

申宜宜城流水镇100MW农光互补光伏电站项目

初步设计报告

中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司

工程设计资质证书： 工程设计综合资质甲级 A142001089 号

工程勘察证书： 工程勘察综合类甲级 B142001089 号

2021.01

主管总工： 石 巍

项目经理： 王 杰

审 核： 张彦昌 张丽华 张东明 李明阶 肖振文

李文琴

校 核： 袁 晨 余 超 吴艳姣 李明阶 肖振文

常 丽

编 写： 陈全超 郑 沛 潘 樟 霍英南 张闪林

李 琳 邱辉凌

目 录

1	综合说明.....	7
1.1	概述.....	7
1.2	太阳能资源.....	8
1.3	工程地质.....	9
1.4	工程任务和规模.....	10
1.5	太阳能光伏系统的选型、布置和发电量估算.....	10
1.6	电气工程.....	11
1.7	土建工程.....	13
1.8	消防设计.....	14
1.9	施工组织设计.....	14
1.10	工程管理设计.....	16
1.11	环境保护和水土保持设计.....	16
1.12	劳动安全与工业卫生设计.....	16
1.13	节能降耗.....	17
1.14	社会稳定及风险性分析.....	17
2	太阳能资源.....	18
2.1	规范标准.....	18
2.2	项目概况.....	18

2.3	湖北省太阳能资源概况.....	18
2.4	太阳能资源分析.....	19
2.5	太阳能资源评价及建议.....	28
3	工程地质.....	29
3.1	概述.....	29
3.2	区域地质概况.....	33
3.3	光伏场区及升压站岩土工程条件及评价.....	34
4	工程规模.....	37
4.1	工程规模.....	37
4.2	工程建设的必要性.....	37
5	太阳能光伏系统的选型、布置和发电量估算.....	39
5.1	光伏组件选型.....	39
5.2	逆变器选型.....	43
5.3	方阵运行方式.....	49
5.4	组件串并联设计.....	51
5.5	光伏发电单元布置方案.....	53
5.6	光伏组串及光伏发电单元接线.....	59
5.7	辅助设计方案.....	59
5.8	发电量计算.....	60
5.9	主要设备材料表.....	63

6	电 气	64
6.1	电力系统接入	64
6.2	电气一次	68
6.3	电气二次	81
6.4	系统通信	102
6.5	场内通信	107
7	土建工程	110
7.1	总图	110
7.2	建筑	113
7.3	结构	115
7.4	给排水	125
7.5	供暖通风与空气调节	130
8	工程消防设计	133
8.1	概况	133
8.2	工程消防	135
8.3	施工消防	141
9	施工组织设计	145
9.1	施工条件	145
9.2	施工交通	145
9.3	工程建设用地	146

9.4 主体工程施工.....	147
9.5 施工总进度.....	150
10 工程管理设计.....	153
10.1 工程管理机构.....	153
10.2 主要管理设施.....	154
10.3 工程运行和维护.....	154
11 环境保护与水土保持设计.....	169
11.1 环境保护设计.....	169
11.2 水土保持设计.....	176
12 劳动安全及职业卫生.....	179
12.1 设计依据、任务与目的.....	179
12.2 劳动安全与职业卫生的危害因素分析.....	181
12.3 劳动安全与职业卫生防护措施.....	182
12.4 安全与职业卫生机构设置、人员配备及管理制度.....	188
12.5 事故应急救援预案.....	190
12.6 预期效果评价.....	191
12.7 建议.....	191
13 节能降耗.....	193
13.1 施工期能耗分析.....	193

13.2 工程运行期能耗分析.....	195
13.3 主要节能措施.....	197
13.4 运行期管理维护的节能措施.....	200
13.5 节能降耗效益分析.....	200
13.6 结论.....	201
14 社会稳定及风险性分析.....	202
14.1 社会影响效果分析.....	202
14.2 社会适应性分析.....	204
14.3 社会风险及对策分析.....	205

1 综合说明

1.1 概述

1.1.1 地理位置

宜城市位于湖北省西北部，汉江中游。东界随州、枣阳，南接钟祥、荆门，西邻南漳，北抵襄阳。地处东经 $111^{\circ} 57' - 112^{\circ} 45'$ ，北纬 $31^{\circ} 26' - 31^{\circ} 54'$ 。东西长 76 公里，南北宽 53 公里，总面积 2115 平方公里。

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村，项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达，场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线，场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

光伏电站工程地理位置见图 1.1-1。



图 1.1-1 光伏电站地理位置图

1.1.1.2 编制依据

我公司受宜城市申宜新能源有限公司委托，根据相关基础资料，按照相关文件要求，进行申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目的可行性研究报告的编制。可行性研究报告的主要编制依据有：

- 1) 双方签订的设计合同；
- 2) 业主提交的相关气象以及相关电站发电量数据资料；
- 3) 国家及行业的电力勘测设计规程规范；
- 4) 国家和有关部委发布的现行技术规程、规范；
- 5) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法(试行)》；
- 6) 《太阳能资源评估方法》(QX/T89-2008)；
- 7) 《光伏电站系统接入电力系统技术规定》(GB/Z19964-2012)。

1.2 太阳能资源

襄阳地区属北亚热带季风气候。这里既有滔滔汉水流经，又有干冷、暖湿空气交绥，冬寒夏暑，冬干夏雨，雨热同期，四季分明。加之复杂多样的地貌类型对气候要素产生明显的再分配作用，使得市内气候形成了各种类型。境内繁多的植物、动物种类，即受惠于气候的复杂多样性。全市年平均气温除高山以外，一般均在 $15\sim 16^{\circ}\text{C}$ 之间，1 月 $2\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，2 月 $15\sim 16^{\circ}\text{C}$ ，7 月 $27\sim 28^{\circ}\text{C}$ ，10 月 $16\sim 17^{\circ}\text{C}$ 。无霜期在 228~249 天之间。

本项目所在地区区域日照较充足，计算平均年总辐射为：年太阳辐射量为 $4520\text{MJ}/\text{m}^2$ 。太阳能资源按分类属湖北省 1 类资源丰富地区，具有较好的开发利用价值。比较适合建设光伏发电系统。

表 1.2-1 我国太阳能区域分布表

名称符号	符号	指标/ $\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$	占国土面积/%
最丰富带	I	>6300	17.4
很丰富带	II	5040~6300	42.7
丰富带	III	3780~5040	36.3
一般带	IV	<3780	3.6

1.3 工程地质

拟建光伏电场地区，在区域地质构造单元上位于秦岭褶皱系之南秦岭冒地槽褶皱带之襄枣断陷，无大型区域性断裂发育，在区域构造上相对稳定。本场区位于宜城市东南部流水镇，距宜城市约 35 公里。

根据《建筑抗震设计规范》GB50011-2010（2016 年版）附录 A.0.15.2 条和《中国地震动参数区划图》GB18036-2015 有关规定，襄阳市区地震动峰值加速度为 $0.05g$ ，地震动反应谱特征周期为 $0.35s$ ，设计地震分组为第一组，地震基本烈度为 VI 度区，抗震设防烈度为 6 度。

拟建光伏电场场地，地基土主要为中硬土，地势较低的水塘、水库附近有少量软塑（~可塑）粘性土分布，属中软土。地势较高的岗顶及上部

缓坡地段，地形开阔、平缓，地基土主要为均匀的中硬土，属建筑属建筑抗震有利地段；地势较低的冲沟底部、水塘、沟渠边等局部地段，有少量中软土分布，属建筑抗震一般地段。建筑场地类别为Ⅱ类。

1.4 工程任务和规模

开发利用可再生能源是国家能源发展战略的重要组成部分，近 10 年平均年总辐射在 4520MJ/m² 左右，开发利用太阳能资源建设光伏电站具有得天独厚的优越条件和广阔的前景，符合国家产业政策。

本项目规划装机容量为 100MWp，设置一座 110kV 升压站，以 1 回 110kV 线路接入 110kV 邓林变电站。

本项目规划区域面积约 2563 亩，场址主要位于一般农田区域，适合建设农光互补项目，本工程场地海拔高程在 91m 左右。

1.5 太阳能光伏系统的选型、布置和发电量估算

1.5.1 光伏系统总体方案

本工程拟选用 540Wp/545Wp 单晶硅电池双面双玻璃组件，逆变器采用 3125kW 箱逆变一体化设备，组件全部采用固定安装方式，倾角为 15°。

1.5.2 光伏阵列设计及布置方案

本项目总装机容量为 100MWp，根据地形进行分区布置。采用 540Wp/545Wp 单晶硅双面双玻璃组件，组串数取 N=36。根据拟采用的支架形式，光伏组件采用横向布置，单个光伏方阵由 36 块光伏组件构成，考虑区域极限最大风速为 25.2m/s，相邻组件间距设计为 20mm。

固定式光伏阵列通常成排安装，一般要求在冬至影子最长时，两排光伏阵列之间的距离要保证在当地真太阳时上午 9 点到下午 3 点之间前排不

对后排造成遮挡。在水平面垂直竖立的高为 L 的木杆的南北方向影子的长度为 L_s ， L_s/L 的数值称为影子的倍率。影子的倍率主要与纬度有关，一般来说纬度越高，影子的倍率越大。

本站站址的纬度约为北纬 31.57° ，计算得当地冬至上午9:00影子的南北向的影子倍率为2.03。故当电池板布置于平地时候，前后排光伏阵列桩间距 d 为6.5米。

1.5.3 发电量计算

经计算，本期安装容量 100MWp，根据倾斜面辐射量、系统效率计算出首年未衰减小时数 1117.01h，本项目系统全寿命运行时间为 25 年，按照光伏组件特性衰减特性。预计电站首年上网电量 109466.80MWh，首年利用小时数为 1094.67h，25 年年均发电量为 102178.32MWh，年均利用小时数为 1021.78h。

1.6 电气工程

1.6.1 电力接入系统方案

本项目升压站新建一回 110kV 线路至 110kV邓林变，新建线路长度约9km，导线截面为JL/G1A-300。

具体接入方式以本项目接入系统方案及审查意见为准。

1.6.2 电气系统

1.6.2.1 光伏电站配电系统

(1)光伏方阵配电系统

光伏电站以约 3.15MW 为一个光伏方阵发电单元，根据总体布置，设置约 28 个光伏阵列。每个光伏方阵配置约一台箱逆变一体化设备，方阵

组串通过直流汇流箱采用直流电缆连接至 3125kVA 箱逆变一体化设备，经逆变升压至 35kV，通过集电线路送至升压站 35kV 配电装置。

(2)集电线路方案

本期工程集电线路采用 35kV 电缆直埋连接：根据光伏阵列的布置位置情况，共设置 28 个光伏方阵，每约 5~6 个光伏方阵组成一回集电线路，共敷设 5 回集电线路至升压站站 35kV 电气配电楼。集电线路采用地埋电缆型式，电缆型集电线路采用铝芯电缆。

(3)光伏电站配电设备布置

1)逆变器布置

逆变器布置在阵列内，布置在桩基础上。

2)箱变布置

箱变设备布置在方阵外，靠主马路布置。

3)集电线路路径选择

电缆集电线路的路径选择，充分考虑以下原则：

- a. 电缆线路尽量短；
- b. 电缆集电线路所带光伏方阵容量均匀分布；
- c. 尽量减少各电缆集电线路及其它管线的交叉；
- d. 集电线路尽量直接敷设在光伏站内道路旁。

1.6.2.2 光伏电站升压站

本项目接入方案采用 1 回 110kV 线路送至 110kV 邓林变电站。

升压变电站采用线变组接线方案，主变压器选型为 SZ11-100000/110

自冷双卷有载调压升压变压器，容量分别为 100000kVA，电压等级 $115\pm 8\times 1.25\%/36.75\text{kV}$ ，接线组别为 YN，d11。主变压器高压侧电压等级 110kV，升压站 110kV 采用线变组接线。

升压站主变压器低压侧为光伏电源进线，电压等级 35kV，35kV 系统接线按单母线设计，本期集电线路馈线 5 回。

主变压器 110kV 侧中性点可采用不接地或直接接地等不同方式运行。

根据接入系统报告，本项目装设 1 套容量为 20MVar 的 SVG 装置。升压站可以实现无功在 -20MVar~+20MVar 范围之间的动态调节。具体无功补偿配置容量将以接入系统报告批复意见为准。

升压变电站设置站用接地变一台，总容量为 740kVA，中性点电阻选择为 111.4 欧姆/10s。

1.7 土建工程

本项目拟建设场地位于宜城市流水镇刘台村附近，项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达，场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线，场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

升压站布置在场区中部偏北的边缘，升压站站区围墙长 87m，宽 50m，站区围墙内占地面积为 4350 m²。根据场区总体布置及进站道路引接方向，站区设置一个出入口，布置在站区西侧与现有乡村水泥道路相接。

升压站建筑含有电气楼、综合楼及消防水泵房。电气楼建筑面积 353.10 平方米，一层，框架结构，局部层高 5.8 米，其余层高 3.6m。综合

楼建筑面积 373.70 平方米,单层,框架结构,层高 3.6 米。消防水泵房建筑面积 82.20 平方米,单层建筑,局部地下一层,框架结构。

太阳能电池组件对于固定倾角的光伏阵列采用三角形钢结构空间支架,支架采用热镀锌防腐。考虑到地基光伏支架基础施工的便捷性及对环境保护的需要,本工程光伏支架基础根据不同的地质条件采用不同长度的预制混凝土管桩基础方案。

箱变基础采用地下箱型钢筋混凝土和砖砌体基础,基础顶面预埋钢板用于固定箱变,基础侧壁四周预埋电缆管。

升压站内生活楼、生产楼、辅助用房采用钢筋混凝土框架结构,基础为独立基础,天然地基。

室外电缆沟采用素混凝土结构。

1.8 消防设计

本工程消防设计贯彻“预防为主、防消结合、综合治理”的设计原则。设计中严格执行国家有关防火规范和标准,积极采用先进的防火技术,做到保障安全,使用方便,经济合理。

升压站不设专职消防队,但需配备 1 名兼职消防人员,初期火灾由站内兼职消防人员自行组织灭火,同时通知当地消防队支援共同扑灭火灾。消防总体设计采用综合消防技术措施,从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、逃生等各方面入手,力争减少火灾发生的可能性,一旦火灾发生也能在短时间内予以扑灭,使损失减少到最低,同时确保火灾时人员的安全疏散。

1.9 施工组织设计

本项目项目主要包括光伏发电设备(太阳能电池板、变配电设备)及基础,场内集电线路(电缆)等。主要建筑材料:钢材(型钢、钢筋)、水泥、木材、砖、砂、碎石等,站址区域交通运输较为便利,一般建筑材

料可在宜城区购买，其它主要建筑材料可在宜城区、襄阳市等地购买，交通比较方便。

（1）施工用水

本工程施工用水拟考虑从附近水库或现场打井取水，站区设置蓄水池。

（2）施工用电

本工程施工用电拟从附近输电线路 T 接或从附近变电站引接 10kV 线路一回至站内临时变压器。

（3）施工通信

施工现场的对外通信由当地电信通信网络提供，内部通信则采用无线电通信方式解决。

（4）其它施工条件

本工程施工期间，基本的机械修配和加工可在宜城区相关修配站和加工厂完成；主要的或大型的机械修配加工需在襄阳市或宜城区相关修配站和加工厂完成。

（5）施工临时用地

本项目拟建设场地光伏电站属于平原，场地主要为一般农田，场地地形起伏不大，站址规划用地面积约 2563 亩。结合站区总布置情况及交通运输条件进行站区施工总平面布置，各光伏阵列区施工场地可充分利用阵列区附近空地，并在升压站附近集中布置设备材料加工厂及仓库、施工生活区等施工场地，用地面积约 500m²。

1.10 工程管理设计

项目公司将对光伏电站实施全面管理，负责光伏电站的日常运营和维护，管理本光伏电站及其配套设施。光伏电站自动化程度很高，监控系统设在综合楼控制室内，值班人员通过微机监控装置实现对逆变升压室的控制和监视，通过远动传输系统送至电网调度和业主远方监控人员。

1.11 环境保护和水土保持设计

本项目环境保护、水土保持设计方案严格按照现行国家环境保护、水土保持标准、规范、规定执行。该项目光伏电站的建设不存在制约工程建设的重大环境问题，不会制约当地环境资源的永续利用和生态环境的良性循环。

本工程在设计、施工、运行过程中按照国家相关环境保护要求，分别采取了一系列的环境保护和水土保持措施，使工程产生的废水、固废、噪声等对环境的影响符合国家有关环境保护法规、环境保护标准的要求。本工程的生态环境保护、水土保持措施有效可行，可将工程施工带来的负面影响减轻到满足国家有关规定的要求。

从环境保护的角度，本工程的建设是可行的。

1.12 劳动安全与工业卫生设计

本项目劳动安全与工业卫生设计按照现行国家环境保护标准、规范、规定执行。在设计中按照“安全第一，预防为主”的工作方针，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。

通过对本光伏并网发电工程设计、施工期和运行期危险有害因素分析,对在防电气伤害、防火、防坍塌、防机械伤害等各方面均按各项规程、规范、标准等均采取了相应的预防措施,本项目基本满足国家有关劳动安全和工业卫生方面的要求。

1.13 节能降耗

本工程采用绿色能源—太阳能,并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施,能源和资源利用合理,设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想,技术方案、设备和材料选择、建筑结构等方面,充分考虑了节能的要求,减少了线路投资,节约了土地资源,并能够适应远景建设规模和地区电网的发展。各项设计指标达到国内先进水平,为光伏电站的长期经济高效运行奠定了基础,符合国家的产业政策,符合可持续发展战略,节能、节水、环保。

项目建成后年平均可为电网提供清洁电能 $105211.79\text{MW} \cdot \text{h}$,与燃煤电厂相比,以供电标煤煤耗 $320\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 计,每年可节约标煤 36906 吨。相应每年可减少多种有害气体和废气排放,其中减少烟尘排放量约为 45.79t ,二氧化硫排放量约为 263.78t ,二氧化碳排放量约为 11.46 万 t ,氮氧化物(以 NO_2 计)排放量约为 275.33t ,这些废气物的减排将对宜城区地区局部环境的改善起到一定的促进作用。

1.14 社会稳定及风险性分析

本项目可以为当地社会环境、人文条件所接纳,工程建设和运营期间所面临的社会风险较小。另外,本工程将通过招标选定专业工程施工管理公司,对本工程进行全方位管理,协调好与当地社会的关系,可以有效地规避社会风险,促进项目顺利实施。

2 太阳能资源

2.1 规范标准

- (1) 《太阳能资源等级 总辐射》（GB/T 31155-2014）；
- (2) 《太阳能资源测量 总辐射》（GB/T 31156-2014）；
- (3) 《太阳能资源评估方法》（QX/T89-2008）；
- (4) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》；
- (5) 《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）。

2.2 项目概况

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村,项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水镇约 9km。本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线,场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

本项目规划总装机容量为 100MWp。设置一座 110kV 升压站,以 1 回 110kV 线路接入 110kV 邓林变电站,新建线路长度约 9km。

项目区地势开阔平坦,属于汉江二级和三级阶地,地形起伏一般,地面坡较缓,地貌特征为岗地丘陵,兼有阶地平原。拟建场地局部紧邻房屋,局部紧邻河流,且部分 10kV 线路横跨光伏场区。

2.3 湖北省太阳能资源概况

湖北省位于我国中南部,东西长约 740km,南北宽约 470km,地貌类

型多样，山地、丘陵、岗地和平原兼备。湖北太阳能资源南部少北部多，同纬度相比，山区少，平原相对较多；太阳能资源夏季最丰富，尤其是8月份太阳总辐射量、日照时数、晴天日数等均为全年最高，湖北东部秋季大气层结稳定，太阳能资源仅次于夏季，冬季虽然晴天较多，但由于太阳直射南半球，昼短夜长，总辐射量全年最低。

全市热量资源不仅丰富，而且具有较明显的过渡性，可以说兼备了南北气候特点。全市年降水量820~1100毫米，其中夏季占400~450毫米。全年降水量为107~135天。太阳辐射较为丰富，年平均总日照时效为1800~2100小时。



图 2.3-1 湖北省太阳能资源区划图

本项目地区水平面太阳总辐射年总量为 $4474\text{MJ}/\text{m}^2$ 。根据气象行业标准《太阳能资源评估方法》（QX/T 89-2008），该地区属于太阳能资源丰富区。

2.4 太阳能资源分析

2.4.1 代表气象站

2.4.1.1 代表气象站的选择

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村，距离较近的气象站有襄阳站、老河口站、谷城站、丹江口站。

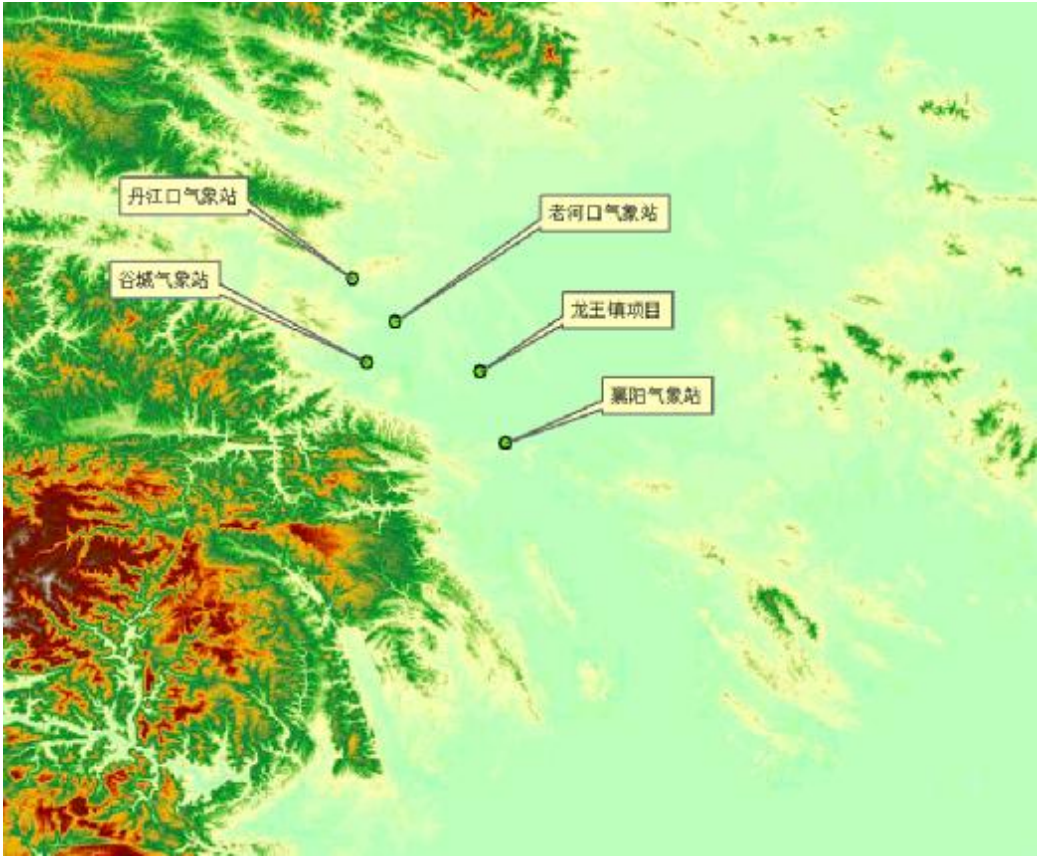


图 2.4.1-1 光伏项目与周边气象站位置

表 2.4.1-1 项目周边气象站迁站情况

	与项目距离（km）	建站以来迁站次数	最近一次迁站距离（km）	最近一次迁站时间	观测站现址
襄阳	29	3	9.3	2013	襄阳市襄城区襄隆路千山（郊外、山顶）
谷城	35	1	5.4	2012	谷城县城关镇禹山路北侧谷山公

					园（市区、山顶）
老河口	33	2	6.8	2013	老河口市光化办事处贾沟村四组 （乡村）
丹江口	55	1	2	1973	丹江口市大坝办事处深沟路12号 （市区）

综合考虑气象站与项目的距离及迁站次数、迁站距离等因素。选定老河口气象站为参考气象站。老河口站 1950 年建站，为国家基本气象站，观测项目包含各项常规气象要素，含日照时数、日照百分率等，但没有太阳辐射观测项目。

老河口累年年平均气温 16.0℃，极端最高气温 39.9℃，极端最低气温 -13.0℃，年平均降水量 839.2mm，最大风速为 16.0m/s。

表 2.4.1-2 老河口主要气候特征值（1957～2011 年）

极端最高气温	39.9℃（2011 年 6 月 8 日）
极端最低气温	-13.0℃（1991 年 12 月 29 日）
年平均气温	16.0℃
年最多降水量	1556.2mm(2016 年)
年最少降水量	525.2mm(2013 年)
年平均降水量	839.2mm
最大日降水量	242.9mm（2005 年 7 月 7 日）
年平均积雪日数	9.3 天
平均风速	1.7m/s
极大风速	25.4m/s（2011 年 7 月 26 日）*
最大风速	16.0m/s（1990 年 7 月 27 日）*
年平均气压	1005.9hPa
平均相对湿度	75.1%

*统计时间为 2002~2018。

2.4.2 区域位置及气象条件影响分析

(1) 气温条件影响分析

本工程所在地区多年平均气温为 16°C ，气温年内变化幅度相对较大。极低温度为 -13°C ，极高温度为 39.9°C 。本项目选用逆变器的工作环境温度范围为 $-25\sim+60^{\circ}\text{C}$ ，选用太阳能电池组件的工作温度范围为 $-40\sim85^{\circ}\text{C}$ 。正常工作情况下，太阳能电池组件的板面工作温度比环境温度高 40°C 左右。因此，按极端气温数据校核，本项目太阳能电池组件的工作温度可控制在允许范围内。故本项目气温条件对太阳能电池组件及逆变器的运行安全性没有影响。

(2) 风速影响分析

根据气象站资料，本工程所在地区风速不高，历年平均风速 1.7 米/秒，瞬间极大风速 25.4 米/秒。当太阳能电池组件周围的空气处于流动状态时，可增强组件的强制对流散热，降低太阳能电池组件板面工作温度，从而在一定程度上提高发电量。由于本工程安装地区坡度较缓，风速较小，故风速对本项目的影响很小。

(3) 雷暴的影响

本工程所在地区累年平均雷暴日数为 32.1 天左右属于中雷区，应根据太阳能电池组件布置的区域面积及运行要求，合理设计防雷接地系统，使得雷暴对本光伏系统的影响降至最低。

(4) 降雪的影响

本工程所在地区年最大降雪深度为 21cm。降雪天气时，太阳辐射量也会相应降低，会直接影响太阳能组件的工作；降雪后由于积雪的覆盖也会导致太阳能电池组件所接受的太阳辐射量降低，对光伏系统的发电量有一定影响。考虑到本项目倾角为 15 度，能较好的方便融雪滑落。

2.4.3 太阳能辐射资料整理及分析计算

由于参考站老河口站仅有日照观测，而缺乏太阳辐射观测。本报告将结合 solargis 辐照数据和已建成追日电气老河口仙人渡光伏电站项目实测辐照数据，作为本报告分析和评价的依据。其中本项目 solargis 辐照数据为 4520MJ/m²，如下图所示。



图 2.4-1 本项目所在地 solargis 辐照数据

2.4.4 现场测光数据验证

2.4.4.1 测光数据

距离本项目场址西偏南侧约 20 公里处已有建成追日电气老河口仙人渡光伏电站项目。该项目经纬度坐标为 32° 14'44.93"N，111° 43'01.20"E。海拔 84m 左右。

该电站于装机容量为 20.00 MW，安装晋能 270Wp 多晶硅单面组件共 74074 块，实际并网装机容量为 20.00 MW，于 2017 年 6 月 28 日并网，当年 11 月全容量投产。

该电站升压站站内设有 1 座测光装置。该测光仪安装于开关站内。目前从该电站收集到 2019 年全年度的发电量以及辐照值数据。

2.4.4.2 测光数据验证及处理

太阳辐射量具有随机性，根据某一年的太阳辐射数据来计算相关的工程设计参数其结果会有较大的偏差；根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）等相关设计规范，需对测光仪测光数据从完整性、合理性等方面分别进行验证分析。同期收集到的还有 2019 年的发电量，可以对数据进行验证。

本次收集到的是该测光仪 2019 年 1 月 1 日至 2019 年 12 月 31 日间的测光数据。

（1）数据完整性检验

根据提供的测光数据，整理如下表 2.4.4-1 所示：

表 2.4.4-1 2019 年测光仪数据整理表 (kwh/m²)

日月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	9.42	3.83	1.45	21.91	20.94	19.28	27.18	12.86	18.21	17.31	7.96	11.33
2	6.29	3.20	1.51	1.4	15.75		25.25	11.23	8.65	13.88	8.29	13.18
3	2.69	8.52	17.99	12.74	20.49		23.43	9.09	21.14	15.48	14.19	12.43
4	1.57	6.59	4.66	16.4	22.78		4.41	15.02	9.45	3.63	11.16	12.07
5	2.13	11.95	11.23	16.03	8.38		27.46	22.34	20.59	0.91	12.35	9.46
6	2.64	0.94	13.70	22.52	7.33		25.82	8.51	21.61	1.67	4.08	8.77
7	1.62	1.83	13.64	20.97	7.34		19.93	13.19	21.99	3.54	7.84	9.03
8	2.98	0.79	12.11	18.32	24		6.15	17.75	19.76	4.05	10.58	9.6

9	0.02	1.19	14.01	2.54	17.45		20.03	17.23	19.61	2.23	10.51	10.82
10	0.00	5.08	17.61	5.9	24.31		16.51	20.75	6.94	7.27	14.42	10.63
11	5.05	12.15	13.07	23.55	24.81		13.22	24.61	11.6	3.21	7.59	10
12	0.95	1.84	20.53	17.39	8.4		8.31	24.44	13.68	6.48	7.92	7.83
13	3.74	0.42	2.16	19.92	10.52		26.44	24.42	6.56	7.94	7.14	7.2
14	1.76	1.25	18.22	16.36	5.39		26.65	22.38	6.22	0.99	13.65	0.69
15	4.14	2.87	17.19	16.59	19.08		23.62	24.88	1.59	3.38	7.37	0.37
16	10.27	1.80	17.83	24.15	11.94		16.35	25.5	1.71	4.63	5.52	0.47
17	11.35	3.07	11.35	23.88	23.86		3.88	17.86	1.71	12.44	0.97	1.1
18	1.70	5.21	18.89	22.52	10.19		3.17	21.4	3.43	14.71	10.91	3.65
19	4.11	9.11	18.40	9.68	11.34		23.52	22.49	2.67	16.25	5.59	9.45
20	6.94	3.08	19.75	2.37	16.46		24.02	22.6	12.31	11.13	7.03	7.17
21	11.39	2.24	2.53	4.04	12.42		21.05	10.2	15.9	5.92	12.04	4.75
22	13.52	13.81	3.62	6.91	27.44		17.28	8.4	20.3	2.36	9.36	6.54
23	12.27	9.18	20.52	20.39	27.92		16.7	18.32	20.89	12.24	9.31	0.51
24	2.29	9.16	11.91	14.35	15.7		14.53	19.52	13.52	11.92	0.13	1.25
25	3.28	13.56	20.63	7.86	14.12		22.46	21.31	18.77	4.5	5.06	0.44
26	7.69	1.95	17.75	2.33	23.55		22.45	15.5	19.85	6.7	2.1	11.31
27	3.04	9.58	20.67	7.62	22.58		24.34	3.31	18.7	14.93	1.27	11.11
28	1.48	11.57	13.98	4.6	8.86		22.58	17.65	19.05	15.15	8.55	3.03
29	3.06		10.72	21.66	15.02		22.3	24.79	18.61	15.71	0.98	3.03
30	0.07		5.95	19.92	11.51	10.97	7.35	19.87	18.1	15.47	1.46	6.59
31	8.92		19.77		14.59		19.55	19.42		14.77		8.08

对测光仪实测太阳能数据完整性进行验证，本次收集到的是2019年内逐日的数据，数据完整性结论如下：

2019年数据应为365项，实际为337项，检验得出数据完整性较好，数据完整度92.3%。遗憾的是由于技术原因，缺失6月份的大部分数据。

(2) 遗失数据插补

由于缺乏 6 月份的大部分数据，目前对 6 月份数据进行精准插补难度较大，考虑到襄阳地区的月度变化，一般来讲，6 月数据会在 5 月以及 7 月之间，本次插补按照 5 月与 7 月的平均值作为 6 月数据进行插补。得到逐月的辐照量数据如下表 2.4.4 所示：

表 2.4-4 数据插补后测光仪辐照量数据

月份	2019 年辐照量 (MJ/m ²) (未插补数据)	2019 年辐照量 (MJ/m ²) (插补后)
1	146.38	146.38
2	155.77	155.77
3	413.35	413.35
4	424.82	424.82
5	504.47	504.47
6	30.25	540.205
7	575.94	575.94
8	556.84	556.84
9	413.12	413.12
10	270.8	270.8
11	225.33	225.33
12	211.89	211.89
合计	3928.96	4438.92

(3) 数据合理性检验

对于收集到的数据，每日的总辐照量都在合理的辐照量范围内，数据合理性为 100%。从单日的辐照量数据来分析，数据都是有效的。

从插补后后总体数据分析，2019 年辐照量为 4438.92MJ/m²。

结合本项目发电量实际情况分析，2019 年发电量数据为 2097.69 万度，

本项目的装机容量为 20MW，也就是该项目 2019 年计算发电小时约为 20976.9/20=1048.85 小时。

根据该项目电站实际运行设备台账，该电站主要设备情况如下表

2.4.4-5 所示：

表 2.4.4-5 电站主要情况表

序号	主要设备	描述
1	组件	采用 270W 多晶硅组件
2	逆变器	1MW 集中式逆变器
3	光伏系统	1000V 系统
4	支架	固定式支架，
5	地形	农光光伏
6	开关站等级	35kV

初步判断，2019 年该项目为全部并网的第二年，考虑到一定的衰减，综合考虑该项目系统效率为 80%左右，通过发电量反算辐照量为： $1048.85/0.80=1311.06$ 小时，折算地面上辐照量为 $4495\text{MJ}/\text{m}^2$ 。

综上所述，solorgis 辐照量数据 $4520\text{MJ}/\text{m}^2$ ，与已建成追日电气老河口仙人渡光伏电站项目实测辐照量数据（ $4495\text{MJ}/\text{m}^2$ ）和通过发电量反算数据（ $4495\text{MJ}/\text{m}^2$ ）相对接近。综合考虑，本项目采用 solorgis 辐照量数据，即多年平均的辐照量为 $4520\text{MJ}/\text{m}^2$ 。

2.5 太阳能资源评价及建议

本报告采用 solorgis 辐照量数据，多年平均的辐照量为 $4520\text{MJ}/\text{m}^2$ 。总辐射、直接辐射、散射辐射均为夏季大、冬季小。同期年平均日照时数为 1856.7 小时。

项目地区太阳能辐射资源丰富，日照充足，稳定度较高，从太阳能资源利用角度来说，在项目地区建设太阳能光伏电站是可行的。

3 工程地质

3.1 概述

3.1.1 工程概况

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村,项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线,场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

3.1.2 工作范围

设计地勘的要求如下:

光伏场区要求如下:

1. 勘测点的布置及钻孔深度除应满足《岩土工程勘察规范(2009 年版)》(GB50021-2001)和《太阳能发电站支架基础技术规范》(GB51101-2016)的规定外。建议还应满足以下要求:勘探点间距宜按场区场地的复杂程度确定:简单场地为 150m~300m;中等复杂场地为 100m~150m,复杂场地为 50m~100m。勘探点应在场区内均匀布置,并应涵盖场区内的各类地貌、地质单元,局部岩土层变化较大区域,应适当加密勘探点。

2. 详细查明不良地质作用的类型、成因、分布范围、发展趋势,提

出不良地质作用对光伏支架基础的影响及防治措施。

3. 确定场区的地震基本烈度和场地土类别及建筑场地类别。必要时
应分析预测地震效应，判别场地属于抗震有利、不利或危险地段。

4. 详细查明光伏场区区域下各层岩土的物理力学性质，提供各层岩
土的地基承载力等物理力学性能指标及其它设计所需的计算参数，提供本
工程所用桩基设计的有关参数，评价地基岩土层的工程特性，并提出基础
形式建议。

5. 光伏场区域拟采用小直径预制管桩或钻孔灌注桩，尤其是对场区
内素填土层必须提供“压缩模量 E_s ”、“承载力特征值 f_{ak} ”和“摩阻
力特征值 q_{sia} ”等与桩基设计相关参数，便于优化桩基基础的工程量。

6. 对光伏场区地基持力层的埋深、不均匀沉降、边坡稳定等主要工
程地质问题作出初步评价，并提出处理建议。

7. 详细查明场区内地下水类型、埋深及场地水、土对钢筋、混凝土
的腐蚀性，必要时尚应提供水位变化规律和土层的渗透性。

8. 分析和预测由于施工可能引起的地质灾害，并提出防治措施及建
议。

9. 未尽事宜应遵循《岩土工程勘察规范(2009 年版)》(GB50021-2001)
相关要求执行。

升压站要求如下：

1. 详细查明各建（构）筑物的地基岩土类别、层次、厚度及沿垂直
和水平方向的分布规律。

2. 详细查明不良地质作用的类型、成因、分布范围、发展趋势，提出不良地质作用对建（构）筑物的影响及防治措施。

3. 确定场区的地震基本烈度和场地土类别及建筑场地类别。必要时分析预测地震效应，判判别场地属于抗震有利、不利或危险地段。

4. 详细查明各层岩土的物理力学性质，提供各层岩土的地基承载力等物理力学性能指标及其它设计所需的计算参数，评价地基岩土层的工程特性，并提出基础形式建议。

5. 查明场区的特殊性岩土层的分布范围、分层厚度、结构及其物理力学性质等。

6. 对不均匀沉降、边坡稳定等主要工程地质问题作出初步评价，并提出处理建议。

7. 详细查明地下水类型、埋深及场地水、土对钢筋、混凝土的腐蚀性，必要时尚应提供水位变化规律和土层的渗透性。

8. 分析和预测由于施工可能引起的地质灾害，并提出防治措施及建议。

9. 勘测点的布置及钻孔深度应满足《岩土工程勘察规范（2009 年版）》（GB50021-2001）的规定，对基础下岩石风化程度及完整程度作出判别，且对基础之下是否有不良地质情况作出结论。

10. 若建（构）筑物需地基处理，请推荐地基处理措施，并预估处理效果。

11. 勘测点的布置建议按照，主要建（构）筑物和各电气室外设备底

下必须布置适量的勘探点；建议各建筑物四角布置勘探点，各室外设备底下各布置一个勘探点。（相邻较近的室外设备可在中心位置下布置一个勘探点）

12. 未尽事宜应遵循《岩土工程勘察规范（2009年版）》（GB50021-2001）、《建筑抗震设计规范》（GB50011-2008）、《变电所岩土工程勘测技术规程》（DL/T 5170-2002）及有关现行规程规范、及有关现行规程规范。

3.1.3 勘测程序

在开展可行性研究阶段勘测勘测工作之前，应充分收集区域地质资料、地震地质资料以及当地勘察资料；

初步查明光伏区及升压站地形地貌特征、地层岩性及其分布特征；

光伏区应进行地质调查，在以调查为主的基础上进行适当的勘探工作，采用洛阳铲勘探并进行轻型动力触探，钻孔深度为 4-5m；

在升压站地段，布置适量的勘探点，初步查明地层分布情况；

初步查明各地段地下水埋藏条件及地下水、土腐蚀性，调查了解特殊岩土及不良地质作用等的分布、发育特征及危害性；

选取有代表性的位置做土壤电阻率的测试；

现场条件差，天气炎热，注意保护人身、设备的安全；

注意对现场环境的保护；

3.1.4 技术标准

本次勘测依据的主要技术标准如下：

《岩土工程勘察规范》（GB 50021-2001）（2009 版）；
《变电所岩土工程勘测技术规程》（DL/T5170-2002）；
《电力工程岩土描述技术规程》（DL/T 5160-2015）
《建筑地基基础设计规范》（GB 50007-2011）；
《建筑桩基技术规范》（JGJ 94-2008）；
《土工试验方法标准》（GB/T 50123-1999）；
《建筑抗震设计规范》（GB 50011-2016 年版）；
《膨胀土地区建筑技术规范》（GB 50112-2013）；
《电力工程地质钻探技术规定》（DL/T5096-2008）；
《电力工程地基处理技术规程》（DL/T5024-2005）
《岩土工程勘察安全规程》（GB50585-2010）；
《电力岩土工程勘测资料整编技术规程》（DL/T 5093-2016）。

3.2 区域地质概况

湖北境内扬子准地台和秦岭褶皱系两个一级大地构造单元现今大致沿房县、襄樊、孝感、广济一线分界。北部为地壳相对活动的地区，属秦岭地槽区；南部是地壳相对稳定的地区，属扬子准地台。

秦岭褶皱系，呈北西向斜贯湖北省北部，南以青峰-襄樊-广济断裂带与扬子准地台分界。秦岭褶皱系划分为桐柏-大别中间隆起和南秦岭印支冒地槽褶皱带两个二级构造单元。南秦岭褶皱带由金鸡岭复向斜、武当复背斜、随应复背斜、襄枣断陷和北大巴山-随南复向斜五个三级构造单元

组成。

自有资料记载以来,湖北省共发生过多4.7级至6.5级之间的地震。其中较大的3次为788年竹山6.5级地震、856年咸丰6.25级地震和1932年麻城6级地震,地震位置均距离本项目较远。襄阳历史上发次两次5.0级及以上地震,分别是1620年5.0级和1633年5.0级。新中国成立后,没有发生过大的地震。(据湖北地震志、中国地震台网)

3.3 光伏场区及升压站岩土工程条件及评价

3.3.1 地形地貌

拟建场地在地貌单元类型上属丘陵地貌,场地较平坦,地形起伏较小。拟建工程场地区,未见岩溶、滑坡、泥石流、地面塌陷、地面沉降、采空区等不良地质作用,地基岩土稳定。

3.3.2 场地土类型与建筑场地类别

建设区域内各拟建场地的地貌类型相同,岩土层的工程特性相近,可进行大致的归类定名,并统一描述如下:

将场地岩土层划分为4个层组:其中第一层组为第四系全新统人工填土和耕植土(Q4ml)、鱼塘底部淤泥质土(Q4l)、第四系冲积可塑黏性土(Q4al)和第四系冲积硬塑黏性土(Q3al)。

场地内岩土层特征由上而下叙述如下:

1) ①1 人工填土(Q4ml),广泛分布于场区内,表层0.3m为耕植土,机耕道、田埂堆填厚度0.5-1m,土体成分以可塑状黏性土为主,局部含少量碎石,土体未专门碾压,孔隙比较大,黄褐色,稍湿~湿,呈松散~

稍密状态。

2) ①2 淤泥质土 (Q4l)，主要分布于鱼塘底部，鱼塘为人工开挖鱼塘，底部淤泥质土厚度约 0.5m，淤泥质土呈灰黑色~深灰色，软塑~流塑状，有腥臭味，土体含水量高，具有高缩性特点，力学强度低。

3) ②黏性土 (Q4al)，广泛分布于场区内，厚度 1.5~2.5m，灰褐色~黄褐色，稍湿~湿，呈可塑状态，含少量铁锰质结核。

4) ③黏性土 (Q3al)，广泛分布于场区内，钻孔揭露最大厚度 13m，黄褐色，湿~饱和，以硬塑为主，局部呈坚硬状态，含少量铁锰质结核，局部含少量碎石块。

3.3.3 地基与基础型式建议

工程场区地下水分为第四系上层滞水和第四系孔隙承压水两种类型。

1) 上层滞水

上层滞水主要赋存于场地素填土层内和黏性土层中，地下水水量较弱，主要受大气降水的补给，以渗流及蒸发排泄为主。土方开挖时应尽量避免雨季施工；若雨季施工，则应考虑地下水对施工场地的影响。

2) 孔隙承压水

孔隙承压水赋存于细砂 (Q3al) 和圆砾 (Q3al) 层中 (本次勘探未揭露)，根据场区地质结构及水位分析，场区孔隙承压水与清河水有密切的水力联系，水位随季节变化，枯水期地下水补给清河水，丰水期地下水受清河水补给，呈互补互排关系。

3.3.4 场地土类型与建筑场地类别

拟建光伏电场场地，地基土主要为中硬土，地势较低的水塘、水库附近有少量软塑 (~可塑) 粘性土分布，属中软土。

地势较高的岗顶及上部缓坡地段，地形开阔、平缓，地基土主要为均匀的中硬土，属建筑属建筑抗震**有利地段**；地势较低的冲沟底部、水塘、沟渠边等局部地段，有少量中软土分布，属建筑抗震**一般地段**。

3.3.4.1 地基与基础型式建议

本工程项目为“农光互补”，光伏板被架设在地面以上约 2.5m 高度，光伏板下面还需满足农业种植、交通等功能，其基础需要提供一定的上拔荷载，因此，建议采用深埋的独立基础、微型墩桩基础或预制混凝土管桩。

对于升压站中的建（构）筑物，可采用天然浅基础，采用独立基础或条形基础。

3.3.4.2 不良地质作用

根据现场调查工程场区不存在滑坡、崩塌、泥石流等不良地质作用。工程场区存在特殊性岩土，特殊性岩土主要为鱼塘底部淤泥质土。

淤泥质土呈灰黑色，软塑～流塑状，含较多腐殖质，有腥臭味，土体含水量高，具有高缩性、易触变的特点，力学强度低，易造成填土的不均匀沉降。工程场区淤泥质土规模较小，对工程建设影响较小。

4 工程规模

4.1 工程规模

常规能源资源的有限性和环境压力的增加，使世界上许多国家加强了对新能源和可再生能源技术发展的支持。近几年，国际光伏发电发展迅速，光伏发电已由补充能源向替代能源过渡。

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村。根据项目当地太阳能资源以及业主的开发计划，本工程规划装机容量 100MWp，规划用地面积约 2563 亩，采用农光互补方案。

4.2 工程建设的必要性

4.2.1 符合能源产业发展方向，有利于节能减排

我国能源将近 76%由煤炭供给，这种过度依赖化石燃料的能源结构已经造成了很大的环境、经济和社会负面影响。因此，大力开发太阳能、风能、生物质能等可再生能源利用技术是保证我国能源供应安全和可持续发展的必然选择。本项目建设符合国家能源发展政策，其作为清洁可再生能源，有助于节能减排，在减少燃煤电厂消耗煤炭资源的同时，缓解空气污染物排放对环境和生态造成的不利影响。

4.2.2 改善电网结构，满足电力负荷增长的需求

根据襄阳地区电力平衡计算结果，随着当地负荷的进一步增长，区内电源远不能满足当地用电需求，电力缺额呈逐年加大趋势。作为本地补充电源，项目的建成有利于实现就近供电，缓解当地供电压力，为当地负荷的进一步增长提供一定保障。

4.2.3 发挥当地太阳能资源优势，实现资源优势向经济优势转化

充分利用较好的清洁、丰富的太阳能资源进行发电，不仅可为电网提供清洁能源，还可以带动地区经济发展，同时以电力发展带动农业生产，推动农村经济以及各项事业的发展，具有明显的经济和社会效益。

综上所述，本项目的建设，符合国家能源产业政，有利于节能减排，同时光伏电站作为当地补充电源，可满足地区负荷增长的需求，带动当地经济建设的发展。因此，本光伏电站的建设是十分必要的。

5 太阳能光伏系统的选型、布置和发电量估算

5.1 光伏组件选型

5.1.1 太阳能光伏电池概述

太阳能光伏系统中最重要的是电池，是收集阳光的基本单位。大量的电池合成在一起构成光伏组件。太阳能光伏电池主要有：晶体硅电池(包括单晶硅Mono-Si、多晶硅Multi-Si)和薄膜电池(包括非晶硅电池、硒化铜铟CIS、碲化镉CdTe)。目前市场生产和使用的太阳能光伏电池大多数是用晶体硅材料制作的；薄膜电池中非晶硅薄膜电池占据薄膜电池大多数的市场。上述各类型电池主要性能如表5.1.1-1所示。

表 5.1.1-1 太阳能电池分类汇总表

电池种类	晶硅类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟硒
商用效率	17%~20%	15%~18%	5%~8%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20.30%	12.80%	16.40%	19.50%
使用寿命	25 年	25 年	25 年	25 年	25 年
组件层厚度	厚层	厚层	薄层	薄层	薄层
规模生产	已形成	已形成	已形成	已形成	已证明可行
环境问题	中性	中性	中性	有(使用镉)	除使用镉外 为中性
能量偿还时间	2~3 年	2~3 年	1~2 年	1~2 年	1~2 年
主要原材料	中	中	丰富	镉和碲化物都是稀有金属	铟是昂贵的 稀有金属
生产成本	高	较高	较低	相对较低	相对较低
主要优点	效率高	效率较高	弱光效应好	弱光效应好	弱光效应好
	技术成熟	技术成熟	成本较低	成本相对低	成本相对低

下面对各种太阳能电池分别详细介绍如下：

1) 晶体硅光伏电池

晶体硅仍是当前太阳能光伏电池的主流。单晶硅电池是最早出现，工艺最为成熟的太阳能光伏电池，也是大规模生产的硅基太阳能电池中，效率最高。单晶硅电池是将硅单晶进行切割、打磨制成单晶硅片，在单晶硅片上经过印刷电极、封装等流程制成的，现代半导体产业中成熟的拉制单晶、切割打磨，以及印刷刻版、封装等技术都可以在单晶硅电池生产中直接应用。大规模生产的单晶硅电池效率可以达到17%-20%。由于采用了切割、打磨等工艺，会造成硅原料的损失。



图 5.1.1.1-1 单晶硅组件、多晶硅组件和非晶硅组件

多晶硅电池的生产主要有两种方法，一种是通过浇铸、定向凝固的方法，制成多晶硅的晶锭，再经过切割、打磨等工艺制成多晶硅片，进一步印刷电极、封装，制成电池。浇铸方法制造多晶硅片不需要经过单晶拉制工艺，消耗能源较单晶硅电池少，并且形状不受限制，可以做成方便光伏组件布置的方形；除不需要单晶拉制工艺外，制造单晶硅电池的成熟工艺都可以在多晶硅电池的制造中得到应用。另一种方法是在单晶硅衬底上采

用化学气相沉积(CVD)等工艺形成无序分布的非晶态硅膜，然后通过退火形成较大晶粒，以提高发电效率。多晶硅电池的效率能够达到10%-18%，略低于单晶硅电池的水平。和单晶硅电池相比，多晶硅电池虽然效率有所降低。

2) 薄膜光伏电池

非晶硅电池是在不同衬底上附着非晶态硅晶粒制成的，工艺简单，硅原料消耗少，衬底廉价，并且可以方便的制成薄膜，具有弱光性好，受高温影响小的特性。自上个世纪70年代发明以来，非晶硅太阳能电池，特别是非晶硅薄膜电池经历了一个发展的高潮。80年代，非晶硅薄膜电池的市场占有率一度高达20%，但受限于较低的效率，非晶硅薄膜电池的市场份额逐步被晶体硅电池取代。

5.1.2 光伏组件国产化情况

晶体硅电池、非晶硅薄膜电池目前均可以实现国产；目前国内主要应用的光伏组件是单、多晶硅类组件，按目前的光伏发展，单晶硅组件效率、单体功率明显优于多晶硅，综合25年衰减也较多晶组件更低，其单晶硅组件也逐步成为光伏项目的首选。

5.1.3 光伏组件选型

目前国内市场上主流的太阳能电池产品主要是单晶硅型、多晶硅型。单晶硅和多晶硅组件的性能相比较优，价格也较为接近，本次按全部采用单晶硅组件考虑。本阶段选定540Wp/545Wp级单晶硅双面双玻璃组件，光伏电池组件各项性能指标(辐照度1000W/m²，电池温度25° C，大气质量AM

1.5)如表5.1.3-2。

表5.1.3-2 设计暂定的540Wp单晶硅组标准测试条件下的参数

额定功率 [Wp]	540
开路电压[V]	38.04
短路电流[A]	18.05
工作电压 [V]	32
工作电流 [A]	16.88
组件效率	20.7
最大系统电压 [V]	1500DC
短路电流温度系数	0.04%/K
开路电压温度系数	-0.25%/K
功率温度系数	-0.34%/K
熔断丝额定电流[A]	35
电池	5×11+5x11 片单晶硅电池片
接线盒	IP68, 3 个二极管
输出电缆	长度 1500mm, 直径 1×4mm ²
玻璃	低铁钢化玻璃, 3.2mm
封装材料	EVA
背板材料	玻璃
边框	氧化铝合金
尺寸	2384×1096×30mm (L×W×H)
最大抗压强度	符合 IEC61215 在 2, 400Pa 的测试要求
抗冰雹系数	直径 25mm 冰雹以 23m/s 速度撞击不损坏
工作温度	-40° C to +85° C

表5.1.3-3 设计暂定的545Wp单晶硅组标准测试条件下的参数

额定功率 [Wp]	545
开路电压[V]	38.19
短路电流[A]	18.14
工作电压 [V]	32.15
工作电流 [A]	16.96
组件效率	20.9

最大系统电压 [V]	1500DC
短路电流温度系数	0.04%/K
开路电压温度系数	-0.25%/K
功率温度系数	-0.34%/K
熔断丝额定电流[A]	35
电池	5×11+5x11 片单晶硅电池片
接线盒	IP68, 3 个二极管
输出电缆	长度 1500mm, 直径 1×4m m ²
玻璃	低铁钢化玻璃, 3.2mm
封装材料	EVA
背板材料	玻璃
边框	氧化铝合金
尺寸	2384×1096×30mm (L×W×H)
最大抗压强度	符合 IEC61215 在 2, 400Pa 的测试要求
抗冰雹系数	直径 25mm 冰雹以 23m/s 速度撞击不损坏
工作温度	-40° C to+85° C

5.2 逆变器选型

5.2.1 逆变器的技术指标

对于逆变器的选型，主要以以下几个指标进行比较。

1)逆变器输入直流电压的范围

由于太阳能电池组串的输出电压随日照强度、天气条件及负载影响，其变化范围比较大。就要求逆变器在能够在较大的直流输入电压范围内正常工作，并保证交流输出电压稳定。

2)逆变器输出效率

大功率逆变器在满载时，效率必须在90%或95%以上。中小功率的逆变器在满载时，效率必须在85%或90%以上。即使在逆变器额定功率10%的情

况下，也要保证90%(大功率逆变器)以上的转换效率。

3)逆变器输出波形

为使光伏阵列所产生的直流电经逆变后向公共电网并网供电，就要求逆变器的输出电压波形、幅值及相位等与公共电网一致，以实现向电网无扰动平滑供电。所选逆变器应输出电流波形良好，波形畸变以及频率波动低于阈值。

4)最大功率点跟踪

逆变器的输入终端电阻应自适应于光伏发电系统的实际运行特性。保证光伏发电系统运行在最大功率点。

5)可靠性和可恢复性

逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力、瞬时过载能力及各种保护功能，如：过电压情况下，光伏发电系统应正常运行；过负荷情况下，逆变器需自动向光伏电池特性曲线中的开路电压方向调整运行点，限定输入功率在给定范围内；故障情况下，逆变器必须自动从主网解列。

6)监控和数据采集

逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到远控室，其控制器还应有模拟输入端口与外部传感器相连，测量日照和温度等数据，便于整个电站数据处理分析。

逆变器主要技术指标还有：额定容量，输出功率因数，额定输入电压、电流，电压调整率，负载调整率，谐波因数，总谐波畸变率，畸变因数，峰值因数等。

另外，逆变器选型需满足《光伏电站接入电网技术规定》中与逆变器相关技术要求。

5.2.2 逆变器的选型

目前逆变器主要分为组串式逆变器和集中式逆变器。随着技术的进步，目前组串式逆变器容量一般在150~250kW级，采用多路MPPT进行跟踪，比较适合于大型地面、丘陵和屋顶分布式光伏场址；集中式逆变器容量一般在1000kW~3500kW，采用1~4路MPPT进行跟踪，比较适合于平坦的一般农田、戈壁、水上等地形起伏较小的站址。

本工程为农光互补项目，地形平整，坡度平缓，采用组串式逆变器与集中式逆变器都有较好的适应性。

下面对两种逆变器进行方案比较。

为便于比较，我们暂按照同样容配比来进行计算分析，假设对于3125kW级方阵，安装容量为288串（354.8kW），容配比为1.14左右。

单个方阵单元的典型布置图如下图5.2.2-1所示：

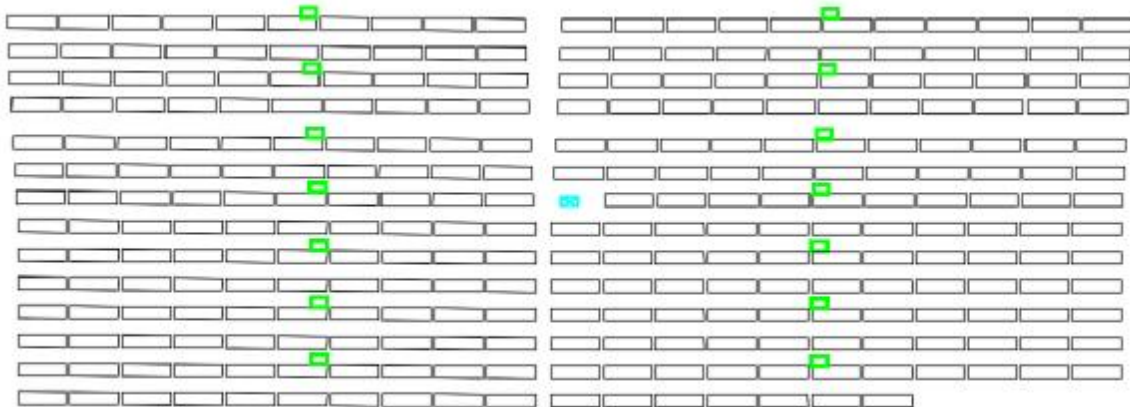


图 5.2.2-1 典型方阵布置示意图

本项目为农光互补项目，前后排桩间距按不小于7.3米考虑，且电缆

尽量沿支架方向横向敷设，尽量少的沿纵向敷设电缆，从而减少农业机械对直埋电缆的碾压。与常规典型方阵相比，此种敷设方案电缆量会有所增加。

采用集中式逆变器与采用组串式逆变器的主要设备造价估算表如下

表5.2.2-1,2所示:

表 5.2.2-1 采用集中式逆变器主要设备造价估算

序号	设备名称	型号	单位	数量	设备单价(元)	总价 (万元)
1	箱逆变成 套设备	3125kW	台	1	700000	70
2	直流汇流 箱	24 进 1 出	台	14	4000	5.6
3	光伏电缆	PV1-F 1500V DC	米	53000	3.5	18.55
4	直流电缆	YJV22-1.8/3-2X120	米	3000	170	51
合 计						145.15

表 5.2.2-2 采用组串式逆变器主要设备造价估算

序号	设备名称	型号	单位	数量	设备单价(元)	总价 (万元)
1	组串逆变 器	196kW	台	17	29400	49.98
2	箱变	3150kVA	台	1	350000	35
3	光伏电缆	PV1-F 1500V DC	米	40000	3.5	14
4	交流电缆	YJV22-1.8/3-3X70	米	3500	135	47.25
合 计						146.23

从上表可以看出，从设备费用上估算，采用组串式逆变器会增加投资1.1万元，另安装费用两种方案几乎相同，因此本项目采用集中式逆变器方案。

光伏阵列布置方案造成的线缆数量变化以及在设备招标采购中逆变器设备价格的波动，会对比较造成一定影响。

本工程为农光互补项目，地形平整，坡度平缓，采用组串式逆变器与集中式逆变器都有较好的适应性。

下面对两种逆变器进行方案比较。

从技术上进行分析，技术比较表见表5.2.2-3。

表 5.2.2-3 逆变器选型技术比较表

	组串式逆变器	集中式逆变器
超装比例	超装比例较小	超装比较大
检修维护	如有故障，整体更换，维护较为方便	逆变器数量少，维护方便，但是配套的直流汇流箱有较大的维护工作量。
整体效率	多路 MPPT,整体效率略高	单路 MPPT，整体效率略低
故障影响	单机故障对整体发电几乎无影响	一旦故障，造成大面积停电
对土建影响	工作量小	工作量略大

从上表可以看出，从技术上看，考虑到组串式逆变器采用多路MPPT，整体发电量略优，且运维工作量小，故障情况下对光伏电站发电量的影响小。

从经济性上分析，逆变器单价上来看集中式逆变器有一定的优势，但是结合到安装、线缆等综合判断，两种方案的经济性上相当。

本工程方案暂按集中式逆变器方案进行规划。在项目实施阶段应结合各逆变器的招标报价情况进行选择。

拟选择的3125kW集中式逆变器的主要参数如下表：

表 5.2.2-4 集中式逆变器主要技术参数表

直流输入	最大输入电压（V）	DC1500
	最大输入电流（A）	4178
	最大输入数	24
	MPPT 跟踪范围（V）	875~1500
	MPPT 数量	1

交流输出	额定交流输出功率 (kW)	3125
	最大交流有功输出功率 (kW) ($\cos \phi = 1$)	3593
	工作频率范围 (Hz $\pm$ %)	50Hz
	中国效率 (%)	98.5%
	最大效率 (%)	99%
	功率因数	功率调节范围 0.8 (超前) ~ 0.8 (滞后)
	电流总谐波畸变率 (%)	<3% (额定功率)
	夜间自耗电 (W)	<500W
基本功能	过/欠压保护 (有/无)	有
	过/欠频保护 (有/无)	有
	防孤岛效应保护 (有/无)	有
	过流保护 (有/无)	有
	内部短路保护 (有/无)	有
	防反放电保护 (有/无)	有
	极性反接保护 (有/无)	有
	过载保护 (有/无)	有
	低电压穿越功能 (有/无)	有
	零电压穿越功能 (有/无)	有
	高电压穿越功能 (有/无)	有
	(高、低、零电压) 反复穿越功能 (有/无)	有
	电网相序自适应功能 (有/无)	有
	有功功率控制功能 (有/无)	有
	并网点电压自动控制功能 (有/无)	有
	功率因数控制功能 (有/无)	有
	无功补偿功能 (有/无)	有
	电网调频、调峰功能 (有/无)	有
	数学模型 (有/无)	有
	对光伏阵列的保护 (有/无)	有
	逆变器输出直流分量超标保护 (有/无)	有
安全要求	绝缘电阻检测	有
	外壳防护等级	IP55(逆变器)/IP54 (其他)
RS485 通讯接口 (有/无)		有
工业以太网通讯接口 (有/无)		有
尺寸	长×宽×厚 (mm)	6058x2896x2438

寸	重量 (kg)	18000
文件要求	产品说明书 (有/无)	有
	用户手册 (有/无)	有
	产品合格证 (有/无)	有
	保修卡 (有/无)	有
电磁兼容	传导发射	符合 GB 7260.2-2009 中附录 A 的规定
	辐射发射	符合 GB 7260.2-2009 中附录 A 的规定
	静电放电抗扰度	符合 GB/T 17626.2-2006 的规定
	射频电磁场辐射抗扰度	符合 GB/T 17626.3-2006 的规定
	电快速瞬变脉冲群抗扰度	符合 GB/T 17626.4-2008 的规定
	浪涌 (冲击) 辐射抗扰度	符合 GB/T 17626.5-2008 的规定
	射频场感应的传导骚扰抗扰度	符合 GB/T 17626.6-2008 的规定
	电压波动抗扰度	符合 GB/T 17626.14-2005 的规定
	工频磁场抗扰度	符合 GB/T 17626.8-2006 的规定
	阻尼振荡波抗扰度	符合 GB/T 17626.12-2013 的规定

逆变器选型满足《光伏电站接入电网技术规定》中与逆变器相关技术要求。

5.2.3 高海拔下逆变器的降容

由于本工程站址海拔不高，逆变器不存在降容的问题。

5.3 方阵运行方式

在光伏发电系统的设计中，光伏组件阵列的安装方式对发电系统接收到的太阳总辐射量有很大的影响，从而影响到光伏发电系统的发电能力。光伏组件的安装方式有固定式、倾角季度调节式和自动跟踪式三种型式。其中自动跟踪式包括单轴跟踪式和双轴跟踪式。单轴跟踪式(即水平单轴跟踪、斜单轴跟踪)只有一个旋转自由度即每日从东往西跟踪太阳的轨迹；双轴跟踪式(全跟踪)具有两个旋转自由度，可以通过适时改变方位角和倾

角，来跟踪太阳轨迹。

对于自动跟踪式，其倾斜面上能最大程度地接收太阳总辐射量，从而增加发电量。经初步计算，若采用水平单轴跟踪方式，系统理论发电量(指跟踪式自日出开始至日落结束均没有任何遮挡的理想情况下)可提高15%~20%(与固定式比较)，若采用斜单轴跟踪方式，系统理论发电量可提高25%~30%(与固定式比较)，若采用双轴跟踪方式，系统理论发电量可提高30%~35%(与固定式比较)。在此条件下，以固定安装式为基准，对1MWp光伏阵列采用三种安装方式比较见表5.3.1-1。

表 5.3.1-1 阵列各种安装方式比较

项目	固定式	斜单轴跟踪方式	双轴跟踪方式
发电量(%)	100	127.25	131
占地面积(万 m ²)	3	6.4	6.8
支架造价	0.5 元/Wp	3.1 元/Wp	4.4 元/Wp
支架费用(万元)	70	310	440
估算电缆费用 (万元)	90	189	203
直接投资增加百分比(%)组件采用单晶硅	0	28.20%	41%
运行维护	工作量小	有旋转机构，工作量较大	有旋转机构，工作量更大
支撑点	多点支撑	多点支撑	单点支撑
板面清洗	布置集中，清洗方便	布置分散，需逐个清洗，清洗量较大	布置分散，需逐个清洗，清洗量较大

由表中数据可见，固定式与自动跟踪式各有优缺点：固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护；自动跟踪式初始投资较高、需要一定的维护，但发电量较倾角最优固定式相比有较大的提高。若自动跟踪式支架造价能进一步降低，设备的可靠性和稳定性不断提高，则其发电量增加的优

势将比较明显；同时，若能较好解决电池阵列同步性及减少运行维护工作量，则自动跟踪式系统相较固定安装式系统将更有竞争力。

经过对固定式和跟踪式两种安装方式的初步比较，固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护，而自动跟踪式虽然能增加一定的发电量，但目前初始投资相对较高、且后期运行过程中需要较大的维护量，运行费用相对较高，另外电池阵列的同步性对机电控制和机械传动构件要求较高。

根据以上综合分析，本工程选用固定式安装方式。

5.4 组件串并联设计

组件串电压应符合的逆变器直流电压输入参数为：

（1）在极端最低气温下、辐照度 $200\text{W}/\text{m}^2$ 、风速 $1\text{m}/\text{s}$ 时，组件串的开路电压不超过逆变器允许的最大开路电压；

（2）在极端最高气温下、辐照度 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 、风速 $1\text{m}/\text{s}$ 时，组件串的工作电压尽可能在逆变器的MPPT电压范围内；

（3）在极端最低气温下、辐照度 $200\text{W}/\text{m}^2$ 、风速 $1\text{m}/\text{s}$ 时，组件串的工作电压尽可能在逆变器的MPPT电压范围内；

在计算组件串联数量时，必须根据组件的工作电压和逆变器直流输入电压范围，同时需要考虑组件的工作电压温度系数、开路电压温度系数，合理确定最佳串联数，从而获得最大发电量输出。

光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电阻性能参数宜保持一致，光伏组件的串联数应按下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{dc\max}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]}$$

$$\frac{V_{mppt\ min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mppt\ max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]}$$

式中：

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数；

N ——光伏组件的串联数(N 取整)；

t ——光伏组件工作条件下的极限低温($^{\circ}C$)；

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温($^{\circ}C$)；

$V_{dc\ max}$ ——逆变器允许的最大直流输入电压(V)；

$V_{mppt\ max}$ ——逆变器MPPT电压最大值(V)；

$V_{mppt\ min}$ ——逆变器MPPT电压最小值(V)；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压(V)；

V_{pm} ——光伏组件的工作电压(V)。

考虑到项目所在地区冬季辐照值较低，在早晨逆变器开机前，在这种辐照值条件下，组件实际开路电压低于STC工况下的开路电压。由此判断，冬季出现极端最低温度时辐照度不会超过 $200\ W/m^2$ 。保守考虑，计算历史极端最低气温 $-13^{\circ}C$ 、辐照度为 $200W/m^2$ 时，组串的开路电压。

组件在极端低温工作时

根据拟选用的逆变器的MPTT电压跟踪范围及拟选用的组件的允许的最大直流开路电压。

表 5.4-1 组串中组件数目比选表

每串组件数目	35	36	37	38
极端最低气温时的组串开路电压	1382.22	1421.71	1461.21	1500.70
极端最低气温下组串 MPPT 电压	951.63	978.82	1006.01	1033.20
极端最高气温下 MPPT 电压(V)	1185.90	1219.79	1253.67	1287.55

综合考虑本工程布置容量及电池板布置场地实际情况，每串组件数取36块。

5.5 光伏发电单元布置方案

5.5.1 方位角选择

由于本工程为平地光伏，为便于组件安装施工，组件采用最佳倾角方案。组件朝南布置，方位角为0。

5.5.2 倾角选择

从计算得到的太阳能水平辐照量数据，需要换算成光伏阵列倾斜面的辐射量才能进行发电量的计算。

对于某一倾角固定安装的光伏阵列，所接受的太阳辐射能与倾角有关。

为了准确计算最佳倾角，考虑散射影响，利用天空各向同性模型进行计算并利用 PVSYST 软件验证。

根据资源分析所得到的太阳能辐射数据来进行计算，具体数据见表3.5-1。

表 3.5-1 不同倾斜面各月的太阳辐射量(MJ/m²)

倾角 β	5°	10°	15°	20°	21°	25°
1 月	183.85	209.39	211.60	212.70	212.86	212.70

2 月	232.23	264.49	267.28	268.68	268.88	268.68
3 月	296.74	337.96	341.53	343.31	343.56	343.31
4 月	406.40	462.86	467.74	470.18	470.53	470.18
5 月	454.78	517.97	523.43	526.16	526.55	526.16
6 月	461.23	525.31	530.85	533.62	534.02	533.62
7 月	522.51	595.11	601.38	604.52	604.97	604.52
8 月	477.36	543.68	549.41	552.28	552.69	552.28
9 月	370.92	422.45	426.91	429.14	429.45	429.14
10 月	299.96	341.64	345.24	347.04	347.30	347.04
11 月	229.00	260.82	263.57	264.94	265.14	264.94
12 月	187.07	213.06	215.31	216.43	216.59	216.43
全年	4122.06	4694.76	4744.25	4769.00	4772.54	4769.00

从上表可以看出，倾角等于 21° 时全年接受到的太阳能辐射能量最大，为 $4784.4\text{MJ}/\text{m}^2$ 。但由于本工程布板面积有限，因此组件采用倾角 15° 布置，方能满足 100MWp 装机容量。倾角等于 15° 时全年接受到的太阳能辐射能量为 $4744.25\text{MJ}/\text{m}^2$ 。相较最佳倾角时减少仅 0.85% 。

故本工程太阳能光伏阵列安装倾角选择为 15° 。

5.5.3 光伏方阵的构成

根据拟采用的支架形式，光伏组件采用竖向布置，单个光伏方阵由28块光伏组件构成，考虑区域极限最大风速为 25.2m/s ，相邻组件间距设计为 20mm 。

5.5.4 固定式方阵南北向及东西向间距计算

固定式光伏阵列通常成排安装，一般要求在冬至影子最长时，两排光伏阵列之间的距离要保证在当地真太阳时上午9点到下午3点之间前排不

对后排造成遮挡。在水平面垂直竖立的高为L的木杆的南北方向影子的长度为Ls，Ls/L的数值称为影子的倍率。影子的倍率主要与纬度有关，一般来说纬度越高，影子的倍率越大。

$$\sin \alpha = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega$$

$$\sin \beta = \cos \delta \sin \omega / \cos \alpha$$

$$Ls/L = \cos \beta / \tan[\arcsin(0.648 \cos \phi - 0.399 \sin \phi)] \quad \text{式}$$

(5.5-1)

其中， ϕ 为当地纬度； δ 为太阳赤纬，冬至日的太阳赤纬为-23.5度； ω 为时角，上午9:00的时角为45度； α 为太阳高度角； β 为太阳方位角。

本站站址的纬度约为北纬31.57°，计算得当地冬至上午9:00影子的南北向的影子倍率为2.03。故当电池板布置于平地采用最佳倾角布置时候，前后排单元光伏阵列桩间距d为6.5米。本项目地形平缓，东西间距按照0.5米布置。由于支架高度为2.6米，组件间间距不影响人员通行。

5.5.5 组件横排、竖排布置比较

组件目前有两种常见的布置方法，横排和竖排布置，见图 5.5.5-1 和图 5.5.5-2。



图 5.5.5-1 组件竖排布置



图 5.5.5-2 组件横排布置

组件的内部接线原理图如图 5.5.5-3:

产生热斑效应。

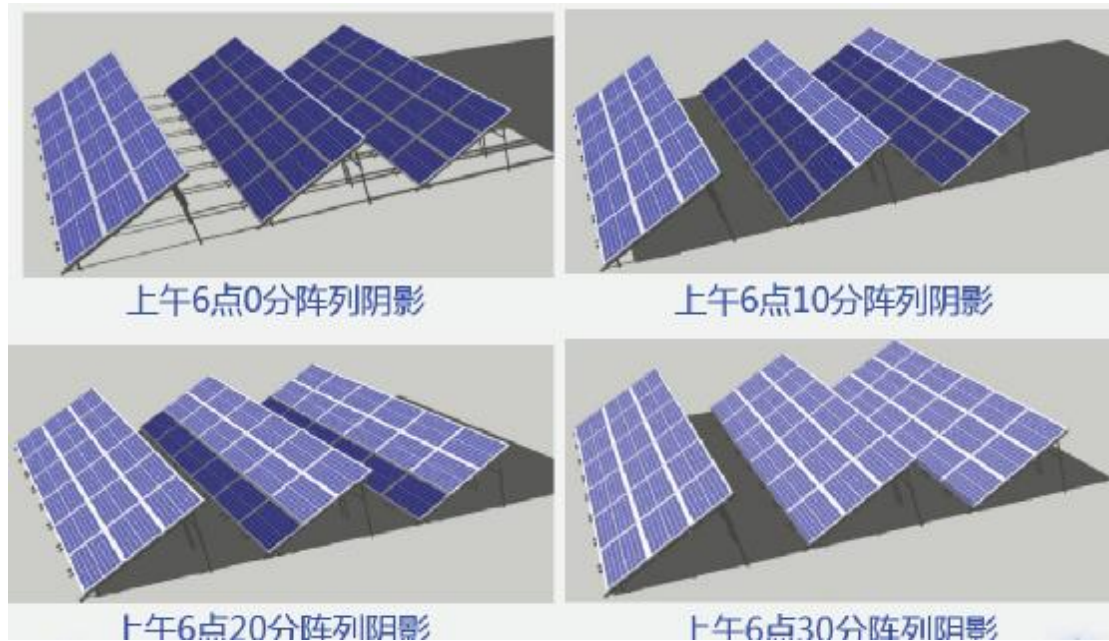


图 5.5.5-4 横排布置阴影遮挡图

通过以上分析，根据太阳能组件的内部接线原理图可以明显判断，从系统效率、保护组件的角度考虑，同等容量的组件当出现阴影遮挡时，横排较竖排发电量效率较高。但考虑本项目建设场址为农光互补项目，支架较高，采用竖向布置施工难度较小，但对组件背板遮挡较为严重，综合考虑本项目推荐采用 4x7 横向布置。

5.5.6 站区内建构筑物遮挡分析

本项目光伏站区内为一般农田，主要影响光伏布置的建构筑物主要有坟地、110kV 架空线，10kV 农网线路等。

对于部分坟地，布置上进行规避，保证坟墓周边 10 米距离，并保留通道至站内道路。

对于架空线路，导线对光伏阵列的影响可以忽略，但是应考虑杆塔对组件的阴影影响。且在组件基础施工时，应特别注意架空线杆塔的接地网。

5.6 光伏组串及光伏发电单元接线

5.6.1 光伏逆变器容量选择

本工程采用集中式逆变器，且组件和逆变器采用1500V系统，增大方阵容量能进一步节省造价。综合目前市场上主流产品，采用3125kW级逆变器。

5.6.2 光伏发电单元接线

本项目本期共计采用540Wp/545Wp单晶硅双面双玻璃组件，共计100MWp。36个组件组成1个组串，每个方阵布置约184个光伏组串，每12个组串接入直流汇流箱后，接入1台3125kW箱逆变器一体化设备，全站共设置28个套箱逆变一体化设备，经升压成35kV后，通过集电线路接入升压站35kV配电装置。平均每台箱逆变器一体化设备容配比约为1.13。

5.7 辅助设计方案

由于本工程所处环境为一般农田，周边有村庄。离市区较远，环境相对较好，电池组件不容易积尘影响发电效率，考虑到本项目为农光互补项目，在对农作物收割的时候，可能会增加一些浮沉影响光伏板。故应在收割后尽快组织清洗工作。

又可能因为偶发状况比如候鸟迁徙等留下粪便，或者其他情况造成组件清洁程度不够，这样可以对光伏组件进行不定期的清洗，清洗办法是采用取水车从升压站取得冲洗水，运至组件区域，采用人工进行局部的清洗。清洗时间安排在日出前或日落后。

另外，降雪后由于积雪的覆盖也会导致光伏板所接受的太阳辐射量降

低，对光伏电站的发电量有一定影响。由于本地区降雪量较小，而且冬季时候太阳辐照量较小，对于发电量的损失也就较小。

5.8 发电量计算

5.8.1 系统效率计算

系统效率包括：阵列效率、低压汇流及逆变效率、交流并网效率。

并网光伏发电系统的发电量计算与当地的太阳辐射量、电池组件的总功率、系统的总效率等因素有关。并网光伏系统效率指的是：系统实际输送上网的交流发电量与组件标称容量在没有任何能量损失情况下理论发电量之比。并网光伏发电系统的总效率由光伏阵列效率、低压汇流及逆变器效率、交流并网效率等确定。

其中：

- 1) 光伏阵列效率为光伏阵列去除能量转换过程中的损失，包括光伏组件的温度影响损失、表面灰尘遮挡损失、匹配损失、阴影遮挡损失、直流压降失配损失等。
- 2) 低压系统效率主要考虑低压交流线损、直流线损以及逆变器效率等。
- 3) 交流并网效率是指从逆变器输出至高压电网的传输效率，包括升压变压器的效率和交流线损效率等。

根据项目所述的技术方案和各项技术先进性措施后，估计项目系统效率可达到 81.5%，见下表 5.8.2-1：

表 5.8.1-1 系统效率折减项分析表

序号	折减	光伏电站系统效率
1	温度损失	3%
2	光伏组件匹配损失	2%
3	弱光条件下发电量损失	2%

4	光伏组件污染损失	4%
5	地形、植被、光伏阵列间遮挡损失	2%
6	直流线损	1.5%
7	逆变器转化损失	2 %
8	交流侧线损	1.5%
9	升压变压损耗	1.50%
10	其他损失	1%
合计	综合系统效率	81.5%

5.8.3 发电量计算

本项目在15度倾角时，倾斜面辐照量为1317.85kWh/m²，组件背板增益按4%考虑，不含折减的首年利用小时数为：

$$1329 \times 81.5\% \times 1.04 = 1117.01 \text{ 时。}$$

本项目本期安装容量为100MWp，本项目系统全寿命运行时间为 25 年。按照光伏组件衰减特性，单晶组件衰减率按首年衰减 2%、之后25年衰减不超过15.05%计算。

表 5.8.3-3 光伏系统 25 年发电量统计表

第 n 年	折减系数	第 n 年发电量 (MWh)	按 110MW 计算第 n 年 年利用小时数(h)
0（不含折减）	1.0000	111700.81	1117.01
1	0.9800	109466.80	1094.67
2	0.9746	108859.42	1088.59
3	0.9691	108252.05	1082.52
4	0.9637	107644.68	1076.45
5	0.9583	107037.30	1070.37
6	0.9528	106429.93	1064.30
7	0.9474	105822.56	1058.23
8	0.9419	105215.18	1052.15

第 n 年	折减系数	第 n 年发电量 (MWh)	按 110MW 计算第 n 年 年利用小时数(h)
9	0.9365	104607.81	1046.08
10	0.9311	104000.44	1040.00
11	0.9256	103393.07	1033.93
12	0.9202	102785.69	1027.86
13	0.9148	102178.32	1021.78
14	0.9093	101570.95	1015.71
15	0.9039	100963.57	1009.64
16	0.8984	100356.20	1003.56
17	0.8930	99748.83	997.49
18	0.8876	99141.45	991.41
19	0.8821	98534.08	985.34
20	0.8767	97926.71	979.27
21	0.8713	97319.33	973.19
22	0.8658	96711.96	967.12
23	0.8604	96104.59	961.05
24	0.8549	95497.21	954.97
25	0.8495	94889.84	948.90
25 年年均		102178.32	1021.78

经计算，本期安装容量 100MWp，根据倾斜面辐射量、系统效率计算出首年末衰减小时数 1117.01h，本项目系统全寿命运行时间为 25 年，按照光伏组件特性衰减特性。预计电站首年上网电量 109466.80MWh，首年利用小时数为 1094.67h，25 年年均发电量为 102178.32MWh，年均利用小时数为 1021.78h。

5.9 主要设备材料表

表 5.9-1 主要设备材料表

序号	设备名称	单位	数量	设备型号及规格	备注
1	单晶硅组件	MW	100	540Wp/545Wp, 单晶硅	
2	固定支架				列入结构专业清单
3	3125kW 级箱逆变一体化设备（油变）	台	28		
4	光伏专用电缆	km	1580	PV1-F-1*4mm ² （防鼠）	
5	直流汇流箱	套	392		
6	1.5kV 直流电缆	km	90	ZRC-YJV22-1.8/3- 2x120	
7	35kV 电缆	km	6.4	YJLV22-26/35-3×70	
8	35kV 电缆	km	3	YJLV22-26/35-3×95	
9	35kV 电缆	km	2.6	YJLV22-26/35-3×185	
10	35kV 电缆	km	3.5	YJLV22-26/35-3×240	
11	35kV 电缆	km	3.5	YJLV22-26/35-3×400	
12	35kV 电缆终端	套	50		
13	35kV 电缆中接头	套	10		
14	电力 PVC 管	km	50	Φ 32	
15	电力 PVC 管	km	0.5	Φ 50	
16	电力 PVC 管	km	10	Φ 80	
17	电力 PVC 管	km	0.5	Φ 100	
18	水平接地体	km	65	60x6, 热镀锌	
19	垂直接地极	km	0.8	L50x50X5 L=2.5m 镀锌	
20	黄绿接地铜绞线	km	60	1x4mm ²	
21	黄绿接地铜绞线	km	0.5	1x10mm ²	

6 电 气

6.1 电力系统接入

6.1.1 电力系统现况

6.1.1.1 襄阳电力系统现状

襄阳市位于湖北省西北部，北接河南省南阳市，东邻随州市，西与神龙架、十堰接壤，南与荆门相连。襄阳市土地总面积 1.97 万平方公里，共辖 3 个县级市，3 个县，3 个区，分别为：宜城市、宜城市、老河口市、谷城县、南漳县、保康县、樊城区、襄城区、襄州区襄阳市行政区划示意如图所示。



图 6.1-1 襄阳市行政区划示意图

2019 年，襄阳全社会用电量 163.3 亿 kWh，襄阳全社会最大负荷

313.1 万kW，其中统调最大负荷283.1万kW。用电户数为194.23万户，售电量为 139.11 亿 kWh。

襄阳电网全网发电装机呈现以火电为主、水电为辅、新能源发电并济发展格局，截至 2019 年，襄阳市 110 千伏公用电厂装机容量为 138.62 万kW， 35 千伏公用电厂装机容量为 37.85 万 kW，10千伏公用电厂装机容量为 31.37 万 kW，0.38 千伏公用电厂装机容量 为 9.24万 kW。截至 2019 年底，襄阳电网共有 500kV 变电站 2 座、主变 4 台、容量 400 万 kVA；220kV 变电站 13 座，主变 24 台、容量共计 405 万 kVA；全市公网有 110kV 公用变电站 66 座，主变 124 台，容量 522.85 万 kVA。全市公网共有 110kV 线路 129 条，110kV 线路总长度 1538.99km。

6.1.1.2 宜城市电力系统现况

宜城市位于湖北省中西北部，汉水中游，东与宜城、随州市接壤，南与钟祥、荆门市毗连，西与南漳接壤，北与襄阳区交界，东距省会武汉 332 公里。汉水由西北向东南直贯全境，焦枝铁路由北向南穿过市西境，207 国道襄沙公路纵贯市境中部。宜城市土地总面积 2115 平方公里，共辖 8 个镇，1 个省级经济开发区，1 个省级循环经济经济试点园区，2 个街道，分别为：小河镇、郑集镇、孔湾镇、刘猴镇、王集镇、板桥店镇、雷河镇、流水镇、宜城经济开发区、大雁工业园区、鄢城街道、南营街道。至 2019 年底，宜城市常住总人口为 54.85 万人。行政区划示意如图所示。



图6.1-2 宜城市行政区划示意图

2019 年，宜城市全社会用电量 15.02 亿 kWh，宜城全社会最大负荷 30.64 万 kW。截至 2019 年，宜城市 110kV 及以下公用电厂装机容量为 29.46 万 kW，其中 110kV 公用电厂装机容量为 18.5 万 kW，35kV 公用电厂装机容量为 8.4 万 kW。

截至 2019 年底，宜城电网共有 220kV 变电站 2 座，主变 3 台、容量共计 51 万 kVA；宜城公网有 110kV 公用变电站 6 座，主变 11 台，容量 39.9 万 kVA。110kV 线路 13 条，110kV 线路总长度 195.6km。

6.1.1.3 电力需求预测

参考《国网襄阳供电公司“十三五”规划滚动修编报告》，结合襄阳市城市发展及最新负荷报装情况，对襄阳市 2020-2025 年负荷及用电情

况进行预测，预测结果见下表。

襄阳市电量负荷预测表

单位：万 kW 亿 kWh

	2019 年	2020 年	十三五 平均增 长率	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	十四五 平均增 长率
全社会最大负荷	313	378	8.10%	397	416	433	446	465	4.24%
全社会用电量	165	184	7.78%	190	200	208	214	223	4.00%

依据宜城市配电网规划负荷预测数据，结合宜城市近几年城市发展及远期工业发展规划情况，对宜城市 2020-2025 年负荷及用电情况进行预测，预测结果见下表。

表 6.1-2 宜城市电量负荷预测表

单位：万 kW 亿 kWh

	2019 年	2020 年	十三五 平均增 长率	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	十四五 平均增 长率
全社会最大负荷	31	33	11.32%	34	34	35	36	37	2.33%
全社会用电量	15	16	10.53%	16	17	17	18	19	2.95%

6.1.1.3 电力平衡计算结果

从宜城市电力平衡计算结果可以看出，2021 年宜城电网春小方式需外送 29 万 kW 电源出力。

表 6.1-3 宜城市电网电力平衡计算表

单位：万 kW

	2019	2020	2021	2025
一、负荷预测	13.79	14.65	15.09	16.44
负荷	12.41	13.19	13.58	14.80
备用负荷	1.38	1.47	1.51	1.64
二、全社会总装机	29.45	51.95	58.95	58.95
2、110kV 及以下总装机	29.45	51.95	58.95	58.95
(1) 火电	2.4	2.4	2.4	2.4

(2) 水电	0	7.5	7.5	7.5
(3) 风电	18.5	23.5	30.5	30.5
(4) 光伏	7.21	17.21	17.21	17.21
(5) 其他	1.34	1.34	1.34	1.34
三、电源可利用容量	21.69	37.14	42.74	42.74
2、110kV 及以下总装机	21.69	37.14	42.74	42.74
(1) 火电	1.2	1.2	1.2	1.2
(2) 水电	0.0	3.8	3.8	3.8
(3) 风电	14.8	18.8	24.4	24.4
(4) 光伏	5.6	13.3	13.3	13.3
(5) 其他	0.1	0.1	0.1	0.1
四、电力盈(+) 亏(-)	7.9	22.5	27.6	26.3
五、220kV 变电容量	51	51	51	51
六、需要 220kV 下网容量	-9.28	-23.95	-29.15	-27.94

6.1.2 接入方案

本项目升压站新建一回 110kV 线路至 110kV 邓林变，新建线路长度约 9km，导线截面为JL/G1A-300。

具体接入方式以本项目接入系统方案及审查意见为准。

6.2 电气一次

6.2.1 光伏电站配电系统

6.2.1.1 光伏方阵配电系统

本工程为农光互补光伏电站，光伏电池板采用固定倾角安装，36块电池组件（540Wp/545Wp）串联成一个电池组串。12串组件接入一台直流汇

流箱，多台汇流箱接入一套3125kW级集中逆变器设备。

6.2.2.2 逆变和升压单元

光伏方阵输出电压为DC1500V电压，采用“一阵一变”单元式接线，对于多逆变器发电单元和升压箱变所组成的光伏阵列组设置一个逆变升压单元。

本项目采用二级汇流方案，组串通过直流汇流箱汇流后，再接入集中逆变升压成套装置。经箱变升压至 35kV，通过集电线路送至 110kV 升压站 35kV 配电装置。

该接线具有电能损耗少、接线简单、操作方便、任意一组光伏设备故障不会影响到其光伏设备正常运行等特点。

6.2.1.3 集电线路方案

考虑到光伏电站送出方向，本项目升压站布置于整个光伏电站的东部，本工程集电线路主要采用电缆型集电线路。本期工程集电线路根据光伏阵列的布置位置情况，每约5~6个光伏阵列逆变器组成一个集电线路单元，将28台箱变单元分为5组，共敷设5回集电线路至升压站35kV电气配电楼。根据回路最大电流选择导线载流量，并考虑降容系数。

对于电缆型集电线路采用直埋敷设，电缆铠装层主要应具有抗压功能，但不需要具备阻燃功能。本项目暂采用35kV铝芯三芯铠装电缆。

本项目采用全电缆方案，各个光伏区内部采用电缆直埋，路径沿站区检修道路敷设。对于各个场区到升压站的敷设路径，主要原则是沿着道路敷设，便于敷设检修维护。

6.2.1.4 光伏电站配电系统主要电气设备

1) 升压变压器

升压变压器选用箱逆变一体化设备，其中箱变容量3125kVA，电压 $36.75\pm 2\times 2.5\%/1.5\text{kV}$ ，联接组别D，y11接线，阻抗电压 $U_d=6.5\%$ 。

2) 35kV集电线路

箱变高压侧采用35kV电力电缆连接，采用电缆直埋敷设方式。根据回路最大电流选择导线载流量，并考虑降容系数。经计算电缆选用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套铠装铝芯电缆：YJLV22-26/35-3 $\times$ 70，YJLV22-26/35-3 $\times$ 95，YJLV22-26/35-3 $\times$ 185，YJLV22-26/35-3 $\times$ 240，YJLV22-26/35-3 $\times$ 400。

6.2.1.5 光伏电站配电设备布置

1)逆变器布置

箱逆变一体化设备逆变器布置在方阵中，合理布置，减少电缆用量以及电缆敷设工作。

2)集电线路路径选择

电缆集电线路的路径选择，充分考虑以下原则：

- a. 电缆线路尽量短；
- b. 电缆集电线路所带光伏方阵容量均匀分布；
- c. 尽量减少各电缆集电线路及其它管线的交叉；
- d. 集电线路尽量直接敷设在光伏站内道路旁。

6.2.2 电气主接线

6.2.2.1 电气主接线

升压站设置一台主变，主变压器选型为SZ11-100000/110型自冷双卷有载调压升压变压器，容量为100000kVA，电压等级115±8×1.25%/36.75kV，接线组别为YN，d11。主变压器高压侧电压等级110kV，110kV采用线变组接线方案。主变压器110kV侧中性点可采用不接地或直接接地等不同方式运行。

主变压器低压侧分别设置一段35kV母线，设置1回主变进线回路，5回集电线路馈线回路，1回站用接地变回路，1回SVG回路，1回PT回路，共9个间隔。

在35kV母线分别装设一套20MVar的无功补偿装置，采用水冷SVG型式。升压站可以实现无功在-20MVar~+20MVar范围之间的动态调节，最终无功补偿方案以接入系统报告批复意见为准。

主变低压侧35kV母线，装设站用接地变一台，型号为DKSC-740/36.75-250/0.4，总容量为740kVA，其中站用变容量为315kVA，中性点电阻选择为111.4欧姆/10s。

6.2.2.2 变电站短路电流计算

本光伏电站110kV侧短路电流按40kA进行选择，35kV侧短路电流按照25kA选择。

6.2.2.2 主要电气设备选择

(1) 35kV配电装置

35kV配电装置采用移开式金属封闭铠装真空开关柜，型号为KYN61-40.5。本项目共配置35kV出线柜1面，电缆馈线柜5面，无功补偿柜1面，站用接地变柜1面，PT柜1面，共计8面35kV开关柜。

35kV配电装置开关柜主要技术参数如下：

型号： KYN61-40.5

额定电压： 35kV

额定频率： 50HZ

额定工作电流： 2500A(主母线)

630A(馈线柜)

额定短路开断电流： 25kA

额定短时耐受电流： 25kA(4s)

额定动稳定电流： 63kA

外壳防护等级： IP42

（2）110kV配电装置

110kV配电装置的设计除满足电气设备在技术上安全可靠的要求外，还应与升压站的占地面积与总体布局相协调。110kV配电装置常用的型式有两种：常规屋外敞开式布置和屋外GIS布置。根据本工程具体情况，对两种方式进行比较见表6.2.2-1。

表 6.2.2-1 110kV 配电装置型式比较

内 容	常规屋外中型敞开布置	屋外 GIS
经济性	造价较低，经济性好。	造价略高。 每个间隔较屋外中型敞开式布置贵约 30 万。
施工情况	设备分散，施工周期略长。	GIS 成套，安装方便，施工周期短。
安全可靠	可靠	可靠
占地面积	较大	较小
扩建	方便扩建	扩建不便
其他影响	运行维护麻烦	免维护

美观度	视觉效果差	视觉效果好
-----	-------	-------

本期工程升压站110kV配电装置采用线变组接线方案,接线相对简单,两种配电装置在本项目都有较好的适应性,综合考虑造价因素,建议采用户外GIS配电装置。

1) SF6断路器

额定电压: 126kV

额定电流: 1250A

关合电流峰值: 100kA

额定开断电流: 40kA

动稳定电流: 100kA

热稳定电流: 40kA(4s)

2) 隔离开关额定电压: 126kV

额定电流: 1250A

动稳定电流: 100kA

热稳定电流: 40kA(4s)

3) 电流互感器

额定电压: 110kV

额定一次/二次电流: 800/1A 1000/1A

0.5/5P40/5P40/5P40/0.2s

动稳定电流: 100kA

热稳定电流: 40kA(4s)

4) 电压互感器

额定电压: 110kV

额定一次/二次电压: $(110/\sqrt{3})/ (0.1/\sqrt{3}) / (0.1/\sqrt{3}) / (0.1kV)$

动稳定电流: 100kA

热稳定电流: 40kA(4s)

5) 避雷器 Y10W-102/266

额定电压：102kV

10kA雷电冲击电流残压峰值：266kV

6) 导线

出线：LGJ-300

(3) 无功补偿装置

由于光伏电站光伏组件发出的直流电经逆变后变为交流电，逆变器可以保证的功率因数在0.98以上，根据此特点，光伏组件及逆变器本身无需再进行无功补偿，光伏电站的无功补偿主要集中在35kV箱变、集电线路、主变和送出线路无功损耗上。

按照以上原则，无功补偿容量应大于箱变无功损耗+主变无功损耗+集电线路线路损耗+50%的送出线路损耗。

根据接入系统报告，本项目无功补偿容量暂按20MVar考虑。

根据国网反措要求，本项目SVG的冷却方式采用水冷方案。

按照以上原则，本项目无功补偿容量20MVar。在升压站35kV母线上设置1套20MVar高压动态无功补偿成套装置，采用SVG直挂式，可实现无功容量-22~+20MVar连续平滑可调。SVG无功补偿装置主要技术参数如下：

额定电压：35kV

额定容量：±20MVar

调节容量范围：-100%~100%，连续平滑可调

无功调节精度：无级调节

调节响应时间：<30ms

动态无功补偿装置最终容量及型式以接入系统批复意见为准。

(4) 站用电

根据站用负荷统计用电设备功率，选用 315kVA 站用变容量。与接地

变合并组成站用接地变。变压器选用干式变压器，电源从 35kV 配电装置引接，站用电 380V 配电装置选用 MNS 型低压配电柜，共 4 面，采用电缆馈出至用电负荷。站用电系统的备用电源采用保留的施工电源。

(5) 各级电压中性点的接地方式

本站主变压器 110kV 中性点采用中性点经隔离开关接地方式，变压器中性点可以不接地或直接接地，可满足系统不同运行方式的要求。

鉴于 35kV 出线均采用电缆出线，35kV 电缆总长度约为 18.72km，电容电流约 68.8A，进一步考虑升压站附加电容电流约为 13%，合计计算单相接地电容电流按约 77.7 考虑，单相接地电容电流远大于《交流电气装置的过电压和绝缘配合》规程中“35kV 系统单相接地故障电容电流不超过 10A”的规定。

考虑到集电线路发生单相接地故障时，35kV 电压下降较快，不利于风电机组和电网的稳定运行。而且国家电网有关部门要求集电线路发生单相接地故障后，不应继续带故障运行，而是立即跳闸。故在 35kV 系统采用小电阻接地系统。根据《风力发电场电气设计技术导则》Q/DG 1-D013-2011 中对接地变容量及中性点计算附录 G。

接地变短时通流能力为不小于 10.5 倍（10s），充分考虑变压器的过负荷能力，接地变容量为 425kVA。

故，选择接地变的接地用容量 425kVA，中性点电阻选择 $111.4 \Omega / 10s$ 。接地变与站用变 315kVA 合并为一台 740kVA 的站用接地变。

(6) 备用电源

本工程拟将施工电源保留并改接成为光伏场备用电源。待工程施工完成后，将施工电源接至光伏场升压站站用电电母线上，通过手动投切的开关进行操作。

6.2.2.3 升压站一次设备布置

1) 总平面布置

升压站 110kV 配电装置采用户外 GIS 设备布置，主变压器也采用户外布置方式。升压站自东向西依次为 110kV 户外 GIS，主变压器，控制楼。主变压器高压侧采用钢芯铝绞线与 110kV 屋外 GIS 配电装置相连，低压侧采用共箱母线及户外裸铜排与 35kV 配电装置相连。在 110kV 屋外配电装置出线处设置门型构架，便于架空导线引出。

2) 35kV开关柜布置

本期工程共9面35kV开关柜，布置在35kV配电室内，开关柜采用单排布置。

3) 站用配电装置布置

本工程站用接地变与接地变布置在户外，低压开关柜布置在电气楼继电器室内。

4) 35kV无功补偿装置的布置

35kV无功补偿装置采用集装箱成套设备，布置于户外升压站东侧。

6.2.3 防雷、接地、过电压保护

6.2.3.1 光伏电站防雷接地

(1) 光伏阵列部分

①光伏组件防雷：太阳电池组件由两层钢化玻璃中间夹太阳电池、四

周拼接铝合金框架形成。其电池本身为绝缘体，四周铝合金框架为良好导体。光伏电场逆变器设有防浪涌保护，防止感应雷和操作过电压。光伏电池组支架与支架之间，支架与接地体之间通过扁钢焊接成电气通路，实现全场光伏电池支架电气接地。

②箱变防雷：箱变35kV侧采用无间隙的氧化锌避雷器作为过电压保护器。

③站区接地需结合场地地质条件，选用经济合理的接地方案。接地装置按《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065的规定进行设计。

（2）升压站部分

①主、辅建（构）筑物的防雷保护设施按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的规定设置。

②在35kV配电设计中，选用真空断路器作为操作设备，为抑制截流以及其它过电压，采用无间隙的氧化锌避雷器作为过电压保护器。

电气设备绝缘配合按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的规定执行，按照系统出现的各种电压和保护装置的特性来确定设备的绝缘水平，即进行绝缘配合时，全面考虑设备造价、维修费用以及故障损失三个方面，力求取得较高的经济效益。本工程电气设备选型按III级污秽条件选型，电气设备外绝缘爬距均按3.1cm/kV（最高运行电压为基准）选择。

③升压站站区属大电流接地系统，主接地网工频接地电阻按规程设计宜小于 $2000/I \Omega$ 。当接地装置接地电阻不满足此要求时，可通过技术经济等方式，满足规程要求的相应前提条件后，在跨步电压和接触电势满足要求的情况下，可适当增大接地网接地电阻。

避雷针、避雷器及主变中性点等处，设置垂直接地体为主的集中接地装置，并与主网连接。屋外主要电气设备的接地，采用接地引下线与主网可靠连接。主控室保护屏等电位接地网采用铜接地材料。水平接地体截面按最大短路电流下的热稳定校验，升压站主接地网采用铜缆，垂直接地极

采用镀铜钢棒方案，室内接地网主要采用镀锌扁钢。

6.2.3.2 光伏电站过电压保护

为防止由线路雷电侵入波以及雷电感应过电压和断路器操作时的过电压对电气设备的损坏，在以下各处装设过电压装置的避雷器：

- (1) 110kV线路
- (2) 35kV母线
- (3) 箱变

6.2.4 电缆选型及敷设

6.2.4.1 电缆构筑物

光伏区内电缆采用电缆直埋方案。电缆型集电线路采用电缆直埋的方案，升压站内电缆采用电缆沟进行敷设。

6.2.4.2 电缆选型

根据《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）有关条款规定，本工程升压站电缆选型如下：

1、35kV动力电缆采用交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚氯乙烯护套钢带铠装聚乙烯外护套铝芯电缆；

2、低压动力电缆一般采用聚氯乙烯绝缘内铠装铜芯电缆。控制电缆采用聚氯乙烯绝缘屏蔽电缆；对模拟量及脉冲量回路选用对绞分屏蔽加总屏蔽电缆，数字量信号回路选用对绞总屏蔽电缆；

3、直流系统的蓄电池回路、火灾探测报警系统、UPS系统等重要回路选用耐火电缆。其它电缆选用C类阻燃电缆。

光伏场区低压电缆均采用铜电缆，35kV集电线路电缆采用铝芯电缆。

6.2.4.3 电缆防火措施

防止电缆着火延燃措施按国标《GB50217-2018电力工程电缆设计标准》，具体落实以下主要措施：构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施阻火封堵。电缆沟道分支处、进配电室、控制室入口处均应实施阻火封堵；电缆沟内每隔60m处设置防火墙；屏、柜、箱底部1m 长的电缆、户外电缆进入户内后1m 长的电缆、防火墙两侧各1m长的电缆采用电缆防火包带或阻火段。控制室电力电缆与控制电缆之间加装耐火隔板。对靠近含油设备(如变压器)的电缆采用穿管或埋沙敷设，邻近的电缆沟盖板用水泥沙浆作密封处理。

6.2.5 升压站照明

升压站照明分为正常照明和应急照明，正常照明电源取自所用电交流电源，应急照明电源取自应急照明切换屏，正常时由交流电源供电，交流电源消失时自动切换至直流电源经逆变器供电。

办公生活楼内，在主控室采用LED栅格灯作为正常照明，其他房间采用节能灯，屋外道路采用高压钠灯照明。

在主控室、电气配电室及主要通道处设置应急照明，应急照明也采用荧光灯或节能灯，由应急照明切换箱供电。

箱变内正常照明由升压单元内自用变供电，应急照明采用带蓄电池的荧光灯及应急灯。

6.2.6 电气一次主要设备材料表

电气一次主要设备材料表见表6.2.6-1所示。

表 6.2.6-1 升压站电气一次主要设备材料表

序号	名 称	规 格	单位	数量
(1)	主变压器	SZ11-100000/110	台	1

序号	名 称	规 格	单位	数量
		115±8×1.25%/36.75kV, 100000kVA, Ud=10.5%, YN,d11		
	中性点隔离开关	GW13-63 630A 单极	台	1
	中性点避雷器	Y1.5W-73/200	台	1
	中性点电流互感器	LQJ 200/5A	台	1
	放电间隙	自制	个	1
(2)	110 kV 屋外配电装置			
	110 千伏 SF6 断路器	1250A,40kA,100kA	组	1
	110 千伏隔离开关	1250A,40kA(3s),100kA	组	2
	110 千伏电流互感器	800/1A 0.2s/0.5, 1000/1A 5P40/5P40/5P40/5P40	组	3
	110 千伏避雷器	Y10W-102/266W	组	1
	110 千伏 PT	TYD110/√3-0.01W3, 110/√3/0.1/√3/0.1/√3/0.1kV	组	1
(3)	35kV 高压开关柜			
	35kV 进线柜	KYN-40.5 配真空断路器 2500A 25kA	面	1
	35kV 馈线柜	KYN-40.5 配真空断路器 630A 25kA	面	5
	35kV 无功补偿柜	KYN-40.5 配真空断路器 630A 25kA	面	1
	35kV 站用接地变柜	KYN-40.5 配真空断路器 630A 25kA	面	1
	35kVPT 柜	配 电 压 互 感 器 35/√3/0.1/3/0.1/3kV 避雷器 YH5WZ-51/134	面	1
	35kV 共箱封闭母线	Ie=2500A,Id=25kA	m	5
	35kV 户外裸铜排	Ie=2500A,Id=25kA	m	10
(4)	站用接地变	DKSC-630/36.75 -250/0.4, 630kVA, Ud=4% Zn,yn11	台	1
(5)	中性点电阻柜	150ohm 10s	台	1
(6)	无功补偿装置	SVG 20MVar 集装箱成套 水冷方案	套	1
(7)	交流低压配电屏	MNS 型抽屉柜	面	4
(8)	中压动力电缆	ZRC-YJV22-35-3x70	m	100
(9)	中压动力电缆	ZRC-YJV22-35-3x185	m	200
(10)	35kV 电缆终端接头	配合 YJV22-35-3x (70) 185 电缆	套	4
(11)	低压动力电缆	ZRC-VV22-1 各种型号	km	5
(12)	照明系统		套	1
	户外照明箱		只	1
	围墙灯	7W	套	50
	道路灯	OPD-1/100W	套	20
	投光灯具	OPTG02/200W	套	4
	电线	VV22-5x6.0mm2	公里	1
	电缆保护管	镀锌钢管	公里	1
(13)	升压站接地		套	1
	接地扁钢	扁钢 -60x6 热镀锌	km	2
	接地扁钢	扁钢 -50x5 热镀锌	km	0.5
	垂直接地极	L50x50X5 L=2.5m 镀锌	km	0.1
	铜排	截面 50x4	km	0.4
	铜绞线	100mm2	km	0.4
(14)	电缆防火		套	1
	防火涂料		kg	600
	有机防火堵料		kg	1500
	无机防火堵料		kg	2500
	防火隔板		m²	30
	防火涂料		kg	600
	有机防火堵料		kg	1500

序号	名 称	规 格	单位	数量
	无机防火堵料		kg	2500

6.3 电气二次

6.3.1 光伏发电电气二次

6.3.1.1 光伏发电计算机监控系统

该监控系统主要是对光伏发电系统相关设备进行后台监控。本工程充分利用方阵监控单元装置（箱变测控装置、数据采集器及环网交换机功能）实现通信的集成。装置安装于箱变内，将箱变开关位置、故障信号、电流电压温度信号等接入该设备的同时，逆变器也通过RS485通讯方式接入该设备的通信接口。最终实现逆变器、箱变监控的有机结合，减化系统结构，节省投资。

监控系统上位机安装于中央控制室内，设置监控后台机一套，将光伏逆变单元组成4路光纤环网，实现对光伏发电系统的远程监视和控制。监控系统定时采集光伏发电场内各设备的运行数据，用来分析光伏发电场内各设备的运行状态，设备状况等，同时对全站实行远方监控，监控系统可连续记录运行数据和故障数据：

（1）要求提供多机通讯软件，采用载波、RS485或Ethernet(以太网)远程通讯方式，实时采集电站设备运行状态及工作参数并上传到监控后台。

（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CO₂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：

A、直流电压；

B、直流电流；

- C、直流功率；
- D、交流电压；
- E、交流电流；
- F、逆变器机内温度；
- G、时钟；
- H、频率；
- I、功率因数；
- J、当前发电功率；
- K、日发电量；
- L、累计发电量；
- M、累计CO₂减排量；
- N、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以下内容：

- A、电网电压过高；
- B、电网电压过低；
- C、电网频率过高；
- D、电网频率过低；
- E、直流电压过高；
- F、直流电压过低；
- G、逆变器过载；
- H、逆变器过热；
- I、逆变器短路；
- J、散热器过热；
- K、逆变器孤岛；
- L、DSP故障；

M、通讯失败。

④ 监控所有汇流箱的运行状态，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以下内容：

A、组串直流电压；

B、组串直流电流；

C、分析电流量、对有故障的光伏组串报警。

⑤ 监控所有箱变的运行状态，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箱变高低压开关位置、保护动作、变压器非电量等信息

(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。

(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。

(5) 要求至少可以连续存储20年以上的电站所有的运行数据和所有的故障纪录。

(6) 要求可以长期24小时不间断运行在中文Windows操作系统。

(7) 要求使用高可靠性工业PC作为监控主机

(8) 要求提供多种远端故障报警方式，至少包括：SMS(短信)方式、Email方式，FAX方式。

(9) 监控器在电网需要停电的时候应能接收电网的调度指令。

6.3.1.2 光伏发电继电保护

(1) 箱变高压侧装设负荷开关-限流熔断器组合电气作为短路保护，熔断器熔断后，通过熔断器的撞击器动作负荷开关跳闸；升压变压器应配有高温报警和超温跳闸等非电量保护，作用于跳闸和发信号；箱变低

压侧装设断路器，带有长延时、短延时、瞬时过电流保护，作用于跳闸或发信号。

(2) 逆变器保护装置由逆变器成套，安装于逆变器内。保护配置有相间短路电流速断保护、单相接地短路保护、逆功率保护、过负荷保护、低电压保护、防孤岛效应保护、温度保护。

(3) 光伏电站汇流箱直流塑壳开关采用开关自带的过电流模块进行保护。信号通过汇流箱组串监控单元上传至光伏电站计算机监控系统。

6.3.1.3 光伏发电二次接线

光伏发电监控系统采用分布式网络结构，实现对光伏发电组件、逆变设备的监视、测量、控制功能。箱变测控装置、逆变器、汇流箱通信模块均接入箱变内数据采集器后统一上传，通信上传采用光纤环网。

根据电气一次集电线路路径和分组情况，将光伏场各逆变单元分成4组，每组用1根16芯光缆将箱变互连后接入升压站继电器室，实现对光伏发电组件、汇流箱、逆变器和箱变的监控。光缆主要选用GYFTA53-16B1直埋光缆，采用直埋方式，敷设路径与35kV集电线路相同。

6.3.1.4 光伏发电场区视频监控

光伏场区布置箱变、逆变器等重要电气设备，由于场区地域较广，设备分散，不便巡防，为防止出现盗窃、失火和破坏事件，在光伏发电场区设置一套图像监视系统，视频监控对象主要为箱变、逆变器及主要进出道路。在光伏场区配置前端摄像头等设备，视光伏方阵具体尺寸大小及布置，每个方阵至少一套摄像头。视频服务器及监控后台与升压站视频监控系统共用一套，布置于升压站内。光伏场区视频信号通过光纤环网传输至升压

站后台。

6.3.2 升压站电气二次

6.3.2.1 系统继电保护

1) 系统继电保护配置原则

根据 GB/T14285-2006《继电保护和安全自动技术规程》及《电网继电保护反事故措施实施细则》要求，对 110kV 线路应装设一套全线速动保护，采用光纤电流差动保护。系统对光伏电站接入电网 110kV 线路保护按以下配置：

1) 110kV 线路保护

两侧各配置一套微机光纤电流差动保护，采用专用光纤芯通道进行传输，含光差保护、阶段式相间方向距离保护、阶段式零序方向保护及检同期和检无压的重合闸。

2) 故障录波

为了方便分析和处理事故，在 110kV 升压站配置一面故障录波屏，录波装置应具有模拟量记录和开关量记录功能，应具有事故追忆、远传等功能。

故障录波应能记录和保存从故障前 200ms 到故障后 60s 的电气量波形，至少能清楚记录含 5 次谐波的波形。

事件记录的分辨率应不大于 1ms。

2) 保护及故障信息子站

设置一套保护及故障信息子站，该系统独立于升压站监控系统，经相

关网络设备与继电保护、故障录波器、安全自动装置相连，构成继电保护及故障录波信息处理子站。保护及故障录波信息子站供继电保护运行管理人员使用，对升压站保护装置和故障录波器进行管理及各种信息的处理。子站通过调度数据网与调度端主站进行通信并接受主站查询，根据要求上传或接收有关信息。

系统继电保护配置方案及选型以接入系统报告及其审查意见为准。

6.3.2.2 调度自动化

6.3.2.2.1 调度关系

本工程 110kV 升压站均由湖北电网公司电力调度控制中心调度管理，光伏电站 110kV 线路、两侧开关间隔及所属设备、110kV 升压站主变压器、光伏电站 35kV 集电线路、35kV 开关设备等均由襄阳地调调度管理并报湖北电网公司电力调度控制中心备案。

6.3.2.2.2 远动系统方案

1) 远动信息内容、传输方式和通道要求

为了光伏电站稳定运行，远动信息拟按两遥配置如下：

遥测：

光伏电站总有功无功功率、有功、无功电量

主变压器低压侧有功无功功率、有功、无功电量、三相电流；

110kV 线路有功功率、无功功率、三相电流；

35kV 线路有功功率、无功功率、三相电流；

35kV 无功补偿装置无功功率；

35kV 母线电压；

遥信：全所事故总信号；

110kV/35kV 侧断路器位置信号；隔离开关、接地闸刀位置信号；主变压器有载分接开关位置信号；断路器控制回路断线信号；断路器操作机构故障总信号；线路保护动作信号和重合闸动作信号；主变压器保护动作信号；主变有载分接开关控制电源消失信号；

遥调/遥控：

110kV 断路器分、合。

光伏电站远动信息采用多发多收方式，通道速率：广域网传输时为 2M、串行口传输时为 600~1200 波特，通讯规约：DNP3.0、部颁 CDT、IEC60870-5-101 和 IEC-104。采用 4 线全双工双主运动通道。

2) 远动设备要求

本工程 110kV 升压站内配置计算机监控系统，远动信息采集由计算机监控系统数据采集单元完成，远动工作站与当地计算机监控系统数据采集单元实现信息共享，采用交流采样方式，直采直送。

6.3.2.2.3 调度数据网接入设备

本工程按“双平面”建设要求，为实现调度数据网络通信功能，升压站省调与地调各配置 1 套调度数据网接入设备，包括交换机、路由器等。

6.3.2.2.4 电力二次系统安全防护

按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，配置升压站二次系统安全防护设备。

二次系统的安全防护应遵循电监会 5 号令《电力二次系统安全防护规定》及电监安全【2006】34 号《电力二次系统安全防护总体方案》和《变电站二次系统安全防护方案》的有关要求。

控制区：光伏电站监控系统、升压站计算机监控系统、继电保护、有功功率及无功电压控制系统等；

非控制区：电能量采集装置、光功率预测系统、故障录波装置等。

纵向安全防护：控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装纵向加密装置或加密认证网关装置及相应措施，与调度端实现双向身份认证、数据加密和访问控制。非控制区的各应用系统接入电力调度数据网前应加装电力专用纵向加密认证装置；以拨号方式接入调度端，应使用主站端到厂站端的单向拨号或部署拨号认证加密装置。

横向安全防护：控制区和非控制区的各应用系统之间网络互连应安装防火墙，实现逻辑隔离措施。专用生产控制大区与升压站内管理信息大区内的生产管理系统之间的互联必须采用接近物理隔离强度的隔离措施；如已网络方式相连，必须加装电力专用横向单向型安全隔离装置。光伏电站内属于控制区的各监控系统之间、各监控系统与集中系统之间应采用防火墙、具有访问控制功能的设备或相当功能的设施进行逻辑隔离。

同时按国能安全 36 号文要求配置防入侵系统、安全审计系统、防病毒网关及网络安全监测装置等。

电力二次安全防护设备与调度数据网接入设备共组 2 面屏。

6.3.2.2.5 电能质量监测装置

升压站设置一套电能质量监测装置，检测电压、频率、三相不平衡度、谐波、闪变、间谐波、谐波功率等电能质量参数。

6.3.2.2.6 同步相量测量装置（PMU）

升压站设置一套同步相量测量装置（PMU），用于测量安装点的三相基波电压、三相基波电流、频率等实时数据。

6.3.2.2.7 有功功率控制及无功电压控制系统

升压站配置一套有功功率控制及无功电压控制系统。

有功功率控制系统具备单机有功功率控制能力。接收并自动执行调度发送的有功功率控制信号，确保光伏电站有功功率值符合调度的给定值及有功功率变化值不超过电网调度部门的给定值，根据省调统一安排实现 AGC 功能。在电网紧急情况下，光伏电站应能快速自动切除部分机组乃至整个光伏电站。

根据电网调度部门指令，系统能自动调节整个光伏电站发出（或吸收）的无功功率，实现对并网点电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足电网电压调节的要求，并根据省调统一安排实现 AVC 功能。

6.3.2.2.8 一次调频系统

升压站配置一套一次调频系统。通过配置综合智能控制终端、高速测频装置及高速通信管理设备，与 AGC 系统协同配合控制，仿照常规电源机组一次调频功能，在快速频率响应系统中实现有功-频率下垂特性控制，实现光伏场参与电网快速频率响应功能。

6.3.2.2.9 远方电能计量系统

光伏电站升压站 110kV 出线侧设为关口计量点，设置精度为 0.2s 级的远方电量计量表（主副表配置），在升压站 35kV 集电线路侧安装精度为 0.2s 级的远方电量计量表（单表配置），上述表计用于计量考核。

电能表的计量数据均以 RS485 串口送入电能量远方采集装置，电能量远方采集装置采用网络方式为主的方式将计量点电能量信息上传至湖北省调电能计量主站。通信规约采用 IEC60870-5-102。

6.3.2.2.10 光功率预测系统

为提高光伏电站发电效率，根据电网公司调度需求及满足电网并网技术标准要求，本光伏电站配置 1 套光功率预测系统，并按调度部门的要求报送负荷预测曲线。

6.3.2.3 升压站综合自动化系统

综合自动化系统分为两层设备二层网结构，即间隔层、前置层和站控层。间隔层设备采用现场总线作为控制网络；站控层采用以太网作为各主站设备间的通信网。

1) 间隔层设备

① 110kV 电压等级测控单元——实现调度所需信息的采集及其间隔层设备的监控；

② 35kV 电压等级保护测控单元——实现对 35kV 设备的保护和监控；

③ 装置接口——为 110kV 线路保护、母线保护、主变保护等接入自动化系统提供接口。

④ 网络设备包括网络接口装置、星形耦合器、光端接口装置及通信电缆、光纤等——实现自动化系统内网络通信。

⑤ 网络通信设备——实现站控层与间隔层间的规约转换、信息交换。

2) 站控层设备

站控层设备配置一台操作员站、一台操作员站兼工程师站、一台打印机用于运行管理及现场维护用。

升压站综合自动化系统主要功能如下：

① 实时数据采集及处理

定时采集全站运行过程输入信号，实时更新数据库，为系统提供运行状态的数据，在线统计计算、事件顺序记录及传送。

② 监视与报警

使运行人员在地调或中心站对全站各主要设备及辅助设备的运行工况及参数进行实时监视，显示预告和事故报警信号以及各种操作指导等画面。事故及故障统计表、继电保护整定值表、事故追忆记录报告或曲线、事件顺序记录的当前和历史报告等。

③ 控制与操作

能根据运行人员的命令对断路器进行正常远操和自动顺序倒闸等操作，并能实现同期检定，捕捉同期，同期闭锁合闸等。

④ 防误操作闭锁

具备微机“五防”功能，实现全站就地电动操作或手动操作的隔离开关和接地刀闸等的防误操作闭锁。

⑤ 与调度中心的通信

在远动主站中配置有远传数据库、各级调度网络通信规约库和能按照规约特定格式组织信文和解释信文的程序，能通过 MODEM 和远动通道接收和发送调度控制中心的命令和远动信息，实现与调度端的远程通讯，传输通道采用主备方式。远动工作站的功能包括：对远方调度要求的信息量(包括模拟、数字、脉冲信息)进行处理和传送，事件顺序记录的传送，接收和处理返送校核遥控命令，接收 GPS 时钟信号的功能，在线自诊断和远方诊断的功能以及支持网络功能即具备接入电力系统 III 级数据网的接口功能。

⑥ 统计计算

根据采集的电压及电流值计算有功功率、无功功率及功率因数。按运行要求，对电流、电压、频率、功率及温度量等进行统计分析，对断路器正常操作及事故跳闸次数、监控设备的投退、通道异常、主要设备的运行小时数及各种操作进行自动记录和统计等。

⑦ 无功、电压综合自动控制和调节

根据地调或中心站的指令或上级部门整定的电压曲线以及规定的调整策略，实现对电网电压及功率因数的自动调节。

⑧ 同步对时

按照“双钟双源、北斗优先”原则。配置 1 套公用时间同步系统实现全站统一对时，主时钟双重化配置，每套主时钟可同时接收接收北斗对时系统和全球卫星定位系统(GPS)的标准授时信号，优先采用北斗 II 代及以

上系统，通过远动主站或通信主机采用广播方式，对数据采集处理各单元的相关设备以及故障录波器和继电保护装置等的时钟进行校正。同时，该装置应具备时钟监测功能，时钟设备各状态告警信息、时钟精度偏差及主要设备对时偏差等相关信息通过 DL/T634.5104 或 DL/T860 规约接入厂站自动化系统及相应调度主站系统。

⑨ 在线自诊断与冗余管理

升压站综合自动化系统具备完善的在线自诊断能力，及时发现各设备或装置的故障，向系统报警并提供就地故障指示。当通讯设备故障时，主机能判别并提示运行人员。

6.3.2.4 监控对象和监控信息内容

1) 主要监控对象

升压站综合自动化系统主要监控对象均包括以下内容：110kV 线路、主变压器、35kV 线路及母线、35kV 无功补偿装置、站用接地变、直流系统、监控系统交流不停电电源以及站内其它公用设备等。

2) 监控系统主要信息内容

(1) 脉冲量

- ① 主变压器低压侧有功电度、无功电度；
- ② 110kV 线路有功电度、无功电度；
- ③ 35kV 线路有功电度；
- ④ 站用接地变有功电度；
- ⑤ 35kV 无功补偿装置无功电度等。

(2) 遥控量

- ① 110kV 断路器，110kV 主刀闸，主变中性点地刀等；
- ② 采用电动操作方式的刀闸等；

(3) 遥调量

- ① 主变压器有载调压抽头位置调节；

(4) 遥测量

- ① 110kV 线路三相电流，有功功率、无功功率；
- ② 35kV 线路单相电流，有功功率、无功功率；
- ③ 主变低压侧三相电流，有功功率、无功功率；
- ④ 35kV 母线三相电压和一个线电压，一个零序电压；
- ⑤ 主变有载分接开关位置(当用模拟方式处理时)；
- ⑥ 35kV 无功补偿装置三相电流、无功功率；
- ⑦ 35kV 站用接地变三相电流、三相电压、有功功率；
- ⑧ 主变上层油温及绕组温度；
- ⑨ 站用变压器(380V)三相电流、三相电压、线电压；
- ⑩ 直流系统的蓄电池充电电压、充电电流、电池电压及容量，控制
母线电压、电流；
- ⑪ 监控系统 UPS 系统电压、频率等。

(5) 遥信量

- ① 所有断路器的位置信号；
- ② 110kV 隔离开关位置信号；

- ③ 主变中性点接地刀位置信号；
- ④ 主变有载分接开关位置(当用遥信方式处理时)；
- ⑤ 断路器控制回路断线信号；
- ⑥ 110kV 线路保护动作信号；
- ⑦ 35kV 系统接地信号；
- ⑧ 主变瓦斯动作信号；
- ⑨ 直流系统接地信号；
- ⑩ 主变保护动作信号等；
- ⑪ 无功补偿装置保护动作信号等；
- ⑫ 交流电压回路断线信号等；
- ⑬ 主变油温过高信号等；
- ⑭ 主变过负荷信号等；
- ⑮ 直流母线电压异常信号等；
- ⑯ 充电装置故障信号等；
- ⑰ 火灾报警信号、安全监视信号等。

6.3.2.5 升压站继电保护

主变压器、35kV 母线、35kV 线路、35kV 无功补偿装置、35kV 站用接地变的继电保护参照《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T14285-2006)进行配置。选用微机型保护装置。

1) 主变压器保护配置

110kV 电压等级主变压器采用主、后保护配置，每套保护含：

(1) 纵差动保护：作为主变压器内部及引出线短路故障的主保护。保护装置应具有躲避励磁涌流和外部短路时产生的不平衡电流能力，过励磁时应闭锁。保护瞬时动作跳主变两侧断路器。

(2) 主变压器高压侧复合电压启动的方向过电流保护：作为主变压器后备及 110kV 线路远后备保护，保护延时跳主变两侧断路器。

(3) 零序过电流保护：作为主变压器中性点接地运行时高压侧及 110kV 线路单相接地故障的后备保护；保护延时动作跳主变压器两侧断路器。

(4) 间隙零序过电流、过电压保护：当主变压器中性点不接地运行，电力网单相接地且失去中性点时，间隙零序电流瞬时、零序过电压短延时动作主变压器两侧断路器跳闸。

(5) 主变压器低压侧复合电压启动的方向过电流保护：作为主变低压侧相间短路和 35kV 侧母线后备保护。

(6) 主变过负荷保护：设在低压侧，动作发信号。

(7) 非电量保护

a 瓦斯保护：主变压器本体和有载调压开关均设有该保护。轻瓦斯动作发信号，重瓦斯动作后瞬时跳主变压器两侧断路器。

b 主变压力释放保护：保护瞬时跳主变压器两侧断路器。

c 温度保护：温度升高时动作于发信号，温度过高时跳开主变压器两侧断路器。

d 油面降低保护：油面降低动作发信号。

2) 35kV 线路保护

35kV 线路配置电流速断、方向过电流保护，零序过流保护。

3) 35kV 母线保护

本光伏电站 35kV 母线装设母线保护，采用母线差动保护装置。

4) 35kV 站用接地变保护

35kV 站用接地变保护配置电流速断、过电流保护、零序过流保护、过负荷保护、温度保护。

5) 35kV 无功补偿装置保护

35kV 无功补偿保护配置电流速断保护、过电流保护、电压不平衡保护、过电压保护、欠电压保护。

6.3.2.6 直流系统

为了给断路器分/合闸，光伏电站微机监控系统、升压站综合自动化系统、通信设备及事故照明等直流负荷供电，升压站装设一套 DC220V 直流电源一体化成套装置，装置含 1 组 DC220V 300Ah 铅酸免维护蓄电池，2 套高频开关模块充电装置等，充电模块按 N+1 配置。蓄电池容量能满足全站交流停电 2 小时时放电容量，蓄电池组不设端电池，系统接线采用单母线分段接线，供电网络采用辐射状方式供电。

直流系统主回路保护设备采用直流断路器，馈线回路采用直流空气开关，各回路的测量表计采用数字式仪表，并在直流系统中装设微机绝缘监察装置。直流操作电源成套装置设置监控模块，具备通信接口，将直流电源装置工作状态量，电压模拟量，充电电流模拟量及故障信号量上传至升

压站监控系统。直流系统还配有微机直流绝缘检测装置，在线监视直流母线电压及直流馈线的接地情况，蓄电池组配有蓄电池巡检仪对蓄电池单体进行动态管理。

蓄电池容量计算按 DL/T5044-2014《电力工程直流电源系统设计技术规程》附录 C 的阶梯算法进行。蓄电池浮充电压为 2.23V/单体，均衡充电电压为 2.33V/单体，单个蓄电池终止电压为 1.85V。

经计算，蓄电池容量选择结果见下表：

表 6.3.2.6-1 蓄电池容量选择结果表

电压等级	机组蓄电池组数及个数	蓄电池容量
DC220V	1 组/机；104 只/组	300Ah

本工程采用高频开关电源型充电器，充电器设置备用模块。

充电器容量选择结果见下表：

电压等级	充电器台数	输出电流	输出电压
DC220V	2 台	4x20A	180~310V

直流成套设备布置于电气继电器室，蓄电池布置于蓄电池室。

6.3.2.7 交流不停电电源（UPS）

为保证向光伏电站微机监控系统、微机综合自动化系统、电能计量系统、火灾报警及安防系统、调度数据网设备等不停电负荷不间断供电，在升压站内设置两套 8kVA 交流不停电电源装置，双重化冗余配置，采用双机双母线带母联运行接线方式，以确保上述负荷在全站停电时能正常工作，交流不停电电源装置的直流电源由站内直流系统提供。

UPS 采用静态整流逆变装置，正常时由站用交流供电，当站用交流失电时，由站内 220V 直流电逆变为交流 220V 输出。UPS 机柜布置在继

电器室内，输出的配电馈线采用辐射状供电方式。

6.3.2.8 微机五防装置

根据国家电力公司发布的二十五项重大反措，对升压站的操作机构均进行闭锁和装设微机五防装置，确保电力生产安全。即防止误分、误合开关；防止带负荷拉、合隔离刀闸；防止带电挂(合)接地线(隔离刀闸)；防止带接地线(隔离刀闸)合开关(隔离刀闸)；防止误入带电间隔。

同时，将光伏场区箱变及逆变器等纳入五防系统，在箱变高低压室柜门、逆变器门等相应位置设置机械编码锁等五防设备。防止人员误入带电间隔，确保电力生产安全。

6.3.2.9 火灾报警系统

升压站装设一套火灾报警及联动控制系统，主要包括：报警控制器，感温及感烟探测器，线形感温探测器及手动报警按钮，系统连接导线等。探测器的报警信号发至报警控制器，并经控制器发往升压站综合自动化系统。

6.3.2.10 图像监视与警戒系统

由于升压站电气设备较多，为防止出现盗窃和破坏事件，考虑在升压站设置一套图像监视与警戒系统。

6.3.2.11 门禁系统

由于升压站电气设备正常运行时，长期带电危险性高，为防止闲杂人员进入升压站，出现触电和破坏事件，考虑在升压站设置一套门禁系统。

6.3.2.12 升压站二次设备防雷

升压站内通讯设备、综合自动化系统及继电保护设备的电源模块均配置雷电保护和冲击抑制装置。

6.3.3 二次设备布置

升压站的 110kV 线路及 110kV 主变压器线路测控装置和微机保护装置需集中组屏，并和故障录波屏、远动装置屏、调度数据网屏、安全防护屏、电能质量监测屏、图像监视与警戒系统屏及直流电源屏等，分别布置于升压站继保室室内。

35kV 线路、站用接地变和无功补偿装置的综合保护测控单元分散布置在开关上，所有保护测控单元都接入升压站综合自动化系统，其它装置通过前置机接入站内以太网。

电气二次主要设备见表 6.3.3-1。

表 6.3.3-1 光伏场电气二次主要设备材料表

序号	设备(材料)名称	型 号 及 规 范	单 位	数 量	备注
一、光伏电站监控系统					
1	光伏发电监控系统屏	含逆变器监控软件	套	1	
2	操作员站		套	1	
3	光功率预测系统	含光伏电站环境监测装置 1 套	套	1	含辐射日照测风测温及通信模块
4	箱变测控装置	含数采，交换机等	台	24	
5	监控光缆	直埋光缆 GYFTA53-16B1	km	19	
6	光伏通信电缆	ZRC-DJYP2VP2/22	km	20	

表 6.3.3-2 升压站电气二次主要设备材料表

序	设备(材料)名称	型 号 及 规 范	单	数	备注
---	----------	-----------	---	---	----

号			位	量	
一、升压站综合自动化系统					
1	操作员站		套	2	一套兼工程师站
2	打印机		台	1	
3	控制台		套	1	
4	主变压器线路测控屏	柜型 2260×800×600	面	1	
5	公用测控屏	柜型 2260×800×600	面	1	
6	35kV 综合保护测控装置		台	7	
6.1	35kV 线路保护测控装置		台	4	
6.2	35kVSVG 保护测控装置		台	1	
6.3	35kV 站用接地变保护测控装置		台	1	
6.4	35kV 母线测控装置		台	1	
7	远动综合屏	柜型 2260×800×600	面	1	含远动装置 2 台, 对时装置 1 套
8	网络接口屏	柜型 2260×800×600	面	1	含网络交换机 2 台, 智能接口装置 1 台
9	微机五防系统	含升压站和光伏场五防	套	1	
10	升压站综合自动化系统软件		套	1	
二、继电保护					
1	110kV 线路保护屏	柜型 2260×800×600	面	1	
2	主变压器保护屏	柜型 2260×800×600	面	1	
3	35kV 母线保护屏	柜型 2260×800×600	面	1	
4	故障录波屏	柜型 2260×800×600	面	1	
5	保护及故障信息子站	柜型 2260×800×600	面	1	
三、调度自动化					
1	调度数据网接入设备		套	2	
2	二次系统安全防护设备		套	1	
3	OMS 系统		套	1	
4	电能计费系统		套	1	
4.1	关口计量屏		面	1	含 2 块 0.2s 关口表及 1 套电能量采集终端设备
4.2	35kV 考核表		块	8	0.2s, 安装于开关柜
5	电能质量监测屏	柜型 2260×800×600	面	1	
6	PMU 屏	柜型 2260×800×600	面	1	
7	有功功率及无功电压控制系统		套	1	

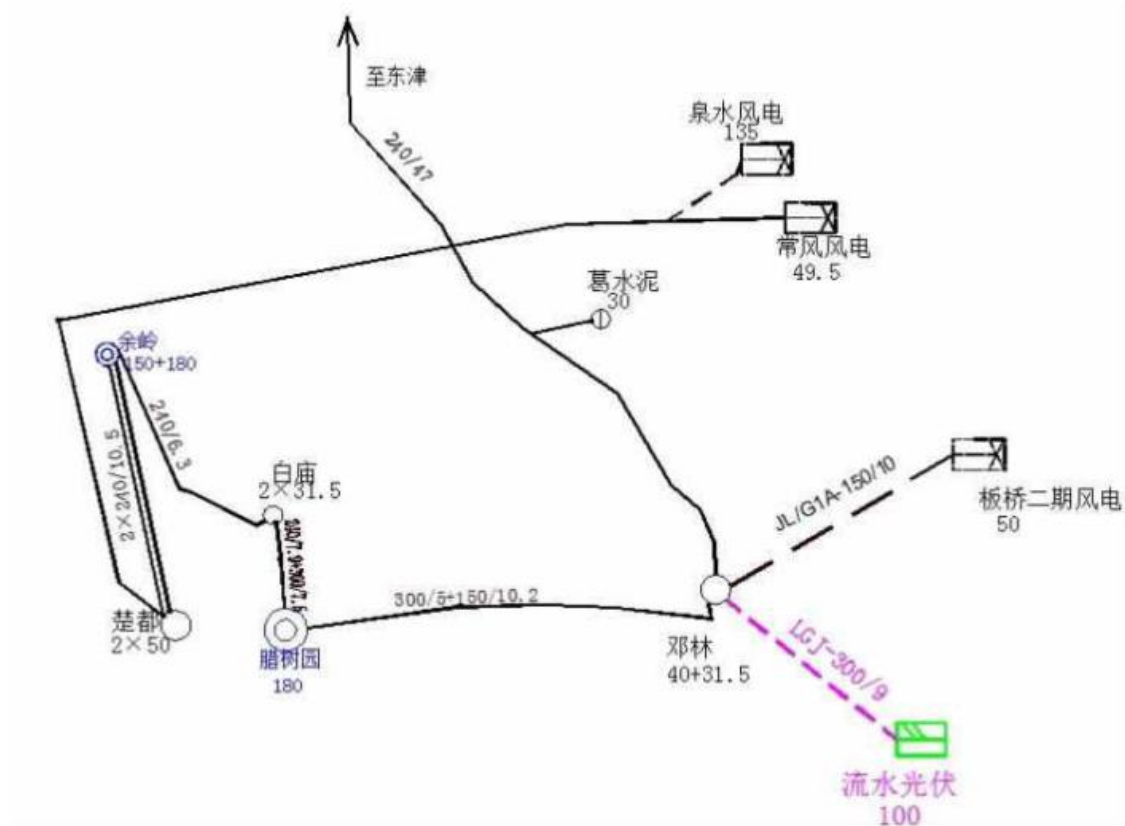
8	一次调频系统		套	1	
三、直流系统					
1	蓄电池	300Ah/DC220V 104 只	组	1	支架安装
2	直流充电屏	含高频开关直流电源充电装置 4x20A/220V	面	2	
3	直流配电屏	柜型 2260×800×600	面	1	
4	DC48V 通信电源屏	含 DC/DC 3x30A 模块 2 套	面	1	
5	事故照明电源		套	1	
四、UPS 系统					
1	UPS	8kVA	套	2	
五、火灾报警系统					
1	升压站火灾报警系统		套	1	
六、图像监视与警戒系统					
1	图像监视与警戒系统(含光伏场区)		套	1	
七、门禁系统					
1	门禁系统		套	1	
八、控制电缆					
1	控制电缆		12	km	

备注：上表中，柜型尺寸均为高×宽×深。

6.4 系统通信

6.4.1 系统概况

根据系统一次接入方案,流水光伏装机容量100MWp,新建1回110kV线路至110kV邓林变,线路长度约为9km。



6.4.2 调度关系

根据湖北省电力调度管理原则,流水光伏由湖北省调和襄阳地调调度管辖,其远动信息发送至湖北省调、备调和襄阳地调、备调。

6.4.3 信息传输种类及通道要求

根据保护、自动化等专业的要求,流水光伏信息传输种类及通道要求如下:

(1) 调度自动化信息及通道要求

流水光伏配置 2 套调度数据网接入设备,分别接入湖北省调度数据网和襄阳地区调度数据网。流水光伏至米庄变需 2 路 1x2M 光纤通道,用于

传输湖北省调调度数据网信息。

流水光伏至顺安变和襄阳地调各 1 路 1x2M 光纤通道,用于传输襄阳地调调度数据网信息。

(2) 线路保护信息及通道要求

流水光伏至 110kV 邓林变 110kV 线路配置 1 套光纤分相电流差动保护, 需 1 路光纤专用芯通道。

(3) 安全自动装置信息和通道需求

流水光伏暂预留安全自动装置通道。具体根据安全自动装置专题进行实施。

(4) OMS 报票信息和通道要求

流水光伏配置 1 套 OMS 报票系统接入设备, 经 1 个 2M 接入湖北省调 OMS 报票系统, 用于传输风电场至湖北省调相关调度管理信息、发电管理信息。

(5) 语音信息和通道要求

流水光伏至襄阳地调需 1 路调度电话语音通道和 1 路行政电话语音通道, 用于传输电话语音信息。

6.4.4 系统通信方案

根据鄂电司发展[2020]93 号《国网湖北省电力有限公司关于申宜宜城流水镇农光互补光伏发电项目接入系统方案审查意见的函》, 系统通信方案如下。

(1) 光缆建设方案

在流水光伏至 110kV 邓林变的 1 回 110kV 线路上架设 2 根 48 芯 OPGW 光缆，纤芯 G.652D，光缆长度约为 2*9km。

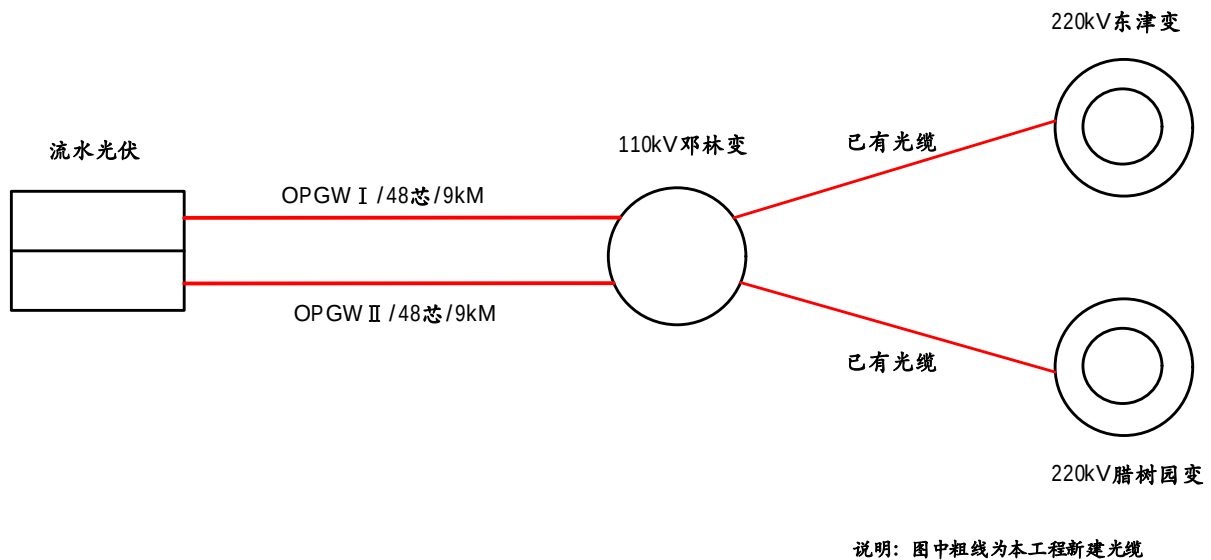


图 6.4-1: 光缆路由图

(2) 光纤电路建设方案

省襄阳 2.5G 中兴网电路：

建设流水光伏~110kV 邓林变(跳纤)~220kV 东津变 1 条 SDH 622M (1+0) 光纤电路，经东津变接入省襄阳 2.5G 中兴网

建设流水光伏~110kV 邓林变（跳纤）~220kV 腊树园变 1 条 SDH 622M (1+0) 光纤电路，经腊树园变接入省襄阳 2.5G 中兴网

地襄阳 10G 中兴城网电路：

建设流水光伏~110kV 邓林变 1 条 SDH 622M (1+1) 光纤电路，经邓林变接入地襄阳 10G 中兴城网。

(3) 光通信设备配置方案

在流水光伏配置 2 套光传输设备，1 套省襄阳 2.5G 中兴网设备，1

套地襄阳 10G 中兴城网。

东津变在省襄阳 2.5G 中兴网 ZXMP-S385 设备上扩容 1 块 4*L4.2 光口板,腊树园变在省襄阳 2.5G 中兴网 ZXMP-S385 设备上扩容 1 块 4*L4.2 光口板, 邓林变在地襄阳 10G 中兴城网 ZXMP-S385 设备上扩容 2 块 4*L4.2 光口板,并扩容 1 套 96 芯 ODF 子架。

本工程在流水光伏配置 2 套 PCM 设备,在襄阳地调各扩容 2 套 PCM 设备。调度、行政电话信号分别利用 2 套 PCM 传输。在主控室配置 2 部录音电话。另配置 1 部公网电话,作为调度备用通信方式。

流水光伏系统通信方案如下。

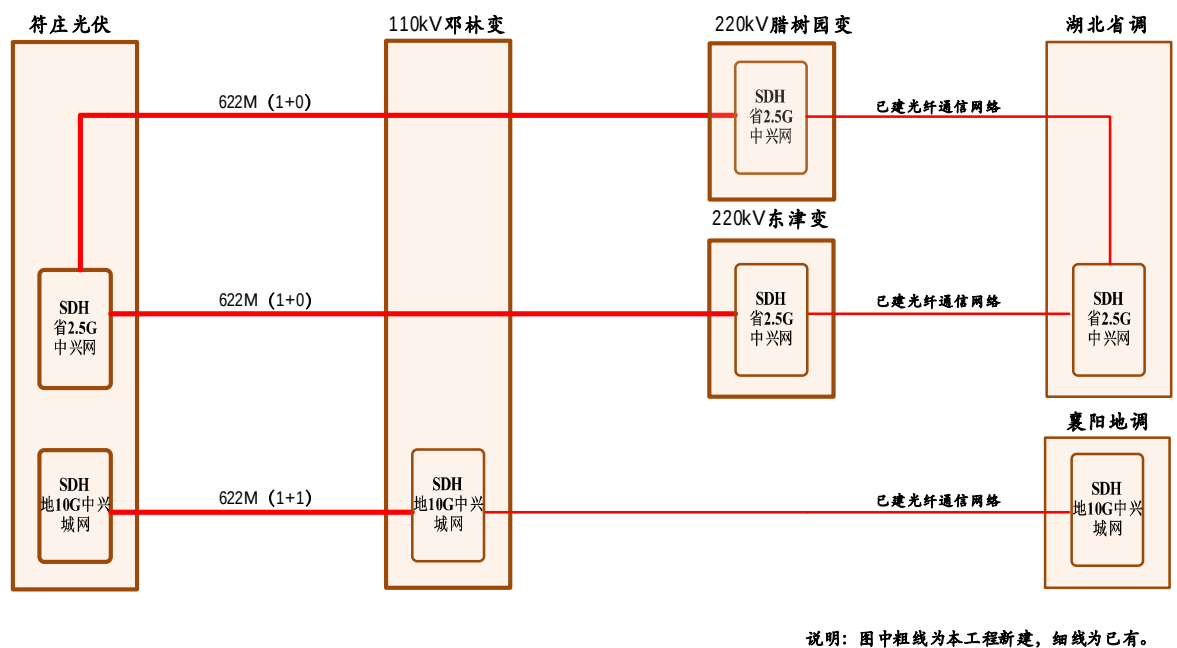


图 6.4-2 系统通信方案

6.4.5 通道组织

（1）调度数据网通道组织

接入至湖北省调调度数据网：

2 路 1*2M 至米庄变

路由为：光伏电站-东津变-米庄变（省襄阳 2.5G 中兴网）

接入至襄阳地调调度数据网：

1*2M 至襄阳地调

路由为：光伏电站-邓林变-襄阳地调（地襄阳 10G 中兴城网）

1*2M 至顺安变

路由为：光伏电站-邓林变-顺安变（地襄阳 10G 中兴城网）

（2）线路保护和安全自动装置通道组织

流水光伏—110kV 邓林变 1 回 110kV 线路光纤电流差动保护采用光纤专用芯传输。

（3）OMS 报票通道组织

1*2M 至湖北省调

路由为：光伏电站-邓林变-顺安变（省襄阳 2.5G 中兴网电路转省主干 2.5G 电路）-湖北省调（省主干 2.5G 电路）

（4）PCM 调度、行政语音通道组织

2 路 1*2M 至襄阳地调

路由为：光伏电站-邓林变-襄阳地调（地襄阳 10G 中兴城网）

6.5 场内通信

6.5.1 概述

场内通信系统由生产管理及调度通信系统、无线对讲系统和通信网络等组成。

6.5.2 生产管理及调度通信系统

生产管理通信系统采用当地运营商电话网络，由业主负责。

生产调度通信系统采用 PCM 小号方式实现。

6.5.3 无线对讲系统

流水光伏配置 10 部无线对讲机，用于运检人员日常维护使用。

6.5.4 配线设备及电缆网络

流水光伏配线设备及电缆网络由配线架、分线盒、通信电缆、用户终端设备等组成。通信电缆依网络的实际情况而确定其大小。

流水光伏综合配线柜内配置 1 套 200 回线 VDF 音频配线单元。

6.5.5 通信电源

流水光伏通信设备采用采用一体化电源，由电气二次提供 2 个不同工作段的 DC220V/DC48（4×30A）直流变换提供。

6.5.6 通信机房

流水光伏配置的光纤通信设备、配线设备、交换机设备及电源设备等均布置于电气继电室内。

通信主要设备见表 6.5.6-1。

1	通信电源屏 含 DC/DC 4*30A 模块 2 套, 2 套共 18 路 32A 直流馈线 2 套	面	1.00
2	厂内通信系统		
3	市话接入	项	1.00
4	IP 录音电话	部	2.00
5	无线对讲机	部	10.00
6	配线网络 通讯线缆	项	1.00
7	系统通信		
8	SDH 设备	套	2.00
9	光口板	块	8.00
10	综合配线柜 ODF96 芯,DDF64X2M,VDF200 回线	套	1.00
11	进站光缆 非金属阻燃 48 芯普通光缆	km	1.00
12	PCM 设备	套	4.00

7 土建工程

7.1 总图

7.1.1 总体布置

本光伏发电项目位于宜城市流水镇刘台村,项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线,场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

本项目规划区域面积约 2563 亩,实际可利用的布板区域面积约 1851 亩,本期总装机约 100MWp, 同期设置 110kV 升压站一座。

升压站根据场区内各光伏片区分布、送出线方向及进站道路引接等因素,拟选在场址中部偏北的小山包上。初步判定站址位于一般农田区域,站址地势明显高于周边场地,自然地面高程约96m。进站道路由站区东侧现有村村通公路引接,最小转弯半径一般为9m。

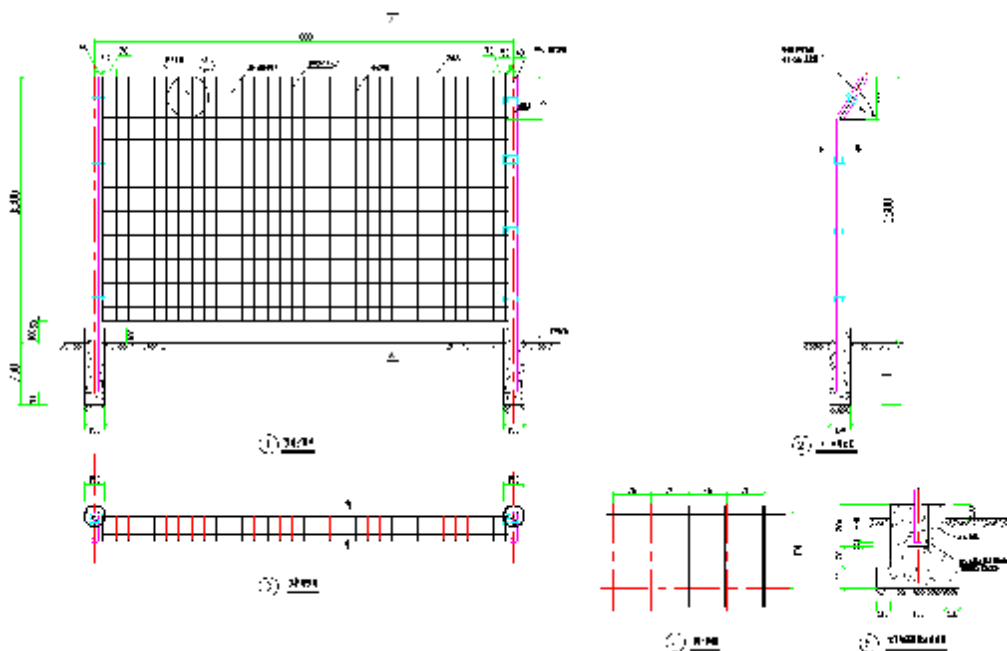
光伏场场区施工检修道路道路设计路宽为4m,采用20cm厚碎石路面。经展线计算,本项目场区检修道路总长约12.4km,其中:改造道路约 8.6km,新建道路约3.8km。

场区道路主要技术指标:路基宽度: 4.5m;路面宽度: 4.0m;土路肩宽度: $2 \times 0.25 = 0.5\text{m}$; 停车视距: 20m; 平曲线最小半径: 9m; 最大纵坡: 12%; 竖曲线半径极限最小值: 300m; 路拱横坡: 2.0%; 设计洪水频率: 1/25; 桥涵设计荷载: 公路—II级; 路面类型: 碎石路面路面。

道路排水设计以充分利用既有排水系统为原则,对于无法利用的路

段，路基排水以边沟及涵管相结合的原则进行设置。涵管及边沟设置应根据路线平面、纵断面，综合考虑全线排水系统。在边沟适当位置设置疏水涵洞，用于疏排边沟汇水；在跨越冲沟等汇水区位置设置过水涵洞，避免汇水冲刷路基。由于路线所经区域多为庄稼地，地形平缓，但地质条件较差，为使路面承载满足施工及设备运输通行要求，路基填料应采用硬质回填料，如开山石、山皮石、建筑垃圾等。

对于一般农田上光伏，本项目检修通道采用光伏方阵间设检修通道，为了方便管理，光伏场区拟采用 1.8m 高裹塑网围栏沿光伏矩阵分块对光伏场区进行围合。钢丝网围栏立柱、钢丝网采用草绿色喷塑处理，其他金属件采用热浸镀锌处理。围网长度约为 35.2km。



7.1.1 场区钢丝网围栏详图

7.1.2 升压站总平面布置

升压站站区围墙长 87m，宽 50m，站区围墙内占地面积为 4350 m²。

站区内主要由综合楼、电气楼、消防水泵房、消防水池、主变压器、GIS及出线构架、事故油池、SVG户外成套装置、施工变及生活污水处理装置等构成。根据场区总体布置及进站道路引接方向的要求，站区设置一个出入口，布置在站区西侧与现有乡村水泥道路相接。

围墙及大门：为了管理安全，升压站四周拟采用 2.3m 高实体砖围墙。升压站大门宽 8m。

道路：站内道路采用城市型混凝土道路，路宽 4.0m，转弯半径一般为 9m。出入口引道与门宽相适应。站内道路布置满足使用及消防要求。

地坪：综合楼前设置小型混凝土广场，未硬化的空地采用植草绿化。

绿化：绿化主要以草皮为主。

7.1.3 站区竖向布置

站区竖向布置应考虑防洪问题，目前暂未收到本项目水文报告，升压站场平标高暂按自然地面标高设置。站区竖向采用平坡式布置方式，站区排水采用道路找坡自然排水。

7.1.4 站区管线(沟)布置

根据工艺要求站区管线的布置尽可能顺畅、短捷，减少埋深和交叉，以方便检修。地下管沟与建构筑物或其它管线(沟)的距离则根据有关规程、规范要求，确定管沟间距及埋深。

站区电缆沟按考虑排水设计，站区沟道应防止地面水、地下水及其它管沟内的水渗入，并在沟道进入建筑物外或在适当的距离及地段设置防火隔墙。

地下沟道底面设置纵、横排水坡度，其纵向坡度不小于0.5%，横向坡度一般为1.5%。并在沟道内有利排水的地点及最低点设集水坑和排水引出管。

7.1.5 站区建(构)筑物的防火间距

建(构)筑物的防火间距符合《建筑设计防火规范》，《火力发电厂与变电站设计防火规范》及《变电站总布置设计技术规程》的要求。

7.2 建筑

7.2.1 建筑设计原则及特点

- （1）形象设计上结合当地建筑的地域特色、在满足工艺生产要求前提下，力求建筑造型简洁明快，体现出时代风格，色彩搭配美观大方。
- （2）装修标准以经济，实用，安全为原则。选材首先满足使用要求，并优先使用本地生产的材料和构配件。
- （3）根据生产的特点，采取必要措施，满足防水、防火、防爆、防腐蚀，防小动物进入等要求。
- （4）在满足工艺要求的基础上，建筑布置尽量紧凑并合并布置，以节约用地。

7.2.2 主要建筑物建筑方案

光伏电站建筑含有电气楼、综合楼及消防水泵房等。

表7.2-1 建筑物一览表

编号	名称	建筑面积(m²)	层数	结构形式	层高 m	耐火等级
1	电气楼	353.10	1	框架结构	3.6,局部 5.8	二级
2	综合楼	373.70	2	框架结构	3.6	二级
3	消防水泵房	82.20	1	框架结构	4.5，局部 -4.5	二级

（1）电气楼：为单层建筑。布置有继电器室、控制室、35kV配电室、

蓄电池室、工具间、办公室及卫生间等，框架结构。

(2) 综合楼：为单层建筑。布置有休息室、厨房、餐厅、茶水间、办公室、资料室及卫生间等。框架结构。

综合楼方案的特点是布置紧凑，功能分区明确、合理。平面功能紧凑，工艺系统流畅先进，内部出口安全合理。屋面采用现浇砼屋顶、同时增设保温层，大大减少外界环境对室内气候的影响，创造一个冬暖夏凉的室内气候环境。

(3) 消防水泵房：为单层建筑（局部为地下负一层），布置有供水设备间，消防水泵房。

7.2.3 建筑装饰

外墙面：外墙涂料（带保温层），面砖勒脚。

内墙面：内墙无机涂料，卫生间贴瓷砖至吊顶底。

楼地面：卫生间等有防水要求的房间采用防滑地砖楼地面；备件库，水泵房等采用细石混凝土地面；其余房间、门厅、走道等一般采用地砖楼地面；

屋面：采用钢筋砼屋顶，带保温层，有组织排水。

顶棚：涂料顶棚。

吊顶：控制室、休息室等采用轻钢龙骨铝合金板吊顶。卫生间采用铝合金扣板吊顶。

门窗：备件库，水泵房采用平开钢板门，其余房间采用夹板门、铝合金门等；电气设备房间采用防火门。窗采用断桥隔热型铝合金窗，窗玻璃为普通中空玻璃(6+9A+6)。

墙体：外墙采用250厚加气混凝土砌块墙，内墙采用200厚加气混凝土砌块墙。局部内隔墙采用隔断墙。

7.2.4 防火疏散

建筑防火设计符合国家现行《建筑设计防火规范》、《火力发电厂与变电站设计防火规范》及相关设计规程的规定，在防火分区、防火构造、疏散门和通道等方面均作了认真考虑，确保变电站的安全运行和紧急情况下人员疏散的要求。

7.2.5 立面造型

本方案建筑外观设计作了精心细致的考虑-结合建筑平面布局和站前区视觉空间环境关系，对建筑立面进行全三维立体空间构图设计。站前区建筑显得简洁、大方、朴实，又具有现代感和时代气息。

7.2.6 人工环境

建筑的外墙体采用250厚加气混凝土砌筑，带保温层；屋面采用现浇砼屋顶、设保温层，争取创造一个冬暖夏凉的室内气候环境，既保持了室内热工环境的稳定性，亦降低了升压站内设备噪声对室内环境的影响，且降低了能耗。

7.3 结构

7.3.1 概述

光伏电站由光伏阵列、升压站组成。升压站包括生产楼、生活楼、辅助用房等建(构)筑物。

设计依据的主要规程规范，技术标准及相关文件：

《混凝土结构设计规范》GB 50010-2010（2015版）

《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012

《建筑抗震设计规范》GB 50011-2010（2016版）

《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018版）

《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011

《建筑地基处理技术规范》JGJ 79-2012

《钢结构设计标准》GB 50017-2017

《砌体结构设计规范》GB 50003-2011

《建筑桩基技术规范》JGJ94-2018

7.3.2 工程地质条件

7.3.2.1 地形地貌

拟建物场地在地貌单元上属低山丘陵及山间冲沟地貌，地形起伏大，最大高差近50m。

7.3.2.2 地层岩性

根据野外钻探揭露，并结合现场原位测试及室内试验成果，本场地在勘察深度范围内共有四大力学层，其岩土特征简述如下：

①层 耕植土(QmI)：褐黄色，可塑，以粉质粘土为主，含大量植物根系及有机质，局部含角砾，全场地分布，层厚0.3-1.4m，平均厚度约0.74m。

②-1层 粉质粘土(Q4aI)：褐灰色，可塑，以粉质粘土为主，含铁锰质氧化物及炭质物，韧性低，塑性中等，干强度中等，局部含角砾，主要分布在Ⅰ区冲沟及两侧地段，层厚1.1-6.2m，平均厚度约2.47m。

②-2层 粉质粘土(Q4aI)：褐黄色，可塑，以粉质粘土为主，含大量铁锰质氧化物，韧性高，塑性好，干强度高，局部含角砾，主要分布在Ⅰ区冲沟及两侧地段，层厚1.2-6.6m，平均厚度约3.22m。

③层 角砾土(Q3eI+dI)：褐黄色，稍密，稍湿，由碎石、砾及粉质粘土组成，其中碎石、砾约占50%，其它占50%，碎石平均粒径约3cm，呈棱角状、次棱角状，级配较好，胶结一般，主要分布在Ⅱ区山顶及山坡地段，最大厚度约12m。

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)(2016年版)附录A.0.15.2

条及《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），流水镇地震基本烈度为6度，拟建物场地抗震设防烈度为6度，设计基本地震加速度值为0.05g，抗震设计分组为第一组，设计特征周期为0.35s，建筑抗震设防类别为标准设防类（简称丙类）。

7.3.2.3 不良地质条件

根据勘察结果表明，场区地质构造简单，无构造活动迹象，无地下河、沟浜、墓穴、防空洞、孤石等对工程不利的埋藏物，不良地质作用不发育，抗震一般地段，属基本稳定场地。

7.3.3 结构方案

7.3.3.1 光伏支架设计

设计基本参数

基本风压：0.40kN/m²；

基本雪压：0.40kN/m²。

1) 支架结构布置

本工程光伏支架采用预制管桩基础固定式支架，角度15°，支架组件最低点距地面不低于2.5m。光伏组件包含两种形式，分别为4×9和4×18块光伏组件组成一个阵列。

支架桩基主要方案目前主要有单桩支撑、前后双桩支撑两种。由于本工程所在地主要为一般农田，为减少土层的扰动，有利于水土及环境的保护，支架桩基方案选用单桩支撑的方案。单立柱光伏支撑结构主要由主梁、次梁、前支撑、后支撑、钢柱、抱箍和单桩基础等关键构件组成。单立柱光伏支撑结构采用两个斜支撑支起主、次梁，从而托起光伏电池板，钢斜撑与单柱基础之间连接通过抱箍实现，具有简洁、高效的特点。

主要材料

钢材：冷弯薄壁型钢、其材料应具有钢铁厂出具的质量证明书或检验报告，其化学成分、力学性能和其它质量要求必须符合国家现行标准规定。钢材主要材质为Q355B、Q235B。

支架防腐：钢材均采用热镀锌防腐，镀锌厚度不小于 $65\mu\text{m}$ 。对于后加工局部镀锌层损坏部分采用喷锌防腐，喷锌厚度不小于 $65\mu\text{m}$ 。

螺栓：檩条、支撑的连接采用普通螺栓，性能等级8.8级。

2) 支架设计

根据《光伏支架结构设计规程》NB/T 10115-2018，对于光伏组件支架，风荷载与雪荷载应同时进行组合；同时依据《光伏发电站设计规范》GB50797-2012第6.8.6条条文说明，对于地面光伏组件支架，当设防烈度小于8度时，可以不进行抗震验算，本项目所在地抗震设防烈度为6度，因此荷载组合中不考虑地震作用。

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

设计主要控制参数：

主要承重构件受压容许长细比 180

其它构件、支撑受压容许长细比 220

主要构件受拉构件容许长细比 350

柱顶位移比 1/60

主梁的挠度 L/250

次梁的挠度 L/250

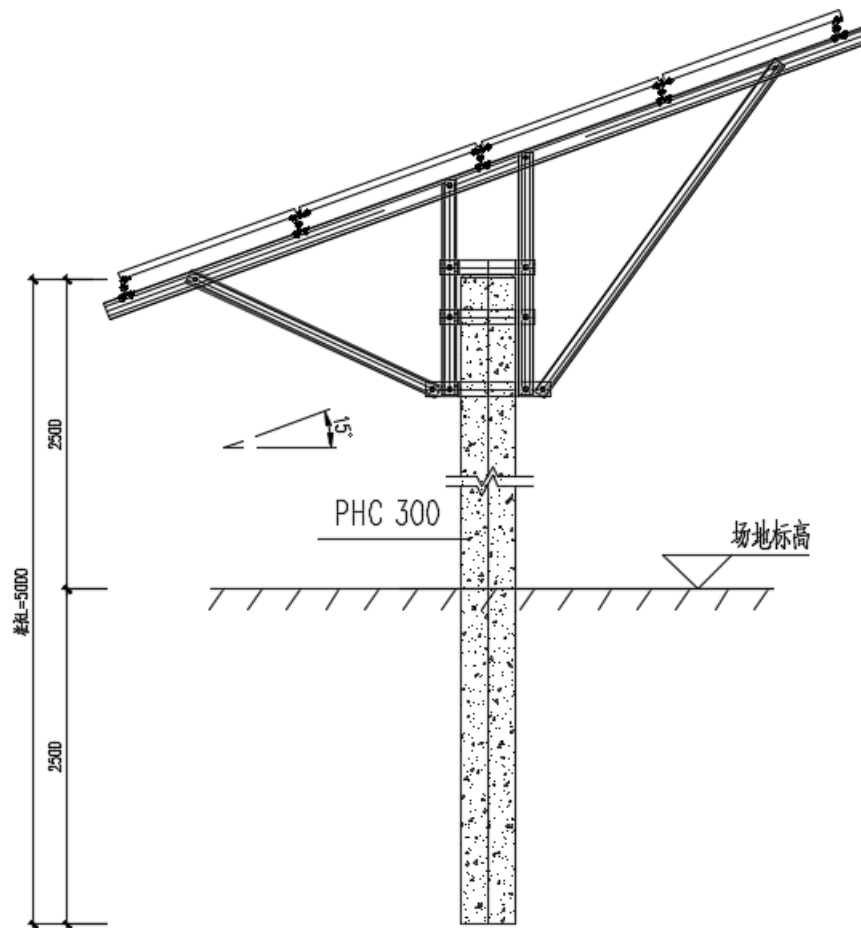
支架与基础为刚接（或铰接），立柱与横梁、横梁与檩条之间均为铰接。

本阶段考虑光伏板组件支架形式为普通钢结构单支腿支架，光伏支架采取“抱箍”的连接方式与钢筋混凝土预制管桩基础相连。

支架采用固定式支架，支架采用镀锌防腐。在各种荷载组合下，支架通过计算应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。

根据水文气象专业分析计算，按气象资料中的设计最大风速计算的基本风压小于建筑结构荷载规范推荐的取值，设计时采用规范值作为设计依据，确保支架系统安全、稳定。

3) 支架初步计算



A. 钢结构计算

A.1 各部件材料选材：

檩条： C 型钢 C80*40*15*2.0 Q355B

C 型钢 C80*40*15*2.5 Q355B

斜梁： C 型钢 C80*40*15*2.5 Q235B

前、后立柱： C 型钢 C70*40*15*2.5 Q235B

大、小抱箍： $\Phi 300 \times 5.0 \times 80$ Q235B

前、后斜撑： C 型钢 C60*40*15*2.0 Q235B

A.2 强度及挠度计算：

檩条受力分析：

檩条计算：挠度值为： $17\text{mm} < 4400/250$ （按照《光伏支架结构设计规程》

8.1.1.1 光伏支架变形要求，次梁挠度容许值为 $L/250$ ）

强度值为： $213\text{Mpa} < 310\text{Mpa}$

说明：檩条选材满足设计要求

斜梁受力分析：

斜梁计算：挠度值为： $2.8\text{mm} < L/250$ （按照《光伏支架结构设计规程》

光伏支架变形要求，主梁挠度容许值为 $L/250$ ）

强度值为： $163\text{Mpa} < 215\text{Mpa}$

说明：斜梁选材满足设计要求

立柱受力分析：

前立柱计算：挠度值为： $25\text{mm} < L/60$ （按照《光伏支架结构设计规程》

光伏支架变形要求，立向支持挠度容许值为 $L/60$ ）

强度值为： $286\text{Mpa} < 310\text{Mpa}$

说明：前立柱选材满足设计要求

斜支撑连接件受力分析：

斜支撑连接件计算：挠度值为： $0.2\text{mm} < 350/200$ （按照《光伏支架结构设计规程》光伏支架变形要求，次梁挠度容许值为 $L/200$ ）

强度值为： $130\text{Mpa} < 215\text{Mpa}$

说明： 斜支撑连接件选材满足设计要求

前后斜撑受力分析：

前后斜撑计算：挠度值为： $0.81\text{mm} < L/250$ （按照《光伏支架结构设计规程》光伏支架变形要求，次梁挠度容许值为 $L/250$ ）

强度值为： $106\text{Mpa} < 215\text{Mpa}$

说明： 前后斜撑选材满足设计要求

根据以上计算结果，材料均满足钢结构设计：

抗拉/压/弯强度 $f_s < 215 \text{ N/mm}^2$ ，挠度位移 $L < 1/200$ 的设计要求。

7.3.2.2 桩基础选型

根据支架情况及现场地质，本阶段推荐采用预制混凝土管桩基础。采用预制混凝土桩基础，施工简单，地表破坏少，节约用水，环保，方便安装。桩材料为预应力高强混凝土，高速离心成型工艺和二次湿热养护工艺工厂化制作，桩身质量及沉桩长度可用直接监测，桩质量可靠；采用静压桩机进行沉桩施工，因沉桩过程是慢速均匀加载，无冲击和反射应力波，对桩身冲击应力小，施工质量易保证。桩砼强度高，可打入密实的砂层和老土层，由于挤压作用，桩端承载力可比原状土质提高65%~80%，桩侧摩阻力提高20%~35%，并因桩为高强度混凝土预应力构件，尤其抗压、抗弯性能好，其桩身承载力比其它桩种高2~5倍。

其次，桩为工厂预制，采用高压、蒸汽养护，生产周期短，一般3~5天即可出厂，可提前批量生产，不占用施工养护周期。静压法沉桩施工，在普通地质条件下，1~3分钟即可压入5m~10m长的一根管桩，施工时间主要用在桩头焊接、预制桩场内二次倒运、移动桩机等工作项目上。沉桩完毕后，桩体即有强度，承载力达到最终承载力的80%以上。施工进度

快，投资周期短，具有良好的经济效益。

场区施工时采用静压法沉桩施工预制桩，无震动、无噪音。静压法沉桩由于是缓慢匀速压入，对土体振动小，为周边环境的影响小。而且预制桩均为成品，与混凝土灌注桩相比无砂石料、混凝土及泥浆等污染。

桩能够穿透普通软土层及粉、沙、粘土层，配上开口型桩尖减少挤土效应后，具有良好的穿透土层能力，尤其是采用静压沉桩方式。遇到特殊土质如软硬不均、上软下硬、软硬突变的土层，穿透能力特别强。

由于预制桩混凝土强度高，单桩承载力大，工程造价相对于混凝土灌注桩便宜40%左右。尤其是采用静压法沉桩对桩身破坏小，送桩到位率高，截桩小，质量可靠，经济效益更高。

7.3.3.3 桩基础计算（以 4*9 为例）

1) 风压荷载的计算

设计时的风压荷载逆风： $W1 = \beta_z \cdot \mu_s \cdot \mu_z \cdot \omega_0 \cdot A \cdot W \cdot \cos 15^\circ$

$$W1 = 1 \times 1.3 \times 1.0 \times 0.4 \times 4.1 \times 4.236 \times \cos 15^\circ = 8.72 \text{ kN}$$

2) 雪压荷载的计算

设计时的雪压荷载： $S1 = \mu_r \cdot S_0 \cdot A \cdot W$

$$S1 = 1.0 \times 0.4 \times 4.1 \times 4.236 = 6.95 \text{ kN}$$

∴取风荷载为最不利荷载参与计算。

3) 组件及基础自重力的计算

支架及组件产生的力： $G = 0.3 \times 4.1 \times 4.236 = 5.21 \text{ kN}$

4) 桩基抗压承载计算

所需桩基抗压承载为： $F1 = 8.48 + 5.21 = 13.69 \text{ kN}$

管桩单桩竖向极限承载力为：

$$Q_{uk} = Q_{sk} + Q_{pk} = \mu \cdot \sum q_{sik} \cdot l_i + q_{pk} \cdot (A_j + \lambda_p \cdot A_{p1})$$

$$Q_{uk}=3.14 \times 0.3 \times 3.6 \times 20=67.82\text{KN}$$

∴单桩承载力特征值为： $R_a=33.91\text{KN} > F_1=13.69\text{KN}$ ，满足设计要求。

5) 桩基水平承载计算

设桩基水平承载为： $V_1=\beta z^* \mu s^* \mu z^* \omega_0 \cdot A \cdot W \cdot \sin 15^\circ$

$V_1=1 \times 1.3 \times 1.0 \times 0.4 \times 4.1 \times 4.236 \times \sin 15^\circ = 2.34\text{kN} < 10/2=5\text{KN}$ ，满足设计要求。

6) 竖向抗拔承载力

基桩抗拔极限承载力标准值：

$$\begin{aligned} T_{uk} &= \sum l_i q_{sik} u_i l_i \\ &= 0.70 \times 30 \times 0.942 \times 2.9 \\ &= 57.37\text{kN} \end{aligned}$$

取 $T_{uk} = 57.37\text{kN} > F_2=17.5\text{kN}$ ，满足设计要求。

后续阶段将根据本项目《试桩报告》和《详勘报告》的内容，验证同地质条件下不同桩长是否均能满足设计承载力要求。

7.3.3.4 箱变平台基础

本工程需考虑洪水位及基础稳定性的影响，箱变定位尽量位于洪水位以上箱变基础可采用普通混凝土和砖砌基础，基础顶面离地高度满足洪水位要求。

箱式变基础采用C25素混凝土基础底板，基础埋深约1.40m，采用天然地基。底板设置集水坑，并向集水坑处按照坡度0.5%找坡，方便基础内积水汇集。侧壁采用M7.5水泥砂浆、MU15机制砖砌筑240厚砖砌筑，在侧壁内、外侧和底板上表面各粉刷20mm防水砂浆，并在侧壁两侧设置通风百叶窗。砖砌侧壁顶部设置240X300钢筋混凝土圈梁压顶，并设置800X800检修人孔，带防盗钢盖板。箱变基础露出地面高度300mm，地面

上设砖砌台阶。

待箱变设备选定后，再依据箱变设备资料进行优化设计。

7.3.3.5 升压站内主要建(构)筑物

(1) 电气楼结构类型采用一层钢筋混凝土框架结构，屋面采用现浇混凝土楼板，基础采用柱下钢筋混凝土独立基础， $\pm 0.000\text{m}$ 以上填充墙采用加气混凝土砌块砌筑， $\pm 0.000\text{m}$ 以下墙体及女儿墙采用砖砌筑。

(2) 综合楼结构类型采用单层钢筋混凝土框架结构，屋面采用现浇混凝土楼板，基础采用柱下钢筋混凝土独立基础，天然地基。 $\pm 0.000\text{m}$ 以上填充墙采用加气混凝土砌块砌筑， $\pm 0.000\text{m}$ 以下墙体及女儿墙采用砖砌筑。

(3) 消防水泵房上部为单层钢筋混凝土框架结构，屋面采用现浇混凝土楼板，基础为地下箱型水池结构，天然地基。 $\pm 0.000\text{m}$ 以上填充墙采用加气混凝土砌块砌筑， $\pm 0.000\text{m}$ 以下墙体及女儿墙采用砖砌筑。

(4) 主变压器基础采用肋梁式钢筋混凝土基础。油池底板现浇素混凝土，池壁采用砖砌池壁，油池铺钢格栅滤油层。

(5) SVG设备室外基础工程、SVG水冷及SVG户外配电装置基础、SVG集装箱基础、GIS基础、站用接地变及电阻柜基础均采用现浇钢筋混凝土基础，天然地基。

(6) 110kV 单门形构架及基础工程采用圆钢管，构架梁为钢结构，钢材均为 Q235B，焊条为 E43 系列，所有钢构件均采用整体热镀锌防腐。基础为独立基础，天然地基。构架避雷针搁置在构架柱顶上，为钢管避雷针型式。

(7) 深度小于一米的电缆沟采用砖砌结构，深度大于一米的电缆沟采用混凝土或钢筋混凝土结构。室内电缆沟采用成品盖板，室外电缆沟

采用钢筋混凝土盖板，电缆沟盖板应满足过道等基本荷载要求。

（8）集电线路采用电缆敷设方式。电缆沟断面约为 1.2mx0.8m，沟内铺砂后加保护盖板，盖板上用土回填。

（9）事故油池顶板、底板采用钢筋混凝土现浇结构，池壁用砖砌结构，内外侧刷防水砂浆做防水处理。

（10）地埋式生活污水处理设备和消防水池均为钢筋混凝土水池结构。

7.3.3.6 抗震设防

本工程抗震设防烈度为6度，根据《建筑抗震设计规范》（GB50011）和《变电站建筑结构设计技术规程》（DL/T 5457-2012）规定，所内建(构)筑物抗震构造措施设防烈度调整见表7.3-3。

表7.3-3 站内建(构)筑物抗震构造措施设防烈度调整表

序号	建筑(构)物名称	抗震设防烈度	抗震构造措施
1	光伏板支架及基础	6	6
2	电气楼	6	6
3	综合楼	6	6
4	消防水泵房	6	6
5	电气设备基础	6	6
6	水池	6	6
7	其它建(构)筑物	6	6

7.4 给排水

7.4.1 设计采用的主要规程规范

- （1）《室外给水设计标准》GB50013-2018；
- （2）《室外排水设计规范》GB 50014-2006（2016 版）；
- （3）《建筑给水排水设计标准》GB50015-2019

7.4.2 给水部分

（1）水源及取水

本工程拟采用地下水作为生活用水水源。深井设置在升压站内，敷设一根 DN100 输水干管，供水至升压站内一体化供水设备和消防水池。

（2）用水量

本工程最大日总用水量约为 $6\text{m}^3/\text{d}$ 。

（3）供水系统

1) 供水设计

井水一部分进入消防水池，供应消防用水。另外部分输送至站内一体化供水设备，再经过活性炭处理设备、紫外线消毒仪处理后送至升压站各用水点。

2) 生活给水系统

生活给水系统采用成套设备，包括生活水箱 1 个 10m^3 、2 台变频生活泵(一用一备)、一套活性炭处理设备、一套紫外线消毒设备。水箱内的生活水经净化处理后，通过给水管道送至升压站各用水点。生活水泵的状态信号传送到控制室。

3) 热水给水系统

热水给水系统采用贮热式太阳能热水器供水。

4) 生产用水

为保证电池发电效率，定期对组件进行清洗，本工程电池组件的污物主要是浮灰，采用清水冲洗即可。电池组件成排布置，本工程太阳能电池组件总面积为 1708666.7m^2 。组件清洗用水量取 $3.0\text{L}/\text{m}^2$ 次，单次冲洗总用水量约为 5126m^3 。

由于本项目为农光互补方案，组件间距为 3.3m 以上，种植了农作物，水车无法行进到光伏阵列中，光伏板冲洗方式采用水罐车取水，人工配

合冲洗。全场设置 6 台水罐车，水罐车容量 10m^3 ，为了不影响发电，清洗时间选在日落后。清洗车冲洗历时约 20 分钟后需重新灌水，灌水时间大约 15 分钟。按每天作业 3 小时计算，约 15 天可完成一次清洗任务。

升压站内供水干管预留供水节点作为冲洗水供水点。

5) 施工用水

光伏电站施工用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等部分组成。初步考虑采用打井取水。

7.4.3 排水部分

本工程排水系统采用雨、污水分流制。排水系统主要包括：雨水、生活污水排放系统。

1) 雨水排水系统

雨水排水包括屋面雨水排水、站区场地雨水排水、电缆沟的雨水排水。

建筑物屋面雨水通过雨水斗收集，通过雨水立管引至建筑外围。站区场地雨水通过雨水沟收集，电缆沟的雨水通过排水暗管排至站区雨水沟，最终排出升压站外。

2) 生活污水排放

升压站生活污水系统由化粪池、污水管道、调节池、一体化污水处理设备(处理量为 $1.0\text{m}^3/\text{h}$)组成。升压站内各用水点的生活污水经化粪池沉淀后，上清液通过污水管道最终汇到生活污水调节池，经一体化污水处理设备处理达标后，可作为站区绿化和道路喷洒用水，废水不外排。

7.4.4 防洪部分

1) 概述

本工程在道路，集电线路，升压站，光伏板区等方面均考虑采取相

关措施降低和避免暴雨和洪水的不良影响。

2) 道路防洪

本工程投标范围内道路工程长度较长，经过的地形和地质情况都复杂多变，针对此情况，道路防洪作如下对策：

①道路路径选择在尽量满足施工、检修等条件下，尽量避开汇水量较大的区域；

②设计上严格遵循《公路桥涵设计通用规范》JTG D60—2004 中的防洪相关规定；

③道路经由雨水汇集处，如汇水量相对较小，则采用管涵引导雨水排至低洼处，汇水量较大处采用漫水路面设计，亦可根据实际情况采用两者相结合的模式；

④道路两侧根据地形修建排水沟；

⑤在易滑坡处构筑混凝土护坡，并种植相关植物防止水土流失及土坡的坍塌。

3) 集电线路防洪

本工程集电线路采用全地埋电缆方案。

地埋线路防洪措施

地埋线路防洪措施与道路防洪措施相同，可共用，此外还需采取以下措施保证暴雨情况下集电线路的安全：

(1) 集电线路埋深 1000mm，保证洪水发生时，线路不被冲出裸露。

(2) 在部分低洼处埋设导流管，以便将积水导流至下游，避免线路长期被水浸泡。

4) 升压站及光伏板区防洪

站区竖向布置利用自然地形，根据工艺要求、站区总平面布置格局、

交通运输、雨水排放方向及排水点、土(石)方平衡等综合考虑,因地制宜确定竖向布置形式,使场地排水路径短而顺畅。

站区出入口的路面标高一般高于站外路面标高,如无法做到,将采取措施防止雨水流入站内。

7.4.5 给排水工程量清单

序号	名称	型号	单位	数量
一	室内给排水系统			
1	井下操作立式阀门井	Φ1200	座	1
2	闸 阀	Z45T-10 DN50	个	1
3	PE 管	DN50	m	80
4	PE 管	DN40	m	50
5	PE 管	DN32	m	50
6	PE 管	DN20	m	50
7	PE 管	DN15	m	50
8	电热水器	65L	具	13
9	PP-R 热水管	DN20	m	60
10	室内排水管	U-PVC 管, de110	m	50
11	室内排水管	U-PVC 管, de75	m	50
12	室内排水管	U-PVC 管, de50	m	50
13	热水器		具	1
14	洗脸盆		具	2
15	地漏		具	3
16	坐便器		具	0
17	蹲便器		具	2
18	小便器		具	1
19	拖把池		具	1
三	污水处理系统			
1	污水处理	WSZ-FC-1, 处理量: 1m ³ /h, 埋地式	套	1
2	抽升水泵	N=0.75kW	台	2
3	格栅清污机	B×H=1.0m×3.0m	台	1
4	管道及零配件		t	1
四	室外排水系统			
1	upvc 波纹管	Φ×300	m	100
2	圆形污水检查	Φ×700	座	15
3	无缝钢管	DN250	m	20
4	无缝钢管	DN300	m	50
5	圆形水封井	Φ×1000	座	1
6	圆形雨水检查	Φ×700	座	10

序号	名称	型号	单位	数量
五	室外给水系统			
1	一体化供水设备	含两台变频泵，水泵参数： Q=15m ³ /h， H=30m， N=4kw	套	1
2	管道及其零配件		t	1
3	活性炭处理设备		套	1
4	紫外线消毒设备		套	1
五	水源工程			
1	供水管路	DN100， PE 管	km	1
2	管道及其零配件		t	1
3	潜水泵	Q=10 m ³ /h H= 250mH ₂ O N= 11Kw	台	1
4	取水深井	口径 0.4m， 深度 150m		

7.5 供暖通风与空气调节

7.5.1 概述

暖通专业设计范围包括升压站内综合楼、电气楼、消防水泵房的供暖、通风、空调的设计。

7.5.2 设计依据

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019-2015

《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50736-2012

《35kV~110kV 变电站设计规范》GB50059-2011

《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035-2016

7.5.3 供暖

升压站不设集中采暖设施，在控制室、办公室、活动室、休息室、餐厅等人员活动的场所设置风冷热泵型（带电辅热）分体空调，满足工艺要求及人员舒适性要求。

7.5.4 通风

35kV 配电室设计自然进风、机械排风的通风方式来排除室内余热，

通风量按有效排除室内余热量计算。夏季机械通风不足以排除室内余热时，设置降温通风系统。降温设备采用分体空调，排风设备采用钢制轴流风机。

蓄电池室设置氢气浓度检测仪，同时设计事故通风，事故通风量按换气次数不小于 6 次/小时计算确定。当空气中氢气体积浓度达到 0.4% 时，事故通风机应能自动投入运行。通风机和电机为防爆型，并直接连接。

以上电气房间等发生火灾时，风机电源应能自动切断，以防止火灾蔓延。

卫生间采用自然进风、机械排风，排风设备为换气扇。

7.5.5 空气调节

继电器室、控制室等设置风冷热泵型（带电辅热）分体空调，以维持室内温度：夏季 26℃~28℃，冬季 18℃。

蓄电池室，设置防爆型风冷热泵型（带电辅热）分体空调，以维持室内温度：冬季不低于 20℃，夏季不超过 30℃。蓄电池室空调与氢气检测装置联锁。

办公室、会议室、活动室、餐厅及休息室等设置风冷冷暖(电热)型分体壁挂式或柜式空调，以维持室内温度：夏季 26℃~28℃，冬季 18℃。

火灾时，继电器室、控制室等电气房间空调电源应能自动切断，以防止火灾蔓延。

7.5.6 暖通工程量清单

编号	名称及项目	单位	数量	规格、型号及备注说明
1.1	轴流风机			
1	钢制轴流风机	台	2	T35-No4.5, L=4504m ³ /h, H=112Pa, n=1450rpm, N=0.18kW/380V
2	钢制轴流风机	台	1	T35-No2.8, L=826m ³ /h, H=39Pa, n=1450rpm,

				N=0.0250kW/380V
3	钢制轴流风机	台	1	BFT35-No3.15, L=2045m ³ /h, H=62Pa, n=1450rpm, N=0.120kW/380V
4	钢制轴流风机	台	1	T35-No4.5, L=4504m ³ /h, H=112Pa, n=1450rpm, N=0.18kW/380V
5	排风扇	台	1	BPT15-02A, L=4.4m ³ /min, N=0.05KW/220V, 配金属软管 4m, 出口带铝合金风动百叶
6	玻璃钢防爆轴流风机	台	1	BFT35-No3.15, L=2045m ³ /h, H=62Pa, n=1450rpm, N=0.120kW/380V
1.2	空调			
1	风冷冷暖(电热)型分体柜式空调	台	6	型号: KFR-120LW/SDy-PA400(R2), 制冷量: 12kW, 制冷功率: 3.59kW; 制热量: 13.7+3.5kW, 制热功率: 3.96+3.5kW/380V
2	风冷冷暖(电热)型分体柜式空调	台	2	型号: KFR-72LW, 制冷量: 7.3kW, 制热量: 10.65kW, 输入功率: 4.93kW/380V
3	风冷冷暖型分体柜式空调	台	1	型号: KFR-50LW, 制冷量: 5.2kW, 制冷功率: 1.58kW; 制热量: 5.72+2.1kW, 制热功率: 1.65+2.1kW/220V
4	风冷冷暖(电热)型分体柜式空调	台	5	型号: KFR-35GW, 制冷量: 3.5kW, 制冷功率: 1.06kW; 制热量: 3.85+0.6kW, 制热功率: 1.15+0.6kW/220V
5	防爆型风冷冷暖(电热)型分体柜式空调	台	1	型号: BGKT-140, 制冷量: 13kW, 制冷功率: 4.8kW; 制热量: 14.5kW, 制热功率: 4.65kW/380V, 三相五线制; 室内外机组均要求防爆, 防爆等级: II CT1。设备本体设置接地接线端子。
1.3	供暖			
1	电暖器	台	3	功率: N=2.5kW; 电压: 220V

8 工程消防设计

8.1 概况

8.1.1 工程概况

光伏电站内新建升压站一座。站内主要建(构)筑物综合楼、电气楼、消防水泵房、消防水池、屋外配电装置、事故油池和生活污水处理装置等。

电气楼：为单层建筑。布置有继保室、蓄电池室、35kV 配电室、400V 配电室等。

综合楼：为单层建筑，布置由餐厅、厨房、休息室、会议室、活动室、卫生间等。

消防水泵房：为单层建筑，布置有消防水泵房、供水设备间等。

8.1.2 消防设计依据

《中华人民共和国消防法》(2019 年 4 月 23 日修订)

《建筑设计防火规范(2018 年版)》 GB50016-2014

《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229-2019

《电力工程电缆设计标准》 GB50217—2018

《电力设备典型消防规程》 DL5027—2015

《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005

《建筑内部装修设计防火规范》 GB50222-2017

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB50019-2015

《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》 GB50736-2012

《火灾自动报警系统设计规范》 GB50116-2013

《汽车库、修车库、停车场设计防火规范》(GB50067-2014)

8.1.3 一般设计原则

①本项目消防贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。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。

②工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证防火间距、安全出口等各项要求。

③本光伏电站不设消防机构，但需配备一名兼职消防人员。

8.1.4 机电消防设计原则

①消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求。

②箱式变、电缆及其他电气设备的消防设置按《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019、《电力设备典型消防规程》(DL5027-2015)、《电力工程电缆设计标准》(GB50217-2018)进行设计。

③主要疏散通道、楼梯间及安全出口等处按规定设置火灾事故照明灯及疏散方向标志灯。

④设置完善的防雷设施及其相应的接地系统。

⑤合理选择电缆电线的导线截面，避免过负荷发热引起火灾；消防设备采用阻燃电缆。

⑥升压站内重要场所均设有通信电话。

8.1.5 消防总体设计方案

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、逃生等各方面入手，力争减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度，同时确

保火灾时人员的安全疏散。

（1）厂区消防通道

消防通道由进站道路以及站区内建筑物四周设置的环形消防通道组成。消防通道宽度不小于 4m，道路上空无障碍物，满足规范要求。

（2）防火间距

本工程各建构筑物的防火间距满足《火力发电厂与变电所设计防火标准》(GB50229-2019)的要求。

（3）灭火设施

升压站设置独立的一套水消防系统，站区设置室外消火栓系统，在生活楼设置室内消火栓系统。同时在各建筑物及主变、箱式变等按规范配置了手提式灭火器、推车灭火器、砂箱及消防铲等消防设施。

8.2 工程消防

8.2.1 建筑物火灾危险性分类及耐火等级

根据《火力发电厂与变电所设计防火标准》(GB50229-2019)，本电站建(构)筑物各部位火灾危险性类别、耐火等级见表 8.2.1-1。在建筑设计时墙体、门窗、楼梯等均按火灾危险性分类、耐火等级进行设计，并确保各建筑物之间的防火距离符合规范要求。

表 8.2.1-1 建(构)筑物火灾危险性类别、耐火等级

建（构）筑物 名称	火 灾 危 险 性 类别	耐火等级
电气楼	丁类	二级
综合楼	--	二级
消防水泵房	戊类	二级

事故油池	丙类	一级
------	----	----

建（构）筑物构件的燃烧性能和耐火极限值不低于《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB 50016-2014)中表 3.2.1 的规定。

8.2.2 主要场所及主要机电设备消防设计

①主要生产场所消防设计

根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）及《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）、《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）要求，本工程升压站站区设有室外消火栓系统，综合楼设有室内消火栓系统，同时各建筑物室内均配置一定数量手提式磷酸铵盐干粉灭火器，在电气楼的配电室配置一定数量二氧化碳手提灭火器；主变压器配置磷酸铵盐推车灭火器。

②变压器及其他带油电气设备消防

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》第 11.5.4 节，升压站主变压器和箱式变的容量均<125MVA，可不设置固定式灭火装置。在变压器及箱式变压器设置推车及手提式灭火器、消防砂箱、消防铲等灭火器材。且在变压器底部设置贮油坑，坑底设有排油管，变压器火灾时能将事故油排至设于变压器附近的事事故油池中，事故油池容积可容纳变压器最大事故排油量，降低火灾规模，减小火灾损失。

③电缆消防

为了防止电缆火灾蔓延，本工程部分控制电缆及电力电缆在电缆敷设上考虑了防火因素，规划每个沟道中电缆的名称和数量，严防乱放。屏盘低部开孔处，采取阻燃材料封堵，对于电缆通道出口、电缆交叉口均设置阻燃材料及防火封堵措施。对于个别敷设在同一通道内相同作用的普通电缆，采用防火涂料等进行防火处理。

8.2.3 安全疏散通道

建筑防火设计符合国家现行《建筑设计防火规范（2018 年版）》（GB 50016-2014）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）及相关设计规程的规定，在防火分区、防火构造、疏散门和通道等方面均作了认真考虑与设计，确保变电站的安全运行和紧急情况下人员疏散的要求。

8.2.4 消防设计

8.2.4.1 消防给水

1) 消防给水

为保证消防系统供水的安全可靠及便于系统的监测和自动化，确保消防水不作它用，在消防时不因其它用水及卫生器具泄漏而影响水量和水压，同时为了满足现行消防规程、规范的要求，本工程设置独立消防给水系统。

消防水源采用打井取水，其供水流程如下：

水井水→消防水池→消防泵→消防管网→各消防用水系统。

正常情况下消防管网压力维持在 0.5Mpa，当消防管网的水压下降至 0.45Mpa 时，稳压泵自动启动。当压力升至 0.5Mpa 并维持 30-60 秒钟后稳压泵自动停泵。发生火灾时，动用消火栓等消防设施，管网内水压降低，稳压泵的运行仍不能恢复设计压力，当压力继续下降至 0.40Mpa 时，电动消防泵自动投入运行，直到火灾扑灭。

室外消火栓布置间距，在站区建筑物周围不大于 120 米。室内消火栓布置间距，建筑物内不大于 30 米。

8.2.4.2 消防水量及水压计算

按照规范要求，升压站同一时间内发生火灾次数按一次考虑。经计

算，站区所需最大消防总水量为 25L/s，一次火灾延续时间按 2h 计，总需水量为 180m³，站区内所需最大消防水压为 60m。

水量及水压计算详见表 8.2.4-1~8.2.4-2。

表 8.2.4-1 消防用水量

序号	消防对象		消防用水量 (l/s)	总消防水量 (l/s)	火灾延续 时间(h)	延续时间内消 防用水量(m3)
1	综合楼	室外消火栓	15	25	2	180
		室内消火栓	10		2	
2	电气楼	室外消火栓	15	15	2	108
3	变压器	室外消火栓	20	20	2	144

表 8.2.4-2 消防水压

序号	构筑物		综合楼		电气楼	变压器
	消防设施所需水头(m 水柱)		室 外	室内	室 外	室外
1	着火点高度(m)		3.6	3.6	6	8.00
2	消防水池最低水位(m)		-3.9	-3.9	-3.9	-3.9
3	水枪	15.4	15.4	35	15.4	15.4
4	水龙带	65	65	65	65	65
		80	80	25	80	80
		3.44	3.44	2.54	3.44	3.44
5	管网水头损失 (mH2O)		3.24	2.52	3.24	2.5
6	合计		43.18	47.56	31.98	33.24

8.2.4.3 消防水贮量

根据火灾时消防用水量及火灾延续时间，从表 8.2.4-1 中可看出最大消防用水量为 180m^3 。

本期工程设容积 $V=180\text{m}^3$ 的消防水池 1 座，能满足站区一次火灾时消防水量的要求。消防水池位于辅助用房旁，消防水补水时间按不大于 48 小时考虑。

8.2.4.4 供水能力

站区新建一套独立的水消防系统。设两台 100% 电动消防水泵、一套稳压装置（含两台稳压泵及一座隔膜式气压罐）消防泵为双电源。

电动消防给水泵主要技术参数：

型 号： XBD5/25

流 量： 25l/s

扬 程： $50\text{ mH}_2\text{O}$

数 量： 2 台

配电动机参数：

功 率： 22 kW

电 压： 380 V

转 速： 2950rpm

数 量： 2 台

稳压装置主要技术参数：

流 量： $0-5\text{l/s}$

扬 程： $60\text{ mH}_2\text{O}$

数 量： 1 套

气压罐： $\phi 1000\text{mm}$

8.2.5 消防电气

升压站内主要疏散通道、安全出口等处，均设置有火灾应急照明灯及疏散方向标志灯。应急照明灯及疏散方向标志灯，采用蓄电池直流电源供电，疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于30min，继续工作应急照明联系供电时间不应少于3h。所有应急照明及疏散方向标志灯均加玻璃或非燃烧材料制作的保护罩保护。

应急照明采用逆变电源柜，正常情况由交流电源供电，当事故情况下，逆变电源柜将蓄电池直流电源逆变后供给灯具照明。

8.2.6 消防监控系统

站内主要建(构)筑物和设备采用火灾探测报警系统应符合《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)、《建筑设计防火规范(2018年版)》(GB50016-2014)的相关要求，火灾报警系统设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》(GB50116-2013)有关规定。

升压站装设一套火灾报警系统，采用集中报警系统形式。火灾报警区域包括生活楼、生产楼等建筑。根据安装部位的不同，采用不同原理的探测器。火灾报警系统主要由一台火灾报警及消防联动控制器，若干感烟探测器、感温探测器，火焰探测器，线形感温探测器，手动报警按钮，消防应急广播，消防专用电话，消防控制室图形显示装置，感温电缆，电源线及相关的数据线等组成。火灾报警系统留有与微机监控系统的通信接口。

8.2.7 通风空调系统的防火排烟设计

控制室、继电器室、办公室等工艺及人员有需求的房间设置独立的分体空调系统。35kV配电室设置机械排风系统，蓄电池室设事故排风系统。

所有电控设备间的通风及空调系统设备与火灾报警系统联锁，发生火灾时，通风及空调设备电源应能自动切断，以防止火灾蔓延。

8.2.8 消防工程主要设备

表 8.2.4.8-1 消防工程主要设备材料表

序号	设备(材料)名称	型号及规范	单位	数量	备注
1	电动消防给水泵	XBD5/25; Q=25l/s; H=50 m	台	2	
2	稳压装置	Q=0-5l/s; H=60m	套	1	
3	室外地上式消火栓	SS100/65-1.0	套	2	
4	室内消火栓	SN65	套	3	
5	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC4	具	20	
6	手提式二氧化碳灭火器	MT7	具	20	
7	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	MF/ABC5	具	8	
8	磷酸铵盐推车灭火器	MFT/ABC35	辆	2	
9	消防砂箱	1m3	具	2	
10	消防铲		具	6	
11	消防铅桶		具	6	
12	消防柜		具	2	

8.2.9 建筑消防设计

升压站内建筑墙体为加气混凝土砌块，外墙耐火极限大于 1h，内墙耐火极限大于 0.5h。建筑装修的设计按照《建筑内部装修设计防火规范》(GB50222-2017)进行。

8.3 施工消防

8.3.1 工程施工场地规划

工程施工现场主要场所包括临时生活区、机械修配及综合加工厂、综合仓库、机械停放场及设备堆场。综合仓库包括临时的生产、生活用

品仓库等。

8.3.2 施工消防规划

(1) 施工现场消防安全组织建设

a) 现场建立安全消防领导小组，认真贯彻落实消防法，组织职工建立义务消防队。

b) 对进入本工程现场施工的所有单位，不论总包分包形式如何，均应签订消防安全责任书，并加强对分包单位的监督作用。

c) 有专人定期检查、管理灭火器具，做好各类安全生产，如实反映现场安全生产管理状况，凡是检查中发现的问题，必须定人、定时间、定措施整改，整改后进行验证，消除事故隐患。

(2) 现场防火要求

a) 临时建筑场地设消防车道，消防车道的宽度不小于 4.0m，净空高度不小于 4.0m。

b) 在各楼层楼梯口配置 2 具干粉灭火器。确保楼梯畅通。

c) 现场四周路道必须保证消防边道畅通。

d) 配电间配置干粉灭火器。

e) 木材库、综合仓库每 25m² 面积配置不少于一具干粉灭火器。

(3) 施工现场临时生活区防火安全管理

a) 临时生活区应与施工主体建筑保持足够的防火间距，在防火间距内严禁放材料。

b) 临时生活区内严禁使用电炉和乱拉乱接电线，禁用大功率灯泡照明或碘钨灯、柴火取暖烘烤。

c) 临时生活区每幢配备 2 具干粉灭火器。

(4) 消防预案

当本项目发生火灾时，项目防火领导小组成员要及时组织义务消防队员和施工人员，应进行灭火、疏散等应急措施。

a) 报警。当项目施工人员发现火灾时向周围人员大声呼喊报警，召集其他人员前来参加扑救。初起火灾时，一般燃烧范围小，火势较弱，因此刚发现火灾必须做到一面及时扑救，一面向“119”报警。

b) 灭火。当项目义务消防队接到报警后，立即按事先指定分工及疏散计划实施人员疏散及灭火工作。义务消防队队员分组使用项目各种灭火设施及时灭火。

c) 断电。如发生电气火灾，或者火势威胁到电气线路时，或电器设备和电气影响灭火人员安全时，首先要及时切断电源，再进行灭火。

d) 防爆。工地用油等易燃易爆物品处于或可能受到火灾威胁时，迅速转移到安全地带，并派人专管。

e) 救护。对受伤人员应立即送往医院抢救。

8.3.3 易燃易爆仓库消防

易燃易爆仓库主要为油库。油库内工地用油包括机械用柴油、汽油和各种特种油，专库存放，专人负责。保持阴凉通风，夏季室内温度超过 35℃ 必须采取降温措施。油库电气设备必须符合防爆要求。油库距临时建筑的距离不小于 16m。

仓库区必须满足 14 项基本消防安全要求：

- (1) 不得在工程区内设仓库，应专设料场和周转库；
- (2) 料场仓库区应设置不小于 4m 宽消防车通道，并保持畅通；
- (3) 按规定设置消防给水，配备足够的消防器材设施；
- (4) 按有关规程规范的要求安装电气设备；
- (5) 不得使用电热器具；

- (6) 不得动用明火；
- (7) 设专人负责消防安全工作；
- (8) 材料堆放满足消防安全要求。库内堆垛安全距离不应小于以下距离要求：垛与屋顶间距 0.5 m，垛与照明灯具间距 0.5 m，垛与墙间距 0.5 m，垛与垛间距 1 m，垛与柱间距 0.1 m；
- (9) 管理室不得设在库内；
- (10) 夏季应有防爆晒措施；
- (11) 雨季应有防雨淋、防雷击措施；
- (12) 库房应确保通风、降温、泄压面积；
- (13) 防止静电危害；
- (14) 化学性质相抵触物品不得混存。

9 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 地理位置

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村,项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线,场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

9.1.2 用地条件

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目规划建设规模为 100MWp,本期光伏电站规划用地面积约 2563 亩。

9.1.3 交通运输条件

本光伏发电项目位于宜城市流水镇刘台村,项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线,场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

9.2 施工交通

9.2.1 场外交通

本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线。

本项目光伏组件、支架、逆变器、主变等设备运输路线：厂家——相关高速——S218 省道——板马线——场区。

9.2.2 场内交通

场内道路由板马线或既有乡村道路引接。经展线计算，本项目场区检修道路总长约12.4km，其中：改造道路约8.6km，新建道路约3.8km。场区道路设计路宽为4m，采用20cm厚碎石路面。

场区道路主要技术指标：路基宽度：4.5m；路面宽度：4.0m；土路肩宽度： $2 \times 0.25 = 0.5\text{m}$ ；停车视距：20m；平曲线最小半径：9m；最大纵坡：12%；竖曲线半径极限最小值：300m；路拱横坡：2.0%；设计洪水频率：1/25；桥涵设计荷载：公路—II级；路面类型：碎石路面路面。

道路排水设计以充分利用既有排水系统为原则，对于无法利用的路段，路基排水以边沟及涵管相结合的原则进行设置。涵管及边沟设置应根据路线平面、纵断面，综合考虑全线排水系统。在边沟适当位置设置疏水涵洞，用于疏排边沟汇水；在跨越冲沟等汇水区位置设置过水涵洞，避免汇水冲刷路基。由于路线所经区域多为庄稼地，地形平缓，但地质条件较差，为使路面承载满足施工及设备运输通行要求，路基填料应采用硬质回填料，如开山石、山皮石、建筑垃圾等。

9.3 工程建设用地

9.3.1 工程所在地用地政策

由于本工程所在地区土地为一般农田，采用农光互补方案。场址区域太阳能资源又较为丰富，因此当地政府积极支持能源企业开发建设可再生能源项目，场址所在地的用地政策较好。

9.3.2 建设用地方案

9.3.2.1 方案编制依据

建设用地方案编制按照国土资源部、湖北省国土资源厅两级政府下的国土资源局有关法律、规定的文件精神严格执行。

9.3.2.2 永久用地方案和指标

工程永久占地的地类属一般农田。同时，初步对范围内采矿权设置、压覆矿产资源情况进行全面核实，无采矿权设置、压覆矿产资源。

此外，本项目地址远离历史文化遗产、自然遗产、风景名胜和自然景观等特殊环境区域，光伏电站的建设和运营不会对上述环境区域造成不利影响，相反光伏电站本身亦可成为一处科技旅游景点，促进当地旅游业的发展，符合宜城区的土地利用整体规划。

9.3.2.3 临时用地方案

根据本期光伏电站工程施工临时设施集中布置的原则，结合本期工程的建设规模特点，对各类施工临时用地将充分利用场区内空地，方便管理。施工结束后，临时房屋均进行拆除。拆除采用挖掘机单齿破碎或风镐破碎的方式推倒拆除。基础破碎后，混凝土残渣运出至废弃物处置场，钢筋回收。基础拆除后，原基础位置进行覆土处理，基本恢复至未建之前的植被原貌。

9.4 主体工程施工

9.4.1 主体工程施工及安装

本工程主要项目的施工和安装包括：太阳能电池支架制作安装及基础施工、逆变器室、箱变等建构筑物的建筑安装工程。电缆敷设、太阳能电池方阵的安装、电气设备的安装调试、系统的并网运行调试。

9.4.2 施工顺序

本工程存在多个可独立施工的单位工程，现场可根据条件合理安排

施工顺序。本工程主要由如下工序：

工序一：逆变器室、箱变等建构筑物的土建施工。

工序二：电气配电装置及仪表设备的安装调试。

工序三：太阳能电池支架基础施工、制作、安装—太阳能电池方阵安装、调试—电气仪表设备安装、调试。

工序四：上述两道工序完成—联合调试—并网运行调试—试运行—竣工验收。

9.4.3 施工准备

9.4.3.1 技术准备

技术准备是决定施工质量的关键因素，它主要进行以下几方面的工作：

（1）先对实地进行勘测和调查，获得有关数据并对资料进行分析汇总，做出切合实际的工程设计。

（2）准备好施工中所需规范，作业指导书，施工图册有关资料及施工所需各种记录表格。

（3）组织施工队熟悉图纸和规范，做好图纸初审记录。

（4）技术人员对图纸进行会审，并将会审中问题做好记录。

（5）会同建设单位和设计部门对图纸进行技术交底，将发现的问题提交设计部门和建设方，并由设计部门和建设方做出解决方案（书面）并做好记录。

（6）编制切实可行的施工方案和技术措施，编制施工进度表。

9.4.3.2 现场准备

（1）物资的存放

并网发电系统的逆变器、太阳能电池组件、太阳能电池支架、电缆

及其它辅助性的材料存放于施工区临时仓库中或材料临时堆放场地集中存放。

(2) 物资准备

施工前对太阳能电池组件、方阵支架、并网逆变器等设备进行检查验收,准备好安装设施及各种施工所需主要原材料和其他辅助性的材料。

9.4.4 建筑物施工方案

(1) 本工程建、构筑物场地整土方工程量较大,如需要局部处理依据现场情况酌情完成。

(2) 站内建筑物施工方案。

(3) 基础开挖及基础施工。

(4) 脚手架工程。

(5) 主体砌筑工程及封顶。

(6) 屋面及防水工程。

(7) 内外装修工程。

在土建专业施工时,电气专业技术人员应到现场配合土建施工,做好预埋件、预留孔洞、过路电缆预埋管、接地网的施工。

9.4.5 太阳能电池组件的安装和检验

连接太阳能电池阵列架支柱连接件,检查其横列水平度,符合标准再进行铁架组装。检测单块电池板电流、电压,合格后进行太阳能电池组件的安装。最后检查接地线、铁架紧固件是否紧固,太阳能电池组件的接插头是否接触可靠,接线盒、接插头须进行防水处理。检测太阳能电池组件阵列的空载电压是否正常,此项工作应由组件提供商技术人员完成。

9.4.6 电气设备安装

具体安装方案,在施工时应参照厂商的设备技术要求和说明进行方

案设计和多方案比较确定。

电缆安装：所有电缆按设计要求和相关规范分段施工。所有电缆分段分项施工完成后，要按设计要求和相关规范进行施工验收。

9.4.7 总体控制部分安装

参照产品说明书的要求，对并网逆变器、太阳能电池组件、交流电网的低压配电室按相应顺序连接，观察并网逆变器的各项运行参数，并做好相应记录，将实际运行参数和标称参数做比较，分析其差距，为以后的调试做准备。

9.4.8 检查和调试

（1）根据现场考察的要求，检查施工方案是否合理，能否全面满足施工及安装要求。

（2）根据设计要求、供货清单，检查配套元件、器材、仪表和设备是否按照要求配齐，供货质量是否符合要求。对一些工程所需的关键设备和材料，可视具体情况按照相关技术规范 and 标准在设备和材料制造厂或交货地点进行抽样检查。

（3）现场检查验收：检查太阳能电池组件方阵、逆变器室施工质量是否符合要求，并做记录。此项工作应由组件提供商技术人员完成。

（4）调试是按设备规格对已完成安装的设备在各种工作模式下进行试验和参数调节。系统调试按设备技术手册中的规定和相关安全规范进行，完成后须达到或超过设备规格所包含的性能指标。如在调试中发现实际性能和手册中的参数不符，设备供应商须采取措施进行纠正，达标后才具备验收条件。

9.5 施工总进度

9.5.1 施工进度编制原则

(1) 太阳能电池组件的施工工作应配合综合办公楼等其它建筑物的施工制定合理联合施工工期。

(2) 电气设备安装及调试等根据总建筑面积及设备情况，与太阳能电池组件安装相协调安排工期。

(3) 施工期可根据施工单位实际能力部分调整。

(4) 施工期控制性关键项目：①设备订货；②逆变器室、箱变基础等建构筑物的施工；③太阳能电池组件支架及基础施工；④太阳能电池组件安装；⑤设备安装调试。

9.5.2 施工进度计划

本项目计划 2020 年 9 月份正式开工建设，于 2020 年 12 月底投产发电。根据建设单位对本工程投产计划的要求，结合工程具体情况，将本工程建设进度作如下安排：

施工准备：2020 年 9 月（1 个月）
 光伏组件基础施工：2020 年 10 月～2020 年 11 月(2 个月)
 光伏组件支架施工及组件安装：2020 年 12 月（1 个月）
 光伏电站调试投产：2020 年 12 月(1 个月)
 施工总工期为 4 个月(含施工准备工期 1 个月)。

9.5.3 主要施工机械设备

表 9.5-2 主要施工机械汇总表

名称	型号	数量
汽车起重机	50t	1 台
运水罐车	8m ³	4 辆
推土机	88kw	1 台
柴油发电机	60kw	2 台

履带式挖掘机	0.5m ²	1 辆
砼搅拌运输车	6m ²	8 辆
卷扬机	3t	1 台
压路机	3Y10/12	1 辆
自卸车	15t	3 辆
钎入式振捣器	CZ-25/35	8 台
钢筋调直机	JJM-3	1 台
钢筋切断机	GQ-40	1 台
钢筋弯曲机	GJB7-40	1 台
直流电焊机		2 台
砼输送泵车		1 台
蛙式打夯机	H201D	4 台

10 工程管理设计

10.1 工程管理机构

10.1.1 工程管理机构的组成及编制

项目建成后，站内电池组件、电气设备，以及 110kV 升压站实行统一管理，接受专门设立的运营机构集中管理。为加强光伏电站项目的设计、施工、监理、采购管理，包括项目建成后的组织管理，确保高质量的完成工程的建设，在工程开工前，拟成立光伏电站项目部及有限责任公司，全面负责光伏电站的建设、运营和拆除工作，做好工程全过程的管理、组织和协调工作。项目公司按精简、高效、专业化和属地化管理的原则进行设置，项目公司质量管理体系的组织机构分为决策层、管理层。决策层指项目公司具有执行决策职能的管理者；管理层由项目公司的职能部门和生产部门的管理者构成。

根据生产和经营需要，结合现代光伏电站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。结合新建本光伏电站工程的具体情况，光伏电站工程和 110kV 升压站按少人值班的原则设计。本光伏电站工程管理机构的组成和编制按如下原则：全站定员 7 人，其中运行人员 5 人，管理人员 2 人。

表10.1-1 项目公司人员构成及各部门职责

序号	部门名称	人员编制	部门职责
一	总经理	1 人	负责光伏电站安全生产、经济运营等全面工作。
二	综合管理部	1 人	负责光伏电站运行期间的人力资源、文秘档案、信息、党务工团、纪检监察等各项事务的管理和

			会计工作。负责光伏电站运行期间的出纳工作。负责光伏电站运行期间的经营管理、计划统计、物资采购、仓库管理等工作
三	运行检修部	5 人	负责光伏电站安全生产运行管理和检修工作。运行值班人员 3 人，检修人员 2 人。

10.1.2 工程管理范围

本光伏电站工程有生产基地和管理与生活基地两个区域。生产基地涉及光伏电池组件及 110kV 升压站等生产设备设施。光伏电站区域包括太阳能电池组件、配套的防雷汇流箱、逆变器以及箱变。35kV 升压站内主要包括配电室、主变、配电装置、无功补偿装置、继电器室等生产设备。

10.2 主要管理设施

10.2.1 管理用电源

本工程施工用电拟从附近低压输电线路 T 接或从附近变电站引接 10kV 线路一回至本期站内临时变压器。

10.2.2 交通、通信设施

由于光伏电站占地较大，按照相关规定，为便于进行光伏电站管理和巡视，配置车辆 3 台。目前光伏电站内 GSM 网络已全覆盖，光伏电站除按通信设计要求配置设施外，还需另行配置移动通信工具。

10.3 工程运行和维护

10.3.1 光伏电站运行应具备的主要技术文件

光伏电池组件生产厂家提供光伏电池组件运行及检修手册；

主要电气设备审查厂家提供设备运行说明书；

国家电网公司《电力安全工作规程》（变电站和发电厂电气部分）；

国家电网公司《电力安全工作规程》（线路部分）；
《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》（试行）；
《电业安全工作规程》（热力和机械部分）；
《电力变压器运行规程》；
《电力变压器检修导则》；
《高压断路器运行规程》；
《电力电缆运行规程》；
《架空配电线路及设备运行规程》；
《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》；
《电气事故处理规程》；
《继电保护及安全自动装置运行规程》；
《电气设备预防性试验规程》；
《安全生产工作规定》；
《气体绝缘封闭开关设备运行及维护规程》；
《变电站管理规范》；
《防止电气误操作装置管理规定》；
《有载分接开关运行维修导则》；
《电业生产事故调查规程》；
《电力设备典型消防规程》。

10.3.2 光伏电站运行必要的规章制度

光伏电站应制定但不限于以下管理制度：

- （1）“两票”管理制度；
- （2）交接班制度；
- （3）操作监护制度；

- (4) 维护检修制度；
- (5) 设备巡视检查制度；
- (6) 设备定期试验轮换制度；
- (7) 设备缺陷管理制度；
- (8) 设备验收制度；
- (9) 运行维护工作制度；
- (10) 培训制度；
- (11) 光伏电站岗位责任制；
- (12) 监控系统管理制度；
- (13) 消防制度；
- (14) 生产计划、统计管理制度；
- (15) 应急预案制度。

10.3.3 对运行人员的基本要求

- (1) 运行人员要掌握生产管理的各类标准，清楚运行工作程序。
- (2) 运行人员应积极做好运行分析工作，及时发现异常。出现设备异常、故障时应能初步判断设备故障类型及其影响的范围，第一时间对问题做出处理。
- (3) 运行人员要掌握系统与系统之间相互制约的条件及相互影响的参数变化幅值，要预知系统在各个状态下的主要矛盾、主要危险点。
- (4) 运行人员对设备运行状况要掌握清楚。对组件设备在任何状态下，即使无法避免带病或缺少监视手段运行，也都能快速地制定出应急措施，不能有消极等待及推卸责任的想法和做法。
- (5) 运行人员应严格执行“两票三制”，严格工作票管理，杜绝无票作业，认真执行交接班制度，提高运行人员监盘、巡视质量，加强培

养运行人员及时发现问题的能力。

10.3.4 光伏电池组运行管理

（1）运行值班制度

光伏电站员工，必须进行业务培训和学习，经考试合格、公司主管领导批准后，方能正式担任值班工作。光伏电站采取倒班方式。

值班轮流表由负责人编排，未经允许不得随意调班。当班值班人员应穿戴统一的工装，衣着整齐，并佩带标志。值班员连续值班时间不允许超过 8 小时。当班时间内，值班人员要做好保卫、保密、卫生、运行维护工作，不许进行与工作无关的事。

（2）运行交接班制度

交接班时间不得随便改变。值班人员应按照现场交接班制度的规定进行交接，未办完手续前，不得擅自离职守。在处理事故或进行倒闸操作时，不得进行交接班；交接班时发生事故，停止交接班并由交班人员处理，接班人员在交班值班长的指挥下协助工作。交接班时应全面交接，做到现场交接、实物交接、对口交接、图版交接，交班工作要清晰、明白，如遇有疑问询问清楚。交接班内容一般为开关所情况和光伏电站运行维护信息、场区有关气象信息等，主要包括：

①系统和光伏电站目前运行方式及设备运行情况；

②保护和自动装置运行及变更情况；

③设备异常、事故处理、缺陷处理情况；

④倒闸操作及未完成的操作指令；

⑤设备检修、试验情况、安全措施布置、地线组数、编号及位置、受理和执行工作票的情况、组件日常维护记录（包括安装、调试、故障处理、零部件更换）、组件常见故障检查处理记录；

⑥巡视检查记录；

⑦光伏电站当日的气温、气压；

⑧其他需要交代的注意事项。接班人员对交班内容不清晰明白、还有遗留工作的，可以不接班。交接完毕后，双方值班班长在运行记录上签字。交接后双方分别召开班前、班后会，根据当日情况，由接班值班长分配具体工作，分析当日工作的重点，做好事故预想。

（3）设备巡回检查制度

①建立定期巡视制度，通过目视观察等对光伏电池组件的运行状况进行检查。

②外出工作（包括巡检、起停设备、故障检查处理）应由两人或两人以上同行。

③检查工作内容：

光伏电池是否被遮蔽；

一级汇流箱内监控仪表的参数；

二级汇流柜上的监控仪表的参数；

逆变器的液晶显示；

升压站电器设备；

若发现故障隐患，则应及时报告处理，查明原因，从而避免事故发生减少经济损失，同时在《光伏电站运行日志》上做好相应巡视检查记录；

若组件发生非正常运行，巡视检查的内容和次数由值班长根据当时天气变化情况分析确定；

当天气条件不适合户外巡视时，则应在中央控制室加强对组件的运行状况的监控，确定应对的措施；

对新发现的缺陷应记录在《设备缺陷记录本》中，并开列缺陷单；

对运行发现的重大设备缺陷，负责人应到现场亲自查看、了解，确认缺陷部位和缺陷性质，并做好相应的事故预想和安全措施，同时报告上级部门。

（4）运行维护工作制度

光伏电站（包括升压站）要建立每个控制回路交直流熔丝、控制电源开关的参数档案，备用熔丝要分类存放，保证齐全，对交直流熔丝、电源开关进行检查、核对，停送电时，要对二次回路熔丝进行检查。检查项目：

①熔丝是否完好，对接触不良或接触端松动的要及时更换。

②检查熔丝或控制电源开关的熔断电流或脱扣电流是否满足要求，是否符合所控制设备交直流技术条件要求，对不符合设计要求或越级匹配的要及时更换，防止熔丝、控制开关越级熔断或脱扣。

③对更换的熔丝或控制开关要做好记录。

④接点温度测试检查。光伏电站应有接点测温管理制度，编制一次设备接点温度测试记录卡，按设备间隔分类，制定相应的接点测温制度，做好接点温度测试，防止设备接点过热引发事故。测温记录卡中应包括天气情况、气温、间隔名称、设备接点名称、负荷电流、测试原因、测试时间、测试人、接点温度等项目；常规接点温度测试应根据负荷情况和使用仪器的精度一般至少每季一次，尽量选择大负荷时测试，并做好记录，对上次测试时负荷电流小的设备在负荷电流增长时要进行补测。测温工作由员工或相关检修、试验等专业人员进行；测温范围：所有一次设备导流接头、二次重点设备接头等（包括动力电缆的测温工作）；

⑤保护压板的定期检查、核对按保护屏建立运行中的继电器、自动

装置的压板位置指示图表，按照屏面实际布置标注在正常方式下各套继电保护、自动装置屏上的压板位置，依据有关规程和定值单在压板图下用文字注明，当运行方式改变时，同时改变保护压板的使用方法、位置。建立保护压板定期检查核对制度，对照保护压板位置图表，定期对保护压板进行检查，防止误投、漏投压板，及时拆除停用的压板。正常运行方式下，一般要求至少每月一次对保护压板定期检查，检查后要做好记录。每次倒闸操作前、后要对保护压板位置进行检查核对。新设备投入、旧设备拆除及设备改扩建后要对相关的压板进行检查，并及时更新压板位置图表。新保护及保护定检后投入运行前，应按继电人员提供的结果，测量保护压板电位正确。

（5）运行分析及事故预案制度

运行分析主要是对光伏电站内光伏发电组件及输变电设备的实际运行状况以及生产任务完成情况，按规定时间进行月度、季度、年度光伏电站运行分析、报告，报告中应结合历年的报告及数据对设备的运行状况、电网状况、日照变化情况以及生产任务完成情况进行分析对比，找出事物变化规律，及时发现生产过程存在的问题，进行可行的研究，找出薄弱环节，有针对性的制订和采取防止事故的措施，并制定光伏电站事故预案。

运行分析分为综合分析和专题分析。

综合分析：每季度一次，分析本季度设备的安全运行、经济运行、运行管理情况，找出影响设备安全、经济运行的因素，可能存在的问题等，针对其薄弱环节，提出实现安全、经济的措施。

一般情况下，每月一次专题分析。在发生下列情况时应进行专题分析：发生设备、电网事故时；发生设备异常或故障时；在特殊运行方式

下可能对继电保护、自动装置等造成损坏或不能很好地满足运行方式、影响可靠发电时；对发现的重大设备缺陷进行分析。光伏电站（包括升压站）应根据设备的实际情况、接线方式、运行方式等做好可能发生的各种事故的事故预案。

（6）防止误操作事故

①变电所倒闸操作应严格执行各项安全规定及运行管理制度，复杂的倒闸操作票应由专人审核、批准，并在操作中设第二监护人。

②正常倒闸操作严禁使用总钥匙，确需使用要严格履行审批手续及时登记记录，并在操作中设第二监护人，使用后及时封存。

③加强防误装置的运行管理，定期进行检查，出现问题及时处理，确保防误装置好用，建立防误装置检查记录。要严格按照“两票填写规范”去填写两票。

④光伏电站(升压站)新设备投运、更换；新保护装置投运、运行方式改变；需对本单位现场运行规程进行修订，并重新履行审批手续，加强培训。不需修订的要有复审批准人签名的“可继续执行”书面文件，并通知有关人员。

10.3.5 异常运行和事故处理措施

（1）电网频率异常运行

按照《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》（试行），大中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在表10.3.5-1所示电网频率偏离下运行：

表10.3.5-1 大中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

频率范围	运行要求
低于 48Hz	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率或电网要求而定

48~49.5Hz	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10 分钟
49.5~50.2Hz	连续运行
50.2~50.5Hz	每次频率高于50.2Hz时，光伏电站应具备能够连续运行2分钟的能力，但同时具备0.2秒内停止向电网线路送电的能力，实际运行时间由电网调度机构决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50.5Hz	在0.2秒内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网。

当电网频率发生异常时，及时联系湖北省调，由湖北省调度中心调整电网频率，保证光伏电站设备正常运行。

（2）电网电压异常运行

按照《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》（试行），大中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。当并网点电压在图 10.3.5-1 中电压轮廓线及以上区域内时，光伏电站必须保证不间断并网运行；并网点电压在图中电压轮廓线以下时，以下光伏电站停止向电网线路送电。

图 10.3.5-1 中，UL0 为正常运行的最低电压限值，一般取 0.9 倍额定电压。UL1 为需要耐受的电压下限，T1 为电压跌落到 UL1 时需要保持并网的时间，T2 为电压跌落到 UL0 需要保持并网的时间。UL1、T1、T2 数值的确定需要考虑保护和重合闸动作时间等实际情况。推荐 UL1 设定为 0.2 倍额定电压，T1 设定为 1 秒、T2 设定为 3 秒。

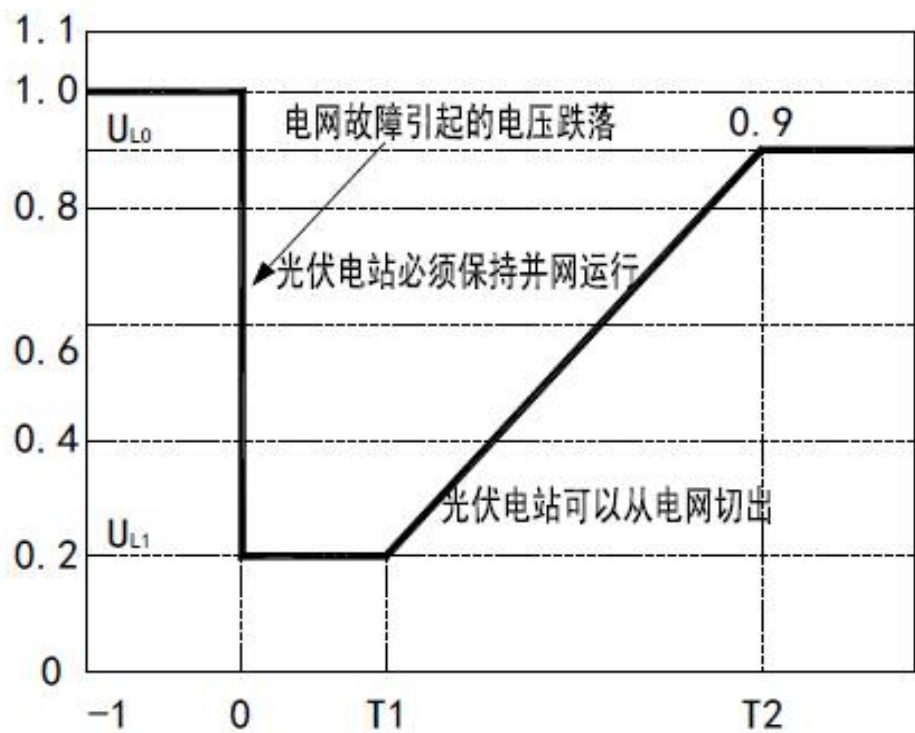


图10.3.5-1 大中型光伏电站的低电压耐受能力要求

（3）光伏升压站主设备异常运行

当升压站主设备或影响发电组件出力的附属设备发生异常运行时，光伏电站应在得到调度机构当值调度员同意后进行解列或降低出力操作；若发生严重威胁升压站主设备或人身安全的紧急情况时，光伏场可按适用的现场规程自行处理，但应立即向调度机构提交有关情况的报告。

（4）事故处理

电网或光伏电站发生事故时光伏电站应将事故情况（故障设备的情况、跳闸开关的编号、跳闸时间、继电保护、自动装置动作情况及其他有关现象）向调度机构当值调度员和项目公司报告，并依照调度指令尽快使情况恢复正常。若调度机构要求，光伏电站还应在 2 天内向调度机构提供数字式故障记录仪系统的输出记录。

10.3.6 检修维护方案

项目公司应准备光伏电站的检验与维护手册，内容应包括进行定期

和年度检验、日常维护、大修维护和年度维护的程序和计划，以及调整和改进检验及维护的安排程序。项目公司对于其主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和光伏电站太阳能特征提出建议，该建议应递交调度机构并经调度机构同意后纳入计划停运。

（1）维护计划的编制

光伏电池组件年度例行维护计划的编制应以组件制造商提供的年度例行维护内容为主要依据，结合光伏电池组件的实际运行状况，在每个维护周期到来之前进行整理编制。计划内容主要包括工作开始时间、工作进度计划、工作内容、主要技术措施和安全措施、人员安排以及针对设备运行状况应注意的特殊检查项目等。在计划编制时还应结合光伏电站所处地理环境和光伏电池组件维护工作的特点，在保证光伏电池组件安全运行的前提下，根据实际需要可以适当调整维护工作的时间，以尽量避开气象条件恶劣的时段。这样不但能减少由维护工作导致计划停机的电量损失，降低维护成本，而且有助于改善维护人员的工作环境，进一步增加工作的安全系数，提高工作效率。

（2）例行维护的主要内容和要求

①方阵观察

观察方阵表面是否清洁，及时清除灰尘和污垢，可用清水冲洗或用干净抹布擦拭，但不得使用化学试剂清洗。检查了解方阵有无接线脱落等情况。

②设备巡检

注意所有设备的外观锈蚀、损坏等情况，用手背碰设备外壳有无温度异常，检查外露的导线有无绝缘老化、机械性损坏，箱体内有否进水

等情况。检查有无小动物对设备形成侵扰等其它情况。设备运行有无异常声响，运行环境有无异味，如有应找出原因，并立即采取有效措施，予以解决。

若发现严重异常情况，除了立即切断电源，并采取有效措施，还要报告有关人员，同时做好记录。

③蓄电池维护

观察蓄电池充、放电状态，在维护蓄电池时，维护人员应佩戴防护眼镜和防护用品，使用绝缘器械，防止人身事故和蓄电池短路。经常擦净蓄电池外部的污垢和灰尘，保持室内清洁。如果蓄电池有密封盖或通气栓塞，必须经常检查和保持通气孔畅通。注意蓄电池电解液面，不要让极板和隔板露出液面。

（3）定期检查

除了日常的巡检以外，还需要专业人员进行定期安全检查，内容包括：

①检查、了解运行记录，分析光伏系统的运行情况，对于光伏系统的运行状态做出判断，如发现问题，立即进行专业的维护和指导。

②外观检查和设备内部的检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度的导线、功率器件、容易锈蚀的地方等。

③对于逆变器应定期清洁冷却风扇并检查是否正常，定期清除机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固，检查有无过热后留下的痕迹及损坏的器件，检查电线是否老化。

④定期检查和保持升压站蓄电池电解液相对密度，及时更换损坏的蓄电池。

⑤有条件时可采用红外探测的方法对光伏方阵，线路和电器设备进

行检查，找出异常发热和故障点，并及时解决。

⑥光伏系统每年应对照系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，以及对逆变器装置进行一次全项目的电能质量和保护功能的检查和试验。

（4）常规巡检

为保证光伏电池组件的可靠运行，提高设备可利用率，在日常的运行维护工作中应建立日常登记巡检制度。维护人员应当根据组件运行维护手册的有关要求并结合组件运行的实际状况，有针对性地列出巡检标准工作内容并形成表格，工作内容叙述应当简单明了，目的明确，便于指导维护人员的现场工作。通过巡检工作力争及时发现故障隐患，防范于未然，有效地提高设备运行的可靠性。有条件时应当考虑借助专业故障检测设备，加强对组件运行状态的监测和分析，进一步提高设备管理水平。

（5）非常规维护

发生非常规维护时，应当认真分析故障的产生原因，制定出周密细致的维护计划。采取必要的安全措施和技术措施，保证非常规维护工作的顺利进行。重要部件的非常规维护重要技术负责人应在场进行质量把关，对关键工序的质量控制点应按有关标准进行检验，确认合格后方可进行后续工作，一般工序由维护工作负责人进行检验。全部工作结束后，由技术部门组织有关人员进行质量验收，确认合格后进行试运行。由主要负责人编写光伏电池组件非常规维护报告并存档保管，若有重大技术改进或部件改型，还应提供相应的技术资料及图纸。

10.3.7 备品配件及工具管理

（1）备品管理

备品配件的管理工作是设备管理全过程的一部分，技术性较强，做好此项工作对正常维护设备、提高设备完好率和经济效益、确保安全运行至关重要。光伏电池组件较多，配件的通用性、互换性较好，购买费用高、手续繁杂、供货期长。因此，光伏电站应保存足够的备品备件，根据设备运行经验及时优化库存定额，满足设备长期安全运行的需要。

（2）工具的使用管理

①必须按操作规程正确合理使用工具，不得违章野蛮操作。

②工具使用完毕后，应精心维护保养，保证工具完好清洁，并按规定位置及方式摆放整齐。

③工作过程中携带工具物品应固定牢靠，轻拿轻放，避免发生工具跌落损坏事故。

④临时借用的工具使用完毕后应主动及时归还，不得随意放置，以免丢失。

⑤贵重工具（如扭力扳手等）必须由值班长负责借用，并对使用者强调使用安全。

⑥对损坏的工具应当及时进行修复，暂无条件修复的妥善保管。

⑦工具的报废必须符合下列条件之一的工具，才能提出报废申请：超过使用年限，结构陈旧，精度低劣，影响工作效率，无修复价值者；损坏严重，无修复价值或继续使用易发生事故者；绝缘老化，性能低劣，且无修复价值者；因事故或其他原因致使工具严重损坏，无修复价值者。

（3）库房管理

光伏电站因自然环境较为特殊且备品配件和生产用工器具价格较高、种类较多，所以对库房的管理有较高的要求。库房保管要求如下：

库房内有消防设备。

库房要采取防盗措施。

库房内长期物资要定期检验、保养，防止损坏、生锈。

淘汰损坏的物资及时处理或报废。

库房物资应实行档案规范管理，健全台帐。将有关图纸、说明、合格证、质量证明、验收记录、采购合同、联系方式等存入档案。

11 环境保护与水土保持设计

11.1 环境保护设计

11.1.1 项目概况

申宜宜城流水镇 100MW 农光互补光伏电站项目位于宜城市流水镇刘台村,项目场址西北方向距离襄阳市城区约 66km、距离宜城市城区约 32km、正西方向距离流水正约 9km。本项目周边交通网络较为发达,场址东侧约 5km 处有 S53 枣石高速、西侧约 9km 处有 S218 省道、紧贴场区南侧有东西走向的等级道路板马线,场区内部有纵横交错的乡村道路及田间小路。

本项目规划装机容量为 100MWp,设置一座 110kV 升压站,以 1 回 110kV 线路接入 110kV 邓林变电站,新建线路长度约 9km。

光伏电站场地地形起伏不大,未发现受保护的国家野生动物,场址范围内无国家及地方重点保护文物。

11.1.2 环境质量现状

工程所在区域的环境质量现状如下:

(1) 环境空气质量现状

本地区SO₂年均值浓度为13 μg/m³, NO₂年均值浓度为28 μg/m³, PM₁₀年均值浓度为92 μg/m³, PM_{2.5}年均值浓度为59 μg/m³, O₃(8小时)年均值浓度为145 μg/m³, CO年均值浓度为1.5mg/m³, 除PM₁₀、PM_{2.5}外均满足二级标准。

(2) 声环境质量现状

项目区域内无工业企业,无噪声排放污染源。

（3）地表水环境质量现状

地表水环境功能区划规定的Ⅲ类水质标准，出境断面水质达标率100%。

（4）生态环境质量现状

评价范围内的生态系统类型分为：灌草丛生态系统、农业生态系统、湿地生态系统和城镇/村落生态系统，评价区内的生态系统以农业生态系统为主。

综上所述，工程所在地周围环境质量较好。

11.1.3 环保标准

（1）环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（2）声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的1类标准。

（3）生活污水执行《污水综合排放标准》（GB8978-2002）中一级标准。

（4）施工期无组织扬尘排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织排放监控浓度限值。

（5）施工期场界噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应标准。

（6）运行期升压站厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准。

（7）工频电场、工频磁场执行《电磁环境控制限值》（GB8702-2014）推荐值，即工频电场强度4kV/m，工频磁场强度100μT。

（8）《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》

本工程环保设计标准最终应以环评批复为准。

11.1.4 环境影响分析

11.1.4.1 施工期环境影响分析及保护措施

本工程对环境的影响主要是施工过程产生的扬尘、施工废污水、施工固体废物、施工噪声等。

(1) 大气环境影响分析及防治措施

项目在施工期的主要影响为施工时产生的扬尘对大气环境造成影响。施工作业中场地平整、开挖、回填道路浇注、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生扬尘，由于项目区地处乡村，建设场地现场均为乡村土路，各种施工车辆排放的废气及行驶扬起的尘土、施工垃圾堆放和清运过程也对局部的大气环境造成一定的不良影响。

施工期大气环境影响防治措施：

1) 运送水泥应采用密闭的槽车运输；运输散货的车辆，应配备两边和尾部挡板，用防水布遮盖好；运输石灰等粉状材料的车辆应覆盖蓬布，以减少撒落和飞灰。

2) 土方回填后的剩余土石方及时清运，尽快恢复植被，减少扬尘。

3) 施工及运输的路面进行硬化和适度频次洒水，限制运输车辆的行驶速度。

4) 加强施工管理，做到文明施工，避免在大风天施工，尤其是引起地表大面积扰动的作业。

5) 建筑材料堆场应定点定位设置

(2) 噪声影响分析及防治措施

施工期噪声主要来源于土建施工及机动车辆行驶等产生的机械噪声，噪声源强为 65-75dB(A)，本工程施工安排在白天，施工期对周围声环境影响较小。

施工期噪声防治措施：

- 1) 加强施工噪声的管理，做到预防为主，文明施工，避免夜间施工，施工中采用低噪声设备。
- 2) 加强对设备的维护保养和分时段的限制车流量及车速，减少噪声污染。
- 3) 做好施工人员的个人防护，合理安排工作人员轮流操作施工机械，减少接触时间并按要求规范操作，使施工机械的噪声维持在最低水平，对在高噪声设备附近工作的人员，应配戴防护用具、耳罩等。
- 4) 控制车速，进入项目站区禁止鸣笛，尽可能减轻车辆噪声对周围环境的影响。

(3) 废污水影响分析与防治措施

项目施工期的废水污染主要来源于施工人员生活污水和施工中产生的废水，其中施工废污水主要产生混凝土养护及施工机械的清洗等。主要成分是含泥沙废水，但总量很小，且主要集中在施工前期光电机组基础施工时段，产生时间也是不连续的，经过处理后可用于冲洗道路等循环利用，基本不会产生污染。

本项目应在施工人员临时居住处设置一套生活污水处理设施，用来处理生活污水，减少对当地水环境的影响。

(4) 固体废物影响及防治措施

本项目施工期产生固体废弃物主要是建筑垃圾和生活垃圾，生活垃圾将进行统一收集后委托当地环卫部门统一清运，建筑垃圾进行分类处理，一般的开挖土方用于光伏发电机组地基浇筑后的回填，其他建筑垃圾如石子、混凝土块、砖头瓦块、黄砂、石灰、水泥块和陶瓷碎片等用于升压站建设中的道路建设等。

本项目施工期生活垃圾委托当地相关部门进行统一收集清运后卫生填埋。

（5）生态保护措施

站内道路尽可能在现有道路的基础上布置规划，尽量减少对植被的破坏、占用。项目建设投产后，将对工程占地破坏的植被实施生态修复工程，对临时占地破坏的地表按其周边环境进行植被恢复，使本项目对植被的影响降到最低的程度。

要求项目施工和营运后所有运输车辆等必须沿规定的道路行驶，施工机械和设备，不得随意堆放；项目建设投产后，工程破坏的植被实施生态修复补偿工程。

通过以上保护措施，可以使项目区域内生态环境影响达到最低的程度。

11.1.4.2 运行期环境影响分析及防治措施

本工程为太阳能发电工程，运行期无燃料消耗，太阳能发电系统无工业废气、废水产生，太阳能发电项目主要考虑光污染、工作人员生活垃圾和及生活污水、太阳能电池板维修产生固废、电磁环境影响和噪声环境影响。

（1）光污染

本工程采用单晶硅太阳能电池，该电池组件最外层为高透光玻璃。光伏阵列的反射光极少，不会使电站附近公路上正在行驶车辆的驾驶人员产生眩晕感，不会影响交通安全。本站址附近没有厂矿企业及集中居住区，不会产生光污染。

（2）水环境影响分析及措施

光伏发电本身不需要消耗水资源，本项目无工业废水产生，仅有少

量生活污水，经处理后用作绿化，其废水可完全实现不排放。

本工程排水系统采用雨、污水分流制。排水系统主要包括：雨水、生活污水排放系统。

1) 雨水

雨水排水包括屋面雨水排水、站区场地雨水排水、电缆沟的雨水排水。

建筑物屋面雨水通过雨水斗收集，通过雨水立管引至建筑外围。站区场地雨水通过雨水沟收集，电缆沟的雨水通过排水暗管排至站区雨水沟，最终排出站外。

2) 生活污水

生活污水系统由化粪池、污水管道、调节池、一体化污水处理设备(处理量为 $1\text{m}^3/\text{h}$)组成。站内各用水点的生活污水经化粪池沉淀后，上清液通过污水管道最终汇到生活污水调节池，经一体化污水处理设备处理可作为厂区绿化和道路喷洒用水。

(3) 固废

本项目运行时，自然损坏或意外损坏的电池板属一般固体废物，进行再利用或按环卫部门规定妥善处理；对电池板支架等金属器具，集中回收利用。

营运期生活垃圾委托当地相关部门进行统一收集清运后卫生填埋。

(4) 噪声环境影响

本工程运行期噪声主要来源于配电室机械排风扇、主变压器。本工程在设计中应优化站内布局，高噪声源应布置在站区中央，使其远离场界，减小噪声对周围环境的影响。

11.1.4.3 结论

本工程施工期，只要坚持文明施工、注重做好安全环保工作，可降低施工期对环境的影响。项目进入运营期后，建设单位应按照环评批复文件的要求，认真贯彻落实各项污染防治措施，采取有效的科学管理，本项目不会对周围环境质量造成明显的影响。

11.1.1.5 环境管理与环境监测

11.1.1.5.1 环境管理

工程建设主管部门和宜城区生态环境局按有关法律法规对工程环境保护工作进行监督和管理。

工程设专职环境管理人员 1 人，施工期负责监督检查承包商就施工区环保措施的实施情况及质量，并接受有关部门的监督和管理；运营期负责环境管理工作，检查运营期环保措施，确保环保设施的正常运行。一旦发生环境纠纷应及时向宜城区生态环境局汇报，并采取相应的控制措施。

11.1.1.5.2 环境监理

工程施工期间应开展环境监理，全面监督和检查施工期环境保护措施的实施和效果，及时处理和解决施工过程中出现的环境问题。

11.1.1.5.3 环境监测

根据环境特点及工程特征，本工程给出的环境监测计划见表 11.1-1。

表 11.1-1 主要环境监测计划一览表

项 目	监测调查项目、区域	监测或调查项目	监测频次
水环境	施工营地生活污水	pH、BOD ₅ 、COD、氨氮、 总磷	施工高峰月监测 1 期
	升压站生活污水	pH、BOD ₅ 、COD、氨氮、	竣工验收及运行

		总磷	期，每年 1 期
声环境	施工道路沿线居民点	等效 A 声级	施工期监测一次， 监测 2 天
	升压站厂界	升压站主变	运行期正常运行 工况下监测 2 天
生态环境	施工临时占地、场内道路	植被恢复效果	竣工运行初期调 查 1 次

11.1.6 环保“三同时”工作要求及验收

根据相关法规，建设项目中防治污染的措施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

本项目运行期竣工环保验收情况见下表所示 11.1.6-1 所示。

表 11.1.6-1 建设项目竣工环境保护验收一览表

污染源	治理措施	验收要求
含油废物	在升压站内设置 1 间危险废物暂存间，事故油池 1 座（30m³）	满足《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单
废蓄电池	在升压站内设置专门的危废暂存间存放，交由有资质的单位回收处理	不对外排放
生活污水	地埋式污水处理装置 1 套，位于升压站内	不对外排放

11.2 水土保持设计

11.2.1 水土保持设计依据

《生产建设项目水土流失防治标准》(GB 50434-2018)；

《水土保持监测技术规程》(SL277-2017)；

11.2.2 工程区域水土流失现状

根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》（中华人民共和国水利部[2006]2号），本工程所在地区不属于国家级水土流失重点防治区。

项目区地势整体呈平原。项目土地利用类型主要为耕地、草地和其他用地。

11.2.3 水土保持防治措施

项目建设过程水土流失主要表现在前期的场地平整，升压站内地基开挖、回填过程造成的地表扰动及太阳能电池阵列单元支架和通讯线缆的埋设过程中所产生的水土流失。

（1）本拟建项目建设时应减少地表大量堆放弃土，降低水蚀、风蚀的影响，保护该区域的植被生长，避免因工程建设造成新的水土流失以及植被的破坏，通过本项目的建设使该区域局部水土保持现状及生态环境进一步得到改善。

（2）在土建施工过程中，场区内部扰动地表，采取砾石覆盖措施，保护已扰动的裸露地表，减少施工期的水土流失。

（3）为了防止临时堆土由于降水，水蚀、风蚀产生新的水土流失，堆土场周围进行简易防护，采用彩钢板防护的措施。要求施工时的挖方要及时回填，尽量减少堆土量。

（4）场区内增加植被量有效防止水土流失。阵列区绿化选择固土能力强的当地低矮植物，让土壤保持适宜的水分、使绿化植被保持良好的生长。

（5）施工结束后，施工单位必须对施工场地及施工生活区进行土地整治，拆除临时建筑物并将建筑垃圾及时运往当地管理部门规定的垃圾场堆放，避免产生新的水土流失。

11.2.4 水土保持监测

水土保持监测是指对水土流失发生、发展、危害及水土保持效益进行长期的调查、观测和分析工作。通过水土保持监测，摸清水土流失类型、强度与分布特征、危害及其影响情况、发生发展规律、动态变化趋势。

按照“三同时”建设要求，项目建设开始即开展水保监测工作，并定期出具监测报告，项目施工要遵守水保监测报告的相关意见开展施工。

11.2.5 水土保持结论

本项目在建设阶段和营运阶段严格执行本篇章中提出的水土保持防治措施，站区内适当的绿化能起到区内的固土作用，水土流失将得到较好的预防。

12 劳动安全及职业卫生

12.1 设计依据、任务与目的

12.1.1 设计依据

本期工程劳动安全与职业卫生部分的设计主要依据以下法律、法规、技术规范与标准：

《中华人民共和国安全生产法》（2014.08）；

《中华人民共和国劳动法》（2018.12）；

《中华人民共和国职业病防治法》（2018.12）；

《中华人民共和国防震减灾法》（2009.05）；

《危险化学品安全管理条例》（2013.12）；

《建设工程安全生产管理条例》（2004.2）；

《安全生产许可证条例》（2014.07）；

《关于加强安全评价机构管理的意见》（2002.06）；

“关于印发《安全预评价导则》的通知”（2003.05）；

《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求继电保护实施细则》（2002.02）。

《电业安全工作规程（电力线路部分）》（DL409-91）；

《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）；

《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）；

《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）；

《安全预评价导则》（AQ8002-2007）；

《安全色》（GB2893-2008）；

《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-1999）；

《机械安全带防护装置的联锁装置设计和选择原则》
（GB/T18831-2010）；

《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》
（GB/T8196-2003）；

《起重机械安全规程第一部分总则》（GB6067.1-2010）；

《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）；

《建筑照明设计标准》（GB50034-2013）；

《工业企业采光设计标准》（GB50033-2013）；

《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）；

《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014）；

《电力工程电缆设计规范》（GB50217-2007）；

《电磁环境控制限值》（GB8702-2014）；

《电力行业紧急救护技术规范》（DL/T692-2018）。

设计采用的标准、规范等将不限于上列内容，并按最新版本执行。

12.1.1.2 设计任务与目的

贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的工作方针，依据有关法律法规，对工程投产后在生产过程中的高压、易燃、易爆、火灾、电磁辐射、噪音、机械伤害等直接危害人身安全及人身健康的危害因素进行确认，提出符合规范要求和工程实际的综合防范、治理措施，确保本工程投产后符合有关劳动安全与职业卫生的要求，保障电场工作人员的安全与健康，保障工程建筑物和设备本身的安全。

对施工过程中可能存在的主要危害，从管理方面对业主、工程承包

商和工程监理部门提出安全管理要求，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和项目的安全运行管理提供参考依据，确保施工人员生命及财产的安全。

12.2 劳动安全与职业卫生的危害因素分析

工程施工期、运行期的危害安全与卫生主要因素分析如表 12-1。

表 12-1 劳动安全与职业卫生危害因素分析

项目		产生的主要安全、卫生危害因素
	高处坠落	升压站内有较高的建筑物，在施工时存在高空坠落危险因素，能导致人员伤残、死亡。
	物体打击和挤压伤害	工程的各类施工作业活动中，均存在操作人员受到坠落物的打击、运动着的重型设备的打击（如吊车、吊臂等）等危险因素，能导致人员伤残、死亡
	机械伤害	施工中使用的机械设备多，存在机械伤害因素，能导致人员伤残、死亡
	触电伤害	施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，能导致人员伤残、死亡
	交通事故	施工中的运输车辆多，可能由于施工现场内视野不良、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，能导致人员伤残、死亡
	传染性疾病	施工过程中，施工人员数量较多，且集体生活、集体用餐，存在发生传染性疾病的隐患

火灾、爆炸及中毒伤害	由于工程中布置的一些电气设备(变压器、配电装置、电缆等)含有冷却油、SF ₆ 等，因此存在火灾、爆炸以及着火后产生大量有害烟气，能导致人员窒息、烧伤、死亡
触电伤害	工程中布置有大量的电气设备，而这些设备的带电部位均存在触电伤害的危险，能导致人员伤残、死亡
噪声污染	工程中布置有一些通风机，这些设备的低频噪声会引起运行人员的听力伤害
高处坠落及机械伤害	升压站内有较高的建筑物，因此在维护时存在高处坠落及机械伤害因素，能导致人员伤残、死亡。
雷击危害	遇恶劣天气时，存在雷击危险因素，能导致运行事故和人员伤残、死亡

12.3 劳动安全与职业卫生防护措施

12.3.1 施工期劳动安全与职业卫生防护措施

本工程建设过程中，建设单位、设计单位、施工单位、工程监理单位及与工程建设安全生产有关的单位，必须遵守安全生产法律、法规的规定，保证建设工程安全生产，依法承担建设工程安全生产管理责任。针对施工期的主要危险、有害因素提出如下防范措施：

（1）各施工单位应根据《中华人民共和国安全生产法》和国家有关安全生产规定，按照“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，结合建设工程的实际，制定安全生产责任制和规章制度，切实可行的应急预案，杜绝事故发生。

（2）施工期用电应符合当地供电局的有关规定。

(3) 电气设备设施应建立和执行专人专机负责制，并定期检查和维修保养；不带电的外露导电部分应做保护接零，同时装设漏电保护器；检修由专职电工进行。检修前必须先切断电源，并挂上“严禁合闸”的警告牌。严禁带电作业。

(4) 起重机械必须经技术监督部门审核合格后方可使用。起重作业的指挥和操作人员必须由专业人员担任；高处露天作业缆索吊装及大型构件起重吊装时，应根据作业高度和现场风力大小，对作业的影响程度，制定适于施工的风力标准，风力六级及六级以上时，不得进行起重作业；大雾、雷雨等恶劣天气，或照明不足，导致信号不明时不得进行起重作业；大型吊装现站区域应该有明显警告标志，禁止非工作人员入内。

(5) 施工作业场所有可能坠落的物件，应一律先行撤除或加以固定；进入施工现场必须佩戴安全帽，高处禁止倾倒垃圾、废物等，在通道上方应加装硬质防护顶，通道避开上方有作业的地区；高空作业使用的工具，必须放入工具袋内或工具箱内，不得随意乱放；不准上下投掷材料，工具等物件；尽量避免上下垂直作业，分层作业时，应设置隔离设施。

(6) 高空作业应满足《建筑施工高处作业安全技术规范》中规定要求。

(7) 施工场地在夜间施工或光线不好的地方应加装照明设施。

(8) 高空焊接前必须清理焊接点下方的易燃、易爆物品，且不允许下方有人员活动。

(9) 在交叉施工中，施工人员应密切配合，相互协作，保证施工质量。

(10) 施工期间应组织好相关物质、材料的物流运输及管理，统筹车辆出入，加强车辆、道路与人员的管理，避免意外交通事故。

(11) 施工临时办公和生活营地及临时仓库等场所火灾危险等级及安全防火间距应满足规范要求，且做好相应的防火管理工作。油品、毛毡等易燃物品处禁止烟火。

12.3.2 运行期的劳动安全与职业卫生防护措施

12.3.2.1 防雷

(1) 本工程光伏系统中的电池方阵面积较大，易受雷电影响，依据《建筑物防雷设计规范》(GB50057-2010)及《光伏(PV)发电系统过电压保护——导则》(SJ/T11127-1997)的相关规定进行防雷接地设计。

逆变器应配有独立的交直流防雷配电柜，防止感应雷和操作过电压；箱变 35kV 侧采用无间隙的氧化锌避雷器作为过电压保护器。站区防直击雷采用站区内独立避雷针组成直击雷保护，无功补偿装置在联合直击雷保护范围内。

(2) 整个光伏发电站的防雷接地电阻应满足规范要求。接地装置应根据土壤电阻率及腐蚀性而具体设置，并应在接地设计中进行考虑。

12.3.2.2 防触电

(1) 为防止人员触电，在施工检修等电气作业时，应按《电业安全工作规程（发电厂和变电站部分）》（GB26860-2011）等有关规程的要求进行操作，检修工器具应符合要求。电气设备的布置满足《高压配电装置设计技术规程》（DL/T5352-2018）等有关规程的安全防护距离要求；带电裸露部位、避雷针等与人行通道、栏杆、管道等满足最小安全距离要求。

(2) 不带电的金属物确保可靠接地；金属物品单独接入接地干线，接地电阻满足其中的最小值，严禁串联后再接入接地干线。

12.3.2.3 防火防爆

选用良好的电气设备，电气设备附近配置一定数量的灭火器等辅助灭火设施。电缆应选用耐氧化、耐高温、耐紫外线电缆；各类电缆分层敷设，靠近热体的电缆加装隔热板等。

（1）本工程各建（构）筑物的耐火等级、防火间距、安全疏散，按其在生产过程中的火灾危险类别，依据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）的规定进行设计。

（2）站内各建筑物按《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）要求配置灭火器的类型及数量。

（3）建筑内部装修设计按《建筑内部装修设计防火规范》（GB50222-2017）设计。

（4）选用良好的电气设备，易燃、易爆场所的通风机及其他电气设备采用防爆型设备，事故排风机兼作平时通风用。火灾时，风机电源自动切断，防止火灾蔓延。

（5）电缆选择与敷设及防火设计按《电力工程电缆设计规范》（GB50217-2018）的规定设计。电缆选用耐氧化、耐高温、耐紫外线、难燃电缆；各类电缆分层敷设，靠近热体的电缆加装隔热板等。在建筑物、屏柜入口处及防火墙两侧 1m 内的电缆涂刷防火材料。在开关柜、控制屏的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处采取有效的阻燃封堵处理。在公用主沟道的分支处，长距离电缆沟的适当分段处，至建筑物或配电装置的沟道入口处等适当部位设置防火墙。

（6）综合楼内均配置干粉或二氧化碳灭火器，在光伏列阵区各汇流箱旁设置两具干粉灭火器，另外设置一套火灾自动报警系统。

12.3.2.4 防震和防坍塌

（1）本工程所有建（构）筑物按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）

有关规定采取抗震构造措施，其抗震设防烈度应满足要求。

(2) 本工程地下混凝土、钢筋及地上光伏板支架、升压站各设备外壳等的防腐设计应按《工业建筑防腐蚀设计规范》(GB 50046-2018)的规定执行。

(3) 工程设计、施工过程中，应做好负载计算及防护支架设置及保护工作，保证施工人员的安全与施工质量。

(4) 本工程清洗工作由清洗车完成。每次清洗后污水会对光伏电池板基础产生一定的冲击和腐蚀，尤其是在春季经常清洗的情况下，运行人员在巡视时应注意观察光伏电池板基础的损坏情况，发现问题及时修复。

(5) 光伏发电工程建构筑物的载荷应能满足大风、大雪等额外载荷要求；光伏列阵及升压站等应避免洪涝等自然灾害的影响。

(6) 本工程光伏列阵、集电线路、道路等布置避开冲沟地带。

12.3.2.5 防机械伤害

本工程按《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》(GB/T8196-2003)、《生产设备安全卫生设计总则》(GB5083-1999)及《生产过程安全卫生要求总则》(GB/T12801-2008)等有关标准、规范的规定进行防机械伤害设计。

机械设备的选购、布置上按相关标准的规定执行。所有机械设备防护安全距离，机械设备防护罩和防护屏的安全要求，以及设备安全卫生要求，均按国家有关标准的规定执行。

12.3.2.6 防滑跌伤害

雨雪冰冻天气，为减少其对光伏组件发电效率的影响，运行人员要及时巡查、对落在电池面板上的沙尘和积雪予以清除，易发生滑跌事故。

同时运行人员日常巡检中也可能发生滑跌。因此运行人员应穿戴好劳动安全防护用品，防止滑跌。

12.3.2.7 防中毒窒息

升压站人员较多的场所应设置相应的应急劳动防护用品，着火时，现场作业人员应迅速佩戴好相应的防护用品，从逃生通道迅速撤离；电缆灭火时也应佩戴相应的防护用具，避免人员发生烟雾中毒或窒息事故。

12.3.2.8 防交通事故

本工程场内道路应满足规范要求，路面无较大的坑洼地或凸起物，相应限高限速标志、拐弯标志应齐全；雨雪及大雾天气车辆应减速慢行；驾驶人员应持证上岗；车辆定期检验等。

12.3.2.9 防高温伤害

本工程室外作业应避开日高温时间段，避免高温危害，对需连续进行的工作，可采取定时更换工作人员，减少工作人员在高温环境下的作业时间等方式减免高温危害。

12.3.2.10 防低温伤害

运行检修人员冬季室外作业应进行个人的防护，减少低温环境下的作业时间，避免低温危害，防止滑跌等事故。光伏系统室外设备设施应采取防凝冻措施。

12.3.2.11 防噪声

本工程主要产生噪声的设备为逆变器和箱式变压器。设备噪声设计值控制在《工业企业设计卫生标准》（GBZ 1-2010）规定的限值以下在设备订货时提出设备噪声限制要求，优先选用低噪声的设备；对于长期连续运行产生高噪声的地方，采取隔声措施，运行人员佩戴劳动安全防护用品如耳塞等。

12.3.2.12 防采光及照明不良

本工程照明系统按《建筑照明设计标准》(GB50034-2013)进行设计,按工作场所的环境条件和使用要求选用照明灯具。在主要出入口、通道、楼梯间等设置照明和应急照明。

12.3.2.13 防工频电磁场

本工程设计中应对高压设备设定足够的安全间距,对人员作业场所和区域采取隔离措施,对易受干扰的电子设备采取屏蔽保护措施。

12.3.2.14 防孤岛效应

设备选型时,选用具有断路、过电流、过电压、过热等自动保护能的逆变器,并保护故障状态时,防护功能可靠投入运行。电网断电检修时,应先断开并网逆变器。电网恢复供电后,应对电网信号进行检测确保正常后,方可投入逆变器。

12.3.2.15 安全标志的设置

本工程在有可能导致事故发生的危险场所均设置安全警示标志,设置的安全标志应满足现行的标准《图形符号安全色及安全标志》(GB/T2893.1-2013)、《安全色》(GB 2893-2008)及《安全标志及其使用导则》(GB2894-2008)等规定。综合楼的走道应设置导向标志,所有门上设置出口标志。

本章节所述对策最终应结合劳安与卫生评价报告进行完善。

12.4 安全与职业卫生机构设置、人员配备及管理制度

12.4.1 安全卫生机构及专项设施配置

安全卫生管理机构必须和整个运行管理单位组织机构及人员配备统一考虑。其机构人员的配置为1~2人,可以为兼职人员。

工程投产后,该机构应负责劳动安全与工业卫生方面的宣传教育和

管理工作，以保证本项目安全顺利运行，达到安全生产的目的。

12.4.2 安全生产监督制度

为了监督与安全生产有关的各项规章制度、反事故措施和上级有关安全生产知识的观测执行，对违章违规作业进行检查，项目应结合其实际情况制定安全生产监督制度。安全生产监察制度应规定安全监察的内容、安全监察人员的职权及职业标准、安全监察例行工作、事故调查、事故分析、事故预防、安全监察通知书等内容。

12.4.3 消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度

(1) 消防管理制度方面采取的主要制度如下：

①专人负责对各种器材认真进行登记管理，经常教育相关人员爱护消防器材和设施。

②消防器材不准随意移动，挪作他用。

③监理消防器材设施维护制度。

④凡配置的消防器材设施，发现有泄露情况的要及时进行更换。

(2) 防止电气误操作管理制度方面采取的主要原则制度如下：

①防误装置正常情况下严谨解锁或退出运行。

②防误装置的解锁工具（钥匙）或备用解锁工具（钥匙）必须有专门的保管和使用制度。

③防误装置异常处理，并做好记录。

④运行值班人员“三懂二会”（懂防误装置的原理、性能、结构；会操作、维护）培训制度。

(3) 防高空作业坠落方面采取的主要原则制度如下：

①对助力攀爬设备定期检修，保证设备的正常运行。

②攀爬时要严格按照操作要求，系好安全带，在攀爬前检查安全带

锁扣是否扣好，不系安全带严禁攀爬。

③检修需要进行吊装作业时，严禁大风天作业。

④对实行高空作业人员进行安全教育，提高人员的安全意识和自我保护意识等。

12.4.4 职业卫生与劳动保护管理规定

本项目运行期间应对职工进行劳动保护与安全卫生教育。

为保护运行人员的健康、防止人身事故的发生，本项目应按照国家有关法律法规的要求，制定职业卫生与劳动保护管理规定。对防暑降温、放射保护、职业病防治、防毒、劳动用品等内容做出规定。

12.4.5 工作票、操作票管理制度

为严格、高效率执行工作票和操作票制度，本项目应结合自身情况编制详细的运行操作规程，建立工作票与操作票的管理制度，保护运行人员在生产过程中的人身安全，保障设备财产不受损失。

12.4.6 事故调查处理与事故统计制度

事故调查处理与事故统计制度应根据《电力安全事故应急处置和调查处理条例》和《生产安全事故报告和调查处理条例》等相关进行编制。

12.4.7 其他劳动安全、职业卫生管理制度

按照国家和地方有关法律法规规定，应制定机动车辆的安全管理规定，结合具体情况可以制定安全培训制度，安全奖励制度，临时工的安全管理规定，安全生产例会制度等。

12.5 事故应急救援预案

根据本期工程运行期可能发生的事故类别和应急职责，成立工程的应急预案编制小组，补充完善职责分工和工作计划。

整个光伏电站应制定出针对突发重大事故的预警机制、紧急处理措

施与应急救援行动方案。对可能出现的重大事故如火灾、爆炸引起的典型事故做出相应的应急救援预案(包括：火灾事故预案、电气误操作事故预案、继电保护事故预案、变压器损坏和互感器爆炸事故预案、开关设备事故预案、接地网事故预案、人身伤亡事故预案、交通事故预案、防灾预警及应急方案等)，以提高对突发重大事故的处理能力。同时应根据本项目的实际情况来不断地进行补充和完善。

12.6 预期效果评价

12.6.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

对本项目中存在的火灾、爆炸、电气伤害以及其它设备损坏事故等提出了防范措施。在采取了安全防范措施及对生产运行人员进行安全教育和培训后，对项目的安全运行提供了良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低了经济损失，保障了生产的安全运行。

12.6.2 职业卫生主要有害因素防护措施的预期效果评价

由于本项目的特殊性，对生产人员采取必要的预防性卫生防护措施（如防噪声、防高温所造成中暑的可能性等），将有利于生产人员的身体健康。

12.7 建议

（1）建设单位、施工单位、监理单位在施工中应严格执行监督规程，材料在使用前应查验合格证及材质化验单。材料在存放时，应进行分类保管，避免混淆，防止错用。应采取有效措施保证施工的质量。

（2）建议本项目建设全过程建立职业安全健康管理体系(OSHMS)，以

利于促进企业长效安全生产，创造最佳经济效益。

（3）建议业主方根据劳动安全及职业卫生专题报告完善相关内容，并严格贯彻执行。

（4）目前已完成本项目的安全预评价报告工作，在项目竣工时要开展安全评价验收。

13 节能降耗

13.1 施工期能耗分析

13.1.1 施工期能耗种类、数量分析

本工程建设所消耗的能源主要为电能等。根据施工组织设计，工程施工期所需主要能源物资有：钢材（型钢、钢筋）、水泥、木材、砖砂、碎石等。

本工程主体工程施工主要以油耗设备和电耗设备为主。其中，土石方开挖和填筑、机组安装等主要为油耗设备，混凝土浇筑和钢筋制安项目既有油耗设备又有电耗设备。资源消耗按单位消耗量乘以工程量的方法进行计算。单项工程包括土方开挖及填筑、混凝土浇筑、钢筋制作安装等，单项工程能耗量见表 13.1-1 所示。

表 13.1-1 单项工程单位能耗指标表

序号	项目名称	单位耗电指标	单位耗柴油指标	单位耗汽油指标
1	混凝土浇筑	12.5kW·h/m ³	2.65kg/m ³	0.18kg/m ³
2	钢筋制安	118.32kW·h/t	0.89kg/t	3.25kg/t
3	土石方开挖		0.68kg/m ³	
4	土石方填筑		0.25kg/m ³	

施工期能耗总量见表 13.1-2 所示。

表 13.1-2 施工期能耗种类及耗量表

项目	耗电量(万kW·h)	耗柴油量(t)	耗汽油量(t)
混凝土浇筑	2.32	4.91	0.33
钢筋制安	9.01	0.68	2.47
土石方开挖	/	55.83	/
土石方填筑	/	19.78	/

合计	11.33	81.20	2
----	-------	-------	---

13.1.2 施工期营地生活能耗分析

施工期营地分为升压站永久建筑工程和施工临时建筑（包括业主营地和承包商营地两大部分），其中临时生活办公区建筑面积约 2000m²，本工程平均施工人员 200 人。

生活福利设施生活及室内照明负荷单位功率综合指标参考《水利水电工程施工组织设计手册》第四卷中相关内容，并根据近年来生活区内配置一定的生活电器(空调、冰箱、洗衣机、电视等)的情况，用电指标选用 25W/m²，平均按 8h/日，本工程总建设工期，扣除施工准备期，为 122 天。

施工期营地生活能耗见表 13.1-3。

表 13.1-3 施工期营地生活能耗数量表

项目	建设期内
平均劳动力人数(人)	200
房屋使用面积(m ²)	2000
负荷指标(W/m ²)	25
耗电量(万kW·h)	4.88

13.1.3 施工期能耗总量

本工程施工期建设耗能和营地工作人员生活耗能总量见表 13.1-4 所示。

表 13.1-4 施工期总能耗种类及数量表

项目	耗油量(t)	耗电量(万kW·h)
混凝土浇筑	5.24	2.32
钢筋制安	3.15	9.01
土石方开挖	55.83	/

土石方填筑	19.78	/
施工营地能耗	/	4.88
合计	84.0	16.21

由表 13.1-4 可知，本工程施工建设过程就是大量消耗能源的过程，其主要消耗的能源有电能和柴油及汽油等。通过上面的分析可知施工期的主要耗能项目集中在工程量较大的混凝土工程、钢筋制安和土石方挖填；主要耗能设备为运输设备、吊装设备及施工工厂的机械设备，而生产性房屋、仓库及生活设施的能耗相对较少。因此在施工组织设计中节能设计的重点就在于选择经济高效的施工技术方案，将节能降耗落实到施工材料、设备、工艺等技术措施上，降低工程造价，提高企业综合效益。

13.2 工程运行期能耗分析

本工程运行期间主要耗能设备有：逆变器、箱式变、电缆、站用变压器等。主要用能设备有：场照明系统、通风空调系统、远动设备、通讯设备、二次屏柜、火灾报警系统、电视监控系统等负荷；电气设备电能损耗主要产生在逆变器、箱式变压器、集电线路等。

13.2.1 主设备能耗

（1）逆变器

逆变器在工作时本身要消耗一部分电能。根据选定逆变器的性能参数表，本工程逆变器的运行损耗计为1%，本工程年平均发电量约为105211.794MW·h，逆变器的电能损耗约为97.6万kW·h。

（2）箱式变压器

本工程箱式变压器年运行小时数约为999h，每台3125kVA箱式变的空载损耗约为1.65kW，负载损耗约为17.4kW，单台箱式变压器年电能损耗

为1.75万kW·h，箱式变年电能损耗一共为135.22万kW·h。

（3）集电线路

本工程集电线路采用电压等级为35kV电缆直埋方案，总损耗约为10万kW·h。

（5）站用电变压器

本工程站用变压器，负载损耗约为3.65kW，按一台全年满负荷运行，站用变压器的年电能损耗为0.44万kW·h。

（6）无功补偿装置

本工程拟在35kV母线侧装设一组动态无功补偿装置，无功补偿装置容量暂定为20MVar。参照目前广泛采用的SVG动态无功补偿装置，无功补偿成套装置效率可达99.5%，损耗率为0.5%。即光伏电站年无功补偿损耗电量为14.46万kW·h。

（7）其他电气设备的损耗

对于低压电缆、高低压开关设备等电能损耗较小，设备的总损耗经估算约为1.19万kW·h。

13.2.2 用电设备能耗

本工程站用电负荷主要有场照明系统、通风空调系统、远动设备、通讯设备、二次屏柜、火灾报警系统、电视监控系统等。用电设备年总耗电量约为21.51万kW·h。

13.2.3 升压站办公及生活等用能

运行期电厂办公，生活区的设计与电场建设期营地统一规划和考虑，遵照国家现有保温、节能设计规范及建筑设计规范进行设计。建筑的围护结构、门窗选用，屋顶材料的选用都在满足国家现行规范的前提下计算确定，使能耗能数在目前情况下减少到最小。

目前暂按电站生产人员人均年用电 $1800\text{kW}\cdot\text{h}$ 计，光伏发电场管理定员7人，总用电量为 $1.3\text{万kW}\cdot\text{h}$ 。

13.2.4 光伏发电场运行期的能耗总量控制性指标

根据以上分析，本光伏电场运行期间主要设备损耗指标如下：逆变器年电能损耗为 $97.6\text{万kW}\cdot\text{h}$ ，箱式变电站年电能损耗为 $125.34\text{万kW}\cdot\text{h}$ ，集电线路年电能损耗为 $10\text{万kW}\cdot\text{h}$ ，站用变压器年电能损耗为 $0.44\text{万kW}\cdot\text{h}$ ，其他高低压设备电能损耗为 $1.19\text{万kW}\cdot\text{h}$ ，无功补偿装置年电能损耗 $14.46\text{万kW}\cdot\text{h}$ 。上述各部分设备全年总电能损耗约为 $100.90\text{万kW}\cdot\text{h}$ 。

用电设备年总耗电量约为 $21.51\text{万kW}\cdot\text{h}$ 。办公及生活用电量 $1.8\text{万kW}\cdot\text{h}$ 。

13.3 主要节能措施

13.3.1 系统方案节能措施

(1) 本期光伏电站系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑光伏电站建设规模、地区电网规划、光伏发电有效运行小时数较低等情况，光伏电站送出电压等级为 35kV ，并且结合光伏电站总体规模考虑送出，避免重复建设。

(2) 本工程送出线路的建设，结合了光伏发电的特点，节省了电网投资，一定程度上增强了区域供电能力，降低电网运行的网损。

13.3.2 机组选型及平面布置节能措施

(1) 通过对本项目对外交通运输条件和地形、地貌、光资源情况的实地踏勘与分析，并结合建设方的意见，通过对多种机型的技术经济比较和分析，选用 $540\text{Wp}/545\text{Wp}$ 单晶硅电池组件。

(2) 本工程总平面设计考虑减少占地面积，充分利用土地，充分利用地区光资源；采用集中布置，减少电缆和场内道路的长度，降低场内

线损。

13.3.3 建筑、给排水系统节能措施

(1) 本工程建筑设计采用新型节能墙体和屋面的保温、隔热技术与材料，采用节能门窗的保温隔热和密闭技术，提高建筑物的保温、隔热性能。外墙采用能耗低的空心砌块、粉煤灰砌体。设计时充分利用自然采光和自然通风。减少空调、通风的能耗。室内设温控器，以利于节能。

(2) 本工程排水系统采用雨、污水分流制，雨水和污水单独排放。雨水通过地面下渗排出室内生活污水系统采用单立管伸顶通气排水系统，污水自流排入室外污水管网。厨房污水经隔油池处理后排入室外污水管网。室外设地下污水处理设施一套和一座污水渗坑，室内污水经污水处理设施处理后排入污水深渗坑。

13.3.4 主设备降耗措施

(1) 箱式变、站用变容量选择充分考虑负载量，保障变压器经济运行。

(2) 在保障光伏电站安全、稳定运行的前提下集电线路选用电缆出线方式。

(3) 优化电缆布置，节省电缆长度。

13.3.5 用电设备节能措施

(1) 各建筑尽可能利用自然通风。采用立柜式空调，尽量做到人离机停。

(2) 升压站照明尽量选用新型高效节能型光源，该光源比传统普通照明节约电费70~80%，光源寿命比普通光源高30倍以上；采用电子式镇流器及新型优质材料的反射器、在不同的场合选用先进合理的灯具，以达到节约照明用电目的。

(3) 对不需要长期照明的场所，设置照明开关，做到人走灯灭。对主要照明场所，如主控制室、继保室等应采用灯具交叉布置，分组控制。

13.3.6 主要施工技术及节能措施

本工程能耗较多的项目为混凝土施工，施工组织设计中不仅要合理选择施工机械，降低机械能耗，而且需要合理规划混凝土系统的设置，合理选择混凝土入仓方式，减少混凝土的运输距离和倒运次数，是本工程降低能耗和工程造价的措施之一。

施工工厂设施的耗能主要是混凝土拌和系统，设计中采取了以下的节能降耗措施：

混凝土拌和系统应布置在混凝土浇筑部位和人工碎石系统之间，并尽量保持其相对位置关系的顺畅，通过减少物料的倒运，达到减少无效运输的目的。

在拌和楼和水泥罐的布置上，充分利用了地形高差，减少水泥和成品骨料的垂直运距。

13.3.7 施工营地、建设管理营地建筑设计

本工程施工营地和建设管理营地的建设应综合考虑永临结合。

13.3.8 施工期建设管理的节能措施建议

根据本工程的施工特点，建议在施工期的建设管理过程中可采取如下节能措施：

(1) 生产设施应尽量选用新设备，避免旧设备带来的出力不足、工况不稳定、检修频繁等对系统的影响而带来的能源消耗。定期对施工机械设备进行维修和保养，减少设备故障的发生率，保证设备安全连续运行。

(2) 根据设计推荐的施工设备型号，配备合适的设备台数，以保证

设备的连续运转，减少设备空转时间，最大限度发挥设备的功效。

(3) 合理安排施工任务，做好资源平衡，避免施工强度峰谷差过大，充分发挥施工设备的能力。

(4) 混凝土浇筑应合理安排，相同标号的混凝土尽可能安排在同时施工，避免混凝土拌和系统频繁更换拌和不同标号的混凝土。

(5) 场内交通加强组织管理及道路维护，确保道路畅通，使车辆能按设计时速行驶，减少堵车、停车、刹车，从而节约燃油。

(6) 生产、生活建筑物的设计尽可能采用自然照明。

(7) 合理配置生活电器设备，生活区的照明开关应安装声、光控或延时自动关闭开关，室内外照明采用节能灯具。

(8) 充分利用太阳能，减少用电量。

(9) 成立节能管理组织机构，实时检查监督节能降耗执行情况，根据不同施工时期，明确相应节能降耗工作重点。加强现场施工、管理及服务人员的节能教育。

13.4 运行期管理维护的节能措施

本工程投运后，应加强设备的维护，同时还应注意以下问题：

(1) 运行人员定时进行巡视观察，发现问题及时处理，保证设备长期安全运行。

(2) 灯具分组控制，巡视时应根据不同工作场合开启灯具，随时关掉电源，以达到节能目的。

(3) 应加强暖通空调自控系统的维护运行管理，出现故障时，应及时采取措施，以达到节能需求。

13.5 节能降耗效益分析

项目建成后年平均可为电网提供清洁电能 105211.79MW·h，与燃

煤电厂相比，以供电标煤煤耗 $320\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 计，每年可节约标煤 36906 吨。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减少烟尘排放量约为 45.79，二氧化硫排放量约为 263.78t，二氧化碳排放量约为 11.46 万 t，氮氧化物(以 NO_2 计)排放量约为 275.33t，这些废气物的减排将对宜城区地区局部环境的改善起到一定的促进作用。

13.6 结论

(1) 本期光伏并网发电项目的建设符合可持续发展的原则，是国家能源战略的重要体现。

(2) 根据本期工程的设计规模、站用电负荷等情况，所选设备情况分析，采取一定的节能设计和措施后，本工程运行期间年能耗控制指标为 124.21 万 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

(3) 本工程采用绿色能源——太阳能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想，总体布置、技术方案和设备、材料选择、建筑结构等方面，充分考虑了节能的要求，减少了线路投资，节约了土地资源，并能够适应地区电网的发展。本工程符合国家的节能政策，符合可持续发展战略。

14 社会稳定及风险性分析

14.1 社会影响效果分析

能源是人类社会赖以生存的物质基础，而太阳能资源是经济和社会发展的资源，是清洁可再生的绿色资源，取之不尽，用之不竭。该项目积极响应国家相关政策，利用太阳能资源发展光伏发电产业，在光伏发电行业起到了示范和推动作用，具有明显的社会效益。

光伏发电在能源生产过程中不排放污染物和温室气体，并避免化石能源开发和利用过程中对水资源的消耗及对土地造成的破坏，而且可显著减少煤炭消耗，也相应减少煤炭开采对生态环境的破坏。可再生能源开发利用可替代大量化石能源的消耗。

项目建成后年平均可为电网提供清洁电能 $105211.79\text{MW} \cdot \text{h}$ ，与燃煤电厂相比，以供电标煤煤耗 $320\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 计，每年可节约标煤 36906 吨。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减少烟尘排放量约为 45.79，二氧化硫排放量约为 263.78t，二氧化碳排放量约为 11.46 万 t，氮氧化物(以 NO_2 计)排放量约为 275.33t，这些废气物的减排将对宜城区地区局部环境的改善起到一定的促进作用。

太阳能资源的规模化和产业化发展可显著增加新的就业岗位，太阳能资源涉及领域广，产业链长，带动相关产业发展能力强，对经济发展既有影响面宽的效果，又能够在若干地区形成产业聚集和开发利用集中的区域，有效推动局部经济发展转型，成为众多地区实现经济发展方式转变的重要推动力。

总体来看，太阳能资源的开发利用有利于实现可持续发展，符合建

设资源节约型、环境友好型社会及构建和谐社会的要求。同时，光伏产业又是战略性新兴产业的重要内容，发展光伏产业具有良好的综合性经济效益和社会效益。

(1) 项目对所在地居民收入的影响

工程的开工建设对劳动力有一定的需求，将增加当地居民的务工机会，增加所在地居民收入。同时，随着工程技术人员进入，将带动当地娱乐、餐饮、服务等第三产业的发展，增加就业工作岗位。

(2) 项目对所在地居民生活质量的影响

建设期间，各种施工机械作业、交通运输车辆进出施工现场，有可能对当地居民的生产与生活产生一定的负面影响，如噪声扰民、施工扬尘等，但这种影响是短期的，随着工程项目完工而结束。通过采取管理措施，可以将这种影响降低到最低限度。

建设过程中需要大量的施工人员和施工车辆，大型的施工车辆通过可能对当地局部的交通运输产生影响，施工过程中大型设备的运输应避免交通高峰时进出施工现场，以免影响当地的交通运输。经过现场考查可知，当地区域的环境容量较大，地域开阔，施工现场远离城区，施工高峰期的施工人员也不会对当地的社会产生影响。电站运营期管理人员及设施较少，对当地的社会影响甚微。

综上所述，电站的建设在建设期和运营期人员、设备均较少，对当地的社会正常生产影响较小。所以该电站的建设是适宜的。

(3) 其它影响

项目的建设将给当地政府带来大量的税收收入，并带来发展的契机，对当地的经济和社会发展有较大的促进作用。项目建成后不但会给业主带来一定的经济收入，同时业主也会因光伏电站的建设带来的社会效益

受到当地政府和居民的肯定，从而使企业树立一个良好的公众形象。

14.2 社会适应性分析

主要分析预测项目能否为当地的社会环境、人文条件所接纳，以及当地政府、居民支持项目存在与发展的程度，考察项目与当地社会环境的相互适应关系，包括适用性与不适于性。

(1)不同利益群体的态度

1)当地居民的态度

本项目为农光互补项目，对租地农民进行了经济补偿后也能为农民提供工作岗位。为工程的开工建设创造了良好的外部条件。工程的开工建设将增加当地居民的务工机会，增加所在地居民收入。因此，当地居民表示服从国家建设的需要，支持本项目的建设。

2)项目业主与政府的态度

项目的开工建设和运营，当地政府可以享受税收上带来的收益，有利于拉动地区经济发展，有利于优化调整当地经济结构，更有利于提高人民生活水平。投资带来的发展契机，将推动区域经济的长期发展。而项目建成投产后业主可以获得一定的投资回报。

(2)当地各类组织的态度

政府支持项目业主开发当地太阳能资源，并认为该项目为本地区重点建设项目，全力支持项目的前期论证、建设筹备、建设施工和运营期间相关事宜。在互惠互利基础上，共同促进本地区太阳能资源开发建设。随着工程的开工建设，对当地交通、供电、通讯等提出了一定的要求，也为其发展提供了良好的契机与难得的机遇。因此，当地各级组织结构与工程的互适应性程度较高。

(3)当地技术文化条件

工程建设所在地的电力、通讯、交通、商业、医疗、劳动力等现有技术文化条件基本能满足工程协议。总体而言，当地技术文化条件与工程的互适应性程度较高。光伏发电是将自然界的太阳能资源转化成电能，是国家鼓励开发和利用的可再生能源发电方式之一。工程场址区域风能资源丰富，具有较好的商业开发价值。

本项目从项目的规划、布局和确定，处处考虑了社会效果，从电网结构、电力负荷交通及大件设备的运输、环境保护、出线走廊、地质、地震、地形，水文、气象、施工以及对周围工矿企业的影响等条件进行了反复论证，通过全面的经济比较和社会效益、环境效益分析，实现零排放。

总体来看，可再生能源开发利用对环境和社会的影响利大于弊，坚持趋利避害的开发利用方针，有利于实现可持续发展，符合建设资源节约型、环境友好型社会及构建和谐社会的要求。

14.3 社会风险及对策分析

本期项目建设不存在拆迁和移民安置问题，也无民族矛盾和宗教问题。当地居民和政府对于工程建设是支持的，认为工程的建设，可以加快当地经济发展，使当地的生产生活条件得到进一步的改善。

工程建设期间，可能会对当地居民的生产与生活产生一定的负面影响，但这种影响是短期的，随着工程项目完工而结束。通过采取一定的管理措施，可以将这种影响降低到最低限度。

对工程而言，应该注意到的主要社会因素有：减小工程建设期间对群众生产生活的负面影响，如对临时用地的占用和道路交通状况的影响；多吸纳当地劳动力，为当地居民提供更多的就业机会；在补偿上严格按照国家政策，做到公正合理；当地建筑材料的供应等。只要项目业主积

极主动地与当地各有关部门进行及时沟通，取得各级政府和有关部门的支持，只要认真听取群众意见，解决好涉及群众切身利益的问题，只要工作到位、疏理有序、相互支持、求同存异，就可以避免社会各种矛盾的发生。

综上分析，本项目可以为当地社会环境、人文条件所接纳，工程建设和运营期间所面临的社会风险较小。另外，本工程将通过招标选定专业工程施工管理公司，对本工程进行全方位管理，协调好与当地社会的关系，可以有效地规避社会风险，促进项目顺利实施。