、直流及 UPS、交流电源、故障录波；主变保护和测控装置分别独立配置，集中布置于公用二次设备室。330kV 保护和测控装置分别独立配置，集中布置于公用二次设备室；35kV 采用保护测控一体化装置，就地分散布置于开关柜内。每组蓄电池采用支架方式独立布置于专用蓄电池室。

7.12.11 “光储调”一体化监控系统

每座升压储能站设置 1 套“光储调”一体化监控系统，可实现升压站、光伏、储能设备的综合监视和控制，具备监控信息的标准化管理功能，并设置统一的主机及操作员站，由站端一体化监控主机实现统一管控。系统应支持接收电网调度或基地集控中心集控系统下发的控制指令，并将场站运行信息、故障状态及执行反馈分别上传至电网调度监控平台及基地集控中心集控系统平台。主要功能如下：

（1）主设备监控

一体化监控系统实现对升压站、光伏、储能设备的综合监控，其中升压站设备包括出线、变压器、母线及其有关的断路器、隔离刀闸、接地刀闸等，并表示出运行状态，测量参数：P、Q、 $\cos\phi$ 、U、I、F、分接头档位位置；光伏设备提供由光伏分区、光伏阵列、光伏集电线、光伏逆变器、就地升压变等多维度下的发电设备实时监测功能，实时监测设备的运行状态及参数，实时监测与故障诊断告警集成；储能设备可展示储能系统电池类型、装机能量、额定充电功率、额定放电功率、额定充电电量、额定放电电量等电池台账数据以及 PCS、BMS、就地变压器等相关数据。箱变测控可监视及展示光伏、储能系统箱式变压器中高低压断路器位置、电压及电流信息。

（2）保护故障信息展示

一体化监控系统能够与保护及故障信息子站进行通信，接收、汇总、显示电站故障信息，通过分析软件，对电站事故进行分析。

（3）故障录波管理

一体化监控系统具备前置通讯功能，能够实现故障录波数据管理、故障录波数据分析等功能，能够满足集控侧故障录波主站接入需求。

（4）电能计量信息展示

一体化监控系统通过采集服务器采集电能计量终端或电能表的带时标电量数据，并进行时间同步和设备管理工作。采集到的数据存储于历史数据库，由后台应用对数据进行统计计算，得到结算、经济性分析和管理所需的结果，为电力市场运营系统提供基础数据。

（5）电能质量监测展示

一体化监控系统应提供监测点管理、电网母线谐波兼容水平管理以及基地电网 SVG 图形管理并建立台帐关联的功能。系统可记录监测网通讯故障，并可利用故障记录进行数据缺失分析，监测网实时通讯情况可在监控页面中以图形形式展示、刷新，并具备向集控上送电能质量监测数据的能力。

（6）功率控制

一体化监控系统配置 1 套符合集控及电网调度接入要求的功率控制子系统，具备一次调频、惯量支撑及 AGC/AVC 控制功能。该子系统包含场站控制器、当地功能装置，可接受电网调度或集控系统命令，本系统最终应根据电网接入系统报告进行配置。

场站控制装置具备远动、场站功率控制、有功指令优化跟踪、自动电压控制等功能，可接入光伏逆变器、储能 PCS、SVG 等受控设备，可接受电网调度或集控系统命令，实现对光伏逆变器、储能 PCS、SVG 等发电或无功调节设备的控制。场站控制策略可根据现场运行实际进行定制化开发，且策略修改智能便捷。

系统能够监视 AGC/AVC 远方状态、AGC/AVC 投退状态、理论有功功率、有功计划值、实际有功功率、全场有功控制上限、全场有功控制下限、电压目标值、电压实际值、全场无功可发上限、全场无功可发下限等数据的展示。

系统能够根据电力系统运行需要投/退一次调频功能，一次调频应与 AGC 协调配合。结合光伏、储能运行状态，协同优化光伏、储能的一次调频响应出力，在最经济的情况下使整个光储单元满足电网一次调频要求。

（7）光功率预测系统

系统具备功率预测功能，具备中长期功率预测，短期功率预测、超短期预测、理论功率、可用功率、辐照仪气象数据等所有上传调度相关运行信息功能，相关功能及性能指标满足相应并网考核要求。电站每 15 分钟，自动向电网调度机构滚动上报未来 15min~4h 的光伏发电功率预测曲线；每日 12 时前，向所辖电网调度机构报送次日发电计划建议，内容包括日发电计划曲线建议（96 点）、日最大发电能力、可调出力范围和日光照度预测曲线。系统具备 0-240h 中期预测功能。

在各光伏电站设置微气象环境监测子站 1 套，用于场站光辐射及环境数据信息的采集。光功率预测系统配套提供微气象环境监测子站、全天空成像仪，采集信息包括但不限于总辐射、直接辐射、环境温度湿度、背板温度、风速、风向、气压等气温环境信息及场站周围地基云图信息，辐照仪安装角度要与组件倾角保持一致；倾斜辐射、水平辐射、散射辐射数据齐全、完整，便于后续数据对标分析；全天空成像仪周围无遮挡，保证地基云图信息完整可靠。

8) 防误闭锁

站端五防子系统可支撑集控侧集中五防主站实现集中开票、分散操作功能；支持直接以通信方式将接收到的操作票通过场站中控室的通讯适配器传给电脑钥匙，再进行现场倒闸操作。子站能够与主站实时在线对位，自动更新设备状态变化，保证主站与子站设备状态上的一致性。

（9）设备状态监测

系统能够具备监测储能变流器升压变一体机以及光伏箱变内无线测温信息的功能，可对温度数据进行监视管理、分析并实时展示、报警提示等。系统应能自动过滤随机波动影响和环境温度变化导致的温度变化风险误报。

（10）电池监测与智能运检

具备通过对储能变流器、储能电池、电池管理系统所采集海量历史数据的细化分析，对储能变流器和电池的寿命状态和潜在缺陷进行分析，对储能电站进行安全状态评估和故障预警，提供设备健康状态分析、故障主动预警、故障专家诊断等分析辅助功能，避免被动故障告警而可能出现的安全风险，提高电站运行的安全性和可靠性。通过与移动式运维终端的配合，实现故障定位、智能检修决策等功能，为现场运检作业提供主动预警和智能辅助决策支持。

（11）对时系统

每个升压站设置 1 套统一的同步对时系统，同步时钟装置由标准同步时钟本体和时间同步信号扩展装置组成。标准同步时钟本体应能接收北斗卫星发送的信息，作为主时钟的时间基准，同时能接收另一台标准同步时钟发出的带有年月日时分秒全时间信息，作为主时钟的备用外部时间基准，站控层采用 SNTP 对时方式，间隔层采用 IRIG-B（DC）时码对时方式。同步对时系统为变电站内所有的

监控系统站控层设备、保护装置、测控装置、故障录波装置、安全自动装置及其他智能设备等提供对时功能。

在各场站安全 II 区配置 1 套时间监测装置。时间监测装置具备频率测量、自身运行状态和异常告警信息的输出功能,并支持通过网络、串口、IRIG-B（DC）码等方式监测监控系统、测控、PMU、电能量远方终端等设备与系统的时间信息并上传主站系统。

（12）光伏边缘控制器

光伏边缘控制器通过与光伏数采单元进行数据交互,实现光伏逆变器、箱变等信息的采集和上传,同时执行控制指令。

（13）储能边缘控制器

储能边缘控制器以储能单元为位配置,是储能单元内设备的信息聚合中心,设备间除了相互联系的硬接线（如 BMS、PCS、消防系统间的故障/跳闸线）外,其他信息都经由边缘控制器处理和分发。

（14）箱变测控、微纵和无线测温装置

在光伏单元箱变安装箱变保护测控装置、微型纵向加密装置和无线测温装置,在储能单元箱变安装箱变保护测控装置和无线测温装置,满足现场设备数据采集、保护、状态监视等功能。

（15）远动功能

监控系统配置数据通信网关机,采用双主机工作模式,通过以太网与站级计算机监控系统相连接,实现站内实时信息向各级调度和电力数据网上发送或接收调度指令。数据网关机设备具有远动数据处理、规约转换及通信功能,满足调度自动化的要求,并具有串口输出和网络口输出能力,能同时适应通过常规模拟通道和调度数据网通道与各级调度端主站系统通信的要求。

7.13 预制舱

本项目配套预制舱包括调相机及其相关设备预制舱、储能电池舱和 SVG 预制舱。预制舱整体防护等级不低于 IP55,具备防尘、防潮、防凝露的效果。舱体内部采用钢板及阻燃绝缘隔板严格分成各个隔室,各个隔室之间的防护等级不低于 IP40。预制舱应具有良好的防腐性能,保证舱体在 40 年内不锈蚀,其他舱

体附件应达到同等的使用寿命水平；应具有良好的隔热保温性能，保证舱体内温差不因外界环境温度变化大范围浮动。

7.14 备品备件和专用工具

7.14.1 备品备件

投标人应向招标人提供安装、调试、首年运维期内所需的最低限度备品备件，提供详细的备品备件清单（注明零部件的名称、型号或规格、生产厂家等）。

投标人所提供的全部备品备件应与原有部件互相替换，其材料、工艺和构造均应相同。备品备件应当是新的，所有备品备件的包装和处理都要适用于工地长期贮存。每个备品备件的包装箱上都应有清楚标志和编号。每一个箱子里都应有设备清单。当几个备品备件装在一个箱里时，则应在箱外给出目录，箱内附有详细清单，并列明规格型号及数量。

表 7.14-1 箱内附有详细清单

序号	名称	规格型号	单位	数量	产地	生产厂家
1	光伏组件	同供货清单	块			
2	快速接插件	同供货清单	套			
3	光伏组件接线盒	原装	套			
4	箱变高、低压侧断路器	原装	台			
5	低压断路器	原装	支			
6	35kV 高压断路器	原装	台			
7	35kV 高压电缆头	原装	套			
8	35kV 测控装置	原装	台			
9	保护装置电源插件	原装	块			
10	光伏连接端子器	原装	块			
11	固定支架	原装	套			
12	逆变器支架	原装	套			
13	螺栓等紧固件	原装	套			
...						

注：每 MWp 三块组件作为备品备件

7.14.2 专用工具

投标人应向招标人提供必要的专用工具，提供详细的专用工具清单（注明零

部件的名称、型号或规格、生产厂家等)。

表 7.14-2 专用工具清单

序号	名称	型号规格及 主要技术参数	单位	数量	生产 厂家
1	压线钳	MC4 兼容插头专业压 线钳	套		
2	万用表	福禄克 179C	套		
3	线缆接头拆卸工具	厂家配套	套		
4	钳形电流表	福禄克 362（交直流）	套		
5	钳形电流表	福禄克 305（交流）	套		
6	红外热像仪	福禄克 PJ-IHTFTi75	台	1	
7	蓄电池内阻仪	福禄克 BT521	台	1	
8	SF6 气体检测仪	Ti450	台	1	
9	内窥镜	DS703-FC	台	1	
10	测温枪	MT4-MAX	台	1	
11	测振仪	F805FC	台	1	
12	高试设备				
13	继保测试仪				

注：红外热像仪用于组件运行的监测。

7.15 储能

本项目#1、#2 升压储能站分别建设 190MW/380MWh 和 290MW/580MWh 的集中式磷酸铁锂储能系统，合计储能规模为 480MW/960MWh。集中式储能系统每个储能单元由 1 台 5MW PCS 变流升压一体机和 2 台电池舱组成，容量为 5MW/10MWh。5MWPCS 变流升压一体机内包括 1 台 5250kVA 干变和 4 台 1250kW 集中式储能变流器（PCS）。#1、#2 升压储能站各配置 38 和 58 个储能单元，储能系统支持接收光伏 AGC、AVC 系统指令。储能系统质保期不低于 2 年。

7.15.1 储能电池

（1）采用 0.5C 的磷酸铁锂蓄电池，单体容量应不低于 314Ah，并具有第三方机构出具的检测报告。

（2）所使用的锂电池单体电芯必须通过 GB/T36276、GB44240-2024 的标准

测试，并具有相关测试报告。

（3）电池系统按满功率日一充一放工况运行时，日历寿命需大于 15 年。厂家应根据自身设备的特性制定科学有效的措施，以保证在运行 15 年后电池储能系统总容量不低于标称容量的 80%。

（4）运行期内，容量衰减率不超过 20%，交流侧效率不低于 85%，放电深度不低于 90%，电站可用率不低于 90%。系统循环寿命不低于 6000 次。

7.15.2 配置电池管理系统（BMS）

配置电池管理系统（BMS），按照 GB/T34131-2017 设计，实现对储能电池堆的全面控制与保护，并实现与 PCS、储能 EMS 的通信。通过第三方基于《GB/T34131-2017 电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》的检测，具有第三方出具的检测报告和认证证书。

7.15.3 储能变流器（PCS）

储能变流器 PCS，采用直流 1500V 储能变流器（PCS），防护等级不低于 IP65，防腐等级不低于 C3，PCS 应具有一定的过载能力，需提供第三方权威机构出具的过载能力测试报告。储能变流器 PCS 须满足黑启动要求。

7.15.4 储能系统要求

7.15.4.1 总的要求

- （1）电化学储能电站参与电网调频和调峰时，应确保电站的安全稳定运行
- （2）电化学储能电站的调频功能应包括一次调频和 AGC。
- （3）电化学储能电站的频率适应性应符合 GB/T36547 的规定。
- （4）在电力系统事故或紧急情况下，电化学储能电站调频与调峰控制应符合 GB/T31464、GB/T26399 的规定。
- （5）电化学储能电站应具备与调度主站通信的能力，通信规约应符合 DLT634.5101、DL/T634.5104 等规约的规定。

7.15.4.2 一次调频

7.15.4.2.1 功能要求

- （1）一次调频功能应在储能变流器或储能协调控制器中实现。

（2）电化学储能电站应具备按照一次调频控制的频率下垂特性曲线进行一次调频动作的功能。电化学储能电站参与一次调频控制的频率下垂特性曲线应满足 T/CEC《电化学储能电站调频与调峰技术规范》的要求。

（3）电化学储能电站在充电、放电、零功率运行状态时，均应具备一次调频功能。

（4）调差率、频率死区、调频限幅等一次调频参数应可设置。

（5）电化学储能电站应具备一次调频投入/退出功能，储能单元应具备一次调频投入/退出功能。

（6）在电网低频情况下，当电化学储能电站运行于最大可用放电功率时，或电网高频情况下电化学储能电站运行于最大可用充电功率时，应具备一次调频闭锁功能。

（7）在电网频率事故或紧急情况下，电化学储能电站可解除负荷调节速率限制，快速运行至最大可用充放电功率。

（8）电化学储能电站应具备一次调频相关历史数据的存储、查询功能。

7.15.4.2.2 控制参数

（1）一次调频调差率不应大于 3%，宜采用 2%。

（2）一次调频频率死区应设置在 $\pm 0.033\text{Hz} \sim \pm 0.067\text{Hz}$ 内，宜设置在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 。

（3）一次调频的功率调节限幅不应小于 50%最大可用充放电功率。

7.15.4.2.3 性能指标

（1）电化学储能电站参与一次调频的响应滞后时间不应大于 200ms。

（2）电化学储能电站参与一次调频的稳定时间不应大于 2s。

（3）电化学储能电站参与一次调频的响应速度应满足:达到 90%理论调节功率的时间不大于 500ms。

（4）电化学储能电站参与一次调频的稳定运行时间不应小于 1min。

（5）在电网频率事故或紧急情况下，电化学储能电站达到 90%最大可用充放电功率的时间不应大于 300ms。

（6）频率信号的采样周期不应大于 80ms，频率测量误差不应超过 $\pm 0.002\text{Hz}$ 。

7.15.4.3 AGC

7.15.4.3.1 功能要求

- (1) 电化学储能电站在充电、放电、零功率运行状态时，均应具备 AGC 功能。
- (2) 电化学储能电站应具备 AGC 控制指令的校验功能。
- (3) 电化学储能电站接收到 AGC 控制指令后，应根据各储能单元的运行状态、SOE 和电池倍率特性等条件，采用相应的控制策略合理生成各储能单元的有功控制指令，宜采用等裕度或等比例策略。
- (4) 电化学储能电站在电网频率异常、通信中断和储能系统故障等情况时，应具备 AGC 闭锁功能。
- (5) 电化学储能电站应具备一次调频与 AGC 协调控制功能。在 AGC 调节过程中，应优先响应一次调频，并正确闭锁与一次调频动作方向相反的 AGC 指令，避免发生反向调节。
- (6) 响应死区、稳态控制偏差、调节速率等 AGC 控制参数应可设置。
- (7) 电化学储能电站应具备 AGC 远方/就地控制功能，各储能单元应具备 AGC 投入/退出控制功能。
- (8) 电化学储能电站应具备 AGC 相关历史数据的存储、查询功能。

7.15.4.3.2 控制参数

- (1) 响应死区应设置在 $\pm 1\%$ 电站额定功率内。
- (2) 稳态控制偏差应设置在 $\pm 1\%$ 电站额定功率内。
- (3) 最大调节步长应设置为 100%电站额定功率。
- (4) 最大可用充电功率应为 100%电站额定功率。
- (5) 最大可用放电功率应为 100%电站额定功率，
- (6) SOE 上限可按电池特性设置，宜设置在 90%。
- (7) SOE 下限可按电池特性设置，宜设置在 20%。
- (8) 300ms 的调节能力不应小于 100%电站额定功率。

7.15.4.3.3 性能指标

- (1) 电化学储能电站 AGC 的响应滞后时间不应大于 800ms。

(2) 电化学储能电站 AGC 的有功功率调节稳定时间不应大于 1500ms。

(3) 电化学储能电站 AGC 的实际平均调节速率应满足:达到 100%电站额定功率的时间不大于 300ms。

(4) 电化学储能电站 AGC 的稳态偏差不应超过 $\pm 1\%$ 电站额定功率。

(5) 电化学储能电站 AGC 控制时充放电转换时间不应大于 1000ms。

7.15.4.4 调峰

7.15.4.4.1 功能要求

(1) 电化学储能电站应具备就地和远方调峰控制模式，能够按照调度机构的日前计划曲线、实时调度指令、电话调度指令等进行调峰控制。在控制切换时，应确保切换过程的安全性，避免控制切换导致的充放电功率异常波动。

(2) 电化学储能电站在充电、放电、零功率和热备用运行状态时，均应具备调峰功能。电化学储能电站应具备调峰控制指令的校验功能。

(3) 电化学储能电站应具备调峰控制指令的校验功能。

(4) 电化学储能电站接收到调峰控制指令后，应根据各储能单元的运行状态、SOE 和电池倍率特性等条件，采用相应的控制策略合理生成各储能单元的有功控制指令，宜采用等裕度或等比例策略。

(5) 电化学储能电站应具备调峰与一次调频的协调控制功能。在响应调峰控制指令的过程中，应优先响应一次调频，并能够正确闭锁与一次调频动作方向相反的调峰控制指令，避免发生反向调节。

(6) 电化学储能电站应具备 AGC 与调峰控制切换功能。

(7) 稳态控制偏差、调节速率等调峰控制参数应可设置。

(8) 电化学储能电站应具备调峰控制相关历史数据的存储、查询功能。

7.15.4.4.2 控制参数

(1) 稳态控制偏差应设置在 $\pm 1\%$ 电站额定功率内。

(2) 最大调节步长应设置为 100%电站额定功率。

(3) 最大可用充电功率应为 100%电站额定功率

(4) 最大可用放电功率应为 100%电站额定功率

(5) 达到 100%电站额定功率的时间不大于 300ms。

7.15.4.4.3 性能指标

- (1) 电化学储能电站参与调峰控制的响应滞后时间不大于 800ms。
- (2) 电化学储能电站参与调峰控制的有功功率调节稳定时间不应大于 1500ms。
- (3) 电化学储能电站参与调峰控制的有功功率实际平均调节速率应满足:达到 100%电站额定功率的时间不大于 300ms
- (4) 储能电站实应功率与调度控制指令间的稳态控制偏差不应超过 $\pm 1\%$ 电站额定功率。
- (5) 电化学储能电站参与调峰控制时充放电转换时间不大于 1000ms。

7.15.4.5 信息交互

- (1) 电化学储能电站与调度主站的一次调频实时交互信息需满足规范要求。
- (2) 电化学储能电站上送至调度主站的实时运行信息需满足规范要求。

7.16 调试

根据标段范围,投标人委派有资质单位按相关规定完成本标段所有设备调试事宜,东区与西区有关联的调试项目以及整套启动开始后的所有调试项目。调试内容包括但不限于以下内容。

表 7.16-1 调试内容

设备名称	调试内容
单体调试	1.光伏方阵系统调试
分系统调试(箱变测控)	1.二次回路接线检查
	2.二次回路绝缘检查
	3.分项传动: 包括各间隔控制回路、信号回路及保护传动
	4.整组传动: 包括各间隔启动母线失灵保护、母线保护跳各间隔开关, 主变保护跳母联以及分段开关, 电流互感器一次通流及回路极性检查、电压互感器二次回路加压
	5、配合各设备厂家完成设备调试工作
联网调试(光伏场区配合)	1.进线联调试验
	2.出线联调试验
	3.互感器联调试验
	4.断路器联调试验
	5.继电保护联调试验

	6.配合各设备厂家完成联网对点、通信调试、故障录波、远动、PMU、电量终端、五防监控等调试工作
整套启动（光伏场区配合）	1.启动前准备：包括定值输入及核对、回路最终检查及接线端子紧固、通道测试、保护对调及信号上传。
	2.启动中电压互感器二次核相，各回路相量测试
	3.光伏系统电气整套启动调试
其他（如有）	消防系统调试、监控系统调试、事故照明及不停电电源系统调试

高试项目包括但不限于以下内容。

表 7.16-2 高试内容

设备名称	调试内容
变压器	1.绝缘油试验
	2.测量绕组连同套管的直流电阻
	3.检查所有分接头变压比
	4.检查三相变压器的接线组别和单相变压器的极性
	5. 测量与铁心绝缘的各紧固件的绝缘电阻
	6.非纯瓷套管的试验
	7.无载调压切换装置的检查 and 试验
	8.测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数
	9. 测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan \delta$
	10. 测量绕组连同套管的直流泄漏电流
	11.绕组连同套管的交流耐压试验
	12.相位检查
真空断路器	1. 测量一次回路对外壳及地、相间绝缘电阻
	2.测量每相导电回路的接触电阻
	3.交流耐压试验
	4.测量断路器的分、合闸及金短时间，分合闸同期
	5.测量合闸时触头的弹跳时间
	6.测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻
	7.测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的直流电阻
	8.断路器操动机构的试验
互感器	1.测量绕组的绝缘电阻
	2.测量介质损耗角正切值 $\tan \delta$
	3.交流耐压试验
	4.绝缘介质性能试验
	5.测量绕组的直流电阻

设备名称	调试内容
	6.检查接线组别和极性
	7.变比测量
	8.测量励磁特性曲线
	9.测量铁芯夹紧螺栓的绝缘电阻
	10.密封性能检查
金属氧化物 避雷器	1.测量绝缘电阻
	2.测量 1mA 下直流参考电压
	3.测量 0.75U _{1mA} 下直流泄漏电流
隔离开关、 负荷开关及 高压熔断器	1.测量绝缘电阻；
	2.测量高压限流熔断管熔丝的直流电阻
	3.测量负荷开关导电回路的电阻
	4.交流耐压试验
	5.检查操动机构线圈的最低动作电压
	6.操动机构的试验
套管	1.测量绝缘电阻
	2.测量介质损耗角正切值 $\tan \delta$ 和电容值
	3.交流耐压试验
悬式绝缘子 支柱绝缘子	1.测量绝缘电阻
	2.交流耐压试验
高压电缆 (含 35kV 光伏电站电 缆)	1.主绝缘及外护套绝缘电阻测量
	2.主绝缘交流耐压试验
	3.测量金属屏蔽层电阻和导体电阻比
	4.检查电缆线路两端的相位
过电压保护 器	1.测量绝缘电阻
	2.工频放电电压试验
接地装置	1.接地网电气完整性测试
	2.接地阻抗
	3.等电位测试

7.17 质量保证

除特别注明外，投标人所供各类设备、器材、电控系统、操作系统等软、硬件质保期均为电站全容量并网之日起不低于 24 个月。投标人免费更换质保期内备品备件，并提供落地 24 小时故障处理响应售后服务。

投标人须在设备的寿命期内提供主要系统、设备优化程序的免费升级服务和

其他无需更改硬件的软件优化程序的免费升级服务。

7.18 性能验收试验

性能验收试验的目的为了检验合同设备和系统的所有性能是否符合招标文件要求。

性能验收试验由投标方委托招标方认可的、有光伏发电系统相关检测资质和能力的第三方机构进行。

性能验收试验的地点由合同确定，为招标方项目现场（光伏组件性能测试除外）。

性能试验一般在系统总体运行一个月后进行，具体试验时间由招标方确定。

性能验收试验由招标方主持，投标方参加。试验大纲由第三方提供，经招标方与投标方讨论后确定。如试验在现场进行，招标方委派人员进行相关工作配合；如试验在工厂进行，试验所需的人力和物力等由投标方提供。

性能验收试验包括但不限于以下内容，具体由招标方确定：

- （1）发电功率、各环节的损失、PR 值。
- （2）光伏组件首年衰减、EL 测试。
- （3）逆变器效率
- （4）噪音
- （5）安全性能相关测试
- （6）最大功率变化率
- （7）并网点的谐波
- （8）光伏电站启停时对电网的影响
- （9）有功输出特性（有功输出与辐照度、温度的关系特性）
- （10）电能质量，包括电压不平衡度、谐波、直流分量、电压波动与闪变等；
- （11）等保测评、定级及备案。
- （12）系统性能验收试验项目、并网检测项目按下表检测，并网检测单位及检测结果需经招标方及当地电网公司认可。

具体测试项目如下：

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量	备注
CNCA/CTS 0016-2015《并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范》					
1	光伏电站能效比 PR	6.3	全站	1~7 天	1、 电站容量≤10MW 测试 1 天，10MW~50MW 测试 3 天，>50MW 测试 7 天。 2、 报告提供辐照曲线、组件背板温度曲线。
2	光伏电站标准能效比 PR _{stc}	6.4			
3	光伏组件红外（IR）扫描检查	9.2	组件	100%	1、 测试组件正常运行时的发热情况，抽检比例 100%（无飞行限制的项目可采用无人机检测），必须有覆盖每块组件发热视像资料； 2、 测试时辐照度应大于 600 W/m ² ，报告标记所有温差大于 20 °C 的热斑组件。 3、 外加对汇流箱、逆变器等电气设备进行红外扫描。
4	光伏系统污渍和灰尘遮挡损失	9.3	组件	2 块/ MW	1、 大型电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。 2、 现场测试光伏组件清洗前后的功率，抽取组件送检实验室的项目以实验室数据为准。
5	光伏阵列温升损失	9.4	组件	2 块/ MW	1、 大型电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。覆盖所有类型组件。 2、 测试光伏组件清洗后的功率。
6	光伏组件的电致发光（EL）检测	9.6	组件	≈1%	1、 现场随机抽测≈1%组串，测试其中的每块组件。按比例不足 100 块的项目以 100 块为准。 2、 大型电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。覆盖所有类型组件。 3、 报告至少需统计隐裂、裂片、背板划伤 3 类缺陷，其余工艺缺陷情况严重时也需统计。
7	组串内光伏组件的	9.8.2	组件+组	1 串/ 5MW	1、 大型电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量	备注
	串联失配损失		串		2、 按比例不足 1 串的项目以 1 串为准。
8	直流线损	9.9	组串至逆变器	3 处/ 5MW	1、 集中式逆变器需要测试。 2、 选定典型区域，分别对该箱的近、中、远 3 处逆变器进行检测。 3、 按比例不足 3 处的项目按 3 处测试。
9	采用组串逆变器的交流线损	9.11.2	逆变器至变压器	3 处/ 5MW	1、 仅组串式逆变器需要测试。 2、 选定典型区域，分别对该箱的近、中、远 3 处逆变器进行检测。 3、 按比例不足 3 处的项目以 3 处为准。
10	光伏方阵绝缘性	9.15	组串	组串式：~5% 集中式：100%	1、 要求每个组串绝缘阻值不小于 $1\text{M}\Omega$ 。
11	接地连续性检测	9.16	关键电气设备	接地连续性： 10 处/MW 接地电阻：1 处/5MW	1、 现场随机对关键电气设备进行接地连续性测试，覆盖光伏组件、支架、线槽、组串式逆变器、集中式逆变器、直流汇流箱、交流汇流箱、箱变等。 2、 屋顶电站仅测接地连续性，限值为 0.1Ω ；地面电站加测接地电阻，限值为 4Ω 。
12	电能质量测试	9.17.1	并网点	所有并网点	1、 需测试并网点处电能质量，不得在逆变器端测试。 2、 测试并网点并网后的 30 分钟电能质量（电压偏差、谐波电流、电压不平衡度）。谐波电流判定需提供最大短路容量用以计算限值。 3、 若并网后电能质量不合格，需加测至并网前。
NBT 32004-2018《光伏并网逆变器技术规范》					
13	逆变器效率要求	8.2	逆变器	组串式：1 台/2 MW 集中式：1 台/10 MW	1、 覆盖所有逆变器型号。 2、 每个型号至少 1 台测试不同负载点，计算加权中国效率；其余测试 4 小时或 1 小时。 3、 按比例不足 1 台的以 1 台为准。

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量	备注
GB/T 31365-2015《光伏电站接入电网检测规程》					
14	有功功率输出特性	6.3	并网点	所有并网点	1、测试一个自然日。 2、在并网点处测试。 3、同时采集辐照度、组件背板温度和并网点有功功率的数据，绘制有功功率变化曲线、组件背板温度变化曲线和辐照度变化曲线。
15	有功功率变化	6.4	并网点	所有并网点	1、测试电站开机、停机时的有功功率变化情况。 2、在并网点处测试。
16	闪变	9.4	并网点	所有并网点	1、测试短时间闪变、长时间闪变。 2、在并网点处测试。
非标测试					
17	阴影分析	——	方阵	全站	提供全站方阵阴影遮挡分析图像，确认方阵在全年 12 个月份 9:00-15:00 时间段内的遮挡情况
备注	1、现场实际情况较特殊时，抽检比例不变，覆盖范围可经招标方确认后调整。				

备注：在户外暴晒满 3 个月以上的紫外试验可免除，湿热地区不做湿冷冻试验，干旱地区不测试湿热试验。

同时做好以下检查：

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量/比例	备注
CNCA/CTS 0016-2015 《并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范》					
1	实际安装功率核查	8.2	光伏组件 逆变器	整个电 站	1、 对照设备明细进行核查，重点核查组件、逆变器型号、数量。 2、 计算电站容配比。
2	光伏组件目测质量核 查	8.4	光伏组件	≈1%	1、 现场随机抽测≈1%组串，测试其中的每块组件。按比例不足 100 块的项目以 100 块为准。 2、 地面电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。覆盖所有类型组件。
3	支架安装形式，支架材 料，防腐蚀措施和质量	8.5	光伏方阵支架	5 处/MW	1、 地面电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。覆盖所有类型支架。 2、 依据设计图纸检查支架的安装形式和材料，外加镀锌层厚度、紧固件扭矩抽检。
4	方阵基础形式	8.6	方阵基础	1 处/MW	依据设计图纸检查方阵基础。
5	光伏阵列排列方式和 安装质量	8.7	光伏方阵	1 处/MW	1、 地面电站覆盖所有典型区域；分布式电站覆盖所有典型的安装类型和屋顶。 2、 地面电站依据设计图纸检查方阵倾角、方位角、离地高度、前后排距离。 3、 接地线连接是否合理，质量是否良好
6	直流电缆质量	8.8	光伏直流电缆	1 处/MW	1、 重点核查电缆线芯材质（如铜芯/铝芯等）。
7	电缆铺设质量	8.9	交、直流电缆	1 处/MW	1、 确定电缆铺设方式，考察电缆铺设质量（电缆桥架尺寸是否合理，是否有抱箍保护，是否使用自攻钉固定）。

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量/比例	备注
8	汇流箱的安装位置、安装质量和功能	8.10	汇流箱	10%	1、覆盖所有汇流箱型号（输入输出端是否保护、是否有防堵措施等）。 2、按比例不足 2 台的以 2 台为准。 3、汇流箱是否存在发热、螺丝变色、松动的情况 4、直流汇流箱是否接入后台，同时数据正确
9	逆变器建设质量	8.12	逆变器	10%	1、覆盖所有逆变器型号（输入输出端是否保护，是否有接地措施等）。 2、按比例不足 2 台的以 2 台为准。 3、集中式逆变器是否存在螺丝松动、放电、过热情况，防反二极管是否存在漏油、变形
10	变压器的类型、安装位置和安装质量	8.13	变压器	10%	1、覆盖所有变压器型号（是否为干式/油式变压器）。 2、按比例不足 2 台的以 2 台为准。 3、箱变的散热，温控、风扇是否正常
11	防雷接地安装方式和安装质量	8.14	逆变器 变电站 光伏方阵	1 处/MW	防雷和接地连接牢固、可靠。 1、接地扁铁连接采用焊接； 2、设备外壳与接地网连接采用栓接；
12	标识检查	8.18	关键电气设备	1 处/MW	
非标检查					
13	阴影分析	— —	方阵	全站	提供全站方阵阴影遮挡分析图像，确认方阵在全年 12 个月份 9:00-15:00 时间段内的遮挡情况。

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量/比例	备注
14	电缆桥架	— —	方阵	全站	桥架是否固定牢靠，是否腐蚀等现场异常情况 桥架盖板固定方式，不允许用自攻螺丝固定。 电缆容积率是否超过国标； 电缆转弯半径是否符合国标； 电缆是否存在绝缘受损情况；
15	运维通道	— —	方阵	全站	运维通道是否破损，运维通道布置是否合理等现场异常情况
16	灭火装置	— —	方阵	全站	数量配置是否合理
17	组件清洗设施	— —	方阵	全站	重点检查水管布置及是否合理 出水口水压是否满足要求
18	电力监控后台功能	— —	后台设备	全站	功能是否完整，设备在线及准确率是否达到 100%（逆变器、直流汇流箱、电表、环境监测仪）
19	视频监控		摄像头	全站	摄像头能否覆盖光伏区、汇流站、配电房、箱变所有的设备，摄像头是否存在损坏，在线率是否 100%，摄像头存储时间，视频立杆是否安装牢固并做好防雷接地措施。
20	其他施工规范	— —	方阵	全站	组件连接头是否掉落屋面等其他异常情况，全站电缆沟、集中式逆变器、箱变、开关柜封堵是否到位
21	开关柜		开关柜内部零部件		开关柜及母线是否存在受潮、积灰、放电的痕迹，带电部分电气距离是否满足国标，密封程度是否符合国标，是否有加热除湿装置并正常运行
22	配电房		汇流开关站及并网点配电房	全站	配电房是否受潮严重、是否具有除湿抽风的设备

序号	检测项目	条款	检测对象	检测数量/比例	备注
23	污染		组件污染	全站	项目现场是否存在明显污染源；
24	安全围栏	— —	变电站 开关站	全站	变电站（箱变）、开关站是否设置了安全围栏，运维承台宽度是否满足运维需求
备注	1、 现场实际情况较特殊时，抽检比例不变，覆盖范围可与招标方确认调整。 现场技术尽调检测项目包含且不限于如上项目；				

光伏电站并网检测项目：

项目编号	检测项目	小项	
1	电能质量	电压偏差	√
		电压波动及闪变	√
		谐波	√
		电压不平衡	√
2	有功控制能力检测	有功输出特性	√
		有功功率变化	√
		有功控制能力	√
3	无功控制能力检测	无功输出特性	√
		无功控制能力	√
4	低电压穿越能力测试	三相短路故障	√
		两相短路故障	√
		单相对地故障	√
5	运行适应性测试	电压适应性	√
		频率适应性	√
6	防孤岛测试	防孤岛保护	√
7	高电压穿越	三相对称电压升高	储能站需要
		两相不对称电压升高	储能站需要
		单相不对称电压升高	储能站需要

8 项目组织与管理

本项目设置现场项目部，成立相应的组织体系，按要求建立管理体系和管理制度。

8.1 项目管理组织机构和人员配置

8.1.1 项目管理组织机构

投标人应在项目场地设置项目经理部（以下简称“项目经理部”）以对其履行合同项目服务的行为进行管理。项目经理部是投标人履行其在合同项目服务的执行机构，在工程竣工前应为常设机构。项目经理部应为投标人履行其在合同项目服务的唯一机构，其所有行为均视为投标人本身的行为。项目经理部应包括下列人员：

（1）项目经理：投标人应任命一名具有注册在投标人单位的机电工程或建筑工程专业壹级注册建造师执业资格证，具有有效期内的“三类人员”B类证书的合格人员作为项目经理（以下简称“项目经理”）。项目经理具有完成过1个及以上单体装机容量100MW及以上国内已全容量并网发电的太阳能光伏发电工程总承包业绩或施工总承包业绩的建设管理经验，并熟悉工程建设管理全过程。并任命项目副经理及技术负责人分管各项工作。项目经理代表投标人履行合同，为投标人履行合同项目服务的唯一授权代表。项目经理一般常驻项目场地，如果项目经理需要离开项目场地，则应授权项目副经理或技术负责人履行项目经理的职责并通知招标人。

投标人任命的项目经理应经招标人同意，如果招标人有充分理由认为投标人的项目经理不合格或不能正常履行其职责，则可以要求投标人撤换其项目经理，投标人应在规定期限内更换项目经理。

投标人应在投标阶段提供项目经理部人员配置情况。

（2）项目施工经理：投标人应任命一名具有完成过1个及以上单体装机容量100MW及以上国内已全容量并网发电的太阳能光伏发电工程总承包业绩或施工总承包业绩的建设管理经验，并熟悉工程建设管理全过程。

（3）项目设计经理：投标人应任命一名具有1个及以上单体装机容量100MW及以上国内已全容量并网发电的太阳能光伏发电项目工程设计经验、并

熟悉工程建设管理的具有注册在投标人单位的注册电气工程师执业资格证和高级职称的设计人员作为项目设计经理。

（4）项目安全经理：投标人应任命一名具有注册安全工程师执业资格证，并熟悉工程建设管理全过程。

（5）项目物资经理：投标人应任命一名具有同类工程采购、物资管理经验、并熟悉光伏设备、材料供应链全流程管理的合格人员作为项目物资经理。

投标人须在投标文件中提供本项目的项目经理、项目施工经理、项目设计经理的资质和业绩。

8.1.2 项目主要管理人员配置

（1）投标人的现场组织机构人员的配置，要根据工程特点、施工规模、建设工期、管理目标以及合理的管理跨度进行配置，应在提高管理人员整体素质的基础上优化组合，组成精干高效的管理工作班子。

（2）投标人现场组织机构管理人员的配置要有健全的专业机构，各专业人员应配套齐全，并有相应的技术职务、组织机构。

（3）投标人现场组织机构的管理人员应具有其所承担管理任务相适应的技术水平、管理水平和相应资质。

（4）投标人应在投标阶段充分考虑和合理配置相关人员，并提供项目部技术人员和管理人员配置情况。

8.2 施工所用的标准及规范

（1）国家和地方现行的标准、规范及其他技术文件，招标人的企业标准。

（2）行业标准、规范及其他技术文件。

（3）产品生产厂家的产品说明书及其他技术文件。

8.3 项目施工技术管理

8.3.1 施工组织设计编制规定

投标人应在工程开工前编制本项目的《施工组织设计》，《施工组织设计》的编制范围和深度应具有针对性，提交包括临时设施和施工道路的施工总布置图及其他必需的图表、文字说明等资料。

8.3.2 施工技术措施、方案编制、报批和管理规定

投标人应对本项目施工方案、专项施工方案的编制、审批、论证等管理措施进行明确，确保重要施工方案及专项施工方案经招标人或招标人代表确认后实施。

8.3.3 设计变更管理规定

投标人应对本项目设计变更的管理流程进行明确，经招标人确认后实施。

8.3.4 特殊施工过程管理规定

投标人应对本项目特殊施工的管理流程进行明确，经招标人确认后实施。

8.3.5 工程竣工资料移交管理规定

工程竣工资料移交管理应遵循招标人相关管理规定。在电站完成整套试运行后，投标人应按照合同和有关规定要求，向建设单位移交竣工资料，并办理移交手续。

8.4 与招标人有关的主要工作

8.4.1 招标人确认的主要工作

- (1) 工程施工图设计文件
- (2) 重要设备制造商和关键零部件制造商的选择
- (3) (建筑、安装) 施工分包方的选择
- (4) 工程综合进度网络计划
- (5) 施工组织设计和重要施工方案、调试大纲和主要调试方案
- (6) 工程竣工签证
- (7) 项目管理计划
- (8) 招标人认为有必要确认的其他工作

8.4.2 招标人参加的主要工作

- (1) 对工程重要设备制造商的调研
- (2) 工程重要设备采购的招标（技术部分）
- (3) 工程施工分包的招标（技术部分）
- (4) 工程设计联络会

- (5) 工程协调例会，工程技术专题会
- (6) 单位工程的质量检验及评定
- (7) 调试措施的讨论
- (8) 工程的调整试运质量检验及评定
- (9) 工程竣工检验及评定
- (10) 招标人认为有必要参加的其他工作

8.5 工程范围划分

本项目范围包括工程施工设计、设备材料采购供应、建筑安装工程施工、工程质量及工期控制、工程管理、培训、调试、试运直至验收交付生产、以及在质量保修期内的消缺等全过程的工作，并按照工期要求和合同规定的总价达到标准，即在满足合同其它责任和义务的同时符合相关达标验收的要求。

8.5.1 总则

本项目投标人的投标范围包括电站施工设计、设备和材料采购供应、建筑安装工程施工、项目管理、调试、验收、培训、移交生产、性能质量保证、工程质量保修期限的服务等内容。设备、材料采购需招标人书面同意确认，所有分包及分包商需招标人书面确认同意。

8.5.2 设计范围

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目西区 80 万千瓦总承包工程勘察设计包括但不限于以下内容：（详细范围见第 2 章工作范围内容）

(1) 200 万千瓦光伏项目的初步设计。

(2) 勘察设计工作：80 万千瓦光伏项目的方案设计、工程地质详细勘察、施工图设计和竣工图编制，全站防雷接地设计、消防专篇。完成设计评审、施工图会审及现场设计代表服务。

(3) 协调工作：配置至少两名专业技术人员，配合其他标段完成技术协调、调试配合等工作。未经招标人同意，不得随意更换人员。因现场工作需要，招标人要求更换或增加专业技术人员的，投标人需响应招标人要求。

8.5.3 施工范围

包括但不限于下列内容：

（1）本标段#1 升压储能站（含 190MW/380MWh 的储能系统）建设；

（2）本标段西区 800MW（交流侧）光伏工程的集电线路（包含 35kV 电缆及架空线路等）建设。包括电缆敷设、架空线路建设、电缆头制作、集电线预试等。

（3）本标段西区 800MW（交流侧）光伏本体工程建设。包括场地平整，桩基施工，支架安装，光伏组件安装，电缆敷设，逆变器安装调试，箱变施工、安装、调试等。

8.5.4 物资供货范围

本标段范围内所需的设备及材料的采购、监造、供应、运输、验收、功能试验及现场保管发放等工作均由投标人负责。

8.5.5 工程服务类工作责任划分

投标人承担总承包（EPC）的责任应包含：除招标人已经取得的前期手续外的其他手续的办理，报告的编制、审查、评审及取得相关部门的批复等工作。包含安全设施及职业卫生设计专篇编制、消防设计、水土保持及环境保护施工设计、政策协调处理费用等内容（根据实际情况编制）。试运期间售电收入归招标人。工程完工移交前施工及生活用电、用水、通信、交通运输、生活及办公设施由投标人负责。

招标人已获取的批复文件及已完成的专题报告清单如下：

表 8.5-1 甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目本体工程已获取的批复文件及已完成的专题报告清单

序号	文件类别	文件名称
1	批复文件	甘肃省投资项目信用备案证（武威市发改委能源与环资科备[2024]3902 号）
2		光伏发电厂本体工程社会稳定风险评估事项备案表（武威市政法委）
3		常务会议纪要（甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司光伏发电项目土地租赁事宜）
4		建设项目压覆重要矿产资源审查意见（甘肃省自然资源厅）
5		关于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目选址涉及文物保护意见的函（甘肃省文物局）
6		古浪县自然资源局关于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址范围压覆矿产资源核查情况的说明

序号	文件类别	文件名称
7		古浪县自然资源局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址占用土地情况的复函
8		古浪县自然资源局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址占用耕地后备资源的复函
9		武威市生态环境局古浪分局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及环保敏感性的复函
10		古浪县林业和草原局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及林草敏感性因素的复函
11		古浪县水务局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及水务敏感性因素的复函
12		古浪县农业技术推广中心关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否在粮食功能区
13		古浪县交通运输局关于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目选址是否涉及交通设施的复函
14		古浪县文体广电和旅游局关于核查陇电入浙配套古浪黄花滩 200 万千瓦光伏项目选址是否占用文物保护区的复函
15		古浪县人民武装部军事科关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及军事敏感性因素的复函
16		甘肃祁连山国家级十八里堡自然保护站自然保护区管护中心十八里堡自然保护站关于查询古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目用地拟选位置是否在自然保护区的复函
1	专题报告	甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目深化可行性研究报告-第 1 卷光伏发电场本体报告
2		土地勘测定界技术报告
3		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目岩土工程勘测报告
4		光伏发电厂本体工程社会稳定风险评估报告

表 8.5-2 甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目配套升压储能站项目已获取的批复文件及已完成的专题报告清单

序号	文件类别	文件名称
1	批复文件	建设项目压覆重要矿产资源审查意见（甘肃省自然资源厅）
2		关于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目选址涉及文物保护意见的函（甘肃省文物局）
3		古浪县自然资源局关于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址范围压覆矿产资源核查情况的说明
4		古浪县自然资源局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址占用土地情况的复函

5		古浪县自然资源局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址占用耕地后备资源的复函
6		武威市生态环境局古浪分局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及环保敏感性的复函
7		古浪县林业和草原局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及林草敏感性因素的复函
8		古浪县水务局关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及水务敏感性因素的复函
9		古浪县农业技术推广中心关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否在粮食功能区
10		古浪县交通运输局关于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目选址是否涉及交通设施的复函
11		古浪县文体广电和旅游局关于核查陇电入浙配套古浪黄花滩 200 万千瓦光伏项目选址是否占用文物保护区的复函
12		古浪县人民武装部军事科关于核查甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目拟选址是否涉及军事敏感性因素的复函
13		甘肃祁连山国家级十八里堡自然保护站自然保护区管护中心十八里堡自然保护站关于查询古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目用地拟选位置是否在自然保护区的复函
1	专题报告	甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目深化可行性研究报告-第 2 卷 330kV 升压储能站报告
2		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目岩土工程勘测报告

表 8.5-3 招标人已委托的专题报告清单如下:

序号	文件类别	文件名称
1	专题报告	甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目水土保持报告（本体、升压储能站、线路）
2		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目环境影响评价报告（本体、升压储能站、线路）
3		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目勘测定界报告（本体、升压储能站、线路）
4		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目用地预审服务（#1 升压储能站、#2 升压储能站）
5		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目社会稳定性风险分析报告服务（已取得本体、#1 升压储能站成果；#2 升压储能站暂未开展）
6		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目地质灾害评估服务（本体、升压储能站、出线）
7		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目勘测定界服

		务（已取得本体，升压储能站、出线暂未开展）
8		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目防洪影响评价报告
9		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目安全预评价服务（本体、升压储能站、线路）
10		甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目职业病预评价服务（本体、升压储能站、出线）
11		气候可行性论证报告

9 工程进度计划

9.1 工程总进度

本项目要求于 2026 年 8 月 30 日完成首次并网，2026 年 9 月 30 日完成全容量并网，如因非招标人或投标人原因导致的工期调整，经双方另行协商并通过签订补充协议的方式调整。

投标人根据本项目全容量并网时间要求编制工程进度表，时间以天为单位。详细的工程进度计划在工程开工前 14 天提供。

表 9.1-1 工程进度计划表（由投标人填写）

序号	项目名称		计划完成时间
1	初步设计		
2	施工图设计		
3	主设备采购		
4	其他设备、材料采购		
5	土建工程	升压储能站土建 交安	
		箱变基础	
		支架桩基础	
		集电线路塔基	
6	设备安装	升压储能站	
		箱变	
		支架及组件	
		集电线路	
7	系统调试		
8	升压储能站倒送电		
9	全容量并网		

合同签订后，投标人应在 2 周内根据招标人提供的里程碑节点，编制并提交所要实施的全部工作的详细计划，这些计划，包括设计、采购、制造、试验、发运和仓储都要依据合同进度作为有可能修改的目标计划使用。

如果在工程进展期间有必要修改进度表，投标人应书面通知招标人并提交修改过的进度表供批准。

9.2 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，详细的设

备交付进度计划在工程开工前 14 天提供。

表 9.2-1 主要设备、材料交货进度表（由投标人细化填写）

序号	设备/部件/名称/型号	数量	交货时间	备注
1	光伏组件			
2	逆变器			
3	光伏支架			
4	箱变			
5	35kV 配电装置			
6	储能系统			
7	SVG			
8	直流/UPS 系统电源			
9	电缆			
10	电气二次设备			
11	主变压器			
12	调相机			
13	AIS 设备			
14	集电线路组件			
15	杆塔组件			
...				

9.3 图纸交付进度

投标人编制的图纸交付进度应满足现场施工及工程整体进度要求，详细的图纸交付计划在工程开工前 14 天提供。

9.4 劳动力和主要工种劳动力安排计划

投标人提供劳动力安排计划，详细的劳动力计划在工程开工前 14 天提供。劳动力配置应满足本项目施工工期要求。

9.5 主要施工机械设备配置及进场计划

投标人提供主要施工机械设备配置及进场计划，详细的施工机械设备配置及进场计划在工程开工前 14 天提供。主要施工机械设备配置应满足本项目施工工期要求。

10 技术资料

10.1 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。

以上提到的所有数据表格应完整地填写，并作为投标文件的一部分。投标人提交的投标文件中包括但不限于以下资料：

（1）时间进度（网络图），分别表明电气和土建的设计、制造、运输、施工和安装、试验、调试、试运、临时接收、验收至运行的阶段。

（2）施工组织大纲及项目质量管理大纲。

（3）与电气安装和土建施工期相对应的技术监督的总人月图表。

（4）在建设、试运、运行、试验、质保期内的人员培训计划。

（5）试验、建设、试运等的标准和规范表。

（6）主要分包计划。

（7）投标人认为其他需要的资料。

10.2 规划和建设阶段的资料

规划和建设过程中的所有资料应以“初步设计（资料）”“施工图（资料）”和“竣工图（资料）”状态提交。投标人应根据计划和工程的进展更新所有资料，并根据总的合同条件提交所有最终资料。资料和图纸的改变必须做明确的标记，需具备相应的变更申请流程，以清楚地找到改变之处。

在相关的图纸和设计资料被最终认可之前，投标人不应进行设备的装运。超出合同范围的图纸和设计资料的修改不能作为调整合同价格变动的依据。

投标人在合同执行过程中应至少提供下列资料，但不仅限于此：

（1）施工总平图、电气、土建（含土建、暖通、消防和给排水）等专业的所有图纸和方案。

（2）制造、交货、土建施工、安装、设备调试、系统调试、竣工检验和性能试验等总的时间进度，内容应分解到主要节点、主要组件、开始日期、准备工作，包括管线连接以及电气和控制安装的准备日期。

（3）设备制造、材料供货、试验、工厂接收、车间组装、运输至现场、分包商的供货等的详细进度。

- （4）详细的土建施工进度。
- （5）详细的安装进度。
- （6）详细的试运进度，包括涉及人员的指定。
- （7）进展报告，包括工程、制造、交货、土建施工、安装、设备调试、系统调试、竣工检验和性能试验等状态的描述。
- （8）分包商提供的有关资料。
- （9）制造商和分包商清单。
- （10）主要设备说明及设备材料清册。
- （11）其他相关附图、资料清单。
- （12）性能考核试验有关资料。
- （13）检查和接收记录和报告、评估，包括接收测试的报告。
- （14）人员培训计划的详细描述。
- （15）修改的图纸和资料。
- （16）备件清单。
- （17）培训用资料。
- （18）设备与材料的检、试验计划。

10.3 运行和维护说明

（1）投标人应根据合同条件提供和提交每一特定设备、系统的运行和维护说明。

（2）说明手册的内容应完整且有针对性，设备名称应与工程相统一，包含设备清单、设备型号、检定日期（检定有效期）、系统拓扑图、系统常用操作说明、各设备厂家名称及联系方式等内容，并附周期检修更换零件清单与易损件备品、备件清单。

10.4 调试后资料

投标人应根据合同条件提供设备竣工图，在施工、安装、试运和质量保证期间发生的电气及土建方面的改动应在设备竣工图中反映。

投标人应提供设备在现场安装和调试的完整记录，提供交接试验报告和设备联调报告等相关资料。

10.5 招标人提供的资料

招标人将根据合同条件提供必需的资料。

10.6 与技术相关的单据

(1) 投标人严格执行招标人技术管理相关的制度。

(2) 各种单据应以中文书写提交招标人。

(3) 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。

10.7 投标人提供的资料

10.7.1 资料的份数要求

投标人应提供给招标人的图纸、资料的份数要求见下表。

表 10.7-1 投标人需提供的资料份数

资料	单位	份数
施工图最终资料（包括图纸）	套	8
竣工图	套	6
设备图纸资料	套	8
供参考的图纸	套	6
调试资料	套	6
其它供审批的图纸和资料	套	6
运行和维护手册	套	6
培训手册	套	6
上述资料电子版（U 盘或移动硬盘）	套	6
电力公司设计审查图纸资料（资料装订方式、数量等应符合电力公司要求）	套	符合电力公司要求
电力公司竣工验收图纸资料（资料装订方式、数量等应符合电力公司要求）	套	符合电力公司要求

10.7.2 资料的一般要求

提交的所有文件的语言以中文为主，并采用国际单位制。

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。

10.7.3 资料交接程序

为了更好、更快捷地合作，投标人应将图纸、资料送交到以下指定地址：

招标人：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

接收人：陈全

联系方式：18767883455

地址：甘肃省武威市古浪县黄花滩镇

邮编：733100

10.8 技术资料交付进度

投标人提交技术资料的交付进度除合同条件中已有明确规定外，由合同双方在设计联络会上确定（包括施工图设计阶段的技术资料）。

10.9 资料归档

投标人应按国家、地方和行业标准及招标人资料归档要求，完成竣工图纸及工程资料的归档。

11 工程分包要求

分包要求按国家和行业最新要求（如《住房城乡建设部关于进一步推进工程总承包发展的若干意见》建市[2016]93 号文等）执行。

11.1 设备、材料分包商要求

11.1.1 分包商资格和工程总承包方责任义务

（1）工程总承包方对光伏电站系统分包的设备、材料承担全面责任。

（2）工程总承包方应选择合格的分包商购买所需的设备、材料，满足设计要求，从分包商购买的任何设备、材料应是新的先进的具有成熟的使用业绩的，不得采购淘汰的或可预知备件难以采购的型号的设备 and 材料。投标人的设备、材料采购必须满足工程进度要求，业主认为需提前采购的设备，投标人必须满足业主要求。

（3）工程总承包方应对所有分包商的工作进行监督和指导，尽管分包商可以对项目的各部分提供工程和设计服务，但工程总承包方应审查和负责合同范围内的勘察设计服务、采购、施工方法、方式、技巧、顺序和程序以及协调分包商的工作。

11.1.2 分包商选择

（1）招标人所提及的技术要求和供货范围都是最低限度的要求（要满足强制性标准），并未对一切技术细节作出规定，也未充分地详述有关标准和规范的条文，投标人应提供符合招标文件和相关最新工业标准的功能齐全的优质产品及其相应服务，产品必须满足国家有关安全、消防、环保、劳动卫生等强制性标准的要求。

（2）设备和材料执行中国标准，没有中国标准的执行国际标准或该设备和材料制造商所在国标准。

（3）工程总承包方设备、材料采购合同及技术协议必须提交业主 2 份，提交时间为合同签订后 15 天内。

11.1.3 设备及材料配置

主要设备推荐品牌规格详见招标文件中的“主要设备推荐厂家品牌清单”。

11.2 分包人要求

（1）分包内容：主体工程不允许分包，分包必须符合国家法律法规要求，并经招标人同意。

（2）分包单位的资格要求：应符合国家法律规定的企业资质等级，且资格能力应与其分包工作的标准和规模相适应，并须经招标人认可。

12 缺陷责任期

12.1 缺陷责任期的起算时间

缺陷责任期自实际竣工日期起计算。在全部工程竣工验收前，已经招标人提前验收的区段工程或进入施工期运行的工程，其缺陷责任期的起算日期相应提前到相应工程竣工日。

12.2 缺陷责任

12.2.1 投标人应在缺陷责任期内对已交付使用的工程承担缺陷责任。

12.2.2 缺陷责任期内，招标人对已接收使用的工程负责日常维护工作。招标人在使用过程中，发现已接收的工程存在新的缺陷或已修复的缺陷部位或部件又遭损坏的，投标人应负责修复，直至检验合格为止。

12.2.3 监理人和投标人应共同查清缺陷和（或）损坏的原因。经查明属投标人原因造成的，应由投标人承担修复和查验的费用。经查验属招标人原因造成的，招标人应承担修复和查验的费用，并支付投标人合理利润。

12.2.4 投标人不能在合理时间内修复缺陷的，招标人可自行修复或委托其他人修复，所需费用和利润的承担，按第12.2.3 项约定执行。

12.3 缺陷责任期的延长

由于投标人原因造成某项缺陷或损坏使某项工程或工程设备不能按原定目标使用而需要再次检查、检验和修复的，招标人有权要求投标人相应延长缺陷责任期，但缺陷责任期最长不超过2年。

12.4 进一步试验和试运行

任何一项缺陷或损坏修复后，经检查证明其影响了工程或工程设备的使用性能，投标人应重新进行合同约定的试验和试运行，试验和试运行的全部费用应由责任方承担。

12.5 投标人的进入权

缺陷责任期内投标人为缺陷修复工作需要，有权进入工程现场，但应遵守招标人的保安和保密规定。

12.6 缺陷责任期终止证书

在第12.1约定的缺陷责任期，包括根据第12.3款延长的期限终止后14天内，由监理人向投标人出具经招标人签认的缺陷责任期终止证书，并退还剩余的质量保证金。

12.7 保修责任

12.7.1 工程质量保修范围

合同工程承包范围。

12.7.2 工程质量保修期限

建筑工程保修期按《建筑法》及《建设工程质量管理条例》《房屋建筑工程质量保修办法》规定执行。建设工程保修期，自试运和移交生产之日算起。集电线路、送出线路、光伏阵列等单位/子单位工程在试运合格后可分批移交生产并进入保修期。基础设施施工工程、房屋建筑的地基基础工程和主体结构工程，为设计文件规定的合理使用年限。

设备质保期为 2 年；

建筑物电气管线、上下水管线、设备安装和装修工程，为 2 年；

道路等公用工程为 2 年；

安装工程保修期为 2 年。

12.7.3 工程质量保修咨询服务

（1）招标人在操作、使用过程中，出现故障或不正常现象，随时用电话或书面传真提出问题，投标人应通过电话或派出公司技术人员赶到现场提供服务。

（2）投标人对设备提供设备规定年限的免费保修期服务（含保养、修理），在招标人提供维修通知 24 小时之内赶到现场进行维修。保修期以外，招标人如有需要，请求投标人提供技术服务的，投标人不得拒绝。每次维护结束后，由维护方提供《故障分析及处理报告》，并报告招标人。

13 考核

以下所述的合同总价不包括甲采设备暂估价。以下考核合计不超过合同总价的 10%。

13.1 达标投产

牵头完成本项目的达标投产工作，确保集团 AAAAA 达标投产。未达到集团 AAAAA 标准或省部级优质工程，扣 500 万元。达到国家级优质工程，奖 500 万元。

13.2 工程装机容量

投标人移交的工程实际直流侧装机容量低于投标人承诺值的，按每相差 0.1%（不足 0.1%的按 0.1%计）考核投标人 200 万元，并由投标人免费补充安装，直至工程实际装机容量达到投标人承诺值。若投标人拒绝免费补充安装，则在上述考核的基础上，实际装机值低于承诺装机值，赔偿违约金 300 万元/0.5MWp（不足 0.5MWp 的按 0.5MWp 计）。

13.3 本标段首年系统整体效率 PR 值

13.3.1 电站系统效率测试

短期实测测试内容：

- （1）每个光伏电站电站整体系统效率测试。
- （2）每个光伏电站项目各标段系统效率测试。

测试条件：时间应不少于 7 天，且累计辐照应不小于 30kWh/m²，相应测试应满足 GB/T 39854 光伏发电站性能评估技术规范。

13.3.2 电站系统首年效率 PR 分析

长期分析数据来源：

- （1）并网后运行一年的电站关口表每日、每月发电数据。
- （2）现场每日天气状况，场站安装的、提供第三方校准证书的辐射表、温度计等环境监测设备的水平辐射量、倾角辐射量、气温、背板温度、风速风向等每日、每月累计统计数据。

（3）场站非正常运行情况记录，包括各类原因影响发电的故障、检修、停机，记录日期和持续时间。

分析条件：排除受外界影响包括限电、停机等情况，并网后运行一年的环境监测数据和运行数据为基础，满足 GB/T 39854 光伏电站性能评估技术规范。

13.3.3 考核条款

在电站试运行期内因投标人设计、采购、建筑安装施工原因，经第三方检测，系统实际整体效率（短期实测或长期分析）低于投标人承诺值的，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。若投标人拒绝修复或优化系统，则按系统实际整体效率与投标人承诺值每相差 1%（不足 1%的按 1%计）考核投标人 1600 万元，在工程结算款中予以扣除。

13.4 组件输出功率衰减率

从本标段运行的组件中每 100MW 抽检 20 块组件送双方认可的第三方检测机构开展实验室外观和功率检测（IEC61215），计算所有检测组件 STC 功率（相对标称功率的衰减率平均值）。

自本标段全容量发电之日起计算，光伏组件第 1 年内，实验室检测功率衰减率高于投标人承诺值的，按每相差 0.1%（不足 0.1%的按 0.1%计）考核投标人 200 万元，并由投标人免费更换光伏组件直至组件实际输出功率衰减率达到投标人承诺值。组件输出功率衰减率考核金额不超过合同总价的 1%。

13.5 进度考核

因投标人原因，使工程首次并网时间延误的，每延误 1 日考核合同价格的 0.1%；在上述考核的基础上因投标人原因，使工程全容量并网时间延误的，每延误 1 日考核合同价格的 0.1%。

13.6 出图准确率、进度考核

施工图设计方需对工程施工图出图的准确率负责。因设计方原因导致施工图变动（不包含正常的设计变更与设计优化）的，每变动 1 处对设计方考核 1 万元，出图准确率考核金额不超过合同中设计部分总价的 15%。

施工图设计方需对工程施工图出图的及时性负责。因设计方原因导致施工图进度延误的，每延迟一天扣减设计合同总价的 1%，出图进度考核金额不超过合

同中设计部分总价的 15%。

13.7 设计考核

（1）由于设计原因导致严重漏概、少概的，每产生 1%初步设计概算总额的漏概、少概金额，考核合同设计部分总额的 1%，累计考核金额不超过合同设计部分总额的 15%。

（2）由于设计原因产生重大设计变更的（涉及原初步设计审定内容、设计原则、工艺系统与主要结构布置的修改、较大工程量的改变、概算费用增加在 100 万元及以上的变更），每产生 1 处，考核合同设计部分总额的 10%，累计考核金额不超过合同设计部分总额的 50%。

（3）以上考核若同时发生，按最高金额考核，不做重复考核。

13.8 通用考核

13.8.1 安全文明施工考核

按照浙能集团、浙能甘肃公司及项目公司事故、事件相关考核规定执行。

13.8.2 质量考核

有下列情况之一的，将给予质量考核

13.8.2.1 通用规定

（1）偷工减料，不按照设计、技术规范、技术标准施工，档案不齐全、丢失的根据情节每次考核承包人 10000～50000 元，并对不符合技术标准的部位进行返工整改。

（2）不合格的建筑材料、建筑构配件进入施工料场未被及时发现，每次考核承包人 5000～20000 元。

（3）将不合格的建筑材料、建筑构配件使用在工程当中，视情况每次考核 20000 元。

（4）执行施工技术、工程质量标准不严，出现原电力部电质[1995]140 号文中要求消除的施工质量通病，根据情节轻重每次考核承包人质量管理人员，所在单位 10000～50000 元。

（5）未对建筑材料、建筑构配件、设备和商品混凝土进行检验，或者未对涉及结构安全的试块、试件以及有关材料见证取样检测的，责令改正，并每次根

据情况考核 50000～100000 元。

（6）各级验收项目以及隐蔽工程验收项目，若由于把关不力，在下道工序验收中被发现质量问题者，每次考核 10000～50000 元。

（7）工程质量由于把关不力，致使造成一般及以上质量事故的，按照国家有关法规规定另行处理。

（8）对质监、监理人员的有关质量指令，没有正当理由，采取消极对待，或不按规定期限执行的，每次考核 1000～5000 元。

（9）未采取成品保护措施或措施不当，导致成品造成损坏，每次考核 5000～20000 元。

13.8.2.2 施工部分

1 土建部分

（1）使用的模板变形或未清理干净，每次考核 500-1000 元。

（2）模板支承没有按作业指导书要求施工的，每次考核 500-1000 元。

（3）模板支承不牢造成砼构件变形的，每次考核 1000-5000 元。

（4）预埋件定位错误或固定不牢（砼浇灌前质检查出）的，每次考核 1000-2000 元。

（5）使用的砂子、石子污染或规格不符合要求的，每次考核 1000-2000 元。

（6）切割砼工艺螺栓时污染砼表面光洁度的，每次考核 500-1000 元。

（7）钢筋绑扎完毕不按规定加垫块（砼浇灌前质检查出）的，每次考核 2000-3000 元。

（8）使用的钢筋锈蚀、泥土油垢污染的，每次考核 1000-2000 元。

（9）砼浇灌前任意踩踏钢筋的，每次考核 500-1000 元。

（10）未按规定进行砼振捣或漏振与过振的，每次考核 1000-3000 元。

（11）二次浇灌面，施工缝未按规范要求处理的，每次考核 1000-2000 元。

（12）电缆沟道的内侧壁埋件不平或不牢固的，每次考核 1000-2000 元。

（13）砼浇筑体有蜂窝、麻面、漏筋现象的，每次考核 1000-3000 元。

（14）钢筋对焊一次抽检不合格的，每次考核 2000-3000 元。

（15）搭接焊焊缝高度、搭接长度不满足要求的，每次考核 2000-3000 元。

（16）成品、半成品材料抽检试验不合格的，每次考核 2000-3000 元。

2 机务部分

（1）支架尺寸、除锈、对口间隙及管子的坡度、标高、坡向不符合规范及设计要求的，每次考核 1000-2000 元。

（2）组件及设备安装前未清理内外杂物的，每次考核 1000-2000 元。

（3）厂家设备未经批准随意施焊或切割的，每次考核 2000-3000 元。

（5）在被焊工件表面引燃电弧或在高合金钢材料表面焊接对口用卡具的，每次考核 500-1000 元。

（6）地基处理或支墩不符合要求的，每次考核 500-1000 元。

（7）焊工无证作业的，每次考核 3000-5000 元。

（8）焊缝的检查试件及试样弄虚作假的，每次考核 3000-5000 元。

（9）未按规定加装管座的，每次考核 1000-2000 元。

（10）焊缝的无损检测中有漏检的，每次考核 1000-2000 元。

3 电气部分

（1）电缆敷设扭结或划伤保护层的，每次考核 1000-2000 元。

（2）电缆拐弯、直线、动力缆中间接头未按规定进行绑扎的，每次考核 500-1000 元。

（3）电缆金属保护管未可靠接地或管口有毛刺的，每次考核 500-1000 元。

（4）电缆中间接头没做明显标记的，每次考核 500-1000 元。

（5）配电箱未可靠接地的，每次考核 1000-2000 元。

（6）屏蔽电缆未按规定接地的，每次考核 1000-2000 元。

（7）电力电缆、控制电缆、信号电缆不按顺序分层敷设或混放的，每次考核 500-1000 元。

13.8.3 过程考核

此项考核金额累积不超过合同总价的 1%。

（1）投标人不按要求的时间编制上报施工总体进度计划、季度计划、月度进度计划和周进度计划，视情况予以通报批评或处罚投标人考核 2000~4000 元、项目经理、副经理（或现场执行经理）连带考核 500~1000 元。

（2）未经招标人同意，擅自改变施工进度计划，视情况予以通报批评或处以投标人 1000~3000 元、处以责任人考核 500~1000 元。

（3）因材料计划上报延误、上报数量规格不准确（错误）影响工程进度，视情况予以通报批评或考核投标人 2000～4000 元、项目经理、副经理（或现场执行经理）考核 500～1000 元。因图纸交付计划、设备交付计划、材料交付计划、大型机具进场计划等配套计划未按要求上报，处罚额度同上。

（4）因材料计划难以采购，不及时申请变更或通知监理单位、招标人影响工程进度，视情况予以通报批评或考核投标人 2000～4000 元、项目经理、副经理（或现场执行经理）考核 500～1000 元。

（5）因图纸会审不仔细导致设计问题影响施工进度或申请变更上报不及时导致影响施工进度，视情况予以通报批评或考核责任人 2000～4000 元、项目经理、副经理（或现场执行经理）考核 1000～3000 元。

（6）因投标人组织安排不合理产生工程施工进度问题或不良后果，投标人项目经理负相应责任，副经理（或现场执行经理）负直接责任。视情况予以通报批评或考核责任人 2000～4000 元、项目经理、副经理（或现场执行经理）考核 1000～3000 元。

（7）根据审批后的周进度计划，因投标人自身原因造成工程延误，按分项工程每滞后一天，视情节轻重考核投标人 500～2000 元。月度进度考核时，进度追赶满足月度要求，返还当月关于工期的考核作为奖励。

（8）因投标人自身原因造成工程延误，按分项工程每滞后一天，视对直线工期、网点控制进度影响程度轻重考核投标人 2000～7000 元。季度工程进度满足里程碑节点计划要求，返还各月关于工期的月度考核作为奖励。

（9）季度工程进度未满足批准的计划工期，当季考核将成为永久性考核，纳入赶工措施费使用。

考核说明：如本考核与合同等其它考核条款重复，依据最高考核标准执行。

14 引用的法律法规、标准、规范

相关标准均以最新版本为准。

14.1 土建工程

14.1.1 光伏发电场本体

- (1) 《工程结构通用规范》 GB55001
- (2) 《钢结构通用规范》 GB55006
- (3) 《砌体结构通用规范》 GB55007
- (4) 《混凝土结构通用规范》 GB55008
- (5) 《建筑与市政地基基础通用规范》 GB55003
- (6) 《建筑与市政工程抗震通用规范》 GB55002
- (7) 《光伏电站设计标准》 GB50797
- (8) 《光伏支架结构设计规程》 NB/T10115
- (9) 《太阳能发电站支架基础技术规范》 GB51101
- (10) 《工程结构可靠性设计统一标准》 GB50153
- (11) 《建筑结构荷载规范》 GB50009
- (12) 《建筑工程抗震设防分类标准》 GB50223
- (13) 《建筑抗震设计标准》 GB/T50011
- (14) 《构筑物抗震设计规范》 GB50191
- (15) 《混凝土结构设计标准》 GB/T50010
- (16) 《钢结构设计标准》 GB50017
- (17) 《冷弯薄壁型钢结构技术规范》 GB50018
- (18) 《建筑地基基础设计规范》 GB50007
- (19) 《建筑桩基技术规范》 JGJ94
- (20) 《建筑地基处理技术规范》 JGJ79
- (21) 《电力工程地基处理技术规程》 DL/T5024
- (22) 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB/T50046

及其它相关的国家、地方、行业规范规程。

14.1.2 升压储能站

- (1) 《民用建筑设计统一标准》 GB50352
- (2) 《建筑设计防火规范》 GB50016
- (3) 《建筑内部装修设计防火规范》 GB50222
- (4) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229
- (5) 《光伏发电站设计规范》 GB50797
- (6) 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》 DL/T5218
- (7) 《建筑防烟排烟系统技术标准》 GB51251
- (8) 《无障碍设计规范》 GB50763
- (9) 《建筑与市政工程无障碍通用规范》 GB55019
- (10) 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB55015
- (11) 《办公建筑设计规范》 JGJ/T67
- (12) 《建筑防火通用规范》 GB55037
- (13) 《民用建筑通用规范》 GB55031
- (14) 《建筑与市政工程防水通用规范》 GB55030
- (15) 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB55015
- (16) 《工程结构通用规范》 GB55001
- (17) 《钢结构通用规范》 GB55006
- (18) 《砌体结构通用规范》 GB55007
- (19) 《混凝土结构通用规范》 GB55008
- (20) 《建筑与市政地基基础通用规范》 GB55003
- (21) 《建筑与市政工程抗震通用规范》 GB55002
- (22) 《建筑结构可靠性设计统一标准》 GB50068
- (23) 《工程结构可靠性设计统一标准》 GB50153
- (24) 《中国地震动参数区划图》 GB18306
- (25) 《建筑工程抗震设防分类标准》 GB50223
- (26) 《建筑抗震设计标准》 GB/T50011
- (27) 《构筑物抗震设计规范》 GB50191
- (28) 《建筑结构荷载规范》 GB50009

- (29) 《混凝土结构设计标准》 GB/T50010
- (30) 《钢结构设计标准》 GB50017
- (31) 《砌体结构设计规范》 GB50009
- (32) 《建筑地基基础设计规范》 GB50007
- (33) 《建筑桩基技术规范》 JGJ94
- (34) 《建筑地基处理技术规范》 JGJ79
- (35) 《电力工程地基处理技术规程》 DL/T5024
- (36) 《工业建筑防腐蚀设计标准》 GB/T50046
- (37) 《变电站建筑设计技术规程》 DL/T5457

国家及地方相关规划建筑设计条例、法规、规范。

14.2 工程消防

- (1) 《中华人民共和国消防法》
- (2) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229
- (3) 《3kV~110kV 高压配电装置设计规范》 GB50060
- (4) 《35kV~110kV 变电站设计规范》 GB50059
- (5) 《高压配电装置设计规范》 DL/T5352
- (6) 《电力设备典型消防规程》 DL5027
- (7) 《电力工程电缆设计标准》 GB50217
- (8) 《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116
- (9) 《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140
- (10) 《建筑防火通用规范》 GB55037
- (11) 《消防设施通用规范》 GB55036
- (12) 《电化学储能电站安全规程》 GB/T42288
- (13) 《建筑设计防火规范》 GB50016
- (14) 《消防给水及消火栓系统技术规范》 GB50974
- (15) 《气体灭火系统设计规范》 GB50370
- (16) 《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140
- (17) 《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116
- (18) 《电化学储能电站设计规范》 GB51048

- (19)《自动喷水灭火系统设计规范》GB50084
- (20)《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229
- (21)《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》TCEC373
- (22)《磷酸铁锂电池储能电站消防技术与工程应用》
- (23)《电化学储能电站设计标准》（征求意见稿）

14.3 环境保护

14.3.1 法律法规

- (1)《中华人民共和国环境保护法》
- (2)《中华人民共和国环境影响评价法》
- (3)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》
- (4)《中华人民共和国水污染防治法》
- (5)《中华人民共和国大气污染防治法》
- (6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (7)《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号
- (8)《中华人民共和国水土保持法》
- (9)《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令第 16 号
- (10)《环境空气质量标准》（GB3095）二级标准
- (11)《大气污染物综合排放标准》（GB16297）新污染源二级排放标准
- (12)《声环境质量标准》（GB3096）2 类标准
- (13)《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）2 类标准
- (14)《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523）
- (15)《污水综合排放标准》（GB8978）一级标准

14.3.2 环境影响评价技术规范

- (1)《中华人民共和国环境保护法》
- (2)《中华人民共和国环境影响评价法》
- (3)《中华人民共和国水污染防治法》
- (4)《中华人民共和国大气污染防治法》
- (5)《中华人民共和国噪声污染防治法》

- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》
- (8) 《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1）
- (9) 《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19）
- (10) 《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2）
- (11) 《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4）
- (12) 《建设项目环境影响报告表》内容、格式
- (13) 生态影响类建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）
- (14) 《环境影响评价技术导则输变电》（HJ24）
- (15) 《交流输变电工程电磁环境监测方法》（HJ681）
- (16) 《建设项目环境保护管理条例》
- (17) 《建设项目环境影响评价文件编制办法》
- (18) 《环境空气质量标准》GB3095
- (19) 《电磁环境控制限值》GB8702

14.4 水土保持

- (1) 《中华人民共和国水土保持法》
- (2) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433）
- (3) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434）
- (4) 《水利水电工程水土保持技术规范》（SL575）
- (5) 《水土保持监测技术规程》（SL277）
- (6) 《水土保持工程设计规范》（GB51018）
- (7) 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190）
- (8) 《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》（GB/T22490）
- (9) 《甘肃省水土保持条例》
- (10) 《甘肃省水土保持规划（2016-2030 年）》（甘肃省水利厅水土保持局）
- (11) 《2023 年甘肃省水土保持公报》（甘肃省水利厅）
- (12) 甘肃省发展和改革委员会、甘肃省财政厅、甘肃省水利厅联合发布《关于水土保持补偿费收费标准的通知》（甘发改收费〔2017〕590 号）

（13）《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59 号）

14.5 劳动安全与工业卫生

14.5.1 法律法规

- （1）《中华人民共和国劳动法》
- （2）《中华人民共和国安全生产法》
- （3）《中华人民共和国消防法》
- （4）《中华人民共和国职业病防治法》
- （5）《中华人民共和国电力法》
- （6）《建设工程安全生产管理条例》
- （7）《建设项目（工程）劳动安全卫生监察规定》
- （8）《中华人民共和国突发事件应对法》
- （9）《职业病分类和目录》
- （10）《建设项目职业卫生“三同时”监督管理暂行办法》
- （11）《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》
- （12）《工作场所职业卫生监督管理规定》
- （13）《劳动防护用品监督管理规定》
- （14）《安全生产事故隐患排查治理暂行规定》
- （15）《电力安全事故调查处理程序规定》
- （16）《生产安全事故应急预案管理办法》

14.5.2 主要技术规范、规程、标准

- （1）《危险化学品重大危险源辨识》GB18218
- （2）《防止静电事故通用导则》GB12158
- （3）《工业企业设计卫生标准》GBZ1
- （4）《工作场所有害因素职业接触限值》（GBZ2.2）
- （5）《安全色》GB2893
- （6）《安全标志及使用导则》GB2894
- （7）《电气设备安全设计导则》GB/T25295

- (8) 《建筑采光设计标准》 GB/T50033
- (9) 《变电站总布置设计技术规程》 DL/T5056
- (10) 《工业建筑防腐蚀设计规范》 GB50046
- (11) 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB14285
- (12) 《电力工程电缆设计规范》 GB50217
- (13) 《建筑物防雷设计规范》 GB50057
- (14) 《建筑设计防火规范》 GB50016
- (15) 《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116
- (16) 《建筑照明设计标准》 GB50034
- (17) 《建筑给水排水设计规范》 GB50015
- (18) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB50019
- (19) 《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140

14.6 电气部分

- (1) 《光伏（PV）发电系统过电压保护—导则》 SJ/T11127
- (2) 《光伏电站接入电力系统技术规定》 GB/Z19964
- (3) 《光伏系统电网接口特性》 GB/T20046
- (4) 《电能质量电压波动和闪变》 GB12326
- (5) 《电能质量电力系统供电电压允许偏差》 GB12325
- (6) 《电能质量公用电网谐波》 GB/T14549
- (7) 《建筑物防雷设计标准》 GB50057
- (8) 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T448
- (9) 《电力工程电缆设计规范》 GB50217
- (10) 《3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》 DL/T404
- (11) 《电能质量三相电压允许不平衡度》 GB/T15543
- (12) 《电能质量电力系统频率允许偏差》 GB/T15945
- (13) 《外壳防护等级（IP 代码）》 GB4208
- (14) 《低压电器外壳防护等级》 GB/T4942.2
- (15) 《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》 GB50062
- (16) 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB14285

- (17) 《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》 GB50062
- (18) 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB14285
- (19) 《电力工程直流系统设计技术规程等相关规范标准》 DL/T5044

14.7 太阳能组件

- (1) 《晶体硅太阳能电池组件设计鉴定和定型》 IEC61215
- (2) 《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》 IEC61730.1
- (3) 《光伏（PV）组件安全鉴定第 2 部分：试验要求》 IEC61730.2
- (4) 《地面用光伏（PV）发电系统概述和导则》 GB/T18479
- (5) 《光伏（PV）发电系统过电压保护—导则》 SJ/T11127
- (6) 《光伏系统并网技术要求》 GB/T19939
- (7) 《太阳能电池组件盐雾腐蚀试验》 EN61701
- (8) 《晶体硅光伏方阵 I-V 特性现场测量》 EN61829
- (9) 《太阳能电池组件对意外碰撞的承受能力（抗撞击试验）》 EN61721
- (10) 《太阳能电池组件紫外试验》 EN61345
- (11) 《光伏器件第 1 部分：光伏电流—电压特性的测量》 GB6495.1
- (12) 《光伏器件第 2 部分：标准太阳能电池的要求》 GB6495.2
- (13) 《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》 GB6495.3
- (14) 《晶体硅光伏器件的 I-V 实测特性的温度和辐照度修正方法》 GB6495.4
- (15) 《光伏器件第 5 部分：用开路电压法确定光伏（PV）器件的等效电池温度（ECT）》 GB6495.5
- (16) 《光伏器件第 7 部分：光伏器件测量过程中引起的光谱失配误差的计算》 GB6495.7
- (17) 《光伏器件第 8 部分：光伏器件光谱响应的测量》 GB6495.8
- (18) 《晶体硅光伏（PV）方阵 I-V 特性的现场测量》 GB/T18210
- (19) 《太阳能电池组件盐雾腐蚀试验》 GB/T18912
- (20) 《光伏（PV）组件紫外试验》 GB/T19394
- (21) 《机电产品包装通用技术条件》 GB/T13384
- (22) 《包装储运图示标志》 GB/T191

- (23) 《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》 GB20047.1
- (24) 《光伏（PV）组件安全鉴定第 2 部分：试验要求》 GB20047.2
- (25) 《地面用太阳能电池电性能测试方法》 GB6495
- (26) 《地面用太阳能电池标定的一般规定》 GB6497
- (27) 《陆地用太阳能电池板组件总规范》 GB/T14007
- (28) 《太阳能电池板组件参数测量方法》 GB/T14009
- (29) 《地面用晶体硅太阳电池组件设计鉴定和类型》 GB/T9535
- (30) 《太阳电池光谱响应测试方法》 GB/T11009
- (31) 《光谱标准太阳电池》 GB/T11010
- (32) 《太阳电池电性能测试设备检验方法》 GB/T11012
- (33) 《太阳电池组件的测试认证规范》 IEEE1262
- (34) 《地面用硅太阳电池电性能测试方法》 SJ/T2196
- (35) 《地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准》 SJ/T9550.29
- (36) 《地面用晶体硅太阳电池组件质量分等标准》 SJ/T9550.30
- (37) 《单晶硅太阳电池》 SJ/T10173TDA75
- (38) 《太阳电池温度系数测试方法》 SJ/T10459
- (39) 《光伏器件第 6 部分标准太阳电池组件的要求》 SJ/T11209
- (40) 《电能质量供电电压偏差》 GB/T12325
- (41) 《电能质量电压波动和闪变》 GB12326
- (42) 《电能质量公用电网谐波》 GB/T14549
- (43) 《电能质量电力系统频率偏差》 GB/T15945
- (43) 《电能质量三相电压不平衡》 GB/T15543
- (44) 《电力系统安全稳定导则》 DL/755
- (45) 《电网运行准则》 GB/T31464
- (46) 《电力系统技术导则》 SD131
- (47) 《电力系统电压和无功电力技术导则》 SD325
- (48) 《光伏组件的测试认证规范》 IEEE1262
- (49) 有关 IEC、IEEE、EN、SJ 和在发标及投标有效期内，国家、行业颁布的新标准、规范等

14.8 逆变器

- (1) 《外壳防护等级（IP 代码）》GB4208
- (2) 《电工电子产品基本环境试验规程》GB/T2423
- (3) 《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617
- (4) 《光伏电站接入电网测试规程》Q/GDW618
- (5) 《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T19964
- (6) 《国家电气设备安全技术规范》GB19517
- (7) 《光伏发电专用逆变器的安全》IEC62109-1/2
- (8) 《光伏并网逆变器技术规范》NB/T32004
- (9) 《并网光伏发电专用逆变器技术条件》CNCACTS0004
- (10) 《光伏并网系统用逆变器防孤岛测试方法》IEC62116
- (11) 《电磁兼容通用标准》GB17799
- (12) 《电磁兼容通用标准》IEC61000-6
- (13) 《电能质量公用电网谐波》GB/T14549
- (14) 《电能质量三相电压不平衡》GB/T15543
- (15) 《电能质量电压波动和闪变》GB/T12326
- (16) 《电能质量公用电网间谐波》GB/T24337
- (17) 《电能质量供电电压允许偏差》GB/T12325
- (18) 《电能质量电力系统频率偏差》GB/T15945
- (19) 《低压熔断器》IEC60269
- (20) 《低压成套开关设备国家标准》GB7251
- (21) 《低压开关设备和控制设备成套装置》IEC60439
- (22) 《直流电能表》JJG842
- (23) 《多功能电能表》DL/T614
- (24) 《电能计量装置技术管理规定》DL/T448
- (25) 《0.2s 和 0.5s 级静止式交流有功电度表》GB/T17883
- (26) 《光伏系统性能监测测量、数据交换和分析导则》GB/T20513
- (27) 《交流电气装置的接地》DL/T621
- (28) 《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB11032

- (29) 《光伏（PV）发电系统过电保护一导则》 SJ/T11127
- (30) 《通信局（站）防雷与地接工程设计规范》 YD5098
- (31) 《包装储运图示标志》 GB/T191
- (32) 《机电产品包装通用技术条件》 GB/T13384
- (33) 《通信设备产品包装通用技术条件》 GB/T3873
- (34) 《低压成套开关设备和控制设备空壳体的一般要求》 GB20641
- (35) 《低压成套开关设备和控制设备第 1 部分总则》 GB7251.1
- (36) 《低压开关设备和控制设备》 GB14048
- (37) 《低压熔断器第 1 部分：基本要求》 GB13539.1
- (38) 《低压配电系统的保护器性能要求和试验方法》 GB18802.1
- (39) 《压接端子和接头总规范》 GJB2647
- (40) 《人机界面标志标识的基本和安全规则操作规则》 GB/T4205
- (41) 《直接动作指标模拟电气测量仪器及其附件》 IEC60051
- (42) 《交流断路器和接地保护》 IEC60129
- (43) 《继电器和保护单元的测量》 IEC60255
- (44) 《低压成套开关设备和控制设备》 IEC60439
- (45) 《绝缘和非绝缘导体的色标》 IEC60446
- (46) 《指示灯和按钮的色标》 IEC60073
- (47) 《低压开关设备控制设备》 IEC60947
- (48) 《低压空气断路器》 IEC60408
- (49) 《低压设备的高压试验技术》 IEC61180
- (50) 《局部放电测量》 GB/T7354
- (51) 《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》 SJ/T11127
- (52) 《建筑物电气装置第 7-712 部分》 GB/T16895.32
- (53) 《光伏发电并网逆变器技术要求》 GB/T37408
- (54) 《光伏发电并网逆变器检测技术规范》 GB/T37409
- (55) 《沙漠光伏电站技术要求》 GB/T43056
- (56) 《光伏发电系统接入配电网技术规定》 GB/T29319

14.9 储能系统

- (1) 《电化学储能电站设计规范》GB51048
- (2) 《电力工程电缆设计标准》GB50217
- (3) 《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB50229
- (4) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064
- (5) 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065
- (6) 《锂原电池和蓄电池在运输中的安全要求》GB21966
- (7) 《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T341207
- (8) 《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T34131
- (9) 《储能变流器检测技术规程》GB/T34133
- (10) 《电力储能用锂离子电池》GB/T36276
- (11) 《移动式电化学储能系统技术要求》GB/T36545
- (12) 《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T36547
- (13) 《电化学储能系统接入电网测试规范》GB/T36548
- (14) 《电化学储能电站运行指标及评价》GB/T36549
- (15) 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T365588
- (16) 《储能电站运行维护规程》GB/T40090
- (17) 《电能质量公用电网谐波》GB/T14549
- (18) 《电能质量三相电压不平衡》GB/T15543
- (19) 《电能质量供电电压偏差》GB/T12325
- (20) 《电能质量电力系统频率偏差》GB/T15945
- (21) 《电能质量电压波动和闪变》GB/T12326
- (22) 《电能质量公用电网间谐波》GB/T24337
- (23) 《外壳防护等级（IP 代码）》GB/T4208
- (24) 《电磁环境控制限值》GB8702
- (25) 《电磁兼容试验和测量技术》GB/T17626
- (26) 《人机界面标志标识的基本和安全规则设备端子、导体终端和导体的标识 GB14048.1 低压开关设备和控制设备第 1 部分：总则》GB/T4026
- (27) 《量度继电器和保护装置的冲击与碰撞试验》GB/T14537

(28)《量度继电器和保护装置第 27 部分：产品安全要求》GB/T14598.27

(29)《周期检验计数抽样程序及表（适用于对过程稳定性的检验）》
GB/T2829

(30)《电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 A：低温》GB/T2423.1

(31)《电工电子产品环境试验第 2 部分：试验方法试验 B：高温》GB/T2423.2

(32)《环境试验第 2 部分：试验方法试验 Cab：恒定湿热试验》GB/T2423.3

(33)《环境试验第 2 部分：试验方法试验 Ec：粗率操作造成的冲击（主要用于设备型样品）》GB/T2423.7

(34)《环境试验第 2 部分：试验方法试验 Fc：振动（正弦）》GB/T2423.10

(35)《电磁兼容通用标准工业环境中的发射》GB17799.4

(36)《电化学储能电站用锂离子电池技术规范 NB/T31016-2019 电池储能
功率控制系统变流器技术规范》NB/T42091

(37)《电化学储能系统接入配电网运行控制规范》NB/T33014

(38)《电化学储能系统接入配电网技术规定》NB/T33015

(39)《电化学储能系统接入配电网测试规程》NB/T33016

(40)《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620

(41)《继电保护及控制装置电源模块（模件）技术条件》DL/T527

(42)《继电保护和安全自动装置通用技术条件》DL/T478

(43)《电力系统设计技术规程》DL/T5429

(44)《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》DL/T5136

(45)《火力发电建设工程启动试运及验收规程》DL/T5437

(46)《火电工程达标投产验收规程》DL5277

(47)《电化学储能系统用电池管理系统技术规范》T/CNESA1002

(48)《变电站通信网络与系统》IEC61850

(49)《锂离子蓄电池组通用规范》GJB4477

(50)《储能系统接入配电网技术规定》Q/GDW1564

(51)《储能系统接入配电网设计规范》Q/GDW11376

(52)《电池储能电站设计技术规程》Q/GDW11265

(53)《电化学储能系统接入配电网运行控制规范》Q/GDW10696

- (54) 《储能系统接入配电网监控系统功能规范》 Q/GDW697
- (55) 《电池储能电站设备及系统交接试验规程》 Q/GDW11220
- (56) 《储能电池组及管理系统技术规范》 Q/GDW1884
- (57) 《电池储能系统集成典型设计规范》 Q/GDW1886
- (58) 《电池储能电站设计技术规程》 Q/GDW11265
- (59) 《电网配置储能系统监控及通信技术规范》 Q/GDW1887
- (60) 《电池储能系统变流器试验规程》 Q/GDW11294
- (61) 《电池储能电站技术导则》 Q/GDW/Z1769
- (62) 《分布式资源与电力系统互连用》 IEEE1547.2
- (63) 《电力系统谐波控制的建议做法和要求》 IEEE519
- (64) 《预制舱式磷酸铁锂电池储能站消防技术规范》 T/CEC373
- (65) 《电力设备典型消防规程》 DL5027
- (66) 《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》 DL/T5035
- (67) 《变电站设计技术规程》 DL/T5218220kV~750kV
- (68) 《建筑设计防火规范》 GB50016
- (69) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB50019
- (70) 《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116
- (71) 《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140
- (72) 《公共建筑节能设计标准》 GB50189
- (73) 《消防给水及消火栓系统技术规范》 GB50974
- (74) 《国能综通安全〔2022〕37 号国家能源局综合司关于加强电化学储能电站安全管理的通知》
- (75) 《低压成套开关设备国家标准》 GB7251
- (76) 《外壳防护等级（IP 代码）》 GB4208
- (77) 《电力变压器第 1 部分：总则》 GB/T 1094.1
- (78) 《3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》 GB3906
- (79) 《高压开关设备常温下的机械试验》 GB/T3309
- (80) 《高压绝缘子瓷件技术条件》 GB/T772
- (81) 《3~110kV 高压配电装置设计技术规定》 GB50060

- (82) 《交流高压熔断器》 GB/T15166
- (83) 《3~63kV 交流高压负荷开关》 GB3804
- (84) 《高压套管技术条件》 GB4109
- (85) 《高电压试验技术》 GB/T16927.1~2
- (86) 《电流互感器》 GB1208
- (87) 《变压器和开关用新绝缘油规范》 IEC60296
- (88) 《交流无间隙金属氧化物避雷器》 GB11032
- (89) 《电力变压器绝缘水平和绝缘试验、外绝缘空气间隙》 GB10237
- (90) 《电化学储能电站调频与调峰技术规范》 TCEC370

附件 1、技术差异表

投标人将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表，技术部分和商务部分要单独列表。

附表 1 技术差异表

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

附件 2、投标人需要说明的其他问题

投标人提供在专业技术、设备设施、人员组织、业绩经验等方面具有设计、制造、质量控制、经营管理的相应的资格和能力的资料。

投标人负责（但不限于）招标人代表、职工培训，负责消防、环保、安全、职业卫生、水土保持、安评、电网接入等专项验收、达标投产验收和总体验收，负责申办特种设备和对外结算的计量装置等特种设备的使用许可证以及招标人负责事项的配合工作。

投标人采购的本项目所有工程设备、材料、投标人设备以及其他物资从制造厂到现场的装车、运输、中转卸装、接货、卸车、检验、入库、保管、维护、保养、现场搬运直至安装位置等均由投标人负责和管理。投标人应严格按照《电力基本建设火电设备维护保管规程》（DL/T855）的要求对现场工程设备、材料实施分类保管。投标人和分包商应及时构建符合要求的棚库、封闭库、保温库、危险品库等。露天堆放场地应进行必要的硬化、围护，并设有排水、防火设施。投标人和分包商应建立健全设备、材料开箱检验、出入库管理、维修保养、废弃设备材料处置管理办法等制度。招标人代表及监理工程师将不定期对设备、材料的管理状况进行监督检查，投标人负责落实监督检查提出的整改意见。

招标人有对设备、材料的运货情况、质量情况和供货情况进行监督检查的职能和权力。投标人对其所供设备需进行全面、全过程检验，并对其检验结果负责。

投标人应提供足够的具有相应资格和经验的职员进行本合同所规定的各项试验，并对试验结果负责。投标人应将经正式核证无误的试验报告提交招标人。对不合格的设备、材料，招标人有权拒收。

合格优质的工程设备和材料的财产权均应为招标人所有，保管由投标人负责。

附件 3：甲采设备清单

序号	设备名称	备注
1	主变压器	
2	逆变器	
3	调相机系统	
4	箱式变压器	
5	储能系统	

附件 4：品牌推荐表

投标人应在满足下表品牌规格要求的基础上，选择其中一个或“相当于”的品牌进行投标报价并计入总价。

表 1 关键设备推荐厂家品牌清单

序号	部件名称	分类	推荐品牌规格(或相当于)
1	太阳能 晶硅组件	N 型	隆基股份
			晶科能源
			晶澳科技
			天合光能
			中来股份
			通威

注：投标人未报唯一品牌或品牌“不相当”则作否决投标处理。

表 2.主要设备推荐厂家品牌清单

序号	部件名称	推荐品牌规格(或相当于)	报价 质量分
1	高压开关柜	平高电气	0.4
		江苏大全	
		许继电气	
		天水长城	
2	高压开关柜 断路器	ABB	0.2
		西门子	
		施耐德	
3	电气二次监控 (继保/综自)	南瑞继保	0.2
		北京四方	
		国电南自	

		许继电气	
4	无功补偿	上海思源	0.2
		南瑞继保	
		禾望电气	
		明阳龙源	
		特变电工	
5	AIS 断路器	西安西电	1.0
		平高电气	
		上海思源	
		北京日立	

注：若投标人未明确主选品牌的，扣报价质量分。

若投标人所报品牌“不相当”的，作调价处理并扣相应技术分。

表 3 其它设备推荐厂家品牌清单

序号	部件名称	推荐品牌规格(或相当于)
1	支架	上海摩昆
		江苏中信博
		江苏中天科技
		古浪乾动
2	光功率预测系统	国能日新
		东润环能
3	视频监控系统摄像头	大华
		海康威视
4	电缆	江苏远东
		江苏上上
		浙江万马
		江苏亨通
		上海金友

		江苏赛特
		宁波球冠
		特变电工
		上海飞航
		甘肃合西机电
		金川线缆

第六章 发包人提供的资料

详见附件。

第七章 工程量清单/报价编制说明

无。

第八章 投标文件格式

招标编号：ZJTY-2025-08-01-011

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦
光伏项目工程总承包（EPC）Ⅰ标段

投 标 文 件

第一卷 商务文件

投标人：（盖单位章）

一、法定代表人资格证明或授权委托书

法定代表人资格证明

投标人名称：

姓名： 性别： 年龄： 职务： 系 的法定代表人（单位负责人）。

特此证明。

投标人：（盖单位章）

或法定代表人签字：（签字）

日期：

附：法定代表人（单位负责人）身份证复印件。

授权委托书

本人（ ）系（ ）的法定代表人（单位负责人），现委托（ ）为我方代理人。代理人根据授权，以我方名义签署、澄清确认、递交、撤回、修改甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I 标段的投标文件、签订合同和处理有关事宜，其法律后果由我方承担。

委托期限： 。

代理人无转委托权。

投标人（盖单位章）：

或法定代表人（签字）：

身份证号码：

委托代理人：

身份证号码：

日期：

附：委托代理人身份证复印件

二、联合体协议书（若需，联合体各方签字盖章后扫描上传）

联合体协议书

____（所有成员单位名称）自愿组成____（联合体名称）联合体，共同参加____（项目名称）____（标段名称）项目投标。现就联合体投标事宜订立如下协议。

1. ____（某成员单位名称）为 ____（联合体名称）牵头人。

2. 联合体各成员授权牵头人代表联合体参加投标活动，签署文件，提交和接收相关的资料、信息及指示，进行合同谈判活动，负责合同实施阶段的组织和协调工作，以及处理与本招标项目有关的一切事宜。

3. 联合体牵头人在本项目中签署的一切文件和处理的一切事宜，联合体各成员均予以承认。联合体各成员将严格按照招标文件、投标文件和合同的要求全面履行义务，并向招标人承担连带责任。

4. 联合体各成员单位内部的职责分工如下：____。

5. 本协议书自所有成员单位法定代表人或其委托代理人签字或盖单位章之日起生效，合同履行完毕后自动失效。

6. 本协议书一式____份，联合体成员和招标人各执一份。

注：本协议书由法定代表人签字的，应附法定代表人身份证明；由委托代理人签字的，应附授权委托书。

联合体牵头人（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

联合体成员（盖单位章）：

法定代表人或其委托代理人（签字）：

日期：____年____月____日

三、廉政承诺书

廉政承诺书

致：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

为配合招标人招标采购活动中的廉政建设，规范双方的各项活动，防止发生各种谋取不正当利益的违法违纪行为，保护国家、企业和当事人的合法权益，根据国家有关法律法规和廉政建设责任制规定，本单位参与采购过程中，保证在项目业务的获取（包括但不限于招标投标等其他采购形式）、合同签订及合同履行等全过程中严格遵守以下规定：

一、严格遵守国家有关法律、法规，相关政策，以及廉政建设的各项规定。严格遵守招标人在廉洁从业方面的各项制度和规定，并主动配合招标人遵守执行。

二、对本单位相关人员进行经常性的廉洁自律教育，并督促其在工作中自觉遵守以下规定：

1. 不得以任何形式向招标人相关人员赠送礼金、礼品、有价证券或其他代币券、贵重物品、好处费、感谢费等。

2. 不得邀请招标人相关人员参加可能对上述招标采购活动公正性、廉洁性产生影响的各种宴请、旅游和消费娱乐等活动。

3. 不得变相采用借款、报销发票、提供交通工具等作为私用或其他手段向招标人相关人员提供不正当利益。

4. 不得在上述招标采购活动中向招标人相关人员许诺提供或为其谋求各类不正当利益，或施加任何形式影响和干扰决策。

5. 本单位及工作人员在招标采购过程中，不得以任何形式向招标人或招标代理机构的相关人员行贿、提供回扣或其他好处费等。

三、如果一旦发现本单位工作人员有违反以上规定行为，本单位将视其情节轻重，按照相关法律法规、国家有关廉政建设的规定及企业内部规章制度予以处理。且一经查实，招标人有权取消我方的候选（或中选）资格，并配合落实进一步的处罚措施。

四、本单位在此承诺，如果招标人相关人员主动索取或故意刁难以变相索取上述任何形式的不正当利益，利用职权要求本单位采购其亲友经营的有关物资，要求代为其亲友安排工作，或推荐采购单位和要求我方购买采购合同规定以外的，本单位将及时向招标人主管部门或纪检监察部门举报，并视招标人需要，积极配合相关的调查取证工作。

五、本承诺书签署后，即对本单位及全体相关人员产生不可撤销的约束力。

投标人（盖单位章）：

日期：

四、商务偏差表

序号	条目 (招标文件)	简要内容 (招标文件)	条目 (投标文件)	简要内容 (投标文件)	备注

注：本单位承诺除商务和技术偏差表列出的偏差外，响应招标文件的全部要求。

五、 报价保证金

投标人应在此提供“保证金递交回执”。

六、招标代理服务费承诺函（适用于中标人支付招标代理服务费的）

招标代理服务费承诺函

致：浙江天音管理咨询有限公司

我公司在本标段报价总价中已含招标代理服务费。本单位在此承诺，如在本次招标项目中获中标，本单位将按照招标文件规定的比例计算的金额，向贵方支付招标代理服务费（收费标准详见附表 1，若计算金额不足壹万元人民币的情况按壹万元人民币收取），并在签定合同后，向贵方支付招标代理服务费。

投标单位：

日期：

附表 1：本标段招标代理服务收费标准按“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）“三类人员” A 类证书复印件。（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。

(1) 营业执照

(2) 资质证书

(3) 企业安全生产许可证

- (4) 法定代表人“三类人员”A类证书
- (5) 企业经理“三类人员”A类证书
- (6) 企业技术负责人“三类人员”A类证书
- (7) 企业分管安全生产的副经理“三类人员”A类证书
- (8) 企业分管安全生产副经理企业的任命书
- (9) 四个岗位人员若存在兼任情况的，必须提供相关任命文件予以说明（若有）
- (10) 法人机构发生合法变更或重组或法人名称变更说明（若有）
- (11) 其他

(二) 投标人近年已完主要类似工程一览表

序号	业绩证明 对象	工程名称	合同签署 日期	竣 工 日 期	合同 金额 (万元)	与评审有关的规模 、技术指标及其他 要求	项目负责 人	技 术 负 责 人	设 计 负 责 人	发包人联系人 、联系方式	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。

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“三类人员”B类证书等有效复印件。
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“三类人员”C类证书等有效复印件。

（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	

招标编号：ZJTY-2025-08-01-011

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦
光伏项目工程总承包（EPC）Ⅰ标段

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）若投标人在投标文件中未明确唯一品牌的，作否决投标处理。

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

2. 《主要部件品牌规格表》中的部件（若有）评审说明

（1）若投标人在投标文件中明确主选品牌的，按主选品牌进行评标。

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

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

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

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

1) 按所有投标人对符合招标文件列明品牌的最高报价计入其评标价；

2) 按所投品牌技术水平最低的进行评审。

投标人：（盖章）

投标日期：

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	天合光能、晶澳科技、晶科、隆基、通威、中来股份	关键部件	
2	高压开关柜	平高电气、江苏大全、许继电气、天水长城	主要部件	
3	高压开关柜断路器	ABB、西门子、施耐德	主要部件	
4	电气二次监控（继保/综自）	南瑞继保、北京四方、国电南自、许继电气	主要部件	
5	无功补偿	上海思源、南瑞继保、禾望电气、明阳龙源、特变电工	主要部件	
6	AIS 断路器	平高电气、西安西电、上海思源 、北京日立	主要部件	

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-2025-08-01-011

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦
光伏项目工程总承包（EPC）Ⅰ标段

投 标 文 件

第三卷 报价文件

投标人：（盖单位章）

一、投标函及投标函附录

（一）投标函

致：甘肃古浪陇电入浙黄花滩能源有限公司

1. 我方已仔细研究了甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包(EPC)I 标段标段招标文件的全部内容，愿意以人民币（大写）（¥元）的投标总报价，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：甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程总承包（EPC）I 标段

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	
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。

工程名称: _____

日期: _____

三、报价表格式

按“附件：甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目工程（EPC）I 标段招标工程量清单”内容及格式编制。