

项目名称：分布式光伏项目招标

招标编号：20250315

# 招标文件

招标人：四川汇利维科投资发展集团有限公司

招标地址：成都市高新西区百叶路18号

2025年4月3日

0108550

# 招标公告

## 分布式光伏项目招标公告

### 目录

<b>第一部分：项目信息及资质要求</b> .....	<b>5</b>
1.项目概况.....	5
2.工程概况.....	5
3.资质要求.....	7
4.招标方式.....	7
5. 投标保证金.....	8
6.投标时间和地点.....	8
7.中标结果通知时间.....	8
8.联系方式.....	8
<b>第二部分 技术规格与参数</b> .....	<b>9</b>
1.一般性要求.....	9
1.1 技术规格书的涵盖范围.....	9
1.2 总则.....	9
1.3 招标范围.....	9
1.4 技术要求.....	10
2 主要技术方案和设计原则.....	10
2.2.分界面.....	11
2.3.工艺要求.....	12
2.4.光伏组件.....	12
2.5.光伏支架及屋顶钢结构.....	12
2.6.逆变器.....	13
2.7.电缆.....	14
2.8.防雷系统.....	14
2.9.并网要求.....	14
2.10.汇流装置.....	15
2.11.智能监控系统.....	15
2.12.电气系统.....	16
2.13.排水系统.....	18
2.14.暖通与空调.....	18

2.15.电缆敷设及消防要求 .....	18
2.16.基本要求 .....	19
2.17.互换性 .....	20
2.18.铭牌 .....	20
2.19.螺母、螺钉、垫圈和螺栓 .....	20
2.20.安全措施 .....	20
2.21.绿色施工 .....	21
2.22.验收 .....	21
2.23.质量保证及技术服务 .....	21
2.24.其他要求 .....	22
3.主要设备技术要求 .....	22
3.1.太阳能电池组件 .....	22
3.2.逆变器 .....	38
3.3.支架 .....	42
3.4.无功补偿 SVG .....	42
3.5.直流/UPS 系统电源 .....	42
3.6.电气二次设备 .....	42
4.项目组织与管理 .....	46
4.1.项目管理组织机构和人员配置 .....	46
4.1.1. 项目管理组织机构 .....	46
4.3.项目施工技术管理 .....	47
4.4.与发包人有关的主要工作 .....	48
5.技术资料 .....	48
5.1.投标阶段提供的资料 .....	48
5.2.规划和建设阶段的资料 .....	49
5.3.运行和维护说明 .....	49
5.4.调试后资料 .....	49
6.引用的法律法规、标准、规范 .....	50
6.1.土建工程 .....	50
6.2.工程消防 .....	51
6.3.环境保护法律法规 .....	51
6.4.环境影响评价技术规范 .....	51
6.5.劳动安全与工业卫生法律法规 .....	52
6.6.劳动安全与工业卫生主要技术规范、规程、标准 .....	52
6.7.电气部分 .....	53

6.8.太阳能组件 .....	54
6.9.逆变器 .....	55
6.10.安装工程 .....	57

### 第三部分 投标文件及格式

1. 投标文件编制要求 .....	59
1.1 投标人法定代表人资格证明书格式 .....	61
1.2.投标人法定代表人授权书格式 .....	62
1.4. 近 5 年已完成及正在施工的同样或类似工程情况 .....	64
1.5.报价书格式 .....	65
1.6. 差异表格式 .....	67
1.7.本工程项目经理简历表格式 .....	68
1.8.本工程主要施工管理人员表格式 .....	69
1.9.临时设施布置及临时用地表格式 .....	70
1.10.临时设施布置及临时用地表格式 .....	71
1.11.太阳能电池组件承诺书 .....	72
1.12.逆变器的技术参数 .....	73
1.13.工程装机容量承诺书 .....	75

### 第四部分 评标办法

1.评标组织 .....	76
2.评标原则和程序 .....	76
3.评标标准和方法 .....	76
4.定标原则 .....	76

## 第一部分：项目信息及资质要求

### 1.项目概况

本项目为四川汇利维科投资发展集团有限公司旗下子公司四川汇利实业有限公司及四川制药制剂有限公司光伏系统配套设备采购合作项目。

1.1. 项目名称：四川汇利实业有限公司&四川制药制剂有限公司光伏项目配套光伏设备采购项目

1.2. 项目规模：四川汇利实业有限公司&四川制药制剂有限公司配套光伏设备采购，预计装机容量 4.4MW，最终按实际建设容量结算。

1.3. 项目概况：本次为四川汇利实业有限公司&四川制药制剂有限公司光伏项目配套电池组件、逆变器、电源汇流箱柜、电源并网装置、防雷系统、监控系统等设备采购项目，总容量 4.4MW，上述容量为预估容量，招标人不承诺最低采购容量，光伏容量需满足项目接入方案批复要求。

1.4. 招标范围：光伏配套组件，提供图纸资料、出厂试验、供货、包装、发运、指导安装调试、协助验收等，满足电网并网要求，确保达到使用条件。

1.5. 现场勘察：由投标人自行查勘现场，根据现场实际情况及发标人年平均电量编制光伏安装方案。

### 2.工程概况

本工程位于四川汇利实业有限公司（成都市高新西区百叶路 53 号），四川制药制剂有限公司（成都市高新西区百叶路 18 号）。项目地址为四川汇利实业有限公司及四川制药制剂有限公司的厂房屋面，按照分布式光伏电站模式开发建设，项目地均为交通便利，用水用电方便。

本项目采用部分“自发自用，余电上网”电量消纳方式，采用 400V 电压等级并网。

面积统计表

四川制药制剂有限公司			
编号	名称	面积	层数
801	青霉素制剂车间	2417	2
802	综合制剂车间	2374	2
803	头孢粉针制剂车间	1680	1

804	高架仓库	4200	1
201	质检科研楼	970	4
805	冻干制机车间	620	4
302	锅炉房	162	1
/	拓展大楼	520	5
304	污水站	280	1
305	门卫	30	1
306	消防水池	200	1
307	废品库	136	1
308	易挥发品库	30	1
四川汇利实业有限公司			
编号	名称	面积	层数
1	厂房 1	4703	/
2	厂房 2	5744	/
3	综合楼	858	/
4	厂房 3	3609	/
合计		28533	

**项目情况统计表**

并网方式	并网电压 (V)	箱变	组件数量 (块)	装机容量 (kW)	建筑名称	占用面积 (m <sup>2</sup> )	备注
低压并网	400	3#1600	570	339.84	801 青霉素制剂车间	2417	混凝土 BIPV
			590	354	805 冻干制机车间	620	混凝土 BIPV
			380	228.33	803 头孢粉针制剂车间	1680	彩钢瓦夹具形式

		2#1600	1520	899.16	804 高架仓库	4200	彩钢瓦夹具形式
		1#800	600	361.08	802 综合制剂车间	2374	混凝土 BIPV
			3571	2200	四川汇利实业屋面	10000	彩钢瓦夹具形式/BIPV
合计			7231	4382.41		21291	

### 3.资质要求

3.1. 须在中华人民共和国境内注册，具备独立承担民事责任的能力的电力工程安装公司（需具备装修四级以上和电力总承包三级及以上资质）若为分公司，需提供总公司相应授权说明并提供有效的带二维码标识的营业执照（提供营业执照有效复印件）。

3.2. 须具有良好的商业信誉，近三年内（2022年1月1日~2025年至今）或成立至今在日常经营活动中未出现违法、违规经营、无重大安全事故行为，未处于有关行政处罚期间，未被列为失信被执行人。

3.3. 财务状况基本要求：近两年内（2023年1月1日~2024年12月31日）经审计的财务报表显示无亏损或净资产大于0。

3.4. 近三年累计完成 $\geq 5$ MW 分布式光伏项目案例，至少提供2个同类型工业厂房项目业绩证明。

3.5. 本项目投标人及其管理人员，不得与其他投标人存在关联关系。

3.6. 针对本项目的特殊资格要求：

制造型企业必须通过与 GB/T19001 标准相当或行业标准的质量管理体系认证，符合与环境、职业健康安全管理相关的法律法规或其他要求，必须通过职业健康安全管理体系认证证书、环境管理体系认证证书。

电力安装公司必须提供指定光伏组件设备制造企业授权书，授权制造企业亦须满足上述制造企业资质要求。具有屋顶光伏电站项目相关业绩。

3.7. 以上资料提供复印件，并加盖鲜章，原件备查。

3.8. 本项目不接受联合体投标，也不允许分包或转包。

### 4.招标方式

本次招标采用 EMC 合同能源管理模式，即由第三方承担全部投资及运维，与我司共享投资收益。

## 5. 投标保证金

本项目投标保证金 10 万元（大写：壹拾万元），中标后自动转为履约保证金，未中标单位自中标结果公示之日起 10 个工作日内全额无息退还。 **保证金缴费时间截止至 2025 年 4 月 24 日 17 时 00 分**。

汇款账号：

公司名称：四川汇利维科投资发展集团有限公司

开户行：中国建设银行股份有限公司成都犀浦支行

账号：51001597237059000382

在招标过程中，如发生下列情况之一，投标方相应投标保证金将不予退还：

- (1) 投标人在投标截止后撤销投标文件的；
- (2) 投标人在提交投标文件截止时间后对投标文件提出实质性修改的；
- (3) 投标人不接受按招标文件规定对其投标报价修正的；
- (4) 投标人提供弄虚作假、骗取中标的；
- (5) 投标人串通投标或有其它违法行为的；
- (6) 中标人拒绝按招标文件的规定和投标文件的承诺签订合同的；
- (7) 中标人未按招标文件规定提交履约担保的；
- (8) 贿赂招标方人员；
- (9) 其他违反法律法规的行为。

## 6. 投标及开标时间和地点

投标人应于 2025 年 4 月 25 日 09 时 00 分前携带公司盖章密封投标报价文件（包含公司资质、业绩、法人证明及授权文件、报价书、项目设计方案及主要设备清单等以及电子版一份）至四川制药制剂有限公司 （成都市高新西区百叶路 18 号） 六楼会议室参与现场开标。

## 7. 中标结果通知时间

首次招标的中标结果通知时间将于 2025 年 4 月 30 日 17 时 00 分前进行公示

## 8. 联系方式

招标人：四川汇利维科投资发展集团有限公司

地址：成都市高新西区百叶路 18 号

现场联系人及联系方式：四川汇利实业有限公司 李先生 13668219815；

四川制药制剂有限公司 王先生 13881774179；

违规违纪举报联系人：集团审计部 19150072274。

## 第二部分 技术规格与参数

### 1.一般性要求

#### 1.1 技术规格书的涵盖范围

编制本技术文件的目的在于说明光伏项目组件在各方面应达到及应实现的功能，是对整个范围内所涉及的工程、设备、服务内容的基本要求。

特别注意：凡技术条款带“★”的为必须满足项且需在投标文件中提供技术支持材料，若投标人不能满足“★”要求或没有提供支持材料或提供的支持材料不具说服力的，将导致废标。

其它参数指标，允许偏离。但需明确在投标文件中说明、如实填写。设备性能参数中标人中标后，招标人保留对中标人设备参数进行验证、测试的权利。招标人在验收时对中标人的投标文件的设备技术参数响应情况予以验证；投标人供货设备技术参数等必须符合投标文件中的响应或偏离承诺。如存在虚假响应情况将取消中标结果并招投法处理，请投标人悉知慎之！

#### 1.2 总则

(1)本技术规范适用于四川汇利实业有限公司&四川制药制剂有限公司光伏项目配套光伏组件设备采购项目招标，内容包括光伏组件设备的供货范围、功能结构、性能等方面的技术要求。

(2) 投标人被认为在投标前已认真、仔细审查了本技术规范书，技术规范书中的任何错误、不准确、遗漏项等均不能解除投标人应提供符合国内外先进、安全、性能、环保标准的优质、可靠产品应负的责任，投标人对自身设备的国内外先进、标准的符合性和投标人设备的正确性、可靠性负责。

(3) 本技术规范书提出的是最低限度的技术要求，并未对一切技术细节做出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文，投标人应保证提供符合 工业标准和本规范书要求并且功能完整、性能优良的优质产品及其相应服务。同时，必须满足国家有关安全、环保等强制性政策、标准和规范。

(4) 本技术规范所使用的标准（按最新颁布标准执行）如遇与投标人所执行的标准不一致时，按较高标准执行。

(5) 本规范书未尽事宜，由招投标双方协商确定。

#### 1.3 招标范围

(1) 本项目采用EMC合同能源管理模式，招标方提供场地，投标方提供资金并负责工程项目，光伏发电设备采购项目的成套设备和相关配套辅助设施的成套设备的深化设计、供货、安装及工艺达标集成工程，包括但不限于光伏组件、逆变器、支架、汇流箱、双向计量表、智能监控系统、防雷系统、展示系统、电柜、电缆及控制系统等附属设施的供货、安装和整体调试、试运行、培训、运行维护、工艺深化设计、性能试验、并网所必需的相关手续和服务等。

(2) 投标方必须对系统的整体性能负责，系统集成时需考虑各子系统的协调与匹配，必须在方案中充分考虑系统运行可能出现的问题，以确保系统能稳定正常运行。

(3) 装机规模：装机容量由投标方出具设计方案确定。

## 1.4 技术要求

(1) 本项目中，投标方负责项目工程的设计、采购和施工工程，其工作范围包括但不限于：工程勘测、设计、设备及材料采购、运输、土建设计施工、设备安装、设备调试、系统并网（采用“自发自用，余电上网”方式，以及各项并网手续办理）、系统运行维护等。

(2) 设计接口

投标方负责光伏发电项目土建、工艺、仪器仪表、电气、以及并网系统接入（自发自用、余电上网原则）、防雷系统、监控系统等全部设计。

(3) 系统并网点优先满足招标方要求。

## 2 主要技术方案和设计原则

### 2.1. 技术要求

#### ★ (1) 主要供货要求

序号	设备名称	规格型号	主要参数	品牌	备注
1	光伏组件	不小于 580Wp 高效 单晶组件		天合光能、晶科、隆基绿能、晶澳	
2	逆变器			华为、锦浪、阳光电源	
3	蓄电池组件			宁德时代 蜂巢能源	
4	光伏支架				

5	电缆				
6	并网柜				

不是指定范围内厂家或未取得指定范围内厂家授权的投标人需提供相应实例资料。

(2) 以上为本项目所需供货的主要设备清单，投标方需根据招标文件要求，结合其自身工艺，可对以上设备清单进行优化完善，包括供货系统所需的全部工艺设备及附属设备、设施。投标文件中需注明设备名称、型号、参数、数量、材质、产地、生产厂家、装配清单等内容。

★(3) 光伏组件采用高效单晶组件，可使用轻型固定支架固定在彩钢瓦上或在原有屋顶采用镀锌钢结构固定支架、檩条BIPV (Building integrated Photovoltaic) 形式，建设太阳能站。楼顶钢结构固定支架搭建高度应满足货物存放要求。采用组串式逆变器直接接入到变压器或集中式逆变器进行汇流后接入变压器。逆变器必须保证安全高效的运行，具有较高的转换率。温控系统、火灾探测及自动灭火系统、应急系统、防浪涌装置、防雷接地保护装置、接地故障探测装置等；

## 2.2.分界面

标书中所述内容只是其中的主要部分，任何在标书中未提及的，为保证设备所有系统正常运行所需的一切辅助设备和材料，均属投标方所需提供的范畴。

### (1) 与信息采集中心分界

本项目投标方负责建立数据采集功能平台，该平台需对招标方授权开放。

### (2) 与水电分界

投标方负责并网功能搭建，满足现场设备优先使用，余电上网功能所有的电气连接。光伏场区光伏监控二次系统的设计、采购、施工、调试、试运行、运行维护属于投标方的范围。

投标方所需外部电源需先向招标方提出需求，若外部电源供给涉及到原供电系统更改，更改费用由投标方承担，投标方负责外部电源接入的设计以及施工。

投标方所需外部水源需先向招标方提出需求，若外部水源供给涉及到原供水系统更改，更改费用由投标方承担，投标方负责外部水源接入的设计以及施工。

项目实施过程中涉及到的改造，安装，调试及后续运维所需的水电（包括但不限于）等所有能源费用均由投标方承担。

### (3) 与土建分界

本项目场区、施工区的道路开挖、回填、恢复等均属于投标方的范围。安装施工过程中，不得破坏屋面原有结构，充分考虑楼顶载荷承重问题，具体载荷详情参考招标文件附件。

投标方应按招标方批准的施工组织设计的规划要求，负责在现场设计并修建投标方认为需要的任何临时设施（包括临时生产、生活与管理房屋、现场的道路、供水、供电、通讯、管理网络等设施）。并在合同工程竣工或在投标方使用结束时，按招标方的要求拆除或无条件的移交招标方。

### 2.3.工艺要求

(1) 光伏发电项目的建设和设计要体现因地制宜、经济适用、施工方便、易于管理、安全可靠、利于生产的原则。

(2) 建成后光伏发电项目的环境、景观和视觉效果能够达到与现实环境的整体和谐统一。

(3) 设计方案经济合理，技术先进，充分考虑光伏发电项目的功能和特点。

(4) 项目建设及运行期应尽量避免环境污染、必须符合环保要求。

(5) 在施工布置中，根据场区条件，力求紧凑、节约用地，统筹规划、合理布置相关设施，尽可能使永久用地和临时用地结合。

(6) 设计成果文件应全面满足设计要求的内容，内容齐全、表述清晰；使用中文、所用的计量单位应为国际通用的公制计量单位。

### 2.4.光伏组件

(1) 构成光伏阵列的主要部件，通过热效应将太阳辐射能转换为直流电能。选用高效率、长寿命光伏组件可降低电站的初始建设成本、同等面积条件下提高系统的电能输出能力，增加电站的使用年限，提高系统的经济效益。光伏组件的使用寿命不小于 25 年，具备抗紫外老化、抗盐雾侵蚀能力。

(2) 光伏组件所有材料应根据使用条件考虑强度、刚度、弹性变形、耐用性和其他化学、物理性能，选用最适用的、新的、优质的、无损伤和缺陷的材料。

(3) 双面组件背面增益系数 $\geq 8\%$ 。

(4) PID 衰减测试（85℃/85%RH 环境 96H 后衰减 $\leq 2\%$ ）。

(5) 冰雹冲击测试等级（直径 35mm 冰雹 23m/s 冲击）

(6) 光伏组件功率误差范围在 0~3%之间；在-40℃~+90℃范围内组件工作正常；可在本项目气象条件下长期运行不变形。

(7) 光伏组件具有 ISO 资质(17025)的专业测试机构出具的符合国家标准(或 IEC 标准)的测试报告（有国家标准或 IEC 标准的应给出标准号）和由国家批准的认证机构出具的认证证书。

### 2.5.光伏支架及屋顶钢结构

光伏组件支架采用固定支架系统，支架系统满足光伏组件安装要求。

2.5.1. 根据 GB51101-2016《太阳能发电站支架基础技术规范》3.0.4 要求，支架基础设计使用年限不应小于电站设计使用年限，即按 50 年设计，光伏支架基础设计等级为丙级，光伏支架基础设计，重要性系数 1.0。

2.5.2. 本工程光伏区的支架设计使用年限为 25 年，结构安全等级为三级，重要性系数 0.9；  
主要设计参数：

基本风压：0.31kN/m<sup>2</sup>（25 年一遇）

基本雪压：0.47kN/m<sup>2</sup>（25 年一遇）

基本风压：0.35kN/m<sup>2</sup>（50 年一遇）

基本雪压：0.55kN/m<sup>2</sup>（50 年一遇）

2.5.3. 光伏支架应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

2.5.4. 光伏支架材料材质的选用和支架设计应符合现行国家标准的规定。

2.5.5. 光伏支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度，并按 1.5 倍设计载荷。

2.5.6. 屋顶钢结构屋面最大限度利用原有钢梁钢檩条，增加 T 型钢或 C 型钢材，表面做好镀锌防锈处理（镀锌层平均厚度不小于 65um），镀锌厚度根据《热镀锌标准 GB/T 13912》规范执行。满足承载力要求，拥有较好的抗风抗震能力。抗震设防烈度按 8 度计算。

2.5.6. 原有库房加固施工及光伏板铺设原则不影响货物存放，其每栋有库房的屋面需逐一进行施工。

2.5.7. 铺设的彩钢瓦选用优质彩钢瓦材料，有不错的防腐防锈蚀能力，防水及保温能力优秀，后期出现漏水情况投标方需免费进行检修。且光伏板敷设预留检修通道。安装的彩钢瓦夹具抗拉拔力 $\geq 2000\text{N}$ 。

## 2.6.逆变器

2.6.1. 发电系统的核心部件，作用为将直流电转换为交流电，供交流负荷使用。逆变器应具备良好的高浪涌能力，以保障提供较大的感性负载开启电流。另外，为了提高光伏发电系统的整体性能，保证电站的长期稳定运行，逆变器还应具备高逆变效率、低待机损耗、低谐波失真、易于维护的特点，光伏电站应具备有功调节能力，接入 0.4KV 低压侧，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。

2.6.2. 光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549-1993《电能质量 公共电网谐波》的规定；并网逆变器在运行时不应造成电网电压波形过度畸变和注入电网过度的谐波电压和谐波电流，以确保对连接到电网的其他设备不造成不利影响。本电站接入系统电压等级为 0.4kV，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 2.5%，奇次谐波电压含有率不应超过 2.0%，偶次谐波电压含有率不应超过 1.1%。并网逆变器满载运行时，电流总谐波畸变率不应超过 3%。

2.6.3. 逆变器交流输出三相电压的允许偏差应满足 GB/T 12325-2008《电能质量 供电电压偏差》的规定，10kV 及 380V 三相供电电压偏差为标称电压的±7%。；光伏电站并网运行时，并网逆变器向电网馈送的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

## 2.7. 电缆

光伏电缆满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求；配置光伏电缆专用接头进行连接，确保使用寿命，光伏电缆要求通过 TUV 认证和国家相关权威检测机构检测合格的检测报告。光伏电缆原则上需在成都本地进行第三方实验验证。

## 2.8. 防雷系统

光伏支架、逆变器和配电箱均有防雷接地措施，为消除安全隐患，光伏支架、逆变器和配电箱安装独立的防雷装置系统。

(1) 光伏支架采用镀锌扁铁接地，配电箱和逆变器使用接地线缆，防雷接地电阻  $\leq 4\Omega$ 。

(2) 直流侧电池支架应保证良好的接地，光伏阵列通过直流电缆接入组串式逆变器，逆变器内含高压防雷器保护装置，可有效地避免雷击导致设备的损坏。

(3) 逆变器交流输出侧设防雷保护装置，可有效地避免雷击和电网浪涌导致设备的损坏，所有的机柜要有良好的接地。

(4) 保护接地、工作接地、过电压保护接地使用同一个接地网。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。接地电阻按不大于  $4\Omega$  考虑。所有电气设备均应按规定进行接地，电力设备就地与接地网连接。接地网设置有防腐离子接地体，加强接地网的防腐效果，提高接地网的使用寿命。

(5) 提供防雷检测报告。

## 2.9. 并网要求

(1) 当光伏发电系统并网点电压在 90%~110%标称电压之间时，光伏发电系统应能正常运行。

(2) 当光伏发电系统并网点的电压波动和闪变值满足 GB/T12326、谐波值满足 GB/T14549、间谐波值满足 GB/T24337、三相电压不平衡度满足 GB/T15543 的要求时，光伏发电系统应能正常运行。

(3) 当光伏发电系统并网点频率在 49.5Hz~50.2Hz 范围之内时，光伏发电系统应能正常运行。

(4) 交流侧出口电能质量满足国家相关的标准。并网运行时，注入电网的电流谐波总畸变率不得超过 3%；向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%；负序三相电流不平衡度不超过 2%，短时不超过 4%。

(5) 系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前光伏发电系统不允许并网，且在系统电压频率恢复正常后，光伏发电系统需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网，延时时间可设置为 20s 到 5min，具体时间结合用户配电系统相关保护和用户侧系统控制策略决定。

## 2.10. 汇流装置

若配置汇流装置，则要求如下：

(1) 交流汇流箱的输入回路应具有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不做防逆流保护。

(2) 交流汇流箱输出回路应具备隔离保护措施。

(3) 交流汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，汇流箱箱体的防护等级不低于 IP54。

(4) 交流汇流箱配置智能电气监控和计量装置，满足系统监控、计量、管理等要求。

(5) 交流汇流箱内设备具备通信功能，可实时在线检测。

## 2.11. 智能监控系统

智能监控系统通过计算机实时采集逆变器直流侧和交流侧工作参数（电流、电压、频率、功率、发电量等）、运行状况及故障报警信息、环境参数等数据，经计算机处理后可输出发电量统计、节能减排数据、以及各种功率曲线、电压曲线、发电量曲线等。以上所有数据均可选择性的在显示屏上实时对外显示，同时可以自动保存数据并可打印报表。光伏发电系统的电能质量监测历史数据应至少保存一年，必要时供电网企业调用。现场配有视频监控摄像头，对工作运行环境进行检测，并接入厂区安保系统。具体要求如下：

(1) 应提供友好的就地或远程人机界面，包括但不限于实时数据监测、历史数据查询、设备控制、参数设置等画面。

(2) 应支持 Modbus 或 IEC104 等通信规约，采用标准的设备数据模型及通信服务程序，

保证光伏设备与就地监控层之间通讯的一致性。

(3) 实时采集与监视光伏系统运行过程中的参数设置动作、运行报警状态、保护动作过程、环境参数及健康状态等信息，能够对采集数据进行合理性检查、限值告警上述信息可以自动同步保存，时间记录可精确到秒，并掉电保持。

(5) 采集系统内辅助设备工作状态，如温控系统、消防系统等安全设备，形成电气联锁，一旦检测到故障，及时切断正在运行的光伏成套设备。

(6) 具有操作权限三级密码管理功能，改变运行方式和运行参数的操作均需权限确认。

(7) 系统控制策略，满足智能关断、防过载、防逆流等控制策略，可预留接入上级监控功能，通讯接口采用以太网，规约支持 modbus TCP 和 IEC104。

(8) 监控等运行数据本地储存 $\geq 3$ 年，云端备份 $\geq 25$ 年。

(9) 可接入政府能源管理平台接口。

## 2.12.电气系统

2.12.1. 投标方提供供货设备电气系统，包括但不限于配电柜、电缆、桥架、线管等。

2.12.2. 配套低压配电柜、控制柜采用固定式开关柜，进线柜内应有明显断电点，并设置总进线断路器保护等。

2.12.3. 电缆、导线制造应满足 IEC 及国家相关标准：导体的铜材应符合 GB3953 的规定，绝缘材料及厚度应满足 GB12705、GB12706 的规定，绝缘线芯的识别标志应符合 GB6995.5 的规定，电缆护套应符合 GB2952 的规定。

2.12.4. 光伏电站应配置直流电源及不停电电源，直流系统电压及容量配置应考虑现场设备需要及市电断电影响。直流充电电源采用双路配置。不停电电源容量应符合现场设备需要。蓄电池采用免维护蓄电池。

2.12.5. 紧急停机响应时间 $\leq 0.5s$ 。

2.12.6. 直流电弧故障检测（AFCI）装置符合 GB/T 37408-2019 的要求，需安装在每台逆变器的直流输入端或组串式系统中，即每条组串需独立配置 AFCI。

2.12.7. 电网电压异常时的响应特性

2.12.7.1. 《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011 要求大中型光伏电站应具备一定的低电压穿越能力，其中接入用户内部电网的中型光伏电站的低电压穿越要求由调度部门确定。

①电力系统发生不同类型故障时，若光伏电站并网点考核电压全部在下图中电压轮廓线及以上的区域时，光伏电站应保证不间断并网运行；否则光伏电站停止向电网线路送电。光伏电站并网点电压跌落至  $0.2U_N$  时，光伏电站能够保证不间断并网运行  $1s$ ；光伏电站并网

点电压在发生跌落后 3s 内能够恢复到 0.9UN 时，光伏电站能够保证不间断并网运行。

②对电力系统故障期间没有切出的光伏电站，其有功功率在故障清除后应快速恢复，自故障清除时刻开始，以至少 10%额定功率/秒的功率变化率恢复至故障前的值。

③低电压穿越过程中光伏电站宜提供动态无功支撑。

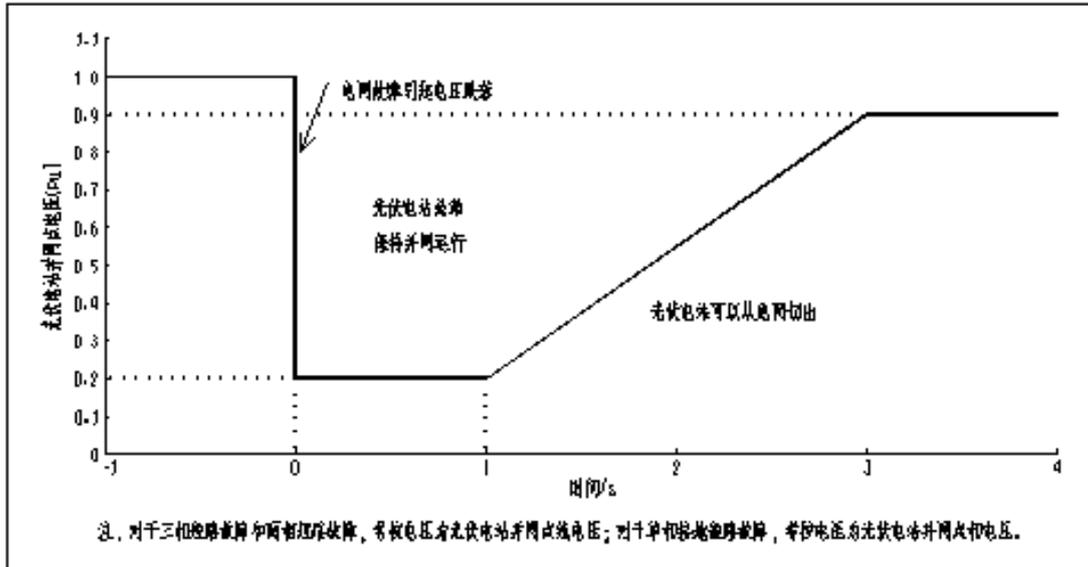


图 2-1 光伏电站并网点电压变化示意图

2.12.7.2. 《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964-2012 对于光伏发电站在不同并网点电压范围内的运行规定为：

- ①当光伏发电站并网点电压  $U_T < 0.9U_N$  时，应满足低电压穿越的要求；
- ②当  $0.9U_N \leq U_T \leq 1.1U_N$  时，应正常运行；
- ③当  $1.1U_N < U_T < 1.2U_N$  时，应至少连续运行 10s；
- ④当  $1.2U_N \leq U_T \leq 1.3U_N$  时，应至少连续运行 0.5s。

2.12.8. 电网频率异常时的响应特性

《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012 对于光伏发电站在不同电力系统频率范围内的运行规定为：

- ①  $f < 48\text{Hz}$ ，根据光伏发电站逆变器允许运行的最低频率而定；
- ②  $48\text{Hz} \leq f < 49.5\text{Hz}$ ，频率每次低于 49.5Hz，光伏发电站应能至少运行 10min；
- ③  $49.5\text{Hz} \leq f < 50.2\text{Hz}$ ，连续运行；
- ④  $50.2\text{Hz} < f \leq 50.5\text{Hz}$ ，频率每次高于 50.2Hz，光伏发电站应能至少运行 2min，并执行电网调度机构下达的降低出力或高周切机策略，不允许处于停运状态的光伏发电站并网；
- ⑤  $f > 50.5\text{Hz}$ ，立刻终止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏发电站并网。

2.12.9. 短路保护及过流保护

根据《光伏系统并网技术要求》GB/T19939-2005，光伏系统对电网应设置短路保护，当电网短路时，逆变器的过电流应不大于额定电流的 150%，并在 0.1s 以内将光伏系统与电网断开。

根据《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011，光伏电站应具备一定的过电流能力，在 120%倍额定电流以下，光伏电站连续可靠工作时间应不小于 1min。

#### 2.12.10. 恢复并网

根据《光伏系统并网技术要求》GB/T19939-2005，由于超限状态导致光伏系统停止向电网送电后，在电网的电压和频率恢复到正常范围后的 20s 到 5min，光伏系统不应向电网送电。

2.12.11. 具有防 PID 模块集成（夜间自动修复功能）。

#### 2.13.排水系统

根据现场情况及已有排水系统设计，光伏阵列应考虑对楼顶覆盖后排水系统的处理能力。同时应考虑后期运维清洗时的排水措施。

#### 2.14.暖通与空调

光伏板及其组件工作时散热按照自然通风进行考虑，组件间与建筑物之间的间隙应满足自然通风的要求。对于逆变器等发热量大的设备，若在室外进行安装时应采取有效的通风降温措施，保障其正常运行。

#### 2.15.电缆敷设及消防要求

##### 2.15.1. 电缆敷设

本项目采用组串式逆变器方案进行设计，光伏区汇流方式为“光伏组件-组串式逆变器”方案。光伏电缆一般沿光伏板下部进行敷设，组串跨阵列间隙处采用穿管进行保护，对于跨区域接线部分则采用桥架或穿管预埋敷设形式。

2.15.2. 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。

2.15.2.1. 消防系统应具有自动控制、手动控制启动方式。包括有热成像预警装置。

2.15.2.2. 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。

2.15.2.3. 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。

2.15.2.4. 配电室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。配电室应配置 1~2 个火灾报警烟感探测装置，采用吸顶布置；配电室内布置手动火灾报警按钮以及声光报警器，接入集中式火灾报警器或区域火灾报警器。

## 2.16.基本要求

(1) 对于招标文件中提及的一切要求必须进行应答，若未填写视作投标方清晰明确应答。

(2) 本项目招标文件使用的相关设计、结构、性能、服务等方面的要求是最低要求。文件并未规定所有的技术要求和适用的标准，投标方应提供一套满足本技术条件要求的高质量设计、产品及其相应服务。对国家有关安全、环保、卫生、质检、特检等强制性标准，必须满足其要求。

(3) 投标方应提供国内先进且可靠的设备、电气、自动控制等系统，确保提供的工艺设计科学、合理。工艺先进、设备先进可靠、适应性强，造价合理、质量可靠。运行安全可靠，人机和谐。实现项目高端、现代、绿色、环保、循环、示范的目标，达到国内领先水准优质工程要求。

(4) 符合国家现行的相关法律、法规、规范、标准、消防安全、防爆设计规范等规定。

(5) 投标方提供的工艺方案必须具备完整、科学、合理，满足招标文件规定的生产能力及水平要求。

(6) 本文件未对项目中全部工艺设备的规格型号、材料类型等进行明确限定，请投标方在标书中明确注明项目中主要设备的组成材质、规格型号及性能、功能参数、产地。

(7) 本文件提供的工艺流程，投标方可按照经济、合理、适用且满足招标方要求的前提下，在厂房建筑平面图限制的范围内可适当调整修改。

(8) 设备性能、结构设计应合理，尽可能为定型通用设备，同时兼顾节约投资，降低能耗和运行成本的要求，力求简单实用，并尽可能提高垃圾处理设备的自动化程度，减少工人操作的劳动强度。

(9) 设备美观、大方，设备材料的选择及防腐处理均符合垃圾处理设备的环境要求。

(10) 所有设备维护、检修方便，易于磨损、腐蚀、老化或需要调整、检查和更换的零部件要求拆卸方便，易于更换及修理。

(11) 投标方对提供的设备安装质量负责。投标方正式开始安装以前，根据土建单位相关设备的基础数据资料，需对设备安装位置处的土建尺寸进行复核。

(12) 投标方应书面承诺所供设备的使用年限。如在实际使用中未达到承诺年限，应无条件更换。

(13) 电缆、通信线等管线敷设符合防腐、防水、安全及卫生要求，并符合相关技术规范及标准。

## 2.17.互换性

所有相同规格的设备不论是作为一个整体或是它的有关部件均应是完全可以互换的。所提供的设备的种类必须符合标准化，从而使设备的一些部件具有最大的互换性。

## 2.18.铭牌

2.18.1. 承包人应对工程主要及辅助设备进行统一编码，满足发包人编码原则。承包人在设计、安装、试运及项目管理等各个环节使用统一编码。

2.18.2. 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。（诸如输出功率、速度、压力、制造日期等）。

2.18.2. 本工程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。

## 2.19.螺母、螺钉、垫圈和螺栓

粗制螺栓，螺钉和螺母应符合 ISO225、ISO272、ISO885、ISO888 和 ISO4759/1。粗制六角螺栓，螺钉和螺母应符合 ISO272，ISO4759/1 8.8 级。垫圈应符合 ISO/R887，并使用在所有螺母，六角螺栓和螺钉之下。所有处在潮湿环境的螺栓，螺钉，螺母，垫圈应采用不锈钢。具有锌保护层的 M10 以及较大的坚固件应热镀锌处理。螺母的螺纹的制造应符合 ISO1459，ISO1460 和 ISO1461。

## 2.20.安全措施

2.20.1. 所有的设备需符合相关规定和规范。

2.20.2. 所有电气传导件包括由此而形成的电器装置都应绝缘或用防护栏防护或置于安全之处以防危险。

2.20.3. 安全设计应符合 GB5083 2023《生产设备安全卫生设计总则》中的有关规定。包括但不限于确保安全设备、器材、仪器、仪表的正常运转，保障生产运行人员在施工过程中得到良好的安全保护，按照国家标准给生产施工人员定期配备必要的劳动保护用品，如工作服、工作鞋、安全帽、卫生用品等。有足够的应急救援资金及物资，以确保在安全生产过程中发生事故的应急救援工作。

2.20.4. 供货范围内特种设备的送检取证工作由投标方负责。

2.20.5. 投标方对本项目光伏系统的设计，施工，运维等全周期内的安全责任负责。

## 2.21.绿色施工

(1) 施工方和建筑垃圾尽量用于工程建设，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。满足建筑垃圾回收率 $\geq 90\%$ 。

(2) 施工过程中采取有效措施减轻施工噪音对周围环境的影响。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》。尽可能的控制在 $\leq 65\text{dB}$ 。

(3) 扬尘在线监测。

## 2.22.验收

(1) 调试、试验、并网、试运行及质量保证

负责本项目屋面光伏调试、报验、试验、配合电网及政府检查(包括检查的各项费用)、并网手续办理、涉网试验、配合质监站验收以及试运行工作，负责工程设备生命周期的修复及维护工作。负责取得调度命名文件、等保测评报告、网络安全报告、保护定值报告、计量技术协议、并网调度协议等政府及国网四川省电力有限公司要求办理的新能源并网所有手续。负责办理电能质量检测报告及电力业务许可证等政府及国网四川省电力有限公司要求办理的所有手续。

(2) 专项验收及竣工验收

负责本项目验收、移交的相关工作包括(但不限于)：档案、消防、安全设施、防雷、水保、环保、劳动安全和职业卫生等所有专项验收；负责本项目试运行、竣工验收及生产移交。

(3) 性能验收

系统效率 $\geq 85\%$ ；PR 值（性能比） $\geq 0.88$ 。

## 2.23.质量保证及技术服务

(1) 投标方在 ISO9001:2015 质量体系下对所供应的设备在生产过程中进行严格的检验，保证所供货物的质量完全符合技术要求，出厂前按设计要求进行分部件组装和试验，所有检验、试验均有正式的文件记录，以上工作完成后，合格产品才能出厂发运。

(2) 投标方免费对招标方人员进行现场培训，培训内容包括操作、工艺、设备、电气等必需的相关内容。

(3) 投标方在设备安装、调试前，应向招标方进行技术交底。

(4) 投标方保证全年 24 小时保姆式提供维修服务，保证从接到通知后立即给予答复，4 小时内到达招标方现场并于到达现场后 3 小时内修复故障，重大故障在合理的最短时间内

完全修复。

(5) 投标方提供设备全生命周期管理，为招标方建立维修档案，对每次联系、服务、回访及质量反馈信息等资料记录在案，并做质量分析。

## 2.24.其他要求

(1) 上述要求视为保证涉及系统运行所需的最低要求，如有遗漏，投标方应予以补充，否则一旦中标将认为投标方认同遗漏部分并免费提供。

(2) 上述要求中招标方已明确的，如投标文件中有任何负偏差或不满足将可能导致废标。

(3) 投标方在投标文件中需列出主要零部件明细表，表中须明确填写所列零部件的型号、主要规格、品牌、数量，按下表格式。并承诺一旦中标将按所报品牌及零部件供货。若所供设备与投标文件不符招标方将要求无条件退货，必要时将追究法律责任。

(4) 对上述要求中招标方未明确的投标方需在投标文件中逐条给予明确说明，中标后将作为签订合同的一部分。

(5) 投标方所提供的设备需在当地供电部门进行备案（如需要），手续办理、费用由投标方承担。

(6) 本光伏电站系统，自并网之日起，运行 25 年后，所有产权归招标方所有。

## 3.主要设备技术要求

### 3.1.太阳能电池组件

本工程选择规格不小于 580Wp 的 N 型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  $\geq 22.45\%$ （正面效率），标称功率公差至少为  $0\sim+5W$ ，第 1 年内输出功率衰减率不高于 1 %、2~25 年运营期内逐年功率衰减不高于 0.4 %/年，产品材料与工艺质保期不低于 30 年。本项目首年系统整体效率（计入组件衰减率）应不低于 82.9 %。

**承包人承诺：**本工程电池组件采用\_\_\_\_\_（品牌、规格）\_\_\_\_\_Wp 的高效单晶硅单面/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），标称功率公差至少为  $0\sim+5W$ ，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 \_\_\_\_\_%。（由承包人填写）

#### 3.1.1.组件认证要求

太阳电池组件作为光伏电站的主要设备，应具有满足国家、行业标准或 IEC 标准的认证，须按照 IEC61215、IEC61730、UL1703 等标准要求，通过国际知名第三方认证机构及国家批准

的权威认证机构的产品认证，包括但不限于 TUV、UL、MCS、ICIM、CGC 等认证的完整测试报告。

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

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

#### 3.1.1.1. 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：2400Pa 的均匀载荷依次加到前和后表面 1h，循环两次（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) 5400Pa 的均匀载荷依次加到前表面 1h，循环两次。

(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) 绝缘电阻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%。

#### 3.1.1.2. 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) 绝缘电阻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%。

#### 3.1.1.3. 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 1000V 加上两倍系统在标准测试条件下开路电压，持续 1min；加直流 500V 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 50MΩ。

#### 3.1.1.4. 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：加直流 500V 时，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) 绝缘电阻组件面积不小于  $40\text{M}\Omega/\text{m}^2$ 。

#### 3.1.1.5. 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) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。

#### 3.1.1.6. 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  $-40^\circ\text{C}$ ，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) 绝缘电阻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%。

#### 3.1.1.7. 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) 绝缘电阻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%。

#### 3.1.1.8. 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/m<sup>2</sup>。

(3) 性能要求:

1) 无外观缺陷。

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) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。

#### 3.1.1.9. 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 400nm 的紫外照射 60kWh/m<sup>2</sup>, 其中 280-320nm 波长的辐射至少为 5kWh/m<sup>2</sup>。

(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) 绝缘电阻应满足初始试验的同样要求。

#### 3.1.1.10. 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: 在最坏热斑条件下, 1000W/m<sup>2</sup> 辐照度照射 1h, 共 5 次。

(3) 性能要求:

1) 无标准中规定的严重外观缺陷。

2) 绝缘电阻应满足初始试验同样的要求。

#### 3.1.1.11. 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 IEC 61701: 2011 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°C 和相对湿度 93% 环境下进行 2h, 然后在 40°C 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 IEC 61730-2 要求。
- 3) 旁路二极管能正常工作。
- 3) 标准测试条件下最大输出功率的衰减不超过试验前的 5%。

#### 3.1.1.12. 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 IEC 62804-1: 2015, 在 85°C 和 85%相对湿度环境下, 对组件施加反向 1500V 电压, 其中正面测试时间为 192 小时, 背面电池的测试时间为 96 小时。

(3) 性能要求:

- 1) 无外观缺陷。
- 2) 绝缘电阻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%。

#### 3.1.2. 组件性能技术参数要求

组件主要性能参数在标准测试条件 (即大气质量 AM1.5、1000W/m<sup>2</sup> 的辐照度、25°C 的电池工作温度) 下提出如下要求:

(1) 填充因子:  $\geq 78$  %

(2) 峰值功率: 不低于 580 Wp

(3) 组件效率 (含边框): 组件的转换效率应  $\geq 22.45$  % (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) 组件标称功率为正公差。

(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 25 年, 单晶硅光伏组件第 1 年内输出功率衰减率不高于 1 %, 2~25 年运营期内逐年功率衰减不高于 0.4 %/年。PID 衰减计入年度衰减, 同时承包人应提供针对组件衰减承诺的分析和保障措施, 否则发包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, 承包人应提供在 200~1000W/m<sup>2</sup> 的 IV 测试曲线和测试数据, 在 200W/m<sup>2</sup> 的辐照条件下, 其组件功率可保持在 STC 条件下的 19 %以上。

(7) 光伏组件正常条件下的使用寿命不低于 25 年, 并在出厂前进行严格的紫外老化测试, 满足相应测试标准。

(8) 光伏组件的最大功率温度系数优于 -0.29 %/°C。

表 3-1 单晶硅太阳能电池组件参数表（由承包人填写并附相关证明材料）

项目	单位	参数
峰值功率	Wp	
开路电压 Voc	V	
短路电流 Isc	A	
工作电压 Vmppt	V	
工作电流 Imppt	A	
峰值功率温度系数	%/C	
开路电压温度系数	%/C	
短路电流温度系数	%/C	
首年功率衰减	%	
25 年功率衰减	%	
外形尺寸	mm	
重量	kg	
抗 PID 能力		

注：相关性能参数及衰减指标必须优于本技术规范书要求。

### 3.1.3. 关键元器件及材料要求

#### 3.1.3.1. 供货组件使用的电池片要求

构成同一块组件正面的电池片应为同一批次的电池片。表面颜色均匀，电池片表面无明显色差、无碎片。所有的电池片均无隐形裂纹和边角损伤。电池与边框距离 $\geq 11\text{mm}$ ，符合 GB20047.1-2006《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》。

表 3-2 硅片技术要求及检验方法

序号	项目	检验方法	技术要求
1	硅片电阻率( $\Omega \cdot \text{cm}$ )	GB/T 1552	0.5~1.5
2	硅片少子寿命（裸测最小值， $\mu\text{s}$ ）	GB/T 1553	P 型 $\geq 80$ N 型 $\geq 700$
3	硅片氧浓度 (atoms/cm <sup>3</sup> )	GB/T 1557	$\leq 8 \times 10^{17}$

4	硅片碳浓度 (atoms/cm <sup>3</sup> )	GB/T 1558	$\leq 5 \times 10^{16}$
5	硅片总厚度变化 ( $\mu\text{m}$ )	GB/T 6618 5点测量法	$\leq 27$
6	硅片锯痕	台阶仪	供需双方约定

表 3-3 太阳能电池性能要求及检验方法

序号	项目	检验方法	技术要求
1	转换效率(%)	SJ/T 9550.29-1993	$\geq 23.0$
2	填充因子	IEEE 1262-1995	$\geq 80.2$
3	反向电流(A)	反向电压=12V	$\leq 1$
4	尺寸(mm)	游标卡尺	166, 182, 210 边长尺寸误差 $\pm 0.25$ ; 对角尺寸误差为 $\pm 0.25$
5	厚度( $\mu\text{m}$ )	GB/T 6618 千分尺	160
6	电池温度系数(%)	SJ/T 10459	$\leq 0.4$
7	减反射膜附着强度 (N/mm)	ASTM 3359	$\geq 44$
8	外观	目测：不低于 800LX 的照射下，距离电池片 30-50cm 的距离，目视方向垂直于电池片表面观察。	无可视水印、手印、油污、划痕
9	色差	目测	单晶：同一片电池片颜色均匀一致，颜色范围中没有褐色

10	色斑	目测	白斑：不允许有发白色斑， 其它色斑：色斑部分的颜色和该电 池片上其他地区的颜色不允许跳 色，应为相近色。
11	亮斑	目测	不允许有亮斑
12	裂纹	目测	无可视裂纹和裂痕
13	崩边、崩角、 缺口	用游标卡尺或模板量取 缺口的长、宽、深	边缘崩边和缺口：无三角缺口和尖 锐型缺口，且不超过电极。长度 $\leq$ 2mm，深度 $\leq$ 0.5mm，数量 $\leq$ 1处； 比例 $\leq$ 5%
14	掉角	目测	无
15	弯曲度(mm)	塞尺	$D \leq 2.0$
16	印刷图形	目测， 千分尺	主栅线：线宽 0.8mm-1.5mm，厚度 $>9$ um。粗细均匀，不允许有断线，缺 失、扭曲以及突出，不允许有发黑 发黄等变色现象； 副栅线：线宽 25um-80um，，厚度 $>9$ um。清晰，允许有两条栅线存在断 线，可视断线数量 $\leq$ 3条，断开距 离 $\leq$ 0.5mm；不允许有任何虚印、粗 点；不允许有发黑发黄等变色现象。 位移偏差 $\leq$ 0.5mm，角度偏差 $\leq$ 0.3°
17	叠片	目测	正面不允许存在，背面不影响电极 的按缺印或变色判。变色面积不能 超过背电极总面积的 30%
18	正面漏浆	目测，千分尺	单个面积小于 0.25mm*0.25mm，数 量 $\leq$ 1个

19	电致发光, 正向偏置	EL	无黑心、隐裂 副栅线可视断线数量≤10 根
20	电致发光, 反向偏置	EL	无区域性集中漏电

3.1.3.2. 供货组件使用的接线盒要求

表 3-4 接线盒要求及检验方法

序号	项目	检验方法	技术要求
1	外观	目视	接线盒和引线无裂纹斑点、变形、破损，与组件引线连接处焊锡饱满
2	尺寸公差(mm)	直尺	±1
3	机械强度	242g 钢球自 1m 高自由落体撞击	接线盒无破损
4	外壳防护等级		IP65
5	防锈测试	VDE V0126-5:2008	部件表面不应出现腐蚀迹象
6	阻燃性	IEC 60695-11-10	提供证书, HB, V-2, V-1, V-0;
7	耐候性试验	GB/T 16422 (60W/m <sup>2</sup> @300 nm~400nm, 65°C BPT, 65%R. H., 18 分钟喷 淋, 102 分钟氙灯照 射, 500 小时)	接线盒无破坏变形
8	灼热丝试验	650°C(外壳聚合物 板); 750°C (内部载流 聚合物板)	采用耐候性试验样品

9	球压试验	90°C(外壳聚合物板); 120°C (内部载流聚合物板)	压痕直径<2.0 mm
10	热老化	GB/T 4208 (100°C, 240 小时)	绝缘密封性能不发生变化。垫圈不得 从接线盒或盖中脱落变松
11	带电部件	VDE V0126-5:2008	电势差>350mV, 不能互相接触; 绝缘板厚度>2 mm;
12	连接和端子	VDE V0126-5:2008	非绝缘端子必须固定
13	电气间隙及爬 电距离	VDE V0126-5:2008	污染等级 3 级, 耐受 8kV 脉冲电压
14	可敲落的孔口 盖的强度	IEC 61730-2 (45±1N 的垂直作用 力 1 分钟)	作用力撤除 1h 后, 孔口盖位置与外 壳的防护等级都不应发生变化
15	固线器防拉拽	拉力试验: 89N 拉力 1 分钟; 扭曲试验	拉力试验: 电缆延长量不应超过 2 mm, 并不能对导线或电缆及接线盒的 连接方式造成损害。 扭曲试验后不应出现以下现象: 对接 线端的支撑件造成损害; 降低连续 性; 电路与可接触金属件间形成短 路; 电缆旋转超过 45°
16	低温机械强度	-40°C, 5 h, 1 J 冲击 能量	没有影响接线盒使用性能的破损出 现
17	接线盒与背板 粘接强度	经过 E/F 试验的样品 平行和垂直背板各施 加 30 分钟	无位移发生; 满足漏电流试验要求
18	耐电压试验	工频耐电压: 2000V+ (4×额定电压)	无击穿或破裂现象

19	脉冲电压试验	1.2/50us, <500 Ω	无击穿或破裂现象
20	漏电流试验	1kV	绝缘电阻>400M Ω
21	序列试验 E	耐压试验+湿漏电试验 +200 冷热循环+耐压试 验+脉冲电压试验	无严重外观缺陷; 电压测试中无击穿或破裂现象; 满足漏电流试验要求
22	序列试验 F	湿漏电+1000 小时湿热 老化+耐压试验+湿漏 电试验	无严重外观缺陷; 电压测试中无击穿或破裂现象; 满足漏电流试验要求
23	序列试验 G	50 次冷热循环试验+10 次湿冻试验+湿漏电试 验	无严重外观缺陷; 满足漏电流试验要求
24	连接器抗拉力	万能试验机	≥150N
25	连接器	EN50521	兼容 MC4
26	引线卡口咬合 力	万能试验机	>20N
27	旁路二极管热 试验	75±5℃, 接线盒额定 电流 1 h 后, 测量每一 个二极管的温度。	结温不应超过生产商声明的结温最 高值; 没有明显损坏; 试验结束后二极管应仍可正常工作 且通过漏电流试验。

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。

### 3.1.3.3. 供货组件使用的 POE、EVA 要求

表 3-5 POE 主要性能参数

序号	参数		单位	要求
1	密度		g/cm <sup>3</sup>	0.83-0.90
2	交联度		%	65-90
3	粘接力	与背板的粘接力	N /cm	≥40
		与玻璃的粘接力		≥50
4	透光率	电池正面用 POE 胶膜	%	波长 380nm-1100nm: ≥90%
		电池背面用 POE 胶膜	%	波长 290nm-380nm: ≤30%
5	热收缩率	横向	%	≤1.5%
		纵向		≤3.0%
6	体积电阻率		Ω*cm	≥1*10 <sup>15</sup>
7	黄变指数		-	△≤2
8	击穿电压		kV/mm	≥28
9	吸水率		%	≤0.1

表 3-6 EVA 主要性能参数

序号	参数		单位	要求
1	密度		g/cm <sup>3</sup>	0.95-0.96
2	交联度		%	80-95
3	醋酸乙烯酯 (VA) 含量		(wt%)	26-34
4	粘接力	与背板的粘接力	N /cm	≥40
		与玻璃的粘接力		≥50
5	透光率	电池正面用 EVA 胶膜	%	波长 380nm-1100nm: ≥90%
		电池背面用 EVA 胶膜	%	波长 290nm-380nm: ≤30%
6	热收缩率	横向		≤1.5%
		纵向		≤3.0%
7	体积电阻率		Ω*cm	≥1*10 <sup>15</sup>
8	黄变指数		-	△≤2

9	抗拉强度	MPa	$\geq 16$
10	击穿电压	kV/mm	$\geq 28$
11	断裂伸长率	%	$\geq 500$
12	吸水率	%	$\leq 0.1$

### 3.1.3.4. 供货组件使用的玻璃要求

表 3-7 玻璃主要性能参数

序号	参数		单位	要求
1	透光率	镀膜玻璃	%	在 380nm~1100nm 波段范围内平均透光率 $\geq 93.5\%$
2	弯曲度	整体	%	$\leq 0.2$
		局部		$\leq 0.2$
3	含铁量		%	$\leq 0.015$
4	对角线偏差		%	$\pm$ 对角线长 $\times 0.15$
5	厚度		mm	$\geq 3.2\text{mm}$
6	厚度偏差		mm	$\pm 0.2$
7	薄厚差		mm	$\leq 0.3$
8	附着强度			根据 GB9286 测试, $\leq 1$ 级

为减少光反射，提高输出功率，电池光照面应设置减反射膜。使用的低铁绒面钢化镀膜玻璃，钢化性能应符合 GB 15763.2 标准，应耐 200℃温差不被破坏，玻璃的抗机械冲击强度、弯曲度满足规范标准要求，1040g 钢球距离玻璃中心点 1 米高处垂直落在玻璃后玻璃应完好无损不破碎，热循环 200h、湿冻 10 循环、湿热 1000h、耐酸、耐盐雾测试后，透射率衰减  $\leq 1\%$ ，满足 25 年的使用寿命。

### 3.1.3.5. 供货组件使用的焊带和汇流带要求

表 3-8 焊带和汇流带主要性能参数

序号	参数	单位	要求	
			焊带	汇流带

1	锡层厚度	$\mu\text{m}$	五栅组件用焊带（单面最大值）：15~25 $\mu\text{m}$ 多主栅组件用圆形焊带锡层平均厚度：15±5 $\mu\text{m}$ ，锡层最薄处≥6 $\mu\text{m}$	15~25	
2	镰刀弯曲度 $\delta$	%	≤0.5	≤0.5	
3	力学性能	延伸率 A	%	≥20	≥30
		抗拉强度 Rm	MPa	≥150	≥200
		屈服强度 Rp <sub>0.2</sub>	MPa	五栅组件用焊带：Rp <sub>0.2</sub> ≤70MPa 多主栅组件用圆形焊带：Rp <sub>0.2</sub> ≤80MPa	---
4	电学性能	电阻率 $\rho_{20}$	$\mu\Omega\cdot\text{cm}$	≤2.3	≤2.2
5	热盘性能	—	480℃条件下，加热3秒钟，无变黄		

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

### 3.1.3.6. 供货组件使用的密封硅胶要求

表 3-9 单组份粘接胶主要性能参数

序号	参数	单位	要求
1	固化速度	mm/24h	≥2.0
2	邵氏硬度	Shore A	≥40
3	拉伸强度	MPa	≥2.0
4	100%定伸强度	MPa	≥0.6
5	剪切强度	MPa	≥1.5
6	断裂伸长率	%	≥250
7	体积电阻率	$\Omega\cdot\text{cm}$	≥1×10 <sup>14</sup>
8	击穿电压强度	kV/mm	≥15

9	定性粘接性能（与背板/铝材/接线盒/钢化玻璃粘接力）	—	C80
---	----------------------------	---	-----

表 3-10 双组份灌封胶主要性能参数

序号	参数	单位	要求
1	邵氏硬度	Shore A	≥20
2	拉伸强度	MPa	0.8
4	体积电阻率	Ω·cm	≥1×10 <sup>14</sup>
5	击穿电压强度	kV/mm	≥19
6	导热系数	W/m·K	≥0.25

表 3-11 密封双面胶带主要性能参数

序号	参数	单位	要求
1	基材厚度偏差	mm	标称值±0.1
2	胶带宽度偏差	mm	标称值±0.5
3	剥离强度（180度剥离）	—	≥21N/25 mm (泡棉撕裂)
4	动态剪切强度	MPa	≥0.32
5	静态剪切强度	—	不脱落
6	拉拔强度	MPa	≥0.4
7	断裂伸长率	%	≥200
8	拉伸强度	MPa	≥0.85
9	透水率	g/m <sup>2</sup> *day	<15

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

### 3.1.3.7. 背板要求（双面双玻组件除外）

应当采用双层 PVF、PVDF 双层复合膜结构背板（TPT、KPK），背板材料必须含双面氟，保证组件在项目地区气候条件下的长期高可靠性，满足以下参数。

表 3-12 背板主要性能参数

项目	指标
外观	背板表面应平整，无气泡、皱纹、分层、划伤和碰伤；长度不超过30 mm的划痕，宽度小于0.1 mm每平米允许3条，

	宽度0.1 mm-0.5 mm每平米允许1条，不允许长度超过20 mm的划痕，不允许有划透背板的划伤	
尺寸	厚度不低于 300 μm，允许公差为±0.03 mm；宽度符合协定宽度，允许公差为 0/ + 3 mm。	
结构	双面氟膜三层复合的复合结构，单层氟膜厚度≥25 μm。 KPK 单层氟膜厚度≥30 μm	
拉伸强度	≥100 MPa	
断裂伸长率	≥100%	
系统最大电压	≥1000 V	
体积电阻率	≥1.0x10 <sup>14</sup> Ω·m	
层间剥离强度	≥4N/cm	
背板/硅胶剥离强度	≥15 N/10 mm	
背板/胶带剥离强度	≥3 N/10 mm	
背板/EVA 剥离强度	≥40 N/10 mm	
热收缩率	纵向≤1.5%，横向≤1.0%	
击穿电压	kV	17
水蒸气透过率	电解传感器法 g/m <sup>2</sup> d (38℃/90%RH)	≤1.5
PCT 加速老化 (48 h)	无变色、无气泡、不分层、无裂纹、无皱折和显著发粘。	
耐磨性能	≥150 L	

### 3.1.3.8. 供货组件使用的铝型材要求

表 3-13 铝型材主要性能参数

序号	性能	单位	要求
1	氧化膜厚度	—	AA12 (即平均膜厚≥12 μm，局部膜厚≥10 μm) (建议如项目靠近海边，氧化层厚度应大于 20 μm，具体视项目情况)
2	表面韦氏硬度	HW	≥10

3	抗拉强度	MPa	$\geq 220$
4	规定塑性延伸强度	MPa	$\geq 150$
5	功能孔	—	有漏水孔、安装孔、接地孔，并在安装说明书中明确标明其位置
6	弯曲度	mm	全长的弯曲度不大于 $0.8 \times L$ (全长 L 米)； 任意 300mm 上小于 0.3mm
7	扭拧度	mm	$\leq 2 \text{ mm} \times L$ ； (全长 L 米)

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

### 3.1.3.9. 组件引出线电缆

(1) 承包人供货每块组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

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

(3) 电缆规格为截面面积不小于  $4\text{mm}^2$ ，正负极引出线电缆长度均不小于产品规定的尺寸要求。

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

### 3.1.3.10. 组件接插件

承包人供货组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能及安全要求，接插件的物理特性和电性能符合 GB/T 20047.1-2006 要求，符合国家标准、规范规程，满足 25 年使用的要求，应通过 CQC 或 TUV 或同等资质第三方认证。

承包人供货组件条形码贴于组件明显处，在使用寿命期内能永久保存，组件标签能抵抗环境的侵蚀而不脱落。

## 3.2. 逆变器

本工程选用 200 kW 组串式逆变器（组串式逆变器/集中式逆变器），共计 220 台。逆变器平均使用寿命不低于 10 年。

承包人选用的逆变器须符合 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（须提供证明材料）。

本工程投标所选用的逆变器须具有 1 年及以上（自 2023 年 1 月 1 日以来）投运业绩，且该型号光伏逆变器的累计装机容量达到 300MW 及以上。

逆变器技术要求：

(1) 效率

最大效率：≥ 99.01 %

中国效率：≥ 98.52 %

(2) 输入参数

最大输入电压：DC 1500 V

MPPT 电压范围：500 ~ 1500 V（或更宽）

MPPT 数量：≥ 14

最大输入路数：≥ 2

(3) 输出参数

输出电压：AC 800 V（需满足电网电压波动范围）

额定频率：50Hz

功率因数：0.95 超前~ 0.95 滞后

最大总谐波失真：< 3 %（额定功率下）

(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

(5) 通讯方式：RS485/PLC

(6) 防护等级：IP66

(7) 平均无故障时间：≥10 年

(8) 使用寿命：25 年安全可靠运行，其中主要部件（如 IGBT 或其它功率开关元件，电感、电容，控制电路板等）在设计寿命期间不应更换。如因设计、制造、材料原因使上述主要部件在设计寿命期内必须更换，承包人须承担全部费用，并赔偿发包人损失。产品的任何偏差或改进必须说明，并附有批准机构的证明文件。

(9) 承包人应明确提供设备选用的主要器件清单。IGBT 选用英飞凌或相当于的品牌，并且使用压接工艺安装功率模块。电容必须选用进口金属膜电容，断路器、接触器选用 ABB、施耐德、西门子或相当于的品牌。

(10) 防雷能力：逆变器应具有防雷装置，具备雷击防护告警功能（标称放电电流大于 40kA，残压小于 1kV）；具备防浪涌能力，能承受模拟雷击电压波形 10/700us，幅值为 5kV

的冲击 5 次，模拟雷击电流波形 8/20 $\mu$ s，幅值为 20kA 的冲击 5 次，每闪冲击间隔为 1min，设备仍能够正常工作。

(11) 逆变器需开放通讯协议，配合监控系统将逆变器状态参数（如当前发电功率、日发电量、累计发电量、设备状态、电流、电压、逆变器机内温度、频率、故障信息、保护动作信息等数据信号）及故障信号传至计算机监控系统，确保监控系统可以远方控制逆变器启停及调整逆变器功率。

(12) 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。

表 3-13 逆变器技术参数表（由承包人填写并附相关证明材料）

产品型号	
<b>输入（直流）</b>	
最大输入电压	
最小输入电压/启动电压	
额定输入电压	
MPPT 电压范围	
MPPT 数量	
每路 MPPT 最大输入组串数	
最大输入电流	
输入端子最大允许电流	
最大直流短路电流	
<b>输出（交流）</b>	
额定输出功率	
最大输出功率	
最大输出视在功率	
最大输出电流	
额定电网电压	
电网电压范围	
额定电网频率	
电网频率范围	
总电流波形畸变率	

直流分量	
功率因数	
功率因数可调范围	
馈电相数/输出端相数	
<b>效率</b>	
最大效率	
中国效率	
<b>保护</b>	
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	
电网监控	
直流开关	
组串检测	
PID 防护及修复	
浪涌保护	
<b>通用参数</b>	
尺寸 (W×H×D)	
重量	
安装方式	
隔离方式	
防护等级	
夜间自耗电	
工作温度范围	
工作湿度范围	
冷却方式	
最高工作海拔	

显示	
通讯	
直流端子类型	
交流端子类型	
符合标准	

### 3.3. 支架

本工程光伏支架选用 彩钢瓦夹具+固定支架 根据 GB51101-2016 《太阳能发电站支架基础技术规范》3.0.4 要求，支架基础设计使用年限不应小于光伏电站设计使用年限，即按 50 年设计，光伏支架基础设计等级为丙级，光伏支架基础设计，重要性系数 1.0。支架设计使用年限为 25 年，结构安全等级为三级，重要性系数 0.9；除檩条外，所有钢结构均应热镀锌防腐处理，热浸镀锌按《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及实验方法》

(GB/T13912-2002) 的相关要求执行，除檩条外，固定支架的钢构件采用 Q235B 或 Q355B 型材，型钢构件采用金属保护层的防腐方式；钢结构支架、连接板均采用热浸镀锌涂层，镀锌层平均厚度 $\geq 65 \mu\text{m}$ ，锌层局部厚度 $\geq 55 \mu\text{m}$ 。檩条采用高强度低合金钢，材质 HD420LAD+ZM，采用镀锌 铝镁进行防腐处理，最小镀层重量不应小于 275g/m<sup>2</sup>，镀锌铝镁防腐要求镀层中铝含量不小于 6%，镁含量不小于 3%，并符合《连续热镀锌铝镁合金镀层钢板及钢带》（YB/T 4761-2019）的要求。

3.3.1. 支架系统应至少包括支座、夹具、联接件、导轨等组成部分，支架做热镀锌防腐处理，联接件也应做热镀锌处理满足建筑结构、支架结构安全的要求。采用 BIPV 封装技术，使其与原有建筑物完美结合。光伏板紧密密封，达到防水作用。

### 3.4. 无功补偿 SVG

本工程配置\_\_\_\_套容量为 \_\_\_\_\_ MVar 的 SVG 动态无功补偿成套装置（水冷直挂式），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。也可选用带有 SVG 功能的逆变器，实现动态调节无功功率。

### 3.5. 直流/UPS 系统电源

本工程在二次低压侧内设置 4 套站用 200 Ah 10 kVA 直流 UPS 一体化电源系统且附带两路 DC110V/DC48V（20A）直流变换模块（即一体化电源），作为通信系统、事故照明、安防系统等的工作电源。

### 3.6. 电气二次设备

光伏电站采用以计算机监控系统为基础的监控方式，在综合控制室内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。

### 3.6.1. 系统保护

#### 3.6.1.1. 频率电压异常紧急控制装置

本工程装设一套频率电压紧急控制装置，实现对系统安全稳定功能，具备切机切负荷功能。

#### 3.6.1.2. 故障解列

本工程装设一套故障解列装置，具备低频低压、过频、过压解列功能。

### 3.6.2. 监控系统

本工程新增一套监控系统，采用以太网开放式分层分布结构，由站控层、间隔层以及网络设备构成。监控系统将采集信息远传至相关部门。监控系统可连续记录运行数据和故障数据。

3.6.2.1. 要求监控系统通过 PLC 或有线通讯网络方式，实时采集电站设备运行状态及工作参数并上传到监控主机。

3.6.2.2. 要求监控主机至少可以显示下列信息：

(1) 可实时显示电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计 CO<sub>2</sub> 总减排量以及每天发电功率曲线图。

(2) 可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO<sub>2</sub> 减排量、每天发电功率曲线图。

(3) 监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通讯失败。

(4) 监控各个组串的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括：组串直流电压，组串直流电流，分析电流量、对有故障的光伏组串报警。

3.6.2.3. 要求监控软件集成环境监测功能，主要包括日照强度、风速、风向、室外温度、室内温度和电池板温度等参量。

3.6.2.4. 要求最短每隔 5 分钟存储一次电站所有运行数据，包括环境数据。故障数据需要实时存储。

3.6.2.5. 要求至少可以连续存储 25 年以上的电站所有的运行数据和所有的故障记录。

3.6.2.6. 要求可以长期 24 小时不间断运行在 linux 操作系统。

3.6.2.7. 要求使用高可靠性工业 PC 作为监控主机。

3.6.2.8. 监控器在电网需要停电的时候应能接收电网的调度指令。

3.6.2.9. 承包人需提供本项目电力监控系统安全防护方案，并经当地电力公司审核、备案。

3.6.2.10. 光伏电站后期需接入集团中心平台。本工程预留接入通信柜，根据需求将光伏系统发电数据上传集团监控中心平台。

### 3.6.3. 调度自动化及远动系统

根据《光伏电站接入电网技术规定》要求，大中型光伏电站应具有有功功率、无功功率及电压控制能力，逆变器、数采装置必须具备数据上送能力，具备遥测、遥信、遥调功能，应能接受电网调度机构指令实现对站内有功、无功、功率因素遥调功能和并网点开关的遥控功能。

#### 3.6.3.1. 信号采集

光伏电站监控系统实时采集并网运行信息，主要包括并网点开关状态、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，并上传至相关电网调度部门。

#### 3.6.3.2. 电能量计量系统

本工程配置一套电能量计量系统，包括电能表、电能量远方终端等设备。

##### (1) 电能表配置

关口点配置主/副表，采用 II 类计量装置，电能表有功精度为 0.2S 级，无功精度为 2.0 级。关口点电能表要求具有双方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量远方终端远程通信功能。

##### (2) 电能量远方终端

本工程配置一套电能量远方终端，实现站内电能量数据的采集、处理、上传功能，至调度的电能量信息传输通道按双通道考虑。

(3) 负责关口计量用电压电流互感器交电网指定检测机构检测（含检测费用）。

#### 3.6.3.3. 电能质量监测

光伏电站配置 1 套电能质量在线监测装置，装置应为 A 类电能质量在线监测装置，能监测电压偏差、频率偏差、三相电压幅值相位不平衡度、三相电流幅值相位不平衡度、负序电流、谐波、电压波动等电能指标，并将电能质量数据远传至调度部门。

#### 3.6.3.4. 时间同步系统

本工程设置一套全站公用的时间同步系统，主时钟采用 GPS、北斗双重化配置。全站对时方式采用 IRIG-B 码对时，对时信号方式和数量应满足全站监控、保护、录波、计量等设备需要的各种时间同步信号。

#### 3.6.4. 有功功率控制系统（AGC）

本工程配置一套有功功率控制系统，具备远方控制和就地控制两种模式，在远方控制模式下可接受调度端有功控制指令并进行跟踪控制，在就地控制模式下按当地设定指令进行控制。

有功功率控制精度和调节速率需满足调度要求。

#### 3.6.5. 无功电压控制系统（AVC）

本工程配置一套无功电压控制系统，具备远方控制和就地控制两种模式，在远方控制模式下可接受调度端无功控制指令并进行跟踪控制，在就地控制模式下按当地设定指令进行控制。

无功功率控制精度和调节速率需满足调度要求，根据调度端设定的电压或无功范围，自动控制站内无功补偿装置。

配置一套逆变器无功快速控制装置。并具备接受和执行调度自动电压控制指令的能力

#### 3.6.6. 光功率预测系统

本工程配置一套光功率预测系统，包括光伏功率预测主机、数值天气预报处理及接口服务器、PC 工作站、防火墙、反向物理隔离装置、网络交换机及环境监测系统等设备。环境监测系统包含气象温湿度、风向、风速、气压、太阳辐射等传感器、光伏光伏组件温度计、气象生态环境监测仪等。

#### 3.6.7. 火灾报警系统

本工程配置一套火灾报警系统，由报警控制器和智能编码火灾探测器组成。报警控制器安装在消防综合控制室，在综合控制室、配电室等重点部位设置智能编码烟、温感探测器，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。火灾报警主机通过通信接口与综合自动化系统进行通信。报警控制器交流 220V 电源由 UPS 电源引接。

### 3.6.8. 视频监控系统

本工程配置一套数字高清视频监控系统，对屋面光伏电站主要设备运行场所进行图像监视，视频存储能力需大于 90 天。视频监控数量需满足电站设备监控全覆盖，全站配置监测点约为 \_\_\_\_ 个（以满足实际需要设置）。摄像头的布置由承包人进行优化设计。摄像头选用高清红外网络摄像机，像素不低于 200 万。

### 3.6.9. 智能辅助控制系统

全站配置 1 套智能辅助控制系统，实现图像监视及安全警卫、火灾报警、消防、照明、采暖通风、环境监测等系统的智能联动控制。智能辅助控制系统包括图像监视及安全警卫子系统、火灾自动报警及消防子系统、环境监测子系统等。并实现系统联动功能。

智能辅助系统主要对全站主要电气设备、关键设备安装地点以及周围环境进行全天候的状态监视，以满足电力系统安全生产所需的监视设备关键部位的要求，同时满足光伏电站安全警卫的要求。智能辅助系统以网络通信（DL/T 860）为核心，完成站端视频、环境数据、安全警卫信息、人员出入信息、火灾报警信息的采集和监控，并将以上信息远传到监控中心。在视频监控子系统中应采用智能视频分析技术，从而完成对现场特定监视对象的状态分析，并把分析结果（标准信息、图片或视频图像）上送到统一信息平台；通过划定警戒区域，配合安防装置，完成对各种非法入侵和越界行为的警戒和告警。

## 4.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。

### 4.1.项目管理组织机构和人员配置

#### 4.1.1. 项目管理组织机构

承包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。项目经理部是承包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。项目经理部应为承包人履行其在合同项目服务的唯一机构，其所有行为均视为承包人本身的行为。项目经理部应包括下列人员：

（1）项目经理：承包人应任命一名具有同类工程建设管理经验、并熟悉工程建设管理全过程的合格人员作为项目经理（以下简称“项目经理”），并任命一名项目技术负责人。项目经理代表承包人履行合同，为承包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，则应授权技术负责人履行项目经理的职责并通知发包人。

承包人任命的项目经理应经发包人同意，如果发包人有充分理由认为承包人的项目经理

不合格或不能正常履行其职责，则可以要求承包人撤换其项目经理，承包人应在规定期限内更换项目经理。

(2) 项目设计经理（设计负责人）：承包人应任命一名具有同类工程设计经验、并熟悉工程建设管理的具有中、高级职称的设计人员作为项目设计经理。

(3) 施工经理：承包人应任命一名具有同类工程施工经验、并熟悉工程建设施工管理的具有一级建造师并取得安全员 B 证，具备中级以上职称的施工管理人员作为项目施工经理。

(4) 安全总监：承包人应任命一名具有同类工程安全管理经验、并熟悉新能源工程建设安全管理持有注册安全工程师证，同时具有中级工程师及以上技术职称作为安全总监。

承包人须在投标文件中提供本工程项目经理、项目设计经理、施工经理、安全总监的资质和业绩。

#### 4.1.2. 项目主要管理人员配置

4.1.2.1. 承包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。

4.1.2.2. 承包人现场组织机构管理人员的配置要有合理的专业机构，各专业人员应配套，并有合理的技术职务、职称机构。

4.1.2.3. 承包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。

#### 4.2. 施工所用的标准及规范

4.2.1. 国家和地方现行的标准、规范及其他技术文件，承包人的企业标准。

4.2.2. 行业标准、规范及其他技术文件。

4.2.3. 产品生产厂家的产品说明书及其他技术文件。

#### 4.3. 项目施工技术管理

##### 4.3.1. 施工组织设计编制规定

承包人应在工程开工前编制本工程的《施工组织设计》，《施工组织设计》的范围和深度应针对本工程特点，并提交包括临时设施和施工总布置图及其他必需的图表、文字说明书等资料。

##### 4.3.2 施工技术措施、方案编制、报批和管理规定

承包人应对本工程施工方案、专项施工方案的编制、审批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发包人代表确认后实施。

#### 4.3.3. 设计变更管理规定

承包人应对本工程设计变更的管理流程进行明确，经发包人确认后实施。

#### 4.3.4 特殊施工过程管理规定

承包人应对本工程特殊施工的管理流程进行明确，经发包人确认后实施。

#### 4.3.5. 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发包人、承包人相关管理规定。在电站完成整套试运行后，承包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。

### 4.4.与发包人有关的主要工作

#### 4.4.1. 发包人确认的主要工作

- (1) 工程初步设计文件
- (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

#### 4.4.2. 发包人参加的主要工作

- (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

## 5.技术资料

### 5.1.投标阶段提供的资料

承包人应按照 第三部分 投标文件格式 的要求提交评标所需的所有资料。资料应表达清楚，尺寸完整。

## 5.2.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。承包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，以清楚地找到改变之处。

承包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）电气、土建（含土建、暖通、消防和给排水）等专业的所有图纸。

（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）性能考核试验有关资料。

（11）检查和接收记录和报告、评估，包括接收测试的报告。

（12）人员培训计划的详细描述。

（13）修改的图纸和资料。

（12）备件清单。

（13）培训用资料。

## 5.3.运行和维护说明

5.3.1. 承包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。

5.3.2. 说明手册的内容应完整而有针对性，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。

## 5.4.调试后资料

承包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。

承包人应提供设备在现场安装和调试的完整记录。

#### 5.5. 发包人提供的资料

发包人将根据合同条件提供必需的资料。

#### 5.6. 联系单

5.6.1. 所有与合同相关的技术联系单应以中文书写提交发包人。

5.6.2. 所有由发包人 or 承包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。

## 6. 引用的法律法规、标准、规范

相关标准均以最新版本为准。

### 6.1. 土建工程

- (1) GB 50797 《光伏电站设计规范》
- (2) GB 50794 《光伏电站施工规范》
- (3) GB/T 50796 《光伏发电工程验收规范》
- (4) GB/T 50795 《光伏发电工程施工组织设计规范》
- (5) GB 50153 《工程结构可靠性设计统一标准》
- (6) JGJ67 《办公建筑设计规范》
- (7) GB 50189 《公共建筑节能设计标准》
- (8) GB 50009 《建筑结构荷载规范》
- (9) GB 50016 《建筑设计防火规范》
- (10) GB 50229 《火力发电厂与变电站设计防火规范》
- (11) GB 50223 《建筑工程抗震设防分类标准》
- (12) GB 50011 《建筑抗震设计规范》
- (13) GB 50191 《构筑物抗震设计规范》
- (14) GB 50010 《混凝土结构设计规范》
- (15) GB 50003 《砌体结构设计规范》
- (16) GB 50017 《钢结构设计规范》
- (17) GB 50007 《建筑地基基础设计规范》
- (18) JGJ94 《建筑桩基技术规范》

- (19) JGJ79 《建筑地基处理技术规范》
- (20) DL/T 5024 《电力工程地基处理技术规程》
- (21) GB 50046 《工业建筑防腐蚀设计规范》

其他相关的国家、地方、行业规范规程

## 6.2.工程消防

- (1) 《中华人民共和国消防法》
- (2) GB 50016 《建筑设计防火规范》
- (3) GB 50229 《火力发电厂与变电站设计防火规范》
- (4) GB 50140 《建筑灭火器配置设计规范》
- (5) DL 5027 《电力设备典型消防规程》
- (6) DL/T 5352 《高压配电装置设计技术规程》
- (7) GB 50797 《光伏电站设计规范》

其他相关的国家、地方、行业规范规程

## 6.3.环境保护法律法规

- (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》
- (8) 《电磁辐射环境保护管理办法》
- (9) 项目所在地政府部门辐射环境管理办法
- (10) 《中华人民共和国水土保持法》
- (11) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》
- (12) 《产业结构调整指导目录》
- (13) 项目所在地政府建设项目环境保护管理办法

## 6.4.环境影响评价技术规范

- (1) HJ2.1 《环境影响评价技术导则 总纲》
- (2) HJ2.2 《环境影响评价技术导则 大气环境》

- (3) HJ/T2.3-93《环境影响评价技术导则 地面水环境》
- (4) HJ2.4《环境影响评价技术导则 声环境》
- (5) HJ19《环境影响评价技术导则 生态影响》
- (6) GB 3095《环境空气质量标准》
- (7) HJ681《交流输变电工程电磁环境监测方法》
- (8) GB 8702《电磁环境控制限值》

## 6.5.劳动安全与工业卫生法律法规

- (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》

## 6.6.劳动安全与工业卫生主要技术规范、规程、标准

- (1) GB 18218《危险化学品重大危险源辨识》
- (2) GB 12158《防止静电事故通用导则》
- (3) GBZ 1《工业企业设计卫生标准》
- (4) GBZ 2《工作场所有害因素职业接触限值》
- (5) GB 2893《安全色》
- (6) GB 2894《安全标志及使用导则》

- (7) GB/T 25295 《电气设备安全设计导则》
- (8) GB/T 50033 《建筑采光设计标准》
- (9) DL/T 5056 《变电站总布置设计技术规程》
- (10) GB 50046 《工业建筑防腐蚀设计规范》
- (11) GB 14285 《继电保护和安全自动装置技术规程》
- (12) GB 50217 《电力工程电缆设计规范》
- (13) GB 50057 《建筑物防雷设计规范》
- (14) GB 50016 《建筑设计防火规范》
- (15) GB 50116 《火灾自动报警系统设计规范》
- (16) GB 50034 《建筑照明设计标准》
- (17) GB 50015 《建筑给水排水设计规范》
- (18) GB 50019 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》
- (19) GB 50140 《建筑灭火器配置设计规范》

## 6.7.电气部分

- (1) SJ/T11127 《光伏（PV）发电系统过电压保护一导则》
- (2) GB/T 19939 《光伏系统并网技术要求》
- (3) GB/Z 19964 《光伏电站接入电力系统的技术规定》
- (4) GB/T 20046 《光伏系统电网接口特性》（IEC 61727）
- (5) GB 12326 《电能质量电压波动和闪变》
- (6) GB12325 《电能质量电力系统供电电压允许偏差》
- (7) GB/T14549 《电能质量公用电网谐波》
- (8) GB50057 《建筑物防雷设计标准》
- (9) DL/T 448 《电能计量装置技术管理规程》
- (10) GB50217 《电力工程电缆设计规范》
- (11) DL/T404 《3.6kV ~ 40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》
- (12) GB/T 15543 电能质量三相电压允许不平衡度
- (13) GB/T15945 电能质量电力系统频率允许偏差
- (14) GB 4208 外壳防护等级（IP 代码）
- (15) GB/T4942.2 低压电器外壳防护等级
- (16) GB50062 电力装置的继电保护和自动化装置设计规范

- (17) GB14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- (18) GB50062 电力装置的继电保护和自动化装置设计规范
- (19) GB14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- (20) DL/T 5044 电力工程直流系统设计技术规程等相关规范标准

## 6.8.太阳能组件

- (1) IEC61215 晶体硅太阳能电池组件设计鉴定和定型
- (2) IEC61730.1 光伏 (PV) 组件安全鉴定第 1 部分: 结构要求
- (3) IEC61730.2 光伏 (PV) 组件安全鉴定第 2 部分: 试验要求
- (4) GB/T18479 《地面用光伏 (PV) 发电系统概述和导则》
- (5) SJ/T11127 《光伏 (PV) 发电系统过电压保护—导则》
- (6) GB/T 19939 《光伏系统并网技术要求》
- (7) EN 61701 太阳能电池组件盐雾腐蚀试验
- (8) EN 61829 晶体硅光伏方阵 I-V 特性现场测量
- (9) EN 61721 太阳能电池组件对意外碰撞的承受能力 (抗撞击试验)
- (10) EN 61345 太阳能电池组件紫外试验
- (11) GB 6495.1 光伏器件第 1 部分: 光伏电流—电压特性的测量
- (12) GB 6495.2 光伏器件第 2 部分: 标准太阳能电池的要求
- (13) GB 6495.3 光伏器件第 3 部分: 地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据
- (14) GB 6495.4 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
- (15) GB 6495.57 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)
- (16) GB 6495.7 《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》
- (17) GB 6495.8 《光伏器件第 8 部分: 光伏器件光谱响应的测量》
- (18) GB/T 18210 晶体硅光伏 (PV) 方阵 I-V 特性的现场测量
- (19) GB/T 18912 太阳能电池组件盐雾腐蚀试验
- (20) GB/T 19394 光伏 (PV) 组件紫外试验
- (21) GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件
- (22) GB/T 191 包装储运图示标志
- (23) GB 20047.1 《光伏 (PV) 组件安全鉴定第 1 部分: 结构要求》

- (24) GB 20047.2 《光伏 (PV) 组件安全鉴定第 2 部分: 试验要求》
- (25) GB6495 地面用太阳能电池电性能测试方法
- (26) GB6497 地面用太阳能电池标定的一般规定
- (27) GB/T 14007 陆地用太阳能电池板组件总规范
- (28) GB/T 14009 太阳能电池板组件参数测量方法
- (29) GB/T 9535 地面用晶体硅太阳电池组件设计鉴定和类型
- (30) GB/T 11009 太阳电池光谱响应测试方法
- (31) GB/T 11010 光谱标准太阳电池
- (32) GB/T 11012 太阳电池电性能测试设备检验方法
- (33) IEEE 1262 太阳电池组件的测试认证规范
- (34) SJ/T 2196 地面用硅太阳电池电性能测试方法
- (35) SJ/T 9550.29 地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准
- (36) SJ/T 9550.30 地面用晶体硅太阳电池组件质量分等标准
- (37) SJ/T 10173 TDA75 单晶硅太阳电池
- (38) SJ/T 10459 太阳电池温度系数测试方法
- (39) SJ/T 11209 光伏器件第 6 部分标准太阳电池组件的要求
- (40) GB/T 12325 电能质量供电电压偏差
- (41) GB 12326 电能质量电压波动和闪变
- (42) GB/T 14549 电能质量公用电网谐波
- (43) GB/T 15945 电能质量电力系统频率偏差
- (43) GB/T 15543 电能质量三相电压不平衡
- (44) DL/755 电力系统安全稳定导则
- (45) GB/T 31464 电网运行准则
- (46) SD131 电力系统技术导则
- (47) SD325 电力系统电压和无功电力技术导则
- (48) IEEE 1262 光伏组件的测试认证规范
- (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。

## 6.9.逆变器

- (1) GB 18479 地面用光伏 (PV) 发电系统概述和导则

- (2) DL/T 527 静态继电保护装置逆变电源技术条件
- (3) GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件
- (4) GB/T 191 包装储运图示标志
- (5) GB/T 14537 量度继电器和保护装置的冲击与碰撞试验
- (6) GB 16836 量度继电器和保护装置安全设计的一般要求
- (7) DL/T 478 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
- (8) GB/T 19939 光伏系统并网技术要求
- (9) GB/T 20046 光伏 (PV) 系统电网接口特性 (IEC 61727, MOD)
- (10) GB/Z 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- (11) GB/T 2423.1 电工电子产品基本环境试验规程试验 A: 低温试验方法
- (12) GB/T 2423.2 电工电子产品基本环境试验规程试验 B: 高温试验方法
- (13) GB/T 2423.9 电工电子产品基本环境试验规程试验 C: 设备用恒定湿热试验方法
- (14) GB 4208 外壳防护等级 (IP 代码) (IEC 60529)
- (15) GB 3859.2 半导体变流器应用导则
- (16) GB/T 14549 电能质量公用电网谐波
- (17) GB/T 15543 电能质量三相电压允许不平衡度
- (18) GB/T12325 电能质量供电电压允许偏差
- (19) GB/T15945 电能质量电力系统频率允许偏差
- (20) GB 19939 太阳能光伏发电系统并网技术要求
- (21) SJ 11127 光伏 (PV) 发电系统的过电压保护——导则
- (22) GB 20513 光伏系统性能监测测量、数据交换和分析导则
- (23) GB 20514 光伏系统功率调节器效率测量程序
- (24) GB 4208 外壳防护等级 (IP 代码)
- (25) GB/T4942.2 低压电器外壳防护等级
- (26) GB 3859.2 半导体变流器应用导则
- (27) Q/SPS 22 并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法
- (28) 电磁兼容性相关标准: EN50081 或同级以上标准
- (29) EMC 相关标准: EN50082 或同级以上标准
- (30) 电网干扰相关标准: EN61000 或同级以上标准
- (31) 电网监控相关标准: UL1741 或同级以上标准

- (32) 电磁干扰相关标准：GB9254 或同级以上标准
- (33) GB/T14598.9 辐射电磁场干扰试验
- (34) GB/T14598.14 静电放电试验
- (35) GB/T17626.8 工频磁场抗扰度试验
- (36) GB/T14598.3 6.0 绝缘试验
- (37) JB-T7064 半导体逆变器通用技术条件 3.2 规范和标准
- (38) CNCA/CTS0004 并网光伏发电专用逆变器认证技术条件等相关规范标准。

## 6.10.安装工程

- (1) 电气装置安装工程电气设备交接试验标准 GB50150—2006
- (2) 电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范 GB50168—2006
- (3) 电气装置安装工程接地装置施工及验收规范 GB50169—2016
- (4) 电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范 GB50171—2012
- (5) 电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范 GB50172—2012
- (6) 电气装置安装工程低压电器施工及验收规范 GB50254—2014
- (7) 建筑电气工程施工质量验收规范 GB50303—2015
- (8) 电气装置安装工程高压电器施工及验收规范 GB50147—2010
- (9) 电气装置安装工程母线装置施工及验收规范 GB50149—2010
- (10) 电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范 GB 50170—2006
- (11) 电气装置安装工程质量检验及评定规程 DL/T5161.1—5161.17-2002
- (12) 《电力建设施工及验收技术规范》（第5部分：热工自动化）DL/T 5190-2004
- (13) 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》国家电网生[2012]352

号

## 第三部分 投标文件格式

### 目录

1. 投标文件编制要求.....	56
1.1 投标人法定代表人资格证明书格式.....	57
1.2.投标人法定代表人授权书格式.....	58
1.4.近 5 年已完成及正在施工的同样或类似工程情况.....	59
1.5.报价书格式.....	60
1.6.差异表格式.....	62
1.7.本工程项目经理简历表格式.....	63
1.8.本工程主要施工管理人员表格式.....	64
1.9.临时设施布置及临时用地表格式.....	65
1.10.临时设施布置及临时用地表格式.....	66
1.11.太阳能电池组件承诺书.....	67
1.12.逆变器的技术参数.....	68
1.13.工程装机容量承诺书.....	69

# 1. 投标文件编制要求

## 一、投标文件内容

投标人提交的投标文件应包括以下内容：

### (一) 商务部分

1. 投标人法定代表人资格证明书
2. 投标人法定代表人授权委托书
3. 企业概况：包括企业基本情况、有关资质证明文件（资质证书正副本复印件、营业执照、安全资质证书、质量管理体系认证证书等）
4. 近十年获得省部级及以上表彰奖励及各类认证情况
5. 经审计的近三年财务报表、银行资信评估证明
6. 投标人近五年已完成和正在施工的同样或类似工程
7. 投标人近五年承担类似工程的业绩证明文件（中标通知书、合同协议书、竣工验收证明、业主证明，必须提供清晰复印件）
8. 投标人拟分包的工程项目的名称、内容，推荐分包单位的名称、资质、资信证明文件、业绩材料和拟分包内容的价格。
9. 报价编制说明及报价书
10. 优惠条件及服务承诺（包括安全、质量、进度目标及实现措施的承诺）
11. 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。
12. 施工组织大纲及项目质量管理大纲。
13. 在建设、试运、运行、确保试验、保证期内的人员培训计划。
14. 试验、建设、试运等的标准和规范表。
15. 主要分包商清单（所有分包要经过业主考察并确认，若不服从管理，业主有权利将
16. 商务差异表
17. 投标人认为应提交的其他资料

### (二) 技术部分

1. 施工组织设计。
2. 拟投入本工程的项目经理简历。
3. 拟投入本工程的主要施工管理人员表。

4. 主接线图。
5. 主要设备说明及设备材料清册。
6. 临时设施布置及临时用地表。
7. 技术差异表。
8. 以上所有要求承包人填写的空白补充部分。

## 二、有关格式

投标人应参照本招标文件所附格式进行投标文件的编制，若招标文件未提供相应格式，投标人可自行设计。

三、投标文件商务部分和技术部分应单独装订，并进行隐秘密封，投标人须知另有规定的，按其规定。

四、投标文件中所有复印件的原件必须在投标时随身携带，以备必要时查验。

## 1.1 投标人法定代表人资格证明书格式

### 法定代表人资格证明书

姓名：\_\_\_\_\_ 职务：\_\_\_\_\_：身份证号：\_\_\_\_\_，系  
\_\_\_\_\_（投标人名称）的法定代表人，特此证明。

投标人：

公司注册登记机关：

（盖章）

## 1.2.投标人法定代表人授权书格式

### 授权委托书

本人\_\_\_\_\_（姓名）系\_\_\_\_\_（投标人名称）的法定代表人，现授权\_\_\_\_\_（姓名）（以下称“授权代表”），以本公司的名义参加\_\_\_\_\_工程施工承包投标活动，授权代表在投标、开标、评标及合同谈判过程中所签署的一切文件和所处理的与之有关的一切事务，本人均予以承认。

授权代表无权转委托。

附：法定代表人身份证复印件及委托代理人身份证复印件

法定代表人身份证复印件  (双面)	委托代理人身份证复印件  (双面)
-------------------------	-------------------------

注：（1）本授权委托书需由投标人加盖单位公章并由其法定代表人和委托代理人签字。

（2）法定代表人参加投标活动并签署文件的不需要本授权委托书，只需要提供法人代表人身份证明；非法定代表人参加投标活动及签署文件的除提供法定代表人身份证明外还需提供授权委托书。

法定代表人：（签字或公章）

授权代表：（签字）

投标人公章

日期：\_\_\_\_年\_\_\_\_月\_\_\_\_日

日期：\_\_\_\_年\_\_\_\_月\_\_\_\_日

### 1.3.投标人企业概况格式

#### 投标人企业概况

企业名称			法定代表人		
注册资本			成立时间		
公司地址					
邮政编码		电话		传真	
资质等级					
承包经历	年（国内）	年（国际）	分包经历	年（国内）	年（国际）
职工人数	总人数：		技术人员：	行政人员：	
公司主要业务概况					
<p>组织机构框图</p> <p>（包括结构、领导成员、主要技术人员及数量等情况）</p>					



## 1.5.报价书格式

### 投标报价书

项目名称：\_\_\_\_\_

#### 1. 固定折扣电价

序号	基准电价	业主享受折扣率
1	每月国网峰、平、谷时段分别结算 电价	
计算公式		业主支付电价=国网结算电价*折扣率

#### 2.固定电价

序号	固定电价	
1		
计算公式		业主支付电价=固定电价

投 标 人：\_\_\_\_\_（盖章）

法定代表人

或委托代理人：\_\_\_\_\_（姓名）\_\_\_\_\_（签字）

日 期： 年 月 日



## 1.6. 差异表格式

### 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	



1.8.本工程主要施工管理人员表格式

本工程主要施工管理人员表

名 称	姓 名	职 务	职 称	主要资历、经验 及承担过的项目
一、总部				
1. 项目主管				
2. 其他人员				
...				
二、现场				
1. 项目经理				
2. 项目副经理				
3. 技术负责人				
4. 主要管理人员				
质量管理				
材料管理				
计划管理				
安全管理				
5. 主要技术人员				
...				

## 1.9.临时设施布置及临时用地表格式

### 临时设施布置及临时用地表

#### 一、临时设施布置

投标人应提交一份施工现场临时设施布置图，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、生活等设施的情况和布置）。

#### 二、临时用地

用途	面积 (m <sup>2</sup> )	位置	需用时间
合计			

注：(1) 投标人应逐项填写本表，指出全部临时设施用地面积以及详细用途。

(2) 若本表行数不够，可复印。

## 1.10.临时设施布置及临时用地表格式

### 工程进度计划表

序号	项目名称	计划完成时间
1	初步设计及施工图设计	
2	主设备采购	
3	其他设备、材料采购	
4	设备安装	
5	系统调试	
6	并网验收	

## 1.11.太阳能电池组件承诺书

### 电池组件承诺书

承包人承诺：本工程电池组件采用\_\_\_\_\_（品牌、规格）\_\_\_\_\_Wp 的高效单晶硅单面/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），标称功率公差至少为0~+5W，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\_\_\_\_\_%。（由承包人填写）

投 标 人：

单位地址：

法定代表人或授权委托人：                    （签字、盖章）

邮政编码：

电    话：

传    真：

## 1.12.逆变器的技术参数

逆变器技术参数表（由承包人填写并附相关证明材料）

产品型号	
<b>输入（直流）</b>	
最大输入电压	
最小输入电压/启动电压	
额定输入电压	
MPPT 电压范围	
MPPT 数量	
每路 MPPT 最大输入组串数	
最大输入电流	
输入端子最大允许电流	
最大直流短路电流	
<b>输出（交流）</b>	
额定输出功率	
最大输出功率	
最大输出视在功率	
最大输出电流	
额定电网电压	
电网电压范围	
额定电网频率	
电网频率范围	
总电流波形畸变率	
直流分量	
功率因数	
功率因数可调范围	
馈电相数/输出端相数	
<b>效率</b>	
最大效率	
中国效率	
<b>保护</b>	

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	
电网监控	
直流开关	
组串检测	
PID 防护及修复	
浪涌保护	
<b>通用参数</b>	
尺寸 (W×H×D)	
重量	
安装方式	
隔离方式	
防护等级	
夜间自耗电	
工作温度范围	
工作湿度范围	
冷却方式	
最高工作海拔	
显示	
通讯	
直流端子类型	
交流端子类型	
符合标准	

投标人公章

### 1.13.工程装机容量承诺书

#### 工程装机容量承诺书

承包人移交的工程实际装机容量低于承包人承诺值的，按每相差 1%（不足 1%的按 1%计）考核承包人\_\_\_\_万元，并由承包人补充安装，直至工程实际装机容量达到承包人承诺值。若承包人拒绝补充安装，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\_\_\_\_\_万元/0.5MWp（不足 0.5MWp 的按 0.5MWp 计）。（由承包人填写）

投 标 人：

单位地址：

法定代表人或授权委托人：                    （签字、盖章）

邮政编码：

电    话：

传    真：

## 第四部分 评标办法

### 1. 评标组织

1.1 评标工作将组织评标委员会，成员由招标人代表及有关技术、经济等方面的专家组成，成员人数为五人以上单数。

1.2 评标委员会对各投标人的投标文件进行审查、评价、比较，向招标人推荐中标候选人，招标人不授权评标委员会直接确定中标人。

1.3 招标人按有关规定和程序在评标委员会推荐的中标候选人中确定中标人。

1.4 招标人将选派集团审计部人员对评标全过程进行监督。

### 2. 评标原则和程序

2.1 评标活动遵循公平、公正、科学、择优的原则。

2.2 评标按初步评审和详细评审两阶段进行。

初步评审是评标委员会对投标文件进行的完整性、符合性评审。检查投标文件必须包括的内容是否完备齐全，清点投标文件包含资料实质上的有无；检查投标文件是否实质上响应了招标文件的要求，确定投标文件的符合性。对没有实质上响应招标文件要求的投标文件按废标处理，不进入详细评审。

详细评审是对符合要求投标文件的技术、商务和价格的具体评审、比较。对在个别地方存在漏项或者提供了不完整信息、数据等情况的细微偏差，评标委员会将书面要求投标人在评标结束前予以补正。拒不补正或补正不完整的，在详细评审时将细微偏差作不利于该投标人的量化处理。

### 3. 评标标准和方法

3.1 评标采用综合评估法，推荐最大限度地满足招标文件中规定的各项综合标准的投标人为中标候选人。

#### 3.2 评分因素

评分大类	评分子项	评分标准	权重	评分依据
技术方案 (40%)	系统设计合理性	1、容配比优化，光伏组件总容量/逆变器总容量（1.1-1.3 区间得 5 分） 2、阴影分析三维模拟（完整度每 10%得一分）	15%	设计图纸、PVsyst 模拟报告

	设备性能指标	1、组件效率 $\geq 21.5\%$ 。 (每+0.5%加2分) 2、逆变器中国效率 $\geq 98.2\%$ (每+0.1%加1分)	20%	产品认证证书、检测报告
	智能运维系统	1、支持 AI 故障诊断 (5分) 2、具备辐照预测功能 (3分) 3、数据安全等级 3 级	10%	系统架构图、功能说明
	结构安全方案	1、风荷载计算(50年重现期得5分) 2、抗震设计(8度设防得3分) 3、防腐等级 C5(2分)	10%	结构计算书、材料检测报告
	施工工期控制措施	设计到验收都有明确的保障措施(5分)	5%	措施明细
	商务能力 (30%)	企业资质	1、电力施工总承包 3 级(5分) 2、承装(修、试)许可证 4 级(3分) 3、ISO 三体系认证(2分)	10%
	项目业绩	1、近 3 年同类项目 $\geq 5\text{MW}$ 项目大于 2 个(每 1MW 加 1 分) 2、优质工程奖(国家级 3 分/省级 1 分)	15%	合同复印件、验收证明

	服务团队	1、注册电气工程师(3分) 2、光伏系统设计师(2分) 3、本地化服务团队(2分)	5%	人员证书、设备缴纳证明
经济报价 (30%)	报价方式	低于市场化购电价格 (每低 1%加 1 分)	25%	报价明细
附加分 (5%)	技术创新	1、BMI 正向设计 (2分) 2、数字孪生系统 (2分) 3、获得专利 (1 分)	3%	技术方案说明、专利证书
	绿色施工	1、建设垃圾回收率 $\geq$ 90% (1 分) 2、获得绿色施工示范工程 (1 分)	2%	施工方案、认证证书
特殊条款	服务保障	1、有本地化运维中心 2、故障 2 小时到场加 1 分, 备件 4 小时到位加 1 分	单独计分	/

#### 4. 定标原则

评标委员会按照招标文件规定的评标标准和方法，确定预中标候选人顺序，并向招标人提出书面评标报告，按本评标办法招标人推荐二/三名预中标候选人，交招标人定标。

招标人根据评标报告和评标委员会推荐的预中标候选人，确定预中标人和备选预中标人并按相关程序报批。招标人不保证最低投标报价中标，也不对未中标原因。