
技术文件

(适用于重庆联合制罐有限公司分布式光伏发电 EPC 项目)

概述篇

第一节 一般规定

1、说明：

1.1 概述

(1) 项目名称：重庆联合制罐有限公司分布式光伏发电 EPC 项目

(2) 建设单位：重庆天音新材料科技有限公司

(3) 发包人：重庆天音新材料科技有限公司

(4) 建设规模：容量约为 1.3MWp 光伏电站（以最终现场实际装机容量为准）

(5) 选址：本项目位于重庆市九龙坡区西彭镇铝城大道 78 号，为屋顶分布式光伏电站。本项目拟利用重庆联合制罐有限公司二期厂房屋顶进行工程建设。拟装机容量约为 1.3MWp，发电方式为“自发自用，余电上网”。

本项目招标工程采用交钥匙方式即采用设计、施工及采购一体化（EPC）工程总承包模式实施，总承包范围包括但不限于：

1.分布式光伏发电项目 EPC 总承包内各系统和配套工程（含电力接入系统）的勘测、设计、概算编制、设备采购及供货、土建（如：场地平整、土方开挖、土方回填、移树、清苗、电缆通道、施工用水、施工用电、辅助工程等）及安装施工、电力接入方案调整（若有）及报审、办理电力并网、电力公司关系协调等。

2.本工程内所有设备和系统的采购、供货、安装、检验、试验、单体调试、系统联合调试、分系统试运行与整套启动、达标投产、竣工验收、项目全容量并网、72 小时安全稳定试运行(出具试运行报告)、消缺、整套系统启动的性能保证考核验收、工程质保期及缺陷责任期内的服务、技术和售后服务、人员培训、直至移交生产所完成的全部工作。

3.完成竣工验收所涉及到的所有工作：环保、水保、消防、安全、职业健康等设施的设计、实施并配合验收（若有）；完成性能试验（组件、逆变器及其他试验等）、中间验收、质量监督检查、并网前/后的各项验收检查、各类电气试验、电能质量检测、

CT/PT 检测校验、二次设备保护定值整定、第三方检测、设备安装调试、8 套电力计量装置（电网提供 4 套，承包人提供 4 套具备尖峰平谷的分时功能）、视频监控、后台接入、省调及地调通信自动化（若有）、并网购售电合同、调度协议（若有）等。

4.所有设备及材料的采购、监造、催交、运输、到货检验、装卸、二次倒运、保管，所需的备品备件、专用工具提供、相关的技术服务、设计联络、人员培训、消耗品以及相关技术资料的提供等；

5.光伏场区的检修通道设计、电缆敷设施工及验收等工作；生产厂区内的施工协调、施工产生的政策处理及临时用地、施工过程中损坏厂区设备设施的修复（包括景观、绿化等）、与工程有直接关系的其它工程项目（含设备永久标识牌、安全及职业卫生标识牌等），包括生产运营用水的设计和施工，围栏、宣传栏、施工临时步行楼梯的设计和施工等。

6.若本项目需办理与项目施工有关的许可文件，由承包人负责办理并承担相应费用，包括但不限于：办理建设工程规划许可证、施工许可证或政府同意施工的批文、地方施工备案手续、劳动安全与职业健康及环境保护许可手续、环境和安全应急预案的备案手续等；办理施工图审查手续、防雷手续、消防设计审核及验收等批复文件；办理项目安评、环保、防雷、消防、职业病危害控制效果评价等最终备案及最终验收工作；办理施工所涉及临时用地的征用手续（包括复垦方案的编制等）以及相关协调工作并承担相应补偿、恢复等费用。

7.负责该项目的初步设计、初步设计审查会、接入系统设计以及接入系统审查会等项目所需的各类技术、经济评审会。

8.为完成本项目并网发电所需的施工准备、安全文明施工措施等、成品保护、与移交期间检验与取证、验收及合同包含的所有风险、责任等。

9.负责其他与本项目相关的一切工作。

注：设备安装工程包括但不限于光伏组件、支架、逆变器、并网计量箱、电缆线路、

消防、组件冲洗水系统、检修通道、电力监控系统、电力接入系统、承包人提供电能计量设备（含检定及校验）、视频监控系统、电网公司提供的电能计量设备等。上述涉及的项目费用均由承包人承担。

完成竣工验收所涉及到的所有工作包括但不限于：完成本项目必须涉及的专项验收、中间交接验收、并网前各项验收、达标投产考核验收、设备到货检验、组件到货检测、质量监督、功率调节和电能质量测试、所有性能测试（系统效率、有功、无功）、保护定值、并网性能检测、四遥功能调试、设备安装调试及试验、视频监控系统安装及调试，上述涉及的费用均由承包人承担。

项目实施过程中，若存在对厂区内所有道路、绿化及相关成品、半成品等设施设备有损坏或占用的，均由承包人自行负责修复或赔偿，并达到厂方的合理化要求。

除上述以外，承包人还负责电站整体自竣工验收合格起 24 个月的保修工作，同时也包括所有设备、设施、材料、备品备件、专用工具以及相关技术资料的提供及培训等，所有费用及组织均由承包人负责（其中组件、逆变器等主要设备设施、屋面的保修期按其具体要求单独执行，组件质保期不低于 12 年，逆变器质保期不低于 5 年，其他电气设备质保期不低于 2 年，屋面漏水保修质保期不低于 2 年）。

按照发包人要求完成施工期施工场区内所需的宣传标语、标识标牌等以及生产准备工作（包含但不限于安全工器具、安全设施及设备设施临时标识标牌等）

承包人应对上述工作范围内的工作负全部责任及费用，发包人未列出但对于本光伏电站功能、安全、稳定运行必不可少的建筑、设备、材料及服务等，均认定为承包人为达到项目交钥匙目标而履行全部工作内容，其费用均包含在其中。

1.2 基本要求

系统应满足国网公司最新下发的《光伏电站接入电力系统技术规定》要求；GB 50797《光伏发电站设计规范》，同时满足国网重庆市电力公司的相关要求。

太阳能并网光伏电站总的要求是：安全可靠、系统优化、功能完整。承包人提供

的设计、设备采购以及施工，必须满足本技术规范规定的技术要求。

1.2.1 发包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，承包人应提供符合招标文件和国家、行业标准的功能齐全的优质产品及其相应服务。

1.2.2 本光伏电站工程中光伏发电选用单晶硅电池组件产品（组件转换效率不低于21.1%）。

1.2.3 承包人应对太阳能光伏电站系统提出科学、合理的布置方案，经发包人确认后采用。承包人对系统的拟定、设备的选择和布置负责，发包人的要求并不解除承包人的责任。

1.2.4 承包人应保证提供符合本技术标书和有关最新工业标准的产品，该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。

1.2.5 承包人如对技术标书有异议，不管多么微小，应以书面形式明确提出，反映在差异表中。在征得发包人同意后，可对有关条文进行修改。如发包人不同意修改，仍以发包人的意见为准。对于无明确异议的部分，则表明承包人认可本技术标书的相应部分。

1.2.6 本项目光伏电站的平面布置，及所有满足系统要求的设备、电缆走向、逆变器布置、仪器仪表及附件等，在初步设计及详细设计时，按发包人审定的意见做相应的优化调整，承包人承诺不发生商务价格变动。

1.2.7 承包人对太阳能光伏电站系统成套设备的储存、保管、吊装、安装、调试、运行、验收、质保期内维保（包括但不限于光伏组件、逆变器、电气成套设备等主要设备）负有全责。

1.2.8 标准和规范

光伏电站的设计、制造、采购、土建施工、安装、调试、试验及检查、试运行、考核、最终交付等符合相关的中国法律及规范、以及最新版的 ISO 和 IEC 标准。对于

标准的采用符合下述原则：

- ①与安全、环保、健康、消防等相关的事项执行中国国家及地方有关法规、标准；
- ②上述标准中不包含的部分采用技术来源国标准或国际通用标准，由承包人提供，发包人确认；
- ③设备和材料执行中国标准，没有中国标准的执行该设备和材料制造商所在国或国际标准；
- ④建筑、结构执行中国电力行业标准或中国相应的行业标准。
- ⑤承包人应针对本工程的设计、制造、调试、试验及检查、试运行、性能考核等要求，提交所有相关标准、规定及相关标准的清单。

1.2.8.1 配电系统设计遵循标准（以最新版为准）：

《低压配电设计规范》	GB50054 -2011
《低压直流电源设备的特性和安全要求》	GB17478
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》	DL/T620
《交流电气装置的接地设计规范》	GB/T 50065 — 2011
《建筑设计防火规范》	GB50016-2014(2018 年版)
《建筑物防雷设计规范》	GB50057-2010
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010
《电力工程电缆设计标准》	GB50217-2018

1.2.8.2 并网接口参考标准：

《光伏并网系统技术要求》	GB/T 19939-2005
《光伏发电接入电力系统技术规定》	GB/Z 19964-2005
《光伏系统电网接口特性》	GB/T 20046-2006
《电气安全标志》	GB/T 29481-2013
《电能质量 公用电网间谐波》	GB/T 24337-2009

《电能质量 三相电压不平衡》	GB/T 15543-2008
《电能质量 电力系统频率偏差》	GB/T 15945-2008
《电能质量 供电电压偏差》	GB/T 12325-2008

1.2.8.3 电气、仪表工程

《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》	GB50168-2006
《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》	GB50169-2016
《继电保护和安全自动化装置技术规程》	GB/T14285-2006
《电气装置安装工程低压电器施工及验收规范》	GB50256-2014

1.2.8.4 质量检验评定

《预制混凝土构件质量检验评定标准》	GBJ321
《自动化仪表安装工程质量检验评定标准》	GBJ131
《屋面工程质量验收规范》	GB50207 —2012
《建筑防腐蚀工程施工规范》	GB50212-2014
《电气安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》	GB50171
《电气装置安装工程变压器、互感器、电抗器施工及验收规范》	GBJ48
《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》	GBJ49

1.2.8.5 安全技术

《建筑机械使用安全技术规程》	JGJ33-2012
《施工现场临时用电安全技术规程》	JGJ46-2005
《建筑施工安全检查评分标准》	JGJ59-2011

上述标准有矛盾时，按较高标准执行。如有新标准，则按新标准执行。

工程联系文件、技术资料、图纸、计算、仪表刻度和文件中的计量单位为国际计量单位(SI)制。

工程中的工作语言为中文，所有的文件、图纸、设备标识等均有中文或英文，当

中文和英文表述矛盾时，以中文为准。

2、接入系统初步设想

本工程为彩钢瓦屋顶分布式光伏发电工程,采用 4 个并网点,并网电压等级 0.4kV,划分为 11 个发电单元。其中 10 个发电单元分别由约 234 至 252 块 550Wp 光伏板组成,分别配 1 台 110kW 组串式逆变器。

联合制罐配电室 2#变压器(1500kVA)低压开关柜 4206 可作为本工程 1#、2#、3#逆变器 380V 并网接入点;配电室 1#变压器(1600kVA)低压开关柜 4104、4109、4110 可作为本工程 4#~10#逆变器 380V 并网接入点 (对 4206、4104、4109、4110 柜的改造均包含在本项目工作内)。

3、施工用水、用电及临时办公场所

由承包人自行解决。(发包人协助)

4、对外交通

本次拟建项目位于重庆市九龙坡区西彭镇工业园区内,交通发达,来往便捷。

5、承包人提交的图纸和文件

5.1 施工总进度计划

5.1.1 承包人应在收到开工通知后的 5 天内,按本规定,采用关键线路网络图编制本工程施工总进度计划(包括网络图电子计算软件)报送监理人、发包人审批。监理人应在签收后 7 天内批复承包人。经监理人、发包人批准的施工总进度计划是控制本工程进度的依据。

5.2 图纸和文件的提交计划

承包人应在签署合同后 7 天内将承包人项目经理、设计单位、设计负责人签署的图纸和文件的提交计划,报送监理人审批,监理人应在收到该提交计划后 7 天内批复承包人。按照本技术标书要求提供设计图纸清单表。

承包人提供给监理人的所有图纸、文件、影像资料等费用,均应包括在承包人的各项目报价中。

6、承包人提供的材料和设备

6.1 材料采购

6.1.1 承包人应按合同进度计划和本技术条款的要求制订材料采购计划报送监理人审批。并及时提交材料采购计划。若施工过程中发生变更或需要修订合同进度时，则相应调整材料的采购计划报送监理人审批。

6.1.2 非设备品牌选型表范围内的产品，必须经发包人代表书面签字认可后方可采购使用。发包人有权参与承包人外购设备、材料的技术谈判，参与设备制造的技术、质量监督与控制。但发包人如何参与、以及参与结果如何，均不免除承包人的技术、质量责任。

6.2 材料交货验收

承包人提供的材料应按本合同的规定进行检查和验收，其材料交货验收的内容包括：

6.2.1 查验证件：承包人应按供货合同的要求查验每批材料的发货单、计量单、装箱单、材料合格证书、图纸或其它有关证件，并应将这些证件的复印件提交监理人。

6.2.2 抽样检验：承包人应会同监理人按本合同和本技术条款各章的有关规定进行材料抽样检验，并将检验结果报送监理人。

6.2.3 承包人应对每批材料是否合格作出鉴定，并将鉴定意见书提交监理人复查。

6.2.4 监理人按本合同的规定进行随机抽样检验。

6.2.5 材料验收：经鉴定合格的材料方能验收入库，承包人应派专人负责核对材料品名、规格、数量、包装以及封记的完整性，并作好记录。

6.2.6 不合格材料的处理

严禁将不合格的材料运往现场，经监理人查库发现的不合格材料，禁止使用。

6.3 承包人提供的设备

6.3.1 承包人应按工程图纸设计办理订货，并承担工程设备采购、验收、运输和保

管的全部责任。

6.3.2 监理人应参加本合同规定进行交货验收和工程设备的检验测试。

6.4 承包人提供的施工设备

6.4.1 承包人应在合同签订后 7 天内提交一份为完成本合同各项工作所需要的施工设备清单，报送监理人审批，监理人应在收到施工设备清单后的 7 天内批复承包人。

6.4.2 承包人报送的施工设备清单的内容应包括：

- (1) 施工设备的生产厂家、品名、型号、规格、主要性能、数量和预计进场时间；
- (2) 施工设备订货协议的复印件；
- (3) 施工设备的购置时间、运行和检修记录以及维修保养证书等；
- (4) 租赁设备的购置时间、租赁期限、租赁价格、运行检修记录以及维修保养证书等。

第二节 材料、设备要求及供货范围

1、供货范围

本工程涉及到所有设备材料均由承包人提供(采购、运输、装卸、二次转运、保管、施工、安装等)，无甲供材。

投标时，承包人应根据自身的技术方案谨慎考虑各子系统的设计及分项报价，合同履行期间，发包人发现投标时某一材料、设备报价清单数量、型号与实际实施的设备、材料型号、数量不符，发包人有权要求拒收或要求全部退换，承包人将无条件更换，一切费用由承包人自理。

承包人提供给设备供应厂家的设备技术标书资料，需与承包人的投标方案保持一致，若经发包人发现与投标方案中不一致导致所购产品不允许用于现场的，承包人将无条件更换，一切费用由承包人自理。

由最终光伏装机容量引起的变化，将根据单瓦投标价进行相应调整最终结算总价，承包人应充分考虑此风险。

备注：根据联合制罐厂方的要求，用于现场的电气设备及其主要元器件需与原配电房内的相关设备保持同等质量（若有）。

2、技术要求

光伏电站由太阳能电池方阵及支架、光伏逆变器、电气成套设备、集电线路及辅助工程等组成，光伏组件采用PERC单晶单面组件。光伏电站要求能在无人值守的情况下，保证25年使用寿命。

光伏电站建成初期（72小时试运行通过后1年内），光伏电站综合转换效率（PR值） $\geq 82\%$ 。本项目选用的全部电气设备、材料由承包人负责参数修正，修正后需满足工程所在地的使用要求，并经发包人认可。

2.1 电气主接线

2.1.1 电气主接线设计原则

本期规划装机容量约为1.3MWp，光伏电站采用峰值功率为550 Wp PERC单晶单面组件，采用固定式安装方式。采用10台不低于110kW的组串式逆变器将直流逆变为交流后，通过并网计量箱与联合制罐原厂房内低压侧相连。最终接入系统设计以电网批复意见为准。

2.1.2 主要电气设备选择

对后述所有电气设备外绝缘的工频和雷电冲击试验电压均应《特殊环境条件高原用高压电器的技术要求》（GBT 20635-2006）按实际海拔高程进行修正。

2.2 太阳能电池组件

主要电气性能技术参数

主要性能参数在标准测试条件下提出如下要求：

- (1) 峰值功率为 550 Wp；
- (2) 单晶硅组件全光照面积的光电转换效率： $\geq 21.1\%$ （正面效率）
- (3) 组件标称功率偏差：每块单体组件产品实际功率与标称功率的全部为正偏差，偏差范围为0~5Wp；
- (4) 功率衰减要求如下：本规范对所提供的晶硅光伏组件主要性能参数在标准测试条件（即大气质量AM1.5、 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 的辐照度、 25°C 的工作温度）下，功率衰减达到如下要求：
第一年功率衰减率 $\leq 2\%$ ，之后每年衰减 $\leq 0.55\%$ 。
- (5) 光伏组件应具备较好的低辐照性能。
- (6) 使用寿命不少于25年，质保期不少于12年。
- (7) 本项目地处重庆市九龙坡区，承包人应结合场址的气候特点，考虑投标设备采用抗PID性能较强的生产工艺及技术。同时组件应满足本地区长期稳定运行所需的功能要求。

(8) 组件是否存在隐裂要求如下：

太阳能电池不允许出现碎片及黑心片或黑斑片；

光伏组件不允许出现局部短路或断路的情况；

太阳能电池不允许出现可见裂纹；

2.2.1 外观

(1) 光伏组件的框架应整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。

(2) 光伏组件无开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面。

(3) 光伏组件的电池表面颜色均匀，无明显色差。

(4) 光伏组件的整体盖板应整洁、平直、无裂痕，光伏组件背面不得有划痕、裂缝、褶皱、碰伤等缺陷。光伏组件背面无明显凸起（由内部引线引起的突起），硅胶均匀；接线盒粘接牢固，表面干净。

(5) 光伏组件的每片电池与互连条排列整齐，无脱焊、无断裂。

(6) 组件内电池无明显移位。

(7) 光伏组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池与组件边缘形成一个通路。

(8) 光伏组件的接线装置应密封，极性标志应准确和明显，与引出线的联接牢固可靠。

(9) 光伏组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

(10) 光伏电池组件要求同一光伏发电单元内光伏电池组件的电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致无斑点、无色差、无机械损伤、无碎片、无裂片、无交叉隐裂，焊点无氧化斑、栅线完整均匀、无虚印，玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在，电池组件的I-V曲线基本相同。

(11) 按照IEC61215中10.3条进行绝缘试验。要求在此过程中无绝缘击穿或表面破裂现象。

(12) 光伏组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力。

(13) 工作温度范围：-40℃ ~ +85±3℃

(14) 光伏组件防护等级不低于IP68。

(15) 光伏组件应设有能方便地与安装支架之间可靠连接的连接螺栓孔。

(16) 光伏组件外形尺寸和安装孔的公差≤1.0mm。

(17) 本项目同一光伏发电子系统内光伏组件的电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致无斑点、无机械损伤，焊点无氧化斑、栅线完整均匀、无虚印，玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在，光伏组件的I-V曲线基本相同，且组件上均有电流分档标识，并在包装箱上进行相应编号。

(18) 单晶硅光伏组件应分别按照IEC61215/IEC61730的标准要求，通过国家批准的认证机构和国际权威认证机构的认证。并提供经过TUV、CGC等认证的组件的物料清单（包括各主要部件生产厂商、型号、规格、数量等参数）。

2.2.2光伏组件各主要部件技术要求

用于制造单晶硅光伏组件的所有材料应根据使用条件，通过验证材料的强度、刚度、弹性变形、耐用性和其他化学、物理性能，选用最适用的、新的、优质的、无损伤和缺陷的材料。

2.2.2.1单晶硅电池片：本项目选用晶硅电池片符合承包人内控标准的A级品。应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。外观要求：无可视裂纹、崩边、崩角、缺口、虚印、色斑、水印、手印、油污、划痕；背铝平整，不能存在铝珠、褶皱。

2.2.2.2光伏玻璃：光伏组件用低铁钢化镀膜玻璃，使用POE（聚乙烯-辛烯共聚物，简称POE）封装技术。电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

2.2.2.3硅胶/密封胶带：太阳电池组件使用的硅胶或胶带具有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要求 and 行业标准，满足25年使用寿命。

2.2.2.4边框：本工程光伏组件边框选用铝合金型材，便于组件与支架的连接固定，有良好的机械性能，耐腐蚀性能。

2.2.2.5接线盒：选用的接线盒产品应外壳具有强烈的抗老化性材料、较好耐紫外线能力，符合于室外恶劣环境条件下的使用；所有的连接方式采用插入式连接。提供数据需满足或好于以下参数。

项目	指标
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；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。
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，符合协定尺寸 $\pm 1\text{ mm}$ 。
机械完整性	可打开式接线盒，打开时仍需借助工具；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；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；连接器应具有良好的自锁性。
电气间隙和爬电距离	应符合IEC 60664中基本绝缘的规定
IP等级	IP 68及以上
耐紫外老化	在紫外线辐射总量达 1000W/m^2 后，接线盒无破坏变形。
连接器	光伏专用的MC4插头或QC4插头
最大承载工作电流	$\geq$ 额定电流的1.2倍

项目	指标
能力	
使用温度	$(-40\pm3 \sim 85\pm3) ^\circ\text{C}$

2.2.2.6组件引出线电缆

(1) 每块光伏组件接线盒应带有正负出线、正负极连接头（接头采用光伏专用的MC4形式或QC4插头）。组件自带输出连接电缆需满足组件横向或纵向安装长度要求。

(2) 晶硅光伏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，具备TUV 认证。

(3) 电缆规格为PV1-F-DC0.9/1.8kV-1*4mm²，正负极引出线电缆长度均不小于电池组件竖向布置或横向布置时串联所需的电缆长度（含必要的活动余量），最终以施工图为准。

2.2.2.7光伏组件主要材料要求

(1) 光伏组件须按照IEC61215，IEC61730，IEC62804，UL1703等标准要求，通过国际知名第三方认证机构及国家批准的权威认证机构的产品认证，包括但不限于TUV，UL，CQC（CGC）等认证。

(2) 光伏组件关键部件及原材料有单独认证要求的，如接线盒、引出线缆和连接器等，需要单独获得国际知名第三方认证机构及国家批准的权威认证机构的认证。

2.3 逆变器

本工程选择的组串式逆变器，必须具有智能、高效、安全、可靠的特点。其性能、参数具体要求如下：

2.3.1保护：逆变器应具有极性反接保护、直流输入分断开关功能、输入输出漏电与防雷保护、短路保护、电网异常保护、过载保护、恢复并网保护、孤岛效应保护、过温保护、交流过流及直流过流保护、直流母线过电压保护、电网断电、电网过欠压、电

网过欠频、绝缘检测、残余电流检测及保护功能等，并相应给出各保护功能动作的条件和工况（即何时保护动作、保护时间、自恢复时间等）。

2.3.2显示与通信：具备LED指示灯、支持RS485协议、USB、支持Mbus通信（电力载波通信），若使用电力线载波通信方式，需提供电力线载波通信项目业绩。

2.3.3逆变器应具备多路MPPT功能，每路MPPT最多接入2-3串直流输入。在逆变直流侧应配置光伏专用直流开关，不容许采用直流熔断器的方案。

2.3.4考虑到本地区夏季局部气温过高，为保障逆变器高温不降额，逆变器应满足环境温度45℃下长期1.1倍交流过载运行，环境温度50℃下额定运行的能力。

2.3.5适应工程所处的海拔高度，即在本项目的海拔高度上，逆变器能保证额定功率值，并且内绝缘满足性能要求。

2.3.6逆变器应采用智能风冷散热，防护等级不低于IP65。

2.3.7其中10台逆变器额定功率110kW及以上。

2.3.8电能质量

无论采用何种控制方式，并网逆变器在运行时不应造成电网电压波形过度畸变，并网逆变器注入电网的谐波电压和谐波电流不能超标，以确保公用电网和连接到电网的其他设备正常运行，额定功率下电流总谐波畸变率 $\leq 3\%$ ，交流输出三相电压的允许偏差不超过额定电压的 $\pm 10\%$ ；直流分量不超过其交流额定值的0.5%。

2.3.9逆变器交流输出参数

额定输出电压：400 V。逆变器输出不带低压隔离变。输出电压能够满足电网电压波动范围。

2.3.10设备可靠性：并网逆变器设备能够可靠运行，并提供同系列产品第三方权威机构的鉴定报告。

2.3.11 逆变器要求质保期不低于 5 年，正常使用寿命不低于 25 年。

2.4电缆

2.4.1电缆整体要求：电缆结构需符合国标对于电缆的要求。

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。铜导体宜采用TR型铜线。

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。

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。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。

电缆线路中电缆正常运行时导体的长期最高允许额定运行温度为 90°C 。短路时（最长持续时间不超过5s）电缆附件的最高温度不得超过 250°C 。

2.4.2直流电缆选型：PV1-F-DC0.9/1.8kV-1*4mm²。

2.4.2交流电缆：

交流选型：符合国标一定规格标准（国家阻燃和耐火电线电缆通则）铜导体宜采用TR型铜线。

逆变器至并网计量箱的低压电缆建议选用ZC-YJV-0.6/1.0kV-3×95+2×50mm²。

并网计量箱至联合制罐厂房箱变低压电缆建议选用2（ZC-YJV-0.6/1.0kV-3×185+2×95mm²）和2（ZC-YJV-0.6/1.0kV-3×150+2×70mm²）。

2.5防雷接地与过电压保护及接地

2.5.1过电压保护

过电压保护根据GB/T 50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》要求进行设计直击雷过电压保护、雷电侵入波过电压保护。

2.5.2直击雷保护及接地

根据《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定，通过太阳电池

阵列采取组件和支架与厂区接地网及避雷带连接进行直击雷保护,光伏阵列区接地网与光伏电池组件基础钢筋焊接做接地体辅以垂直接地极,子方阵接地体焊接成网状,各子方阵接地体相互连接。

2.6接地系统

本工程接地系统的设计应能适用于机械和电气设备的工作接地、保护接地和防雷接地等要求,确保接地电阻、跨步电压和接触电势满足《交流电气装置的接地设计规范》(GB50065-2011)规范要求。

本工程接地系统主要为光伏阵列部分和附属设施工程、集电线路等工程:

光伏组件阵列根据电站布置形成一个接地网,各子方阵接地体相互连接,逆变器需要单独接地,接地电阻应小于 4Ω 。若光伏组件阵列与逆变器共同接地,则接地电阻应小于 4Ω 。

发电区电池组件边框与支架系统可靠联结,支架通过接地线缆与支架立柱相联接,支架立柱通过扁钢与接地网连接。为节省钢材用量,利用支架横梁做部分接地网联结。接地网的外缘闭合,外缘各角做成圆弧形。

承包人提供的主要设备保证值(承包人需详细设备性能数据表)

2.7建筑结构技术规范

2.7.1 建筑工程范围包括但不限于下列各项:

- (1) 总图工程,包括总体布置图、各光伏发电单元布置图、接线图等;
- (2) 设备基础,包含组件支架基础、逆变器基础、并网计量箱(配电箱)等设备基础;
- (3) 电气装置柜基础;
- (4) 零星电气设备基础工程;
- (5) 完成与本工程相关的其他临建工程;

2.7.2光伏支架基础

项目为在既有建筑上建设光伏系统,所以在方案设计尽量以简单的形式实现系统的安装便捷,要确保项目中对于建筑结构无安全等方面的问题。阵列结构设计需符合国家及行业相关规范,并且在方案设计时,彩钢瓦屋顶选用铝合金轻型支架安装形式,使其既可满足建筑载荷要求,又可满足组件结构强度的要求。

2.8线路工程

光伏阵列区内汇集及送出线路电缆主要采用桥架、PVC、直埋等敷设方式。本工程为屋顶分布式光伏发电项目,线路工程结合建筑物实际情况进行,应满足相关标准规范要求。

电气设备/材料品牌要求表

设备名称	厂家/品牌要求	说明
光伏组件	隆基绿能	
	阿特斯阳光	
	东方日升	
	上海晶澳	
	晶科能源	
逆变器	阳光电源	
	华为	
	上能电气	
	固德威	
	深圳科士达	
成套开关柜	正泰电气	断路器可选品牌：ABB、西门子、施耐德；
	川开电气	
	北京科锐	

	人民电器	
	天水长城	
电缆	江苏中超	
	昆明明超	
	泰山电缆	
	远东电缆	
	宝胜电缆	

注：上表为采购人对设备（材料）的厂家/品牌要求，报价人须选用上述厂家/品牌（型号）的任意一家；采用其他品牌的报价不予接收，若中标，在合同履约时必须按报价时承诺的设备/材料的厂家/品牌供货。

3. 工程所需的备品备件

承包人提供必需的备品备件，费用包括在投标总价中。

所有备品备件应为全新产品,能与已经安装设备的相应部件能够互换,具有相同的规格材质和制造工艺。

所有备品备件应与主设备一并发运，并标注“备品备件”以区别设备本体。

备品备件及专用工器具数量要求表：

备品 备件	序号	设备	单位	最低数量要求	说明
	1	MC4 接头	套	20	不少于 20 套/MWp
	2	防雷模块	组	1	与原设备型号相同，不少于 1 套
专用 工具	序号	设备	单位	最低数量要求	说明
	1	钳形电流表	台	1	不少于 1 台（FLUKE）

设计篇

（以下所列技术规范为本工程的最低要求，有关方案为暂定方案。承包人需对可研报告中的方案进行优化和深化设计，承包人不得降低系统设备的选型和配置，不降低工程质量。）

第一节 总体方案设计

1. 光伏组件选型

光伏组件是光伏发电系统的核心部件，其各项参数指标的优劣直接影响着整个光伏发电系统的发电性能。光伏组件性能的各项参数主要包括：标准测试条件下组件峰值功率、峰值电流、峰值电压、短路电流、开路电压、最大系统电压、组件效率、短路电流温度系数、开路电压温度系数、峰值功率温度系数等。

综合考虑市场占有率较高的厂商所生产的单晶硅光伏组件规格、组件效率、技术成熟性、市场占有率，以及采购订货时的可选择余地并结合本项目实际情况，组件转换效率不低于 21.1%。

承包人负责采购、验货、保管并按照规定完成光伏组件组串：

（1）光伏组件布局和组串的串接数量设计合理，个别组件异常不影响系统整体效率和安全运行。

（2）光伏发电系统设计考虑减小环状布置导线所围的面积，不得将导线多圈布置。

（3）连接组串的电缆须采用电缆槽盒、桥架或 PVC 管保护，电缆进入槽盒、桥架处应有防止电缆被刮伤和防水保护，槽盒有足够的机械强度，壁厚大于 2mm。

（4）组串的最高电压不得超过光伏组件和逆变器制造商给出的允许电压。

（5）承包人需提供与投标组件相关认证证书相配套的完整的包含原材料清单的认证测试报告，投标太阳能电池组件使用的关键原材料（包括电池片、盖板玻璃、背板、EVA、边框、接线盒、密封胶、线缆、汇流条等）应与测试报告中的一致；组件需具有抗 PID 效应功能，以降低组件衰减。

（6）承包人对接线盒、背板和 EVA 等构成太阳能电池组件的关键元件和材料的性能和使用寿命应提供技术分析说明，要求构成电池组件的元器件或材料需要经过 TUV 检测以及其它同等资质的第三方机构测试检验。

（7）光伏组件在进场后安装前须进行检查核验，检查的数量和项目按国家标准进

行。若组件质量不符合要求，建设方有权直接拒收或对该批次组件全部退货；若对项目工期产生延误和损失，由承包人承担。

2. 光伏阵列的安装方式选择

光伏方阵有多种安装方式，为减小投资，提高发电量，综合考虑各种因素，本项目的光伏组件安装方式推荐在彩钢瓦屋顶采用同原屋顶坡度的固定倾角安装方式。

3. 逆变器方案选择

3.1 本期工程逆变器选用组串式逆变器。

3.2 组串式逆变器要求如下：

3.2.1 逆变器功率：10 台单机 110kW 及以上；

3.2.2 为了确保逆变器长期运行可靠性，组串逆变器单机防护等级不低于 IP65，逆变器考虑散热；

3.2.3 每台逆变器至少具备 12 路 MPPT；综合考虑光伏电站的运行安全和后期的运维费用等因素，推荐逆变器采用无直流熔断器设计，每两路组串接入一路 MPPT；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功能，并说明每个支路电流检测精度。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。

3.2.4 组串式逆变器要求质保不低于 5 年，正常使用寿命不低于 25 年，必须满足系统抗 PID 性能。在单台额定容量相同时，应选择转换效率高的逆变器。逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高，逆变器应提供人机交互界面。后台监控系统需显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据，总发电量数据，历史发电量（按日、月、年查询）数据，工作人员可随时翻看所需运行数据；在环境温度为 $-25^{\circ}\text{C}\sim+60^{\circ}\text{C}$ ，相对湿度 $\leq 99\%$ ，海拔高度 ≤ 2000 米情况下能正常使用。逆变器采取壁挂式或支架安装，防护等级不低于 IP65；逆变器自身配套相应挂板，挂板便于安装且牢固，在逆变器支架上方需安装不锈钢防雨罩；逆变器镶有设备的铭牌，具备对时功能。光伏电站接

入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满 GB/T 14549《电能质量-公用电网谐波》的规定。光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。

3.2.5 在使用寿命期内必须免费提供 app，实现可视化人机界面，具备远程实时查看逆变器工作状态、实时出力负荷、电流、电压、频率、功率因数、发电量、发电功率、设备故障报警和运维恢复等实时工作参数，各种功率曲线、电压曲线、发电量曲线、运行状况及故障报警信息、降碳减排换算等，同时具有数据存储和分析功能，通讯接口丰富，为不同的外围设备提供数据采集传输和控制服务，实现光伏电站数据共享、远程监控、调度管理和经营分析提供参考。

4. 光伏方阵设计

1、光伏组串及方阵接线方案设计：

本工程为分布式光伏发电工程，采用 4 个并网点，并网电压等级 0.4kV。本项目总装机容量约 1.3MWp，光伏组件直流电源经组串式逆变器逆变成交流电后接至联合制罐厂区内箱变和配电室的低压侧，初步定于接入 4206、4104、4109、4110 柜（包含对其改造）。

2、光伏阵列的布置设计：

屋面等区域综合考虑便利性、美观性、经济性、发电量等因素。

3、其他要求：项目在冬至日当天上午 9 点到下午 15 点之间不出现阴影遮挡现象；设计图纸必须明确标注出阴影影响范围。

4、光伏装机容量分布表（实际装机总容量与下表所列的总容量偏差不超过 3%）

区域	位置	装机（MWp）	组件数（块）
联合制罐厂 区内	二期厂房彩钢瓦屋顶	约 1.3	2364
	合计	约 1.3	2364

5. 辅助技术设计

本项目需设置视频监控系统、水冲洗系统、防雷保护系统等，安装在光伏厂区合适区域。本项目所有支架需满足防腐要求。

为了提高光伏组件的转换率，本电站设置一套光伏组件冲洗系统，由厂区现有给水管或廊道沿线管道分段接入，所需水量和水压由厂区内给水系统保证，根据现场实际情况，若压力不足，需增加给水设备，保证冲洗水压。

编制依据和主要引用标准、规范如下：

- 1、发包人提供的本工程有关资料和设计任务书；
- 2、专业间的技术协作设计条件和有关资料；
- 3、国家现行有关给水等设计规范及规程；
- 4、满足电站稳定安全运行的其他要求。

6. 其他通用设计要求

(1) 合理预留运维检修通道。

(2) 当地电力公司仅提供不具备分时功能的计量装置，需在四个计量点就近再分别设计增加一套具备分时计量功能的电力计量装置（承包人提供）。

(3) 视频监控设备根据项目实际安装位置合理布局，确保从后台可以看到光伏场区各个位置。

(4) 屋面光伏无女儿墙的地方需要安装安全护栏，使运维人员在运行巡查及检修时有安全防护设施。

(5) 对于屋面安装的光伏发电项目，需要同步完成清洗水管的安装，间隔不超过 25 米预留接清洗软管的接水口。

(6) 对于屋面安装的光伏发电项目，需要在所有人员进出口处加装明显的安全警示标识。

(7) 本项目光伏系统效率的最低要求为 82%（光伏系统效率的最低要求按中标单位

投标文件中明确提供系统效率数值为准),电站竣工移交前必须保证项目组件表面清洁。

(8) 光伏区域设置围栏、栏杆等,必须符合设计和规范要求,安装齐全并牢固,安全标示牌、警告牌齐全。设计单位在编制建设项目的初步设计文件时,应同时编制安全专篇,安全设施的设计必须符合国家标准以及行业标准。

(9) 太阳能光伏发电系统内的电气系统接地装置需连接可靠,接地电阻经检测符合国家规范要求。

(10) 电气设备孔洞需进行封堵,消防器材配置合理,符合消防要求。

(11) 光伏组件及组件至逆变器之间的电缆应有固定和保护措施,同时考虑电缆防晒措施,动力电缆和控制电缆分开排列并满足间距规范要求。

(12) 太阳能光伏发电系统各项控制功能及安全保护动作准确、可靠。

(13) 安装于室外的设备应具有安全防护设施,需采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。

(14) 电缆沟、电缆井等应具有防水、排水措施。

(15) 视频监控需免费提供云平台 app: 在建立本地视频监控及视频信号存储的基础上,需要将视频信号传入云平台,基本要求: ① 传输信号通信须采用有线宽带网络; ② 须配置具备 VPN 功能路由,路由器选择满足全部视频接入需要; ③ 负责电站运营期的通信费用。

第二节 电气设计

1. 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：（以最新版本为准）

《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866-2013

《光伏电站设计规范》GB50797-2012

《电力工程电缆设计标准》GB 50217- 2018

《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010

《外壳防护等级》GB/T4208-2017

《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T5044-2014

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T 50064-2014

《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB / T 50063-2017

《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB/T 50062-2008

《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016

《交流电气装置接地设计规范》GB 50065-2011

《电子设备雷击试验方法》GB/T 3482-2008

《太阳能光伏与建筑一体化技术规程》DB34/ 5006-2014

《建筑设计防火规范(2018 年版)》GB 50016

《光伏电站监控系统技术要求》GB/T 31366-2015

《分布式电源接入电网技术规定》Q/GDW480-2015

《低压配电设计规范》GB 50054-2011

本项目所在地电网公司及相关各方的现有技术文件（如载荷评估报告、可行性研究报告、电力接入意见函）等其他相关的国家、行业标准规范、设计手册。

2. 主要电气设备选择

电站主要电气设备选择原则：在满足正常运行、短路和过电压等各种要求的前提下，

选择有成熟运行经验、技术先进、安装运行维护方便和经济合理的产品。

2.1 0.4kV并网计量柜（额定电压400V，防护等级IP30）

0.4kV并网计量柜，采用绝缘型结构，一次元件主要包括断路器、电流互感器、避雷器等，运行灵活、供电可靠。每面并网计量柜都需考虑安装2套电能计量装置（1套由电力公司提供，1套由承包人提供具备尖峰平谷分时功能）、电能质量在线检测仪、避雷器等，具体型号以设计给出的技术要求确定。因涉及到与厂区原有配电室内的预留柜相连，若联合制罐厂方有明确要求，就将光伏电站新增的并网柜及主要元器件的生产厂家与原厂家保持同等质量。

2.2 围栏

户外箱变周围采用铝制护栏围挡，无女儿墙的光伏区域周围采用永久安全护栏进行围挡，并设置警告标示标牌，要求美观耐用，具有防腐、防老化、抗晒、耐候等特点（颜色在初步设计时确定）。

3. 防雷、接地及过电压保护设计

保护接地的范围：根据《交流电气装置的接地设计规范》GB 50065-2011 规定，对所有要求接地部分均应可靠接地。

3.1 光伏阵列区接地及防雷

光伏组件采用支架直接接地的方式进行防雷保护，不设置独立防直击雷保护装置。将光伏组件与组件之间的铝合金边框用接地线连接，组件支架连接扁钢接到接地端子作为防雷保护。线路防雷，要求光伏发电系统直流侧的正负极均悬空、不接地。接地电阻按《光伏发电站设计规范》GB50797-2012中的规定进行选择应不大于 4Ω 。

3.2 绝缘配合

根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T50064-2014，对于10kV及以下设备，主要考虑以雷电冲击作用电压为基础来确定主要设备的绝缘水平，即雷电冲击耐受电压和短时工频耐受电压。根据避雷器的保护水平，经济合理的确定主要设备的绝缘

水平，逐级装设防雷保护装置。

4. 电气设备布置

并网计量箱采用室内壁挂安装形式，需考虑安全间距、支架（墙体受力有限时）及操作间距。

5. 电缆技术要求及防火封堵

5.1 电缆技术要求

本项目除组件自有电缆外，电缆的技术要求和规格满足 GB50168-2006《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》、《CEEIA B218.1~.4-2012 光伏发电系统用电缆标准》和光伏发电系统达到铭牌功率时电缆上的电压降 $\leq 2\%$ ，同时满足：

（1）光伏组件之间、光伏组件与组串逆变器之间，电缆安全载流量 ≥ 1.5 倍线路最大连续电流计算值。

（2）直流侧总电缆的长期使用设计载流量应不低于光伏发电系统短路电流的 1.25 倍。

（3）光伏组件之间、光伏组件与组串式逆变器之间，采用耐热 90℃、防酸、防潮、防晒光伏专用电缆。

（4）光伏电站低压侧电力电缆采用阻燃型铜芯电缆。

（5）控制电缆采用铜芯、阻燃电缆，控制电缆线芯的截面积和备用芯预留数量符合国家及行业规定。

（6）选用抗压、抗老化、耐腐蚀、阻燃、耐热 90℃材质的电缆保护管（逆变器至配电房和箱变的埋地电缆必须用电缆保护管）。

5.2 电缆防火措施

（1）电力电缆的选型：为有效阻止电缆火灾延燃，全厂动力电缆、控制电缆选用阻燃电缆，直流电源回路采用耐火电缆。

（2）在电缆主要通道上设置防火延燃分隔措施，设置耐火隔板、阻火包等。墙洞、

盘柜箱底部开孔处、电缆管两端进入建筑物入口处等采用防火封堵，建议采用不低于C级的阻燃电缆。

6. 电气二次设计

6.1 光伏电站监控系统

光伏电站计算机监控系统按照“无人值班”或委托运维的运行管理方式设计，全场的机电设备分场内发电单元和电力并网单元两个局域网进行监控。两个局域网结构上相对独立，均采用全计算机监控系统、分层分布式结构，两局域网之间可进行信息交换，组成全场计算机监控系统。监控的数据包括：

监测逆变器和电网的电压及频率光伏电站概要，显示任何一台逆变器的在线数据，如状态、功率、电压、电流、温度和报警情况，显示任何一台配电设备的三相电流、断路器和隔离开关位置信号及故障信号等。显示高级功率曲线，包括功率曲线、分布曲线计算可利用率显示光能玫瑰图、显示发电量，显示 10 分钟收集的数据。遥控单台逆变器：启动，暂停，待机，有功输出，无功输出。

所有逆变器内的数据信息需要接入本地监控平台同时应符合以下要求

(1)数据接入必须完整，包括但不限于：组串支路参数，电表，逆变器等各种设备信息。

(2)电表信息：含发电量计量表，上网量计量表，光伏厂用电计量表须采集正反向尖峰平谷信息并上传后台和云平台。

(3)云平台及本地监控平台各项数据须具备历史查询功能，以及日、月、年报表自动生成功能。

6.2 电能计量

本工程的计量表除电力公司装设的电能计量表之外，承包人需在其计量点就近加装具备尖、峰、平、谷分时计量功能的计量表，计量表的配置和技术标准按照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448）执行，具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记

录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，表计精度不低于 0.2S 级。

6.3 电能质量监测

根据国家电网公司文件《光伏发电站接入电网技术规定》(Q/GDW 1617-2015)要求，光伏电站向当地交流负载提供电能和向电网反送电能的质量，在谐波、电压偏差、电压波动和闪变、电压不平衡度等方面应满足国家相关标准的要求。考虑在光伏电站配置一套满足 IEC61000-4-30-2003 标准要求的 A 类电能质量在线监测装置，监测点放置在关口计量点。电能质量数据要至少存储一年，供企业调用。

6.4 继电保护及安全稳定装置

逆变器保护装置由逆变器成套、并网柜的保护装置装设于并网柜内。有相间短路电流速断保护、单相接地短路保护、逆功率保护（逆变器自带）、过负荷保护、低电压保护、并网点防孤岛效应保护（非逆变器自带）、温度保护。逆变器保护装置的信息上传至光伏电站计算机监控系统。

6.5 其他

1) 光伏电站应采用具有孤岛效应防护的光伏并网逆变器，若并网线路发生短路故障，依靠并网逆变器保护(过流保护、孤岛保护等)和频率紧急控制装置快速将光伏电源解列。

2) 在电站配置微机“五防”系统，能实现断路器操作“五防”闭锁功能。

3) 系统调度自动化、远动通信系统、时间同步系统需满足当地电力公司要求。

第三节 土建工程设计

1. 设计标准概况

《建筑结构制图标准》GB/T50105-2010

《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012

《建筑结构可靠性设计统一标准》GB50068-2018

《混凝土结构设计规范》GB50010-2010

《建筑抗震设计规范》GB50011-2010

《钢结构设计标准》GB50017-2017

《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018-2002

《铝合金结构设计规范》GB50429-2007

《铝合金结构工程施工质量验收规范》GB50576-2010

《构筑物抗震设计规范》GB50191-2012

《建筑抗震鉴定标准》GB50023-2009

《建筑抗震加固技术规程》JGJ116-2009

本项目建（构）筑结构安全等级为二级，抗震设防烈度为 6 度地区。

2. 结构设计

屋面光伏组件的安装要求：光伏组件的固定采用支架形式，光伏阵列的结构设计包括太阳能电池组件支架及其基础设计和逆变器的支架及其基础设计，考虑的因素有：

（1）当地的基本风压；（2）当地的基本雪压；（3）拟建场地的承载力特征值。

3. 光伏支架设计

光伏支架设计依据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012 进行设计，风荷载、雪荷载和温度荷载按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 中 25 年一遇的荷载数值取值。

设计时考虑彩钢瓦屋面增加光伏荷载不大于 0.15kN/m^2 （组件不同，自重不同），支架受力设计的主要影响因素为风荷载，在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。本工程设计风荷载取自当地气象资料中的多年最大风速换算风压与建筑结构荷载规范中地区基本风压的较大值。

光伏组件安装支架主要构建材料采用铝合金材质，阳极氧化层厚度应不小于 5 微米；压块采用铝合金 6005-T5 或 6005-T6 材质，紧固件采用 304 不锈钢材质。

发包人前期已委托第三方机构出具厂房荷载评估报告，承包人需自行对荷载评估报告中的数据 and 结论进行复核计算。承包人在进行光伏支架详细设计时，需结合厂房实际特征、荷载评估报告、可行性研究报告充分考虑厂房在增加光伏电站前、后的荷载分布情况，对拟采用的光伏支架形式作出详细的计算和设计，必须保证其结构的安全性和可靠性，不论承包人后期因何种原因需更改支架形式或采取其它任何提高建筑承载力的措施，费用均包含在承包人的承包单瓦价格中，发包人不予调整单瓦价格。

4. 设备基础设计

彩钢板屋面新增钢结构屋顶光伏组件系统为同原屋顶坡度平铺，通过夹件固定在屋面板上，支架采用铝合金轻型支架作为横梁，并用专用夹具与屋面彩钢瓦凸起部分夹紧连接，不破坏屋顶原有的防水层。逆变器基础同为铝合金轻型材质，需充分考虑设备的占地尺寸、荷载等因数后，设备方可进行安装。

5. 给水排水设计

本工程为新建屋顶分布式光伏项目，给水系统需考虑利用厂区原有供水系统供给光伏组件冲洗，排水系统利用厂区原有排水设施，将雨水和组件冲洗水接入厂区原排水系统。

第四节 工程消防设计

1. 设计依据

- (1) 《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014）（2018 年版）
- (2) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB 50116-2013）
- (3) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）
- (4) 《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）

2. 设计原则

(1) 贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，加强火灾监测报警的基础上，对重要设备采用相应的消防措施，做到防患于未然。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施，立足自防自救。

(2) 设计中，严格执行国家有关防火规范和标准，工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防通道、防火间距、安全出口等各项要求。

(3) 根据《20kV 及以下变电所设计规范》（GB50053-2013）、《高压配电装置设计技术规程》（DL/T5352-2018）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）等，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离要求；

(4) 尽可能采用阻燃、难燃性材料为绝缘介质的电气设备；电缆电线的导线截面选择不宜过小，避免过负荷发热引起火灾；消防设备采用阻燃电缆；

(5) 对穿越墙壁、楼板和电缆沟道进入到其他设施的电缆孔洞，进行严密封堵；

(6) 设置完善的防雷设施及其相应的接地系统。

3. 主要机电设备消防设计

电缆从室外进入室内的入口处及主控制室与活动地板下的电缆层之间，电缆沟内的电缆进入低压配电屏等，采取防止电缆火灾蔓延的阻燃及分隔措施。具体措施是：

(1) 选用交联聚乙烯绝缘铠装护套电力电缆，最小截面满足负荷电流和短路热稳定的要求；控制电缆选用阻燃电缆。

(2) 电力电缆与控制电缆分层敷设，各层之间用防火隔板分隔。

(3) 所有电缆穿越的孔洞，均采用耐火材料封堵，孔洞两端 2m 以内的电缆均喷涂防火涂料保护。

4. 施工消防设计

建筑工程开工前编制施工组织设计、施工现场消防安全措施及消防设施平面图。

施工现场设置临时消防车道，其宽度不得小于 4 米，并保证临时消防车道的畅通。禁止在临时消防车道上堆物、堆料或挤占临时消防车道。

施工现场必须配备消防器材，做到布局、选型合理。要害部位应配备不少于 4 具灭火器材，要有明显的防火标志，并经常检查、维护、保养，保证灭火器材灵敏有效。

施工现场设置明显的防火宣传标志。组织施工现场的义务消防队员，定期组织教育培训及演练。

第五节 图纸评审及资料要求

1、承包人应组织符合招标公告资质要求的设计单位完成工程设计。按 GB50797《光伏发电站设计规范》要求，设计应使光伏发电系统有能力在安全、稳定、经济状态下运行，并使其性能达到最佳状态和满足国家、当地电力公司对于太阳能并网电站的规定。设计方案须经过专家评审。

承包人在完成设计工作后，应组织发包人进行审查确认。有关施工图纸的审查工作，必须由发包人审查通过后承包人才能组织施工，施工图必须满足发包人的要求，图纸审查可以分批出图，分批审查，分步实施。设计文件和施工图纸经发包人审查，并不能免除承包人对设计文件和施工图纸进一步完善、优化的责任和义务。

接入系统方案深化设计须符合本项目电力接入批复意见函的相关要求并取得电力公司审批。

初步设计和施工图设计必须报发包人审核。

设计图纸资料包括但不限于：

- 电气主接线图（设备间关系、桥架类型、长度、结点方式）。
- 设备布置图（组件布置、设备相对位置、间距）。
- 设备安装图（支架、组件、逆变器、电气成套设备等）
- 电缆敷设图（线缆路径、线缆长度、规格类型）。
- 线缆选型（压降、容量、损耗率、类型：护套、阻燃、屏蔽、软硬）。
- 设备细化选型（附加模块、连接端子、环境要求、通信方式等）。
- 防雷设计（防雷等级、直击雷防护方式、引下线、电力与通信防雷保护器）。
- 配电设计（电能计量和电能质量监测装置、计算机监控系统、视频监控系统等）。
- 设置屋面取水点（满足各子阵清洗需求）、屋面检修通道预留设计。
- 基础设计（光伏支架基础、逆变器基础）。
- 支架部件、装配详图、支架强度计算（风压、积雪、地震）。

-
- 系统效率计算（线损、设备损耗、环境损耗、其它损耗）。
 - 光伏电站电气系统短路电流计算、继电保护定值计算等。
 - 完成光伏电站安全稳定运行的所有设计。

2、资料提供

承包人向发包人提供的技术文件及图纸等资料费用计入合同总价。承包人保证技术文件及图纸清洁完整、封装良好、并按系统分类提供给发包人。

- （1）图纸评审前提供初步设计图纸和计算书，评审时通知发包人参加。
- （2）安装工程开工前，提供不少于 4 套施工图，工程竣工后，提供不少于 4 套竣工图。
- （3）应按建设方要求的时间向建设方提供施工进度计划。
- （4）按时提供相应的技术说明、图纸、设备材料清册（包括但不限于）：材质检验报告、设备合格证明、设备明细清单、隐蔽工程验收记录、试验报告、设备图纸、盘柜电器元器件布置图和电气接线图以及随机资料等。

提供的文件，包括图纸、计算书、说明、使用手册等使用国际单位制（SI），所有文件、图纸、传真、信件均使用简体中文，如提供外文资料，须征得发包人同意。

在项目竣工验收后 30 天内提交符合发包人要求的竣工资料 2 套（一正本一副本）、电子版竣工资料（装入 U 盘），并配合发包人档案管理人员或发包人委托的工程档案审核单位，按照工程档案规范化建档要求，完成竣工资料归档工作。

施工篇

第一节 概述

1. 施工范围

本工程为交钥匙工程，光伏电站工程内的所有工作内容均为承包人的施工范围。

2. 工程界限

本工程的产权分界点为重庆联合制罐有限公司厂区内配电室 1#变压器(1600kVA)原有低压开关柜 4104、4109、4110 底部端子处，配电室 2#变压器(1500kVA)原有低压开关柜 4206 底部端子处（包含对其的必要改造），从光伏区域至并网接入点的所有工作内容均由承包人完成，含光伏电站正常并网发电运行所必须的各类试验调试、专项验收、中间验收、竣工验收、手续办理等。

第二节 施工要求

1. 施工要求

现场施工按照 GB50794-2012《光伏发电站施工规范》要求开展。

1.1 一般规定

1.1.1 光伏发电系统的安装符合设计要求。

1.1.2 安装前应具备的条件：

- 设计文件齐全，并已审查通过。
- 施工组织设计或施工方案符合现行国标《光伏发电工程施工组织设计规范》GB/T

50795 要求，并已提供审查批准。

- 施工场地符合施工组织设计要求。
- 现场水、电、场地、道路等条件能满足正常施工需要。
- 施工单位具备实施本项目能力，且具备要求的相应施工资质。
- 施工单位的人员等保险已购买。

1.1.3 采取合理措施及时回收施工产生的废弃物，避免周边生态造成破坏，同时确保施工期间噪音控制和电站投产后设备运行噪音满足环保部门的要求，不干扰周边人员正常生产、生活。

1.1.4 承包人对整个现场各种操作和施工方法的适用性、稳定性和安全性全面负责。但应服从监理和发包人的现场协调。

1.1.5 承包人在投标文件中需提供里程碑控制点计划表。

1.1.6 若发包人在提出增加人力资源纠正工期偏差要求的 72 小时内，承包人未进行实质性响应的，发包人有权组织具备纠正进度偏差工作事项资质的人员进场完成此项工作以纠正工期偏差，费用由承包人负责。

1.1.7 发包人前期已委托第三方机构出具厂房荷载评估报告，承包人需自行对荷载评估报告中的数据和结论进行复核计算。承包人在进行光伏支架施工时，需结合厂房实

际特征、荷载评估报告、可行性研究报告充分考虑厂房在增加光伏电站前、后的荷载分布情况，对拟采用的光伏支架形式作出详细的计算和计划，必须保证其结构的安全性和可靠性，不论承包人后期采取何种措施及施工方案完成支架的安装和验收，费用均包含在承包人的承包单瓦价格中，发包人不予调整单瓦价格。

1.2 施工安全要求

1.2.1 安全目标：零轻伤。

1.2.2 光伏发电系统设备和部件在存放、搬运、吊装等过程中不得碰撞和受损，光伏组件的正反面不得受到任何碰撞和挤压。

1.2.3 在安装时，禁止站立在光伏组件上作业，电路接通后应有防止电击的安全措施。不允许带负荷或能够形成低阻回路的情况下接通或断开隔离开关、安装或拆卸连接缆线。

1.2.4 光伏组件施工时，应做好安全围护措施，光伏组件连接完成或部分完成后，及时设置限制接近的措施，防止触电或损坏成品。

1.2.5 吊装光伏组件，其底部衬垫木。吊装大件设备时，有保障施工人员和机具、建筑物安全的措施。

1.2.6 雨天停工前，做好光伏组件输出电缆防护，防止日照条件下光伏组件有电时发生短路。

1.3 基础、支架施工

1.3.1 基础施工满足《混凝土结构设计规范》和本电站设计要求。

1.3.2 光伏组件支架及其材料符合设计要求。

1.3.3 光伏组件之间的连接方式，符合设计文件规定。

1.3.4 光伏组件的排列连接固定可靠，外观整齐。

1.3.5 光伏组件背面通风良好，不得被杂物遮挡。

1.3.6 光伏组件和支架安装完成后，检查光伏组件布线美观、整齐、无线缆外露，

各方阵线缆连接附件有足够的强度、防水、抗老化、便于连接和运行维护，对成品采取保护措施。

1.4 电气设备和缆线安装

1.4.1 电气成套设备的安装符合现行国家标准和设计文件规定。

1.4.2 逆变器的安装符合设计文件及产品技术要求。

1.4.3 继电保护和安全自动装置、自动化和通信设备、计算机监控系统、视频监控系统、电能计量和电能质量监测装置，符合现行国家标准《电气设备安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》GB50171 设计文件规定，符合产品技术要求。

1.4.4 交直流电缆均不允许电缆有中间接头。

1.4.5 组串式逆变器表面不得设置其他电气设备和堆放杂物，不得破坏组串式逆变器的通风环境。

1.4.6 光伏系统直流部分施工时，须保证正负极性的正确性。

1.5 在工程设备施工平台、走道、吊装孔等有坠落危险处，设置栏杆或盖板。防坠落伤害设计符合国家相关标准要求。

1.6 承包人在施工过程中，通过班组、施工队、公司三级安全、质量签证，保证交付发包人的成品各项指标全部合格。

1.7 电网接入手续的办理工作应有承包人安排专人负责，并按要求提供各装置的保护定值单。

2 检测、调试、验收

检测、调试、验收符合《光伏电站施工规范》GB50794、《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796、《电力建设工程质量监督检查典型大纲(光伏发电部分)》、符合环保、消防、安全、建筑、防雷等相关部门和国家电网并网验收的相关规定，并满足下列要求：

2.1 检测前应具备的条件：

2.1.1 交流汇流箱、逆变器等设备接头无锈蚀、松动，结构和电气连接正确和完整，

没有功能衰退等缺陷。

2.1.2 确认光伏组件连接可靠、极性正确，线路连接符合设计要求，光伏组件清洁、无遮挡。

2.1.3 设备安装使用条件，符合使用说明书和相关标准、规程的规定。

2.2 依次分级测量各个光伏组串、方阵、直流侧、交流侧和整个光伏发电系统。要求后级测量在前级测量正常的情况下进行。在明亮环境下进行测量，要有防止工作人员被光伏系统电击的措施。

2.3 检测设备的准确度等性能指标，应优于光伏发电系统本身的计量检测单元的性能，并满足光伏发电系统设计的技术指标要求。按照国家和行业相关标准和规范，编制详细的检测记录表格，形成有效的存档记录。

2.4 承包人进行设备、电缆等交接试验时，应使用经有资质机构检验合格的仪器和试验设备。试验项目和合格标准按照 GB50150-2006 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》执行。

承包人在进行继电保护及安全自动装置检验前，根据 DL/T584-2007 《3~16kV 电网继电保护装置运行整定规程》进行整定计算，并使用经有资质机构检验合格的仪器与试验装置，按照规程和厂家说明书的要求进行检验。

2.5 系统调试

2.5.1 系统的调试由具备相应资质的单位和部门，按照国家、行业和本地电网企业的规定的测试项目和合格标准进行。在工程项目交付发包人之前，如有国家和电力主管部门新的标准、规程规范发布，还应符合新的标准和规程规范的要求。

2.5.2 光伏发电系统的调试顺序为：先调试光伏组串，合格后再依次调试光伏方阵、直流侧、交流侧、整个光伏发电系统。电站送出电缆线路的试验和调试与光伏发电系统同时进行。

电站并网点的测试应由具备相应资质专业机构或部门进行，并在测试前将测试方案

报发包人和所接入电网企业备案。

2.5.3 承包人负责在光伏发电系统并网运行3个月内向发包人和电网企业提供有关光伏发电系统运行特征的测试报告，测试应在辐照良好的环境下进行。检测内容至少包括：

1、电能质量检测报告，包括电压不平衡度、谐波、直流分量、电压波动和闪变等，具体内容按电力公司要求执行；

2、通用技术条件测试，包括绝缘、接地、耐压、抗电网扰动等；

3、有功功率输出特性（有功功率输出与辐照度、温度的关系特性）；

4、并网运行适应性；

5、安全与保护功能；

6、光伏发电系统启停时对电网的影响。

2.5.4 通过检测证明电站设备运行参数符合设计规定，电站满足接入电网的相关规定，电站自用电系统满足现场使用要求。

测试中发现任何不合格，由承包人负责整改并复测合格，由具备相应资质专业机构或部门出具测试报告，整改和检测的所有费用由承包人负责。

发包人要求测试方案和测试工作由同一个专业机构或部门完成，除非得到发包人同意，承包人不得在测试过程中更换事前已确定的测试专业机构或部门。

3 试运行管理与维护

3.1 一般规定

3.1.1 光伏发电系统并网前调试合格后，试运行开始前，承包人为发包人进行免费培训并提前一周提交电站运行规程。

3.1.2 试运行前，由承包人编写电站管理制度，包括技术档案管理、安全操作、巡回检查、定期点检、事故预防和处理等并经发包人确认。

3.1.3 在并网前、后和试运行期间，承包人聘请并配合有资质的专业机构或部门完

成光伏发电系统的各项电气测试和消防、环保、防雷验收工作。

3.2 管理与维护

3.2.1 自试运行开始至电站正式移交，承包人作为项目安全生产第一责任主体，负责光伏发电系统的运行操作、工程场所和设备的保洁、运行设备和备用设备保管等。

3.2.2 电站正式移交前，如光伏发电系统发生异常，由承包人或者承包人联系设备厂家专业人员进行处理，并及时通知发包人（期间若产生电量损失，发包人如实对承包人进行考核）。

发包人认为处理方案需要改进，有权提出书面改进意见，承包人一般不得拒绝。如承包人认为执行会导致不良后果，应在 8 小时内书面提出与发包人不一致但能及时有效解决问题的方案，并切实做好方案经发包人同意即可立即实施的准备。

3.2.3 测试、分项工程验收完成后，承包人负责汇总、分析、保管运行记录、测试报告和验收合格证明，对存在的问题及时整改。

承包人提供测试报告和分项工程验收合格证明给发包人，随时接受发包人的检查。

4 工程验收

工程验收符合 GB/T 50796-2012《光伏发电工程验收规范》、国家电力建设工程质量监督和国家电网光伏电站项目验收相关规定并满足下列要求：

4.1 一般规定

4.1.1 承包人负责工程材料和设备（包括发包人提供的设备）的卸货、收货、验货和货物保管。

4.1.2 工程验收包括光伏发电系统验收和与之相关的建筑工程验收，并根据施工安装特点进行分项工程验收和竣工验收。

4.1.3 相关的建筑工程验收符合 GB50300《建筑工程施工质量验收统一标准》的规定。

4.2 隐蔽工程验收

隐蔽工程验收前由承包人技术(质量)人员先行质量检查合格,并提前 24h 向发包人提交书面验收申请。发包人项目技术负责人、承包人项目专业质量(技术)负责人和监理单位参加验收。

4.3 分项工程验收

工程验收前,现场应清理干净、孔洞应进行封堵。

4.3.1 分项工程验收由承包人项目技术负责人组织,发包人技术工程师、施工单位项目专业质量(技术)负责人参加。

4.3.2 分项工程验收根据工程施工特点分期进行。限定下列工序,须在前道工序验收合格后才能进入后道工序的施工:

- 在光伏组件安装就位前,基础、支架应先进行验收。
- 在隐蔽工程隐蔽前,进行施工质量验收。

4.4 竣工验收

4.4.1 按照国家电网有关规定完成电站并网前验收;按照《光伏发电工程验收规范》GB/T50796,完成电站的单位工程、工程启动、工程试运移交生产和工程竣工验收。

4.4.2 承包人自查合格后于竣工验收前 15 天内向发包人提交竣工验收申请报告及下列资料:

- 设计文件、设计变更文件和竣工图。
- 主要材料、设备、成品、半成品、仪表的出厂合格证明或检验资料。
- 电站建筑物屋面防水检漏记录。
- 隐蔽工程验收记录和分项工程验收记录。
- 光伏发电系统调试和试运行记录(包括电力出线工程、光伏组串、逆变器、接地电阻、防雷等测试记录)。
- 电站运行、监控、显示、计量等功能的检验记录。
- 电站运行规程、保护定值整定计算书。

-
- 电站光伏发电系统使用维护手册。
 - 电站计算机监控设备说明书、系统操作说明和维护手册。
 - 视频监控系统、安防报警系统、火灾报警系统设备说明书、系统操作说明和维护手册。
- 建筑、消防、防雷、防震、水利、规划、环保、卫生、安全等行政主管部门要求提供的其他资料（若有）。

4.4.3 发包人对竣工资料和工程场所、设备进行检查，发现问题书面通知承包人整改。承包人需按照发包人的要求及时进行整改，并在整改后通知发包人重新验收。

4.4.4 满足条件时，承包人组织发包人及相关单位对工程进行竣工预验收。预验收中查出的问题，由承包人负责整改，整改合格后，承包人做好验收记录和资料立卷归档工作。

4.4.5 工程竣工验收合格并获得发包人出具项目接受证书后一个月内，承包人负责将光伏发电系统移交发包人，运行记录、电站管理制度、测试报告原件、验收报告原件、签署文件等竣工验收资料同时立卷移交。

5 质量保证和服务

5.1 质量保证

5.1.1 承包人需在电站设计、施工组织设计、设备采购保管、施工、安装、试验、调试、测试、试运行直至通过电站竣工验收全过程执行《质量管理和质量保证标准》GB/T19000.1（承包人持有 GB/T19000.1-2008 证书和企业质量手册，供发包人必要时查验）。

5.1.2 工程设备订货满足国家、相关规程和本技术要求。承包人在设备采购协议中，明确设备供货商直接向发包人承诺提供售后服务、质保和现场培训。在设备采购协议签订后，承包人向发包人提供技术协议复印件和设备及备品备件清单。

5.1.3 承包人负责卸货，负责查验材料的数量、材质、规格，负责查验设备外观合

格、出厂报告和合格证齐全，负责查验设备规格、数量、随机资料与装箱单一致并在开箱前通知发包人到场。

5.1.4 承包人设置临时堆料场，并指定专人保管验收合格的设备与材料，保管条件应满足设备、材料对存储环境和安全的需要，不因保管原因导致设备、材料出现质量问题或丢失影响工程进度。

5.1.5 工程设备必须是全新、技术先进、性能可靠、经运行验证的合格产品。使用寿命不小于 25 年。

5.1.6 设备（包括附件、零部件）从整体上满足工程需要，即使在本技术要求书中没有明显地提出，也应满足作为完整产品所能满足的全部要求，在安装、调试、验收、试运行中发现不足、损坏、丢失，由承包人免费在 72 小时内补齐。

5.1.7 工程质保期从双方签订认可的《工程质量保修书》之日起算后 24 个月。

质保期内由于承包人的原因(选材不当、设计错误、施工与安装不良、调试缺项或仪器仪表不合格等)致使光伏发电系统及其设备出现缺陷和损坏时，承包人接到发包人通知（书面或电话）2 小时内给予答复，24 小时内派出专业人员到达现场免费修理或更换（期间若产生电量损失，发包人如实对承包人考核）。

5.1.8 质保期满后，无论何种原因造成的光伏发电系统故障或设备缺陷、部件损坏，承包人接到发包人通知（书面或电话）2 小时内给予答复，24 小时内派出专业人员到达现场，先处理问题，后区分责任，确属发包人原因的，由发包人按照成本价支付费用。

5.1.9 维护用工器具和质保期内备品备件，由承包人免费提供。

5.1.10 承包人对其提供的设备应提供稳定的技术支持，支持时间应不小于 10 年。支持期内的备品备件和服务费用收取不高于成本价。

5.1.11 承包人为增加光伏区域的屋顶进行施工前检查、检测，对已存在破损或有隐患的屋顶区域要及时反馈给发包人，否则视为屋顶完好无损，承包人须对增加了光伏区域的屋顶进行防水、漏雨保修，保修期为竣工验收合格之日起 2 年。

5.2 现场服务

5.2.1 承包人应指定负责本工程的项目经理。项目经理负责工程全过程的各项工作，如工程进度、设计、图纸文件、设备和材料采购保管、现场施工、设备安装、试验、调试、验收测试以及并网安全条件及评价、安全生产标准化达标等。

5.2.2 承包人现场技术人员有对发包人技术人员详细解释技术文件、图纸、运行和维护手册、设备特性、分析方法和有关的注意事项的义务并对技术指导正确性负责，如因错误指导而引起设备和材料的损坏，承包人免费修理、更换。

5.2.3 如因承包人原因造成设计、施工安装、调试工作拖期，发包人有权要求承包人增加人力资源，费用由承包人自理。

5.3 培训

5.3.1 承包人在投标文件中需提供培训计划。培训内容至少包括：

- 1) 太阳能光伏发电系统的发电原理及系统构成。
- 2) 主要设备的性能、安装步骤和质量控制标准。
- 3) 光伏组件、组串式逆变器、并网计量箱和光伏发电系统的主要调试项目，调试方法和合格标准。
- 4) 光伏发电系统的运行操作流程、安全注意事项和常见故障的处理方法。
- 5) 光伏发电系统的维护周期选择和定期点检的建议。

5.3.2 培训由有培训资格的专业工程技术人员担任。

5.3.3 理论培训在发包人指定地点进行，模拟实际操作在子项目所在地进行。培训小时数根据培训效果确定。

5.3.4 要求通过培训，发包人的受训人员能够了解光伏发电原理和系统构成，能够安全、正确、熟练操作光伏发电系统设备，能够判别系统故障原因并会对简单缺陷进行处理。