



益阳市大通湖区金盆镇渔光互补
光伏发电项目
可行性研究报告

中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司
POWERCHINA ZHONGNAN ENGINEERING CORPORATION LIMITED

2023 年 8 月

审 查：周竞钰 曾智桢 王晓章

吴 涛 余 亮 梁 甜

校 核：肖 钦 梁 甜 孙 磊 肖金纯

张先锋 秦小明 门玉丽 张 晴

编 写：高 颂 张先意 郭凯隆 葛 钦

吴 忱 刘湘杰 刘 好 肖 圯

黄敏敏 李 鑫

目录

1 综合说明	1
1.1 项目概述	1
1.2 太阳能资源	3
1.3 工程地质	4
1.4 工程任务和规模	5
1.5 光伏系统总体方案设计及发电量计算	5
1.6 电气设计	6
1.7 总平面布置	7
1.8 土建工程	7
1.9 消防设计	8
1.10 施工组织设计	8
1.11 环境保护和水土保持设计	9
1.12 劳动安全与工业卫生	11
1.13 节能降耗分析	11
1.14 设计概算	12
1.15 财务评价及社会效果分析	12
1.16 结论及建议	13
1.17 附图、附表	15
2 太阳能资源	18
2.1 气候特征	18
2.2 区域太阳能资源概况	19
2.3 场区太阳能资源分析	22
2.4 太阳能资源评价	32

2.6 特殊气候条件影响分析	34
3 工程地质	36
3.1 概述	36
3.2 区域地质构造与地震	38
3.3 场址工程地质条件	42
3.4 工程地质条件评价	45
3.5 主要建（构）筑物工程地质条件评价	48
3.6 天然建筑材料	48
3.7 结论及建议	49
4 工程任务和规模	51
4.1 工程任务	51
4.2 工程规模	51
4.3 工程建设必要性	51
5 系统总体方案设计及发电量计算	54
5.1 光伏组件选型	54
5.2 光伏阵列运行方式选择	61
5.3 逆变器选型	63
5.4 光伏组件串联数量	71
5.5 容配比的确定	72
5.6 光伏方阵设计	73
5.7 光伏子方阵设计	74
5.8 方阵接线方案设计	79
5.9 光伏场区电缆敷设方案	80
5.10 辅助技术方案	81

5.11 光伏发电工程年上网电量计算	82
5.12 光伏场区设备材料清单.....	86
6 电气	88
6.1 电气一次	错误!未定义书签。
6.2 电气二次	88
6.3 通信系统	133
6.4 采暖、通风空调	136
7 总平面布置	138
7.1 光伏场区总平面布置	138
7.2 升压站总平面布置	139
8 土建工程	142
8.1 基本资料和设计依据	142
8.2 设计安全标准	146
8.3 光伏场区工程设计	147
8.4 集电线路工程	155
8.5 升压站设计	155
8.6 地质灾害治理工程.....	161
8.7 附表.....	161
9 消防设计	167
9.1 消防总体设计.....	167
9.2 工程消防设计.....	168
9.3 施工消防.....	174
10 施工组织设计	181

10.1	施工条件.....	181
10.2	施工总布置.....	181
10.3	施工交通运输	184
10.4	工程建设用地.....	184
10.5	主体工程施工.....	185
10.6	施工总进度.....	189
10.7	附表	191
11	环境保护和水土保持设计	194
11.1	环境保护设计	194
11.2	水土保持	207
12	劳动安全与工业卫生设计	294
12.1	总则	294
12.2	建设项目概况	295
12.3	主要危险、有害因素分析	296
12.4	工程安全卫生设计	297
12.5	安全卫生机构设置及管理制度	309
12.6	事故应急救援预案.....	310
12.7	专项工程量、投资和实施计划	313
12.8	预期效果评价.....	315
12.9	建议.....	315
13	节能与降耗.....	316
13.1	设计依据	316
13.2	施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析	317
13.3	运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析	319

13.4 主要节能降耗措施	321
14 设计概算	326
14.1 工程概况	326
14.2 编制原则及依据	326
14.3 基础资料	327
14.4 费用标准	329
14.5 主要技术经济指标表	331
14.6 概算表	332
15 财务评价与社会效益分析	358
15.1 项目概述及财务评价依据	358
15.2 财务评价	358
15.3 风险分析	364
15.4 社会效果分析	367
15.5 财务评价附表	368
16 工程招标	396
16.1 概述	396
16.2 招标范围及程序	396
16.3 招标程序	398
17 渔光互补方案	399
17.1 渔业设计	399
17.2 渔业模式	402

1 综合说明

1.1 项目概述

益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目场址位于湖南省益阳市大通湖区金盆镇，本工程总占地面积约 1208.26 亩，其中临时用地面积 1190 亩，永久性用地面积约 18 亩。场址中心地理坐标为 112°39'22.00"E，29°6'22.41"N，距离南县直线距离约 38km，沅江市直线距离约 41km，距离岳阳市直线距离约 60km，场区附近有 G56 高速、G0421 高速、G234 国道、G240 国道、S218 省道、S202 省道、S307 省道、S313 省道，以及若干乡道与外界相连，对外交通极为便利。



图 1.1-1 本项目地理位置图

本工程设计安装 143260 块 N 型 575Wp 高效单晶硅双面组件，项目总容量为 82.3745MWp，交流容量为 60MW。电站采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个 4.3355MWp 光伏发电单元。预计电站首年上网电量为 8905 万 kW·h，首年等效满负荷利用小时数为 1081h，25 年运

营期内平均年上网电量为 8473 万 kWh，年等效满负荷利用小时 1029h。

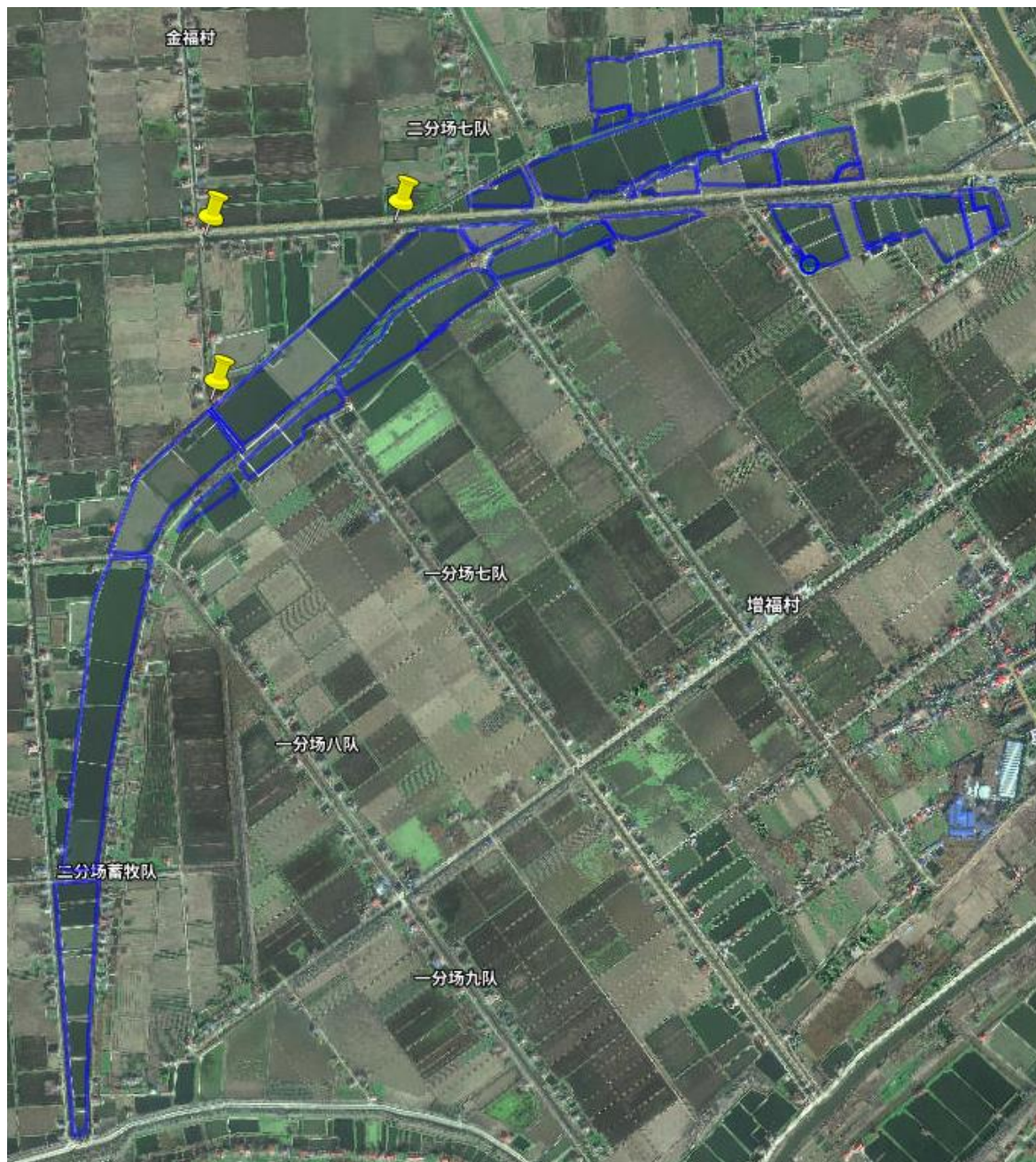


图 1.1-2 光伏电站地形地貌图



图 1.1-3 光伏电站现状图

经与 2021 年国土变更调查成果套合，项目申请用地范围内 2021 年度国土变更调查成果现状情况为：总规模面积 80.5508 公顷，其中坑塘水面 80.3310 公顷、沟渠 0.2074 公顷、农村道路 0.0124 公顷，未涉及耕地与永久基本农田，与该项目实际申请用地情况一致。

其中，光伏方阵用面积 80.0268 公顷，项目申请光伏方阵用地范围内 2021 年度国土变更调查成果现状情况为农用地 80.0268 公顷(均为坑塘水面)。升压站及运行管理中心用地面积 0.3779 公顷、进站道路 0.1461 公顷，项目申请升压站及运行管理中心土地利用现状为农用地 0.3779 公顷(其中农村道路 0.0121 公顷、坑塘水面 0.3042 公顷、沟渠 0.0616 公顷)；进站道路土地利用现状为农用地 0.1461 公顷(其中农村道路 0.0003 公顷、沟渠 0.1458 公顷)。

1.2 太阳能资源

因未收集到场址附近太阳辐射实测数据，本阶段通过对比 solarGIS、

METONORM、NASA 数据，暂选择 SolarGIS 数据作为太阳能资源分析的基础数据。场址水平年总太阳辐射量为 4358.9MJ/m²，各月平均水平太阳辐射量在 197.3MJ/m²~592.2MJ/m² 之间变化。其中，7 月~8 月较高，均高于 500MJ/m²，7 月最高为 592.2MJ/m²；11 月~次年 3 月相对较低，均在 350MJ/m² 以下，1 月最低为 197.3MJ/m²。各月辐射量最大值与最小值相差 394.9MJ/m²。整体呈现夏季最多、春秋次之、冬季最少的特点。

场址区域年水平辐射量丰富等级属于 C 类“丰富”、稳定度等级属于 C 类“一般”、水平面直射比等级属于 C 类“中”，太阳能资源具有较好的开发前景。

1.3 工程地质

根据区域地质资料，场区及附近无区域性断层通过；依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，工程区在Ⅱ类场地条件下基本地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s。区域构造稳定性好。

按照《建筑抗震设计规范(2016 年版)》(GB50011-2010)，本工程地基土类型为中软土，属对抗震一般地段，场地类别属Ⅲ类，设计地震分组为第一组。场区不存在地震液化问题。

拟建场址位于大通湖湖区，地势平坦开阔，地貌类型单一。未发现大规模的滑坡、泥石流等严重不良地质体与地质灾害活动痕迹。工程区附近未见其它不良地质作用和地质灾害活动遗迹和记录。拟建工程场地稳定条件较好，场区地基土经过工程处理后，基本适宜工程的建设。

拟建场址区地层主要为第四系河湖相松散沉积物。地下水为松散地层孔隙潜水，由大气降水和湖水补给，地下水位埋藏浅。参考周边工程勘察资料初步分析，地下水对混凝土结构和钢筋混凝土结构中的钢筋在长期浸水环境下具微腐蚀性；对钢结构有弱腐蚀性。

场地土层厚，结构松散、承载力低，天然地基不能满足拟建光伏支架上部荷载和建筑物抗倾要求，建议光伏支架基础采用桩基，选择③层及其以下地层作为桩端持力层，桩端深入稳定土层中的长度应进行验算，桩端持力层应有足够的厚度，桩长应满足承载和抗拔要求。升压站各建构筑物可采用桩基、条形基础或独立柱基础

场区及附近天然砂砾料不丰富。建议工程所需混凝土骨料采用外购。

建议下阶段开展详细的工程地质勘察工作，进一步查明各基础持力层的工程地质条件及场区的不良地质作用与地质灾害分布，特别是软弱土层分布范围、厚度、性状等，查明各岩土层物理力学性质，为基础形式和持力层的选择提供可靠的地质依据。

1.4 工程任务和规模

本工程主要任务是发电，项目建成后，预计电站运营期内平均年上网电量为 8473 万 kWh，将为湖南省益阳市提供大量的清洁能源，同时可减少化石资源的消耗，减少因燃煤等排放有害气体对环境的污染，对于促进当地旅游业，带动地方经济快速发展将起到积极作用。

本项目总占地面积约 1208.26 亩，共设计安装 143260 块标准功率为 575Wp 的 N 型单晶硅双面光伏组件，装机容量为 82.3745MWp。

根据区域的资源禀赋、自然条件和经济发展，充分考虑电源布局、电网输电布局、环境影响因素、电源电网联合运行、项目经济性和可开发性等多重因素，本工程在场区内新建一座 220kV 升压站，安装 1 台容量为 150MVA 有载调压升压变压器。拟接入沅江东 220kV 变电站(LGJ-630)，线路长度约为 14.8km。最终接入系统方案以电网主管部门审查通过的接入系统报告及接入系统批复文件为准。

1.5 光伏系统总体方案设计及发电量计算

本项目总装机容量为 82.3745MWp，共装设 143260 块标准功率为 N

型 575Wp 高效单晶硅双面组件。工程采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个 4.3355MWp 光伏发电单元。每个发电单元由 7540 块光伏组件组成。每个发电单元配置 1 台容量为 3200kVA 的 35/0.8kV 双绕组箱式变压器和 10 台 320kW 型组串式逆变器，每台组串式逆变器接入 29 个直流回路。每个直流回路由 26 块 N 型 575Wp 高效单晶硅双面组件串联组成。

电站共配置 19 台箱式变压器和 190 台组串式逆变器。光伏场区通过 3 回 35kV 集电线路接入新建 220kV 升压站内。

预计电站首年上网电量为 8905 万 kWh，首年等效满负荷利用小时数为 1081h，25 年运营期内平均年上网电量为 8473 万 kWh，年等效满负荷利用小时 1029h。

1.6 电气设计

1.6.1 电气一次

本期工程光伏场区共分 3 组光伏电站规划总装机容量为 150MW，本期工程装机容量为 60.9MW。本工程在场区内新建一座 220kV 升压站，安装 1 台容量为 150MVA 有载调压升压变压器。拟接入沅江东 220kV 变电站(LGJ-630)，线路长度约为 14.8km。

集电线路接入 220kV 升压站，集电线路采用 35kV 直埋电缆敷设的方案。升压站 35kV 侧采用单母线接线方式，220kV 侧采用单母线接线方式，110kV 高压配电装置采用户外 GIS 设备，主变采用户外布置。

本工程站用电电源为双电源，一回从 35kV 母线引接，另一回从市电 10kV 引接作为站用电备用电源(备用电源采用永临结合的方式，施工期间作为升压站施工变，施工后调整为备用电源)。

35kV 母线侧装设 1 组输出容量为-15~+35Mvar 的动态无功补偿装置，该装置包括 1 套 SVG 动态无功补偿装置以及 2 组无功补偿兼滤波功

能的 FC 支路。SVG 容量暂定为 $\pm 25\text{Mvar}$ ，5 次滤波 FC 容量为 $+5\text{Mvar}$ ，7 次滤波 FC 容量为 $+5\text{Mvar}$ 。

1.6.2 电气二次

本工程光伏电站项目计算机监控系统按“无人值班（少人值守）”的方式设计，监控系统采用分层分布式系统结构，由间隔层和站控层组成。

升压站内主要电气设备(220kV 线路、220kV 母线、主变压器、35kV 配电装置等)的继电保护和自动装置根据有关继电保护和自动装置的规程规范及当地电网实际情况进行配置，继电保护选用微机型保护装置。

1.6.3 通信

本工程电力调度管理系统的关系暂定为湖南省调委托益阳地调调度管理，最终调度关系待二次接入系统报告审定后确定。系统通信采取光纤通信的方式，通信信息主要有继电保护信息、远动信息、计量信息、行政及调度电话信息等。

升压站内不设置调度程控交换机，调度电话由调度部门直接放小号方式解决。最终系统通信方式和调度关系待二次接入系统报告审定后确定。

1.7 总平面布置

本工程实际装机容量约为 82.3745MWp ，工程采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个光伏发电单元。光伏电站的电能通过 3 回 35kV 集电线路电缆汇集至 220kV 升压站。

本项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站围墙长 123.0m，宽 75.0m，围墙内用地面积 9225.00m^2 。站内布置主变压器、事故油池、构架、综合楼、电气用房、危废房及附属用房等建（构）筑物。升压站总体布置分区明确，美观实用。建(构)筑物布置紧凑，占地少，经济合理。升压站内建筑物包括综合楼、附属用房、危废间，总建筑面积 2261.00m^2 。

电站内的道路由新、改建道路组成。道路通向每一个单元方阵，箱变位于道路一侧。电站内道路为泥结碎石道路，道路路面宽度为 4m，路基宽度 4.5m。电站内道路形成一个交通网，与外部进场道路相接，满足大型设备运输要求。方便大型设备的运输，满足日常巡查和检修的要求。

1.8 土建工程

本项目拟安装标准功率为 575W_p 的光伏组件 143260 块，分别布置在 1450 套 2×13（行×列）支架和 2030 套 2×26（行×列）支架竖向布置的固定抬高光伏支架上，总装机容量 82.3745MW_p。光伏电站共 19 台设置 3200kVA 箱式变压器和 190 台 320kW 组串式逆变器。

根据《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)、《混凝土结构设计规范(2015 年版)》(GB50010-2010)、《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)、光伏支架结构设计规程(NB/T 10115-2018)，光伏电站内建筑物、构筑物地基基础设计等级为丙级，光伏电站内建筑物、构筑物的结构安全等级为二级，光伏支架安全等级为三级，地震基本烈度为VI度。

本项目共 3480 个光伏组件单元阵列，其中 1450 个单个光伏组件单元阵列按 2（行）×13（列）竖向布置，2030 个单个光伏组件单元阵列按 2（行）×26（列）竖向布置，倾角 15°，光伏固定支架基础采用 PHC 预应力混凝土管桩基础。

本项目共安装 19 台 3200kVA 的箱变，箱变承台采用钢结构平台，每个承台下拟设 8 根 PHC 预应力混凝土管桩。

本项目 35kV 集电线路电缆采用桥架和电缆直埋敷设相结合的敷设方式。

1.9 消防设计

本工程消防设计贯彻“预防为主、防消结合”的方针。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 ~ 2 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。

1.10 施工组织设计

益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目位于益阳市大通湖区金盆镇。场区东侧有 S218 省道经过，场区附近有多条村村通道路、田埂土路纵横交错，场区对外交通较便利。

1) 施工水源

本工程升压站施工生活用水考虑利用一期升压站给水系统，光伏区施工生活用水各光伏地块附近就近水源地取水，临时施工营地可考虑租借附近民房。

2) 施工用电

施工电源：升压站施工用电利用一期 10kV 备用电源，光伏区施工用电拟采用配置 2 台 30kW 柴油发电机。

3) 施工通信

项目所在区域程控电话网络覆盖率达 100%。宽带网络、移动通信全部覆盖。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) 建筑材料

本工程所需砂石料、砖砌体、水泥、钢筋、油料等均可从益阳市或就近购买。

5) 施工总布置

为了节约投资及便于生产管理，施工期间在升压站附近设置一个施工生产生活区，生产用办公室、生活用临时住房等临时建筑也集中布置在施工生活区（生活住房可临时租赁附近民房），形成一个集中的施工生活管理区。

本工程施工总平面包括太阳能电池组件的组装场地布置，各光伏区分地块设置组件、支架、电气设备、建材等材料临时堆放场地。

6) 工程用地

根据本光伏电站工程施工临时设施分区域集中布置的原则，结合本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。本工程总占地面积约 1208 亩，其中临时用地面积约 1190 亩，永久性用地面积约 18 亩。

7) 主体结构施工安装

根据本工程地形条件，光伏支架桩基础施工采用干式施工和湿式施工相结合的方式，陆地区域和水深较浅的区域考虑采用改装水挖机进行干式施工法，水深较深且满足打桩船施工条件的区域采用湿式施工法。组件等材料及设备到货后考虑分区域采用集中存放、二次倒运的安装方案。

8) 施工总进度

本工程建设总工期为6个月，主体工程施工于第一年第1月初开始，第一年第6月底全部投产发电，工程完工。

1.11 环境保护和水土保持设计

本项目的建设对周围的自然环境和社会环境的影响有利有弊。有利的方面主要体现在：本光伏电站建成后将为当地提供大量的清洁能源，与燃煤电厂相比，每年不仅可减少多种大气污染物的排放，还可减少大量灰渣的排放，改善环境质量。同时光伏电站还可为当地增加一个旅游景点，

促进当地旅游业的发展，带动第三产业发展，促进当地经济建设。项目建设对环境的不利影响主要体现在施工期，如施工粉尘、噪声、废水和生活垃圾对施工人员的影响等，但影响的范围小，时间短，可通过采取适当的防护措施以及加强施工管理，可将不利影响减小至最低程度。

本工程的建设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，只要采取防、治、管相结合的环保措施，工程建设对环境的不利影响将得到有效控制，而且光伏发电本身就是一个清洁能源项目，从环境角度分析，不存在制约工程开发的环境问题，本工程建设是可行的。

1.12 劳动安全与工业卫生

根据本工程特点，设计了较为完善的工程监测系统，为保证主要建筑物在施工期和运行期的安全，建议生产经营单位建立健全监测制度，掌握有关建筑物的实际运行状况，以便及时对重点部位的安全状况作出综合评价，提前作出预防及改进措施，以防患于未然。

本工程施工及生产过程中，电气伤害事故、火灾爆炸事故的危险等级较高，是该光伏发电工程的主要劳动安全问题，在工程建设以及建成投产后应作为事故预防和劳动安全卫生管理工作的一项重要内容。

本光伏电站应制定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，如火灾等典型事故做出相应的应急救援预案，以提高对突发重大事故的处理能力。建议对本光伏发电工程建设全过程建立职业安全健康管理体系(OSHMS)。并在实践中对体系进行不断修正和完善，最终实现预防和控制工伤事故、职业病及其它损失的目标。

1.13 节能降耗分析

本工程节能设计主要为设备节能设计。设备选型方面贯彻节能政策，选择节能型设备和产品：a) 选择损耗低、效率高的站用变压器。b) 选用

综上所述，本工程所在区域太阳能资源较丰富，对外交通便利，并网条件好，是建设太阳能光伏发电的较好得场址。同时，本工程的开发符合可持续发展的原则和我国能源发展政策方针，有利于缓解环境保护压力，对于带动地方经济快速发展将起到积极作用。因此，建议在光伏电站可行性研究审查工作完成后，积极开展施工前的其他准备工作，争取工程能早日开工建设投产。

2 太阳能资源

2.1 气候特征

本工程所在区域所属湖南省益阳市，益阳市土地总面积 12320 平方公里。境内由南至北呈梯级倾斜，南半部是丘陵山区，属雪峰山余脉；北半部为洞庭湖淤积平原，一派水乡景色。“背靠雪峰观湖浩，半成山色半成湖”。南部山区最高处为海拔 1621 米，北部湖区最低处为海拔 26 米，南北自然坡降为 10.33%。

益阳市境属亚热带大陆性季风湿润气候，具有气温总体偏高、冬暖夏凉明显、降水年年偏丰、7 月多雨成灾、日照普遍偏少，春寒阴雨突出等特征。年平均气温在 17.9℃左右，南部相对高于北部，年最高气温出现在 7 月底至 8 月。日最低气温 0℃以下的天数只有 8~15 天，极端最高气温大部分地方可达 39℃以上；极端最低气温在-4.9~8.4℃之间，一般出现在 1 月初至 2 月底。多年平均日照时数为 1348~1772 小时，无霜期 263 天—276 天，降雨量 1230 毫米—1700 毫米。主要集中在春夏两季，大部分地区春多于夏，秋多于冬，降水最大的月份在 4 月或 6 月，最少在 1 月或 2 月。

表2.1-1 大通湖气象站主要气象特征参数表

观测项目	统计特征	数值	发生时间
气温	年平均气温	17.9℃	
	年极端最高气温	40.6℃	
	年极端最低气温	-7.4℃	
	昼间最高气温	40.6℃	
	昼间最低气温	-	无
风速	最大风速	26m/s	
	平均风速	1.1m/s	
	主导风向	东南风	
降水	年平均降水量	1382.5mm	

	年最多降水量	2000.4mm	2002 年
	年最少降水量	845.0mm	2007 年
	最大日降水量	161.4mm	2019 年
气压	年平均气压	995.3hpa	
	年平均水气压	-	无统计
雷暴	年平均雷暴日数	49.2 天	
	年最多雷暴日数	77 天	
	年最少雷暴日数	28 天	
	年最多降雪日数	-	无
	年最少降雪日数	-	无
降雪	年最大降雪（雪深）	15cm	
	年最少降雪	0mm	
能见度	最大能见度	30000 米	
	最低能见度	30 米	人工观测测量
日照	全年日照	1362.3h	
无霜期	年平均无霜期	291 天	

2.2 区域太阳能资源概况

2.2.1 我国太阳能资源概况

我国太阳能资源非常丰富，理论储量达到 17000 亿吨标准煤。我国太阳能资源特征主要受地理纬度、地形和大气环流条件所决定，具有明显的地域特色。国家气象局风能太阳能评估中心依据全国 655 个国家基本气象站 1961~1990 年 30 年的资料，按照总辐射的经验关系式采用空间内插值等方法绘制的全国太阳能资源分布图见图 2.2.1-1。我国太阳能资源的年分布总的来看具有高原大于平原、内陆大于沿海和干燥区大于湿润区等特点。青藏高原为一稳定的高中心，高达 10100MJ/m²。高值带由此向东北延伸，内蒙古高原也为一相对的高值区，等值线在高原东部边缘密集。低值中心在四川盆地，只有约 3300MJ/m²。

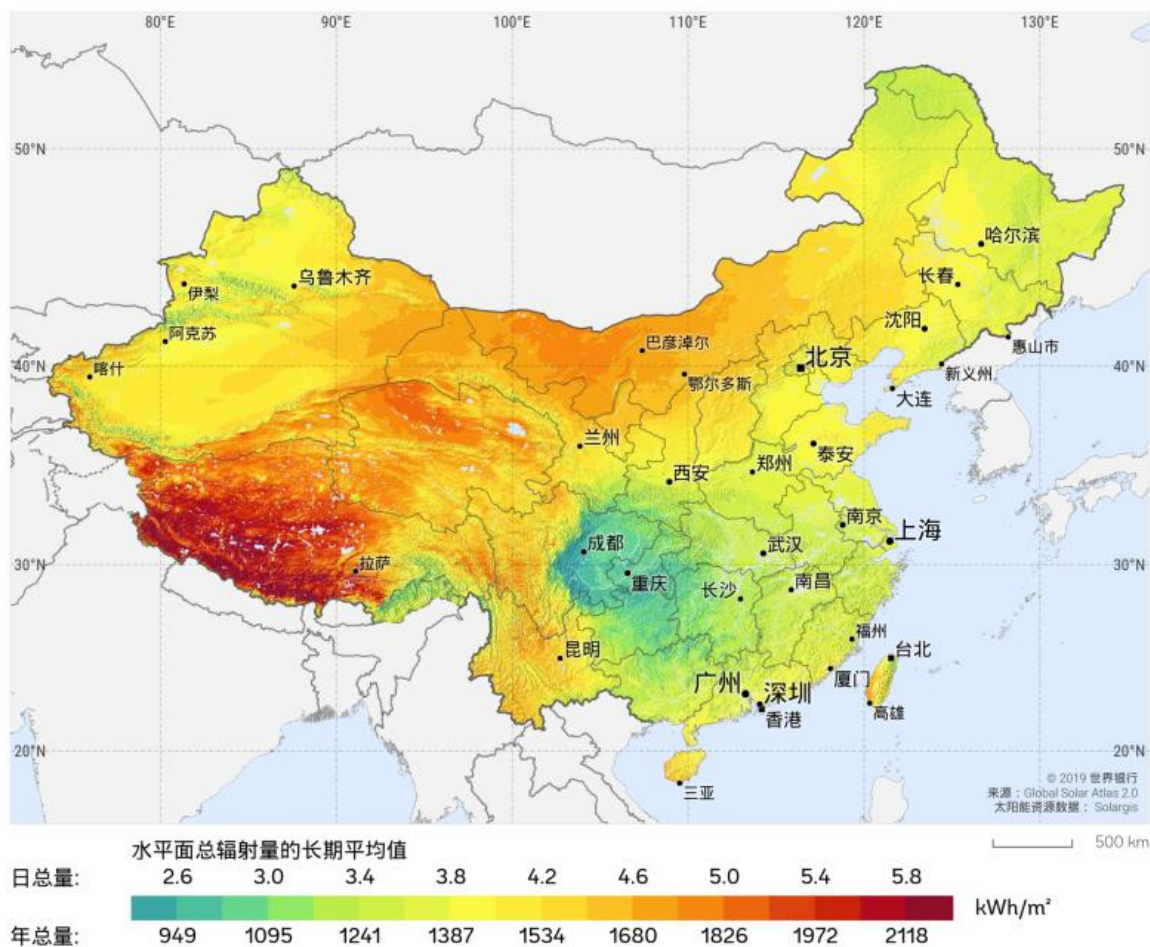


图 2.2.1-1 全国太阳能资源分布图

2.2.2 湖南省太阳能资源概况

湖南省地处中国中部、长江中游，地势属于云贵高原向江南丘陵和南岭山地向江汉平原的过渡地带。如图 2.2-1 所示，湖南省年太阳总辐射在 3200MJ/m²~4600MJ/m² 之间，以湘东北洞庭湖区年总辐射较多，湘西山区较少，4000MJ/m² 分界线大致位于东经 111°~112°之间，呈南北走向，将湖南一分为二，东半部多于西半部。

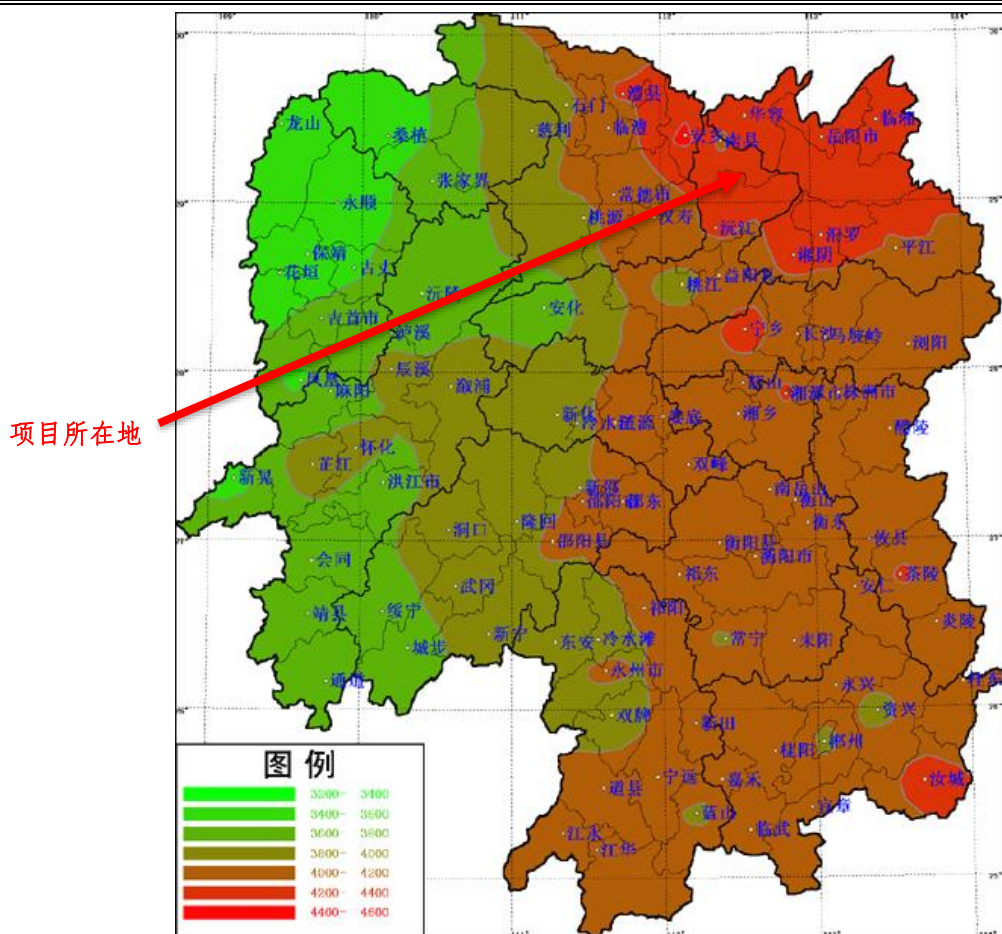
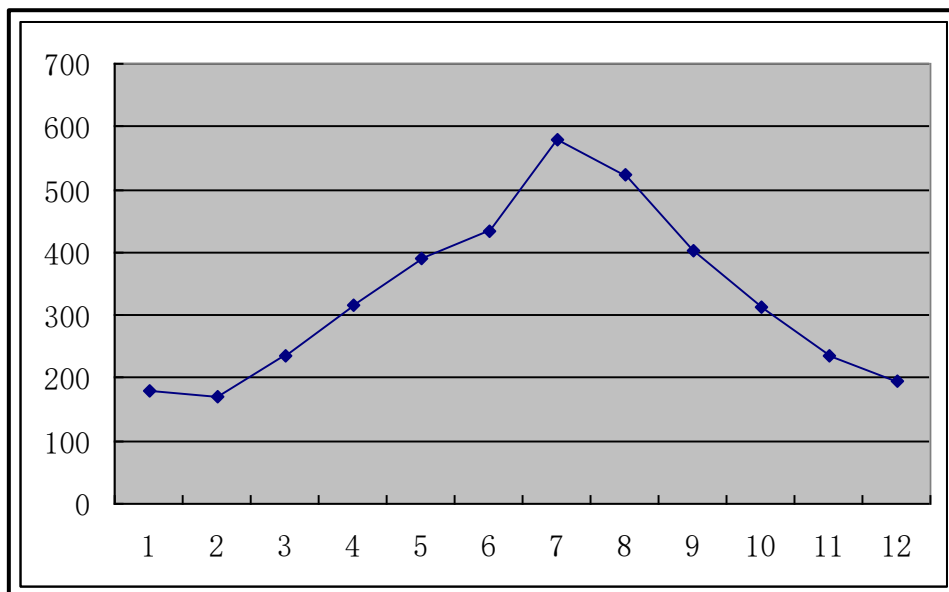


图 2.2.2-1 湖南年太阳总辐射分布图(单位: MJ/m²)

2.2.3 湖南省太阳能资源年内变化

湖南省平均各月总辐射在 170MJ/m²~580MJ/m² 之间, 呈现明显的季节变化, 2 月最少, 7 月最多, 4~10 月份各地太阳总辐射月总量基本上能维持在 300MJ/m² 以上, 5 月~9 月基本上能维持在 400MJ/m² 以上, 7、8 两月则是辐射最集中的时段, 月辐射总量基本上能维持在 500MJ/m² 以上, 12 月~次年 2 月太阳辐射月总量基本上都在 200MJ/m² 以下。湖南太阳能辐射量为夏季最多, 其次为春季和秋季, 冬季最少。

图 2.2.3-1 湖南全省月平均总辐射变化曲线(单位: MJ/m²)

2.3 场区太阳能资源分析

2.3.1 太阳辐射数据来源

由于本次未收集到附近太阳辐射观测站实测数据, 暂以卫星数据进行项目所在地太阳能资源分析。

卫星遥感观测数据是考虑了各种气象环境因素(云量、臭氧、气溶胶、水汽、地形)对辐射传输过程的影响后的结果, 能覆盖整个地球或指定的任何区域, 可以有效解决太阳能资源的空间连续性问题, 但卫星资料的精准度存在不足。对于地面观测站稀少的地区而言, 采用卫星数据是较好的选择。通过项目的经纬度坐标, 可以免费读取场址或附近的总辐射量数据。

目前, 采用较多的卫星数据包括以下几类:

1) NASA 数据。其来源于美国太空总署气象数据库, 是根据卫星观测的大气层顶的辐射、云层分布图、臭氧层分布图、悬浮颗粒物分布等数据, 通过复杂的建模和运算得到了全球地表水平面总辐射数据。对于中国西北开阔、干旱、太阳辐射较好的地区, NASA 数值与气象站辐射值数值相差较小; 对于中东部云量较多的地区, 某些区域又受水体、降雪和高山

的影响，NASA 数据库的数值与气象站辐射值数值相差较大。

2) Meteonorm 数据。其来源于瑞士的 Meteonorm 研究所，包含中国 98 个气象辐射观测站在内的全球 8325 个气象站的辐射数据。该软件提供任意地点的通过插值等方法获得的辐射量。Meteonorm 数据比其他数据源的平均数据一般要低，因此计算发电量会略微保守。纬度 35-40 度附近（诸如山东、河北、山西、陕西等省）的数据不太准确，较实际值偏低。其他地区的数值与实际数据比较，相差不大，值得参考。

3) SolarGIS 数据。其基于卫星遥感数据，结合各种数据库云指数、降雪指数、水汽数据、大气光学厚度数据、数字地形数据等，最终计算得出的包括太阳辐射、温度在内的一系列气象要素值。分辨率可达到 250 米。相比于 NASA 和 METEONORM 等数值较准确，可以对当地太阳能资源做较准确的评估。目前尚未免费对外开放，未广泛使用。

2.3.2 Meteonorm 数据分析

2.3.2.1 年际变化

根据收集到的项目所在地 Meteonorm 2008~2021 年水平总辐照数据，如表 2.3.2-1 所示，年际变化趋势如图 2.3.2-1 所示。从图表中可以看出，项目所在地近 14 年（2008~2021 年）平均水平总辐照为 4913.1MJ/m^2 ，年际变化基本平稳，变化区间稳定在 $4455.7\text{MJ/m}^2 \sim 5421.5\text{MJ/m}^2$ 之间，气候倾向率为 $-420.6\text{MJ/m}^2/10$ 年。第 80 百分位数为 4986MJ/m^2 ，第 90 百分位数为 5366MJ/m^2 其中，最小值出现在 2013 年，水平总辐照为 4455.7MJ/m^2 ，较多年平均值偏小 9.3%；最大值出现在 2020 年，水平总辐照为 5421.5MJ/m^2 ，较多年平均值偏大 10.3%。

由表 2.3.2-2 可以看出，Meteonorm 近 5 年、近 10 年的水平总辐照分别为 4782MJ/m^2 、 4806MJ/m^2 ，比全系列（14 年）水平总辐照分别小 2.73% 和 2.22%。可见全系列的水水平总辐照虽然逐渐减少，但是减少幅度较小，具备反映近期水平总辐照变化趋势的代表性。因此本阶段拟选择

Meteonorm 2008~2021 年水平总辐照作为数据订正的长系列时段。

表 2.3.2-1 项目所在地 2008~2021 年水平总辐照 (Meteonorm)

年 份	水平总辐照(MJ/m ²)	年 份	水平总辐照(MJ/m ²)
2008 年	5389.2	2016 年	4688.2
2009 年	5048.6	2017 年	4814.2
2010 年	4969.6	2018 年	4978.5
2011 年	5312.3	2019 年	4866.8
2012 年	4695.4	2020 年	4455.7
2013 年	5421.5	2021 年	4796.9
2014 年	4696.2	平均值	4913.1
2015 年	4560.2		

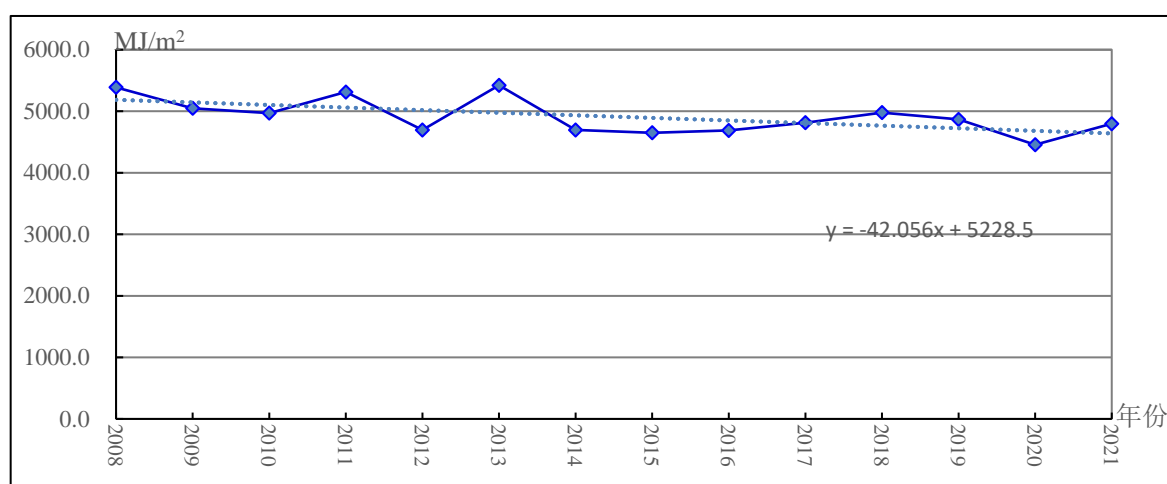


图 2.3.2-1 项目所在地水平总辐照年际变化(Meteonorm)

表 2.3.2-2 Meteonorm 不同时段水平总辐照统计成果表

年份	全系列 (2008~2021 年)	近 5 年	近 10 年
平均值	4913	4782	4806
差值	/	-130.7	-106.7
差值比例	/	-2.73%	-2.22%

2.3.2.2 年内变化分析

根据 Meteonorm 统计数据,项目所在地近 14 年平均各月水平总辐照统计成果见表 2.3.2-3, 水平太阳辐照量年内变化见图 2.3.2-2。从图表中

可以看出，该地区的太阳能资源年变化十分明显，总体呈近似的正态分布，从 2 月开始逐渐增加，在 7 月份达到峰值，此后开始逐渐减少。项目所在地近 13 年月平均水平太阳辐照量在 $266.5\text{MJ/m}^2 \sim 596.1\text{MJ/m}^2$ 之间变化。其中，7 月最高，为 596.1MJ/m^2 ；1 月最低，为 266.5MJ/m^2 。最高月与最低月相差 329.6MJ/m^2 ，年内变化较大。

表 2.3.2-3 项目月平均水平总辐照 (Meteonorm)

月 份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月
太阳辐照量(MJ/m^2)	266.5	274.6	377.7	440.6	505.8	520.3	596.1
月 份	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年总量	
太阳辐照量(MJ/m^2)	570.9	438.2	366.2	278.3	278.0	4913.1	

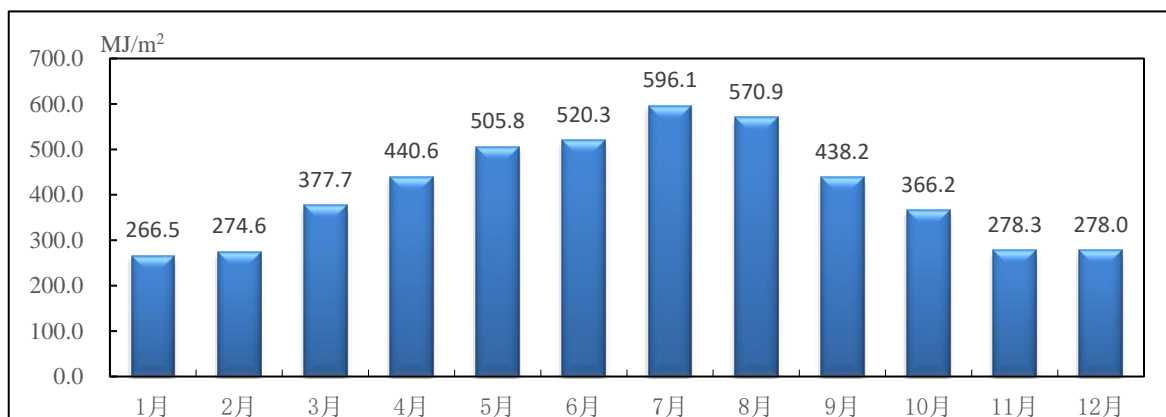


图 2.3.2-2 项目所在地月平均水平总辐照变化直方图(Meteonorm)

2.3.2.4 月最大辐照度年内变化

表 2.3.2-4 是 Meteonorm 水平总辐射近 14 年各月最大辐照度的平均值，图 2.3.2-3 是相应的年变化。从图表中可以看出，该地区 2 月~10 月的最大辐照度超过 900W/m^2 ，光伏组件有可能达到额定功率（还需要考虑当时的温度条件），其中最大值出现在 8 月，达到 1237W/m^2 ，最低值出现在 12 月，为 839W/m^2 。

表 2.3.2-4 项目所在地各月辐照度最大值年内变化表 (Meteonorm)

月 份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
最大辐照度(W/m^2)	879	991	1128	1150	1162	1068

月 份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
月 份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
最大辐照度(W/m ²)	1136	1237	1122	1074	884	839

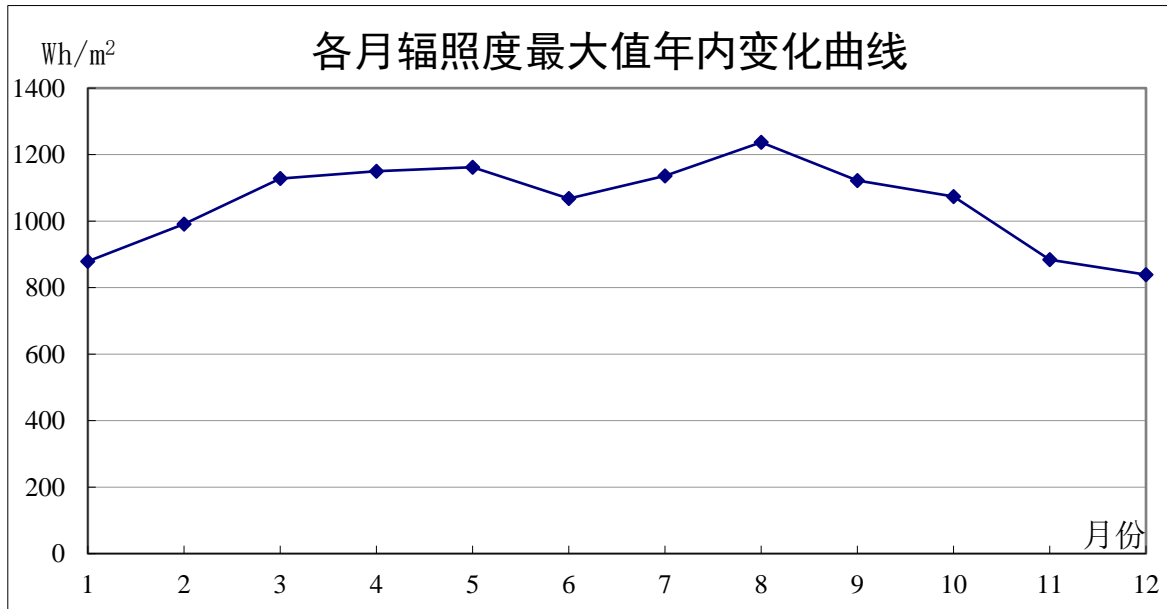


图 2.3.2-3 项目所在地各月辐照度最大值年内变化曲线图(Meteonorm)

2.3.2.4 日内变化分析

根据 Meteonorm 逐日数据,项目所在地年典型日水平总辐射小时辐照量日变化如图 2.3.2-4 所示,各月典型日水平总辐射小时辐照量日变化如图 2.3.2-5 所示。从图中可以看出,该地区年典型日和各月典型日的水平总辐射小时辐照量日变化基本呈正态分布,日最大小时辐射量均出现在 12~14 时,其中 2~5 月的峰值均超过 0.7kWh/m²,而 10~12 月的峰值则不足 0.6 kWh/m²。

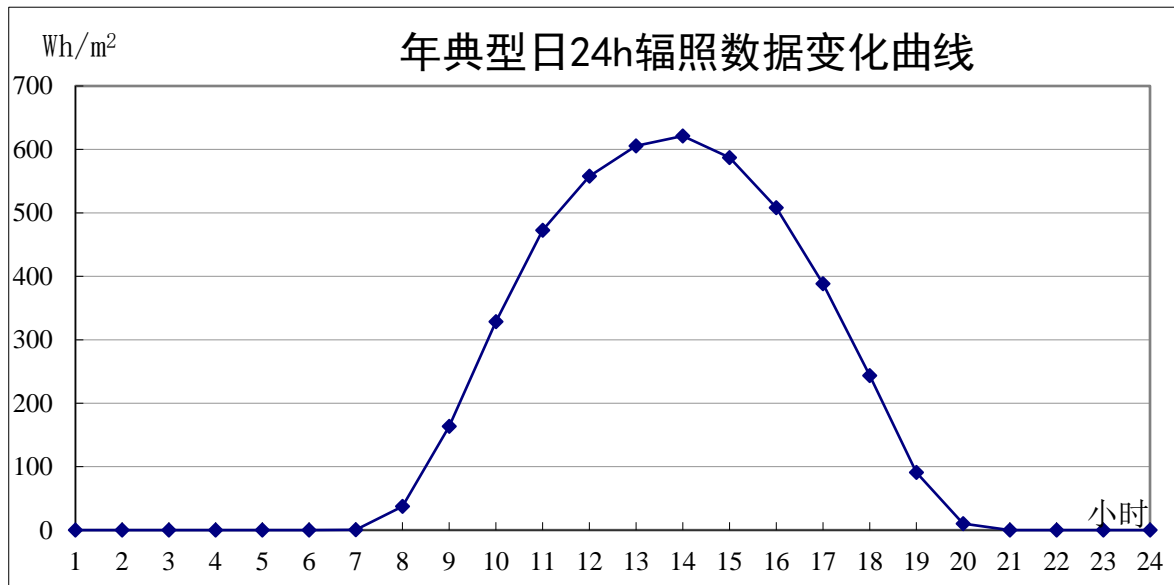
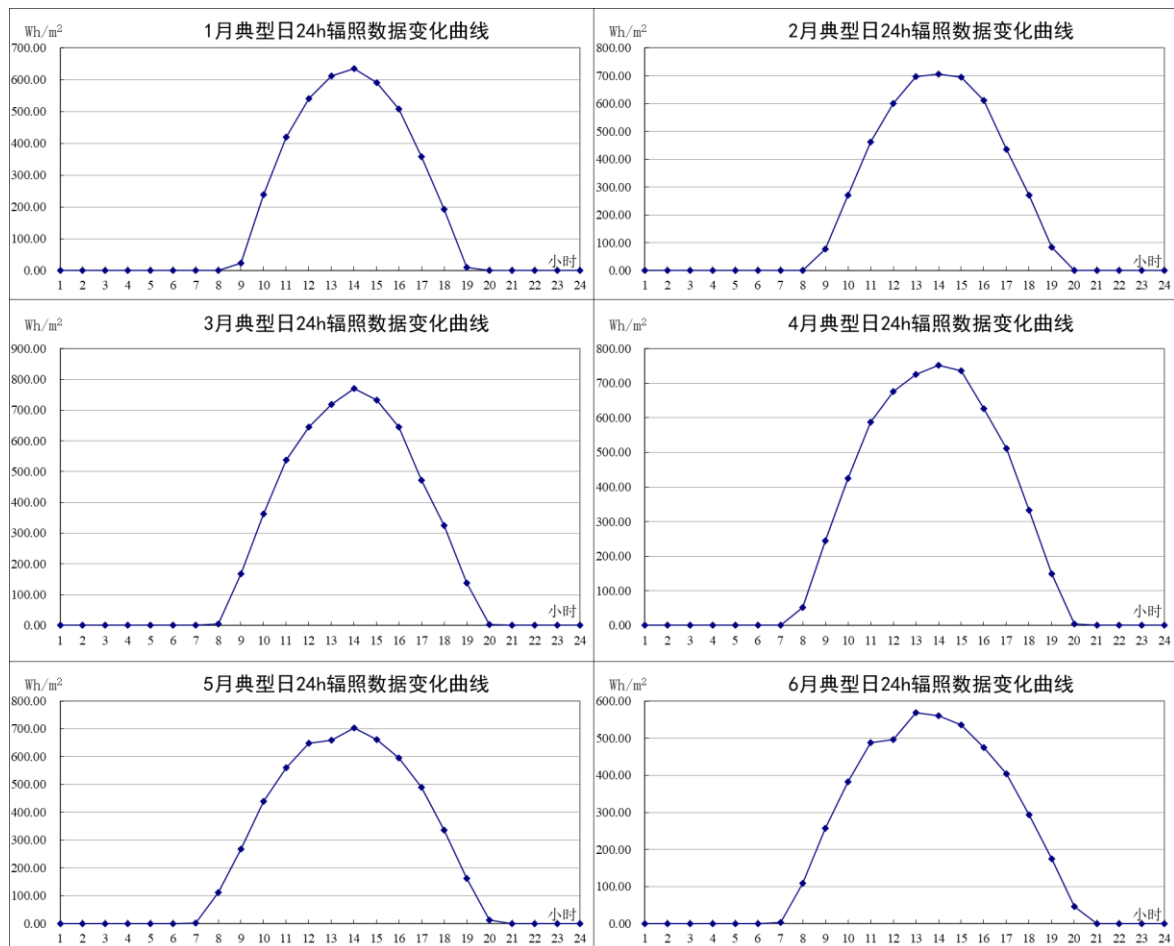


图 2.3.2-4 年典型日水平总辐射小时辐照量日变化



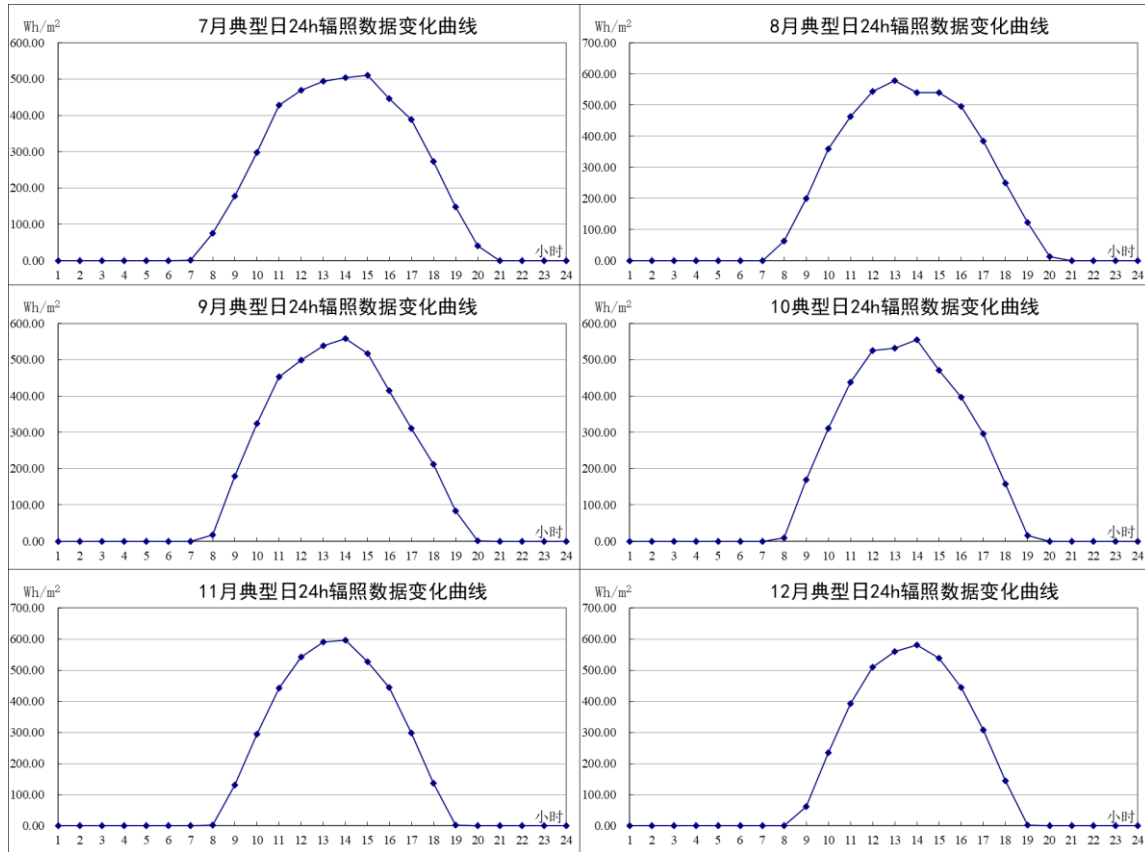


图 2.3.2-5 各月典型日水平总辐射小时辐照量日变化

2.3.3 卫星数据对比分析

经查询，本项目所在地NASA、Meteonorm、SolarGIS三类卫星数据在2008年~2021年各月平均太阳辐照数据结果见下表。

表 2.3.3-1 卫星数据逐月太阳辐射对比（单位：MJ/m²）

月份	NASA 数据	Meteonorm 数据	SolarGIS 数据
1 月	249.8	266.5	197.3
2 月	264.2	274.6	222.5
3 月	319.3	377.7	303.8
4 月	394.2	440.6	362.9
5 月	457.6	505.8	446.0
6 月	475.2	520.3	452.2
7 月	550.1	596.1	592.2
8 月	511.2	570.9	548.3

月份	NASA 数据	Meteonorm 数据	SolarGIS 数据
9 月	422.3	438.2	410.8
10 月	347.0	366.2	333.4
11 月	283.0	278.3	259.2
12 月	256.7	278.0	230.0
总计	4530.6	4913.1	4358.9

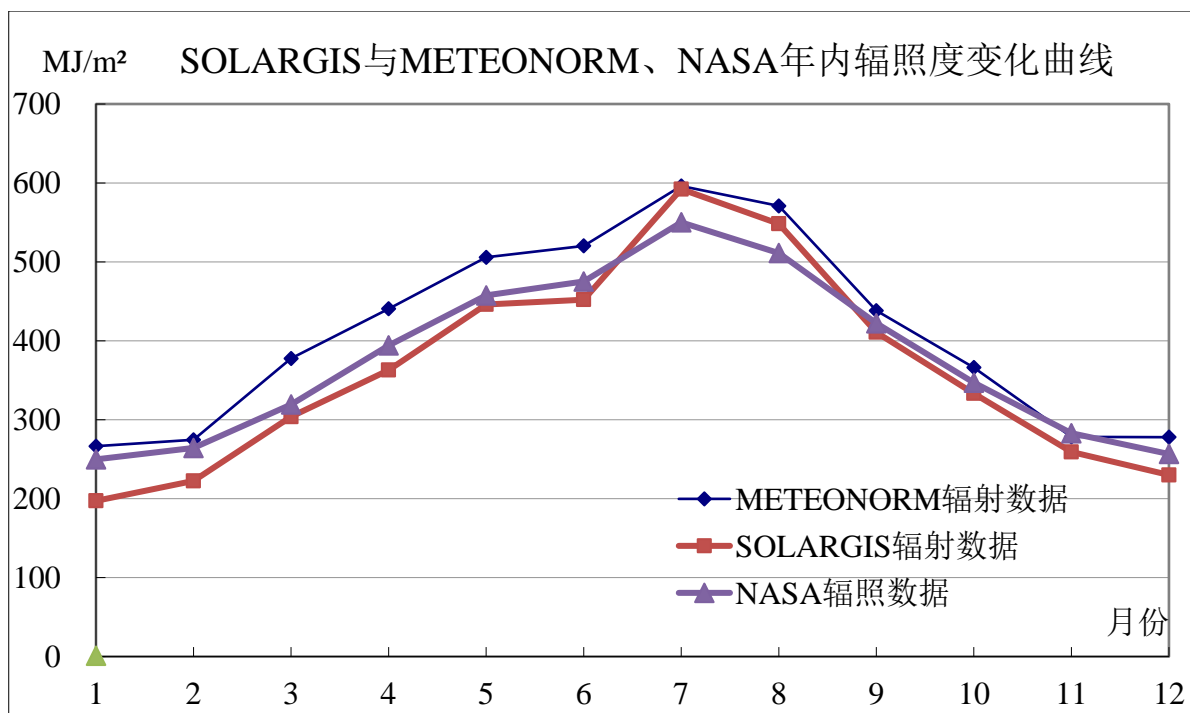


图 2.3.3-1 卫星数据逐月太阳辐射相关性对比

由此可知，三种卫星数据多年平均太阳辐射逐月变化趋势基本一致，且其年总量相差较小。对项目所在地SolarGIS与Meteonorm太阳辐照数据进行相关性分析，得到SolarGIS与Meteonorm数据相关系数为1.0535，相关性较好，成果见图2.3.3-2。

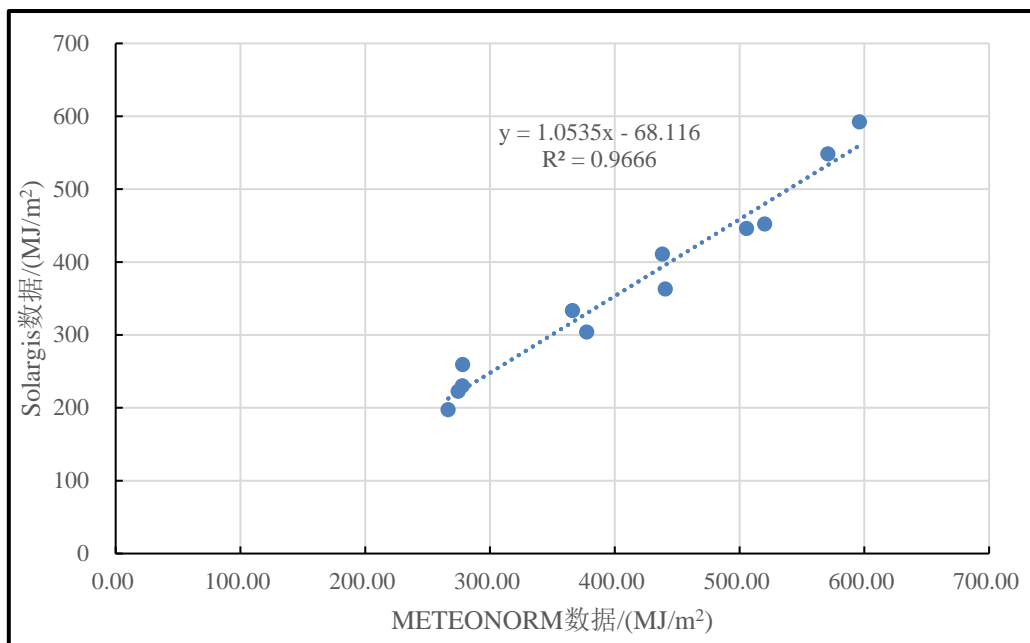


图 2.3.3-2 项目所在地 SolarGIS 与 Meteonorm 数据相关关系图

对项目所在地 SolarGIS 与 NASA 太阳辐照数据进行相关性分析，得到 SolarGIS 与 NASA 数据相关系数为 1.2136，相关性较好，成果见图 2.4.1-3。

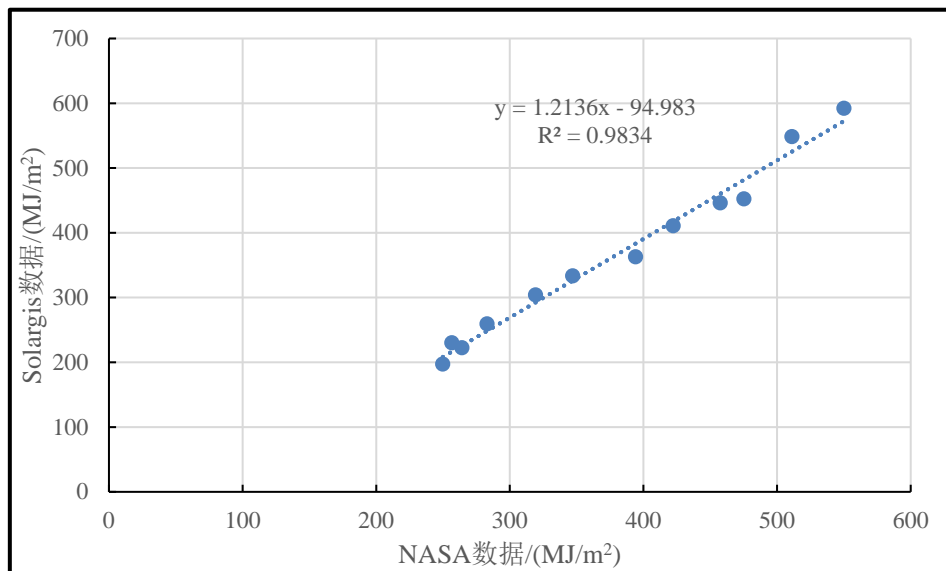


图 2.3.3-3 项目所在地 SolarGIS 与 NASA 数据相关关系图

结合上述分析，项目所在地SolarGIS数据与NASA、Meteonorm数据相关性较好。并根据运行经验，在我国中部、南部地区，SolarGIS数据与实际较为接近。因此，本次暂以采用SolarGIS多年平均数据作为基础对场

区太阳能资源进行评价。

表 2.3.3-2 项目所在地各月平均日辐照量变化表 (SolarGIS)

月 份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
平均月辐照量(MJ/m ²)	197.3	222.5	303.8	362.9	446.0	452.2
月 份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
平均月辐照量(MJ/m ²)	592.2	548.3	410.8	333.4	259.2	230.0

2.3.4 周边电站运行数据对比分析

现收集到项目周边益阳大通湖东大光伏发电有限公司200MW渔光互补光伏发电项目(一期100MW并网光伏发电项目、二期100MW并网光伏发电项目)的设计方案及首年运行数据。该项目一期、二期直流侧均装机120.48183MW_p, 项目设计系统效率80.3% (不含组件功率衰减), 组件功率首年衰减2.5%, 之后每年衰减不超过0.8%。东大光伏电站发电量如下表所示。

表 2.3.4-1 东大光伏电站发电量统计表 (2020 年)

2020 年河坝 (一期) 单位: 万千瓦时		2020 年国新 (二期)	
一月	462.315	一月	425.124
二月	635.691	二月	617.417
三月	685.499	三月	685.251
四月	1135.869	四月	1078.266
五月	912.039	五月	776.013
六月	804.732	六月	783.741
七月	908.355	七月	879.501
八月	1548.603	八月	1519.161
九月	662.922	九月	728.742
十月	716.961	十月	695.583
十一月	637.775	十一月	611.268
十二月	486.675	十二月	477.414

结合东大光伏项目一期及二期设计系统效率、安装容量及首年发电

量数据，推算出项目所在地斜面辐照量分别为3662.8 MJ/m²及3540.71 MJ/m²，辐照量相较于上节收集的卫星辐照数据整体较低，该现象可能由于项目实际系统效率并未达到设计系统效率，或实际安装容量未达到设计容量。因此本项目在选择太阳能辐照数据源时，应选择更偏保守SolarGIS数据。

2.4 太阳能资源评价

根据 SolarGIS 数据统计分析，场址水平年总太阳辐射量为4358.9MJ/m²。场址各月平均水平太阳辐射量在197.3MJ/m²~592.2MJ/m²之间变化。其中，7月~8月较高，均高于500MJ/m²，7月最高为592.2MJ/m²；11月~次年3月相对较低，均在350MJ/m²以下，1月最低为197.3MJ/m²。各月辐射量最大值与最小值相差394.9MJ/m²。整体呈现夏季最多、春秋次之、冬季最少的特点。

表 2.4-1 场区 SolarGIS 太阳辐射数据统计表

月份	水平面总辐射量 GHR/ MJ/m ²	各月平均日水平面 总辐照量/ MJ/m ²	水平面散射辐射量 DIFR/ MJ/m ²	水平面直接辐射量 DHR/ MJ/m ²	法向直接辐射量 DNR/ MJ/m ²
1 月	197.3	6.4	133.2	64.1	124.9
2 月	222.5	7.9	153.0	69.5	117.4
3 月	303.8	9.8	209.2	94.7	136.8
4 月	362.9	12.1	243.4	119.5	157.3
5 月	446.0	14.4	288.4	157.7	200.9
6 月	452.2	15.1	291.2	160.9	203.0
7 月	592.2	19.1	297.4	294.8	382.0
8 月	548.3	17.7	301.7	246.6	326.5
9 月	410.8	13.7	249.5	161.3	226.4
10 月	333.4	10.8	204.5	128.9	206.6
11 月	259.2	8.6	158.0	101.2	193.0
12 月	230.0	7.4	144.0	86.0	179.6
总计	4358.9	-	2673.4	1685.5	2454.5

根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）对光伏电站太阳能资源丰富程度、稳定度以及直射比进行评价。

年水平太阳总辐照量划分为四个等级：最丰富(A)、很丰富(B)、丰富(C)、一般(D)，划分标准见表2.4-2。场址区域多年太阳辐射量为4358.9MJ/m²，年水平辐射量丰富等级属于C类“丰富”。

水平面总辐照量稳定度划分为四个等级：很稳定(A)、稳定(B)、一般(C)、欠稳定(D)，划分标准见表2.4-3。各月平均日水平面辐射量最小值与最大值之比为0.333，太阳能资源稳定度等级属于C类“一般”。

水平面直射比划分为四个等级：很高(A)、高(B)、中(C)、低(D)，划分标准见表2.4-4。年水平面直接辐照量和年水平面总辐照量之比为0.387，水平面直射比等级属于C类“中”。

综上，场址区域年水平辐射量丰富等级属于C类“丰富”、稳定度等级属于C类“一般”、水平面直射比等级属于C类“中”，太阳能资源具有较好的开发前景。

表 2.4-2 年水平面总辐射量（GHR）等级

等级名称	分级阈值(MJ/m ²)	分级阈值(kWh/m ²)	等级符号
最丰富	GHR≥6300	GHR≥1750	A
很丰富	5040≤GHR <6300	1400≤GHR <1750	B
丰富	3780≤GHR <5040	1050≤GHR <1400	C
一般	GHR <3780	GHR <1050	D

表 2.4-3 水平面总辐射稳定度（GHRs）等级

等级名称	分级阈值	等级符号
很稳定	GHRs≥0.47	A
稳定	0.36≤GHRs <0.47	B
一般	0.28≤GHRs <0.36	C
欠稳定	GHRs <0.28	D

等级名称	分级阈值	等级符号
注：GHRs 表示水平面总辐射稳定度，计算 GHRs 时，首先计算代表年各月平均日水平面总辐照量，然后求最小值与最大值之比。		

表 2.4-4 太阳能资源直射比（DHRR）等级

等级名称	分级阈值	等级符号
很高	$DHRR \geq 0.6$	A
高	$0.5 \leq DHRR < 0.6$	B
中	$0.35 \leq DHRR < 0.5$	C
低	$DHRR < 0.35$	D
注：DHRR 表示直射比，计算 DHRR 时，首先计算代表年水平面直接辐照量和总辐照量，然后求二者之比。		

2.6 特殊气候条件影响分析

2.6.1 极端温度影响

本工程所在地的年平均气温 17.9°C ，极端最低气温为 -7.4°C ，极端最高气温为 40.6°C 。极端低温和极端高温都会影响到设备的寿命。极端低温会导致地基产生冻胀现象而毁坏基础；极端高温下光伏组件、逆变器的效率会急剧下降，光伏组件的封装材料和线缆也会受到高温的影响而加快老化。因此本工程光伏组串设计应考虑极端低温影响，光伏组件和逆变器等设备选择应考虑工作温度可控制在允许范围内，对其安全性没有影响。

2.6.2 大风影响

根据益阳市所处地理位置，多年平均风速为 1.1m/s ，最大风速达到 26m/s 。光伏组件迎风面积较大，支架设计必须考虑风荷载的影响，工程光伏支架及基础按重现期20年的基本风压设计。

2.6.3 暴雨影响

湖南省益阳市年平均降水量约为 1382.5mm ，主要集中在春夏两季，大部分地区春多于夏，秋多于冬，降水最大的月份在4月或6月，最少在1月或2月。暴雨后洪水会造成基础沉降、塌陷，导致光伏阵列变形，

进而损坏光伏组件。在光伏电站光伏支架的设计时，需要考虑相应的影响。

2.6.4 雷暴和积雪影响

益阳市年平均雷暴日数约为49.2天，雷电对光伏电站有一定的危险，光伏阵列均固定在金属支架之上，且阵列区面积较广，对电站防雷接地要求较高，场区设计应遵循接地设计规范，保证电站防雷安全。

积雪不但会增加基础的荷载，而且光伏组件表面覆盖积雪将大大降低组件接收的太阳辐照量，导致组件无法工作，或者组件部分覆盖积雪形成热斑，导致组件损坏。故本工程在设计时应当考虑雪荷载的影响，并且实施合理的清洗方案。

2.6.5 冻雨影响

冻雨为大通湖区多见的天气现象，多发生在冬季和早春时期，其是由冰水混合物组成，与温度低于0℃的物体碰撞立即冻结的降水，对输电线路有重大的影响。当冻雨冻结在电线上时，电线遇冷收缩，再加上冰本身的重量，电线会产生绷断的危险。更严重时，断裂的电线会拉倒电线杆，使电信和输电中断。

2.6.6 其它灾害性天气影响分析

雾是影响光伏电站发电量的重要天气现象之一，雾的发生会削弱光伏阵列面接收的太阳辐射，从而减小发电量。

冰雹是从发展强盛的积雨云中降落到地面的冰球或冰块，是一种季节性明显、局地性强，且来势猛、持续时间短、以机械性伤害为主的天气灾害。冰雹颗粒撞击太阳能电池板，可能导致电池板开裂，引发电池短路等，从而给企业带来经济损失。

3 工程地质

3.1 概述

3.1.1 工程概况

益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目场址位于湖南省益阳市大通湖区金盆镇，本工程总占地面积约 1208.26 亩，其中临时用地面积 1190.40 亩，永久性用地面积约 7.86 亩。场址中心地理坐标为 112°39'22.00"E，29°6'22.41"N，距离南县直线距离约 38km，沅江市直线距离约 41km，距离岳阳市直线距离约 60km，场区附近有 G56 高速、G0421 高速、G234 国道、G240 国道、S218 省道、S202 省道、S307 省道、S313 省道，以及若干乡道与外界相连，对外交通极为便利。

本工程设计安装 143260 块 N 型 575Wp 高效单晶硅双面组件，项目总容量为 82.3745MWp，交流容量为 60MW。电站采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个 4.3355MWp 光伏发电单元。根据本光伏发电项目的建设规模和场址位置、电网现状及规划，初步设计新建一座 220kV 升压站。距离南县直线距离约 38km，沅江市直线距离约 41km，距离岳阳市直线距离约 60km。

工程场址区域整体平坦开阔，周围无高大建筑物遮挡。S218 省道从场址东侧穿过，场址区有村村通道路相连，交通便利。本工程地理位置图

3.1-1



图 3.1-1 本工程地理位置图

3.1.2 勘察目的、任务要求

本工程可行性研究阶段勘察的主要目的：在工程前期研究工作的基础上，通过资料收集、现场实地踏勘初步查明工程区的工程地质条件，为光伏阵列区、升压站和场内道路设计提供地质依据。

本阶段光伏项目工程场地查勘的主要目的是：在广泛收集工程区已有工程勘察资料的基础上，查明下列主要地质内容：

a) 进行场地及附近周边地区的地质构造和地震资料收集，进行场地构造稳定性评价和地震动参数的确定；

b) 初步查明不良地质作用及地质灾害类型、成因、分布范围、发展趋势和危害程度，取得对不良地质作用的防治措施所需地质资料；取得相关的岩土工程参数；对主要工程地质问题作出初步评价。进行场地稳定性与工程建设适宜性初步评价；

c) 初步查明光伏项目各建筑物的工程地质条件，初步分析评价地基土的稳定性、均匀性、承载力，提出地基处理和施工方案建议；

d) 初步查明地下水埋藏条件、地下水水化学特性，从而判定水和土对建筑物的腐蚀性。

3.1.3 勘察工作依据

- a) 《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T10100-2018);
- b) 《岩土工程勘察规范(2009 年版)》(GB50021-2001);
- c) 《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011);
- d) 《建筑与市政工程抗震通用规范 》(GB55002-2021);
- e) 《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015) ;
- f) 《建筑边坡工程技术规范》(GB50330-2013);
- g) 《水电工程区域构造稳定性勘察规程》(NB/T35098-2017);
- h) 《建筑地基处理技术规范》(JGJ79-2012);
- i) 《建筑与市政地基基础通用规范》(GB55003-2021)。

3.1.4 勘察工作量

我院广泛收集了工程区已有的工程地质勘察资料，并对资料进行了分析，同时组织专业工程技术人员进行了现场实地踏勘。

本阶段完成的主要勘察工程量见表 3.1-1。

表 3.1-1 主要勘察工作量表

工 作 项 目		比 例	单 位	数 量	备 注
地质	资料收集、整理		项	1	
	区域地质复核	1 : 200000	km ²	40.0	
	地质调查	1 : 10000	km ²	12.0	

3.2 区域地质构造与地震

3.2.1 区域地质构造

本工程区域位于大通湖区南侧，为湖滩地，地势较平坦，场址区大地构造部位属于新华夏第二沉降带的中部，洞庭湖坳陷区，根据晚近期构造活动迹象图，本场址区属于全新世以来地壳沉降区域。汉寿柳林嘴（汉寿-南县）断裂（13），南咀断裂(8)西侧，幸福港断裂(14)与湘阴-岳阳断裂

(10) 所围的相对完整地块上，场内无区域性断裂通过。

a)汉寿柳林嘴（汉寿-南县）断裂（13）；位于场区西侧，走向 NE40° 的隐伏断层，依据资料，重力异常密集，地震资料推测断距约 800m-1400m 左右。距场区最近约 22km。

b)南咀断裂(8)：位于场区的西南侧。走向 NNE。南起于阳南塘，往北北东经南咀，伸向三仙湖以东。全长约 50km.断层沿层面有定向挤压擦痕及沿节理面的错动现象。距场区最近约 20km。

c)幸福港断裂(14)；位于场区的东侧。走向 NE。从龙峡港沿 N50°E 方向延伸汇于距场地稍远的 NNE 向湘阴—岳阳断裂（10），该断层重力异常密集，地震资料推测断距达 800m，断裂 NW 向可见下第三系广泛发育，厚可达 1500m，断裂南东仅见白垩系上统，厚度在 500m 左右。距场区最近约 19 km。

d)湘阴—岳阳断裂(10)；位于场区的东侧，走向 NNE。从湘阴-磊石山-岳阳一线延伸达 100 余公里，重力测量和航磁测量均表现为现状异常，属地震强烈活动带，地貌上反应明显断裂东盘上升遭受剥蚀，形成丘陵化阶地，断裂西盘沉降，形成埋藏阶地。距场区最近约 20km。

区域内出露的基岩主要为第四纪全新统的河湖相沉积物(Q4al+ml)淤泥质粘土、粉质粘土、砂、砾砂，区域地层厚度为 168m~190m。见图 3.2-1

据区域地质资料表明，场址区及附近区域无大的活动性断裂与发震构造分布，工程区所属区域地壳总体上处于相对稳定。见图 3.2-2。

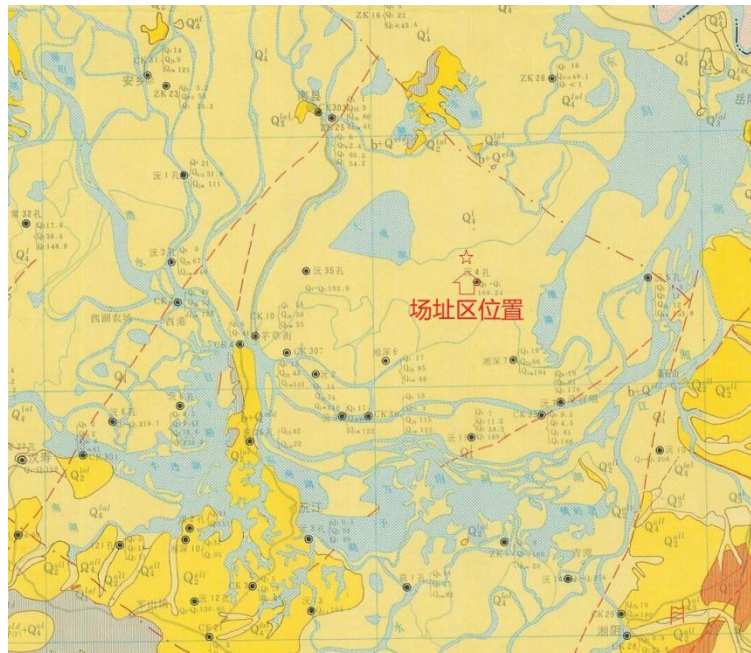
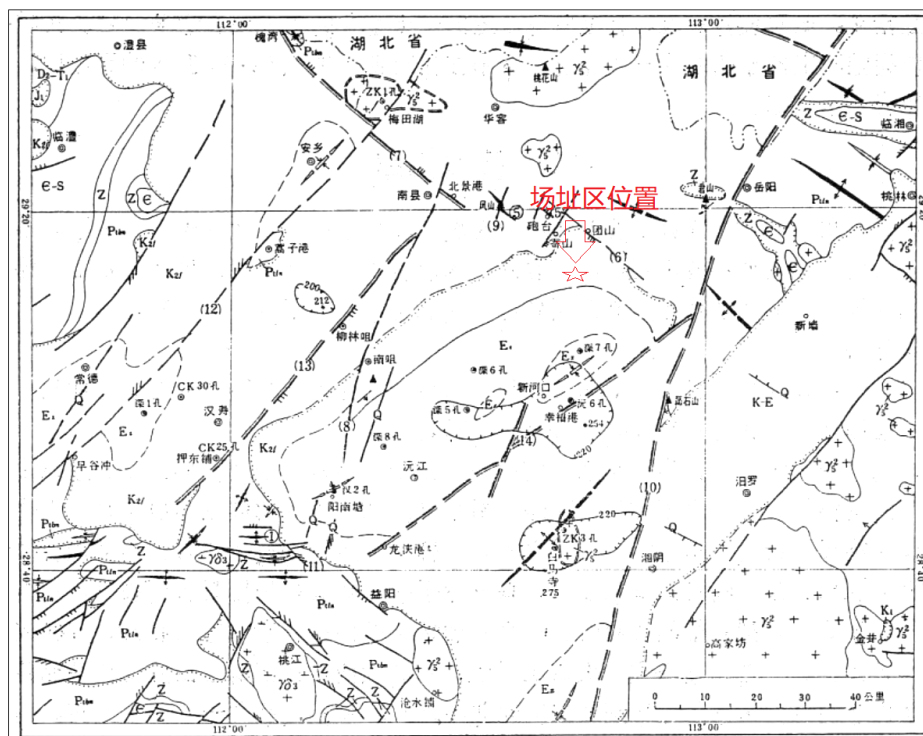


图 3.2-1 场址区域地质图



1. 下第三系新河口组；2. 下第三系剪家溪组；3. 下白垩统；4. 上白垩统分水岭组；5. 白垩系—第三系；6. 下侏罗统；7. 中泥盆统—下三迭统；8. 寒武系—志留系；9. 寒武系；10. 震旦系；11. 板溪群；12. 冷家群溪群；13. 燕山期花岗岩；14. 加里东期花岗岩；15. 实测地质界线；16. 推测地质界线；17. 隐伏岩体；18. 不整合界线；19. 压性断裂；20. 扭性断裂；21. 压扭性断裂；22. 地质推测断裂；23. 物探推测断裂；24. 性质不明断裂；25. 背斜；26. 向斜；27. 推测背斜；28. 推测向斜；29. 岩层产状；30. 代表性钻孔；31. 第四系更新统沉积厚度最大地区
- 注：断层线上有Q者，为第四纪形成的断层。

图 3.2-2 场址区域构造图

3.2.2 地震

按《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB50011-2010),根据场地覆盖层厚度按表4.1.6中分类,本光伏发电工程为III类场地,根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015),拟建工程区在II类场地条件下,基本地震动峰值加速度为 $0.05g$,相应地震基本烈度为VI度,地震动反应谱特征周期为 $0.35s$,见图3.2-2、3.2-3。



图 3.2-2 摘自地震动峰值加速度区划图(g)



图 3.2-3 摘自地震动反应谱特征周期区划图(s)

3.3 场址工程地质条件

3.3.1 光伏阵列区

3.3.1.1 地形地貌

拟建场址位于漉湖西部，大通湖东南侧，主要为鱼塘，占地面积约 1208.26 亩。规划在该场址建设 60MW 光伏发电。场区鱼塘水深 1.50m～3.00m。

3.3.1.2 地层及岩性特征

根据区域地质资料，场区岩土层主要为第四纪全新统的河湖相沉积物(Q4al+ml)。参考邻近工程的勘探资料，分析本场区覆盖层为淤泥质粘土、粘土、砂类土，分布不稳定。依据岩土的地质时代、成因、岩性、分布规律将地基土分为 4 层。

各岩土层特征简述如下：

①层：灰色～灰黑色淤泥质粘土，呈流塑状，属高压缩性土，推测厚

度为 1.5m~2.5m，分布较广泛。

②层：灰色、灰黄色粉质粘土，呈可塑状，属中等压缩性土。表层土中含少量植物根系，推测厚度为 0.5m~2.0m，场区普遍分布。

③层：灰黄色粘土，呈硬塑状，具中等缩性土。推测厚度为 3.0m~8.0m，该层局部可见。

④层：灰色~灰黄色粉细砂，饱和，中密~密实，主要成分为石英、长石等，局部含少量的粉质粘土薄层。推测厚度为 2.0m~8.0m。

3.3.1.3 地质构造

场区均为第四系松散堆积物覆盖，基岩面埋藏深度较大。据区域地质资料，场区内无区域性断层通过。

3.3.1.4 水文地质条件

工程场区属中亚热带向北亚热带过渡的季风湿润气候区，年平均气温为 16.5℃，光照充足，平均日照 1770.6 小时。当地暴雨量大且集中，据当地暴雨资料统计，最大日降水为 302mm。洪水的时空变化特性与暴雨情况一致，每年 4~8 月为主汛期，以 6~7 月发生次数最多，占 80% 左右。

本项目位于漉湖滩地上，场地地下水类型为孔隙性潜水，推测场址区地下水位埋深 1.00m~2.00m（大部位于水塘），其补给来源主要为大气降水和湖水。

参照邻近水质简分析成果，初步判定地下水对混凝土具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋在长期浸水下具微腐蚀性，对钢结构有弱腐蚀性。

3.3.1.5 不良地质作用与地质灾害

通过现场实地踏勘，地表覆盖层分布厚度大，地形平坦，起伏不大，未发现崩塌、滑坡、泥石流、地面沉降等不良物理地质作用与地质灾害分布。

3.3.1.6 岩土体物理力学性质

a) 各岩土层物理力学参数

根据场址区各岩土层的工程地质特征,参考《工程地质手册(第四版)》,经综合类比分析,场区地基岩土层主要物理力学参数建议值见表 3.3-1。

表 3.3-1 地基各岩土层物理力学参数建议值表

地层 编号	岩土层名称	天然 密度	比重	内摩擦角	粘聚力	压缩 模量	承载力 特征值
		ρ	--	φ	c	E_{s1-2}	kPa
		g/cm^3		(°)	kPa	MPa	
①	淤泥质粘土	1.88	2.67	—	—	3.0	—
②	粉质粘土	1.99	2.69	18.00	16.00	5.0	100-140
③	粘土	1.95	2.72	16.00	19.00	6.0	140-200
④	粉细砂	1.92	2.73	22.00	1.00	9.0	180-240

b) 桩基设计参数

根据附近电场现场原位测试和土工试验成果,结合《建筑桩基技术规范》(JGJ94-2008)及当地工程经验综合分析,提出各土层桩基设计参数建议值见表 3.3-2。

表 3.3-2 桩基设计参数建议值表

岩土层编号及 名称	灌注桩			预制桩			预应力混凝土 管桩抗拔 系数
	极限侧阻力 标准值	极限端阻力 标准值	地基土水平 抗力比例系 数	极限侧阻力 标准值	极限端阻力 标准值	地基土水平 抗力比例系 数	
	q_{sk}	q_{pk}	m	q_{sk}	q_{pk}	m	λ
	kPa	kPa	MN/m ⁴	kPa	kPa	MN/m ⁴	--
①层淤泥质粘土	12-14	—	3-4	14-16	—	2-4	-
②层粉质粘土	20-22	—	6-8	23-24	—	7-9	0.7
③层粘土	84-86	1100~1200	42-63	86-88	2500~3000	12-16	0.7
④层粉细砂	64-68	600~750	45-67	70-74	1400~2200	14-17	0.6

3.3.1.7 岩土体电阻率

类比相关光伏工程及岩土特征，推测残坡积土视电阻率为 $29\Omega\cdot\text{m}\sim 67\Omega\cdot\text{m}$ （参照澧湖风电场项目）。

3.3.2 升压(开关)站

升压(开关)站站址位于工程区内，站址位于鱼塘上。站址区有乡道通达附近，交通条件较好。

站址区地表覆盖主要为第四纪全新统的河湖相沉积物(Q4al+ml)，基岩埋藏较深。

站址区地下水类型主要为孔隙性潜水。地下水主要接受大气降水和湖水补给。水位埋藏地表。

场区未发现崩塌、滑坡、泥石流、地面塌陷及大型溶洞等不良地质作用与岩溶地质灾害分布。不存在可液化土层。

3.3.3 场内道路

根据光伏发电工程的总体布局，场内有多条现有道路可以利用，本场区道路所在区域地面起伏变化不大，地形平缓开阔。光伏阵列区主要为鱼塘，水深 $1.20\text{m}\sim 2.5\text{m}$ ，不具备修建道路条件。

场区升压站进站道路布置与修建采取原有的道路改建和新修道路相结合的方式，具备道路修建的工程地质条件。新建道路建议采用②层粘土作为地基持力层，土层的物理力学指标推荐值见 3.3.1 节。

3.3.4 集电线路

本项目集电线路主要采用电缆桥架敷设方式，桥架基础拟采用 PHC 预应力管桩基础形式。建议采用②层粘土作为基础持力层，土层的物理力学指标推荐值见 3.3.1 节。

3.4 工程地质条件评价

3.4.1 区域构造稳定性评价

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306—2015)，工程所在地区在

III类场地条件下基本地震动峰值加速度为0.05g(见图3.2-2),地震动反应谱特征周期为0.35s(见图3.2-3)。

按《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB50011-2010),根据场地覆盖层厚度按表4.1.6中分类,本光伏发电工程为III类场地,根据《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB50011-2010)附录A,本场区设计地震分组为第一组,相应地抗震基本烈度为VI度,拟建场地属抗震一般地段。

3.4.2 地震地震效应评价

3.4.2.1 地震基本烈度和设计地震分组

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306 - 2015),本工程场区在II类场地条件下基本地震动峰值加速度为0.05g,基本地震动加速度反应谱特征周期为0.35s。本工程建筑场地类别为III类,工程场地地震动峰值加速度调整为0.065g,地震动反应谱特征周期调整为0.45s。相应地震基本烈度为VI度。设计地震分组为第一组。

3.4.2.2 场地土类型和场地类别

按照《建筑与市政工程抗震通用规范》(GB55002-2021)要求,本工程场地主要为鱼塘,覆盖层厚度一般大于50.0m,地基土类型为软土~中硬土,属对抗震一般地段。建筑场地类别主要为III类。

3.4.2.3 地震液化

根据《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB50011—2010)4.3.2条规定“地面下存在饱和砂土和饱和粉土时,除6度外,应进行液化判别;存在液化土层的地基,应根据建筑的抗震设防类别、地基的液化等级,结合具体情况采取相应的措施”。

初判:场地20m深度范围不存在饱和砂土层,可不进行饱和砂土液化判别。

3.4.3 场地稳定性和适宜性评价

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015),场址区在II类场地条件下地震动峰值加速度为0.05g,相应地震基本烈度为VI度。

根据区域地质资料,场区基岩构造埋藏深,区内无活动断层通过,按照《水电水利工程区域构造稳定性勘察技术规程》(DL/T 5335-2017)表8.2.2区域构造稳定性分级,拟建场地区域构造稳定性较好。

场地不存在液化土,场区不存在发生滑坡、泥石流的地形地质条件,亦未发现岩溶、地面沉陷等不良地质作用,参照澧湖风电场钻孔内未发现有抛石等地下障碍物。

综上所述,场地稳定。

拟建场区地形平坦,地貌形态单一。地层结构较简单,分布较稳定。光伏阵列区主要为鱼塘,升压站位于鱼塘内,地下水埋藏较浅,按《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB50011—2010)判别,场区内不存在液化土层。升压站进站道路可以依托场内已有公路进行改、扩建。场区属地质灾害危险性小的地段,不存在边坡稳定问题,施工诱发次生地质灾害的可能性较小。

结合本工程特点,地基土经过工程处理和选择适宜的基础形式后,拟建场区基本适宜本工程的建设。

3.4.4 场地土层工程特性评价

场区地表为第四纪地层,具有明显的湖相沉积特点,大部分地层在纵向和横向上层位相对稳定,场区属较均匀地基土。

①层:灰色~灰黑色淤泥质粘土,呈流塑状,属高压缩性土,承载力低,为软弱层,该层在场区均有分布,厚度变化较大,不宜用作基础和桩端持力层。

②层:灰色、灰黄色粉质粘土,呈可塑状,属中等压缩性土,因其厚度较薄,不宜做为桩端持力层。

③层:灰黄色粘土,呈硬塑状,具中等缩性土。分布较均匀,可作为

桩端持力层。

④层：灰色～灰黄色粉细砂，饱和，中密～密实，主要成分为石英、长石等，局部含少量的粉质粘土薄层，可作为桩端持力层。

3.4.5 地基基础方案

根据场地条件，太阳能光伏支架基础可采用桩基础，升压站各建构筑物可采用桩基、条形基础或独立柱基础。

3.5 主要建（构）筑物工程地质条件评价

3.5.1 光伏组件与升压站

根据现场平面地质调查，光伏阵列场区地表为场区岩土层主要为第四纪全新统的河湖相沉积物(Q4al+ml)。

根据场地各岩土层的工程地质条件，建议选取第③层岩土作为光伏组件基础的持力层，太阳能光伏支架基础可采用桩基础，升压站各建构筑物可采用桩基、条形基础或独立柱基础。应重视地基土的不均一性可能对基础产生的不良影响，基础埋深应满足地基承载力与变形的要求。

3.5.2 场区道路与集电线路

场内道路场地地形平缓开阔，主要为鱼塘，下伏土层主要为第四系河湖相沉积物(Q4al+ml)，以②层粉质粘土为主，具备工程建设条件，亦基本满足道路持力层要求。道路路基等易受雨水冲刷，应采取相应的防护处理和截、排水措施。

集电线路场地内地形平缓开阔，主要为鱼塘，下伏土层主要为第四系河湖相沉积物(Q4al+ml)，基岩面埋深较大。集电线路主要采用电缆桥架敷设方式，桥架基础拟采用 PHC 预应力管桩基础形式，建议采用③粘土及一下地层作为基础持力层。

3.6 天然建筑材料

场区及附近无天然砂砾料分布。建议本阶段工程所需混凝土骨料考

考虑就近外购满足质量要求的建筑材料或直接采购当地商品混凝土。

3.7 结论及建议

a) 根据区域地质资料，场区及附近无区域性断层通过；依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，工程区在Ⅱ类场地条件下基本地震动峰值加速度为 $0.05g$ ，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 $0.35s$ 。区域构造稳定性好。

按照《建筑抗震设计规范(2016 年版)》(GB50011-2010)，本工程地基土类型为中软土，属对抗震一般地段，场地类别属Ⅲ类，设计地震分组为第一组。场区不存在地震液化问题。

b) 拟建场址位于大通湖湖区，地势平坦开阔，地貌类型单一。未发现大规模的滑坡、泥石流等严重不良地质体与地质灾害活动痕迹。工程区附近未见其它不良地质作用和地质灾害活动遗迹和记录。拟建工程场地稳定条件较好，场区地基土经过工程处理后，基本适宜工程的建设。

c) 拟建场址区地层主要为第四系河湖相松散沉积物。地下水为松散地层孔隙潜水，由大气降水和湖水补给，地下水位埋藏浅。参考周边工程勘察资料初步分析，地下水对混凝土结构和钢筋混凝土结构中的钢筋在长期浸水环境下具微腐蚀性；对钢结构有弱腐蚀性。

d) 场地土层厚，结构松散、承载力低，天然地基不能满足拟建光伏支架上部荷载和建筑物抗倾要求，建议光伏支架基础采用桩基，选择③层及其以下地层作为桩端持力层，桩端深入稳定土层中的长度应进行验算，桩端持力层应有足够的厚度，桩长应满足承载和抗拔要求。升压站各构筑物可采用桩基、条形基础或独立柱基础

e) 场区及附近天然砂砾料不丰富。建议工程所需混凝土骨料采用外购。

f) 建议下阶段开展详细的工程地质勘察工作，进一步查明各基础持

力层的工程地质条件及场区的不良地质作用与地质灾害分布，特别是软弱土层分布范围、厚度、性状等，查明各岩土层物理力学性质，为基础形式和持力层的选择提供可靠的地质依据。

4 工程任务和规模

4.1 工程任务

本光伏发电工程位于湖南省益阳市，工程主要任务是发电，根据湖南省和益阳市的电力供应和框架结构现状，本光伏电站供电范围拟定为益阳市电网。

4.2 工程规模

本工程主要任务是发电，项目建成后，预计电站运营期内平均年上网电量为 8473 万 kWh，将为湖南省益阳市提供大量的清洁能源，同时可减少化石资源的消耗，减少因燃煤等排放有害气体对环境的污染，对于促进当地旅游业，带动地方经济快速发展将起到积极作用。

本工程总占地面积约 1208.26 亩，其中临时用地面积 1190.40 亩，永久性用地面积约 18 亩，共设计安装 143260 块标准功率为 575W_p 的 N 型单晶硅双面光伏组件，装机容量为 82.3745MW_p。

根据区域的资源禀赋、自然条件和经济发展，充分考虑电源布局、电网输电布局、环境影响因素、电源电网联合运行、项目经济性和可开发性等多重因素，本工程在场区内新建一座 220kV 升压站，安装 1 台容量为 150MVA 有载调压升压变压器。拟接入沅江东 220kV 变电站(LGJ-630)，线路长度约为 14.8km。最终接入系统方案以电网主管部门审查通过的接入系统报告及接入系统批复文件为准。

4.3 工程建设必要性

1) 建设光伏电站高度契合国家应对气候变化的主要方向

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话强调，中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。

2020 年 12 月 12 日，国家主席习近平在气候雄心峰会上通过视频发表题为《继往开来，开启全球应对气候变化新征程》的重要讲话，宣布中国国家自主贡献一系列新举措。习近平在峰会上强调，到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 64%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。

2021 年 2 月 22 日，国务院发布关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见，意见提出：推动能源体系绿色低碳转型。坚持节能优先，完善能源消费总量和强度双控制度。提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展。

2) 场址区域具备建设并网光伏电站的条件

项目建设场址区域为益阳市大通湖区金盆镇区域。区域内对外交通较便利，并网条件好，太阳能资源较丰富，开发建设条件较好，是建设太阳能光伏电站较为适宜的站址；另一方面，建设光伏发电项目，使得该区域土地能得到充分利用。

3) 合理开发太阳能资源，可实现地区电力可持续发展，是国家能源战略的重要体现

该光伏电站建成后，与当地电网联网运行，产生的清洁电能，可有效缓解地方电网的供需矛盾，缓解电网压力，促进地区经济可持续发展。同时也可充分利用我国的太阳能资源，保障我国能源供应战略安全。随着化石资源(石油、煤炭)的大量开发，不可再生资源保有储量越来越少，终有枯竭的一天，因此需坚持可持续发展的原则，采取途径减少不可再生资源消耗的比重。目前，国家已将新能源的开发提到了战略高度，太阳能、风能等可再生能源将是未来一段时间新能源发展的重点。从现有的开发技术和经济性看，太阳能开发具有一定的优势，随着近年来国内光伏业的迅猛发展，光伏组件以及其他主要设备的价格进一步降低，太阳能光伏的竞

争力将大大增强。开发太阳能光伏是降低国家化石资源消耗比重的重要措施,同时也有利于调整湖南省的能源结构,促进湖南省经济的可持续发展。

太阳能发电技术已日趋成熟,从资源量以及太阳能产品的发展趋势来看,开发太阳能发电项目,将有利于改善电网能源电力结构,有利于增加湖南省可再生能源的比例,有利于优化系统电源结构。

4) 建设光伏电站可促进地方经济发展和当地旅游业的发展

光伏电站建设会带动地区相关产业如建材、交通、设备制造业的发展,对扩大就业和发展第三产业将起到促进作用,从而带动和促进地区国民经济的全面发展和社会进步。随着光伏电站的相继开发,太阳能将为地方开辟新的经济增长点,对拉动地方经济的发展,加快实现小康社会起到积极作用。

太阳能光伏阵列本身也可以成为一道风景,为当地增加一个旅游景点,促进当地旅游业的发展,具有良好的示范条件和一定的国际影响力,让公众认识和接受光伏发电技术。同时还可带动当地第三产业的发展,促进当地经济建设。

5) 改善生态、保护环境的需要

在全球能源形势紧张、全球气候变暖严重威胁经济发展和人民健康生活的今天,世界各国都在寻求新的能源替代战略,以求得可持续发展和在日后的发展中获取优势地位。环境状况已经警示我国所能拥有的排放空间已经十分有限了,再不加大清洁能源和可再生能源的份额,我国的经济和社会发展就将被迫减速。

光伏电站建设符合国家关于能源建设的发展方向,是国家大力支持的产业。电站建成后每年可为电网提供电量 8473 万 kWh,与燃煤电厂相比,每年可节约标煤 1.01 万 t,相应每年可减少多种大气污染物的排放,还可减少大量灰渣的排放,改善大气环境质量。

因此，益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目的建设不仅有较好得经济效益，而且具有明显的社会效益及环境效益。

5 系统总体方案设计及发电量计算

5.1 光伏组件选型

光伏组件的选择应在技术成熟度高、运行可靠的前提下，结合电站周围的自然环境、施工条件、交通运输的状况，选用行业内的主导光伏组件类型。根据电站所在地的太阳能资源状况和所选用的光伏组件类型，计算光伏电站的年发电量，选择综合指标最佳的光伏组件。

5.1.1 太阳电池类型选择

商用的太阳电池主要有以下几种类型：单晶硅太阳电池、多晶硅太阳电池、非晶硅太阳电池、碲化镉电池、铜铟硒电池等。

单晶硅、多晶硅太阳电池由于制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转化效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。非晶硅薄膜太阳电池由于其稳定性较差、光电转化效率相对较低、使用寿命相对较短的原因，其在兆瓦级太阳能光伏电站的应用受到一定的限制，且非晶硅薄膜电池在国内产量很小，目前没有大规模生产。而碲化镉、铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺性，其规模化生产受到限制。

光伏电站应选用技术成熟、转化效率较高、已规模化生产的且在国内有工程应用实例的光伏组件作为光电转换的核心器件。因此，本工程选用晶硅类光伏组件。

晶硅类电池又分为单晶硅电池组件和多晶硅电池组件。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大，执行的标准也相同，在工程实际应用过程中，无论单晶硅还是多晶硅电池都可以选用。

5.1.2 光伏组件技术

5.1.2.1 PERC 电池

钝化发射极触点(PERC)技术,即钝化发射极背面接触,利用 SiN_x 或 Al_2O_3 在电池背面形成钝化层,作为背反射器,增加长波光的吸收,同时将 P-N 极间的电势差最大化,降低电子复合,从而提升电池转化效率。

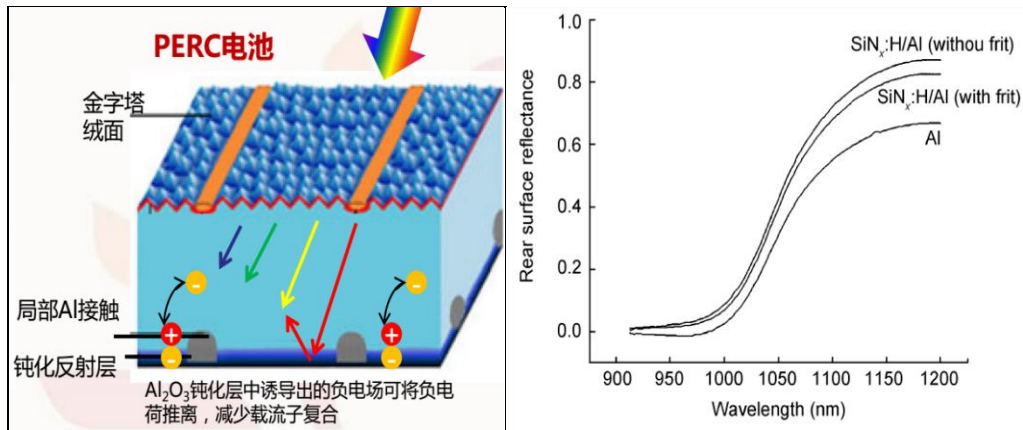


图 5.1.2-1 PERC 电池结构图

PERC 组件通过降低背表面复合速率提升组件的转换效率,单晶硅组件利用 PERC 技术可使转化效率提高约 1%,在多晶硅组件上可提高约 0.45%,而两者应用 PERC 技术成本近似,因此在单晶硅组件上采用 PERC 技术优势更大。

PERC 电池已经开始成为行业主流技术并逐步替代常规电池,目前,国内已有部分厂家推出 PERC 技术的量产组件。在短短几年中,PERC 电池大面积可量产效率持续攀升,单晶 PERC 电池产线效率普遍达到电池效率提高到 24%以上。

5.1.2.2 P 型电池

P 型硅是在硅锭制作过程中掺杂体为硼,它们的价电子带都只有三个电子,并且它们传导带的最小能级低于第IV族元素的传导电子能级,电子能够更容易地由硅的价电子带跃迁到硼的传导带。目前 P 型双面电池采用背钝化基础上的正背面印刷,电池制作过程中为一次磷扩散,而背钝化技术提升电池片的开压,提升电池片外量子响应能力,从而提升电池片

的弱光响应，在光伏电站项目应用中具有较高的性价比。

5.1.2.3 Topcon 电池

TOPCon(Tunnel Oxide Passivated Contact)技术是 PERC 的升级技术。TOPCon 的隧穿氧化层钝化接触结构能够实现载流子一维纵向输运，同时能降低金属与硅基底的复合，兼顾开路电压与填充因子，能有效提高电池的转换效率。其组件具备高双面率、低衰减性特征，综合发电力更强。工艺方面，TOPCon 电池生产线可大部分兼容现有 PERC/PERT 的生产设备，添加 LPCVD、B 扩以及绕镀清洗等设备即可完成产线升级，升级投资较小。

5.1.2.4 半片组件

对于常规的光伏组件，组件内部电路，所有电池片串联连接，串联电阻上的功率损失转化为焦耳热，组件中串联电阻主要由以下部分组成：电池片电阻、焊带电阻、焊带与电池之间焊接电阻等。当组件正常工作时，光生载流子由栅线收集后汇流到主电极上，再由铜基焊带传导进入串联的下一个电池片上，所有电阻都是线性叠加。半片组件技术中，使用激光切片机对电池片垂直于主栅方向进行对半切割，再由 IV 测试仪完成半片电池效率分选，最后采用常规自动焊接设备完成电池正负电极的电学连接，实现 half-cell 组件串制作。电池片切半后，电池片的 I-V 特性变化是光生载流子产生的电流减半，电压保持不变，即组件内部 I_{sc} 降低至原来整片电池的一半，根据 $P_{损耗}=I^2 \cdot R_s$ ，电流 I 与功耗 P 是成平方反比的关系，电流 I 越低则组件内阻损耗的功率 P 越低。在相同规格尺寸的组件内部(比如都是封装 60 整片的组件)，电池切半后连接，一个电池串上的电流是原来整片的 $1/2$ ，同时连接电池片的铜带数量不变，即一个电池串上的串联电阻是不变的，所以，连接铜带上所消耗的电能降至原来的 $1/4$ ，有效降低了组件封装损耗，在电池片转换效率相同的情况下，内部损耗降低，也就是输出功率相应得以提升。

5.1.2.5 双面组件

双面光伏发电组件采用双面电池，配合双面玻璃封装使该产品具有背面受光发电的能力，在相同辐照度下，组件背面发电能力一般正面发电能力的 60%-80%甚至更高，可充分利用背面反射光及环境中的散射光，视安装背景不同，一般组件单瓦发电量可提升 4%~30%，所以双面光伏组件用于荒地、沙地、水泥屋顶甚至经反光处理的屋面，均可显著提高发电量。

5.1.3 组件经济性比选

通过市场调查，目前主流厂商生产的应用于大型集中式光伏电站的单、多晶硅光伏组件，其规格大多数均在 330W 到 655Wp 之间，考虑到土地集约、节约化利用以及尽量节约系统 BOS 成本，目前国内 400W 以下的多晶硅组件已很少有项目选用。

当单块组件功率较高时，同样装机规模的光伏电站所使用的组件数量较少，从而使得组件间连接点少，施工进度快；且故障几率减小，接触电阻小，线缆用量少，系统整体损耗也会降低。

通过近期市场调查，目前主流厂商生产的单晶硅太阳能组件应用于大型并网光伏发电系统的规格大多数在 540Wp~660Wp。当单块组件功率较高时，同样装机规模的光伏电站所使用的组件数量较少，从而使得组件间连接点少，施工进度快；且故障几率减小，接触电阻小，线缆用量少，系统整体损耗也会降低。

目前市场主流的单晶硅组件技术经济比选表见表 5.1.3-1。

表 5.1.3-1 组件技术经济比选表

基本信息	功率规格	550W	575W	575W	655W
	类型	单晶 P 型双面	单晶 N 型双面	单晶 N 型单面	单晶 P 型双面
	尺寸	2278/1134/35	2278/1134/30	2278/1134/30	2384/1303/35
	价格（元/W）	1.33	1.4	1.36	1.33

	首年功率衰减	2%	1%	1%	2%
	第二年起功率衰减	0.45%	0.40%	0.40%	0.45%
发电单元	容配比	1.348	1.355	1.355	1.351
	组件数量	7840	7540	7540	6600
	直流侧装机 (MW)	4.312	4.3355	4.3355	4.323
	逆变器数量 (320kW)	10	10	10	10
	支架数量	280	290	290	220
	布置方式	2×14	2×13	2×13	2×15
	支架用钢量 (t/MW)	33.07	34	34	32.14
	单个支架桩数 (根)	5	4	4	6
	单根桩长 (m)	11	11	11	11
	光伏电缆 (km)	30.64	32.37	32.37	28.59
整体差异	发电单元数量	19	19	19	19
	直流侧总装机 (MW)	81.928	82.3745	82.3745	82.137
	光伏电缆 (km)	582.16	615.03	615.03	543.21
	支架总用钢量 (t)	2561	2648	2648	2498
	总桩长 (m)	251160	208104	208104	236808
比较	静态投资 (万元)	35037.48	35331.42	35331.42	35007.25
	单位千瓦静态投资 (元/kW)	4253.24	4289.12	4289.12	4250
	25 年平均利用小时数 (h)	996	1029	1008	996
	25 年平均上网电量 (万 kWh)	8049.35	8473	8303.54	8136
	单位度电成本 (元/kWh)	0.4278	0.4159	0.425	0.4296

500+组件比选：1) 因 500+组件尺寸及电性能参数较为接近，P 型双面 550Wp、N 型双面 575Wp、N 型单面 575Wp 方案中各发电单元逆变器、箱变、支架、桩基础、电缆等用量基本一致。2) 相比 P 型双面组件，目前 N 型组件比 P 型组件要贵 0.03 元/W（单面）、0.07 元/W（双面）。3) N 型组件光致衰减及后续线性衰减率更低，25 年运营期内相比 P 型组件

可提升约 1.6%的发电量。4) N 型组件具有更低的温度系数,对于本项目,相比 P 型组件可减少 0.6%因温度造成的电量损失。5) N 型双面组件具有更高的双面率(背面功率为正面的 80%左右, P 型为 70%左右),在相同的安装环境下,背面发电量比 P 型高约 14.2%。6) 本项目采用 N 型双面组件相比单面可提升约 3.8%的发电量。综上, P 型组件初始投资相对最低,但因衰减率较高,单位度电投资不具优势;双面组件初始投资略高于单面组件,但背面增益让双面组件在节省度电投资方面具备较强的竞争力。

500+与 600+组件比选: 1) 600+组件开路电压较低,单个组串中组件数量更多,相同装机容量下,可以减少支架、桩基础及电缆数量,因此,初始投资相对较低。2) 采用 600+组件时,固定式支架东西向跨度达到 22m,布置 5~6 根桩,因本项目地形起伏大,支架多布置于高差大、陡坎多的区域,需通过局部场平、调节灌注桩露头长度以及调节支架立柱高低等方式处理,施工难度及相关措施费相比 500+组件显著提高。

因此,综合考虑目前光伏组件的技术性能、供货能力、价格和投资等因素,本项目 19 个方阵采用 182 型电池片的 N 型 575W_p 双面组件。

5.1.4 光伏组件参数

综合考虑组件价格、效率、技术成熟性、市场占有率,以及采购订货时的可选择余地,本工程拟选用 N 型单晶硅太阳能电池的标准结构双面双玻型防 PID 光伏组件,组件规格为 575W_p。

光伏组件特性见图 5.1.4-1。

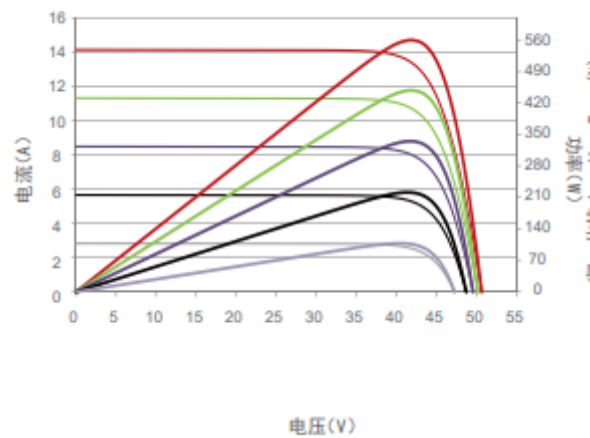


图 5.1.4-1 光伏组件 P-V 及 I-V 特性曲线图

表 5.1.4-1 N 型单晶 575Wp 双面双玻光伏组件主要参数表

序号	项 目	内 容
1	模块类型	575
2	电气参数	
3	标准输出功率 (W)	575
4	输出功率公差 (%)	0/+3
5	模块效率 (%)	22.26
6	峰值功率电压 (V)	42.44
7	峰值功率电流 (A)	13.55
8	开路电压(V)	51.27
9	短路电流(A)	14.31
10	系统最大电压 (V)	1500VDC
3	参数热特性	
	短路电流的温度系数 (%/°C)	+0.045
	开路电压的温度系数(%/°C)	-0.25
	峰值功率的温度系数(%/°C)	-0.29
4	机械参数	
	尺寸(L/W/T)(mm)	2278/1134/35
	重量(kg)	32.0

序号	项 目	内 容
	电池片数量	144
	接线盒	IP68
5	工作条件	
	额定电池工作温度 (°C)	45±2
	温度范围(°C)	-40°C~+85°C
	最大静态负载	正面 5400Pa, 背面 2400Pa

5.2 光伏阵列运行方式选择

5.2.1 支架运行方式比选

在光伏发电系统的设计中,光伏组件方阵的运行方式对系统接收到的太阳总辐照量有很大的影响,从而影响到光伏供电系统的发电能力。光伏组件的运行方式有固定安装式和自动跟踪式两种型式。其中自动跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统。单轴跟踪(水平单轴跟踪和斜单轴跟踪)系统以固定的倾角从东往西跟踪太阳的轨迹,双轴跟踪系统(全跟踪)可以随着太阳轨迹的季节性位置的变换而改变方位角和倾角。

对于自动跟踪式系统,其倾斜面上能最大程度的接收太阳总辐照量,从而增加了发电量,但考虑: 1) 自动跟踪式系统装置复杂,电池阵列的同步性对机电控制和机械传动构件要求较高,自动跟踪式缺乏在场址区或相似特殊的气候环境下的实际应用的可靠性验证,且初始成本和维护成本都较高; 2) 本工程规模较大,采用的电池组件多,考虑其安装空间和设备追踪活动空间,其场址占地面积比固定式安装要大,场址利用土地面积有限; 3) 自动跟踪式系统本身要消耗一部分电量,且其逆变器多采用并联分散式布置,虽提高一个发电单元的运行可靠性,但不便于集中控制,同时相对固定式逆变器投资加大。安装跟踪装置获得额外的太阳能辐射产生的效益无法抵消安装跟踪装置所需要的综合成本。

综合考虑电站的初始投资成本、支架的可靠性以及后期运维等因素,

本工程光伏阵列推荐采用固定倾角式安装。光伏阵列各种运行方式比较表如 5.2.1-1 所示。

表 5.2.1-1 光伏阵列各种运行方式比较

序号	项目	固定式		跟踪式	
		固定倾角	可调倾角	单轴跟踪式	双轴跟踪式
1	增加的太阳能转换率	比水平面安装增加 3.5%的发电量	比按最佳倾角固定安装增加 5%左右的发电量	比按最佳倾角固定安装增加 10%左右的发电量	比按最佳倾角固定安装增加 18%左右的发电量
2	抗风能力、土建基础	抗风能力需满足 42m/s；东西方向风载较小，对土建基础的承载要求一般。	抗风能力满足 27m/s；东西方向风载较小，对土建基础的承载要求一般。	抗风能力满足 27m/s；东西方向风载略大，对土建基础的承载要求略高。	抗风能力满足 27m/s；由于采用双轴跟踪式安装，东西方向风载最大，对土建基础的承载要求也最高。
3	安装要求	没有转动部件，安装相对简单，安装精度要求相对较低。	传动部件较多，支架调整工作量大，操作要求高。	传动部件较少，安装不复杂，但是安装精度要求略高。	传动机构比较复杂，跟踪精度要求较高，安装要求相对最高。
4	经济性	支架系统价格可以控制 0.5 元/W 以内。	支架系统价格约 0.9 元/W，整个工程价格比固定式增加 3% 左右。	单轴价格约 1.3 元/W，整个工程价格比固定式增加 6%左右。	双轴价格约 2.8 元/W，整个工程价格比固定式增加 25%左右。
5	技术成熟性	最通用，支架系统简单，应用广泛。	少量应用，基本可靠，成熟产品较少	应用率低，多为示范试验性，国内成熟可靠设备少	应用率极低，国内基本无成熟可靠设备和控制系统
6	组件清洗	清洗方便	清洗较方便	清洗不便	清洗效率低，困难大

5.2.2 固定倾角柔性支架与固定支架对比

本项目在固定倾角安装方式下，考虑柔性支架跨距大，可以更好的适应地形的变化，且在一定跨度下的柔性支架采用高强度镀锌钢绞线作为组件的支撑，用钢量少。

下面对本项目的项目用地采用全部固定支架布置与全部固定支架的布置方案进行对比。方案一全部为固定支架，方案二为全部布置柔性支架。由于项目用地较为平坦，两种布置方案总容量相同，但由于项目用地较为不规整，导致柔性支架跨距较小，柔性布置方案实际建设成本略高于固定支架。针对两种方案进行财务测算并对比单位电度成本，固定支架布置单位电度成本更低，本项目选择固定倾角固定支架布置方案。

表 5.2.2-1 方案一与方案二技术经济对比

	方案一	方案二
方案描述	固定支架布置	柔性支架布置
安装容量 (MW _p)	82.3745	82.3745
静态投资 (万元)	35331.42	35439.82
单位千瓦静态投资 (元/kW _p)	4289.12	4302.28
运营期平均上网电量(万 kWh)	8473	8473
运营期平均利用小时数(h)	1029	1029
单位电度成本(元/kWh)	0.4159	0.4226

5.3 逆变器选型

目前市场上可供选择的逆变器有三类：集中式逆变器、集散式逆变器、组串式逆变器。其特点如下：

1)集中式逆变器

集中式逆变器由于性能稳定可靠、成本低廉，因而在光伏工程中应用最为广泛。集中式逆变器技术成熟，可靠性高，国内早期的大型地面电站均采用常规集中式逆变器。随着逆变技术发展，通过采用更高电平电路(三电平技术)、功率器件的技术进步，目前单机最大转换效率突破99%。集中式逆变器房容量有 1MW、1.25MW、2MW、2.5MW、3.15MW。



图 5.3-1 集中式逆变器方案

2)组串式逆变器

组串式逆变器是基于模块化的概念，将光伏方阵中的每个光伏组串

连接至指定逆变器的直流输入端，各自完成将直流电转换为交流电的设备。组串式逆变器具有多路 MPPT，能够有效降低组串失配，单台容量小，功率等级为 50~300kW，设计较为灵活，可以选择 0.8MW、1MW、1.25MW、1.6MW、2MW、3.15MW、3.3MW 子容量设计，具体容量根据区域组件安装容量确认。但由于组串式逆变器单台容量小，在大型电站使用组串逆变器达上千台后，容易造成系统谐波震荡，给电站带来一定安全风险；组串式系统造价目前仍比集中式略高。

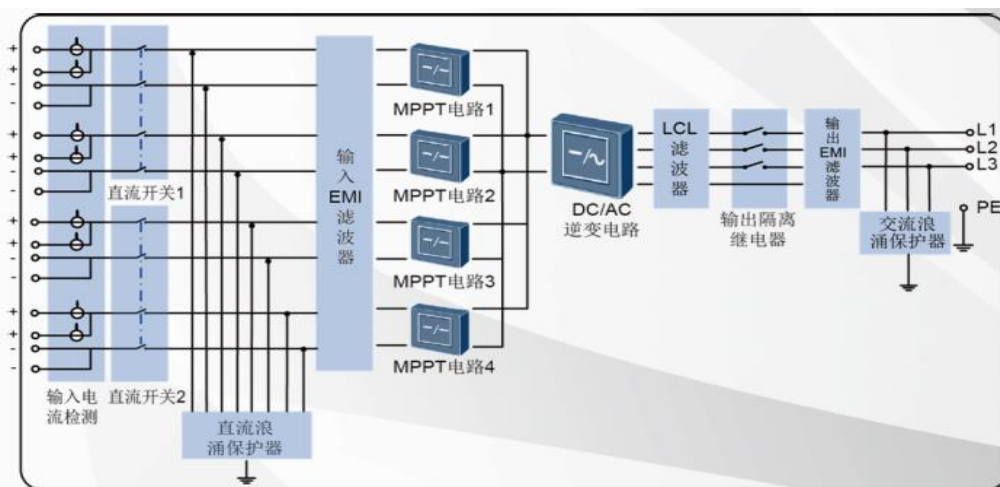


图 5.3-2 组串式逆变器电路结构框图

3) 集散式逆变器

集散式逆变器是近年来面世的一类新产品，包括 DC/DC 升压和 DC/AC 变换两级功率变换，配有多路 MPPT，集成了集中式逆变器和组串式逆变器的优点于一身。这种逆变设备可以有效降低组件失配损失、降低直流和交流线损、延长系统的发电时间。

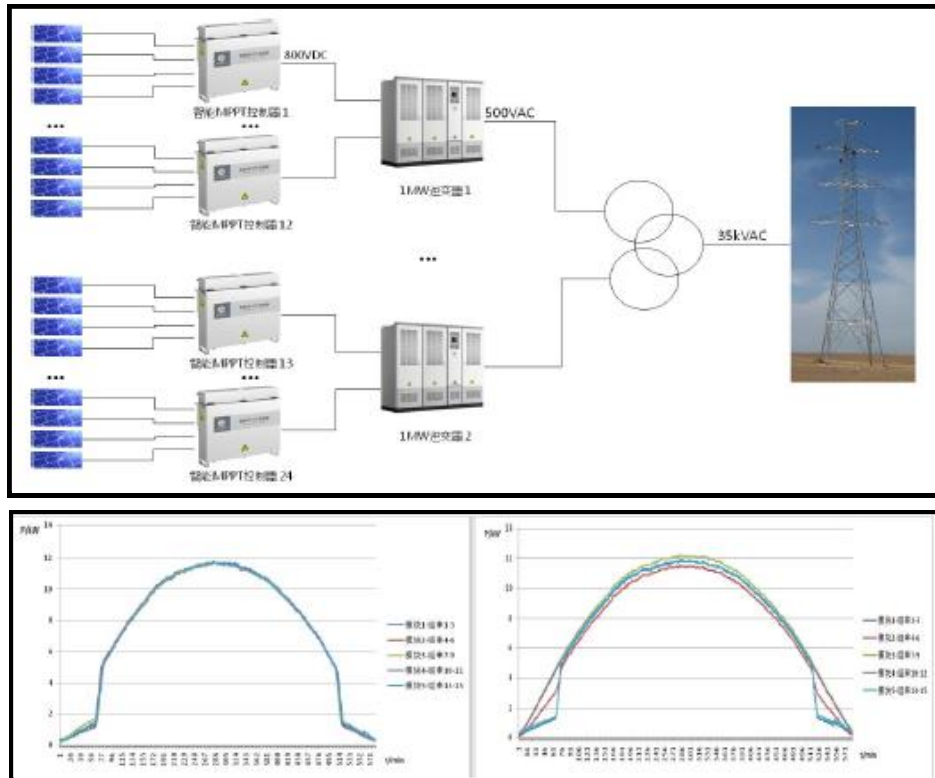


图 5.3-3 集散式逆变器方案

5.3.1 选型依据

5.3.1.1 发电效率指标

(1) 转换效率指标

逆变器作为光伏电站中的核心发电设备必须要求自身具有极高的转换效率，最大转换效率不低于 99%，中国效率不低于 98.5%。另外，根据中华人民共和国工业和信息化部颁布的《光伏制造行业规范条件(2021 年本)》中第二节“工艺技术”的要求，“含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 96.5%，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 98%（单相二级拓扑结构的光伏逆变器相关指标分别不低于 94.5%和 97.3%），微型逆变器相关指标分别不低于 95%和 95.5%。”

(2) MPPT 跟踪指标

逆变器的 MPPT 跟踪指标表征着其追踪光伏组串最大功率点的能力，对于大型地面电站来说，影响组件发电量的环境原因主要有早晚阴影对

下排组件遮挡、灰尘覆盖不均匀、组件衰减不一致、线缆长度导致的直流压降等。

MPPT 功率密度：表征着每路 MPPT 管理的组件功率大小，该值越小表示精细程度越高，要求该数值应 $<15\text{kW}$ (计算方法：逆变器额定功率/MPPT 跟踪路数)；

MPPT 跟踪路数：表征着每台逆变器能够追踪到最大功率点的个数，MPPT 路数 ≥ 3 路；

MPPT 跟踪效率：MPPT 效率主要包括静态效率和动态效率为 NB/T32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》中要求的必测项目，按照目前光伏逆变技术的平均水平，通常要求逆变器的 MPPT 静态效率不得低于 99%，MPPT 动态效率不低于 98.5%。

5.3.1.2 电网友好性指标

(1) 电网故障穿越

根据 GB/T 19964-2012《光伏电站接入电力系统技术规定》中对低电压穿越故障的要求，逆变器必须具备低(零)电压穿越能力，要求逆变器能够在电网电压跌至 0 时，保持 0.15s 并网运行，当电压跌至曲线 1 以下，允许逆变器从电网中切出。

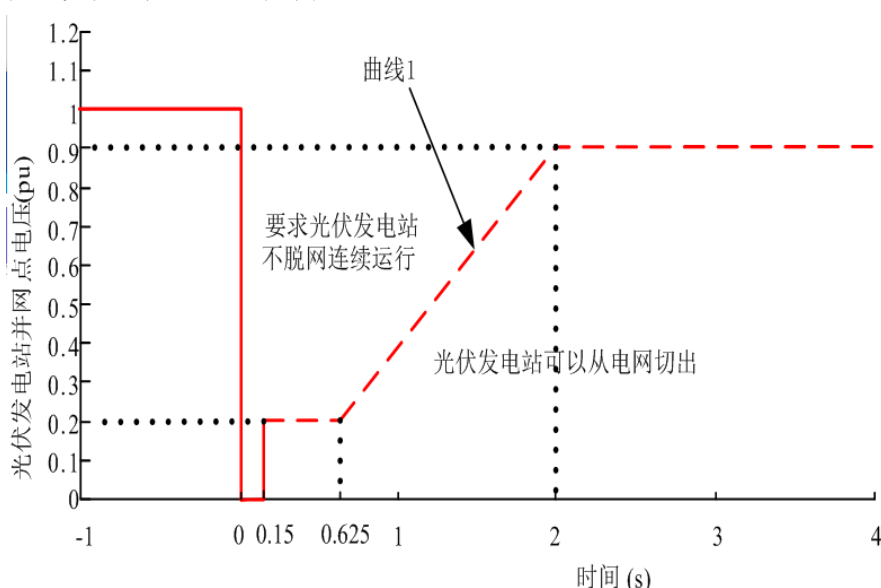


图 5.3.1-1 逆变器低电压穿越

(2) 输出电能质量

根据 GB/T 14549-1993《电能质量公用电网谐波》、GB/T 24337-2009《电能质量公用电网间谐波》、NB/T32004-2018《光伏发电并网逆变器技术规范》标准要求，光伏逆变器的输出的电能质量需优于上述标准要求。

表 5.3.1-1 奇次谐波电流含有率限值

奇次谐波次数	含有率限值(%)
3~9	4.0
11~15	2.0
17~21	1.5
23~33	0.6
35 以上	0.3

表 5.3.1-2 偶次谐波电流含有率限值

偶次谐波次数	含有率限值(%)
2~10	1.0
12~16	0.5
18~22	0.375
24~34	0.15
36 以上	0.075

5.3.1.3 可靠性指标

(1) 环境可靠性指标

a. 防护等级

考虑到恶劣环境对于逆变器的损害问题，要求逆变器必须具备较高的防护等级。

b. 高海拔运行

要求逆变器必须能够满足海拔高度使用要求，为确保光伏电站的可靠运行，逆变器允许按照安规要求降容运行。

c. 温度运行范围

逆变器要求必须满足在 $-25^{\circ}\text{C}\sim 60^{\circ}\text{C}$ 温度范围内满功率运行，超过 60°C 允许逆变器降额运行。

(2) 运行可靠性指标

光伏逆变器及其汇流设备在保证安全可靠的前提下应尽量减少对易损元器件的使用。

(3) 监控可靠性指标

本项光伏项目电站规模大，设备分布广、数量大，所以要求监控系统具有更高可靠性和精确程度，在运行寿命内不允许出现无法排查的监控故障。另外，逆变器对电压、电流的检测精度应 $\leq 1\%$ 。

(4) 可维护性指标

逆变器应尽可能的降低故障影响时间和故障影响范围，对故障的定位精确，做到光伏电站的精细化管理，提升光伏电站的可维护性。

5.3.2 逆变器选择

5.3.2.1 可靠性对比

组串式逆变器采用全密闭设计，防护等级可达 IP66(室外安装)，能够将逆变器内外部环境良好隔离，防止外部风沙、高温、高湿、严寒对逆变器造成恶劣影响；集装箱式逆变器房的防护等级为 IP54，需要散热风机进行通风散热。

5.3.2.2 MPPT 指标

光伏电池的输出功率与 MPPT 控制器的工作电压有关，只有工作在最合适的电压下，它的输出功率才会有唯一的最大值。

组串式逆变器每兆瓦 MPPT 路数通常为 80 路左右。

集中式逆变器每兆瓦 MPPT 路数通常为 2 路。

集散式逆变器方案每兆瓦 MPPT 路数通常为 48 路左右。

实际电站中，光伏组串因为环境因素的不同，导致组串的输出一致性较差，即使环境因素一致性较好，同一批次的光伏组件其输出电压和电流参数本身是存在一定偏差的，随着长期使用，衰减程度不一样，组串差异越来越明显。

集中式方案 MPPT 路数少，逆变器无法跟踪到每个组串的输出功率，逆变器输入功率小于组串的输出功率之和，而组串式逆变器 MPPT 路数多，跟踪效果好，逆变器输入功率几乎等于组串输出功率之和。

表 5.3.2-1 逆变器方案比选表

性能参数	组串式	集中式
逆变器型号	320kW	3125kW
每台 MMPT 数量	16	2
直流工作电压范围	1500V	1500V
MPPT 电压范围	500 V ~ 1,500 V	875 V ~ 1,300 V
性能参数	组串式	集中式
额定交流工作电压	800V	600V
额定交流输出功率	320kW	3125kW
最大效率	99.01%	98.08%
二、经济比选		
工程静态投资(万元)	33720.82	33926
单位千瓦静态投资(元/kWp)	4289.12 0	4118.73
运营期平均上网电量(万 kWh)	8473	8221
运营期平均利用小时数(h)	1029	998
单位电度成本(元/kWh)	0.411	0.428

从比选结果可以得出，针对本项目组串式逆变器的单位度电成本优于集中式逆变器方案。

5.3.3 逆变器参数

本项目选用 190 台 320kW 型组串式逆变器(1500V 系统), 最大效率为 99.01%, 中国效率为 98.5%, 其主要性能参数如下:

表 5.3.3-1 320kW 型组串式逆变器主要参数表

型号	320kW 型
效率	
最大效率	≥99.01%
中国效率	≥98.52%
输入	
最大输入电压	1,500 V
每路 MPPT 最大输入电流	30A
每路 MPPT 最大短路电流	60A
每路 MPPT 输入组串数	2
MPPT 电压范围	500 V ~ 1,500 V
输入路数	32
MPPT 数量	16
输出	
额定输出功率	320,000 W
额定输出电压	800 V, 3W + PE
输出电压频率	50 Hz
最大输出电流	254A
功率因数	0.8 超前... 0.8 滞后
总电流波形畸变率	<3%
保护	
防孤岛保护	具备
低电压穿越	具备

型号	320kW 型
直流反接保护	具备
交流短路保护	具备
漏电流保护	具备
组串检测	具备
浪涌保护	具备
PID 修复	具备
常规参数	
尺寸(宽×高×厚)	1136 x870x 361 mm
工作温度	-30℃~60℃
冷却方式	智能强制风冷
最高工作海拔	5000m
相对湿度(无冷凝)	0~100%
防护等级	IP66

5.4 光伏组件串联数量

光伏回路的组件串联数量主要根据光伏组件参数、逆变器参数以及系统容量选取，按以下原则设计：1)光伏组串的最大开路电压应小于光逆变器允许的最大直流输入电压；2)在运行环境下，光伏组串的最大工作电压应小于光逆变器 MPPT 电压最大值；3)在运行环境下，光伏组串的最小工作电压应大于逆变器 MPPT 电压最小值。在满足设计要求的条件下，光伏回路组件串联数量越多，支架和电缆耗材越少。

根据 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》，光伏组件串联数量计算公式为：

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

式中：Vdc max——逆变器允许最大直流输入电压(V)；

Vmppt min——逆变器 MPPT 电压最小值(V)；

Vmppt max——逆变器 MPPT 电压最大值(V)；

Voc——光伏组件开路电压(V)；

Vpm——光伏组件工作电压(V)；

Kv——光伏组件开路电压温度系数；

K'v——光伏组件工作电压温度系数；

t'——光伏组件工作条件下的极限最高温度(°C)；

t——光伏组件工作条件下的极限最低温度(°C)；

N——光伏组件串联数(N 取整)。

工程拟选用 575Wp 型单晶硅双面双玻光伏组件和 320kW 型组串式逆变器。光伏逆变器 MPPT 电压跟踪范围为 500V~1500V，最大工作电压 1500V。在 STC 条件下，光伏组件的 Vpm=42.44V，Voc=51.27V。项目所在地历年最高气温(40.6°C)和最低气温(-7.4°C)。

经计算，本工程串联光伏组件数量 N 为：12≤N≤27。因此，光伏组件串联的数量选择为 26。

5.5 容配比确定

本工程采用组串式逆变器，为充分利用逆变器容量以节省均摊投资，项目采用逆变器直流侧超配的方案。本项目水平面总辐射为 1210.81kWh/m²，结合《NB/T 10394-2020 光伏发电系统效能规范》，对光伏发电系统的各个综合效能评价指标需考核。本方案通过对度电成本的考核，来评判容配比大小。

平准化度电成本指标按下式计算：

$$LCOE = [I_0 - \sum_{n=1}^N \frac{I_t}{(1+i)^n} - \frac{V_R}{(1+i)^N} + \sum_{n=1}^N \frac{M_n}{(1+i)^n}] / \sum_{n=1}^N \frac{Y_n}{(1+i)^n}$$

根据平准化度电成本指标考核方式，对容配比在 1.3~1.5 之间作比较。

表 5.5.1-1 各个容配比情况下光伏电站平准化度电成本一览表

项目	单位	容配比 1.305	容配比 1.355	容配比 1.405	容配比 1.455	容配比 1.505
额定容量	MW	60.8	60.8	60.8	60.8	60.8
装机容量	MWp	79.04	82.08	85.12	88.16	91.2
工程静态投资	万元	33465.54	35331.42	36686.72	38349.6	40091.5
单位千瓦静态投资	元/kWp	4234	4289	4310	4350	4396
年利用小时数	h	1029	1029	1010	1019	1015
LCOE	元/kWh	0.4227	0.4159	0.4233	0.4263	0.4296

本项目最佳容配比为本工程采用组串式逆变器，考虑到项目所在地属我国三类资源区，为充分利用逆变器容量以节省均摊投资，项目采用逆变器直流侧超配的方案。经过计算，本项目最优容配比为 1.355，即每台 320kW 逆变器平均接入 433.55kW 光伏容量，容配比为 1.355。

5.6 光伏方阵设计

5.6.1 光伏总体方案

本项目本期总装机容量为 82.3745MWp，共装设 143260 块标准功率为 N 型 575Wp 高效单晶硅双面组件。工程采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个 4.3355MWp 光伏发电单元。每个发电单元由 7540 块光伏组件组成，单元装机容量为 4.3355MWp，每个发电单元配置 1 台容量为 3200kVA 的 35/0.8kV 双绕组箱式变压器和 10 台 320kW 型组串式逆变器，每台组串式逆变器接入 29 个直流回路，每个直流回路由 26 块组件串联组成。

电站共配置 19 台箱式变压器和 190 台组串式逆变器。光伏场区通过 3 回 35kV 集电线路接入新建 220kV 升压站内。

5.6.2 电站主要系统

电站的主要系统如下：

1) 电站直流发电系统：

指太阳能电池方阵到逆变器直流侧的电气系统，包括太阳能电池组件、直流配电柜及组串式逆变器。

2) 电站输配电交流系统：

指逆变器交流输出侧到升压站母线，包括 35kV 开关柜及母线等。

3) 电站监控系统：

大型并网光伏发电系统需要设置必要的数据监控系统，对光伏发电系统的设备运行状况、实时气象数据进行监测与控制，确保光伏电站在有效而便捷的监控下稳定可靠的运行。

4) 附属辅助系统：

包括本光伏电站需要的围墙安防系统、火灾报警系统、生活消防水系统、站用电源系统等附属辅助系统。

5.7 光伏子方阵设计

5.7.1 倾角选择

每个典型方阵由 290 组 2×13（或 145 组 2×26）支架单元组成，每个支架单元按 2×13 或 2×26 紧邻布置，每个支架单元组件为 1~2 串，现对固定支架进行倾角设计。固定支架输入参数如下：

表 5.7.1-1 PV 仿真输入参数表

序号	输入参数	数值	单位
1	间距	7.30	m
2	采光面宽度	4.58	m
3	采光面顶部边框	0.02	m

序号	输入参数	数值	单位
4	采光面底部边框	0.02	m
5	阵列单行宽度	4.62	m
6	组件最低距地面高度	2.5	m
7	地面反射率	0.10	
8	双面系数	80%	
9	背面阴影系数	5.0%	
10	后方适配损失	10%	

采用所选代表年的太阳辐射资料，通过 PVsyst 软件进行固定支架间距下的倾角优化如下图，可以看出，当倾角为 22°时，倾斜面辐照度达到最大值。

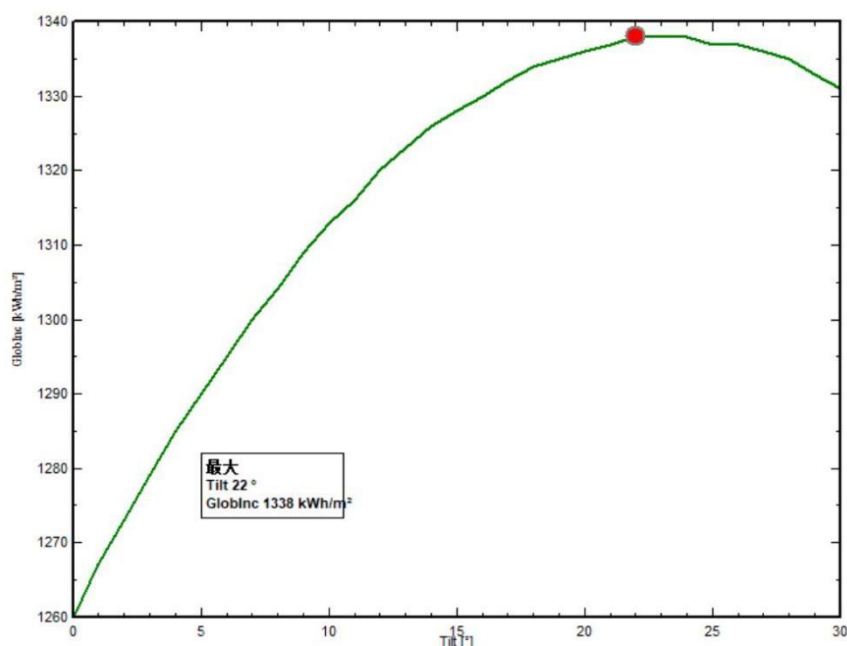


图 5.7.1-1 固定支架辐射量最大倾角

进一步考虑到地块红线以及支架间距，考虑阴影对发电量造成的损失等，通过进一步优化倾角、间距范围和步长设置，得到了在固定支架的情况下，发电量最优倾角。经仿真计算，在 15°倾角时，单位方阵发电量达到最大值，寻优过程如下图：

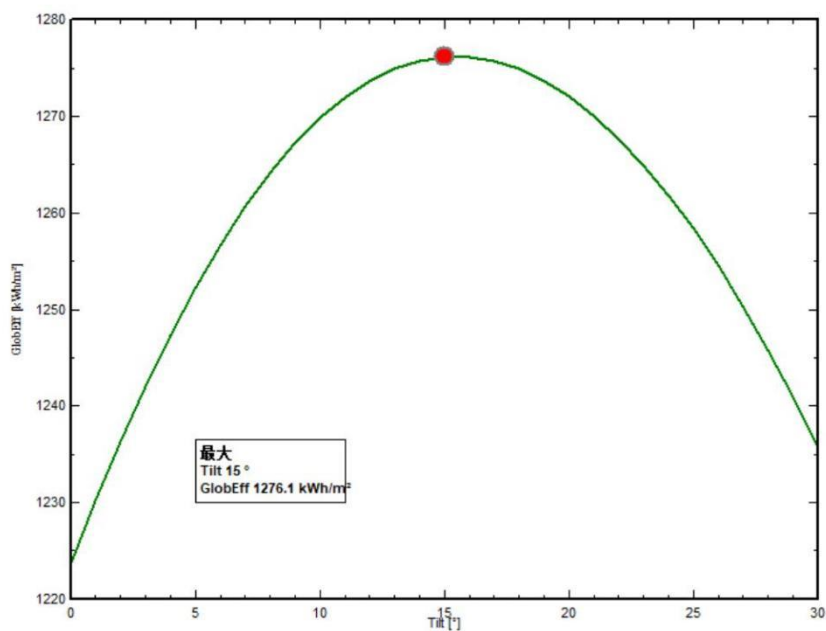


图 5.7.1-2 固定支架最佳倾角

由上图可见，当光伏阵列采用 15°倾角时，单位方阵发电量达到最大值。因此本项目固定式支架倾角选择为 15°。

5.7.2 光伏组件阵列平面布置

在光伏电站设计中，光伏阵列组件排布有竖向和横向两种方式，如下图。

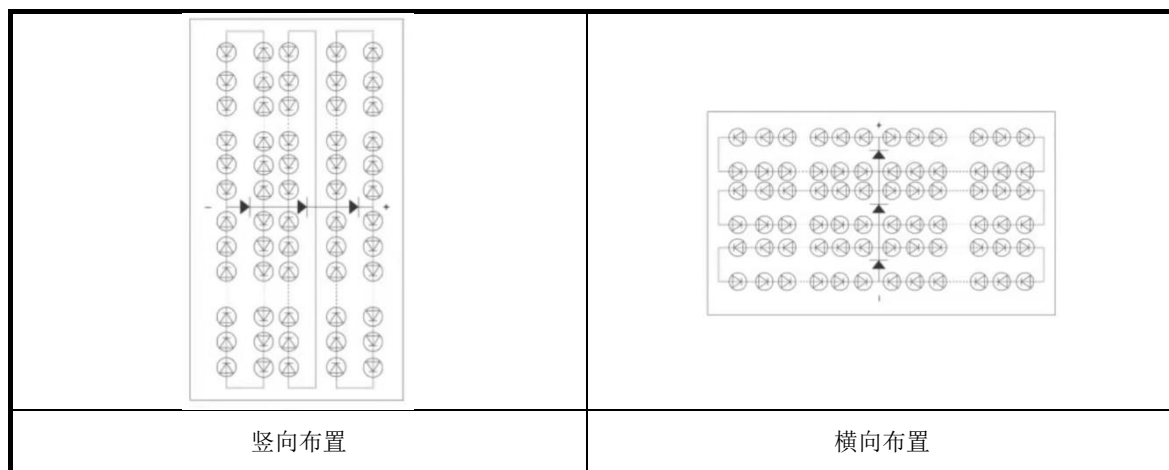


图 5.7.2-1 半片组件竖向与横向布置

每块组件设置 3 个旁路二极管，其作用是并联子串，在其受阴影遮挡或出现故障停止发电时，形成正向偏压使二极管导通，组件工作电流绕

过故障子串，而不影响其他正常发电的子串，同时也保护组件避免发生热斑效应而损坏。

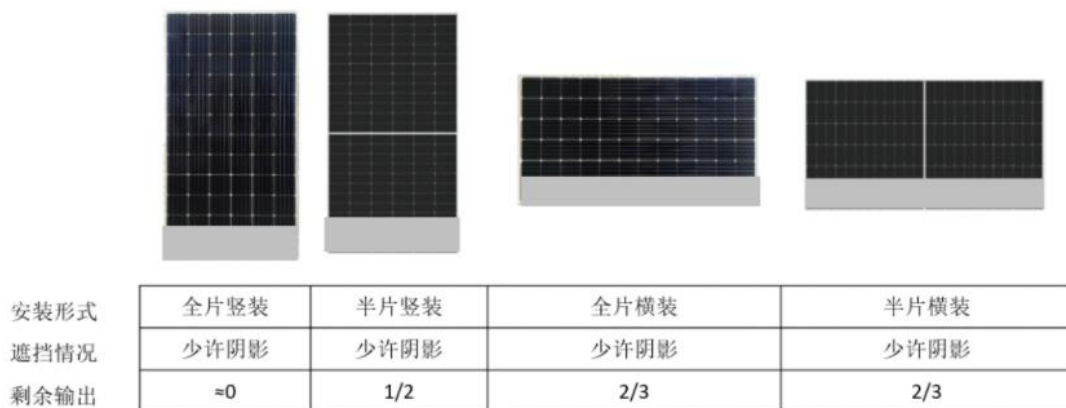


图 5.7.2-2 少许遮挡下不同布置方式输出

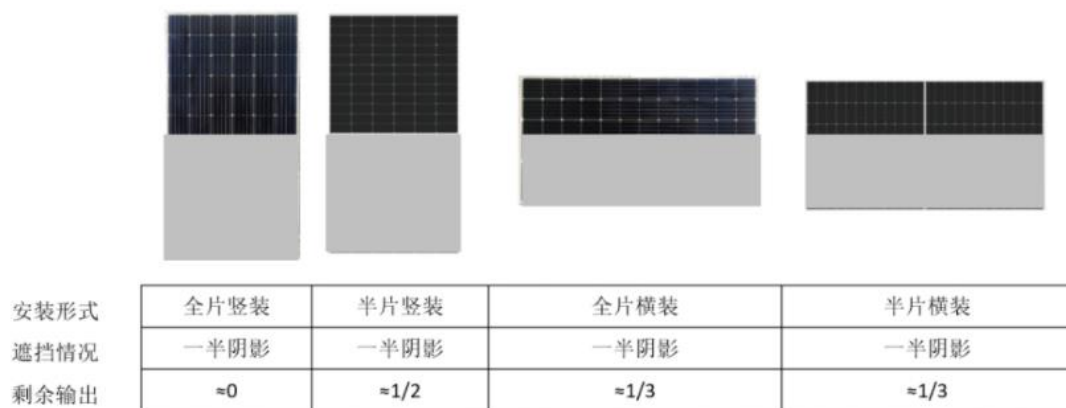


图 5.7.2-3 一半遮挡下不同布置方式输出

少许遮挡（最下一排电池片遮挡）情况下，竖向布置时，整片组件输出基本为零，半片组件功率还剩 $1/2$ ；横向布置时，整片组件与半片组件功率均剩 $2/3$ 。

一半遮挡情况下，竖向布置时，整片组件输出基本为零，半片组件功率还剩 $1/2$ ；横向布置时，整片组件与半片组件功率均剩 $1/3$ 。

经比较各种遮挡情况下发电量，半片组件竖向布置已全面优于全片组件竖向布置。对于半片组件，竖向布置在遮挡 $1/3$ 到 $1/2$ 之间发电量优于横向布置，不同遮挡高度下竖向与横向布置互有优劣，全年发电量基本

相当。

因此，在半片组件时代，横向布置发电量不具备绝对优势，且竖向布置有安装便捷的优点。

本工程施工周期短，从方便组件安装及施工安全方面考虑，光伏阵列拟采用 2×13 或 2×26 竖向布置。

光伏组件支架采用固定倾角安装方式，倾斜角为 15° ，每个支架由 26 块或 52 块光伏组件串联组成 1~2 个直流回路，单个支架容量为 19.95kW 或 29.9kW。每块光伏组件尺寸为 2278mm \times 1134mm，布置两块组件之间东西向和南北向的间距分别为 20mm。

5.7.3 光伏阵列间距设计

a) 计算条件：

- 1、光伏组件支架采用固定式安装方式，倾角为 15° 。
- 2、场地主要由坑塘水面及养殖鱼塘组成。
- 3、本项目占地面积约 1208.26 亩，需尽可能的利用土地，达到电站效益最大化。

b) 计算原则：

太阳高度的变化使得光伏阵列间产生遮挡现象，遮挡的程度与时间、纬度、光伏阵列倾角等有关。遮挡会使光伏系统的效率大大下降，因此，光伏阵列间距设计须考虑前、后排的阴影遮挡问题。

光伏阵列布置应尽可能的减少相互之间的阴影遮挡，而间距过大会使整个光伏系统的占地面积增加，造成土地资源浪费，也增大了输电电缆的投资和效率损耗，因此，必须综合考虑，确定合理的阵列间隔。

根据 GB50797-2012《光伏发电站设计规范》，光伏阵列间距应保证冬至日当天早晨 9:00 至下午 15:00(真太阳时)的时间段内，光伏阵列前、后、左、右互不遮挡。

固定式布置的光伏方阵，在冬至日当天太阳时 9:00~15:00 不被遮挡

间距计算公式如下：

$$D = L \cos \beta + L \sin \beta \frac{0.707 \tan \phi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan \phi}$$

式中：D—两排阵列之间距离；

L—阵列倾斜面长度；

β —阵列倾角；

ϕ —当地纬度。

阵列间距示意如图 5.7.3-1 所示。

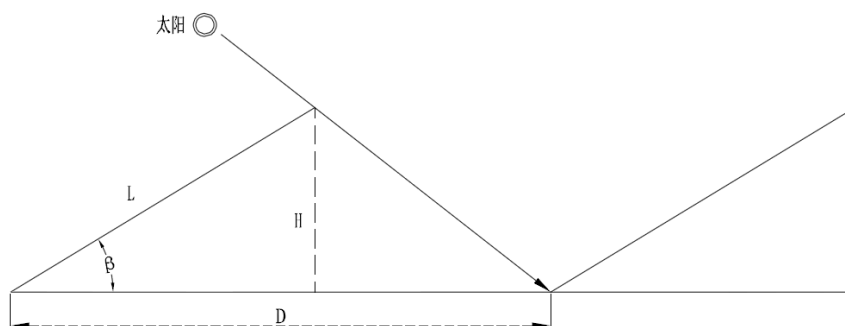


图 5.7.3-1 光伏阵列间距示意图

由计算可知，本工程光伏阵列在平地上方阵南北间距至少为 $D=7.3\text{m}$ 时，才能保证冬至日当天 9:00 至 15:00(真太阳时)的时间段内，光伏阵列不被遮挡。综合考虑充分利用土地、尽量减少阴影遮挡时间等因素，实际布置南北全间距为 7.3m ，南北净间距 2.8m 。

根据项目水面标高及项目设计防洪水位，组件组件最低点距离水面约 $2.5\sim 3.0$ 米，逆变器距离水面约 $1.6\sim 2.1$ 米。

经计算，本光伏项目组件投影面积约占总用地面积的 45%，可满足当地的渔业养殖要求。

5.8 方阵接线方案设计

本项目电池组件采用串联就地逆变、就地升压的接线原则设计。

串联接线应注意回路内各电池组件的工作电流是否匹配，工作电流

主要受太阳辐照度影响。因同一时刻相同斜平面上的电池组件工作电流相同。并联接线应注意各串联回路的工作电压是否匹配，工作电压主要受电池工作温度影响，串联回路的工作电压还受接线电缆上的电压损耗影响。为减少串联回路工作电压的差异，把位置相近的串联回路进行并联，逆变器在布置时，考虑设于各串联回路中间位置。

在电池组件接线时应考虑到电池工作温度问题，电池工作温度取决于电池发热和散热平衡，发热主要源自太阳辐射，散热效果主要看组件背面散热和通风条件。同一光伏电场内电池组件布置角度、过风缝、阵列间距等均相同，光伏电场内的电池工作温度可视为相同。

本工程采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个光伏发电单元，每个发电单元由 7540 块光伏组件组成，直流侧装机容量为 4.3355MWp。每个发电单元配置 1 台容量为 3200kVA 的 35/0.8kV 双绕组箱式变压器和 10 台 320kW 型组串式逆变器，每台逆变器接入 29 个直流回路，每个直流回路由 26 块 575Wp 的 N 型单晶硅光伏组件串联而成。逆变器输出的交流电接至箱式变压器低压侧，将电压从 800V 升至 35kV，箱式变压器高压侧配置负荷开关组合熔断器。光伏电站的电能通过 3 回 35kV 集电线路电缆汇集至新建 220kV 升压站。

5.9 光伏场区电缆敷设方案

光伏场区低压电缆

1) 光伏组串至逆变器

光伏电站所有光伏组串与组串式逆变器连接采用光伏专用电缆，型号为 H1Z2Z2-K-1×4，直流电缆采用穿管及桥架敷设。

2) 逆变器至箱式变压器

组串式逆变器与箱式变压器连接采用铝芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚氯乙烯护套阻燃电缆，型号为 ZRC-YJLV22-1.8/3kV-3×240，采用桥架及少量直埋的敷设方式。

（1）电缆载流量的计算

YJLV22-1.8/3-3×240mm²，按最大输送容量为 320kVA 考虑；

根据综合校正系数 $K=K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$ ，环境空气温度取 40℃，环境温度取 55℃，修正系数 K_1 取 0.837；土壤热阻系数修正系数 K_2 取 1；铝芯电缆按照电缆间净距离取 100mm，4 根线缆一排计算，多回路并排敷设修正系数 K_3 取 0.8；计算得综合校正系数为 0.67。

根据厂商提供的电缆样本，电缆载流量如下：

YJLV22-1.8/3-3×240mm²：383A

修正后的电缆载流量如下：

YJLV22-1.8/3-3×240mm²：256.4A

本工程中 YJLV22-1.8/3-3×240mm² 电缆承载的最大功率分别为 330kVA，根据 $I=S/1.732U$ ，可得，电缆承载的电流分别为 238.2A。

所选电缆满足本工程要求。

5.10 辅助技术方案

5.10.1 环境监测方案

光伏电站建设应建立全面的环境监测方案，应充分考虑洪涝等气象灾害的应对方案，工程施工期和运营期均应建立防气象灾害的应急机制。

5.10.2 光伏组件清洁方案

光伏电站的光伏组件清洗工作应选择在清晨、傍晚、夜间或阴雨天进行。这主要是防止人为阴影带来光伏阵列发生热斑效应进而造成电量的损失甚至组件的烧毁。早晚进行清洗作业须在阳光暗弱的时间段内进行。有时阴雨天气里也可以进行清洗工作，此时因为有降水的帮助，清洗过程会相对高效和彻底。但阳光有时能够部分穿透较薄的雨层，此时电站也会有少量电量产出，因此应注意人员安全，防止漏电。并应评估清洗带来的电量损失和热斑效应的影响。考虑到本工程场址区域雨水较多，光伏组件

的清洁为雨水自洁加人工辅助方式。人工水洗是以接在水车上（或水管上）的喷头向光伏组件表面喷水冲刷，从而达到清洗的目的，压力一般不超过 0.4Mpa。

5.11 光伏发电工程年上网电量计算

5.11.1 计算条件

a)本项目本期光伏电站总容量为 82.3745MW_p。光伏组件倾斜角为 15° 时，斜面上太阳年总辐照量为 4593.25MJ/m²。

b)主要计算参数：

1)阴影遮挡折减

根据电站现场地形地貌情况和光伏组件布置间距综合分析，场址地形较为开阔，周围无高大建构筑物，结合 PV 仿真，本项目全年阴影遮挡影响约为 1.25%。阴影遮挡折减系数取为 98.75%。

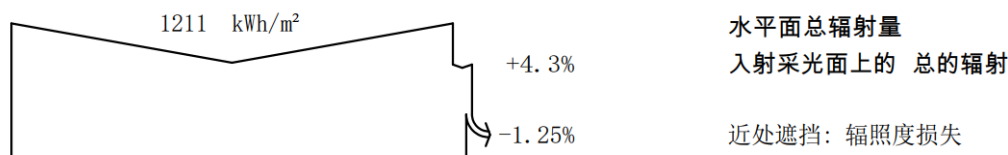


图 5.11.1-1 阴影遮挡计算成果图

2)灰尘折减

由于气候原因，造成光伏组件表面覆盖了灰尘造成的发电量损失。根据当地电站实际运行经验，相应的折减修正系数取为 98%。

3)光伏组件不匹配折减

由于各太阳能电池板的性能略有差异，因此电池板不匹配的损失约为 2.1%，相应的折减修正系数取为 97.9%。

4) 温度效率折减

项目场区多年平均温度为 17.9℃，光伏电池的效率会随着其工作时的温度变化而变化。当它们的温度升高时，光伏组件发电效率会呈降低趋势。考虑本项目大部分位于水面之上，平均温度效率折减系数为 97.32%。

5) 逆变器效率折减

根据逆变器的有关参数及不同负载下的出力分布规律分析，逆变器综合效率为 98.53%，其中逆变器超配损失约 0.03%。

7) 直流电缆线损折减

本工程设计直流电缆损失约占总发电量的 1.52%，相应折减修正系数取为 98.48%。

8) 交流电缆及集电线路线损折减

本工程设计交流电缆及集电线路损失约占总发电量的 1.05%，相应折减修正系数取为 98.95%。

6) 变压器效率折减

根据本工程选取的变压器的产品参数及电站运行特点分析，变压器效率折减系数为 98.79%。

9) 站用电效率折减

本工程升压站的生产和生活电源均采用自身发电，估算站用电损失约占总发电量的 1.64%，相应折减系数为 98.36%。

10) 检修及其他不确定因素折减

除上述各因素外，影响光伏电站发电量的还包括检修、电网可利用率及其他不确定因素，相应的折减修正系数取为 98.63%。

11) 双面增益

对于双面组件，由于正面直接照射的太阳光及背面接受的太阳发射光下都可以进行发电，相比于单面组件会有太阳辐射增益，其增益比例主要取决于地表反射率和组件的安装高度。本报告参考文献《Calculating the additional energy yield of bifacial solar modules》中如下公式计算双面组件的太阳辐射增加率。

$$A_y = Al \cdot bif \cdot \left[a \cdot \left(1 - \frac{1}{\sqrt{A}} \right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{b \cdot H}{A}} \right) + c \cdot \left(1 - \frac{1}{A^4} \right) \right]$$

其中 A_y 代表太阳辐射增加率，bif 为双面因子（针对本组件取 0.8），

Al 代表地表反射率, A 为组件前后间距, H 为组件最低点和地面之间的距离, a 为常数 1.037, e 为常数 2.718, b 为常数 8.691, c 为常数 0.125。

本项目组件前后间距 7.3m, 本项目组件最低点和水面之间的距离约为 2m, 结合中国气象局公共气象服务中心编制的本项目太阳能资源评估报告及 SolarGIS 数据, 同时考虑项目所在地水面较为浑浊, 本项目地表反射率取值为 0.10, 得到的发电增益率 A_y 为 5.74%。采用 PVsyst 仿真进行复核, 详见图 5.7.1-1, 背面辐照量增加 2.96%, 考虑双面系数 0.80 后的双面增益为 2.368%。结合 PVsyst 仿真的损失流向分析, 对公式测算的双面增益用背面可视系数修订后的双面增益为 3.06%, 基本与 PVsyst 计算结果一致。因此, 本项目双面增益按 2.368%考虑。

12) LID-光照射导致的衰减

光伏组件在刚开始使用的几天其输出功率发生大幅下降,之后趋于稳定的现象。根据组件信息, 本项目光伏组件的 LID-光照射导致的衰减系数取值为 99%。

13) 弃光弃电分析

根据《益阳大通湖区新能源消纳规划研究》的研究成果, 结合本项目地理环境及周边电网情况, 本项目所发电能主要在沅江及周边区域消纳。在丰水期负荷低谷时段, 存在弃电风险, 规划建议本项目按照不低于装机容量的 5%配置储能。考虑本项目已按照 5%2h 租赁储能, 该阶段暂不考虑弃光。

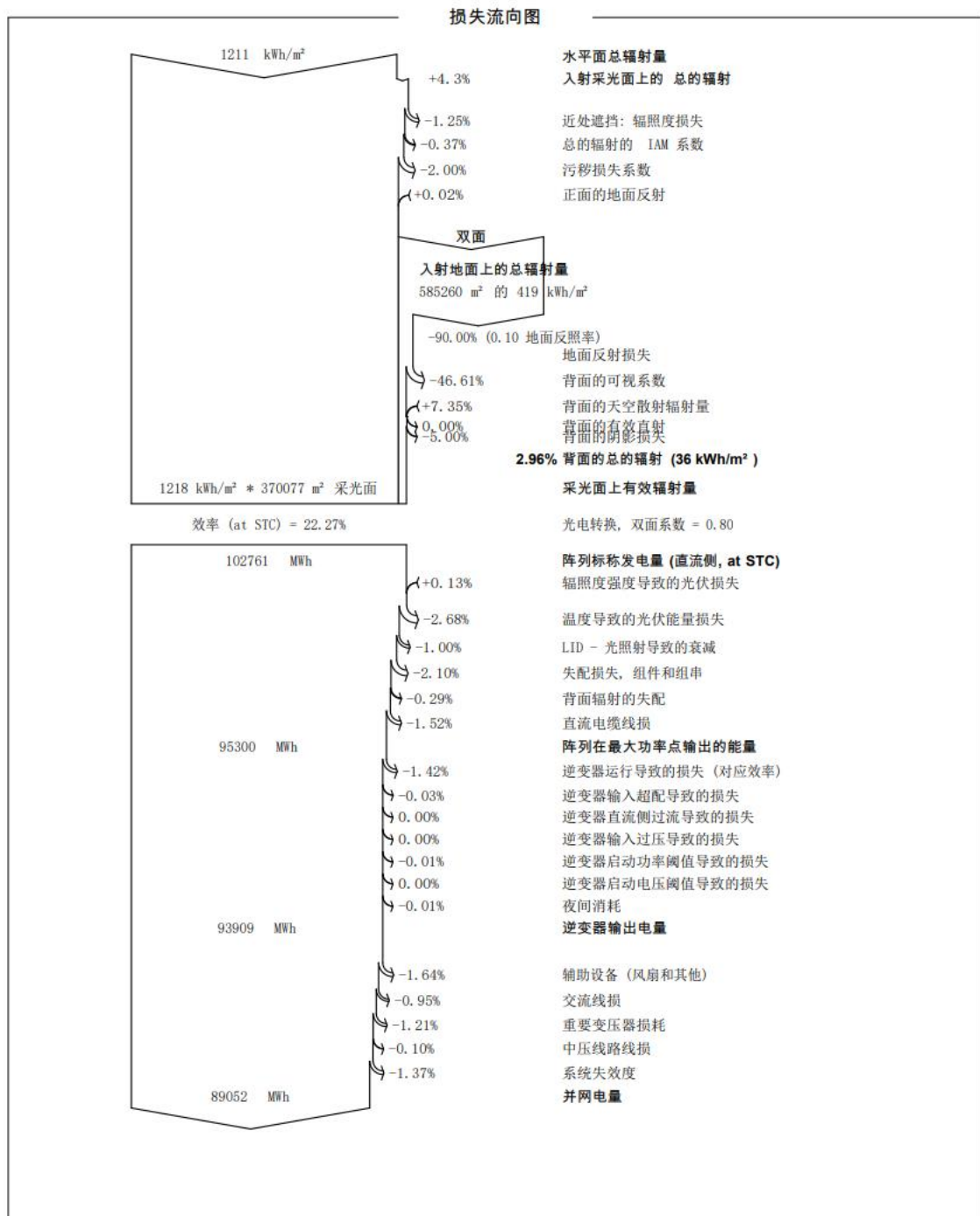


图 5.11.1-2 项目损失流向图

综上, 本工程系统效率为 85.58%, 扣除双面增益后的系统效率为 83.60%。

按 25 年运营期考虑, 随着运营年限的增加, 由于站内元器件设备老化导致系统效率降低, 损耗加大, 最终致使电站发电量减少。本工程选用的单晶双面光伏组件功率按第 1 年衰减 1%(已考虑), 之后每年衰减 0.4%

计算，到运营期末光伏组件功率衰减为初始功率的 89.4%。

5.11.2 计算结果

本项目容量为 60MW，直流侧装机总容量为 82.3745MW_p。预计光伏电站首年上网电量为 8905 万 kWh，首年等效满负荷利用小时数为 1081h，25 年运营期内平均年上网电量为 8473 万 kWh，年等效满负荷利用小时 1029h。各电站运营期(25 年)上网电量和利用小时计算成果见表 5.11.2-1 及 5.11.2-2。

表 5.11.2-1 发电量计算成果表

年 份	1	2	3	4	5	6	7	8	9
年发电量 (万 kW·h)	8905	8869	8833	8797	8761	8725	8689	8653	8617
年 份	10	11	12	13	14	15	16	17	18
年发电量 (万 kW·h)	8581	8545	8509	8473	8437	8401	8365	8329	8293
年 份	19	20	21	22	23	24	25	平均值	
年发电量 (万 kW·h)	8257	8221	8185	8149	8113	8077	8041	8473	

表 5.11.2-2 利用小时计算成果表

年 份	1	2	3	4	5	6	7	8	9
等效满负荷利用小时(h)	1081	1077	1072	1068	1064	1059	1055	1050	1046
年 份	10	11	12	13	14	15	16	17	18
等效满负荷利用小时(h)	1042	1037	1033	1029	1024	1020	1015	1011	1007
年 份	19	20	21	22	23	24	25	平均值	
等效满负荷利用小时(h)	1002	998	994	989	985	981	976	1029	

5.12 光伏场区设备材料清单

序号	名 称	型号及规格	单位	数量	备注
一	光伏场区主要设备				
1.1	光伏组件	575W _p , 1500V N 型双面双玻单晶高效半片组件	块	143260	
1.2	组串式逆变器	额定功率 320kW	台	190	
1.3	固定支架	2×13(行×列)竖向布置, 15°	套	1450	

序号	名 称	型号及规格	单位	数量	备注
1.4	固定支架	2×26(行×列)竖向布置, 15°	套	2030	
二	低压电缆 及附件				
2.1	光伏电缆	H1Z2Z2-K-1×4、1500V	km	615	
2.2	光伏电缆 连接器	适用于 4mm ² 光伏电缆	套	5520	正负为一套
2.3	低压交流 电缆	ZRC-YJLV22-1.8/3kV-3×240	km	47.2	采用穿管、桥架 相结合方式, 其 中桥架 19.3km
2.4	交流电缆 接线端子	适用于 ZRC-YJLV22-1.8/3kV- 3×240	套	380	
三	电缆管与 桥架				
3.1	电力波纹 管	Φ50	km	3.5	光伏电缆保护管
3.2	电缆桥架	300*150	km	19.3	低压交流电缆桥 架
3.3	镀锌钢管	SC150	km	0.2	低压交流电缆过 道路
四	光伏场区 接地				
4.1	光伏组件 接地线	BVR-1×4	km	18.9	
4.2	逆变器接 地线	BVR-1×70	km	0.5	
4.3	水平接地 体	扁钢-50×5mm, 热镀锌	km	64.7	支架接地
4.4	垂直接地 体	镀锌钢管 DN50, L=2.5m	根	115	箱变接地

6 电气

6.1 电气一次

设计依据

- GB/T 19939 《光伏系统并网技术要求》；
- DL/T 5390 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》
- DL/T 5222 《导体和电器选择设计技术规定》
- DL/T 404 《3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》
- GB 50060 《3~110kV 高压配电装置设计规范》
- GB 50169 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》
- DL/T 620 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》
- GB 38755 《电力系统安全稳定导则》
- GB/T 510724 《110(66)kV~220kV 智能变电站设计规范》
- DL/T 5352 《高压配电装置设计规范》
- GB/T 50064 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》
- DL/T 537 《高压/低压预装式变电站》
- GB/T 50065 《交流电气装置的接地设计规范》
- GB 50217 《电力工程电缆设计标准》
- GB/T 50065 《交流电气装置的接地设计规范》
- GB 50057 《建筑物防雷设计规范》
- GB/T 4208 《外壳防护等级(IP 代码)》
- GB 50217 《电力工程电缆设计标准》
- DL/T 404 《3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》
- GB 50057 《建筑物防雷设计规范》
- GB/T 12326 《电能质量 电压波动和闪变》
- GB/T 14549 《电能质量 公用电网谐波》
- DL/T 448 《电能计量装置技术管理规程》

- GB/T 15543 《电能质量 三相电压不平衡》
- GB/T 15945 《电能质量 电力系统频率偏差》
- GB/T 14285 《继电保护和安全自动装置技术规程》
- GB/T 50062 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》
- GB/T 50063 《电力装置电测量仪表装置设计规范》
- DL/T 448 《电能计量装置技术管理规程》
- DL/T 5044 《电力工程直流电源系统设计技术规程》
- DL/T 5136 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》
- DL/T 51490 《变电站监控系统设计规程》
- DL/T 5002 《地区电网调度自动化设计规程》
- DL/T 5003 《电力系统调度自动化设计规程》

防止电力生产事故的二十五项重点要求(国能安全[2014]161 号)

电监会 5 号令《电力二次系统安全防护规定》

电监安全【2006】34 号《电力二次系统安全防护总体方案》、《变电站二次系统安全防护方案》

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)》

《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全[2014]161 号)

其它现行相关的国家、行业标准规范，设计手册等。

6.1.1 接入系统方式

6.1.1.1 电网现状

1) 益阳市电网现状

截至2022年底，益阳市拥有电源装机容量4403MW，其中：水电装机1410MW，火电装机1888MW，光伏装机555MW，风能装机550MW。

截至2022年底，益阳电网拥有500kV变电站（复兴变）1座，主变2台，容量1750MVA；拥有220kV变电站13座，220kV变压器22台，总容量3720MVA；拥有110kV公用变电站60座，110kV变压器87台，总容量

3885MVA；拥有35kV变电站51座，35kV变压器98台，总容量681MVA。益阳电网拥有220kV线路有31条，总长度1455km；110kV公用线路有94条，总长度1677km；35kV公用线路有81条，总长度1046km。

2022年益阳市调度供电量为100亿kWh，最高负荷为2209MW。

2) 沅江市电网现状

截至 2022 年底，沅江市电网现有风电场电站 5 座，装机容量 230MW；光伏电站 4 座，装机容量 270MW。

截至 2022 年底，沅江市范围内 220kV 变电站 1 座，主变容量 2×120MVA。110kV 变电站 6 座，主变 11 台，容量 460.5MVA；110kV 线路 11 条，线路长度 210.1km。

2022 年沅江最大调度供电量 11.6 亿 kWh，统调最高负荷 320MW。

3) 大通湖区电网现状

截至 2022 年底，大通湖区域内 220kV 变电站 1 座，滨湖变，主变 2 台，容量 240+180MVA；110kV 公用变电站 1 座，即大通湖变，主变 2 台，总容量 81.5MVA；35kV 公用变电站 3 座，主变 6 台，总容量 29MVA。大通湖区拥有 110kV 线路 1 条，线路全长 15.762km；35kV 线路 5 条，线路全长 50.09km。

2022 年大通湖区调度供电量为 1.8 亿 kWh，最高负荷为 64MW。

6.1.1.2 消纳方案分析

根据目前了解到的情况，南大膳镇光伏（270MW）、南洲渔场光伏（120MW）、金华垸光伏（170MW）、金盆镇光伏（60MW）、河坝光伏（80MW）、鹭滋湖光伏（180MW）、向阳湖光伏（80MW）、明山头光伏（130MW）计划2024年建成投产，北洲子光伏（100MW）、河坝光伏（80MW）等新能源预计十五五投产。

考虑新能源地理位置及周边电网情况，综合新能源送出的可靠性、经济性和规模，金盆镇光伏（60MW）可考虑以110kV电压等级接入系统。

6.1.1.3 接入点分析

结合大通湖区及周边区域新能源项目开展工作情况、建设时序、电站地理位置及周边电网规划、整体消纳情况，该区域新能源项目可接入系统的接入点主要有：

（1）明山220kV变电站

现有主变120+180MVA，规划220kV出线5回，已出线4回；110kV出线9回，已出线8回，2023年规划1回至南县储能站。本项目距离明山变电站约26km，距离较远，不考虑其作为本项目接入点。

（2）滨湖220kV变电站

现有变电站，现有主变180+240MVA，规划220kV出线6回，已出线3回；规划110kV出线12回，已出线4回，2023年规划2回分别至大通湖储能站及胜利渠风电。距离本项目约26公里，考虑到滨湖供区规划新能源规模在100万千瓦以上，消纳能力有限，不考虑其作为本项目接入点。

（3）沅江东220kV变电站

规划变电站，本期主变1台，预计2023年11月投产，主变容量240MVA。规划220kV出线8回，本期出线2回；规划110kV出线12回，本期110kV出线4回。本项目距离沅江东变电站约12km，考虑到沅江东投产后，北港光伏（100MW）、龙潭沟（50MW）、漉湖（50MW）、柴下洲风电（50MW）、黄茅洲风电（50MW）、新华风电（30MW）将改切至沅江东供区，基本没有剩余消纳空间，不考虑作为本项目110kV接入点。

（4）大通湖110kV变

现有变电站，主变31.5+50MVA，2022年最大负荷约44MW，最小负荷时刻负荷约7MW。规划110kV出线3回，已出线3回，站内挪移PT间隔位置可扩建1个110kV间隔。大通湖变距离本项目约11公里，可考虑其作为本项目的110kV接入点。

（5）明山-大通湖110kV线路

明山-大通湖110kV线路导线截面为LGJ-185，线路极限传输容量约75MW，能够满足金盆镇光伏送出需求。线路距离本项目约11公里，可考虑其作为金盆镇光伏的110kV接入点。

(6) 国能鹭滋湖、向阳湖光伏升压站

正在办理站址前期手续，预计2024年投产，计划以220kV线路汇集送出。升压站距离本项目约6公里，本项目可考虑以35kV电压等级接入。

6.1.1.4 接入系统方案

本工程在场区内新建一座220kV升压站，安装1台容量为150MVA有载调压升压变压器。拟接入沅江东220kV升压站(LGJ-630)，线路长度约为14.8km。最终的接入系统方案以电网主管部门审查通过的接入系统报告及接入系统批复文件为准。

6.1.2 电气主接线

6.1.2.1 光伏场区电气主接线

1) 35kV 箱式变电站

本工程双绕组箱式变电站高压侧电压等级为35kV。本光伏电站分为多个光伏发电单元，每个发电单元配一台容量为3200kVA的双绕组箱式变压器，箱变低压侧电压为0.8kV，光伏场区共装设19台容量为3200kVA的35/0.8kV双绕组式箱式变压器。

2) 光伏电站集电线路

本期工程设计3回集电线路接入项目新建的220kV升压站，电压等级为35kV，采用35kV电缆直埋敷设的方式。

6.1.2.2 升压站电气主接线

a) 升压站220kV侧接线

本工程装机容量150MW，本期工程建设装机容量60MW，考虑后期扩建(80MW)。综合考虑投资成本、运营安全可靠等方面。220kV侧接线采用单母线接线形式。其特点为：接线简单清晰，投资省，继电保护

简单。预留远期 1 个主变进线间隔。

b) 升压站 35kV 侧接线

主变低压侧电压等级为 35kV，35kV 侧接线采用单母线接线，本期建设 35kV I 段母线。光伏场区集电线路共分 3 组，经 35kV 集电线路接入升压站 35kV 开关柜。35kV 母线上共安装 12 面开关柜，包括 3 面进线开关柜，2 面无功补偿装置柜，1 面接地变兼站用变柜，1 面主变低压侧进线柜及 1 面 PT 柜，4 面 35kV 备用柜。

升压站电气主接线图详见“220kV 升压站电气主接线图”。

6.1.2.3 35kV 中性点接地方式

为防止 35kV 系统单相接地时出现弧光过电压，造成电气设备绝缘损坏，本工程采用接地变压器带小电阻接地的方式来抑制弧光过电压，35kV 系统发生单相接地时继电保护动作，切除故障线路。

6.1.3 短路电流及主要电气设备

6.1.3.1 短路电流

由于缺乏详细的电网参数，本工程 220kV 升压站 220kV 电气设备短路电流水平暂按 50kA 进行设计，35kV 电气设备短路电流水平暂按 31.5kA 进行设计。最终的接入系统方案以电网主管部门审查通过的接入系统报告及接入系统批复文件为准，进行复核。

6.1.3.2 主要电气设备选择

选择主要电气设备时，按照设备的额定电流、短路开断容量、最大关合电流峰值、额定峰值耐受电流、额定短时耐受电流和持续时间等参数值进行选择。

本光伏电站升压站海拔高度在 300m 以下，电气设备应满足在海拔 1000m 以下高程运行的要求。场地污秽等级为 IV 级，各电压等级户外电气设备按爬电比距不小于 3.1cm/kV 选型。

根据气象站近 30 年影响光伏发电的灾害性天气统计值设计使用条件

为:

- ① 极端最高气温: 40.6℃
- ② 极端最低气温: -7.4℃
- ③ 湿度: 80%
- ④ 大气的腐蚀性等级: C3
- ⑤ 地震基本烈度: VI度
- ⑥ 水平地震峰值加速度: 0.05g(50 年超越概率 10%)
- ⑦ 海拔高度: 20~30m
- ⑧ 年均雷暴日: 49.2 天

a) 主变压器

本工程规划总装机容量为 150MW, 本期工程升压站安装 1 台容量为 150MVA 的主变, 为三相、双绕组、自冷型油浸式低损耗有载调压变压器。

型号:	SZ18-150000/220
冷却方式:	ONAN
额定频率:	50Hz
额定容量:	150MVA
额定电压比:	230±8×1.25%/37
调压方式:	高压侧有载调压
阻抗电压:	14%
连接组别:	YN,d11
数量:	1 台
能效等级:	新国标 3 级能效
220kV 中性点接地方式: 中性点经隔离开关有效接地方式	

b) 220kV 高压配电设备

对于升压站 220kV 高压配电装置的选型和布置, 其形式可分为空

气绝缘的敞开式开关设备(AIS)和气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)。本工程主要考虑以下两种方案,即户外 GIS 方案(方案 1)、户内 GIS 方案(方案 2)以及户外 AIS 方案(方案 3)。方案 1 中,考虑节省占地面积, GIS 设备布置于 35kV 配电室的楼上,为架空线出线。现对上述两种方案进行比较:

表 6.1-2 220kV 配电装置方案比较表

	方案 1(户外 GIS)	方案 2(户内 GIS)	方案 3(户外 AIS)
特点	占地面积和空间小;不需建造房屋;气候环境影响小;维护周期长	占地面积和空间小;需建造房屋;气候环境影响小;维护周期长	占地面积较大;检修方便;维护周期短
电气设备价格	1 个断路器间隔及 1 个 PT、避雷器间隔,合计约 120 万元	1 个断路器间隔及 1 个 PT、避雷器间隔,合计约 120 万元	1 个断路器间隔及 1 个 PT、避雷器间隔,合计约 60 万元
土建及征地费用	10 万元	20 万元	10 万元
可比总投资	130 万元	140 万元	70 万元
差价	60 万元	70 万元	0

从上表中可以看出,户外 AIS 方案在投资上比 GIS 方案要节省费约 60~70 万元,但敞开式开关设备外露部件多,易受气候环境条件的影响。方案 1 具有占地面积小、可靠性高、检修周期长、维护工作量小的优点。综合考虑投资成本比较、安全运行以及发电效益,本工程推荐采用方案 1(户外 GIS 方案)。根据《国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)》要求, GIS 出线间隔的避雷器宜采用外置结构,故本工程出线避雷器采用敞开式设备。”

本工程 220kV 高压配电设备采用户外 GIS 设备。

断路器额定电流为 1250A,额定开断电流为 50kA/3s;

隔离开关额定电流为 1250A,额定耐受电流为 50kA/3s;

快速接地开关额定耐受电流为 50kA(3s),峰值耐受电流为 100kA。

主变进线侧 CT 变比为 1000-2000/1A、500/1A,精度为 0.5/5P30/5P30/5P30。

主变出线侧 CT 变比为 1000-2000/1A, 精度为 5P30/5P30/5P30/5P30。

母线 PT 变比为 $220/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1\text{kV}$, 精度为 0.2/0.5(3P)/3P/3P;

计量专用 CT 变比为 500-1000-1500/5A, 精度为 0.2S;

出线 PT 变比为 $220/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1\text{kV}$; 精度为 0.5(3P)/3P;

计量专用 PT 变比为 $220/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$, 精度为 0.2。

1) 220kV 氧化锌避雷器 (外置):

型号: Y10W-204/532

避雷器额定电压(有效值): 204kV

系统标称电压(有效值): 220kV

持续运行电压(有效值): 156kV

操作冲击电流残压峰值: 442kV

雷电冲击电流残压(峰值): 532kV

c) 35kV 配电装置

35kV 配电装置选用交流户内成套装置 KYN61-40.5 金属封闭开关设备, 采用加强绝缘型结构, 一次元件主要包括断路器、操动机构、电流互感器、避雷器等, 为单母线接线方式, 运行灵活、供电可靠。

断路器额定电流按 1250A (主变进线柜 3150A) 选择, 额定开断电流按 31.5kA 选择。

型式: 金属封闭开关柜

额定电压: 40.5kV

额定频率: 50Hz

额定电流: 1250A/3500A (主变进线柜)

额定短路开断电流: 31.5kA

额定短路关合电流: 80kA

额定动稳定电流：80kA

额定热稳定电流（4s）：31.5kA

外壳防护等级：IP4X

1) 35kV 断路器

型号：真空断路器

额定电压：40.5kV

额定频率：50Hz

额定电流：1250A/3500A（主变进线柜）

额定短时工频耐受电压 U_d （有效值）：相对地及相间：95kV

开关断口：118kV

额定雷电冲击耐受电压 U_p （有效值）：相对地及相间：185kV

开关断口：215kV

额定短路开断电流：31.5kA

额定短时耐受电流：31.5kA

额定短路关合电流：80kA

额定峰值耐受电流：80kA

额定短路持续时间：4s

2) 35kV 接地开关

额定电压：40.5kV

额定频率：50Hz

额定电流：1250A

额定短时工频耐受电压 U_d （有效值）：相对地及相间：95kV

开关断口：118kV

额定雷电冲击耐受电压 U_p （有效值）：相对地及相间：185kV

开关断口：215kV

额定短时耐受电流：31.5kA

接地开关额定短路关合电流：80kA

额定峰值耐受电流：80kA

额定短路持续时间：4s

接地开关的额定短时耐受电流和额定峰值耐受电流与主刀一致。

3) 35kV 电流互感器

型号：LDZC-35

额定电压：40.5kV

额定频率：50Hz

额定工频耐受电压（有效值）：95kV

额定雷电全波冲击耐受电压：185kV

4) 35kV 电压互感器

型号：JDZX9-35

变比： $35/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/3\text{kV}$

级次组合：0.2/0.5(3P)/3P/3P

5) 35kV 氧化锌避雷器

型号：HY5WZ-51/134、HY5WR-51/134 (无功补偿柜、FC 支路柜)

避雷器额定电压：51kV

持续运行电压(有效值)：41kV

标称放电电流：5kA

30/60s 的操作冲击电流下的残压（2kA 峰值）：220kV

8/20s 雷电冲击电流下的残压（10kA 峰值）：125kV

1/5s 陡波冲击电流下的残压（10kA 峰值）：145kV

短时耐受电流最小值(峰值)(4/10s)：100kA

直流 1mA 参考电压：不小于 73kV

d) 接地兼站用变及接地电阻

本工程 35kV 直埋电缆长约 8.18km，考虑到后期工程，35kV 母线单

f) 无功补偿装置

本变电站谐波由逆变器产生，逆变器输出端总电流波形畸变率 $<3\%$ (额定功率状态下)，变压器接线组别为 D, yn11，三角形接线对三次及三的倍数次谐波有一定的过滤作用。本电站 SVG 无功补偿装置采用有源滤波方式，可滤除高次谐波。

为保证本工程电能并网运行时基本不与电网交换无功，本阶段拟在升压站 35kV I 段母线装设 1 套动态无功补偿装置，总容量按 $-15\sim+35\text{Mvar}$ 配置，装置包括 1 组水冷直挂式 SVG、1 组无功补偿兼 5 次滤波功能的 FC 支路、1 组无功补偿兼 7 次滤波功能的 FC 支路。SVG 装置容量为 $\pm 25\text{Mvar}$ 、5 次 FC 支路容量为 $+5\text{Mvar}$ 、7 次 FC 支路容量为 $+5\text{Mvar}$ 。最终无功补偿形式及容量以接入系统报告批复意见为准。

g) 35kV 箱式变电站

箱式变电站容量选用 3200kVA，35kV 三相双绕组干式升压变压器。

型 号:	SCB12-3200/35
容 量:	3200kVA
高压侧额定电压:	37kV
低 压 侧:	0.8kV
变 比:	$37\pm 2\times 2.5\%/0.8\text{kV}$
联接组别:	D, y11y11
短路阻抗:	6%。
能效等级:	新国标三级
防护等级:	IP54

6.1.4 电气设备布置

220kV 升压站内主要生产设施有：220kV 主变、220kV 户外 GIS 配电设备、35kV 配电室、无功补偿装置、继电保护设备、中央控制设备、通信设备、交直流一体化设备等。

升压站220kV配电装置采用户外GIS设备。主变采用户外布置，布置于35kV配电室东面。设计中考虑设备运输、电气和防火距离的要求，主变压器与35kV配电装置之间采用全绝缘管母线连接。

35kV 配电装置采用 KYN61-40.5 铠装型移开式金属封闭开关柜，单列布置在 35kV 配电室内；35kV 接地变兼站用变布置在 35kV 配电室东侧。继保室、主控制室以及站用低压配电屏布置在 35kV 配电室西侧。

35kV 无功补偿装置的 FC 支路采用户外布置在升压站北侧，SVG 控制柜、功率柜采用集装箱式布置于升压站北侧。设计中考虑运输、电气和防火距离的要求。

6.1.5 过电压保护及接地

为保证电力系统的安全运行和光伏发电及附属设施的安全，大型并网光伏电站必须有良好的避雷、防雷及接地保护装置。避雷、防雷装置应符合《建筑物防雷设计规范》(GB 50057)要求，接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》(GB 50169)要求。

6.1.6.1 光伏场区防雷接地

(1) 防直击雷保护及接地

本电站光伏方阵主要通过光伏阵列支架与场区接地网连接进行直击雷保护。光伏阵列根据电站布置形成一个接地网，接地网与光伏组件基础钢筋焊接做接地体，子方阵接地体焊接成网状，各子方阵接地体相互连接。箱式变电站的接地网采用在设备四周敷设水平接地体为主，辅以敷设垂直接地极的人工接地网方案，该接地网充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体，接地网外缘闭合，主接地网敷设于地平面 0.8m 以下土层中。接地网至少 2 处以上从不同方向与光伏阵列接地网连成一体。箱式变电站、逆变器室内所有电气设备均应可靠接地。

(2) 光伏发电系统过电压保护

为防止直流线路上侵入波雷电压，在直流汇流箱、直流配电柜，逆变

器及箱式变电站内逐级装设避雷器。35kV 及以下电气设备以避雷器标称放电电流 5kA 时雷电过电压残压为基础进行绝缘配合。

光伏发电场区接地系统应连续、可靠，接地电阻不应大于 4Ω ，接地电阻通过电阻测量仪测量。

6.1.6.2 升压站防雷接地

(1) 防直击雷保护及接地

根据升压站设备布置情况，本工程采用避雷针及屋顶避雷带联合形成防直击雷保护方案。本工程在升压站内设置 1 根独立避雷针(针高 $H=35\text{m}$)、1 根构架避雷针(针高 $H=35\text{m}$)，主变压器以及 35kV 无功补偿等设备在避雷针保护范围内；对不在和不完全在避雷针保护范围内的建筑物，采用在建筑屋顶设热镀锌钢带的方式进行防直击雷保护。

为了保证人身和设备的安全，升压站内接地网以水平接地体为主，垂直接地极为辅，联合构成的复合式的人工接地网方案，并在避雷针和避雷器处设集中接地装置。考虑土壤的对接地体的腐蚀因数，本工程升压站接地网水平接地体拟采用 $-60\times 6\text{mm}$ 热镀锌扁钢，垂直接地体拟采用 $\Phi 50\times 3.5$ 镀锌钢管($L=2.5\text{m}$)。

站区加强均压布置以满足接触电势和跨步电势的要求。升压站设一个总的接地网，接地网采用至少从不同方向两处以上与光伏场区发电系统接地网形成连接。

升压站的保护接地、工作接地、过电压接地采用一个总的接地装置。接地电阻按《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065)要求 $R\leq 2000/I$ 设计。由于缺少系统侧短路电流的计算成果，本阶段接地电阻暂按 $R\leq 0.5\Omega$ 设计。本升压站的接地网为以水平均压网为主，并采用部分垂直接地极组成复合环形封闭式接地网。考虑到站区地质等因素，如接地电阻不能满足要求，则需采用降阻措施，如采用接地极或接地模块。

(2) 升压站过电压保护

升压站绝缘配合遵照《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 规定的绝缘配合原则进行设计，选择设备绝缘水平和保护装置特性参数之间的绝缘配合有一定裕度，并配置适当的过电压保护装置。在升压站的 220kV 出线侧及 35kV 母线上装设一组无间隙金属氧化锌避雷器对雷电侵入波和其他过电压进行保护；每一台箱变高压侧装设一组金属氧化锌避雷器；主变中性点装设金属氧化锌避雷器一只，与隔离开关和放电间隙配合使用。

a) 各级电压电气设备的绝缘配合及过电压保护措施

避雷器的装设组数及配置地点，取决于雷电侵入波在各个电气设备产生的过电压水平。本工程设计各电压母线均装设避雷器。

1) 避雷器选择

220、35kV 氧化锌避雷器按《国家电网公司输变电工程 2009 年版通用设备》选型，作为各电压绝缘配合的基准，其主要技术参数分别见表 6.1.6-1、6.1.6-2。

表 6.1.6-1 220kV 氧化锌避雷器主要技术参数

名 称	参数
额定电压(kV, 有效值)	204
最大持续运行电压(kV, 有效值)	159
操作冲击(30-100 μ s)10 kA 残压(kV, 峰值)	452
雷电冲击(8/20 μ s)10 kA 残压(kV, 峰值)	532
陡坡冲击(1 μ s)10kA 残压(kV, 峰值)	594

表 6.1.6-2 35kV 氧化锌避雷器主要技术参数

名 称	参数
额定电压(kV, 有效值)	51
避雷器最大持续运行电压(kV, 有效值)	40.8
操作冲击(30-100 μ s)10 kA 残压(kV, 峰值)	114
雷电冲击(8/20 μ s)10kA 残压(kV, 峰值)	134

名 称	参 数
陡坡冲击(1 μ s)10kA 残压(kV, 峰值)	154

2) 电气设备的绝缘水平

220kV 系统以雷电过电压决定设备的绝缘水平, 在此条件下一般都能耐受操作过电压的作用。雷电冲击的配合, 以雷电冲击 10kA 残压为基准, 配合系数取 1.4。220kV 电气设备的绝缘水平见表 6.1.6-3, 35kV 电气设备的绝缘水平见表 6.1.6-4, 经核算满足配合要求。

表 6.1.6-3 220kV 电气设备的绝缘水平

设备名称	设备耐受电压值				
	雷电冲击耐压（kV，峰值）			1min 工频耐压 （kV，有效值）	
	全波		截波		
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘
主变压器	950	1050	1050	360	395
其他电器	1050		1050	395	
断路器断口	950			395	
隔离开关断口		1050+200			460+145

表 6.1.6-4 35kV 电气设备及主变压器中性点绝缘水平

设备名称	设备耐受电压值				
	雷电冲击耐压(kV, 峰值)			1min工频耐压(kV, 有效值)	
	全波		截波	内绝缘	外绝缘
	内绝缘	外绝缘			
主变低压侧	200	185	220	85	80
主变压器中性点	325		325	140	140
断路器断口间	185		/	95	
其他电器	185		/	95	

备注: 表格中数值为标准值, 本工程无需修正。

b) 升压站的污秽等级、电气设备的外绝缘要求及绝缘子串的选择

1) 本工程处于 d 级污秽区，考虑一定的裕度，本工程按照 e 级污秽等级对升压站户外电气设备电瓷外绝缘进行设计，对应爬电比距要求为 31mm/kV，折算成外绝缘有效爬电距离：220kV 设备不小于 $218 \times 31\text{mm} = 6750\text{mm}$ ；35kV 设备不小于 $40.5 \times 31\text{mm} = 1256\text{mm}$ 。

2) 本工程绝缘子选用 XWP-100 型防污盘形悬式瓷绝缘子，单片绝缘子的爬电距离为 450mm，根据 220kV 应不小于 7812mm 的爬电比距进行校验，220kV 选用的绝缘子片数不应小于 $n = 6750 / 450 = 15$ (片)，考虑一定预留，220kV 耐张和悬垂绝缘子串片数均选取 16 片。

c) 屋外配电装置最小安全净距

屋外配电装置最小安全净距见表 6.1.6-5。

表 6.1.6-5 配电装置最小安全净距(mm)

符号	适用范围	220kV	35kV
A1	带电导体至接地架构	1800	400
A2	带电导体相间	2000	400
B1	(1) 带电导体至栅栏 (2) 设备运输外壳至带电导体 (3) 不同时停电检修的垂直交叉导体之间	2550	1150
B2	网状遮拦至带电部分之前	1900	500
C	带电导体至地面	4300	2900
D	(1) 不同时停电检修的两行回路之间的水平距离 (2) 带电导体至围墙顶部 (3) 带电导体至建筑物边缘	3800	2400

6.1.6 站用电及照明

6.1.6.1 站用电

升压站站用电主要包括电气设备电源、继电保护系统、直流及通讯系统、监控系统、检修设备以及照明、通风、空调、水泵设备、办公用电和生活用电等。

a) 负荷等级

升压站重要的电气设备供电(如操作电源、直流电源等)以及消防设备

供电(如消防水泵、火灾自动报警等)的负荷等级为二级,其余负荷等级为三级。

b) 负荷统计

电力负荷统计按需要系数法和单位面积密度法计算,根据负荷统计结果,负荷统计如表 6.1-3 所示,站用变容量选择为 250kVA。

表 6.1-3 负 荷 统 计 表

序号	设 备 名 称	设备容量台数				备注
		额定容 量 (kW)	安装数 量 (台(回))	工作数量 (台(回))	计算容量 (kW)	
站内动力负荷 P1						
1	深井水泵	7.5	1	1	7.5	
2	通风机	3	1	1	3	
3	电动门	3	1	1	3	
4	稳压泵	2.2	2	1	2.2	
5	远动电源	5	2	1	5	
6	通信电源	3	1	1	3	
7	无功补偿 SVG 端子箱电源	3	2	1	6	
8	110kV 配电装置电源	5	1	1	5	
9	35kV 配电装置电源	4	1	1	4	
10	主变中性点设备电源	3	2	1	6	
11	主变有载调压开关操作电 源	3	2	1	6	
10	主变端子箱电源	1	2	1	2	
11	主变在线滤油机电源	3	2	1	6	

12	直流屏电源	12	4	2	28	
13	站用变就地成套设备交流电源	3	1	1	3	
14	接地变就地成套设备交流电源	3	1	1	3	
15	UPS 电源	8	1	1	8	
16	继保室电源	7	1	1	7	
17	遥视电源	2	1	1	2	
	合计			P1=	109.7	
站内电热负荷 P2						
18	电热水器	2	12	6	12	
19	电暖气 1	2.5	13	7	17.5	
20	电暖气 2	2.0	16	8	16	
	合 计			P2=	45.5	
站内照明负荷 P3						
21	室外照明	3	1	0.7	2.1	
22	室内照明	5	1	0.7	3.5	
23	事故照明	3	1	1	3	
	合 计			P3=	8.6	
	$S=0.85P1+P2+P3$ (kVA)	$S=0.85\times 109.7+45.5+8.6=147.345$				
	$S_d=1.1S$ (kVA)	$S_d=1.1\times 147.345=162.08$				
	选择变压器容量 (kVA)	315				

c) 供电电源

升压站 400V 站用电源采用双电源供电，一回通过升压站 35kV 站用变压器供电；另一回施工兼备用电源引自场外独立的 10kV 电源。

d) 设备选择

根据负荷统计, 35kV 站用变压器容量为 315kVA, 本工程选用接地变兼站用变压器 DKSC-715/37-315/0.4, 变比: $37\pm 2\times 2.5\%/0.4\text{kV}$, $U_d=6\%$, ZN, yn11。

10kV 施工兼备用变压器电源从站外独立的 10kV 电源引接, 变压器选用预装式变电站, 容量为 315kVA, 型号选用: SCB13-315/10, 变比: $10.5\pm 2\times 2.5\%/0.4\text{kV}$, $U_d=4\%$, D, yn11。

低压设备选择交直流一体化配电装置。考虑到运行特点以及供电要求, 400V 交流电源采用自动转换开关电器(ATSE)实现自动投切功能, 两段母线, 不设母线分段开关, 对重要供电负荷分别从两段母线上引接。

6.1.7.2 照明

根据《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T 5390-2014、《建筑照明设计标准》GB 50034-2013 的要求, 升压站的照明系统分工作照明和应急照明两个部分。

为确保设备正常运行, 及时处理故障、保证工作人员安全疏散, 在主控室、继保室、高低压配电装置室等重要场所设置备用照明, 主要通道、出入口设置疏散照明。

1) 主控室、继保室、会议室、办公室要求光线柔和, 无阴影及照度均匀, 采用嵌入式栅格荧光灯。

2) 宿舍、走道照明采用嵌入式筒灯或吸顶灯。

3) 高低压配电装置室采用荧光灯和壁灯。

4) 升压站室外照明采用庭院灯、投光灯、泛光灯等照明。

6.1.7 电缆敷设及防火封堵

(1) 站内低压电力电缆和控制电缆采用电缆沟、穿管等敷设方式; 35kV 电力电缆采用电缆隧道的敷设方式;

(2) 电缆沟采用角钢电缆支架敷设电缆;

- (3)电缆沟支架全部采用热镀锌防腐处理。
- (4)在电缆沟的接口处，公用主电缆沟与引接分支电缆沟的接口处，屏、柜、箱的底部电缆孔洞等处，采用耐火材料进行封堵；
- (5)电缆沟内每隔 60m 处设置防火墙；
- (6)在控制电缆与电力电缆之间设置层间耐火隔板；
- (7)对直流电源、事故照明、火灾报警系统的全部电缆，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，采用电缆防火涂料进行涂刷；
- (8)本站主控制室、二次电缆沟道中及升压站的就地端子箱内，敷设截面为 120mm² 的裸铜排(缆)，构建室内、外的二次等电位接地网。

6.1.8 电气一次设备材料清单

升压站电气一次设备材料清单见表6.1-3。

表 6.1-3 升压站电气一次主要设备材料清单

序号	名 称	规 格 及 技 术 规 范	单位	数量	备 注
一	220kV 升压站设备				
1	主变压器系统	电力变压器 SZ18-150000/220 150MVA	台	1	三级能效
		中性点成套设备	套	1	
2	220kV 配电装置	融冰开关 GW17A-252	组	2	
		电容式电压互感器 TYD220/√3-0.005H 0.5(3P)/3P, 30/30VA	台	2	
		避雷器 Y10W-204/532	支	9	
		220kV GIS 主变进线间隔, 1250A, 50kA/3s	个	1	
		220kV GIS 出线间隔, 1250A, 50kA/3s	个	2	
		220kV GIS PT 间隔, 0.2/0.5(3P)/3P/3P	个	1	

序号	名 称	规 格 及 技 术 规 范	单位	数量	备 注
		钢芯铝绞线 LGJ-2×630	m	200	
		钢芯铝绞线 LGJ-300	m	300	
		GIS SF6 气体密度及微水在线监测系统	套	1	
		设备线夹（各种型号）	套	30	
		耐张绝缘子串 16(XWP-70)	串	6	
3	35kV 配电装置	35kV 主变进线柜 KYN61-40.5 型，真空 断路器 3150A	面	1	
		35kV 集电线路柜 KYN61-40.5 型，真空 断路器 1250A	面	7	
		35kV PT 柜 KYN61-40.5 型	面	1	
		35kV 接地变兼站用变柜 KYN61-40.5 型，真空断路器 1250A	面	1	
		35kV SVG 支路柜 KYN61-40.5 型，SF6 断路器 1250A	面	1	
		5 次 FC 支路和 7 次 FC 支路柜 KYN61- 40.5 型，SF6 断路器 1250A	面	1	
		水冷直挂式 SVG，容量±25Mvar、含集装 箱	套	1	含连接电 抗器、集 装箱
		5 次 FC 支路（+5Mvar）	套	1	
		7 次 FC 支路（+5Mvar）	套	1	
		35kV 接地变兼站用变 DKSC-715/37- 315/0.4，R=101Ω	台	1	二级能效
		全绝缘管母线 3150A（含支架及附件）	m	45	单相/m

序号	名 称	规 格 及 技 术 规 范	单位	数量	备 注
		气体泄露报警装置	套	1	
4	站用电系统	10kV 备用变 YBM-315/10	台	1	二级能效
5	站内电缆及防火堵料	1kV 电力电缆	m	4000	各种型号
		电缆防火堵料	t	3	
		35kV 电力电缆 ZC-YJV22-3×70	m	100	接地兼站 用变
		35kV 电力电缆 ZC-YJV22-3×95	m	350	5 次 FC、7 次 FC 装置
		35kV 电力电缆 ZC-YJV22-3×300	m	150	SVG
		35kV 冷缩电力电缆头(与 ZC-YJV22-3×70、3×95、3×300 配套)	套	8	
		10kV 电力电缆 ZC-YJV22-3×70	m	200	站用变用
		10kV 电力电缆头与(ZC-YJV22-3×70 配套)	套	2	
6	升压站防雷、接地工程	水平接地装置 镀锌扁钢 60×6	km	4.4	
		垂直接地装置 镀锌钢管 DN50×3.5	根	250	2.5m/根
		电解地极	套	40	
		独立避雷针, 针高 35m	根	1	
		构架避雷针, 针高 35m	根	1	
7	其他	电气防火材料	t	5	
		照明动力配电箱	套	10	
		室外照明灯具	套	30	
		焊接钢管	m	1000	
		YJV 电力电缆 (3×4mm ²)	m	1000	
		室内照明	项	1	

序号	名 称	规 格 及 技 术 规 范	单位	数量	备 注
		检修箱	套	6	
		电缆支架 L50×5 及 L40×4	t	4	
		钢材(各种型号)	t	10	
8	送出工程	接至沅江东 220kV 变电站 220kV 线路 (LGJ-630)	km	14.8	自投
二	光伏场区设备				
1	集电线路	35kV 电力电缆 YJLV22-3×95	km	5.76	
		35kV 电力电缆 YJLV22-3×150	km	0.44	
		35kV 电力电缆 YJLV22-3×240	km	0.35	
		35kV 电力电缆 YJLV22-3×300	km	0.26	
		35kV 电力电缆 YJLV22-3×400	km	1.37	
		35kV 电缆终端头	套	28	
		35kV 电缆中间接头	套	6	
		电缆分支箱	台	2	
2	35kV 箱式变压器	3200kVA 铜芯油浸式密封式三相双绕组升 压变压器 SM18-3200/35/0.8kV	台	19	
2	电缆管与桥架	电力波纹管 Φ50	km	25	
		电力波纹管 Φ70	km	3.9	
		镀锌钢管 DN150	km	1.5	过道路
		电缆桥架 200*150	km	17.5	
		电缆桥架 300*150	km	7.5	
		电缆桥架 500*150	km	5	
3	光伏场区接地	光伏组件接地线 BVR-1×4	km	28.5	
		逆变器接地线 BVR-1×70	km	0.75	

序号	名 称	规 格 及 技 术 规 范	单位	数量	备 注
		水平接地体 扁钢-50×5mm, 热镀锌	km	100	支架接地
		垂直接地体 镀锌钢管 DN50, L=2.5m	根	76	箱变接地

6.2 电气二次

6.2.1 监控系统

本工程计算机监控系统按“无人值班(少人值守)”的方式设计, 计算机监控系统由升压站监控和光伏场区监控两部分组成。升压站监控由站控层和间隔层组成; 光伏场区监控由场区各设备的就地监控组成, 不单独设站控层, 直接接入升压站监控系统, 由升压站监控系统的站控层设备完成对光伏场设备的集中监控。

6.2.1.1 升压站计算机监控系统

监控系统采用分层分布式系统结构, 由间隔层和站控层组成。

a) 站控层由光伏监控服务器、主机兼工程师工作站、主机兼操作员工作站、远动工作站、卫星对时装置、网络接口设备及打印机等设备组成。站控层设备负责全站设备的集中监控, 布置在升压站的控制室内。

1) 监控功能

升压站监控系统站控层设备能够对220kV断路器、220kV电动隔离开关和接地刀闸、主变中性点开关、35kV断路器等进行远方操作。

2) 监测功能

监测功能主要有: 数据采集及处理; 事件顺序记录及故障处理; 异常报警; 历史数据记录; 运行监视及运行管理等。

3) 远动功能

升压站监控系统的综合通信管理终端负责与电力调度系统通信, 完成调度系统对光伏电站的遥测、遥信、遥控、遥调等远动功能。

4) 微机防误功能

隔离开关、接地刀闸等都必须有操作闭锁措施，严防电气误操作。升压站配置 1 套微机五防系统，以防止误分、误合开关；防止带负荷拉、合隔离刀闸；防止带电挂(合)接地线(接地刀闸)；防止带接地线(接地刀闸)合开关(隔离刀闸)；防止误入带电间隔。

b) 间隔层采集各种实时信息，监测和控制一次设备的运行，自动协调就地操作与站控层的操作要求，保证设备安全运行，并具有就地/远方切换开关，在站控层及网络失效的情况下，仍能独立完成一次设备的监测和控制功能。

间隔层设备主要由测控单元和保护单元组成，主要包括：220kV 线路保护和测控设备、220kV 主变保护和测控设备、35kV 配电装置保护测控设备、公用测控设备等。

6.2.1.2 光伏场监控系统

光伏场区监控系统包括并网逆变器的就地监控、箱变就地监控、通信和加密认证装置等。

6.2.1.2.1 并网逆变器的控制、保护、测量和信号

并网逆变器主要通过三相桥式变换器，将光伏阵列输出直流电压变换为高频的三相斩波电压，并通过滤波器滤波变成正弦波电压并入电网发电。

a) 并网逆变器的就地监控和保护

并网逆变器的就地监控保护主要通过其配套的测控、保护装置实现。并网逆变器的就地保护测控装置由并网逆变器自带并安装在逆变器内。

并网逆变器具有完善的自动控制和保护功能，其主要自动控制功能如下：

- (1) 光伏组件的最大功率点跟踪功能(MPPT)；
- (2) 先进的孤岛效应检测功能；

- (3) 过载、短路、电网异常等故障保护及告警功能；
- (4) 自动并网和断电后自动重启功能；

并网逆变器配置的主要保护为：极性反接保护、短路保护、孤岛效应保护、过热保护、过载保护、接地故障保护、数据处理(DSP)故障保护等。

b) 并网逆变器的集中监控

光伏场内逆变器通过 PLC 载波通信方式和数据采集器通信，数据采集器通过 RS485 方式与箱变测控装置通信。箱变测控再通过光纤环网交换机组成光纤通信网络与升压站监控系统进行通信。并网逆变器的集中监控由升压站计算机监控系统实现。

其主要功能为：

- (1) 连续记录运行数据和故障数据。

实时显示工程的当前发电总功率、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。可查看每台逆变器的运行参数。

- (2) 监控装置可每隔 5 分钟存储一次工程所有运行数据，可连续存储 20 年以上的工程所有的运行数据和所有的故障纪录。

- (3) 监控主机提供对外的数据接口，即用户可以通过网络方式，异地实时查看整个电源系统的实时运行数据以及历史数据和故障数据。

c) 并网逆变器的测量和信号

并网逆变器测量逆变器主要的运行信号，具体如下：

直流电压、直流电流、交流电压、交流电流、逆变器温度、频率、功率因数、当前发电功率、电量。

不设常规音响信号系统。所有的事故、故障信号均输入控制室计算机监控系统，由计算机监控系统进行显示和语音报警，并打印记录。主要信号为：

电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流

电压过高、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通讯失败。

6.2.1.2.2 35kV 箱式变的控制、保护、测量和信号

35kV 箱式变的控制、保护、测量和信号应满足相关规程规范的要求。箱变内配置智能箱变测控装置,装置集成了协议转换、数据采集等功能。外部设备(如数据采集器等设备)可通过 RS485 方式与箱变测控装置通信,转换成统一的通信协议后,再通过通信光缆传至升压站监控系统后台,实现箱变、逆变器等设备的远程监控。根据调网安〔2018〕10 号国调中心关于印发《国家电网公司电力监控系统等级保护及安全评估工作规范(试行)》等 3 个文件的通知要求,每台箱变测控装置出口加装 1 台微型纵向加密装置,在接入升压站监控后台前加装 1 台电力专用核心纵向加密认证装置。

箱式变的保护测控功能主要有:电操作开关的远程分合;箱变低压侧三相电流、电压的采集;箱变内相关设备位置状态信号的采集;箱变高温报警,超温跳闸信号等。

箱变高压侧配置断路器,配置微机保护(通过保护测控装置实现),具有差动保护、电流速断保护、过电流保护、过负荷保护等保护;低压侧配置智能断路器,具有短路瞬时保护、短路短延时保护、过载保护、接地故障保护等保护;变压器本体配置温度高报警、温度超高跳闸、轻瓦斯告警、重瓦斯跳闸、压力释放阀动作信号、等非电量保护。

每台箱变设置 1 台智能微型不间断电源,自带蓄电池组,输出功率应满足保护测控装置、操作控制电源、储能电机电源的负荷要求,放电时间不少于 2 小时。

6.2.2 继电保护及安全自动装置

升压站内主要电气设备(220kV 线路、主变压器、35kV 线路等)的继电保护及安全自动装置按照《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T

14285-2006)、《光伏电站继电保护配置及整定技术规范》(GB/T 32900-2016)等规程规范进行配置,同时须满足当地电网的要求和实际情况,继电保护选用微机型保护装置。

6.2.2.1 220kV 线路保护

220kV 线路配置光纤纵联差动保护作为线路主保护,并配有阶段式相间距离、接地距离、零序电流方向保护及重合闸做后备保护。220kV 线路保护装置双重化配置,组 2 面柜;另配置 1 套断路器辅助保护装置。220kV 线路保护型号及配置应与对侧变电站的线路保护一致,每套线路保护均采用 1 路专用光纤通道、1 路 2M 复用通道,最终配置应根据接入系统审定方案确定。

6.2.2.2 220kV 母线保护

本项目 220kV 系统为单母线接线,配置双重化 220kV 母线保护装置。保护动作后,快速跳开与故障母线相连的所有断路器。每套保护由母线差动保护、断路器失灵保护构成,并具有复合电压闭锁功能。断路器失灵保护具备失灵电流判别功能。220kV 母线保护组 2 面柜,布置在继保室。

6.2.2.3 220kV 主变压器保护

主变压器采用三相两卷有载调压升压变压器,主变压器保护配置原则为:主变压器的电量保护按双重化配置,每套保护采用主后备一体化微机保护装置,两套保护装置引自不同的电流/电压互感器二次绕组;主变压器配置独立的非电量保护。每套电量保护装置主要包括:

- a)纵联差动保护;
- b)主变高压侧复压闭锁方向过流保护;
- c)主变高压侧中性点零序过流保护;
- d)主变高压侧带偏移特性的阻抗保护
- e)主变中性点间隙零序电流、零序过电压保护;

- f)主变高压侧过负荷保护;
- g)主变低压侧复压闭锁方向过流保护;
- h)主变低压侧过负荷保护;
- i)主变低压侧零序过压、过流保护;

非电量保护包括:

- a)本体非电量保护: 本体轻/重瓦斯保护、压力释放保护、油温高/过高保护、油位异常保护、压力突变保护;
- b)套管非电量保护: 绕组温度高保护;
- c)调压开关非电量保护: 调压开关轻/重瓦斯保护、油位异常保护、压力释放保护等。

本项目主变保护组 3 面柜, 布置在继保室。

6.2.2.4 35kV 母线保护

35kV 母线设专用的母线差动保护, 本工程 35kV 母线配置 1 套母线保护装置, 分别组 1 面柜。保护动作后, 快速跳开与故障母线相连的所有断路器。

6.2.2.5 35kV 集电线路保护

35kV集电线路保护采用保护测控一体的微机型保护装置, 安装在 35kV集电线路进线柜中。配置电流速断保护、过电流保护、过负荷保护和零序电流保护等。

6.3.2.6 35kV 接地兼站用变保护

35kV 接地兼站用变保护采用保护测控一体的微机型保护装置, 安装于相应开关柜中, 配置有电流速断保护、方向过流保护、高压零序电流保护、低压零序电流保护、非电量保护等。

6.2.2.7 35kV 无功补偿装置保护

35kV 无功补偿装置采用直挂式 SVG 型式, 35kV 无功补偿装置进线

采用保护测控一体的微机型保护装置，布置于相应开关柜中，保护配置有：电流速断保护、两段式过电流保护、过负荷保护、零序电流保护、过电压保护、欠电压保护等。

SVG 装置测控保护由厂家配套提供，装置的保护包括：SVG 系统输出过电流故障保护和电网供电电压过压故障保护等。功率单元的保护包括：IGBT 驱动故障保护、直流过压保护、冷却系统故障及超温故障保护等。

6.2.2.8 5 次并 7 次 FC 支路进线保护

5 次并 7 次 FC 支路进线保护选用微机型保护测控一体化装置，就地安装在 FC 进线柜内。保护配置有：限时电流速断保护、两段式过电流保护、谐波过电流保护、零序电流保护、过电压保护、欠电压保护等。

5 次 FC 支路和 7 次 FC 支路保护由厂家配套提供，装置的保护包括电流速断保护、两段式过电流保护、谐波过电流保护、差电压保护、过电压保护、欠电压保护等。

6.2.2.9 故障录波装置

故障录波装置具有稳态记录功能、升压站或电网故障时的暂态数据记录功能，当升压站或电网连续多次发生大扰动时，装置应能完整地记录每次大扰动的全过程数据。根据有关规程，本光伏电站配置 3 套故障录波装置，记录 220kV 和 35kV 设备的电压量、电流量、保护装置的动作情况等，组 3 面柜。最终配置情况以最终的接入系统报告及批复为准。

6.2.2.11 保护及故障信息子站

为方便生产运行管理，本工程配置 1 套保护及故障信息子站。保护及故障信息子站应能与各继电保护装置和故障录波装置进行数据通信，收集各继电保护装置和故障录波装置的动作信号、运行状态信号，通过必要的分析软件，在站内对事故进行分析。并能通过电力调度数据网、专用通信通道与调度端通信。具体配置情况由二次接入系统报告最终确定。

6.2.2.12 安全自动装置

本工程配置 2 套频率电压紧急控制装置和 1 套防孤岛保护装置,组 1 面柜。频率电压紧急控制装置根据系统频率电压事故情况实现过频、过压切机解列等措施保证系统的安全。防孤岛保护装置满足国家电网关于《光伏电站接入电网技术规定》的相关要求。在发生孤岛现象时,防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合,作为后备保护可以快速切除光伏电站,该保护装置具有过电压低电压、频率过高、频率过低、外部联跳、频率突变等保护功能。具体配置情况由二次接入系统报告及批复最终确定。

6.2.2.13 稳控执行子站

本工程配置 2 套稳控执行子站以满足电网安全稳定控制要求,组 2 面柜,每套稳控执行子站均采用 1 路专用光纤通道、1 路 2M 复用通道。具体配置情况由二次接入系统报告最终确定。

6.2.3 系统调度自动化

6.2.3.1 远动系统

本工程升压站内不配置独立的 RTU 设备,采用升压站监控系统的远动工作站完成远动功能。远动工作站冗余配置,热备用,能够实现调度端对光伏电站的“四遥”功能。远动信息按照电力系统调度自动化要求和部颁《电力系统调度自动化设计技术规定》及当地电网要求设定采集量。

6.2.3.2 电能计量系统

计量关口点应设在场网产权分界点,本工程暂按在升压站 220kV 出线侧设置关口计量点考虑。在 220kV 出线侧安装高精度多功能电能表,一主一副双表配置,电能表有功精度应为 0.2S 级,无功精度为 2 级,并配置 1 台失压计时仪;在 220kV 主变高压侧安装高精度多功能电能表,一主一副双表配置,电能表有功精度应为 0.2S 级,无功精度为 2 级,并配置 1 台失压计时仪;35kV 主变低压侧、35kV 集电线路进线均配置 1 块 0.2S 级电能表。根据湖南电网的计量系统现状,配置 1 台电能量远方终

端，采集电量信息远传到计量主站系统。上述关口计量设备组 1 面柜。

在 220kV 出线侧、220kV 主变高压侧、35kV 集电线路柜、主变 35kV 侧进线柜、35kV 接地兼站用变回路、无功补偿回路等各配置 1 块 0.5S 级电子式电能表，用于站内计量。另设置 1 块 0.2S 级电能表用于 10kV 进线计量，安装在 10kV 站用备用变柜中。电能量计量系统具体配置情况由二次接入系统报告最终确定。

6.2.3.3 调度数据网及二次安防设备

本工程考虑在升压站内配置 2 套调度数据网设备，含路由器、交换机等。调度数据网接入设备组 2 面柜，布置在继保室内。

根据《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36 号)的要求，对光伏电站二次系统安全防护方案考虑如下：

电网二次系统安全防护的原则为：“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”，安全防护的重点是确保光伏电站自动化系统及调度数据网络的安全，其安全防护的方案为：

(1) 处于安全 I 区的光伏电站变电站监控系统远动通信装置、相量测量装置接入调度数据网实时逻辑子网。处于安全 II 区的电能计量系统、继电保护及故障录波信息子站、预测系统接入调度数据网非实时逻辑子网。在安全 I 区的光伏电站监控系统与在 II 区的功率预测系统间信息交互通过防火墙进行隔离。

(2) 在安全 I 区的变电站监控系统远动通信装置、相量测量装置接入电力调度数据网前应加装纵向加密认证装置，以实现远程通信实体间的认证和加密保护。

(3) 在安全 II 区的电能量计量系统、继电保护及故障信息管理子站、功率预测系统接入电力调度数据网前应加装纵向加密认证装置。

(4) 在安全 IV 区的天气预报、气象站数据等信息应通过反向隔离装

置发往处于Ⅱ区的功率预测系统。Ⅳ区配置 1 台 OMS 专用工作站，且独立于光伏电站其他网络运行。

本工程配置网络安全态势预警系统 1 套，具备安全监视、安全分析、安全预警、安全管理等功能。

本工程配置便携式运维网关 1 台、电力监控系统专用调试笔记本电脑 1 台、专用安全 U 盘 2 个。

根据以上二次系统安全防护方案，为保障光伏电站的安全稳定运行，防范实时系统因网络攻击及由此引起的电力系统事故，应建立相应的安全防护体系，故在光伏电站配置 1 套二次系统安全防护设备，2 套网络安全监测装置，二次安防设备包括纵向加密认证装置、入侵检测装置、恶意代码防护软件、安全审计系统、主机加固、漏洞扫描等，从而有效保证调度自动化信息的实时性、安全性、可靠性。

光伏电站须经网络安全等级保护测评、安全评估及商用密码应用安全性评估后方可并网。

6.2.3.4 厂网信息交互平台

光伏电站配置一套网厂信息交互平台，含 1 台 OMS 专用工作站、Ukey 等，用于实现光伏电站设备检修申报等调度运行管理业务，专用工作站通过外网通信。

6.2.3.5 同步相量测量装置

本工程升压站配置 2 套集中控制器，2 套数据采集装置，2 套交换机，为光伏电站的安全监控与电力调度部提供统一时标下的光伏电站暂态过程中的电压、相角、功率等关键参数的变化曲线，同步相量测量设备组 1 面柜。

6.2.3.6 电能质量监测装置

电能质量监测装置用于检测系统电压、电流、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。本工程升压站配置 1 套

电能质量监测装置，组 1 面柜。

6.2.3.7 光功率控制系统

本工程配置 1 套无功电压控制、有功功率控制系统，服务器冗余配置。有功功率控制，具备有功功率调节能力；能够接收并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率及有功功率变化的控制指令。无功电压控制应根据电网调度部门指令，自动调节发出(或吸收)的无功功率，实现对并网点电压的控制。有功功率控制系统和无功电压控制系统均通过光伏电站监控系统、无功补偿装置等实现采集数据和控制调节的功能。

6.2.3.8 一次调频控制系统

本光伏电站配置 1 套一次调频控制系统。一次调频控制系统通过综合测控获取数据，系统与 AGC 进行信息交互，获取相关必要数据，通过并网快频测控装置直接采集并网点的频率。当出现频率扰动时，系统按照设置好的调频策略进行响应调节。

6.2.3.9 光功率预测系统

本工程配置 1 套光功率预测系统，组 1 面柜。系统配置包括光功率预测服务器、气象数据服务器、光功率预测工作站、环境监测系统、反向隔离装置、防火墙、网络交换机等。光伏功率预测系统根据光伏电站所在地的历史功率、地形地貌、数值天气预报、光伏发电单元运行状态等数据建立光伏电站输出功率的预测模型，数值天气预报数据作为模型的输入，结合厂站设备状态及运行工况，得到预测功率，并按调度部门的要求报送负荷预测曲线。其中环境监测系统用来监测现场的环境情况。系统由全天空成像仪、风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成，可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入预测系统，实时记录环境数据。

6.2.4 交直流一体化电源系统

本工程升压站装设 1 套将交流电源、直流操作电源、电力专用交流

不间断电源(UPS)、逆变电源(INV)、直流变换电源(DC/DC)等升压站站用电电源一体化设计、一体化配置、一体化监控的电源系统,通过一体化监控模块将站用电电源各子系统通信网络化,实现站用电电源信息共享。

交流电源采用自动转换开关电器(ATSE)实现自动投切功能,两段母线,不设母线分段开关。具备遥控投切功能,能自主改变主供电源和备供电源,并具有进线开关、馈线开关、ATSE 等的监控功能。

电力专用交流不间断电源(UPS)由输入、输出隔离变压器,整流器,逆变器,静态开关,手动维修旁路开关,馈线开关等组成,对监控系统站控层设备、微机防误系统、调度数据网及二次安防设备,电量采集装置等负荷供电。

UPS 负荷统计如下:

表 6.2.4-1 UPS 负荷统计表

负荷名称	容量/kW	换算系数	功率因素	计算容量/kVA	可靠系数	功率校正系数	降容系数	计算公式	UPS 主机容量
计算机和微机负荷	3.0	0.7	0.98	2.14	1.25	1.0	1.0	$S = K_K \frac{S_c}{K_f K_d}$	8.56kV A
其他业务系统负荷	1.5	0.7	0.98	1.07					
打印机负荷	0.8	0.5	0.6	0.67					
调度数据网负荷	2	0.7	0.95	1.47					
预测系统及电能计量计费系统负荷	1.5	0.8	0.8	1.5					

因此,考虑到远景负荷,UPS 容量拟定为 15kVA,主机冗余配置。正常时由站用交流电供电,当站用交流电失电时,由站内 220V 直流电逆变为交流 220V 输出,UPS 总的静态切换时间 $\leq 4ms$ 。

按事故放电时间 2 小时、通信设备供电时间 4 小时、应急照明 3h、的需求,并考虑远景负荷一定容量裕度,经计算本工程直流操作电源设置

2 组 220V、500Ah 阀控式密封铅酸蓄电池，配置 2 套高频开关充电装置，充电模块 3+1 配置(3 个 30A+1 个 30A 备用的整流模块)。

直流系统主要设备选型如下：

a) 蓄电池容量选择

表 5.7-2 220V 直流负荷统计

负荷类别	负荷名称	装机容量 /kW	负荷系数	计算容量 /kW	负荷电流 /A	经常电流 /A	事故放电时间及电流/A					
							初期	持续	持续	持续	末期	事故末期
							(0~1 min)	(1~6 0min)	(60~120min)	(120~180 min)	(180~240min)	
经常负荷	控制、保护、继电器	1.10	0.60	0.66	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00			
	监控系统、智能装置、智能组件	2.30	0.80	1.84	8.36	8.36	8.36	8.36	8.36			
	DC/DC	2.00	0.80	1.60	7.27	7.27	7.27	7.27	7.27	7.27	7.27	
事故负荷	交流不间断电源 UPS	15.00	0.60	9.00	40.91		40.91	40.91	40.91			
	应急照明	10.00	1.00	10.00	45.45		45.45	45.45	45.45	45.45		
事故初期冲击负荷	高压断路器跳闸	6.00	0.60	3.60	16.36		16.36					
冲击负荷	恢复供电高压断路器合闸	1.50	1.00	1.50								6.82
电流统计 /A						18.64	121.36	105.00	105.00	52.73	7.27	6.82

表 5.7-3 阶梯计算法结果

序号	项目	符号	计算公式	单位	计算值
1	母线电压	U	$U = 1.05U_n$	V	230

2	单体蓄电池浮冲电压	U_f		V	2.23
3	单体蓄电池终止电压	U_m		V	1.85
4	蓄电池个数	n	$n = 1.05U_n / U_f$	只	104
5	事故持续时间	t		h	2
6	第一阶段容量	C_{C1}	$C_{C1} = K_K \frac{I_1}{K_C}$	Ah	126.76
7	第二阶段容量	C_{C2}	$C_{C2} = K_K \left[\frac{1}{K_{C1}} I_1 + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) \right]$	Ah	250.02
8	第三阶段容量	C_{C3}	$C_{C3} = K_K \left[\frac{1}{K_{C1}} I_1 + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) + \frac{1}{K_{C3}} (I_3 - I_2) \right]$	Ah	390.90
9	第四阶段容量	C_{C4}	$C_{C4} = K_K \left[\frac{1}{K_{C1}} I_1 + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) + \frac{1}{K_{C3}} (I_3 - I_2) + \frac{1}{K_{C4}} (I_4 - I_3) \right]$	Ah	377.30
10	第五阶段容量	C_{C5}	$C_{C5} = K_K \left[\frac{1}{K_{C1}} I_1 + \frac{1}{K_{C2}} (I_2 - I_1) + \frac{1}{K_{C3}} (I_3 - I_2) + \frac{1}{K_{C4}} (I_4 - I_3) + \frac{1}{K_{C5}} (I_5 - I_4) \right]$	Ah	320.93
11	随机负荷容量	C_R	$C_R = \frac{I_R}{K_{CR}}$	Ah	5.09

蓄电池的计算容量为 $390.9+5.09=395.99\text{Ah}$ ，考虑到一定裕度，故选用容量为 500Ah 的阀控式铅酸蓄电池。

b) 充电装置选择

(1) 额定电流选择：

满足浮充电要求： $I_r=0.01I_{10}+I_{jc}=0.01\times 40+18.86=19.26\text{A}$

满足初充电要求： $I_r=1.0I_{10}\sim 1.25I_{10}=40\sim 50\text{A}$

满足均充电要求： $I_r=(1.0I_{10}\sim 1.25I_{10})+I_{jc}=58.86\sim 68.86\text{A}$

故充电装置选择额定电流为 90A 的高频开关电源， $3+1$ 块 30A 的整流模块。

升压站内主控室、继保室、水泵房等房间设置事故照明，当站内正常照明因故障中断时，事故照明供人员继续工作。照明电源由交直流一体化逆变电源装置引出，供电时间不小于 180min 。事故照明照度不低于正常照明照度值的 50% 。本工程配置 1 套事故照明逆变装置，容量为

10kVA。

6.2.5 视频安防系统

视频安防监视系统采用全数字方式，监视对象主要包括 GIS 设备、主控室、35kV 配电室、SVG 设备、继保室、升压站周边、箱变及场区主要道路等。视频安防监视系统的设计应满足相关设计规程规范和电力行业反恐怖防范标准(试行)的要求。

视频安防监视系统包括视频服务器、终端监视器、摄像头、视频电缆、网络设备、控制电缆及沿升压站围墙四周设置远红外线探测器或电子栅栏等。其中视频服务器等后台设备应留有远方监视的接口。视频安防监控系统应能与火灾报警控制系统联动。

表 6.2-1 视频安防监视系统摄像机配置表

序号	监视对象	类 型	数量(台)	备 注
1	箱变	室外网络快速球机	25	安装在箱变附近
2	GIS 设备	室外网络快速球机	1	安装在 GIS 室
3	主变	室外网络快速球机	2	安装在主变附近
4	户外 SVG 设备	室外网络快速球机	2	安装在户外无功补偿设备附近
5	35kV 配电设备	室内网络枪机	2	安装在 35kV 配电室
6	继保屏柜	室内网络球机	3	安装在继保室
7	监控中心	室内网络球机	1	安装在主控室
8	户内 SVG 设备	室内网络球机	1	安装在户内无功补偿设备附近
9	蓄电池	室内防爆球机	2	蓄电池室
10	门厅	室内网络球机	1	安装在门厅
11	进站大门	室外网络快速球机	1	安装在进站大门附近
12	围墙四周	室外网络快速球机	4	安装在围墙边角

6.2.6 二次设备布置及等电位接地网

GIS 设备装设 1 套 SF6 气体密度及微水在线测量装置。装置应同时

在线监测 SF6 气体的温度、密度、水份三种数据，并可设置报警和闭锁门限，要求采用一体化设计，即传感器部分与三通接口不得有接口。

主变和 GIS 设备均装设 1 套局放在线监测系统。局放监测系统要求能够覆盖整个电气设备。

主变压器需配套提供 1 套油色谱在线监测装置，应能够连续在线检测绝缘油中故障气体和微水。

主变压器需配套提供 1 套主变铁芯监测装置，用于测量铁芯夹件电流。

主变压器需配套提供 1 套主变光纤测温在线监测装置，测量主变绕组温度。

6.2.7 二次设备布置及等电位接地网

6.2.7.1 二次设备布置

本工程二次设备布置在继保室以及主控室。升压站计算机监控系统监控主机兼操作员站、监控主机兼工程师站、五防工作站等布置在主控室。升压站控制保护集中布置在继保室内，主要包括：220kV 线路保护柜，220kV 主变保护柜，线变主测控柜，35kV 母线保护柜，公用测控柜，故障录波柜，安全自动装置柜，同步相量测量柜，保护及故障信息子站柜，电能质量监测柜、电能计量柜、调度数据网柜、二次安防柜、通信设备柜、交直流电源柜等。35kV 线路、接地兼站用变、SVG、FC 的保护测控装置就地分散布置于开关柜内；无功补偿装置控制保护装置由厂家自带，就地布置于无功补偿装置附近。

6.2.7.2 等电位接地网

在继保室下部敷设截面积不少于 120mm² 的室内等电位接地铜母排，并采用不少于 4 根 50mm² 的铜排(或铜丝编织带)与主接地网直接连接；35kV 高压开关柜室在开关柜二次电缆沟敷设截面积不少于 120mm² 的裸铜排，形成 35kV 开关柜室等电位接地网。户外端子箱或屏柜内设一根截

面 $30 \times 4 \text{mm}^2$ 接地铜排，用接地支架固定，该接地铜排通过截面为 100mm^2 的铜缆(或铜丝编织带)与室外的等电位铜缆紧密连接。室外敷设一条截面不少于 120mm^2 的铜缆，连接继保室及 35kV 开关柜室二次等电位网以及其它户外设备，形成全站二次等电位接地网。

6.2.8 互感器配置

a) 电流互感器

电流互感器二次绕组配置应满足继电保护、自动装置、测量仪表和计量装置的要求。保护用电流互感器的配置应避免出现死区。双套配置的保护应取自互感器的不同绕组。

本工程保护及测量电流互感器二次额定电流采用 1A 。保护用电流互感器准确级为 5P 级、二次额定容量为 15VA 。测量用电流互感器准确级为 0.5 级，二次额定容量为 15VA 。

本工程计量电流互感器二次额定电流采用 5A 。计量用电流互感器准确级为 0.2S 级，二次额定容量为 15VA ，关口计量点选用计量专用电流互感器。

b) 电压互感器

电压互感器二次绕组的数量和准确等级应满足测量、保护、自动装置的要求。

本工程在 220kV 出线侧及主变高压侧配置计量专用电压互感器和三相电压互感器， 35kV 母线配置三相电压互感器。

220kV 出线侧计量专用电压互感器准确级为 0.2 ，二次额定容量为 10VA 。 220kV 出线侧三相电压互感器准确级为 $0.2/0.5$ (3P)/ $3\text{P}/3\text{P}$ ，二次额定容量为 $30/50/50/50 \text{VA}$ 。 35kV 母线三相电压互感器准确级为 $0.2/0.5$ (3P)/ $3\text{P}/3\text{P}$ ，二次额定容量为 $30/50/50/50 \text{VA}$ 。其中 0.2 级为计量用， 0.5 (3P) 为保护、测量合用， 3P 为保护专用， 3P 为剩余绕组保护用。

6.2.9 集控接入

为满足光伏电站远程监控的需求，本光伏电站配置 1 套远程监控系统的子站接入设备及诊断平台。升压站监控系统、光伏场区监控系统、箱变监控系统、AGC/AVC 系统、功率预测系统、电能计量系统、视频监控系统等通过本光伏电站侧的子站接入设备与的远程监控中心进行数据通信，实现对光伏电站的远程监控。远程监控系统子站设备根据已建远程监控中心的要求配置。

升压站监控系统、光伏场区监控系统、箱变监控系统、AGC/AVC 系统、功率预测系统、电能计量系统、视频监控系统等应预留用于远程监控的软硬件接口。各系统厂家开放接口并提供通信协议，以便远程监控系统获取光伏电站设备运行数据并完成远程监控的功能。

6.2.9 主要电气二次设备清单

主要电气二次设备见下表。

表 6.2-2 主要电气二次设备清单

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
一	控制和保护				
1	1#220kV 线路保护柜	微机型	面	2	
2	1#220kV 线路测控柜	微机型	面	1	
3	2#220kV 线路保护柜	微机型	面	2	
4	2#220kV 线路测控柜	微机型	面	1	
5	220kV 母线保护柜	微机型	面	2	
6	1#主变压器保护柜	微机型	面	3	双重化配置
7	1#主变测控柜	微机型	面	1	
8	故障录波柜	微机型	面	3	
9	保护及故障信息子站柜	微机型	套	1	
10	1#安全自动装置柜	微机型，含 1 套频率电压控制装置和 1 套防孤岛保护装置	面	1	
11	2#安全自动装置柜	微机型，含 1 套频率电压控制装置和 1 套防孤	面	1	

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
		岛保护装置			
12	公用测控柜	微机型	面	2	
13	同步相量测量柜		面	2	
14	电能质量监测柜		面	1	
15	稳控执行子站柜		面	2	
16	时间同步系统柜		面	1	
包含	时钟同步装置	含 GPS 和北，带时钟监测功能	台	2	
	授时安全隔离装置		台	2	
17	电能量计量系统		套	1	
包含	220kV 侧电能表	有功 0.2S 级，无功 2.0 级	块	4	
	1#主变高压侧电能表	有功 0.2S 级，无功 2.0 级	块	2	
	35kV 集电线路及主变低压侧电能表	有功 0.2S 级，无功 2.0 级	块	8	
	计量采集终端		套	2	
19	35kV 母线保护柜	微机型	面	1	
20	35kV 线路保护测控装置	微机型	套	7	装在开关柜中
21	35kV 接地兼站用变保护测控装置	微机型	套	1	装在开关柜中
22	35kV 无功补偿进线保护测控装置	微机型	套	1	装在开关柜中
23	5 次并 7 次 FC 支路进线保护测控装置	微机型	套	1	装在开关柜中
24	SVG 保护测控装置	含 SVG 保护测控装置、5 次并 7 次 FC 支路保护测控装置	套	1	厂家自带
25	0.2S 级双向多功能电能表		块	1	装在 10kV 进线中
26	0.5S 级双向多功能电能表		块	3	装在开关柜中
27	智能操显装置		台	11	装在开关柜中
28	电力调度数据网设备屏		面	2	
每套包括	路由器		台	1	
	交换机		台	2	
24	二次安防设备		套	1	
包括	纵向加密认证装置		套	4	
	正/反向物理隔离装置		台	2	
	硬件防火墙		台	2	
	入侵检测装置	在 I、II 区各配置 1 台	台	2	

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
		IDS			
	安全审计系统	部署在 I/II 区的专用服务器上。	套	1	
	主机加固软件	全站主机加固	项	1	
	漏洞扫描	部署在 I/II 区的专用服务器上	套	1	
	II 型网络安全监测装置		台	2	
	防恶意代码服务器		项	1	
	网络安全监控预警平台		套	1	
	便携式运维网关		台	1	
	电力监控系统专用调试笔记本电脑		台	1	
	专用安全 U 盘		个	2	
	等保测评及安全评估		项	1	
	商用密码应用安全性评估		项	1	
25	厂网信息交互平台	含工作站, Ukey 等	套	1	
26	升压站微机监控系统		套	1	
包括	监控主机兼操作员工作站		套	2	
	监控主机兼工程师工作站		套	1	
	远动工作站		套	2	
	规约转换器		套	2	
	微机防误系统		套	1	
	网络设备		套	2	
	打印机		台	2	
	软件		套	1	
	控制台		套	1	
	光伏场区接口柜	含 168 芯 ODF 配线架	面	1	
	光伏监控服务器柜	含冗余监控服务器、光纤配线架、核心交换机、智能接口装置、核心纵向加密装置等	面	1	
28	光功率控制系统	含 AGC/AVC	套	1	
29	一次调频控制系统		套	1	
30	控制电缆		km	30	
	接地铜排	120mm ²	m	200	
	接地铜缆	50mm ²	m	200	

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
	接地铜缆	120mm ²	m	300	
31	箱变保护测控装置	每套含 1 台箱变保护测控装置、微型加密认证装置和就地环网交换机，不间断电源自带蓄电池组，满足 2h 供电	套	19	
32	子阵通信柜		套	19	厂家自带
二	交直流一体化电源系统		套	1	
1	直流馈线柜		面	2	
2	高频开关电源柜	220V/ 3×30+30 [备用]A	面	2	
3	阀控式铅酸免维护蓄电池	单体 2V，容量 500Ah，电池 104 只/组	组	2	
4	通信电源柜	2 套 DC/DC 装置及馈线	面	1	
5	事故照明逆变装置	10kVA	套	1	
6	交流不停电系统(UPS)	2×15kVA，主机冗余配置	套	1	
7	交流进线柜		面	2	
8	交流馈线柜		面	4	
三	光电功率预测系统		套	1	
四	视频安防监视系统	含 50 个监控点、门禁系统 1 套、环境监测系统 1 套、周界防范系统 1 套、公共广播系统 1 套	套	1	
五	PT、CT 校验		项	1	
六	保护定值整定计算		项	1	
七	省地调接口配合费		项	1	
八	并网检测费		项	1	
九	送出光缆及对侧二次改造		项	1	
1	送出光缆	OPGW-48B1	km	2×5	
2	对侧二次改造		项	1	
十	集控设备及接入		项	1	

6.3 通信系统

6.3.1 系统通信

6.3.1.1 调度关系

本工程以 1 回 220kV 线路接入电网变电站。本光伏电站与电力调度

管理系统的关系暂定为湖南省调委托益阳地调调度管理，光伏电站工程系统通信拟采取光纤通信方式，最终调度关系待二次接入系统报告审定后确定。

6.3.1.2 系统信息对通信的要求

光伏电站系统通信信息主要有继电保护及安全自动装置信息、远动信息、计量信息、行政及调度电话信息等。通道按需要组织如下：

a) 继电保护及安全自动装置要求

220kV 出线配置 2 套微机光纤成套保护作为线路保护，各需开通 2 路保护通道，1 路通道采用专用光纤 4 芯，主用 2 芯，备用 2 芯，另 1 路通道采用 2M 复用通道。

本工程配置 2 套稳控执行子站，各需开通 2 路保护通道，1 路通道采用专用光纤 4 芯，主用 2 芯，备用 2 芯，另 1 路通道采用 2M 复用通道。

同步相量测量信息拟通过电力调度数据网送至调度端。

升压站配置 1 套保护及故障信息子站，故障信息拟通过电力调度数据网通道送至调度端。

b) 远动要求

光伏电站远动信息送至益阳地调。光伏电站至益阳地调主通道拟为调度数据网通道，备用通道拟为调度数据网通道。

c) 调度电话

光伏至地调应配置 2 套调度电话，方便地调对光伏电站的调度工作联系。

d) 计量要求

至电力公司用电信息采集主站：经 GPRS 传送。

6.3.1.3 系统通信方案

系统通信主要为继电保护信息、远动信息、计量信息等提供传输通道，并为上级主管部门对光伏电站生产调度提供电话通道。

系统通信方案为：

系统通信采取光纤通信方式。升压站 1 回 220kV 出线至对侧变电站均架设 2 根 OPGW 光缆，作为继保、通信合用通道，以满足各种信息传输要求。升压站拟配置 SDH 光传输设备 2 套，新型光电一体化设备 2 套。引入升压站的进场光缆采用非金属阻燃光缆，长度按 $2 \times 0.6\text{km}$ 考虑。

系统通信最终方案待二次接入系统报告审定后确定。

6.3.2 站内通信

站内通信系统是实现光伏电站正常生产运行和调度管理的重要保证。站内通信主要解决生产运行和行政管理所必须的办公电话以及信息网的用户接入等问题。

考虑到光伏电站生产和管理需要，各升压站内设置语音、数据通信网络综合布线系统，由市政宽带网络系统引接。数据通信网络通过分配线架引出至各计算机终端；语音系统采用直接配线方式，全站设置相应数量的电话分线箱，站内各处固定电话均由相应分线箱引出。综合布线采用暗装敷设。另外，升压站配备移动式对讲机 6 部，供生产指挥与巡检人员的通信联系。

6.3.3 场区通信

本工程光伏场区逆变器之间拟采用 PLC 载波的通讯方式，每个光伏发电单元配置 1 套方阵通信管理柜，放置在箱式变电站附近。该装置通过 PLC 载波通信方式获取本单元逆变器的运行参数、故障状态和发电参数，再通过超五类屏蔽网线串行通信方式将信号上传至箱变测控装置，转换成统一的通信协议后，再通过光缆组成通信网络与升压站监控系统进行通信。

本工程光伏电站场区需建设箱变至升压站的光纤通信线路，该通信线路将根据箱变分布情况和控制方式构成网络方式运行，以保证各光伏

子阵的设备在运行控制、维护管理及故障信息上传等方面的通信需求。光缆宜与集电线路同期、同路由敷设，以减少工程施工量，降低工程造价。35kV 集电线路采用直埋敷设方式，故光伏场区通信光缆推荐采用直埋光缆敷设方式，直埋光缆采用 GYFTA53-24B1，GYFTA53-24B1 光缆总长度暂按 9km 考虑。

6.3.4 通信电源

本工程通信系统不设置专用直流电源，由 220V 直流电源经两套互为备用的 DC/DC 转换装置供给，每套装置规格拟为(3+1)-48V/50A。

6.3.4 主要通信设备清单

主要通信设备见下表。

表 6.3-1 主要通信设备材料清单

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	SDH 光传输设备		套	2	
2	新型光电一体化设备		套	2	
3	调度电话		套	2	含电话录音系统
4	综合配线柜	含 ODF、DDF、MDF	面	1	
5	电信电话网络系统	含电信网络柜、建设期电话网络租赁费	套	1	
6	综合布线	含电话分线箱、电话机、电话线、网络等	项	1	
7	对讲机		部	6	
8	通信光缆	直埋 GYFTA53-24B1	km	27	
		架空 OPGW-48B1	km	0.4	
9	进场光缆	普通非金属阻燃光缆	km	2×0.6	

6.4 采暖、通风空调

6.4.1 室内外计算参数

1) 室外空气计算参数

本工程室外空气计算参数参照益阳市沅江台站信息，沅江台站位于北纬 28°51′，东经 112°22′，海拔高度 36m。

年平均温度 17.0℃

冬季

采暖计算温度 0.6℃

通风计算温度 4.7℃

空调计算温度 -1.6℃

极端最低温度 -11.2℃

最冷月平均相对湿度 81%

夏季

空调干球计算温度 35.1℃

空调湿球计算温度 28.4℃

通风计算温度 31.7℃

空调日平均温度 32.0℃

极端最高温度 38.9℃

最热月平均相对湿度 67%

2) 室内空气设计参数，详见下表。

房间名称	冬 季		夏 季	
	温度(℃)	相对湿度%	温度(℃)	相对湿度%
主控室、继保室	20±1	60±10	26±1	60±10
办公室、会议室、休息室	18	-	≤30	-
高低压配电室	-	-	≤35	-

注：表中仅列了主要建筑室内作业地带温度、相对湿度，其余建筑均参照《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T5035。

6.4.2 采暖

根据当地气候条件本工程不单独设置采暖系统，而是与空调系统合并，采用冷暖型分体空调。

6.4.3 通风

1) 一次、二次预制舱内采用自然进风，机械排风的通风方式。通风量按每小时 12 次换气次数计算，在预制舱内配备轴流风机。轴流风机由预制舱厂家配套供应。

2) 通风系统空气均不作循环，各房间均为独立的通风系统。

6.4.4 空气调节

根据升压站房间布置、当地气候条件，考虑设备稳定运行和人员舒适要求。一次、二次预制舱、门卫预制舱内设置冷暖型空调机，由预制舱厂家配套供应。

7 总平面布置

7.1 光伏场区总平面布置

7.1.1 总平面布置原则

- (1) 场内道路规划宜便于运维及检修。
- (2) 光伏方阵布置应合理利用场地地形，优先选用平坦场地和南坡场地。
- (3) 光伏站区的布置应合理避让原有建（构）筑物和障碍物。
- (4) 建设光伏电站时，光伏方阵布置考虑周边附着物对光伏组件的遮挡，宜相应避让布置；
- (5) 光伏发电方阵涉及冲沟发育区时，布置光伏方阵时应避让或采取防止冲沟发育、保护支架基础的措施。
- (6) 每天当地真太阳时 9:00~15:00 时段内东西向、南北向互不遮挡。

7.1.2 光伏方阵布置方案

本工程实际装机容量约为 82.3745MW_p，工程采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 19 个 4.3355MW_p 光伏发电单元。每个发电单元由

7540 块光伏组件组成。每个光伏发电单元各配置 1 台 3.2MW 箱式变电站。逆变器输出的交流电接至变压器低压侧，将电压从 800V 升至 35kV。光伏电站的电能通过 3 回 35kV 集电线路电缆汇集至 220kV 升压站。

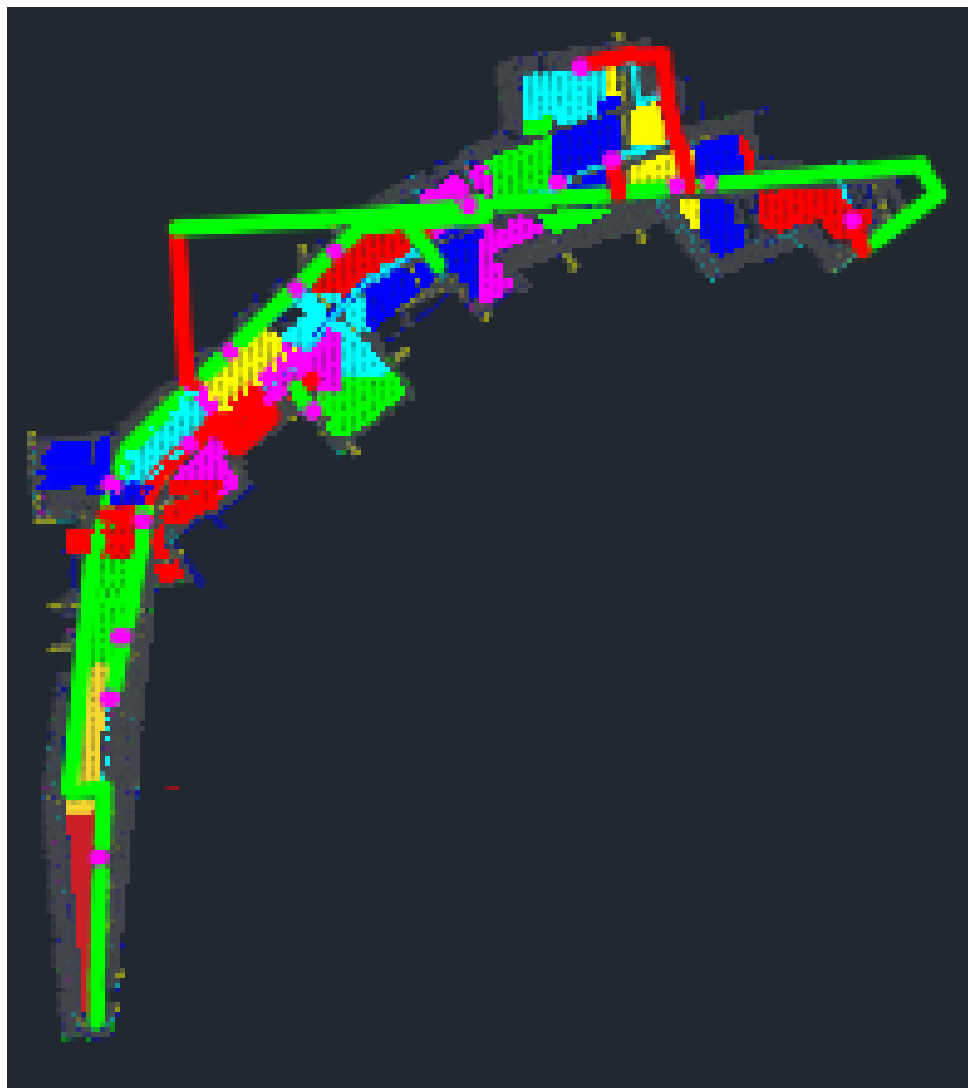


图 7.1.2-1 光伏电站总平面布置图

7.2 升压站总平面布置

7.2.1 升压站站址

(1) 选址原则

升压站站址选择，应根据下列要求，综合考虑确定：

- 1) 符合当地土地利用规划和环境对升压站的要求；

- 2) 升压站站址位置地势相对较高，视野开阔；
- 3) 场内的集电线路尽可能短，降低集电线路的投资、减少集电线路的电能损耗；
- 4) 升压站站址位置处交通便利，对电站进行检修巡视时进出场方便；
- 5) 尽量选择位置地势平坦的升压站站址，以降低土石方工程量，减少工程投资，同时也有利于环境保护；
- 6) 坚持节约用地，不占或少占耕地及经济效益高的土地。

(2) 站址方案

本项目位于村庄内的鱼塘内，属渔光互补项目，地块较分散，根据场址范围、站区防排洪、施工难易及电站工艺等方面综合考虑，结合工程气象、水文资料 and 具体施工条件的难易程度，充分利用现有地形，因地制宜，降低工程难度。结合当地政府土地开发利用的政策及现场查勘，现阶段暂拟定升压站位置如图 7.2.1-1 所示。本升压站站址地势平坦宽广，交通便利，检修巡视进出场便利，且站址位置位于整个电站场址中间，可缩短场内的集电线路，集电线路可通往各个片区，从而降低集电线路的投资、减少集电线路的电能损耗。

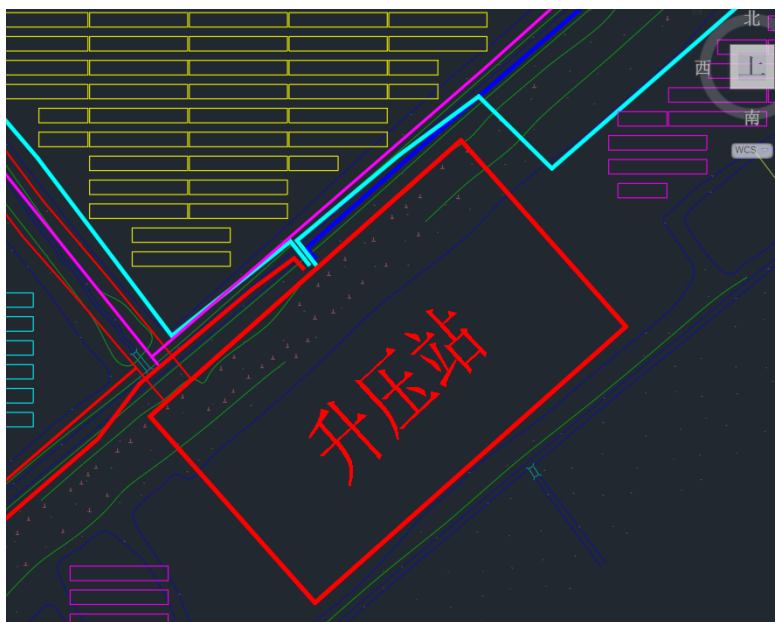


图 7.2.1-1 升压站场址位置图

7.2.2 总平面布置图

本项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站围墙长 123.0m，宽 75.0m，围墙内用地面积 9225.00m²。站内布置主变压器、事故油池、构架、综合楼、电气用房、危废房及附属用房等建（构）筑物。升压站总体布置分区明确，美观实用。建（构）筑物布置紧凑，占地少，经济合理。升压站内建筑物包括综合楼、附属用房、危废间，总建筑面积 2261.00m²。

电站内的道路由新、改建道路组成。道路通向每一个单元方阵，箱变位于道路一侧。电站内道路为泥结碎石道路，道路路面宽度为 4m，路基宽度 4.5m。电站内道路形成一个交通网，与外部进场道路相接，满足大型设备运输要求。方便大型设备的运输，满足日常巡查和检修的要求。

7.2.3 防洪设计

电站防洪排涝设计应根据地形图及地勘报告、用地性质及情况、地质资料、水文气象、洪评报告，充分利用现有防洪排洪设施，可因地制宜地选用防洪堤、排洪沟、挡水围墙及排内涝措施。由于缺乏详细的水文资料，本项目参考周边已建运营项目设计高程 28.0m，拟定组件最低点高于设计高程（28.0m）0.5m，即设计高程 28.5m 进行考虑。

本项目升压站选址位于鱼塘旁，考虑升压站周边地势，考虑场地雨水流向，考虑将升压站进行抬高处理，并在升压站围墙外设置截水沟及排水沟，进行防洪及排水处理。

本阶段考虑站区内部采用散排，内部雨水由升压站围墙排水孔排出场外，升压站内场地放坡采用平坡式，道路采用城市型沥青混凝土路面，站内主要雨水用过道路找坡回流至集水井后统一排出站外。站内围墙侧雨水由升压站南侧或西侧围墙排水孔排出场外。

7.2.4 技术经济指标

表 7.2.4-1 发电站技术指标表

序号	项 目 名 称	单 位	数 量
1	光伏电站容量	MWp	82.3745
2	总用地面积	亩	1226
3	临时用地面积	亩	1208
4	永久用地面积	亩	18
5	土石方开挖	万 m ³	7.265
6	土石方回填	万 m ³	8.454
7	升压站围墙内用地面积	m ²	9225.00
8	总建筑面积	m ²	2261
9	容积率	/	0.25
10	建筑物占地面积	m ²	1710
11	建筑密度	%	18.54
12	围墙内道路用地面积	m ²	1500.00
13	围墙内广场用地面积	m ²	800.00
14	围墙内绿化用地面积	m ²	800.00

8 土建工程

8.1 基本资料和设计依据

8.1.1 设计依据规范

- (1) 《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）
- (2) 《太阳能发电站支架基础技术规范》（GB 51101-2016）
- (3) 《光伏电站施工规范》（GB 50794-2012）
- (4) 《光伏支架结构设计规程》（NBT10115-2018）
- (5) 《钢结构设计标准》（GB 50017-2017）
- (6) 《钢结构焊接规范》（GB 50661-2011）

- (7) 《钢结构高强度螺栓连接技术规程》（JGJ 82-2011）
- (8) 《钢结构工程施工规范》（GB 50755-2012）
- (9) 《钢结构工程施工质量验收标准》（GB 50205-2020）
- (10) 《工程结构通用规范》（GB55001-2021）
- (11) 《钢结构通用规范》（GB55006-2021）
- (12) 《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）
- (13) 《建筑与市政地基基础通用规范》（GB55003-2021）
- (14) 《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012）
- (15) 《建筑基桩检测技术规范》（JGJ 106-2014）
- (16) 《建筑结构可靠性统一设计标准》（GB 50068-2018）
- (17) 《混凝土结构设计规范》（GB 50010-2010）（2015 年版）
- (18) 《混凝土结构工程施工规范》（GB 50666-2011）
- (19) 《建筑抗震设计规范》（GB 50011-2010）（2016 年版）
- (20) 《建筑地基基础设计规范》（GB 50007-2011）
- (21) 《建筑桩基技术规范》（JGJ 94-2008）
- (22) 《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014）（2018 年版）
- (23) 《建筑给水排水设计标准》（GB 50015-2019）
- (24) 《室外排水设计标准》（GB 50014-2021）
- (25) 《室外给水设计标准》（GB 50013-2018）
- (26) 《采暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015）
- (27) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）
- (28) 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》（GB 55015-2021）

- (29) 《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50736-2012）
- (30) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2015）
- (31) 《民用建筑设计统一标准》（GB 50352-2019）
- (32) 《光伏电站支架技术要求》（NB/T 10642-2021）
- (33) 《太阳能发电站支架基础技术规范》（GB51101-2016）
- (34) 《公共建筑节能设计标准》（GB 50189-2015）
- (35) 《预应力混凝土管桩》10G409
- (36) 《预应力混凝土管桩技术标准》JGJ/T 406-2017
- (37) 《先张法预应力混凝土管桩》GB13476-2009

8.1.2 工程地质条件

场区地表为第四纪地层，具有明显的湖相沉积特点，大部分地层在纵向和横向上层位相对稳定，场区属较均匀地基土。

①层：灰色～灰黑色淤泥质粘土，呈流塑状，属高压缩性土，承载力低，为软弱层，该层在场区均有分布，厚度变化较大，不宜用作基础和桩端持力层。

②层：灰色、灰黄色粉质粘土，呈可塑状，属中等压缩性土，因其厚度较薄，不宜做为桩端持力层。

③层：灰黄色粘土，呈硬塑状，具中等缩性土。分布较均匀，可作为桩端持力层。

④层：灰色～灰黄色粉细砂，饱和，中密～密实，主要成分为石英、长石等，局部含少量的粉质粘土薄层，可作为桩端持力层。

经综合类比分析，参考《岩土工程地质手册(第五版)》各岩土层的物理力学指标推荐值见表 8.2-1。

表 8.2-1 地基各岩土层主要物理力学指标建议值表

地层 编号	岩土层名称	天然 密度	比重	内摩擦角	粘聚力	压缩 模量	承载力 特征值
		ρ	--	φ	c	E_{s1-2}	kPa
		g/cm^3		(°)	kPa	MPa	
①	淤泥质粘土	1.88	2.67	—	—	3.0	—
②	粉质粘土	1.99	2.69	18.00	16.00	5.0	100~140
③	粘土	1.95	2.72	16.00	19.00	6.0	140~200
④	粉细砂	1.92	2.73	22.00	1.00	9.0	180~240

根据附近电场现场原位测试和土工试验成果,结合《建筑桩基技术规范》(JGJ94-2008)及当地工程经验综合分析,提出各土层桩基设计参数建议值见表 8.2-2。

表 8.2-2 桩基设计参数建议值表

岩土层编号及 名称	灌注桩			预制桩			预应力混凝土管桩抗拔系数
	极限侧阻力 标准值	极限端阻力 标准值	地基土水平 抗力比例系 数	极限侧阻力 标准值	极限端阻力 标准值	地基土水平 抗力比例系 数	
	q_{sk}	q_{pk}	m	q_{sk}	q_{pk}	m	λ
	kPa	kPa	MN/m ⁴	kPa	kPa	MN/m ⁴	--
①层淤泥质粘土	12~14	—	3~4	14~16	—	2~4	-
②层粉质粘土	20~22	—	6~8	23~24	—	7~9	0.7
③层粘土	84~86	1100~1200	42~63	86~88	2500~3000	12~16	0.7
④层粉细砂	64~68	600~750	45~67	70~74	1400~2200	14~17	0.6

按《建筑抗震设计规范(2016 年版)》(GB50011-2010),根据场地覆盖层厚度按规范附表中的分类,本光伏发电工程为III类场地,根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015),拟建工程区在II类场地条件下,基本地震动峰值加速度为 0.05g ,相应地震基本烈度为VI度,地震动反应谱特征周期为 0.35s。

8.1.3 水文地质条件

工程场区属中亚热带向北亚热带过渡的季风湿润气候区,年平均气

温为 16.5℃，光照充足，平均日照 1770.6 小时。当地暴雨量大且集中，据当地暴雨资料统计，最大日降水为 302mm。洪水的时空变化特性与暴雨情况一致，每年 4~8 月为主汛期，以 6~7 月发生次数最多，占 80% 左右。

本项目场地地下水类型为孔隙性潜水，推测场址区地下水位埋深 1.00m~2.00m（大部位于水塘），其补给来源主要为大气降水和湖水。

参照邻近水质简分析成果，初步判定地下水对混凝土具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋在长期浸水下具微腐蚀性，对钢结构有弱腐蚀性。

8.1.4 物理地质现象

通过现场实地踏勘，地表覆盖层分布厚度大，地形平坦，起伏不大，未发现崩塌、滑坡、泥石流、地面沉降等不良物理地质作用与地质灾害分布。

8.2 设计安全标准

8.2.1 工程布置

本项目拟安装标准功率为 575W_p 的光伏组件 143260 块，分别布置在 1450 套 2×13（行×列）支架和 2030 套 2×26（行×列）支架竖向布置的固定抬高光伏支架上，总装机容量 82.3745MW_p。光伏电站共 19 台设置 3200kVA 箱式变压器和 190 台 320kW 组串式逆变器。

本项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站围墙长 123.0m，宽 75.0m，围墙内用地面积 9225.00m²。站内布置主变压器、事故油池、构架、综合楼、电气用房、危废房及附属用房等建（构）筑物。升压站总体布置分区明确，美观实用。建(构)筑物布置紧凑，占地少，经济合理。升压站内建筑物包括综合楼、附属用房、危废间，总建筑面积 2261.00m²。

8.2.2 工程等级

根据《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)、《混凝土结构设计

规范(2015年版)》(GB50010-2010)、《光伏电站设计规范》(GB50797-2012),光伏电站内建筑物、构筑物地基基础设计等级为丙级,光伏电站内建筑物、构筑物的结构安全等级为二级,抗震设防烈度为VI度,光伏支架安全等级为三级,光伏支架按照25年设计年限考虑,支架基础按照50年设计年限考虑。根据《光伏电站设计规范》(GB 50797-2012),规划容量为30~500MW的光伏发电站防洪标准为50年一遇,防洪等级为II级。根据《变电站总布置设计技术规程》(DL/T 5056-2007),220kV变电站防洪标准为100年一遇且需考虑频率为1%的洪(潮)水水位。

8.3 光伏场区工程设计

8.3.1 光伏场地平整方案

生态环境是人类社会生存的基础,光伏电站的建设以尽量不破坏地表植被为原则,本项目仅对场区中的组件及支架堆放场地及施工临时设施建筑区域进行场地平整,光伏电站场区不需要进行场平。

8.3.2 光伏支架及其基础设计方案

8.3.2.1 光伏支架设计

本项目支架上拟采用2(行)×13(列)和2(行)×26(列)的组件布置形式,支架采用固定支架形式,固定支架安装倾角为15°。支架主要由主梁、檩条、立柱、斜撑、抱箍及压块等部件组成。支架设计过程中考虑了恒载和活荷载,恒载包括电池组件重量、支架结构自重;活荷载包括风荷载、雪荷载等。

由于缺乏详细的水文资料,结合现场的踏勘及调查,综合考虑,项目支架的计算高程以内涝水位(标高28.0m)作为参考依据,根据《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)要求,组件高度高出洪水位(50年一遇)0.5m计算,即计算高程按28.5m考虑。

根据全国基本分压布置图及《建筑结构荷载规范》(GB50009-

2012), 固定支架25年一遇的设计基本风压为0.33kPa, 基本设计雪压为0.47kPa; 支架基础50年一遇的设计基本风压为0.40kPa, 基本雪压为0.55kPa。

支架设计过程中考虑了恒载、活荷载, 恒载包括光伏组件重量、支架结构自重; 活荷载包括风荷载、雪荷载。

光伏支架设计参数如下(后期将根据实际情况, 进一步核实相关参数):

电池组件排列方式:	2×13、2×26
电池组件规格:	2278mm×1134mm×30mm
电池组件重量:	32.3kg
固定支架倾角:	15°
基本风压(25年一遇):	0.33kPa
基本雪压(25年一遇):	0.47kPa

根据《建筑结构荷载规范》(GB50009-2012)、《光伏电站设计规范》(GB 50797-2012)、《光伏支架结构设计规程》(NBT10115-2018)等, 固定支架结构荷载计算如下:

(1) 恒载(G): 光伏板自重

$$1) \text{ 单块光伏板自重 } G_{pv}: G_{pv} = mg = 32.3\text{kg} \times 9.8\text{N/kg} = 316.54\text{N}$$

檩条所受光伏板的荷载为:

$$q_{G_{pv}} = G_{pv} / l / 2 = 316.54\text{N} / 1134\text{mm} / 2 = 0.14\text{N/mm}$$

(2) 风载(风压力 W_{mp} /风吸力 W_{ms})

风荷载计算:

$$w_k = \beta_z \mu_s \mu_z w_0$$

式中:

W_k — 风荷载标准值 (kN/m^2);

β_z — 高度 z 处的风阵系数, 取值1.2;

μ_s — 风荷载体型系数, 正风取0.8/负风取-0.95;

μ_z — 风压高度变化系数, 取值1.0;

w_0 — 基本风压(kN/m^2), 取值0.33。

2.1) 风压力 (正风)

$$W_k = \beta_z \mu_s \mu_z w_0 = 1.2 \times 0.8 \times 1.0 \times 0.33 \text{ kN/m}^2 = 316.8 \text{ N/m}^2$$

$$F_{wmp} = W_k A = 316.8 \text{ N/m}^2 \times 1.134 \text{ m} \times 2.278 \text{ m} = 818.37 \text{ N}$$

檩条所受正风荷载为:

$$W_{mp} = F_{wmp} / l / 2 = 818.37 \text{ N} / 1134 \text{ mm} / 2 = 0.36 \text{ N/mm}$$

2.2) 风吸力 (负风):

$$W_k = \beta_z \mu_s \mu_z w_0 = 1.2 \times 0.95 \times 1.0 \times 0.33 \text{ kN/m}^2 = 376.2 \text{ N/m}^2$$

$$F_{wms} = W_k A = 376.2 \text{ N/m}^2 \times 1.134 \text{ m} \times 2.278 \text{ m} = 971.82 \text{ N}$$

檩条所受负风荷载为:

$$W_{ms} = F_{wms} / l / 2 = 971.82 \text{ N} / 1134 \text{ mm} / 2 = 0.43 \text{ N/mm}$$

(3) 雪荷载 (S)

雪荷载计算:

$$S_k = \mu_r s_0$$

式中:

S_k — 雪荷载标准值 (kN/m^2);

μ_r — 屋面积雪分布, 取值1.0;

s_0 — 基本雪压(kN/m^2), 取值0.47。

$$S_k = \mu_r s_0 = 1.0 \times 0.47 \text{ kN/m}^2 = 470 \text{ N/m}^2$$

$$F_s = S_k A = 470 \text{ N/m}^2 \times 1.134 \text{ m} \times 2.278 \text{ m} = 12414.13 \text{ N}$$

檩条所受雪荷载为:

$$S = F_s / l / 2 = 12414.13 \text{ N} / 1134 \text{ mm} / 2 = 0.54 \text{ N/mm}$$

按照《光伏电站设计规范》，固定支架设计过程中，考虑如下控制因素：

受压构件容许长细比	180
受拉构件容许长细比	350
柱顶位移与柱高度比	1/60
梁的挠度	L/250

本工程支架及基础设计采用下列组合进行验算：

表 8.3.2-1 荷载组合

设计状态	序号	荷载组合
承载能力极限状态	1	1.3D+1.5W
	2	1.0D-1.5W
	3	1.3D+1.5S
	4	1.3D+1.5W+0.7×1.5S
	5	1.0D-1.5W+0.7×1.5S
	6	1.3D+1.5S+0.6×1.5W
	7	1.0D+1.5S-0.6×1.5W
正常使用极限状态	8	1.0D+1.0W
	9	1.0D-1.0W
	10	1.0D+1.0S
	11	1.0D+1.0W+0.7S
	12	1.0D-1.0W+0.7S
	13	1.0D+1.0S+0.6W
	14	1.0D+1.0S-0.6W
注：D 表示恒荷载，S 表示雪荷载，+W 表示正风荷载，—W 表示负荷载。		

根据初步计算，固定支架主梁与檩条初步选用冷弯薄壁型C型钢，立柱初步选用采用冷弯薄壁型C型钢，斜撑初步选用冷弯薄壁型C型钢。支架钢材型号为Q235B及以上钢材，施工图阶段，进行进一步截面杆件型号

确定及优化选择。

同时，考虑光伏支架使用年限为25年，本工程拟对光伏支架钢结构进行热浸镀锌防腐和镀镁铝锌，热浸镀锌按《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及实验方法》(GB/T13912-2020)的相关要求执行，镀锌层厚度平均不小于 65 μm ，局部镀锌厚度不小于55 μm 。支架结构采用镀镁铝锌合金高强钢材，复合镀层含量 $\geq 275\text{g/m}^2$ ，并且镁在复合镀层中含量不小于3.0%。

8.3.2.2 光伏支架基础设计

支架基础设计按 50 年使用期考虑，支架基础 50 年一遇的设计基本风压为 0.40kPa，基本雪压为 0.55kPa。本项目采用单排桩设计方案，2（行） \times 13（列）单个支架共 4 根桩，桩间距 4.50m。2（行） \times 26（列）单个支架共 7 根桩，桩间距 4.70m。

1) 光伏电站基础常用形式

根据国内外地面光伏电站工程案例，目前运用最为广泛的基础型式有：螺旋桩基础、混凝土灌注桩基础、混凝土预制桩基础、混凝土独立基础、混凝土条形基础，型钢桩和锚杆基础等。随着光伏行业的不断发展及对固定支架基础研究的不断深入，基础标准化程度越来越高，螺旋桩、灌注桩、预制桩、型钢桩、独立基础、条形基础及岩石锚杆基等基础型式开始被广大技术人员采用，根据已建光伏项目经验，光伏项目基础选型可参照下图进行：

岩土条件 \ 支架基础类型		螺旋桩	型钢桩	混凝土预制桩	预应力混凝土桩	灌注桩	混凝土独立基础	混凝土条形基础	锚杆基础
岩石	残积土	○	○	△	△	△	△	△	×
	全风化	○	○	△	△	△	△	△	×
	强风化	×	×	×	×	○	△	△	×
	中等风化~未风化	×	×	×	×	○	×	×	○
碎石土	漂石、块石	×	×	×	×	○	△	△	×
	卵石、碎石	△	×	×	×	○	△	△	×
	圆砾、角砾	○	△	×	×	△	△	△	×
砂土	密实程度 松散~稍密	○	○	△	△	△	△	△	×
	中密~密实	○	○	×	×	△	△	△	×
粉土	稍密~密实	○	○	△	△	△	△	△	×
黏土	流塑~软塑	△	×	○	○	×	×	×	×
	可塑~坚硬	○	○	△	△	△	△	△	×

注：1、表中符号“○”表示适用，“△”表示可以采用，“×”表示不适用。

2、对于锚杆基础，应要求岩石的完整程度为较完整~完整，且适用于岩石埋深浅或直接出露的场区。

表 8.3.2-2 各基础型式特点分析表

序号	基础形式		适用地基类型	施工方法	特点
1	螺旋桩	大叶片螺旋桩	适用于松散土壤（标贯值 $N < 8$ ）	打桩机直接将螺旋桩打入土壤	①施工工艺简单 ②施工速度快 ③环境影响小
		小叶片螺旋桩	适用于中等密度的松散土壤，如砂砾、砂土、泥沙和粘土（标贯值 $8 < N < 30$ ）		①施工工艺简单 ②施工速度快 ③环境影响小
		素混凝土螺旋桩	适用于难以直接旋入的土壤、岩石等类型（标贯值 $N > 30$ ）	潜孔机成孔放入混凝土后将螺旋桩旋入成桩	①施工工艺较简单 ②施工速度较快 ③环境影响较小
2	灌注桩基础		适用于粘性土、粉土、季节性冻土、膨胀土、持力层为硬性粘土或密实砂土	潜孔机成孔放入钢筋笼后浇筑混凝土、通过振动棒加密成桩。	①施工工艺较相对复杂 ②施工速度一般
3	预制桩基础		适用于粘性土、砂土、粉土、季节性冻土、膨胀土	沉桩设备将桩压入（或锤入）土中。	①施工工艺较相对复杂 ②施工速度一般 ③对环境的影响大
4	独立基础		地形起伏较大地区，基岩埋深较浅地基	开挖至基础后，放入工厂预制独立基础或立模现场浇筑混凝土	①施工速度慢 ②立模施工麻烦 ③现浇质量难以保证 ④蜂窝面较多
5	条形基础		适用于各种地基	开挖至基础后，立模现场浇筑混凝土	①施工速度慢 ②立模施工麻烦

序号	基础形式	适用地基类型	施工方法	特点
				③钢筋混凝土量消耗量较大
6	型钢桩基础	适用于粘性土、粉土地区	打桩机直接将型钢桩打入土壤	①施工工艺简单 ②施工速度快 ③环境影响小
7	锚杆基础	适用于基岩出露（岩石风化程度低）地区	潜孔机成孔放入锚筋后浇筑混凝土、通过振动棒加密成桩。	①施工工艺较相对复杂 ②施工速度一般 ③适用区域受限

注：表中的施工效率均指单台机械效率，为施工案例统计结果，实际效率应以现场发生为准。

考虑本项目为渔光互补项目，场址区域范围内基本为池塘，根据现有资料、现场查勘和初步的地勘资料，站址范围内存在一定厚度的淤泥和淤砂，则支架基础拟采用 PHC 高强预制管桩。基础主要考虑受压、抗拔、水平承载力及抗倾覆承载力，根据计算结果并考虑到当地的地质条件以及场区组件布置的因素，设计过程中考虑基础的抗压、抗拔、抗水平承载力及抗倾覆稳定性。

抗压承载力按下式进行复核：

$$N_k < R_a = \frac{Q_{sk} + Q_{pk}}{2} = \frac{\sum \pi * d * h_i * q_{sik}}{2} + \frac{A_p * q_{pk}}{2}$$

抗拔承载力按下式进行复核：

$$T_k < \frac{T_{gk}}{2} + G_p = \frac{\sum \lambda * \pi * d * h_i * q_{sik}}{2} + G_p$$

抗水平承载力按下式进行复核：

$$H_k < R_{ha} = 0.75 \frac{\alpha^3 EI}{v_x} \chi_{0a}$$

抗倾覆稳定性按下式进行复核：

$$\gamma_f H_0 S_0 < \frac{m b_0 h_t^3}{\mu}$$

经计算，单套2×13支架拟布置4根桩，桩间距拟定4.5m。单套2×26支架拟布置7根桩，桩间距拟定为4.7m。由于缺乏详细的水文资料，结合现场的踏勘及调查，综合考虑，目前项目支架的计算高程以高出收集的50年一遇的洪水位（标高28.0m）的0.5m计算，即计算高程按28.5m考虑。

根据地形图及地质条件可知，场址鱼塘的泥面高程约为24.1m~24.6m，根据设计高程28.5m和地质条件（详见3.3章节），经计算，两种支架结构的桩基础拟定300mm，壁厚70mm，AB型桩。平均入土深度为6.0~7.0m，单桩平均总长度为11.0m。光伏支架及基础详见附图。

施工图阶段将根据详细洪平资料、水文资料、地质详细勘察报告及试桩报告对光伏组件基础的形式和外形尺寸等进行多方案的技术经济比较，综合优化基础设计。

8.3.3 逆变器

本项目逆变器均采用320kW型组串式逆变器。逆变器拟采用钢构件固定在光伏支架上，不另行设置基础。

8.3.4 箱式变电站基础

本项目共19个光伏单元，每个单元配备一台箱变，共计19台箱变。箱式变电站置于桩基础承台上，考虑施工工期、施工难易程度以及池塘的环境保护，箱变承台拟采用钢结构平台，钢结构平台下拟设PHC预应力管桩，桩径拟采用300mm，AB桩。箱变检修平台四周设置1.2m高围栏。

8.3.5 光伏场区围栏设计

本项目光伏场区拟采用钢丝网围栏，场区中每个分散的地块设置独立围栏，围栏高度为1.8m。

8.3.6 道路设计

场内道路设计考虑永临结合，施工期间为满足施工及设备运输要求，运行期满足检修维护的需要，场内道路设计标准：道路路基宽 4.0m，路面宽 3.5m；路面结构采用 20cm 厚泥结碎石路面，平曲线和最小转弯半径应满足项目设备运输要求，本阶段考虑最小转弯半径为 12m；道路路面承载力不低于 15T，压实度达到 94%。纵坡最大控制在 14%以内。最小竖曲线半径为 200m。

场内改造道路总长约 3.09km，路面宽 3.5m，路基宽 4.0m，路面结构采用 20cm 厚泥结碎石面层。场内新建道路长 0.6km，路面宽 3.5m，路基宽 4.0m。进站道路总长约 0.145km，路面宽 4.5m，路基采用 15cm 厚级配碎石基层，路面采用 20cm 厚 C30 混凝土面层。

8.3.7 光伏场区排水设计

本项目场址基本为池塘，根据场地的地形及组件布置条件，组件区域基本较好的保持原有原始地形地貌，考虑的排水方案如下：

1) 组件区域排水

光伏组件区域原始地形地貌具体较好的排水条件，利用原始地表天然的坡度排水，地势较高的区域排向地势较低的区域，沿着自然条件排向附近道路的边沟或者其他排水设施中。

2) 场区道路排水

道路路线主要利用原地形条件及原有道路，不进行大规模的开挖和填筑，在道路旁设置单侧边沟，并在适当位置设置管涵、盖板涵和涵洞等，并在开挖上边坡坡顶设计截水沟。

3) 道路管涵

场区内在道路与排水管道交汇处新建混凝土道路管涵。

根据最终的场区排水规划，本项目场区排水设计拟采用分片区排水方案，利用场区原有天然存在的排水体系，并结合场区实际地势情况作出合理的规划。

8.4 集电线路工程

因本项目场址范围内基本为池塘，为保证集电线路通往各个片区，光伏场区内集电线路主要采用电缆桥架和直埋两种敷设方式，其中南北向桥架约占桥架总量的40%。池塘场区集电线路采用桥架敷设方式，拟采用PHC预应力管桩基础和槽盒相结合的形式，PHC桩径拟采用300mm，A型

桩；其他区域集电线路采用直埋敷设方式，直埋电缆沟开槽底宽1.8m，深1m，按1：0.5开挖边坡，基础开挖完成后，应将槽底清理干净并夯实，敷设电缆的上下侧各铺100mm细砂，并在电缆上侧做盖砖保护。

8.5 升压站设计

8.5.1 升压站总布置

8.5.1.1 升压站规模及站址选择

本光伏电站拟新建一座升压站。升压站站址选择时考虑现场地形地貌和工程的具体区位情况，结合工程气象、水文资料 and 具体施工条件的难易程度，充分利用现有地形，因地制宜，降低工程难度。升压站站址考虑交通便利，方便检修巡视进出场；并尽可能缩短场内的集电线路，从而降低集电线路的投资、减少集电线路的电能损耗。

8.5.1.2 升压站平面布置

本项目新建1座220kV升压站，升压站围墙长123.0m，宽75.0m，围墙内用地面积9225.00m²。站内布置主变压器、事故油池、构架、综合楼、电气用房、危废房及附属用房等建（构）筑物。升压站总体布置分区明确，美观实用。建（构）筑物布置紧凑，占地少，经济合理。升压站内建筑物包括综合楼、附属用房、危废间，总建筑面积2261.00m²。

8.5.1.3 升压站竖向布置

升压站沟内雨水顺地势向地势低处排出，不受洪水影响。地面整平采用平坡式。站内排水考虑采用有组织排水方式，设排水明沟和管道。站内雨水经过管道排至附近低处地面。

8.5.2 升压站建筑设计

8.5.2.1 设计依据

- (1) 《民用建筑设计统一标准》GB 50352-2019；
- (2) 《建筑设计防火规范》GB 50016-2014；

- (3) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229-2019;
- (4) 《光伏电站设计规范》 GB50797-2012;
- (5) 《110kV~750kV 变电站设计规程》 DL/T 5218-2012;
- (6) 《建筑装饰装修工程施工质量验收标准》 GB50210-2018;
- (7) 《屋面工程技术规程》 GB50345-2012;
- (8) 《建筑地面工程施工及验收规范》 GB50209-2010。

8.5.2.2 升压站区域内构筑物

本项目升压站内建筑物包括综合楼、电气用房、附属用房、危废间，总建筑面积 2261.0m²。

升压站内建筑物简介如下：

综合楼为 2 层框架结构，总建筑面积 1190.0m²，建筑高度 9.3m。一层布置有门厅、办公室、值休室、餐厅、厨房；二层布置办公室、会客室、会议室、活动室、值休室。建筑物安全出口的设置满足防火规范要求。

电气用房为 1 层框架结构，总建筑面积 900.0m²，建筑高度 6.3m。一层布置有主控室、消防控制室、继保室、蓄电池室、配电室。建筑物安全出口的设置满足防火规范要求。

附属用房为 1 层框架结构，建筑高度 4.50m，建筑面积为 145m²。布置消防水泵房、库房及车库等。

危废间为 1 层框架结构，建筑高度 3.90m，建筑面积为 26m²。布置危废库、油品库等。

8.5.3 升压站结构设计

1) 结构材料

混凝土：采用C15、C30。

钢筋：采用HPB300、HRB400。

砂浆不低于M5.0。

2) 结构设计

本工程抗震设防烈度为 6 度，建筑抗震设防分类为丙类，框架抗震等级为四级。

综合楼、电气用房及附属用房等建筑物均采用钢筋混凝土框架结构，基础采用 PHC 预制桩基础，屋面为现浇钢筋混凝土。

事故油池、消防水池等地下构筑物均采用现浇钢筋混凝土结构。构支架采用钢结构形式，主要支架基础采用混凝土独立基础，次要支架基础根据不同的情况采用混凝土独立或联合基础；主变基础采用钢筋混凝土板式+PHC 管桩基础，油坑内铺卵石，设滤油钢格栅、砖砌油坑壁。一般电缆沟采用实心砖砌沟壁，钢筋砼盖板。

8.5.4 升压站内给排水系统及污水处理

8.5.4.1 水源

由于升压站附近没有可直接利用的供水设施，初步考虑升压站水源采用地下水，在升压站附近打一眼深水井。水源水质暂按满足《生活饮用水卫生标准》的要求，下阶段根据水文地质条件及水质检测报告确定是否采用净水设施。地下水通过深井泵加压直接送至升压站生活水箱。

8.5.4.2 用水量

本工程升压站内无用水设施，故不考虑生活用水。消防用水根据规范要求确认，室外消火栓系统用水量按 15L/s 计算，一次火灾按延续时间 2h 计，消火栓系统一次灭火用水量为 108m³。

8.5.4.3 升压站供水系统

1) 生活给水系统

本工程升压站无生活用水设施，故不设置生活给水系统。

2) 消防给水系统

见 9.2.6 章节。

8.5.4.4 升压站排水系统

升压站排水系统主要为雨水排放，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，经由雨水立管引至地面雨水沟；站区场地雨水通过雨水口收集，经由室外埋地雨水管道排至站外；电缆沟的雨水通过管道排至站内雨水排水系统。

8.5.4.5 给排水设备材料清单

给排水主要设备清单见表 8.5.4-1。

表 8.5.4-1 主要给排水设备清单

序 号	设 备 名 称	规 格	单 位	数 量
一	水源工程			
1	水源深井	直径 200mm	眼	1
2	深井泵(含控制系统)	流量 5m ³ /h，扬程 200m	套	1
3	镀锌钢管	dn100	m	300
4	电力电缆	YJV(3*4)	m	300
二	室外给排水及主要设备			
1	阀门井	Ø1200 砖砌	个	4
2	雨水井	Ø1000 砖砌	个	5
3	雨水口	砖砌平算式单算雨水口	个	10
4	止回阀	DN200	个	3
5	y 型过滤器	DN100	个	1
6	镀锌钢管	DN150	m	30
7	UPVC 双壁波纹管	dn 200~500	m	150

8.5.5 通风与空气调节

8.5.5.1 室内外计算参数

1) 室外空气计算参数

冬季

供暖计算温度 0.6℃

通风计算温度 4.7℃

空调计算温度	-1.6℃
最冷月平均相对湿度	81%
夏季	
空调干球计算温度	35.1℃
空调湿球计算温度	28.4℃
通风计算温度	31.7℃
空调日平均温度	32.0℃
最热月平均相对湿度	67%

2) 室内空气设计参数，详见下表 8.5.5-1

房间名称	冬季		夏季	
	温度(℃)	相对湿度%	温度(℃)	相对湿度%
控制室	20±1	60±10	26±1	60±10
高低压配电室	-	-	≤35	-

注：表中仅列了主要建筑室内作业地带温度、相对湿度，其余建筑均参照《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》(DL/T5035)。

8.5.5.2 采暖

根据当地气候条件本工程不单独设置采暖系统，而是与空调系统合并，采用冷暖型分体空调。

8.5.5.3 通风

1) 主控室通过外窗自然通风。

2) 蓄电池室预制舱设事故排风，采用自然进风，机械排风的通风方式，事故排风机兼作通风机用。通风量按每小时 12 次换气次数计算；选用防爆型轴流风机，预制舱内通风设备由预制舱厂家配套提供。

3) 35kV 预制舱设事故排风，采用自然进风、机械排风的通风方式，事故排风机兼作通风机用。通风量按每小时 12 次换气次数计算；选用轴流风机，预制舱内通风设备由预制舱厂家配套提供。

4) 一体化消防给水泵站采用自然进风、机械排风的通风方式，排风机作为夏季通风用同时兼作事故排风；正常时通风量按每小时 6 次换气

次数计算；选用轴流风机，预制舱内通风设备由预制舱厂家配套提供。

5) 通风系统空气均不作循环，各房间均为独立的通风系统。

8.5.5.4 空气调节

根据升压站房间布置、当地气候条件，考虑设备稳定运行和人员舒适要求。控制室、继保室、配电室等设分体柜式或壁挂式空调机（冷暖型），预制舱内空调设备由预制舱厂家配套提供。

8.6 地质灾害治理工程

工程区为平原地形，未发现活动性断裂构造分布，场地构造稳定。不存在发生滑坡、泥石流的地形地质条件，亦未发现岩溶、地面沉陷等不良地质现象。

8.7 附表

编号	工程或费用名称	单位	工程量
1	光伏场区		
1.1	支架基础		
	预制桩 PHC-300-AB 桩长	m	208104
	试桩与检测	项	1
1.2	箱变基础		
	预制桩 PHC-300-AB 桩	m	1550
	钢平台（含围栏）	t	161.5
	箱变油池	个	19
1.3	集电线路		
1.3.1	集电线路（直埋）		
	土方开挖	m ³	10598.4
	土方回填	m ³	7654.4
	铺沙	m ³	2024

	砖盖板	m ³	920
1.3.2	集电线路（桥架）		
	预制桩 PHC-300-A 桩	m	7920
	钢材	t	19.8
1.3.3	光伏场区接地		
	土石方开挖	m ³	3133.6
	土石方回填	m ³	3133.6
1.4	场地清表（塘梗清表）		
	土石方开挖	m ³	16000
	土石方回填	m ³	12800
1.7	光伏场区围栏	km	33.15
1.8	发电辅助设备		
1.8.1	主场区固定支架		
	支架钢结构（Q235B, Q355B）	t	2883.11
1.8.2	逆变器固定支架		
	支架钢结构	t	7.41
2	升压站区		
2	变配电工程		
2.1	升压站场地平整		
2.1.1	场地平整面积	m ²	11094
	土石方开挖	m ³	33282
	土石方回填	m ³	55470
2.1.2	放坡处理		
	3mm 厚土工布	m ²	2806.995
	浆砌块石	m ³	480.670

	10cm 厚砖碎石	m ³	570.313
	M7.5 浆砌片石护脚	m ³	571.480
	φ50PVC 排水管	m	113.027
	网格梁护坡	m ²	1016.000
2.2	主变压器基础工程		
	土石方开挖	m ³	432
	土石方回填	m ³	225.6
	干铺卵石	m ³	84
	C15 垫层素混凝土	m ³	28.8
	C30 基础混凝土	m ³	144
	钢筋	t	10.7
	预埋件	t	2.0
	砖砌体	m ³	19.2
	PHC-400-AB 桩	m	360
2.3	配电设备基础工程		
	土石方开挖	m ³	952.2
	土石方回填	m ³	572.4
	C15 垫层混凝土	m ³	129.6
	C30 基础混凝土	m ³	810
	钢筋	t	32.4
	预埋件	t	7.2
	干铺卵石	m ³	27.9
	砖砌体	m ³	20.9
	PHC-400-AB 桩	m	2400.0
	碎石土换填	m ³	1470.0

2.4	配电设备构筑物		
	支架、构架（钢结构）	t	72
	钢结构横梁	t	8.0
	站内电缆沟长度	m	200
3	升压站建筑		
3.1	生活楼	m ²	1190.00
3.2	生产楼	m ²	900.00
3.3	附属用房（含水泵房）	m ²	145.00
3.4	危废品间	m ²	26.00
	PHC-400-AB 桩	m	2720.0
4	预埋装置工程		
	事故油池	座	1
	消防水池	座	1
	污水处理及调节水池	座	1
	碎石土换填	m ³	447.2
5	升压站内道路	m ²	1500
	土石方开挖	m ³	981.4
	土石方回填	m ³	196.3
	20cm 厚碎石垫层	m ²	1635.7
	20cm 厚 C30 混凝土路面	m ²	1635.7
7	其他		
	生厂区铺碎石(15cm 厚)	m ²	5461
	绿化面积	m ²	800
	广场铺砖	m ²	800
	实体围墙	m	348

	路缘石	m	750.0
	停车位	个	10
	电动伸缩大门	座	1
	铁艺大门	座	2
	水井	眼	1
3	道路		
3.1	场内改建道路	km	3.09
	土石方开挖及清表	m ³	2221
	抛石挤淤	m ³	2295
	土石方回填	m ³	3038
	20cm 厚泥结碎石面层	m ²	336
	直径 1m 圆管涵	m	49
	桥梁加固	座	1.00
	20cm 厚 C30 混凝土面层	m ²	3260
	15 cm 厚级配碎石基层	m ²	6520
3.2	场内新建道路	km	0.6
	土石方开挖及清表	m ³	1200
	土石方回填	m ³	1454
	20cm 厚泥结碎石面层	m ²	2545
	直径 1m 圆管涵	m	11
	金属栏杆	m	160
	钢平台(4.5m*5m)	t	31
3.3	进站道路	m	145
	土石方开挖	m ³	162
	抛石挤淤	m ³	1395

	20cm 厚 C30 混凝土面层	m2	691
	15 cm厚级配碎石基层	m2	807
	浆砌片石边沟	m3	62

9 消防设计

9.1 消防总体设计

9.1.1 消防设计依据的规程规范

- 1) 《光伏电站设计规范》GB50797;
- 2) 《建筑设计防火规范》GB50016;
- 3) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229;
- 4) 《建筑内部装修设计防火规范》GB50222;
- 5) 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116;
- 6) 《电力工程电缆设计标准》GB50217;
- 7) 《电力设备典型消防规程》DL5027;
- 8) 《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140;
- 9) 《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T5035;
- 10) 《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974;
- 11) 《变电站总体布置设计技术规程》DL/T5056。

9.1.2 一般设计原则

1) 贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未然，严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施，立足自防自救。

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

3) 建筑结构材料、装饰材料等均满足防火要求。

4) 设备选用经国家有关产品质量监督检测部门检验合格的产品，并要求安全可靠、使用方便、技术先进、经济合理。

9.1.3 机电消防设计原则

机电系统的消防设计包括电缆、各级电压配电装置、主变压器、主控制室等。其主要消防设计原则为：

- 1) 根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离要求；
- 2) 尽可能采用阻燃、难燃性材料为绝缘介质的电气设备；电缆电线的导线截面选择不宜过小，避免过负荷发热引起火灾；
- 3) 对穿越墙壁、楼板和电缆沟道进入到其他设施的电缆孔洞，进行严密封堵；
- 4) 消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求；
- 5) 设置完善的防雷设施及其相应的接地系统；
- 6) 主要电气设备室、疏散通道、楼梯间及安全出口等处按规定设置火灾应急照明及疏散方向标志灯。

9.1.4 消防总体设计方案

- 1) 升压站不设专职消防队，但需配备 1~2 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。
- 2) 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，力争杜绝火灾发生的可能性，一旦火灾发生也能在最短时间内予以扑灭，使损失减少到最低，同时确保火灾时人员的安全疏散。
- 3) 升压站内消防通道宽不小于 4m，转弯半径不小于 9m，通道呈环形布置，消防车可直达站内任何位置。
- 4) 升压站主控制室与消防控制室合并设置。
- 5) 根据生产重要性和火灾危险性程度配置消防设施和器材。

9.2 工程消防设计

9.2.1 主要建筑物火灾危险性类别及耐火等级

根据《火力发电厂与变电所设计防火标准》(GB50229-2019)，各变电

站建(构)筑物各部位火灾危险性类别、耐火等级见表 9.2-1。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9.2-1 升压站建(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
综合楼	-	二级
附属用房	戊	二级
危废油品库房	丙	一级
电气用房	丁	二级
事故油池	丙	一级
变压器	丙	一级

根据《火力发电厂与变电所设计防火标准》条款规定,各建(构)筑物之间的防火距离符合规范要求。

9.2.1.1 建筑物消防设计

综合楼为 2 层框架结构,总建筑面积 1190.0m²,建筑高度 9.3m。一层布置有门厅、办公室、值休室、餐厅、厨房;二层布置办公室、会客室、会议室、活动室、值休室。建筑物安全出口的设置满足防火规范要求。根据《建筑设计防火规范》GB50016-2014(2018 版)中民用建筑的耐火等级、最多允许层数和最大允许建筑面积,设一个防火分区。共设有 3 个直接对外出入口。室内设置两个疏散楼梯间。建筑中的疏散门净宽分别为 0.9m 和 1.5m,疏散走道净宽为 2.2m。

附属用房为 1 层框架结构,建筑面积 145.0m²,建筑高度 4.5m。布置有消防水泵房、库房及车库等,设一个防火分区。共设有 4 个直接对外出入口。疏散门净宽 1.40m。

危废间为 1 层框架结构,建筑面积 26m²,建筑高度 3.9m。布置有危废库、油品库等,设一个防火分区。共设有 2 个直接对外出入口。疏散门

净宽 1.40m。

9.2.1.2 建筑内部装修防火设计

建筑内部装修满足《建筑内部装修设计防火规范》GB50222-2017 相关要求。

1) 资料室其顶棚、墙面应采用 A 级装修材料，地面应采用不低于 B1 级的装修材料。

2) 厨房其内部所有装修均采用 A 级装修材料。

3) 其余房间其顶棚、墙面、地面采用不低于 B1、B2 的装修材料。

9.2.1.3 安全疏散通道和消防通道

1) 综合楼设有 2 个直通外部的安全通道。

2) 疏散门的净宽度分别为 0.9m 和 1.4m。疏散走道净宽为 2.2m。

3) 升压站内道路设计成环形，主干车道 4.0m，道路转弯半径 9m，满足消防车道及转弯半径要求。

9.2.2 主要场所及主要机电设备消防设计

b) 一次、二次预制舱、门卫预制舱

一次、二次预制舱、门卫预制舱内灭火设施由预制舱厂家配套供应。

c) 户外主变压器、无功补偿装置

升压站本期选用 1 台容量为 150MVA 的 220kV 主变压器。根据规范要求，主变压器采用干粉灭火及干砂灭火，在变压器旁设 2 具推车式干粉灭火器，1 个消防砂箱(1m³)，并配置 5 把消防铲；户外无功补偿装置设 2 具推车式干粉灭火器。

主变压器布置在户外，变压器底部设有贮油坑，贮油坑容积为主变压器油量的20%设计。主变油坑铺设厚度不小于250mm的卵石，卵石直径宜为50~80mm。贮油坑尺寸大于主变压器外廓线各1m。坑底设有排油管，在主变压器附近设置事故油池，容量按单台变压器最大油量的100%确定，事故油池有油水分离的功能。变压器事故状态下需排油时，经主变下部的

贮油坑与排油管排至事故油池。

d) 电缆沟及电缆通道

电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处、长度超过 100m 的电缆沟道，均采取防止电缆火灾蔓延的封堵或分隔措施。

1) 采用防火隔墙或隔板，并用防火堵料封堵电缆通过的孔洞。

2) 电力电缆与控制电缆或通信电缆敷设在同一电缆沟，采取防火分隔措施。隔板的耐火极限不低于 0.75h。

3) 开关柜、端子箱、控制屏以及本期未上设备的下部开孔与电缆沟接口处均用防火堵料进行封堵。

e) 场区箱变

场区箱变分布较广，发生火灾时消防人员不可能及时扑救。因此，箱变的防火措施主要以预防为主，根据《电力设备典型消防规程》DL5027 的规定配置消防设施，在每套箱变及逆变器旁各设 2 具推车式干粉灭火器，灭火器由设备厂家配套供应。

9.2.3 消防给水设计

1) 水源

初步考虑生活及消防用水采用地下水，在升压站附近打一眼深井，深井水通过加压泵加压经供水管道送至升压站消防水箱。

2) 消防供水对象及水量、水压

升压站一次、二次预制舱火灾危险性为丁类；附属用房火灾危险性为丁类，耐火等级均为二级。根据规范要求，升压站设置室外消火栓系统，室外消火栓系统用水量按 15L/s 计算。确定同一时间内的火灾次数为一次，延续时间按 2h 计，消火栓系统一次灭火用水量为 108m³。消火栓系统水压约为 40m。

3) 消防供水设计

消防水系统由地埋式箱泵一体化消防给水泵站（含消防水箱、消防

泵、配套的消防稳压装置)、消防给水管道、室外消火栓组成。升压站室外设 2 套室外消火栓。消防水泵为自灌式引水,消防给水管道在站内形成环状管网,泵站有 2 条出水管与环状管网连接。

4) 消防泵控制方式:

消火栓系统具有手动及联动控制方式。联动控制方式由消火栓系统出水干管上设置的低压压力开关(电接点压力表)信号作为触发信号,直接控制启动消火栓泵,联动控制不受消防联动控制器处于自动或手动状态影响。手动控制方式由消火栓泵控制柜的启动、停止按钮用专用线路直接连接至设置在消防控制室内的消防联动控制器的手动控制盘,并直接手动控制消火栓泵的启动、停止。消防泵、稳压泵的状态信号及消防水池的水位信号传送到主控制室。

5) 消防水箱

根据消防系统用水量,地埋式箱泵一体化消防给水泵站内消防水箱有效容积设置为 108m^3 。

9.2.4 消防电气

升压站消防配电设备按II类负荷供电,主要包括火灾自动报警系统、应急照明系统及消防水泵,消防电源采用双电源。

1) 火灾自动报警系统:火灾自动报警系统电源由站内 UPS 系统供电,同时该系统自身配备一套 DC24V 的备用电源。

2) 应急照明:在一次、二次预制舱等高低压配电室设有备用照明,正常情况下采用 220V 交流供电,事故时由直流逆变电源供电,蓄电池能维持备用照明 3h。在主要疏散通道、楼梯间、出入口处设置自充电式的应急灯及疏散标志灯,蓄电池供电时间不小于 2h。

3) 消防水泵:采用双电源供电,电源引自厂用电配电母线 I、II 段,并在末端自动切换。

4) 火灾自动报警系统报警总线、消防专用电话、供电线路、消防联

动控制线路采用耐火铜芯电线电缆。穿线管均采用钢管，线路暗敷设时，应敷设在非燃烧体的结构层内，且保护层厚度不宜小于 30mm。线路明敷设时(包括敷设在吊顶内)，穿线钢管应刷防火涂料。

9.2.5 防火排烟设计

根据《火力发电厂与变电所设计防火标准》GB50229、《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035 的相关要求。

1) 一次、二次预制舱设置机械排风系统。发生火灾时自动切断通风机电源，灭火完成后，手动打开排风机进行事故后排烟。

2) 通风系统空气均不作循环，各房间均为独立的通风系统。

9.2.6 火灾自动探测报警系统

根据《火灾自动报警系统设计规范》GB50116 的要求，升压站采用集中报警系统。在主控制室设置柜式火灾报警控制器(联动型)用于监测设置在各场所的火警信号，并对消防水泵等实施自动联动控制。

根据各房间的物质及燃烧特性选择不同的探测器：电缆沟(层)及电缆竖井采用缆式线型感温探测器，其他采用感烟、感温探测器。在各防火分区适当位置设置带电话插孔的手动报警按钮以及声光报警器。探测器或手动报警按钮发出报警信号，火灾报警控制器显示报警点地址并启动声光报警器，按预先编制好的逻辑关系发出联动控制指令，也可由值班人员在火灾报警控制器上手动操作。

9.2.7 消防设备材料清单

消防主要设备清单见表 9.2.7-1。

表 9.2.7-1 主要消防设备清单

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
1	火灾自动报警系统		项	1	

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
2	地埋式箱泵一体化消防给水泵站	含消防水箱（108m ³ ）、消防水泵、稳压泵等	套	1	
3	推车式磷酸铵盐干粉灭火器	MFT/ABC50	具	4	
4	防火堵料/涂料	WS-II/FZD-II	吨	1	
5	镀锌钢管	DN125	m	200	
6	室外消火栓	SS100/65-1.6	套	2	
7	消防铲		把	5	
8	消防桶		个	5	
9	消防砂箱	1m ³	个	1	

9.3 施工消防

9.3.1 总平面布局

临时用房、临时设施的布置应满足现场防火、灭火及人员安全疏散的要求。

施工现场出入口的设置应满足消防车通行的要求，并布置在不同方向，其数量不少于 2 个。当确有困难只能设置 1 个出入口时，应在施工现场内设置满足消防车通行的环形道路。

固定动火作业场应布置在可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房等全年最小频率风向的上风侧，并宜布置在临时办公用房、宿舍、可燃材料库房、在建工程等全年最小频率风向的上风侧。

易燃易爆危险品库房应远离明火作业区、人员密集区和建筑物相对集中区。

可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房不应布置在架空电力线下。

9.3.1.1 防火间距

易燃易爆危险品库房与在建工程的防火间距不应小于 15m，可燃材料堆场及其加工场、固定动火作业场与在建工程的防火间距不应小于

10m，其他临时用房、临时设施与在建工程的防火间距不应小于 6m。

施工现场主要临时用房、临时设施的防火间距应符合《建设工程施工现场消防安全技术规范》表 3.2.2 的规定。

9.3.1.2 临时消防车道

施工现场内应设置临时消防车道，临时消防车道与在建工程、临时用房、可燃材料堆场及其加工场的距离不宜小于 5m，且不宜大于 40m；施工现场周边道路满足消防车通行及灭火救援要求时，施工现场内可不设置临时消防车道。

9.3.2 建筑防火

临时用房和在建工程应采取可靠的防火分隔和安全疏散等防火技术措施。

9.3.2.1 临时用房防火

宿舍、办公用房的防火设计应符合下列规定：建筑构件的燃烧性能等级应为 A 级。当采用金属夹芯板材时，其芯材的燃烧性能等级应为 A 级；建筑层数不应超过 3 层，每层建筑面积不应大于 300m²；层数为 3 层或每层建筑面积大于 200m² 时，应设置至少 2 部疏散楼梯，房间疏散门至疏散楼梯的最大距离不应大于 25m；宿舍、办公用房不应与厨房、操作间、变配电房等组合建造。

会议室、文化娱乐室等人员密集的房间应设置在临时用房的第一层，其疏散门应向疏散方向开启。

其他临时用房防火措施应符合《建设工程施工现场消防安全技术规范》第 4.2 节的有关规定。

9.3.2.2 在建工程防火

施工现场应设置灭火器、临时消防给水系统和临时消防应急照明等临时消防设施。

临时消防设施应与在建工程的施工同步设置。房屋建筑工程中，临时

消防设施的设置与在建工程主体结构施工进度差距不应超过 3 层。

在建工程可利用已具备使用条件的永久性消防设施作为临时消防设施。当永久性消防设施无法满足使用要求时，应增设临时消防设施，并应符合《建设工程施工现场消防安全技术规范》第 5.2~5.4 节的有关规定。

施工现场的消火栓泵应采用专用消防配电线路。专用消防配电线路应自施工现场总配电箱的总断路器上端接入，且应保持不间断供电。

地下工程的施工作业场所宜配备防毒面具。

9.3.3 临时消防设施

9.3.3.1 灭火器

- a) 变配电房设置 2 具干粉灭火器。
- b) 临时办公用房、宿舍按每 100m² 面积配置不少于 1 具干粉灭火器。
- c) 在建工程各单体每层楼梯口或室外配置 2 具干粉灭火器。
- d) 木材库、综合仓库、加工厂按每 25m² 面积配置不少于一具干粉灭火器。

9.3.3.2 临时消防给水系统

本工程临时用房建筑面积之和小于 1000m²，在建工程单体体积小于 10000m³，不设置临时室外消防给水系统。

9.3.3.3 应急照明

变配电房、无天然采光的作业场所及疏散通道设置应急照明，应急照明灯具宜选用自备电源的应急照明灯具，自备电源的连续供电时间不小于 60 min。

9.3.4 防火管理

9.3.4.1 消防安全管理

- a) 本工程施工现场的消防安全管理由总承包单位负责。分包单位应向总承包单位负责，并应服从总承包单位的管理，同时应承担国家法律、法规规定的消防责任和义务。

- b) 监理单位应对施工现场的消防安全管理实施监理。
- c) 施工单位应根据建设项目规模、现场消防安全管理的重点，在施工现场建立消防安全管理组织机构及义务消防组织，并应确定消防安全负责人和消防安全管理人员，同时应落实相关人员的消防安全管理责任。
- d) 施工单位应针对施工现场可能导致火灾发生的施工作业及其他活动，制订消防安全管理制度。
- e) 施工单位应编制施工现场防火技术方案，并根据现场情况变化及时对其修改、完善。
- f) 施工单位应编制施工现场灭火及应急疏散预案，并依据灭火及应急疏散预案，定期开展灭火及应急疏散的演练。
- g) 施工人员进场时，施工现场的消防安全管理人员应向施工人员进行消防安全教育和培训。
- h) 施工作业前，施工现场的施工管理人员应向作业人员进行消防安全技术交底。
- i) 施工过程中，施工现场的消防安全负责人应定期组织消防安全管理人员对施工现场的消防安全进行检查。
- j) 施工单位应做好并保存施工现场消防安全管理的相关文件和记录，并应建立现场消防安全管理档案。

9.3.4.2 可燃物及易燃易爆危险品管理

- a) 可燃材料及易燃易爆危险品应按计划限量进场。进场后，可燃材料宜存放于库房内，露天存放时，应分类成垛堆放，垛高不应超过 2m，单垛体积不应超过 50m³，垛与垛之间的最小间距不应小于 2m，且应采用不燃或难燃材料覆盖；易燃易爆危险品应分类专库储存，库房内应通风良好，并应设置严禁明火标志。
- b) 室内使用油漆及其有机溶剂、乙二胺、冷底子油等易挥发产生易燃气体的物资作业时，应保持良好通风，作业场所严禁明火，并应避免产

生静电。

c) 施工产生的可燃、易燃建筑垃圾或余料，应及时清理。

9.3.4.3 用火、用电、用气管理

a) 施工现场用火应符合下列要求：

1) 动火作业应办理动火许可证；动火许可证的签发人收到动火申请后，应前往现场查验并确认动火作业的防火措施落实后，再签发动火许可证。

2) 动火操作人员应具有相应资格。

3) 焊接、切割、加热等动火作业前，应对作业现场的可燃物进行清理；作业现场及其附近无法移走的可燃物应采用不燃材料对其覆盖或隔离。

4) 施工作业安排时，宜将动火作业安排在使用可燃建筑材料的施工作业前进行。确需在使用可燃建筑材料的施工作业之后进行动火作业，应采取可靠的防火措施。

5) 裸露的可燃材料上严禁直接进行动火作业。

6) 焊接、切割、加热等动火作业应配备灭火器材，并应设置动火监护人进行现场监护，每个动火作业点均应设置一个监护人。

7) 五级(含五级)以上风力时，应停止焊接、切割等室外动火作业；确需动火作业时，应采取可靠的挡风措施。

8) 动火作业后，应对现场进行检查，并应在确认无火灾危险后，动火操作人员再离开。

9) 具有火灾、爆炸危险的场所严禁明火。

10) 施工现场不应采用明火取暖。

b) 施工现场用电，应符合下列规定：

1) 施工现场供用电设施的设计、施工、运行和维护应符合现行国家标准《建设工程施工现场供用电安全规范》GB50194 的有关规定。

2) 电气线路应具有相应的绝缘强度和机械强度，严禁使用绝缘老化或失去绝缘性能的电气线路，严禁在电气线路上悬挂物品。破损、烧焦的插座、插头应及时更换。

3) 电气设备与可燃、易燃易爆危险品和腐蚀性物品应保持一定的安全距离。

4) 有爆炸和火灾危险的场所，应按危险场所等级选用相应的电气设备。

5) 配电屏上每个电气回路应设置漏电保护器、过载保护器，距配电屏 2m 范围内不应堆放可燃物，5m 范围内不应设置可能产生较多易燃、易爆气体、粉尘的作业区。

6) 可燃材料库房不应使用高热灯具，易燃易爆危险品库房内应使用防爆灯具。

7) 普通灯具与易燃物距离不小于 300mm；聚光灯、碘钨灯等高热灯具与易燃物的距离不小于 500mm。

8) 电气设备不应超负荷运行或带故障使用。

9) 严禁私自改装现场供用电设施。

10) 应定期对电气设备和线路的运行及维护情况进行检查。

c) 施工现场用气应符合下列规定：

1) 储装气体的罐瓶及其附件应合格、完好和有效；严禁使用减压器及其他附件缺损的氧气瓶，严禁使用乙炔专用减压器、回火防止器及其他附件缺损的乙炔瓶。

2) 气瓶应分类储存，库房内应通风良好；空瓶和实瓶同库存放时，应分开放置，两者间距不应小于 1.5m。

9.3.4.4 其他防火管理

a) 施工现场的重点防火部位或区域，应设置防火警示标识。

b) 施工单位应做好施工现场临时消防设施的日常维护工作，对已失

效、损坏或丢失的消防设施应及时更换、修复或补充。

c) 临时消防车道、临时疏散通道、安全出口应保持畅通，不得遮挡、挪动疏散指示标识，不得挪用消防设施。

d) 施工期间，不应拆除临时消防设施及临时疏散设施。

e) 施工现场严禁吸烟。

10 施工组织设计

10.1 施工条件

10.1.1 地理位置和对外交通

益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目位于益阳市大通湖区金盆镇。场区东侧有 S218 省道经过，场区附近有多条村村通道路、田埂土路纵横交错，场区对外交通较便利。

10.1.2 地形地貌

拟建场址位于益阳市大通湖区金盆镇，场址区域主要为鱼塘，地势比较平坦，场区鱼塘水深 1.50m~3.00m。

10.1.3 施工水电及建材供应

(1) 施工用水

建筑工地临时供水主要包括:生产用水、生活用水和消防用水三种。

生产用水包括现场施工用水、施工机械用水。

生活用水包括施工现场生活用水和生活区生活用水。

生产用水、生活用水水源采用地下水，在升压站附近打一眼深井,引接距离约 200m。本工程高峰日用水量约 70m³/d，其中生产用水 45 m³/d，生活用水量 25 m³/d。施工期土建施工用水量约 25 m³/d，场内环境保护用水量 8m³/d，浇洒道路用水量 7m³/d，施工机械用水量 5m³/d，为保证施工期间的用水量，可考虑在施工现场附近设置临时蓄水池。

(2) 施工用电

本工程施工用电主要包括施工工厂、临时生活区用电及基础施工用电两部分。施工用电就近从附近 10kV 线路引接，引接距离约 1 公里，经变压器降压后引线至各施工用电点，考虑施工灵活方便，施工用电还考虑配备 2 台 50kW 移动式柴油发电机发电。

(3) 建筑材料

本工程所需砂石料、砖砌体、水泥、钢筋、油料等均可从益阳市或就

近购买。

10.2 施工总布置

10.2.1 设计原则和施工总布置

施工总布置应综合考虑工程规模、施工方案及工期、造价等因素，按照因地制宜、因时制宜、有利生产、方便生活、易于管理、安全可靠、节约用地的原则，在满足环保与水保要求的条件下布置生产生活区、施工仓库、供电供水、堆场等。

依据光伏电站建设特点、当地的自然条件，以及安全、合理、经济的原则，对本光伏电站主要工程的施工进度作出控制性的安排，为工程施工方案拟定基本方向。主要原则如下：

1) 施工准备工作

在完成对施工场地进行“四通一平”的后，建造生产和生活临时建筑，为全面施工做准备。

2) 光伏组件基础先期开工

光伏组件基础工程及电池组件安装是本工程控制性施工项目，直接影响到工程总工期。为实现工程尽早投产发电，应先期展开光伏组件基础施工。

3) 支架施工及安装

固定支架施工及安装简单，但数量多，且节点安装要求较高，支架安装是本工程控制性施工项目，直接影响到工程总工期。为实现工程尽早投产发电，应加大人力进行支架施工及安装。

4) 在保证上述三项的施工组织原则下，其他工程如电缆铺设、生产性建筑工程等项目可以同步进行，平行建设，其分部分项可以流水作业，以加快施工进度，保证工期。

10.2.2 施工管理及生活区

根据施工总进度安排，本工程施工期的平均人数为160人，高峰人数

为施工人员200人。经计算，施工临时生活区占地面积共约1800m²，建筑面积1200m²；施工临时办公区占地面积约4900m²，建筑面积约500m²。

10.2.3 施工工厂、仓库布置

根据工程场址附近的地形条件，初步考虑按相对集中的原则，把施工工厂和仓库等设施分别布置在相应施工临时生活区附近，站区内主要布置组件及支架堆场、材料设备仓库、综合仓库等。

1) 材料加工

本工程仅设置综合加工系统(包括钢筋加工厂、木材加工厂，混凝土采用商品混凝土)。为了便于施工和管理，施工工厂集中布置在各相应施工营地附近。

2) 仓库布置

本工程所需的仓库集中布置在综合加工系统附近，主要设有光伏组件库、支架库、木材库、钢筋库、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。

本工程临时设施分为施工营地和临时办公区：施工营地占地面积为4900 m²，建筑面积为500 m²；临时办公区占地面积为1800 m²，建筑面积为1200 m²。各施工临时设施建筑、占地面积详见表10.2-1。

表 10.2-1 施工临时设施建筑、占地面积一览表(单位：m²)

序号	项 目 名 称	建筑面积 (m ²)	占地面积(m ²)	备 注
1	组件与支架堆场		1200	
2	砂石料堆场		1000	
3	综合加工厂	300	800	
4	综合仓库	200	1000	
5	机械停放场		900	
6	临时生活办公区	1200	1800	
7	合计	1700	6700	

10.2.4 土石方平衡

本工程开挖工程量主要包括光伏场区接地、升压站开挖、场内集电线路和改建道路等，共计开挖量为7.265万m³，回填量为8.454万m³。其中回填量主要为升压站场平。

表 10.2.4-1 土石方平衡表

单位：万 m³

序号	项目	开挖	回填	平衡量	备注
1	场区清表及平整	1.600	1.280	0.320	就地平衡
2	场内集电线路	1.373	1.079	0.294	
3	升压站工程	3.565	5.646	-2.082	回填量
4	场内道路工程	0.727	0.449	0.278	就地平衡
	合计	7.265	8.454	-	

10.3 施工交通运输

10.3.1 场外交通

益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目位于益阳市大通湖区金盆镇。场区东侧有 S218 省道经过，场区附近有多条村村通道路、塘埂土路纵横交错，场区对外交通较便利。

10.3.2 进场道路

根据场区位置及周围道路情况，设备运输路线考虑为：

设备从厂家出发→S71 华常高速大通湖高速收费口→S307、S218 省道至兴旺村附近→村村通道路、场区内改造道路→光伏各片区。

S307、S218 省道、村村通道路路宽均满足设备运输要求。场区内改造道路大都为塘埂土路改造，田埂土路路宽约 2.5m，全线均需拓宽。改造道路总长约 3.09km，场内新建道路长 0.6km，进站道路总长约 0.145km。

10.3.3 道路设计

场内道路设计考虑永临结合，施工期间为满足施工及设备运输要求，

运行期满足检修维护的需要，场内道路设计标准：道路路基宽 4.0m，路面宽 3.5m；路面结构采用 20cm 厚泥结碎石路面，平曲线和最小转弯半径应满足项目设备运输要求，本阶段考虑最小转弯半径为 12m；道路路面承载力不低于 15T，压实度达到 94%。纵坡最大控制在 14%以内。最小竖曲线半径为 200m。

场内改造道路总长约 3.09km，路面宽 3.5m，路基宽 4.0m，路面结构采用 20cm 厚泥结碎石面层。场内新建道路长 0.6km，路面宽 3.5m，路基宽 4.0m。进站道路总长约 0.145km，路面宽 4.5m，路基采用 15cm 厚级配碎石基层，路面采用 20cm 厚 C30 混凝土面层。

10.4 工程建设用地

本项目用地按如下原则考虑：

光伏电站占用土地包括永久性征用和临时性征用地。永久性征用地包括升压站用地等。

临时性征用地包括光伏场区用地、施工临时占地、改建道路等。

表 10.4-1 施工用地一览表

单位：万 m²

序号	项 目 名 称	永久性征用地	临时性征用地	备 注
1	光伏电站场区占地	-	76.912	
2	升压站工程	1.0033	-	
3	进站道路	0.2349	-	
4	新建道路和改建道路	-	2.952	
5	临时施工设施	-	0.67	
6	合计	1.2382	80.533	
7	总占地面积	81.771		

10.5 主体工程施工

10.5.1 光伏场地平整

本项目仅对场区中的组件及支架堆放场地及施工临时设施建筑区域

进行场地平整，光伏电站场区为水面不需要进行场平。

在满足光伏组件坡度布置要求的前提下综合考虑工程量、场地排水及施工组织等因素，采用局部开挖的方式进行场地平整、基础开挖和电缆沟开挖等。

场平在符合生产要求和运输的条件下，尽量利用地形，以减少挖方数量；本项目考虑场地内的挖方与填方量尽可能达到互相平衡，以降低土方运输费用。

首先应到现场进行勘察，了解场地地形、地貌和周围环境。根据建筑总平面图及规划了解并确定现场平整场地的范围。

平整前必须把场地平整范围内的障碍物如树木、电线、电杆、管道、房屋等清理干净，然后根据总图要求的标高，从水准基点引进基准标高作为确定土方量计算的基点。土方平整采用挖土机、推土机、铲运机配合进行。在平整过程中要交错用压路机压实。

场平过程为现场勘察→清除地面障碍物→标定整平范围→设置水准基点→设置方格网，测量标高→计算土方挖填工程量→平整土方→场地碾压→验收。

10.5.2 道路施工

光伏场区为剥蚀堆积低丘地貌，垄岗地形，地势较平缓。光伏电场场址区域范围内地貌类型单一，绝大部分为池塘，有部分区域面积是农田区域。光伏场区道路，对于已有混凝土路面和碎石路路段，如能满足运输要求，将不进行修缮，如宽度不够，不能满足运输要求，将原道路进行拓宽，拓宽部分采用泥结碎石路面；对于土路和新建道路部分，保证其宽度不小于4m，并满铺200mm厚泥结碎石，场区内所有道路转弯半径不小于9m，场内道路需抵达每个箱变。

工艺流程：定位放线→土方开挖回填→原土压实→200mm 泥结碎石

面层。

基层施工根据设计要求定位测量后人工配合机械进行开挖，挖方运至指定堆土场；人工清理路基，机械进行压实，在低洼处铺设回填土并分层压实。路基经验收合格后再铺设 200mm 厚泥结碎石压实做为面层。道路路基应高出两侧场地自然标高，道路排水考虑通过道路横向坡度散排，不设置道路边沟，在道路低洼路段设置排水管涵，保证光伏场区道路两侧排水通畅，道路两侧考虑设置植草护坡，减少水土流失。

10.5.3 PHC 管桩基础施工

本项目拟采用 PHC 预应力管桩作为固定支架、桥架及箱变基础，桩直径为 300mm。针对于场区水域面积较大、但整体风浪较小，可采用水上浮箱法打桩机进行施工，打桩施工过程中根据桩基施工图纸及建筑物的轴线测量基准点，用全站仪、水准仪建立基准点；打桩过程中，首先拴好吊桩用的铁链和索具，用铁链绑在桩下部，用索具捆在桩上端吊环附近处，一般不超过 300mm，捆绑要牢固，严禁滑落；再将挖掘机臂杆升起，使桩根部垂直对准桩位，缓缓放下插入土中。桩底部插入桩位土中后，先用较小压力静压 1~2 秒，桩入土一定深度，再测量桩是否垂直、稳定。打桩必须用线坠或经纬仪双向校正，不得用目测。桩垂直度偏差不得超过 0.5%，桩插入时必须严格控制垂直度偏差不得超过 0.3%，若不满足垂直度要求，需拔出重插。在桩打入前，应在桩的侧面或桩架上设置标尺，以便在施工中观测、记录。经校正、自检稳桩合格后再进行沉桩。根据现场的地质情况，宜采取重压轻打，随着沉桩深度增加，沉桩速度减慢，压力可渐增。在整个打桩过程中，要使桩帽、桩身尽量保持在同一竖直轴线上。要注意尽量不使管桩受到偏心压打，以免管桩受弯受剪。打桩较难下沉时，要检查桩身有无倾斜偏心，特别是要检查桩垫桩帽是否合适。若不合适，需及时更换或补充衬垫。每根桩应连续一次打完，不要中断，以免因

土体对桩体挤压造成难以继续打下。

10.5.4 光伏组件及支架安装

a) 施工准备：进场道路通畅，安装支架运至相应的阵列基础位置，光伏组件运至相应的基础位置。

b) 固定支架安装：支架分为立柱、主梁、檩条、斜撑等。支架安装应严格按照厂家安装手册进行，可采用船只和水上浮箱的方式进行支架安装。

c) 光伏组件安装：安装前应认真阅读组件厂家安装手册，细心打开组件包装，禁止单片组件叠摞，轻拿轻放防止表面划伤，用螺栓紧固至支架上后调整水平，拧紧螺栓。

10.5.5 箱变基础施工及安装

a) 基础施工

箱式变电站的基础采用 PHC 桩基础，具体施工参考第 10.5.3 节桩基础施工。桩基础施工完毕后，钢平台的施工应注意平台与桩的连接固定符合规范规程要求，且保证安全施工。

b) 设备安装

1) 安装前的准备电缆应在箱式变电站就位前敷设好，并且经过检验是无电的。开箱验收检查产品是否有损伤、变形和断裂。按装箱清单检查附件和专用工具是否齐全，在确认无误后方可按安装要求进行安装。

2) 安装时靠近箱体顶部有用于装卸的吊钩，起吊钢缆拉伸时与垂直线间的角度不能超过 30°，如有必要，应用横杆支撑钢缆，以免造成箱变结构或起吊钩变形。箱变大部分重量集中在装有铁心、绕组和绝缘油的主箱体中的变压器，高低压终端箱内大部分空心，重量相对较轻，使用吊钩或起重机不当可能造成箱变或其附件的损坏，或引起人员伤害。在安装完毕后，接上试验电缆插头，按国家有关试验规程进行试验。

10.5.6 升压站施工

升压站内主要为电气设备，不含建筑物。主要电气设备基础的施工，其基础土石方开挖边坡按1：1.5控制，采用推土机或反铲剥离集料，一次开挖到位，尽量避免基底土方扰动，基坑底部留30cm保护层，采用人工开挖。开挖的土方运往施工临时堆渣区堆放，用于土方回填。升压站建筑施工时在建筑物下部结构铺设平面低脚手架仓面，在上部结构处铺设立体高脚手架仓面，由人工胶轮车在高低脚手架上将混凝土利用溜筒倒入仓面，人工平仓，振捣器振捣。

10.5.7 升压站设备安装

a) 电缆线路安装技术要求

电缆管的加工敷设，电缆桥架及电缆架的安装，电缆敷设及电缆终端头的制作等均应符合国内有关规定要求。

b) 主变压器安装技术要求和注意事项。

1) 主变压器到达现场后，除进行外观和数量检查外，还应检验：

冲撞记录器上的加速度记录不得超过制造厂的规定。如制造厂未作具体规定，应符合下列数值：垂直加速度不超过1g，水平及侧向加速度不超过4g；

油箱内的湿气含量应与设备发运前的含量基本一致。

2) 主变压器到达现场后，应进行器身检验。

器身检查时，场地四周应清洁，并有防尘措施。周围空气温度不宜低于0℃，变压器器身温度不宜低于周围空气温度。吊壳或进入油箱检查时，器身在空气中暴露的时间，应符合以下规定：当空气相对湿度小于75%时，不得超过16h；当空气相对湿度或露空时间超过规定时，必须采取相应的可靠措施。

器身检查的项目和要求应遵守相关规定。器身检查完毕后，必须用合格变压器油冲洗，并清理油箱底部。注意铁芯应无多点接地现象。器身检查应作出记录。

3) 变压器本体及附件的安装应遵守制造厂在安装装配图、安装使用说明书中的规定。

4) 绝缘油必须按相关规定试验合格后，方可注入变压器中。

不同牌号的绝缘油，或同牌号的新油与使用过的油混合使用前，必须做混油试验。

主变压器要求采用真空注油，真空度应达到相关规定。注油速度不宜大于100L/min，注油后真空保持时间不少于2h。真空注油工作不宜在雨天或雾天进行。

变压器注油时，宜从下部油阀进油；加注补充油时，应通过储油柜上专用的添油阀注入。注油完毕后，应从变压器各有关部位进行多次放气。

5) 变压器安装完毕后，应用高于附件最高点的油柱压力进行整体密封试验，其压力为油箱底部达到50kPa压力，试验持续时间为36h，应无渗漏。

10.6 施工总进度

本工程施工工期较长，设备购买、土建施工、机组运输和安装各工序在进度上的紧凑衔接、协调管理是控制工期的关键。

10.6.1 编制原则

本工程施工总进度根据光伏组件土建及机组安装施工程序，参照国内外已建及在建光伏电站的施工工期和强度指标，选用先进的施工设备和工艺，采用先进施工方法进行编制，力求加快建设速度，缩短完成发电工期。

10.6.2 主要施工项目

工程总体而言施工条件较好，工程规模相对较大，为实现早投产、早发电的项目总体进度目标，须在各个施工环节进行精心安排。经初步分析，光伏组件的安装是控制本工程总工期的关键项目。

本工程主要施工项目工艺流程如下：施工前期准备→光伏组件支架

基础施工→光伏组件安装→35kV配电装置施工及电气设备安装、调试→光伏组件调试、发电投产→工程竣工。

10.6.3 总进度安排

本工程建设总工期为6个月，主体工程于第1年第1月初开始（第1月以具体施工月为准），第1年第6月底全部投产发电，工程完工。

根据施工安排，具体工程进度如下：

a) 施工准备期从第一年第1月初开始，第一年第1月底结束。准备工程完成后，进行有关各项分项工程施工。

b) 光伏支架基础从第一年第2月初开始施工，至第一年第4月底全部施工完成。

c) 光伏支架及光伏组件安装从第一年第3月初开始，至第一年第5月底全部完成安装工作。

d) 站内电缆铺设、光缆敷设、监控系统施工从第一年第4月初开始，与光伏组件安装前后进行，至第一年第6月中结束。

e) 升压站内的发电设备的土建工程从第一年第2月初开始施工，至第一年第3月底全部完成。

f) 升压站电气设备安装及调试，以及升压站整体带电联调，从第一年第4月初开始，到第一年第5月底完成。

g) 光伏电站从第一年第5月初开始进行光伏组件分批联调，到第一年第6月底具备并网条件。

工程建设总工期为6个月，施工总进度计划见表10.6-1。

表10.6-1 光伏电站工程施工总进度计划表

计划开始时间	项目	计划完成时间	备注
第1年第1月初	施工准备工作开始	第一年第1月底结束	
第1年第2月初	光伏支架基础	第一年第4月底全部施工完成	
第1年第3月初	光伏组件及支架开始安装	第一年第5月底全部完成安装工作	
第1年第4月初	电缆铺设、光缆敷设、监控系统施工	第一年第6月中结束	

计划开始时间	项目	计划完成时间	备注
第一年第 2 月初	升压站土建工程	第一年第 3 月底全部完成	
第 1 年第 4 月初	升压站电气设备安装及调试	第一年第 5 月底完成	
第 1 年第 5 月初	进行光伏组件分批联调	第一年第 6 月底具备并网条件	
第 1 年第 6 月底	全部组件投产发电		

10.7 附表

本工程主要材料用量表见表10.7-1，本工程主要施工机械设备见表10.7-2。

表 10.7-1 主要材料用量表

序号	项 目	单位	数量
1	光伏组件	块	143260
		MW	82.3745
2	固定光伏支架	套	3480
		t	2883.1075
3	逆变器	套	190
	逆变器支架	t	7.41
4	PHC-300-A 桩	m	7920
	PHC-300-AB 桩	m	209654.4
	PHC-400-AB 桩	m	5480
5	集电线路(直埋)	km	9.2
6	集电线路(桥架)	km	19.5
7	箱变	套	19
8	升压站面积	m ²	2261
9	土石方开挖	万 m ³	7.265
10	土石方回填	万 m ³	8.454

11	混凝土	万 m ³	0.119
12	钢筋	t	344.315

表 10.7-2 主要施工机械设备表

序号	机械设备名称	规 格	单 位	数 量	备 注
1	推土机	165kW	台	5	
2	铲运机	10m ³	台	5	
3	挖掘机	1m ³	台	2	
4	自卸车	15t	辆	5	
5	蛙式打夯机	HW60	台	5	
6	振动压路机	15t	辆	2	
7	洒水车		辆	2	
8	插入式振捣器	CZ-25/35	个	10	
9	载重汽车	15t	辆	5	
10	平板运输车	SSG840	套	5	
11	柴油发电机	50 kW	台	5	
12	钢筋调直机	Φ14 内	台	10	
13	钢筋切断机	Φ40 内	台	5	
14	钢筋弯曲机	Φ40 内	台	5	
15	手腿式手风钻	YT23	个	5	
16	混凝土运输搅拌车	6m ³	辆	3	
17	打桩机		台	5	
18	叉车		台	5	
19	混凝土泵		套	2	
20	运输船只		座	5	

11 环境保护和水土保持设计

11.1 环境保护设计

11.1.1 设计依据

11.1.1.1 法律法规

《中华人民共和国水土保持法》(2010 年 12 月 25 日);

《<中华人民共和国水土保持法>实施条例》(2010 年 12 月 29 日, 国务院第 588 号令修订);

《中华人民共和国环境保护法》(2015 年 1 月 1 日);

《中华人民共和国水法》(2018 年 3 月 21 日);

《中华人民共和国防洪法》(2016 年 7 月 18 日);

《建设项目环境保护管理条例》国务院(2017 年 10 月 1 日);

《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日)。

11.1.1.2 执行标准

环境空气:《环境空气质量标准》(GB3095-2018)二级标准。

水体环境:《地表水环境质量标准》(GB3838—2002)中III类水质标准。

声环境:《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 II 类区标准。

噪声排放:《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)1 类标准。

电站施工执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准。

11.1.2 环境影响评价

11.1.2.1 对声环境的影响

工程建成后的运营期,光伏组件及相关电气设备基本上不产生噪声,因此对声环境影响主要为施工期。

本工程施工使用的自卸汽车等运输工具产生的噪声源,属于流动噪

声源，其声级范围为 75dB~92dB(A)。场外运输主要利用的是现有公路，因此场外运输车辆经过城区时需要采取控制车速、夜间禁鸣等措施降低影响。场内运输主要利用场内临时和永久公路，由于场区内没有居民，故不会造成影响。

本工程施工均在昼间进行，工程施工使用的机械设备在作业过程中，由于碰撞、磨擦及振动而产生噪声，其声级约在 85dB~102dB(A)范围内，根据噪声的无指向性点声源的几何发散衰减的基本公式计算可知，距声源 50m 处，噪声即降到 70dB(A)以下，施工场界的噪声可满足 GB12523-90《建筑施工场地噪声限值》昼间 85dB 的要求；距声源 250m 处，噪声即降到 55dB(A)以下，基本满足 GB3096-2008《声环境质量标准》1 类标准昼间 55dB(A)的要求，因施工区域及周围无居民点等声环境敏感点，因此施工期对周围声环境不产生影响，但对现场施工人员有一定的影响。

11.1.2.2 对大气环境的影响

由于太阳能发电属于清洁能源，因此对大气环境的影响仅限于施工期。

施工期大气污染源主要是混凝土拌和系统、排放废气的各类施工机械、产生粉尘和飘尘的开挖与车辆运输等工程作业。主要污染物质有：粉尘、一氧化碳、氮氧化物和烯烃类。

本工程施工规模相对小，施工相对简单，工期短，施工开挖、交通运输扬尘时间也较短，施工期短期的、暂时的、局部的影响对该地区环境空气质量不会产生质的影响。但可能在作业面及其附近区域产生粉尘与二次扬尘，造成局部区域的空气污染。

经现场勘查，项目场址区域大气环境质量良好，环境空气质量能满足 GB3095-2012《环境空气质量标准》二级标准的要求。

11.1.2.3 对水环境的影响

工程施工期废水由混凝土拌和系统、施工机械的冲洗、混凝土养护和

生活污水等产生。废水水质成分较简单，主要成分是 SS、石油类、BOD5 和 CODCr 等。由于光伏发电是清洁能源，运行期没有生产废水，只有少量的现场运行维护与管理人员的生活污水。因此，光伏电站生产生活污水量少易处理，生产废水和生活污水经处理后绿化或者做农用。

11.1.2.4 固体废弃物对环境的影响

固体废弃物主要是施工弃渣和施工人员生活垃圾。场内施工道路修建、光伏组件基础施工等将产生弃渣。工程施工人员将产生一定生活垃圾，生活垃圾成分比较复杂，有以生活燃煤炭渣为主的无机物和其他各种生活有机废弃物，还含有大量病原体。垃圾中的有机物容易腐烂，会发出恶臭，特别在高温季节，乱堆乱放的生活垃圾将为蚊子、苍蝇和鼠类的孳生提供良好的场所。垃圾中有害物质也能随水流渗入地下或随尘粒飘扬空中，污染环境，传播疾病，影响人群健康。因此，应对其进行妥善处置。

11.1.2.5 对生态环境的影响

a)工程占地对土地利用的影响

太阳能光伏电站永久占地较小，不会改变当地的动植被分布，不会对当地的生态环境产生明显的影响。太阳能光伏发电不产生废水、废气等污染物。本期工程冬季采用空调取暖，不新增大气污染源，从而减少工程建设投运后，对区域大气、生态环境的影响及破坏。职工的生活燃料是用电或液化气，没有拉煤运输、堆放，以及燃烧排放大气污染对区域环境空气质量的影响。

b)对动植物的影响

工程项目建设用地地表多为裸露岩石，植被主要为荒草和低矮灌木，无成片森林覆盖。场地内旱地多种植玉米，水尾箐场地山顶土地缺乏灌溉水源，主要靠雨水灌溉，干旱年份也出现过颗粒无收的情况，不是粮食作物的高产地。

本项目区域内主要以灌木丛为主，有火棘、铁仔、白牛胆和野把子等

较为常见的灌木丛植物。草本植物主要有扭黄茅、紫茎泽兰、青蒿、锡金黄花草、荩草、刺芒野古草、硬秆子草、旱茅、蔗茅、白健秆、四脉金茅、白茅、飞扬草和黄背草等湘中常见物种。由于群落的盖度非常低，物种多样性较差。经实地调查，评价区未见有国家和省级重点保护野生植物分布，也未发现有狭域特有种分布。

工程施工占地将使周围的野生动物的活动范围有所缩小，施工噪声逆变器和变压器运行噪声也会影响其生境质量，但由于施工期较短，而场址相对整个地区来说范围又很小，而且动物的活动能力较强，本身有躲避危险的本能，可以迁移到附近生活环境一致的地方，因此光伏电站施工和运行对动物的影响不大，更不会造成动物种类和数量的下降。

11.1.2.6 潜在的电磁辐射影响

一切电气设备在运行时都会产生电磁辐射，这种辐射叫做人工工频型辐射，辐射源包括发电机、电动机、输电线路、升压站等。光伏电站，辐射源有发电机、升压站、输电线路三部分。另外，当大强度的电磁辐射长期作用于人体时，可使其健康状况受到危害。光伏电站运行时会产生一定能量的电磁辐射，但其强度较低。本项目场址区内没有村庄和居民点分布，可以认为光伏电站产生的电磁辐射不会对其附近居民身体健康产生危害。

11.1.3 工程节能与减排效益分析

光伏发电的生产过程是将当地的光能直接转变为电能。在整个流程中，不需要消耗其他常规能源，不产生大气、液体、固体废弃物等方面的污染物，也不会产生大的噪声污染。光伏发电的节能效益主要体现在光伏发电运行时不需要消耗其他常规能源，环境效益主要体现在不排放任何有害气体和不消耗水资源。

本项目建成后，平均每年可为电网提供清洁电能 8473 万 kWh，与燃煤电厂相比，以供电标煤煤耗 301.5g/(kW·h)计，每年可节约标煤 2.55 万 t，

折合原煤 3.61 万 t。相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫(SO₂)排放量约 628.52 万 t，一氧化碳(CO)约 8.67t，碳氢化合物(CnHm)3.54t，氮氧化物(以 NO₂ 计)356.18t，二氧化碳(CO₂)7.70 万 t，还可减少灰渣排放量约 1.00 万 t。可见，建设本工程可以减少化石资源的消耗，有利于缓解环境保护压力，实现经济与环境的协调发展，项目节能和环保效益显著。

11.1.4 环境保护措施

11.1.4.1 设计原则

- 1)依法规划设计，最大限度地恢复原有地环境功能。
- 2)持续发展的原则。
- 3)环保措施经济、可行、有效的原则。
- 4)永久性措施规划设计应具有安全可靠、耐用、便于维护；临时性措施应具有安全性，且功能正常发挥。
- 5)处理好环保措施规划设计中近期和远期、永久性和临时性的关系。
- 6)及时性原则。根据本工程建设施工进度，合理安排环境保护措施，尽量减少对环境的不利影响。

11.1.4.2 水环境保护措施

a)施工期水环境保护

1)混凝土拌和系统废水处理

①混凝土生产废水处理目标

混凝土生产系统排放的废水含有大量的 SS 和碱性物质，PH 值约在 11 左右。参照有关的工程混凝土拌和系统生成废水悬浮物浓度的预测和实测资料，取悬浮物浓度为 5000mg/L。根据国家环保总局发布的污水排放标准，本工程污水排放执行国家颁布的《污水排放标准》二级标准，SS 排放浓度应控制在 200mg/L 以下，PH 控制在 6~9。

②废水排放量计算

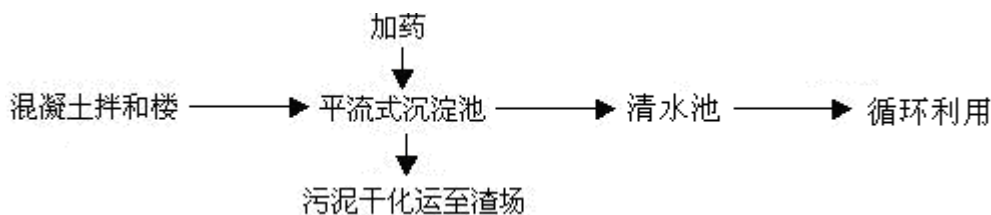
混凝土生产废水主要来源场区的混凝土转筒和料罐的冲洗，系统内设混凝土搅拌站一座，单台生产率为 $10\text{m}^3/\text{h} \sim 15\text{m}^3/\text{h}$ 。根据施工方案，光伏组件基础和综合控制施工需求的混凝土高峰浇筑强度为 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，考虑搅拌站混凝土转筒和料罐每班冲洗 1 次，按照 2 班计，每天冲洗 2 次， $6\text{m}^3/\text{次} \sim 7\text{m}^3/\text{次}$ ，废水排放总量取 $13\text{m}^3/\text{d}$ 。

③处理方案选择

针对本工程废水排放量不大、施工期短、水质较好的特点，根据砂石系统布置的地形条件和废水特征，从工程投资、运行费用、工艺水平、管理方便程度和处理负荷潜力等多方面对初选方案进行了比选，最终确定混凝沉淀法为最终方案，废水循环利用。

④工艺流程

混凝土生产系统废水处理具体流程如下：



⑤构筑物设计

拌和楼的冲洗废水在每班换班时排放入一个沉淀池，添入絮凝剂静置沉淀一班时间后外排。池的出水端设置为活动式，便于清运和调节水位。池内污泥沉淀干化后运至渣场处理。

推荐方案的主要构筑物为平流式沉淀池与清水池。按照混凝土冲洗废水日总排放量 13m^3 ，日排 2 次，沉淀池与清水池设计尺寸为 $3\text{m} \times 2.5\text{m} \times 1.3\text{m}$ 。池底采用人工排泥，在废水排放间歇放空废水进行排泥，排泥周期 1d，具体运行中也可根据实际情况作适当调整。同时，根据施工废水的实际情况，选择投加一定量的酸性物质进行中和。

2)机械冲洗废水处理

①污染源分析

修配厂布置在 220kV 升压站附近，含油废水主要是由机械的修配、加工产生，在机械修理和加工过程中石油类可达 20mg/L~50mg/L。由于工程机械修配厂主要承担施工机械的小修及简单零件和金属构件的加工任务，因此，工业含油废水量相对较小，高峰用水量 120m³/d，高峰时废水排放总量约为 5m³/h。

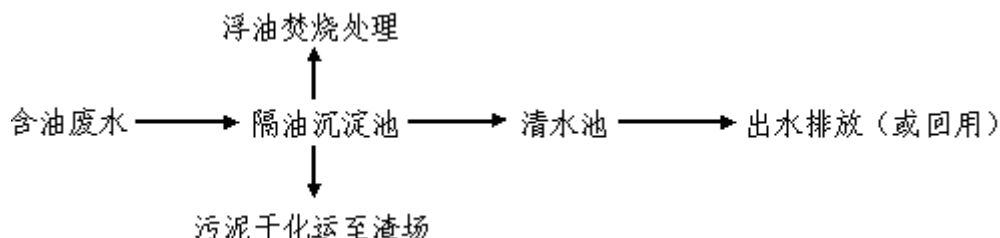
②处理目标

本工程施工区含油废水处理执行 GB8978-1996《污水综合排放标准》第二类污染物最高允许排放浓度二级标准，石油类处理目标为 10mg/L。

③处理方案

考虑机械修配及加工的含油废水量较少，根据施工布置，工程设置隔油沉淀池 1 座，清水池 1 座，沉淀和隔除含油废水中的泥沙和浮油，并储存处理后的水作为回用水。污泥作为场地平整的填筑材料，浮油焚烧处理。

工艺流程图如下：



④构筑物设计

a)隔油沉淀池

隔油沉淀池型号为 ZC-2SQ 型，有效容积约 5.0m³，设计停留时间 10min，污水流速小于 5mm/s，污泥清除周期 15d，属无覆土型，砖结构。

b)清水池

清水池尺寸按工程实际占地情况设置，设计停留时间 0.5d，有效容积 5.0m³。建筑结构为半地下式，侧面采用砖砌，底采用浆砌块石。

3)生活污水处理

①污染源分析

施工期间生活污水主要包括食堂废水、粪便污水、洗涤污水、淋浴污水等，所含污染物主要有 BOD₅、COD_{Cr}、SS 和石油类，各种污水混合后，BOD₅ 浓度约为 200mg/L，COD_{Cr} 浓度约为 400mg/L。

施工期高峰人数约 200 人，生活用水量按 150L/人·d 计，污水量取用水量的 80%，则人均污水量 0.12m³/人·d，高峰期污水排放量约 24m³/d。

②处理目标

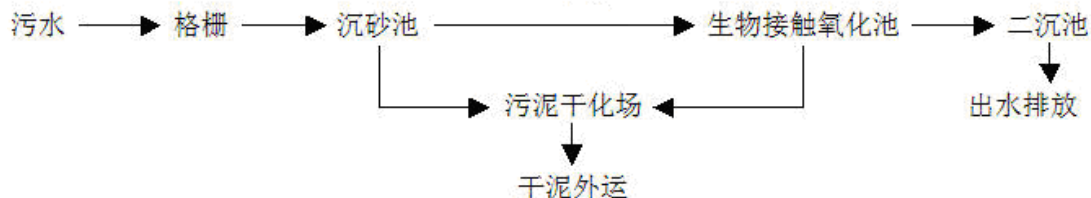
施工区生活污水的主要污染物为 BOD₅ 和 COD_{Cr}，本工程的污染控制目标：污水排放达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)第二类污染物二级标准。BOD₅ 和 COD_{Cr} 分别要求控制在 60mg/l 和 150mg/l 以下。

③处理方案

根据施工布置，工程施工临时生活办公区紧靠综合控制楼，同时工程施工期生活污废水排放量较运行期大，因此，施工期生活污废水处理设施考虑永临结合。

根据临时生活办公区和 220kV 升压站内建筑物的位置，在靠近生活办公区和 220kV 升压站位置布置 1 座 WSZ-A5 型污水处理设备，粪便污水、食堂废水排入污水池后在一体化设备装置中进行处理，经处理达二级排放标准后排放，作为绿化或农家肥。

施工区生活污水处理流程见下图。



c)营运期水环境保护

光伏电站运行期污水主要是管理人员的生活污水，包括食堂废水、粪

便污水、洗涤污水、淋浴污水等，所含污染物主要有 BOD5 和 CODCr。各种污水混合后，BOD5 浓度在 200mg/L 左右，CODCr 浓度在 400mg/L 左右。

光伏电站运行期永久生活人员明显少于施工期高峰人数 200 人，因此，生活污水排放量远小于施工期生活排污量，光伏电站运行期生活污水与施工期结合，采用 WSZ-A5 一体化设备进行处理远远能满足排污需求。

11.1.4.3 大气环境保护措施

a)混凝土拌和系统防尘降尘措施

混凝土拌和应采用成套封闭式拌和楼进行生产，并配置袋式除尘装置，水泥等骨料的运输采用封闭运输，同时保证拌和楼和运输容器处于良好的密闭状态、以避免运输、进料及拌和过程中的扬尘。

在拌和楼生产过程中，要制定除尘设备的使用、维护和检修制度，将除尘设备的操作规程纳入作业人员工作手册中，要加强除尘设备的维修、保养，加强对混凝土系统吸尘、收尘设备使用效果的监测，使除尘设备始终处于良好的工作状态。此外，混凝土拌和楼作业区进行洒水，降低混凝土拌和楼区粉尘排放，每天洒水不少于 4 次。混凝土系统作业人员应加强劳动安全和卫生保护，必须佩戴防尘口罩等个人防护用品。

b)交通运输系统

1)燃油废气的削减与控制

本工程使用的多为中大型运输车辆，尾气排放量与污染物含量均较轻型车辆高，因此，按照国家有关规定，推行强制更新报废制度，对于发动机耗油多、效率低、排放尾气严重超标的老、旧车辆，要及时更新；燃油机械设备应选用符合国家有关卫生标准的施工机械，使其排放的废气符合国家有关标准。

对施工区运输车辆进行监督管理，定期和不定期对运输车辆排放

的尾气进行监测，对未达标的车辆实施严厉的处罚措施或禁止其在施工区的使用。

2)交通粉尘的消减与控制

对施工区道路进行管理、养护，使路面常年平坦、无损、清洁，处于良好运行状况；为减少运输过程中的粉尘产生量，采用密闭式自卸运输车辆，原料和成品运输实行口对口密闭传递。

11.1.4.4 声环境保护措施

a)噪声源的控制

工程建设中的主要声源来自开挖、钻孔、混凝土搅拌等过程中的施工机械运行、车辆运输等。噪声的危害可通过声源、传声途径、受体三个环节进行控制，其中对声源的控制是最根本的措施。施工单位必须选用符合国家有关环保标准的施工机械，在满足上述标准情况下尽量选用低噪声设备和施工工艺。

应尽量缩短高噪音机械设备的使用时间，配备、使用减震坐垫和隔音装置，降低噪声源的声级强度。此外，施工中加强各种机械设备的维修和保养，做好机械设备使用前的检修，使设备性能处于良好状态，运行时可减少噪声。

光伏电站运营期，噪声主要来自于交直流配电房内变压器和逆变器等部件发出的机械噪声，其中以电气设备内部的机械噪声为主。因此，运营期加强对光伏电站交直流配电房及综合控制楼的维护，使其处于良好的运行状态，避免升压站运行对工作人员以及周边居民生活产生干扰。

b)交通噪声

交通道路噪声对环境影响较大的是对外交通干线。为了降低道路噪声对环境的影响，也为了保证施工中运输车辆的行驶安全，主要采取以下措施：

1)加强道路交通管理

对外交通干线上的运输车辆,在居民聚居点时应适当减速行驶,并禁鸣高音喇叭。

2)加强道路养护和车辆的维修保养,降低机动车辆行驶速度。

11.1.4.5 固体废弃物处理措施

a)工程弃渣处理

主要为逆变升压室、施工道路和光伏组件的基础开挖的土石方。由于本工程的开挖和填筑工程量都较小,且经平衡后弃渣量较少,因此,可不设置专门渣场,就近填入附近的低洼地区。

b)施工区生活垃圾处理

本工程施工期施工高峰人员达 200 人,生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{d})$ 计,则施工高峰期日排生活垃圾约 100kg。按照 CJJ27-89《城市环境卫生设施设置标准》的要求,在施工区设计垃圾桶(箱)和垃圾收集站等。施工期间生活垃圾要集中定点收集,纳入城市生活垃圾清运系统,不得任意堆放和丢弃,确保各类生活垃圾不随意排放污染环境。

c)运营期生活垃圾处理

光伏电站一般只有少数运行人员,生活垃圾少,应设立垃圾桶,定点袋装收集后,交当地环卫单位送至垃圾填埋场处置。

11.1.4.6 生态保护措施

在施工建设过程中,通过采取规定车辆行驶路线、施工器材集中堆放等措施,尽量减少施工占地,最大限度的控制对地表原貌的生态破坏。施工结束后,应对 220kV 升压站生活区周围,根据地域条件以适时适地的原则,采取散撒草籽、种植小灌木等措施进行绿化。

本工程拟采用光伏发电兼顾农业开发的形式,太阳能光伏组件上方接收太阳能实现发电,光伏组件下方可种植耐阴作物,实现一地两用,同时改善生态环境。

11.1.4.7 施工区人群健康保护措施

为保护人群健康，施工承包商应对人员进驻施工区前进行健康检查，预防常见的、传染性较强的流行性疾病的传播和流行。同时加强施工区生活垃圾的管理，配备卫生设施和清扫人员，按期开展“消、杀、灭”活动，降低施工区各种病原微生物和虫媒动物的密度，预防和控制施工区传染性疾病和自然疫源性疾病，保障施工区工作和生活环境的卫生和健康，保护施工人员及当地群众的健康。

为防止污染光伏电站周围的环境，施工期需做好粪便清理管理工作，不能随意排泄。根据当地的要求，按照施工人口密度和数量，设置 1 座固定厕所，尺寸为 5m×5m，共 5 个蹲位，男厕 4 个女厕 1 个，蹲位间距 0.9m，隔断板 1.0m。每个厕站内应配备相应的自来水冲洗系统，房顶高度 3.5m，保持空气流通，采光良好，有夜间照明设施，地面要坚硬平整，便于清扫。

11.1.5 环境监测

11.1.5.1 污水监测

在施工期对生活污水进行监测。初步拟定监测断面 1 个，设在生活区污水排放口。监测项目为 PH、SS、COD、BOD₅、总磷、氨氮、石油类、粪大肠菌群等 8 项。工程施工期间，每季度监测 1 次，每年监测 4 次。监测方法按水污染监测与调查中规定的方法进行。

11.1.5.2 大气环境监测

对大气环境产生影响的主要是在施工期，运行期不会对其产生影响，因此，环境空气质量监测只考虑施工期。初步拟定在混凝土拌和区设置大气环境监测点 1 个，监测项目为 SO₂、NO₂、TSP，并且同步监测风向和风速。工程施工期间，监测次数为 1 次，具体时间根据监测点施工强度确定，监测时段按大气监测有关规范选取。监测方法按国家当地环保部门规定的大气监测方法进行。

11.1.5.3 声环境监测

施工期，根据施工进度、噪声源的分布状况和敏感受体噪声源所在位置，设定噪声监测点。环境噪声监测设机组施工区 1 个点，监测项目主要为 A 声级和等效连续 A 声级。工程施工期为 6 个月，每 3 个月监测 1 天，共 2 次，由于本光伏发电工程只在昼间施工，故每一测点仅在昼间测量。道路交通噪声测量时应记录车流量。监测方法按当地环保部门的噪声监测方法进行。

11.1.5.4 人群健康监测

本工程人群健康监测包括：对施工区施工人员进行疫情监测，对饮用水进行卫生监测。工程施工期间，人群健康监测 2 次；饮用水每 2 个月监测 1 次。施工人员的健康监测由施工单位自行负责；饮用水监测可委托当地卫生防疫站负责。

11.1.6 环境管理与环境监理

11.1.6.1 环境管理

本着“谁污染谁治理”的原则，本工程将建立以建设单位为责任主体的环境管理体系，基本运行机制是：编制上属于建设单位的 1 个部门，工作上应服务于本工程建设，同时应注重协调好工程所在地环保部门的关系。

在建设单位内部运行管理上，应由建设单位专门部门负责，对于工程建设过程中所产生的环境问题应建立报告制度，并及时得到处理，使环境问题得到有效控制。

为确保光伏电站影响区域环境保护目标的实现和各项环保措施的落实，特提出如下环境管理实施建议：

1)加强环境监督与管理，环境管理人员应深入施工现场，监督环保措施的实施；

2)实现环境保护目标责任制，结合本工程招投标承包体制，把环境保护纳入施工单位的承包任务中，并将环境保护落实到整个施工过程中。

11.1.6.2 环境监理

本工程施工区环境监理将涉及到环境规划、环境监测、环保措施的实施、技术培训及监督管理等多方面的工作。

环境监理任务主要包括：

1)对工程承包商的监理，监督其全面履行环保项目合同的执行情况，及时处理环保的有关问题。

2)对环保各单项工程的施工进行现场监理，包括设施设备、材料和建筑与安装、调试与运行以及维护等。

3)编制工程监理报表，并定期报告。

4)协助建设单位处理索赔及各类社会、自然等方面出现的问题。

5)负责环境监测、调查资料的整理、归档。

11.1.7 环境保护工程投资

11.1.7.1 编制依据

本工程投资参照中华人民共和国国家发展和改革委员会颁布的《光伏电站工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》(2007年版)，编制此环境保护工程投资。

11.1.7.2 编制原则

本工程规划设计中具有环境保护功能的措施费用列入工程总概算。

本工程投资计算价格水平年与主体工程价格水平年一致，为 2023 年 1 季度。

11.1.7.3 环境保护工程投资

本光伏电站工程环境保护投资费用由生活垃圾处理、人群健康、环境监测等环境保护工程项目费所组成，本项目的建筑工程费、独立费和基本预备费一并计入主体工程。

11.2 水土保持

11.2.1 编制依据

11.2.1.1 法律法规

1、《中华人民共和国水土保持法》（1991年6月29日颁布，2010年12月25日修订通过，2011年3月1日起施行）；

2、《中华人民共和国水法》（全国人大常委会2002年8月29日修订通过，自2002年10月1日起施行）；

3、《中华人民共和国土地管理法》（1986年6月25日通过，1987年1月1日起施行，2004年8月28日第十届全国人大常委会第十一次会议通过修改并施行）；

4、《中华人民共和国水土保持法实施条例》（1993年8月1日中华人民共和国国务院令 第120号发布，根据2011年1月8日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》修订并施行）；

5、《中华人民共和国基本农田保护条例》（1998年国务院令 第257号，1999年1月1日起施行）；

6、《土地复垦条例》（2011年2月22日国务院第145次常务会议通过并施行）；

7、《湖南省实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》（1994年11月10日湖南省第八届人大常委会第十一次会议通过，2013年11月29日湖南省第十二届人大常委会第五次会议修订并施行）；

8、《湖南省实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（2000年3月31日湖南省第九届人大常委会第十四次会议通过，根据2012年3月31日湖南省第十一届人大常委会第二十八次会议《关于按照行政强制法的规定修改部分地方性法规的决定》修正并施行）。

11.2.1.2 部委规章

1、《生产建设项目水土保持方案管理办法》（水利部令 第53号）；

2、《水土保持生态环境监测网络管理办法》（水利部令 第12号，

2000 年 1 月 31 日，2014 年 8 月 19 日《水利部关于废止和修改部分规章的决定》修改）；

3、《关于修改部分水利行政许可规章的决定》(水利部令第 24 号，2005 年 7 月 8 日发布)。

11.2.1.3 规范性文件

1、《湖南省水利厅办公室关于全面加强水土保持监管工作的通知》(湘水办函[2019]159 号)；

2、《关于加强大中型开发建设项目水土保持监理工作的通知》（水利部水保[2004]97 号）；

3、关于颁发《水土保持工程概（估）算编制规定和定额》的通知（水总[2003]67 号）；

4、《关于加强生产建设项目土地复垦管理工作的通知》（国土资发[2006]225 号）；

5、《水利部办公厅关于印发〈水利部生产建设项目水土保持方案变更管理规定(试行)〉的通知》(办水保[2016]65 号)；

6、《水利部关于加强事中事后监管规范生产建设项目水土保持设施自主验收的通知》（水保 [2017]365 号）；

7、《水利部办公厅关于印发<生产建设项目水土保持设施自主验收规程（试行）>的通知》(办水保[2018]133 号)；

8、《生产建设项目水土保持监测规程（试行）》（办水保[2015]139 号）；

9、关于修订印发《湖南省生产建设项目水土保持监督管理办法》的通知（湘水办[2022]14 号）；

10、《湖南省水利厅关于湖南省水土流失重点预防区和重点治理区划定公告》（湖南省水利厅 2017 年 1 月 22 日）；

11、《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持技术文件编写和

印制格式规定（试行）的通知》（办水保〔2018〕135号）；

12、《湖南省发展和改革委员会、湖南省财政厅 关于发布湖南省水利系统行政事业性收费标准的通知》（湘发改价费规〔2021〕473号）；

13、《水利部关于加强事中事后监管规范生产建设项目水土保持设施自主验收的通知》（水保〔2017〕365号）；

14、《水利部关于进一步深化“放管服”改革全面加强水土保持监管的意见》（水保〔2019〕160号）；

15、《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持问题分类和责任追究标准的通知》（办水保函〔2020〕564号）；

16、《生产建设项目水土保持监督管理办法》（办水保〔2019〕172号）；

17、《水利部办公厅关于进一步加强生产建设项目水土保持监测工作的通知》（办水保〔2020〕161号）；

18、关于印发《生产建设项目水土保持方案技术审查要点》的通知（水保监〔2020〕63号）；

19、《光伏电站工程项目用地控制指标》（国土资规〔2015〕11号）。

11.2.1.4 技术标准与规范规程

1、《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；

2、《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；

3、《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

4、《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》（GB/T22490-2008）；

5、《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）；

6、《防洪标准》（GB50201-2014）；

7、《水利水电工程制图标准水土保持图》（SL73.6-2015）；

8、《生产建设项目水土保持监测与评价标准》（GB/T 51240-2018）；

9、《生产建设项目水土保持监测规程（试行）》（办水保〔2015〕139号）；

- 10、《湖南省主要地表水系水环境功能区划》（DB43/023—2005）；
- 11、《湖南省水功能区划（修编）》（湖南省水利厅，2014 年）；
- 12、《湖南省水土保持规划（2016-2030 年）》（湖南省人民政府）；
- 13、《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持方案审查要点的通知》（办水保〔2023〕177 号）。

11.2.1.5 技术文件及资料

- 1、《益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目可行性研究报告》（中南勘测设计研究院有限公司，2023 年 7 月）；
- 2、《湖南省主要地表水系水环境功能区划》（DB43/023—2005）；
- 3、《湖南省水功能区划（修编）》（湖南省水利厅，2014 年）；
- 4、《湖南省水土保持规划（2016-2030 年）》（湖南省人民政府）。

11.2.2 设计水平年

本工程为建设类项目，建设工期为 6 个月。根据方案编制设计水平年的有关规定，设计水平年为水土保持措施实施完毕并初步发挥效益的年份，应为主体工程完工后的当年或后一年，根据主体工程完工时间和水土保持措施实施进度安排等综合确定，本方案取 2024 年。

11.2.3 水土保持任务和防治目标

11.2.3.1 水土流失防治责任范围

生产建设项目水土流失防治范围应包括项目永久征地、临时占地（含租赁土地）以及其他使用与管辖区域。根据“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁负责治理”的原则和《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)要求，结合现场调查，本项目防治责任范围包括工程永久性占地及临时性占地区。

本项目水土流失防治责任范围为 81.99hm²，其中永久占地 0.52hm²，临时占地 81.47hm²。

11.2.3.2 水土流失防治目标

11.2.3.2.1 执行标准等级

项目区位于益阳市，根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果>的通知》及《湖南省水利厅关于湖南省水土流失重点预防区和重点治理区划定公告》，项目区涉及洞庭湖平原湿地省级水土流失重点预防区。

根据《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)，并考虑项目实际特点，本项目水土流失防治执行建设类项目一级标准。

11.2.3.2.2 防治目标

1、项目建设范围内的新增水土流失应得到有效控制，原有水土流失得到治理；

2、水土保持设施应安全有效；

3、水土资源、林草植被应得到最大限度的保护与恢复；

4、根据《全国水土保持区划（试行）》中的划定，项目所在地属于南方红壤区，按照《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)的规定，本方案采用南方红壤区水土流失防治指标值。并按照国家标准 GB/T 50434-2018 和 GB50433-2018 的相关规定，结合项目场址地形地貌及水土流失现状等，修正并确定本项目水土保持防治指标如下表 11.2.3.2.1。

表11.2.3.2.1 本工程防治标准值一览表

防治标准(%)	基本值（一级标准）		修正 值	采用 标准	备注
	施工期	设计水平年			
水土流失治理度(%)	-	98	-	98	
土壤流失控制比	-	0.90	+0.1	1.0	项目区水土流失以轻度为主，根据国标 GB/T 50434-2018 中 4.0.7 的规定，土壤流失控制比提高至 1.0
渣土防护率(%)	95	97	-	99	本项目距离城镇较近，提高 2 个点
表土保护率(%)	92	92	-	92	
林草植被恢复率(%)	-	98	-	98	

林草覆盖率(%)	-	25	+2.0	27	项目区涉及省级水土流失重点预防区，根据国标 GB50433-2018 中 3.2.2 第四点，林草覆盖率应提高 1 个~2 个百分点
----------	---	----	------	----	--

11.2.4 项目水土保持分析评价

11.2.4.1 主体工程选址（线）评价

依据《中华人民共和国水土保持法》、《生产建设项目水土保持技术标准》(GB/T 50433-2018)中有关工程选址（线）水土保持限制和约束性规定，逐条分析项目区水土保持制约性因素。详见表 11.2.4.1。

1、根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）、《湖南省水利厅关于湖南省水土流失重点预防区和重点治理区划定公告》（湖南省水利厅，2017 年 1 月 22 日），项目区涉及洞庭湖平原湿地省级水土流失重点预防区，应采用南方红壤丘陵区一级防治标准，在施工建设应严格控制扰动地表和植被损坏范围，在施工建设应严格控制扰动地表和植被损坏范围，优化工程布局，提高林草覆盖率，取有效的水土流失防治措施，提高截排水沟、拦挡工程的工程等级和防洪标准，以消除或减轻对水土流失重点治理区的影响，消除或减轻对水土流失重点治理区的影响。

2、项目区不涉及河流两岸、湖泊和水库周边的植物保护带。

3、全国水土保持监测网络中的水土保持监测站点、重点试验区，不占用国家确定的水土保持长期定位观测站。

4、项目区不涉及饮用水水源保护区、水功能一级区的保留区和保护区、自然保护区、森林公园、重要湿地以及世界文化和自然遗产地，不涉及生态红线。

表11.2.4.1 主体工程水土保持制约性因素对比表

序号	限制性条款、限制性因素	本项目情况	采取的措施
一、《水土保持法》中的限制性条款			
1	第 17 条：禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、采石等可能造成水土流失的活动。崩塌、滑坡危险区	本项目不涉及由县级以上人民政府划定并公告的崩塌和滑坡危险区、泥石流易发区	

序号	限制性条款、限制性因素	本项目情况	采取的措施
	和泥石流易发区的范围，由县级以上地方人民政府划定并公告		
2	第 24 条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失	项目区属于省级水土流失重点预防区，无法避让，提高本项目防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失	采取一级防治标准
3	第 25 条：在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案	开工前，建设单位委托我公司开展本工程水土保持方案编制工作	
4	第 28 条：依法应当编制水土保持方案的生产建设项目，其生产建设活动中排弃的砂、石、土、矸石、尾矿、废渣等应当综合利用；不能综合利用，确需废弃的，应当堆放在水土保持方案确定的专门存放地，并采取措施保证不产生新的危害	本工程尽量利用开挖的土方，没有弃方	
5	第 32 条：在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办生产建设项目或者从事其他生产建设活动，损坏水土保持设施、地貌植被，不能恢复原有水土保持功能的，应当缴纳水土保持补偿费，专项用于水土流失预防和治理	本方案已计列水土保持补偿费	
6	第 38 条：对生产建设活动所占用土地的地表土应当进行分层剥离、保存和利用，做到土石方挖填平衡，减少地表扰动范围	已规划对旱地的表土进行剥离表土并加以保存和利用；开挖土石方尽量利用，做到挖填平衡，同时控制地表扰动范围	
二、《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的限制性条款（第 3.2.1 款）			
1	选址（线）应避开河流两岸、湖泊和水库周边的植物保护带	本项目没有涉及	本项目占用坑塘水面，不对湖泊周边进行开挖破坏
2	选址（线）应避开全国水土保持监测网络中的水土保持监测站点、重点试验区，不得占用国家确定的水土保持长期定位观测站	本项目没有涉及	

11.2.4.2 建设方案与布局水土保持评价

11.2.4.2.1 建设方案评价

主体工程布局方案具有功能分区合理，能有效节约用地，减少工程新增水土流失等特点。针对各分区布局分析与评价如下：

a) 光伏发电区：项目主要选址位于鱼塘，基本不会产生水土流失。后续施工利用鱼塘内已有道路或田埂，材料、设备等临时堆放至场内可利用区域，采用撒播草籽进行恢复。

b) 220kV 升压站区：站区位于光伏区中部，升压站站址地势较为平坦，采用预制舱升压站设计，根据《光伏电站设计规范》(GB 50797-2012)中对光伏电站防洪等级的要求，本期装机 60MW，防洪标准应采用 50 年一遇的高水位。该设计满足防洪要求，并且布置此处集电线路、进站道路（144m）短，节约成本，场地平整，施工扰动强度小，不易造成水土流失。

c) 集电线路区：集电线路采用直埋电缆和架桥形式，直埋电缆结合现状道路布置，有利于电缆敷设施工，有效控制了施工扰动范围，减少了植被破坏面积。

d) 交通道路区：主要包括新建道路 0.60km，路面宽 4.0m，路面采用 20cm 厚 C30 混凝土面层；改造道路总长约 2.51km，路面宽 4.0m，路面结构采用 20cm 厚泥结碎石面层，临时运维道路 0.70km，采用水上栈桥形式。主要为了满足主体施工运输、检修的等要求，由于原始现状较为平坦，土石方开挖量较小，主要为拓宽、加高等回填，其占地面积及可能产生的水土流失影响也较小。针对改造道路区域，主要是以拓宽为主，施工过程中不影响已存在的排水渠道等，主要是针对鱼塘一侧采用抛石挤淤的施工方法进行拓宽路面。

e) 施工生产生活区：布置在场内平缓区域，集中布置混凝土搅拌站、砂石料堆场、综合加工厂、综合仓库、机械停放场等，再向各个光伏发电组件供应材料，集中布置有利于减少施工生产区占地，考虑到本项目较为分散，方案对临建区域进行补充完善，结合光伏场区内，就地堆放光伏组件、管桩等设备，施工生产区交通便利，符合水土保持要求。

11.2.4.2.2 工程占地评价

通过对主体设计面积的分析复核，并根据施工需要，对各区面积进行了调整。各分区占地差异性分析如下：

1) 光伏发电区：光伏电站场区 78.43hm²，占地主要为光伏组件。箱

变及其平台面积 924.8m²；主体设计中，项目平面布置紧凑合理，体现了主体设计中节约用地的设计理念。根据本项目特点，光伏发电区占地区域，满足光伏组件、箱变、逆变器等布置要求，合计总占地面积为 78.43hm²。

2) 220kV 升压站区：

① 根据主体设计报告，升压站区红线范围为 1.01hm²，主体设计考虑了围墙外及边坡用地。从水土保持角度分析，考虑边坡、排水、拦挡工程等用地，确定升压站占地面积满足水土保持要求。

② 进站道路

进站道路长约 150m，为利用现有道路的基础上新建，根据主体设计，路面采用 20cm 厚 C30 混凝土面层，路基采用 15cm 厚碎石基层，路宽按 4.5m 计列。

经统计，220kV 升压站区占地面积为 1.01hm²。

3) 集电线路区：根据主体设计资料，未对直埋电缆占地进行计列，各种规格电缆总长度 9.20km，开挖电缆沟 5.97km，沿着改造道路 2.51km 敷设，该部分纳入交通道路占地，仅计列 3.46km，从水土保持角度分析，考虑两侧临时堆土，按 3.0m 估列占地，总占地 1.04hm²，为方案新增面积。水面架桥部分位于光伏场区内，不重复计列。

4) 交通道路区：

(1) 根据可行性研究报告，本工程新建道路 0.60km，改造道路 2.51km，主体设计中新建道路按照 5m 宽，改造道路 2.5m 宽征地，已考虑边坡、排水沟用地，计算得出场内道路征地红线范围为 0.86hm²。从水土保持角度分析，已考虑了到了道路边坡、排水、拦挡工程等用地，满足水土保持要求，不再新增占地。

(2) 临时运维道路

临时运维道路 0.70km，该部分主要采用栈桥形式，布置于坑塘水面上，该部分占地与光伏发电区重合，不另计列。

(3) 道路工程用地性质复核

根据《公路建设项目用地指标》，检修道路路面按永久占地估算，故本工程将 0.56hm^2 占地计列为永久占地。

综上所述，交通道路区总占地 0.93hm^2 ，其中永久占地 0.62hm^2 ，临时占地 0.31hm^2 。

5) 施工生产生活区：主体设计规划 1 处施工生产生活区，布置在场区中地势平缓处，总占地 0.67hm^2 。该区域交通便利，有利于减少施工生产区占地，符合水土保持要求。考虑到本项目分布较广，针对光伏组件、施工机械等堆放、运输产地区域，在主体基础上本方案于用地区域南北向各新增 1 处施工临建区域，共计 0.40hm^2 。故施工生产生活区复核占地为 1.07hm^2 。

经过以上分析，本项目总占地面积共计 81.99hm^2 ，其中永久占地 1.01hm^2 ，临时占地 80.98hm^2 ，详见表 11.2.4.2-1。

表 11.2.4.2-1 工程占地面积表 单位： hm^2

项目分区		占地类型及数量				占地性质		合计
		坑塘水面	农村道路	旱地	其他草地	永久占地	临时占地	
光伏发电区		76.44			1.99		78.43	78.43
交通道路区	新建道路区		0.30				0.30	0.30
	改造道路区		0.08	0.55			0.63	0.63
	小计		0.38	0.55			0.93	0.93
集电线路区	直埋电缆区		0.27	0.77			1.04	1.04
220kV 升压站区	进站道路区			0.14		0.14		0.14
	站区			0.38		0.38		0.38
	小计			0.52		0.52		0.52
施工生产生活区					1.07		1.07	1.07
小计		76.44	0.65	1.84	3.06	0.52	81.47	81.99

由于项目建成特性，占地范围最大的为光伏组件方阵，基本不会对原

土地生产力造成破坏。根据《基本农田保护条例》的要求，生产建设项目不得占用基本农田。本项目占地类型为坑塘水面、旱地、农村道路、其他草地，从项目占地类型分析，本项目不占用基本农田，符合《基本农田保护条例》的要求，没有水土保持制约性因素。

根据《光伏电站工程项目用地控制指标》(国土资规〔2015〕11号)，本项目属于Ⅱ类地形区，永久占地 1.14hm^2 ，主要为 220kV 升压站区、检修道路路面，满足施工要求。

综上所述，从占地类型分析，项目不占用基本农田，符合《基本农田保护条例》的要求，没有水土保持制约性因素；从占地数量分析，本项目不可避免新增临时用地，但用地面积属于合理的范围，且场址避开了植被良好区域，符合水土保持技术标准的要求。

建议主体设计在下阶段设计中，对各区各施工点提出明确可行的施工工艺，将施工区控制在规定的范围内，减少影响范围，并加强施工过程中的临时防护措施，尽量减少占地范围内因扰动产生的水土流失。

11.2.4.2.3 土石方平衡评价

从水土保持角度分析，主体工程设计土石方利用率较高，但主体设计未明确各区表土开挖与回填数量。本方案编制过程中，结合本项目组成、施工特点以及水土保持相关法律法规要求，对主体设计的土石方数量进行了复核，并作出以下补充完善：

1) 主体设计报告中土石方平衡未明确表土数量，本方案结合不同区域表土实际调查，本项目所涉及区域的表土最薄约 0.20m，最厚约 0.30m。

2) 本方案对升压站及集电线路土石方情况进行复核：

①升压站

进站道路区结合现状及主体设计，可直接利用作进站道路，现状标高为 25.49~26.55m，站址区域原始标高为 26.12m~29.17m，设计标高为 28.40m；站区挖方主要针对建筑及管线基础，建筑物采用浅基础，且考虑

管线开挖共计 0.67 万 m^3 ；回填方主要针对场地平整、建筑基础及管线回填，平均回填厚度 0.96m，回填量为 1.21 万 m^3 ；回填主要利用集电线路产生的余方 0.29 万 m^3 及外借土石方 0.25 万 m^3 。

②集电线路区

水面架桥段线路不涉及土石方，本方案对直埋电缆段进行复核。直埋电缆的埋深为 800mm，长 3.46km，电缆沟开挖深度 1m，底宽 0.80m，按 1:0.5 开挖边坡，共计挖方 1.37 万 m^3 ，完成后，应将槽底清理干净并夯实，敷设电缆的上下侧铺 300mm 细砂，并在电缆上侧做砖或水泥板保护，再回填 1.08 万 m^3 土石方。

余方 0.29 万 m^3 ，运至升压站区回填利用。

3) 主体设计报告中暂未考虑施工生产生活区土石方工程量，本方案结合项目现状，复核并完善该部分的开挖、回填土石方量。

4) 经与建设单位，本项目外借土石方量主要由施工单位从当地合法合规料场进行购买。

经本方案调整，本工程土石方开挖总量 4.87 万 m^3 （表土剥离 0.82 万 m^3 ），填方 6.26 万 m^3 （表土回覆 0.82 万 m^3 ），无弃方，借方 1.39 万 m^3 ，来源为益阳市合法合规的料场外购。

土石方平衡表见表 11.2.4.2-2。项目土石方流向见图 11.2.4.2-1。

表 11.2.4.2-2 本工程土石方平衡表 单位：万 m^3

项目名称		挖方			填方			调入		调出		借方	
		表土	土方	小计	表土	土方	小计	数量	来源	数量	去向	土石方	小计
施工生产生活区		0.32	0.08	0.40	0.32	0.08	0.40						
集电线路区		0.23	1.14	1.37	0.23	0.85	1.08			0.29	220kV 升压站区		
220kV 升压站区		0.10	0.67	0.77	0.10	1.21	1.31	0.29	集电线路区			0.25	0.25
交通道路区	新建道路区		0.37	0.37	0.09	0.56	0.65	0.09	改造道路区			0.19	0.19
	改造道路区	0.17	1.79	1.96	0.08	2.74	2.82			0.09	新建道路区	0.95	0.95
	小计	0.17	2.16	2.33	0.17	3.30	3.47					1.14	1.14

合 计	0.8 2	4.0 5	4.8 7	0.8 2	5.4 4	6.2 6	0.3 8		0.3 8		1.39	1.3 9
-----	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	--	----------	--	------	----------

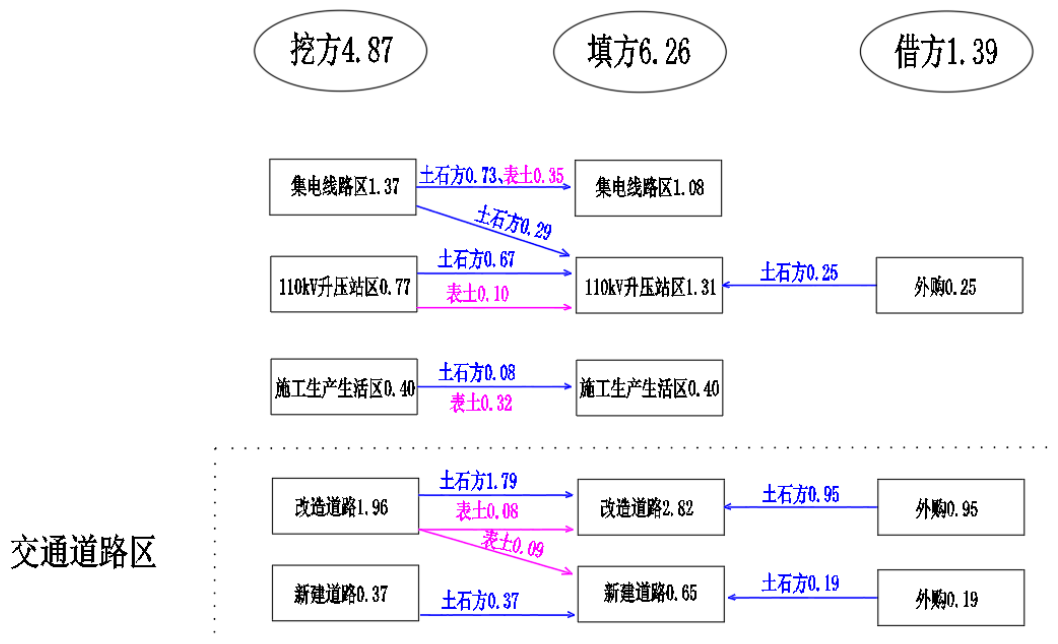


图 11.2.4.2-1 土石方平衡流向图 单位：万 m^3

1、土石方平衡调配分析与评价

a) 主体设计在计算土石方工程量时，根据实际地形合理确定设计标高，挖填边坡坡比依据地质专业意见，结合挖填平衡原则来确定土石方开挖、回填量，从水土保持角度分析，本工程的土石方数量符合最优原则。

b) 土石方平衡调配遵循保护表土、就近挖填平衡、防止重复开挖和避免多次倒运的原则。土石方开挖和回填首先满足本区域内的平衡，针对集电线路产生的余方，施工生产生活区因清表产生的余方，均运至升压站、交通道路区回填至设计标高，充分利用本项目余方，不产生弃方，从水土保持角度分析，本工程土石方调运节点适宜、时序可行、运距合理，土石方挖方量利用率高，满足水土保持要求。

c) 本工程不产生弃方，需外借土石方 1.39 万 m^3 ，经与建设单位交流，后续主要采用外购的形式，主要从当地合法合规的料场进行购买。

综上所述，本工程土石方工程量较小，符合最优原则，土石方调运节

点适宜、时序可行、运距合理，满足水土保持要求，无弃渣，有利于本工程水土保持。

2、表土剥离规划

本工程施工前应进行表土剥离，先开展清表（机械为主、人工为辅）工作，然后人工将清表工程量中的表土予以剥离、收集，集中堆存保护，后期用于植被恢复用土。

光伏发电区涉及的其他草地，本方案不予以剥离，因为其施工活动主要为机械、人为踩踏碾压，施工过程中可考虑新增钢板铺垫，扰动深度不超过 20cm，无需剥离表土，施工结束后再撒播草籽恢复。

经初步估算，本工程剥离表土约 0.82 万 m³，表土剥离规划详见表 11.2.4.2-3，平衡表 11.2.4.2-4。

表 11.2.4.2-3 表土剥离、利用规划分析表

序号	剥离区域	剥离面积及厚度 (hm ²)	可剥离量 (万 m ³)	剥离量(万 m ³)	堆置位置	备注
		其他草地、旱地(20~30cm)				
1	升压站区	0.52	0.12	0.10	堆置于区内一角	
2	集电线路区	1.04	0.24	0.23	堆置于电缆沟旁	
3	施工生产生活区	1.07	0.32	0.32	堆置于区内一角	
4	交通道路区	0.55	0.18	0.17	沿线堆放	
5	合计	3.18	0.86	0.82		

表 11.2.4.2-4 本工程表土平衡表

序号	剥离区域	剥离量(万 m ³)	回填量(万 m ³)	堆置位置	备注
1	升压站区	0.10	0.10	堆置于区内一角	
2	集电线路区	0.23	0.23	堆置于电缆沟旁	
3	施工生产生活区	0.32	0.32	堆置于区内一角	
4	交通道路区	0.17	0.17	沿线堆放	
合计		0.82	0.82		

根据工程施工实际情况，本工程未单独设置临时堆土区，考虑项目实

际情况，线性工程沿线堆放，点型项目就近堆放一角，考虑本项目工期较短，针对临时堆置的土石方仅新增的临时覆盖措施，临时堆土量经估算场内最大堆放 2.79 万 m^3 ，工程量直接计列一级分区中。

针对集电线路、交通道路区等，针对临时堆置的土石方，未避免阻碍交通且考虑用地受限等因素，应及时回填土石方，进一步优化施工时序及工艺。

11.2.4.2.4 取土场设置评价

本工程借方来源主要为外购，不单独设取土场。

11.2.4.2.5 弃土场设置评价

本工程无弃方，不涉及弃土场。

11.2.4.2.6 施工方法与工艺评价

1、施工组织水土保持分析与评价

本工程为渔光互补型光伏电站项目。施工本着先地下、后地上的顺序，依次施工电池组件基础、箱式变压器基础施工。电缆管预埋与基础施工应紧密配合，防止遗漏。基础施工完后即回填，原则上要求起重设备行走的部位先回填。起重机械行走时要采取切实可行的措施保护其下部的设备基础及预埋件。

根据主体工程设计 and 工程特点，总体来看，本工程施工布置是以施工过程中扰动面积最小、无拆迁等用地原则进行布设的。本工程各分区布设安排合理、占地少，符合水土保持要求。

本工程在施工准备阶段，完成施工期供电、供水、道路及临时生产生活设施建设、场地平整，然后进行各光伏组件及箱式变压器、直埋电缆等单项工程建设，施工时序合理，减少或避免各工序间的相互干扰。另外，考虑了永临结合、挖填结合的原则，减少了大面积扰动破坏原地表及植被，符合水土保持要求。

施工期机械运输、人员活动将对施工道路产生强烈碾压，造成施工道

路地表裸露、地表土层结构破坏，项目区质地较轻的土壤易被外力侵蚀，主体工程在施工期考虑到场内施工道路的防护，进行了施工碎石覆盖及压实措施。

施工布置方面，在场区比较平整处集中布置一处施工生产生活区，在施工生产生活区内设置堆料场、混凝土拌合场、仓库、办公生活用房等，项目每处光伏组件不单独设置料场及混凝土拌合装置，以减少新增临时占地，减少施工扰动范围。本方案结合现状新增施工临建区域 0.40hm^2 ，主要为了满足光伏组件、管桩等机械的设备的堆放、运输要求。主体工程施工布置基本合理。

2、施工工艺、方法的水土保持分析与评价

从水土保持角度分析评价，主体工程施工工艺及方法较充分考虑了水土保持要求，在保证工程施工安全的同时，控制施工场地占地，避开了植被相对良好区域和基本农田区，同时，合理安排施工，防止重复开挖和多次倒运，减少裸露时间和范围。主要表现在以下几个方面：

1) 光伏发电场基础施工工艺评价

本项目光伏发电区位于坑塘水面内，包含光伏矩阵、逆变升压平台和集电线路的安装，组件及平台基础均采用预应力管桩基础，采用高频振动打桩机进行施工，其他设备采用运输和吊运，人工进行安装。

从水土保持角度分析，本区工程施工方法合理，该基础施工速度快、工期短、扰动面积小，施工过程产生水土流失甚微，无需增设其他水土保持措施进行防护。

2) 集电线路施工工艺评价

集电线路输送方式分桥架敷设和电缆沟敷设两种方式，其中光伏板区集电线路采用桥架敷设，利用光伏组件的桩基础，进行布设。电缆线、桥架、吊架等材料经场外道路运输至场内，再由设备运至各光伏矩阵施工点安装。

陆地直埋集电线路采用分段、直埋形式施工，埋好后回填覆土，这样缩短了地表裸露和临时堆土的时间，减少产生的土石弃渣量，对排水采用暗管方式还可减少永久占地面积，减少水土流失量，有利于地表植被恢复，保护项目区土地资源。

3) 道路施工工艺评价

道路路基修筑采用压路机、推土机等机械和人工相结合作业，路基施工挖方段与填方段同时进行，有利于路基挖方的利用和纵向调度，尽量减少弃渣，符合水土保持要求。

总体上来看，本工程建设施工工艺、方法结合了当地地形、环境等特点，控制施工场地占地，避开了植被相对良好区域和基本农田区，同时，合理安排施工，防止重复开挖和多次倒运，减少裸露时间和范围，基本符合水土保持要求。根据本工程施工区域较多、分散的特点，本方案建议在施工过程中应按照水土保持要求规范操作，土石方工程应做到随挖、随运、随填、随压，避免临时堆置的时间过长，减免水土流失的发生；工程建设土石方调运较多，要加强土石方装卸与运输过程中的规范操作与管理，防止土石沿线撒落造成流失；对于剥离的表土及开挖回填料要及时运至指定地点集中堆放，加强施工过程中的临时防护措施，减少施工新生裸露面，雨季施工要加强临时覆盖措施。

3、施工时序与进度安排的水土保持分析与评价

本工程施工生产生活区必须先行建设，施工生产生活区 2023 年 9 月份场平，在雨季施工通过加强防护，可减少降雨对土壤的冲蚀。箱变、光伏组件基础、升压站土建施工从 2023 年 10 月初开始，2023 年 11 月底结束，安装平台、电力电缆、通信电缆的敷设施工与之同步进行，电缆的敷设尽量避免在雨天进行，并采取临时防护措施。

综上所述，本工程土建部分将不可避免地在雨季进行，但大量土石方工程在汛期前已完工。在施工过程中，只要尽量避开雨天大面积开挖，开

挖时先做好拦挡和排水措施，有效排导场内积水，对永久建筑物及站内道路区域及时硬化，集电线路开挖分段进行，并做好临时防护措施，可最大限度地减少工程建设带来的水土流失。

11.2.4.2.7 主体工程设计中具有水土保持功能工程的评价

1、以主体设计功能为主，并具有水土保持功能的工程

根据水土保持工程界定原则，本工程主体设计报告中，以主体设计功能为主，同时具有水土保持功能的措施主要是施工围墙、地面硬化。

主体工程设计中，升压站区、施工生产生活区设置了围墙，四周设置了围栏，形成施工封闭区，可防止施工过程中开挖的土、石四处散落，污染周边环境。既能减少水土流失也能减轻项目区施工与周边作业的相互干扰。按照《生产建设项目水土保持技术标准》要求，其工程量和投资不纳入本水土保持方案。

地面硬化，也能减少水土流失所造成的危害，具有良好的水土保持功效。但以主体设计功能为主，根据《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)附录 D 进行界定，这些措施不界定为水土保持措施。

2、以水土保持功能为主，主体工程设计中具有水土保持功能的工程

根据水土保持工程界定原则，本工程主体设计报告中，以水土保持功能为主，主体设计中具有水土保持功能的工程主要为浆砌石排水沟、临时覆盖等。

主体设计中具有水土保持功能工程的工程量和投资详见表 11.2.4.2-5。

表 11.2.4.2-5 主体设计中具有水土保持功能工程的工程量和投资

序号	项目组成	单位	数量	单价（元）	合计（万元）	备注
1	升压站工程				20.52	
1.1	浆砌石排水沟	m	474	253.16	12.00	站内
1.2	浆砌石排水沟	m	220	253.16	5.57	布置进站道路
1.3	临时覆盖	m ²	2954	10	2.95	
2	合计				20.52	

3、主体设计防护工程量的分析与评价

上述主体设计中具有一定水土保持功能的工程以及水土保持措施均以永久措施为主，这些措施布设合理，能够减少本项目建设过程中的水土流失，但数量欠充足。为达到本报告书的水土流失防治目标，仍需在主体工程设计已有水土保持防护措施的基础上对各防治分区补充防护措施，具体如下：

1) 光伏发电区

本项目属于渔光互补，光伏组件主要布设于坑塘水面中，从水土保持角度分析，无需新增水土保持措施。

2) 220kV 升压站区

进站道路结合已有道路铺筑混凝土，结合主体布设的排水沟，新增表土剥离与回填、土地平整、沉沙池等工程措施，施工过程中，做好临时拦挡、覆盖、排水、沉沙等防护工作，施工结束后针对可绿化区域布设撒播草籽、植草护坡措施。

3) 集电线路区

水面架桥区利用光伏组件支架作桥梁，且位于水面上方，无水土流失；主体工程未考虑防护措施，直埋电缆区施工过程中采用临时覆盖措施，进行土地平整后，通过撒播灌草恢复。

4) 交通道路区

施工前针对可剥离表土区域进行剥离表土，补充施工过程中的临时拦挡、覆盖措施以及施工完毕后迹地平整绿化恢复措施，考虑本项目特点新增生态沟、生态沉沙池措施。

5) 施工生产生活区

补充施工过程中的临时拦挡、覆盖、排水、沉沙措施以及施工完毕后迹地平整绿化恢复措施。

11.2.4.2.8 主体工程设计中水土保持措施界定

1、水土保持工程的界定原则

1) 应将主体工程设计中以水土保持功能为主的工程界定为水土保持措施。

2) 难以区分是否以水土保持功能为主的工程,可按破坏性试验的原则进行界定;即假定没有这些工程,主体设计功能仍然可以发挥作用,但会产生较大的水土流失,此类工程应界定为水土保持措施。

2、水土保持工程界定结论

根据水土保持工程界定原则,本工程主体设计报告中,以水土保持功能为主,主体设计中具有水土保持功能的措施具体有以下几种:

排水沟:为理顺水系,防止积水影响施工安全,站区内设置了浆砌片石排水沟 474m,进站道路区布置了排水 220m。

临时覆盖:施工过程中主体设计了土工布覆盖,工程量为 2954m²。

从水土保持角度分析,主体设计的排水沟以水土保持功能为主,本方案计列了工程量,纳入水土流失防治体系。本方案针对主体已有措施,补充表土剥离及回覆、土地整治、生态沟、生态沉沙池等工程措施,撒播灌草籽、植草护坡绿化等植物措施和施工期临时防护措施。

本项目以水土保持功能为主的水土保持措施工程量和投资详见表 11.2.4.2-6。

表 11.2.4.2-6 主体工程设计中纳入本方案的措施量及投资

序号	项目组成	单位	数量	单价(元)	合计(万元)	备注
1	220kV 升压站区					
	浆砌石排水沟	m	694	253.16	17.57	
	临时覆盖	m ²	2954	10	2.95	
2	合计				20.52	

11.2.5 水土流失分析与预测

11.2.5.1 水土流失现状

11.2.5.1.1 益阳市水土流失现状

根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防保护区和重点治理区复核划分成果>的通知》和《湖南省水利厅关于湖南省水土流失重点预防区和重点治理区划定公告》（湖南省水利厅，2017年1月22日），项目区涉及洞庭湖平原湿地省级水土流失重点预防区。根据《湖南省水土保持规划（2016~2030年）》，水土保持功能一级区为南方红壤区，二级区为长江中游丘陵平原区，三级区为洞庭湖丘陵平原农田防护水质维护区，其水土保持功能主要为农田防护、水质维护。

根据湖南省水利厅2021年南县动态监测数据，南县水土流失侵蚀形态以轻度水力侵蚀为主，水蚀又以面蚀为主，沟蚀次之，水土流失面积2.91km²，占全县面积的100%，益阳市水土流失情况见表11.2.5.1-1。

表11.2.5.1-1 益阳市水土流失面积汇总表 单位：km²

行政区域	总面积（km ² ）	流失总面积	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈
南县	1327	2.91	2.91	0	0	0	0
所占比例	100%	100%	100%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

11.2.5.1.2 项目区水土流失状况

根据现场调查，项目区地形起伏较小，本工程场址区地貌类型为平原地貌，地形较平坦开阔，地表为耕植土，植被较发育。项目区水土流失因子现状详见表11.2.5.1-2。

表11.2.5.1-2 水土流失因子调查表

序号	项目分区	占地面积（hm ² ）	主要地类	主要土类	坡度（°）	林草覆盖率（%）	侵蚀强度
1	光伏发电区	78.43	坑塘水面、其他草地	黄壤	0~5	99.0	微度
2	220kV 升压站区	0.52	旱地	黄壤	0~8	99.0	轻度
3	集电线路区	1.04	农村道路、旱地	黄壤	0~8	74.0	轻度
4	施工生产生活区	1.07	其他草地	黄壤	0~5	99.0	轻度
5	交通道路区	0.93	农村道路、旱地	黄壤	0~10	72.0	

根据现场调查情况，结合土壤侵蚀遥感调查成果，依据《土壤侵蚀分

类分级标准》(SL190-2007)水力侵蚀强度分级、面蚀(片蚀)分级指标,项目区水土流失以轻度水力侵蚀为主。根据各项目区所占不同土地类型的面积和土壤模数背景值,计算出不同土地利用类型的年土壤流失量。通过对项目区开展水土流失调查,项目建设区平均土壤侵蚀模数 $85(\text{km}^2 \cdot \text{a})$,属微度侵蚀。结果详见表 11.2.5.1-3 及表 11.2.5.1-4。

表11.2.5.1-3 不同用地类型的原生土壤侵蚀模数

序号	用地类型	原生土壤侵蚀模数($\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$)	侵蚀程度	备注
1	坑塘水面	50	微度	
2	旱地	750	轻度	
3	农村道路	100	微度	
4	其他草地	550	轻度	

表11.2.5.1-4 项目占地范围内土壤侵蚀模数背景值表

序号	项目分区	面积(hm^2)	侵蚀模数($\text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$)
1	光伏发电区	78.43	63
2	220kV 升压站区	0.52	750
3	集电线路区	1.04	581
4	施工生产生活区	1.07	550
5	交通道路区	0.93	487
6	合计	81.99	85

依据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007),项目区属于以水力侵蚀为主的南方红壤丘陵区,容许土壤侵蚀模数为 $500\text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$ 。

11.2.5.2 水土流失影响因素分析

11.2.5.2.1 工程建设与生产对水土流失影响因素分析

a) 水土流失成因分析

本工程为点状和线状相结合的工程,项目建设综合利用自身开挖的土石方资源,主要建设内容为场内道路、集电线路、进站道路、升压站基础工程及临建设施等,因此,本项目的水土流失主要成线状和面状分布,

主要表现为：

1、损坏了项目区具有水土保持功能的林草植被。工程建设改变了原地形地貌，破坏植被，施工区容易受降雨和地表径流冲刷产生水土流失。

2、破坏地表土壤结构。工程施工需破坏原有具有水土保持功能的地面，大量的扰动使土壤结构改变，抗蚀力显著降低，在降雨和径流等自然因素影响下极易产生水土流失。

3、升压站、施工临建区域、场内道路的土石方工程量较大，开挖、回填面裸露，基础基坑开挖后需临时堆放回填土方，这些敏感性的区域，极易造成水土流失。

4、施工中形成了易受降雨径流冲刷的边坡。施工过程中的临时堆土和施工产生的裸露边坡，将加剧水土流失进程。

b) 工程建设及运行对水土流失的影响

本项目的水土流失主要集中在施工期内。本项目升压站开挖与回填、场内道路的回填等将破坏地表原有的植被和地表土壤结构，使土壤结构松散，抗侵蚀能力减弱；同时会产生一些临时性的堆土，有可能造成新的水土流失。因此，在项目建设过程中，如不采取有效的水土保持防治措施，将进一步引起新的水土流失，给施工建设期的施工安全带来危害，有可能危害项目区的安全生产。运行期内项目区的水土流失防治措施发挥效益，能有效的控制水土流失，只要没有人为的再破坏，工程运行期水土流失将难以发生。

11.2.5.2.2 扰动地表、损坏植被面积

根据工程总体布置及主体设计报告相关数据，结合工程用地 1/2000 图量算，本工程扰动地表面积包括光伏发电区、交通道路区、集电线路区、施工生产生活区和 220kV 升压站区的扰动地表范围。详见表 11.2.5.2。

表 11.2.5.2 项目施工扰动地表面积一览表 单位:hm²

项目分区	占地类型及数量	占地性质	合计
------	---------	------	----

	坑塘水面	农村道路	旱地	其他草地	永久占地	临时占地	
光伏发电区	76.44			1.99		78.43	78.43
交通道路区		0.38	0.55			0.93	0.93
集电线路区		0.27	0.77			1.04	1.04
220kV 升压站区			0.52		0.52		0.52
施工生产生活区				1.07		1.07	1.07
小计	76.44	0.65	1.84	3.06	0.52	81.47	81.99

根据主体设计资料 and 实际调查分析，确定本工程建设损坏的植被面积主要为旱地、其他草地，数量为 4.90hm²。

11.2.5.3 土壤流失量预测

结合水土流失状况分析，对本工程施工建设及自然恢复期的水土流失进行预测。水土流失量预测的基础是在工程建设扰动地表，且不采取水土保持措施等最不利情况下，预测可能造成的土壤流失量及其危害。

11.2.5.3.1 预测单元

本工程属于新建项目，水土流失预测范围即为各防治分区的扰动面积，预测单元应为工程建设扰动地表的时段、扰动形式总体相同，且扰动强度和特点大体一致的区域，结合本工程施工特点及区域的自然概况，该项目水土流失预测单元为：光伏发电区、集电线路区、施工生产生活区、交通道路区和 220kV 升压站区。

11.2.5.3.2 预测时段

根据《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）要求，预测时段应分施工期（含施工准备期）和自然恢复期。

a) 施工期(含施工准备期)

施工期为实际扰动地表时间，按连续 12 个月为 1 年、不足 12 个月但达到一个雨季长度的计 1 年、不足一个雨季长度的按占雨季长度比例计算。根据施工进度安排，本工程施工安排为 2023 年 9 月至 2024 年 3 月，取 0.5 年。

2) 自然恢复期

自然恢复期为施工扰动结束后,不采取水土保持措施的情况下,土壤侵蚀强度自然恢复到扰动前土壤侵蚀强度所需的时间。项目区土壤母质为石英砂岩,土层较薄,植被自然恢复较难,因此,按照《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)中湿润地区要求,取2年。

本项目水土流失预测时段详见表 11.2.5.3-1。

表 11.2.5.3-1 水土流失预测时段一览表

序号	预测分区	预测时段(a)	
		施工期(含施工准备期)	自然恢复期
1	光伏发电区	0.5	2
2	220kV 升压站区	0.5	2
3	集电线路区	0.5	2
4	施工生产生活区	0.5	2
5	交通道路区	0.5	2

11.2.5.3.3 土壤侵蚀模数

1、原生侵蚀模数

根据项目区地表植被、土壤、气象等资料的实地调查成果,结合湖南省水土流失遥感调查资料,按各预测单元占地地类采用加权平均法计算取值。各数值见表 11.2.5.1-4。

2、扰动地表后土壤侵蚀模数

由于本工程未开工,针对工程的建设特点和各区周边地区的情况,参考在建渔光互补工程(津市田珍湖渔光互补项目)的水土保持监测数据,在项目区水土流失现状调查的基础上,结合工程建设各种施工活动扰动或破坏的土地面积及堆置物的结构组成、堆放位置和堆放形式,分析各项目建设分区的水土流失特点,利用实验观测法确定土壤侵蚀模数。

表 11.2.5.3-2 本工程各预测单元扰动后平均土壤侵蚀模数取值

序号	预测单元		试验观测项目	土壤侵蚀模数 (t/km ² ·a)	
				施工期	自然恢复期
1	光伏发电区		组件施工区域	100	1060
2	220kV 升压站区		升压站及进站道路	10361	2153
3	集电线路区		直埋电缆	5232	1589
4	施工生产生活区		临建区域	7569	1726
5	交通道路区	新建道路区	新建道路路面及边坡	8900	2100
		改造道路区	改造道路路面及边坡	8500	2100

11.2.5.3.4 预测结果

土壤流失量按照下式计算：

$$W = \sum_{j=1}^2 \sum_{i=1}^n F_{ji} M_{ji} T_{ji}$$

式中：W ——土壤流失量，t；

J ——预测时段，j=1，2，指施工期（含施工准备期）和自然恢复期；

I ——预测单元，i=1，2，3，……，n-1，n；

F_{ji} ——第 j 个预测时段、第 i 个预测单元的面积，km²；

M_{ji} ——第 j 个预测时段、第 i 个预测单元的土壤侵蚀模数，t/km²·a；

T_{ji} ——第 j 个预测时段、第 i 个预测单元的预测时段长，a。

经预测，原地貌水土流失预测量为 64.50t，扰动地表可能产生的水土流失预测量为 278.00t，详见表 11.2.5.3-3。

表 11.2.5.3-3 各分区水土流失量预测计算表

预测单元	预测时段	预测范围 (hm ²)	土壤侵蚀背景值 M _{io} (t/km ² ·a)	扰动后土壤侵蚀模 M _{ik} (t/km ² ·a)	侵蚀时间 (a)	背景流失量(t)	预测流失量(t)	新增流失量(t)
光伏发电区	施工期	78.43	53	80	0.50	20.78	31.37	10.59
	自然恢复期	1.59	53	500	2	1.69	15.92	14.23
	小计					22.47	47.29	24.82
集电线路区	施工期	1.04	581	5800	0.50	3.02	30.10	27.09
	自然恢复期	1.04	581	1600	2	12.06	33.22	21.15

		小计					15.08	63.32	48.24
220kV 升压站区		施工期	0.52	750	8800	0.50	1.97	23.06	21.09
		自然恢复期	0.30	750	2000	2	4.53	12.07	7.55
		小计					6.49	35.13	28.64
施工生产生活区		施工期	1.07	550	7600	0.50	2.94	40.66	37.72
		自然恢复期	1.07	550	1800	2	11.77	38.52	26.75
		小计					14.71	79.18	64.47
交通道路区	新建道路区	施工期	0.30	100	8900	0.50	0.15	13.35	13.20
		自然恢复期	0.06	100	2100	2	0.12	2.52	2.40
		小计					0.27	15.87	15.60
	改造道路区	施工期	0.63	672	8500	0.50	2.11	26.67	24.56
		自然恢复期	0.25	672	2100	2	3.37	10.54	7.17
		小计					5.48	37.21	31.73
合计							64.50	278.00	213.50

表 11.2.5.3-4 水土流失预测汇总表

预测分区		水土流失总量 (t)				新增水土流失量 (t)	
		施工期	自然恢复期	小计	占总量 (%)	流失量	所占比例
光伏发电区		31.37	15.92	47.29	17.01%	24.82	11.63%
220kV 升压站区		23.06	12.07	35.13	2.65%	28.64	13.41%
集电线路区		30.10	33.22	63.32	4.78%	48.24	22.60%
施工生产生活区		40.66	38.52	79.18	5.98%	64.47	30.20%
交通道路区	新建道路区	13.35	2.52	15.87	1.20%	15.60	7.31%
	改造道路区	26.67	10.54	37.21	2.81%	31.73	14.86%
	小计	40.02	13.06	53.08	4.01%	47.33	13.41%
合计		165.21	112.79	278.00	100.00%	213.50	100.00%
所占比例		59.43%	40.57%	100.00%			

11.2.5.4 水土流失危害分析与评价

根据水土流失预测，本工程新增水土流失量主要来源于施工产生

活区，其次是集电线路区。工程建设将加快工程区的水土流失，对工程运行安全及当地生态环境造成不良影响。本工程水土流失可能带来的危害主要体现在以下方面：

1、对环境的影响

工程施工过程中，剥离表土使林草遭到破坏，影响生态；地表受到机械、车辆的碾压，使土壤下渗，涵养水分的能力降低，影响植物生长；同时，地表水易形成地表径流，从而加剧水土流失，导致环境恶化。

2、对农业用地的影响

项目区可利用的土地资源减少，人、地、水矛盾加剧。同时，沿线分布有少量耕地，水土流失可能破坏耕地及其他农业用地的土壤结构，降低土壤肥力和土地生产力，影响当地农业发展。

3、对土地生产力的影响

施工结束后，原临时占用土地的植被遭到破坏，如不及时采取措施，随着水土流失的发生，土壤中的有机物、氮、磷及无机盐含量将迅速下降，微生物及其衍生资源减少，进而导致土地贫瘠和荒芜，加大了绿化工作的难度，影响当地景观和生态环境的恢复。

4、对周边的影响

工程施工过程中产生大量的临时堆土，如果不及时防护和治理，雨季暴雨径流将会携带大量泥沙直接进入区域周边的农田、水塘，导致农田耕作层砂化，水塘淤积。

11.2.5.5 指导性意见

1、根据预测成果，本工程建设过程中，可能造成的土壤流失量达 278.00t，其中新增水土流失总量达 213.50t。集电线路区新增水土流失量 48.24t，占新增水土流失总量的 22.60%，施工生产生活区新增水土流失量为 64.47t，占新增水土流失总量的 30.20%。因此，集电线路区、施工生产生活区本工程水土流失防治和监测的重点区域。

2、从预测时段分析，施工期的水土流失总量达 165.21t，占土壤流失总量的 59.43%，是水土流失防治和水土保持监测的主要时段，因此，及时做好各施工区域内的水土流失防治工作，才能减少自然恢复期时间，减少工程建设过程中及工程建成后的水土流失。

3、水土流失造成的主要危害有：工程建设损坏旱地、其他草地等，产生一定程度的水土流失，对项目区及周边造成一定的影响。开挖、回填等损坏植被，影响自然景观，植被恢复难度大。可造成项目区土地资源减少和土地生产能力下降，并对地表水资源造成一定影响。

11.2.6 水土保持责任范围及防治分区

11.2.6.1 水土流失防治责任范围

生产建设项目水土流失防治范围应包括项目永久征地、临时占地（含租赁土地）以及其他使用与管辖区域。根据“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁负责治理”的原则和《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)要求，结合现场调查，本项目防治责任范围包括工程永久性占地及临时性占地区。

本项目水土流失防治责任范围为 81.99hm²，其中永久占地 0.52hm²，临时占地 81.47hm²。

11.2.6.2 水土保持防治区划分

11.2.6.2.1 分区原则

- 1、各区之间应具有显著差异性；
- 2、同一区内造成水土流失的主导因子和防治措施应相近或相似；
- 3、各级分区应层次分明，具有关联性和系统性；

11.2.6.2.2 防治分区

根据本工程的实际情况和项目区自然概况，防治分区划分结合工程布置、项目组成、占地性质和扰动特点，本工程将光伏发电区、交通道路区、220kV 升压站区、施工生产生活区和集电线路区划分为 5 个一级分

区。详见表 11.2.6.2-1。

表 11.2.6.2-1 各分区施工活动表

一级分区		占地面积(hm ²)	施工活动情况
光伏发电区		78.43	测量, 打桩, 组件安装
220kV 升压站区		0.52	场地平整, 建构筑物基础开挖、建设, 道路建设, 地面硬化, 变电设备的安装及边坡防护工程建设
集电线路区	水面架桥区	0	以组件支架为桥架基础
	直埋电缆区	1.04	沟槽开挖、电缆敷设、回填、平整
施工生产生活区		1.07	临时建构筑物开挖、建设
交通道路区	新建道路区	0.63	路基开挖、回填, 路基碾压, 铺碎石
	改造道路区	0.30	改造道路开挖、回填, 混凝土路面

11.2.7 水土保持措施

11.2.7.1 措施总体布局

在分区布设防护措施时, 既要注重各分区的水土流失特点以及相应的防治措施、防治重点和要求, 又要注重各防治分区的关联性、连续性、整体性、系统性和科学性。在对主体工程设计分析评价的基础上, 结合已界定的水土保持工程, 根据不同防治分区水土流失特点和各自地形地貌、地质、土质等特点提出需要补充、完善和细化的防治措施和内容。

光伏发电区: 由于本项目特点, 光伏组件安装在水面上, 针对东侧区域占地类型为草地, 由于存在践踏、挤压等扰动, 施工结束后新增撒播草籽恢复;

集电线路区: 水面架桥区利用光伏组件支架作桥梁, 且位于水面上方, 无水土流失; 直埋电缆区施工过程中采用临时覆盖措施, 后期通过撒播灌草恢复;

220kV 升压站区: 施工前剥离表土, 进站道路结合已有道路铺筑混凝土, 主体已布设了浆砌石排水沟, 采用矩形排水沟, 宽 0.4m, 高 0.3m, 纵坡为 1/200, 浆砌石砌筑; 站区四周也布设了一圈排水沟, 本方案针对

排水出口新增 2 处沉沙池，沉沙池规格为 $1.0\text{m} \times 1.0\text{m} \times 1.0\text{m}$ (长 \times 宽 \times 深)，池底夯实后铺 C20 混凝土垫层，厚度 10cm，池身用浆砌石并以 M10 水泥砂浆抹面，抹面厚度 2cm。针对空置区域及升压站周边布设植物措施恢复及完善落实施工期间的各项临时防护措施；

施工生产生活区：施工前剥离表土，施工过程中落实临时排水、沉沙等措施，针对临时堆置的土石方布设临时拦挡及覆盖措施，结束后对该区主要采用撒播灌草恢复；

交通道路区：施工前剥离表土，施工过程中落实临时拦挡及覆盖措施，考虑到该区域地势平缓，鱼塘遍布较多，汇水不集中，针对道路两侧布设生态沟及生态沉沙池，生态沟措施，土质排水沟形成断面后，夯实，再植草皮。尺寸为 $0.40\text{m} \times 0.75\text{m}$ 。生态沉沙池采用长 1.50m，宽 1.50m，深 1.00m 的梯形断面，内坡比 1:0.3，后续不进行拆除，撒播草籽恢复。结束后对道路边坡采用植草护坡措施；

同时对施工迹地进行土地整治——即进行土地的平整、修复，提高防护标准，铺设草皮，种植林草，形成“面”的防治。通过点、线、面防治措施有机结合、相互作用，形成立体的综合防治体系，达到保护地表，改善生态环境，防治水土流失的目的，实现水土流失由被动控制到综合开发治理的转变。

水土流失防治措施体系详见图 11.2.7.1。

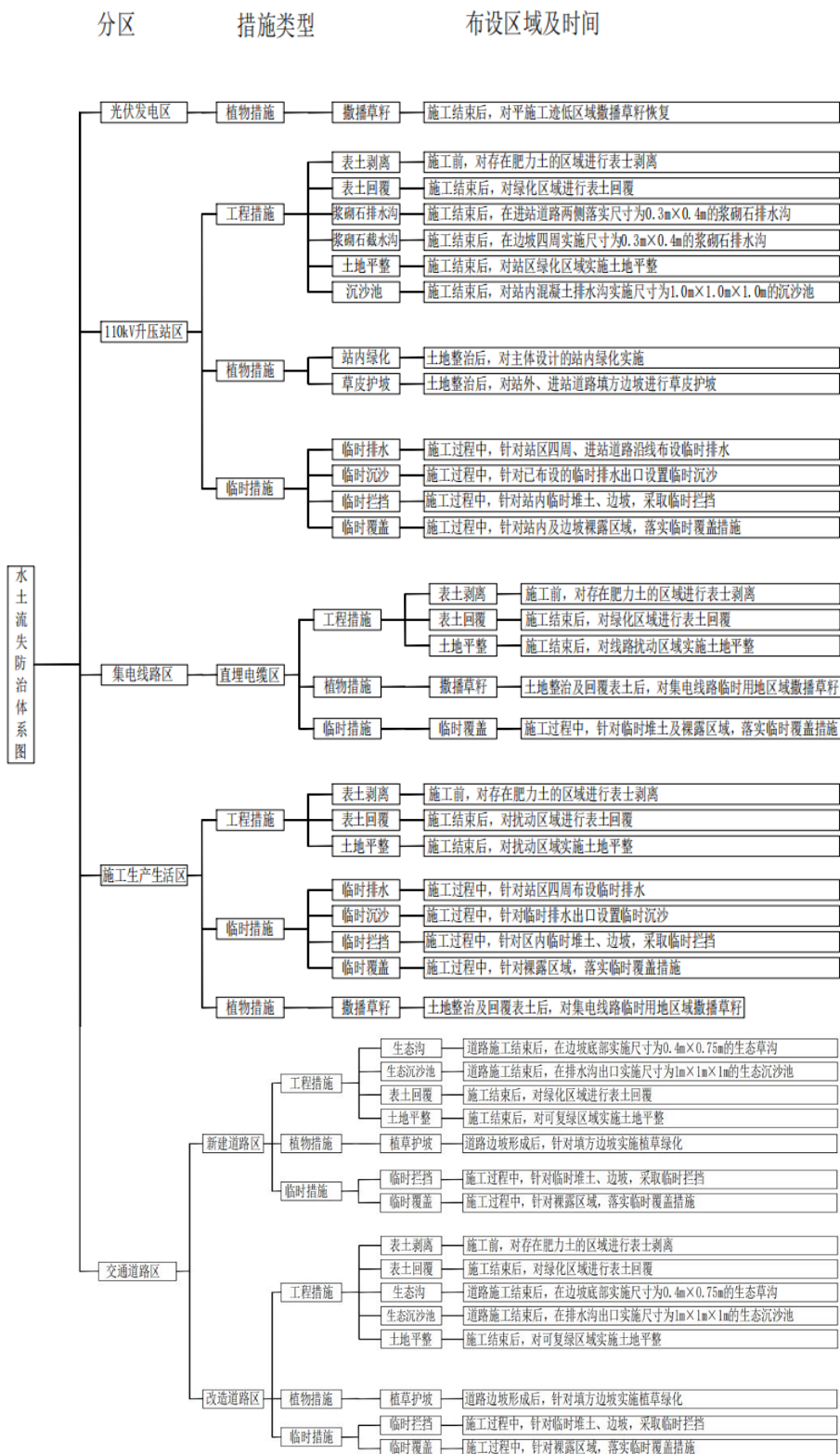


图 11.2.7.1 水土流失防治措施体系框图

11.2.7.2 分区措施布设

由于本项目涉及项目区涉及洞庭湖平原湿地省级水土流失重点预防区，应为水土流失一级防治标准为，应提高截排水沟、拦挡工程的工程等级和防洪标准。

（1）工程级别

根据《水土保持工程设计规范》（GB51018-2014），排水工程等级为 1 级；绿化区植被恢复与建设工程，应根据主体工程所处的自然及人文环境、气候条件、立地条件、征地范围、绿化要求综合确定，执行益阳市的园林绿化工程标准 2 级标准。

（2）设计标准

根据主体设计，永久排水沟采用 5 年一遇，10min 短历时设计暴雨。根据《水土保持工程设计规范》（GB51018-2014），本工程临时排水沟采用 5 年一遇，60min 短历时设计暴雨。

对于主体工程具有水土保持功能的工程，本方案不再重新设计。对不满足水土保持要求的区域（部位），应在原设计基础上补充、完善。

11.2.7.2.1 光伏发电区

光伏组件东侧区域位于旱地上，考虑该区域存在践踏、挤压等扰动活动，针对施工迹地新增撒播草籽措施。

1、植物措施

对材料堆放场地区域存在一定的扰动，进行草籽撒播，撒播密度为 120kg/hm²。草种选用百喜草，该草种是一种耐践踏、耐水淹、且在肥力低的干燥土壤和砂质较多的土壤上生长能力都很强的水土保持及景观草种。

表 11.2.7.2-1 光伏发电区水土保持措施量表

措施类型			单位	工程量	备注
植物措施	撒播草籽	面积	hm2	1.59	方案新增

		数量	kg	191.04	
--	--	----	----	--------	--

11.2.7.2.2 集电线路区

1、水面架桥区

该区域位于坑塘水面上，以组件支架为桥架基础，无需新增水土保持措施。

2、直埋电缆区

针对直埋电缆，工艺简单，分段施工，工期较短。但由于需开沟埋置，将破坏地表植被，造成一定水土流失。开挖的表土和回填土方沿线临时堆置于电缆沟一侧。

(1) 工程措施

1) 表土剥离及回填

直埋线路施工前，先剥离表土 0.23 万 m^3 ，后期绿化阶段回覆 0.23 万 m^3 。

2) 土地平整

施工结束后，对场地进行土地整治，为后续绿化措施做准备，土地平整 1.04 hm^2 。

(2) 植物措施

1) 撒播灌草

集电线路敷设完毕后，施工迹地采用撒播草籽恢复，草籽采用白三叶和狗牙根，混播比例为 1:1，草籽撒播用量为 120 kg/hm^2 。撒播灌草 1.04 hm^2 。

(3) 临时措施

临时覆盖电缆沟施工时，将开挖的深层回填土堆放在沟道一侧，表土置于沟道另一侧根据主体工程施工安排，每 2400m 为一个施工单元，堆高约 1.5m，边坡进行人工拍实处理。因分段施工历时较短，如遇降雨，用彩布条覆盖临时堆土，需彩布条 0.83 hm^2 。

集电线路区水土保持措施汇总详见表 11.2.7.2-2。

表 11.2.7.2-2 光伏发电区水土保持措施量表

措施类型			单位	工程量	备注
工程措施	表土剥离		万 m ³	0.23	
	表土回覆		万 m ³	0.23	
	土地平整		hm ²	1.04	
植物措施	撒播草籽	面积	hm ²	1.04	
		数量	kg	124.56	
临时措施	临时覆盖		hm ²	0.83	

11.2.7.2.3 220kV 升压站区

根据主体设计，进站道路两边布设了浆砌石排水沟，升压站内布置了排水沟及绿化带。本次方案只新增及表土剥离回填、沉沙措施、植物措施及临时防护措施。

1、进场道道路区

(1) 工程措施

1) 排水措施

本方案对主设排水沟尺寸进行复核。

①设计标准

采用项目区 5 年一遇 10min 短历时暴雨强度。

②设计流量计算

排水沟设计流量计算按照以下公式确定：

$$Q_m = 16.67 \phi q F$$

式中， Q_m —设计洪峰流量（m³/s）

q —设计重现期和降雨历时内的平均降雨强度（mm/min）

ϕ —径流系数，项目区为起伏的山地，取 0.8；

F —集水面积（km²），1/10000 图上量算。

本方案利用标准降雨强度等值线图 and 有关转换系数，按以下公式计算降雨强度：

$$q = C_p C_t q_{5, 10}$$

式中：

$q_{5, 10}$ —5 年重现期和 10min 降雨历时的标准降雨强度，查中国 5 年一遇 10min 降雨强度 $q_{5, 10}$ 等值线图，得到益阳市 $q_{5, 10}$ 值为 2.0mm/min；

C_p —重现期转换系数，为设计重现期降雨强度 q_p 同标准重现期降雨强度 q_5 的比值（ q_p/q_5 ），本方案临时排水工程设计按 5 年重现期进行计算，所以转换系数为 1.0；

C_t —降雨历时转换系数，为降雨历时 t 的降雨强度 q_t 同 10min 降雨历时的降雨强度 q_{10} 的比值（ q_t/q_{10} ），本方案排水工程设计按 10min 降雨强度计算，降雨历时转换系数为 1.0；

通过计算可知， q 值为 2.0mm/min，根据图上量算的升压站集雨面积为 0.52hm²，其设计最大洪峰流量为 0.1387m³/s。

③断面尺寸

根据计算出的排水沟设计流量，按明渠均匀流公式计算确定其断面尺寸：

$$A = \frac{Q}{C\sqrt{Ri}}$$

式中： A —排水沟过水断面面积，m²；

C —谢才系数；

R —水力半径，m；

i —截（排）水沟沟底比降（3/1000～5/1000）。

根据图上量算的，升压站区域的集雨面积为 0.52hm²，其设计洪水流量计算结果见表 11.2.7.2-3。

表 11.2.7.2-3 最大洪峰流量计算表

分区	设计频率(%)	K	q	F	Qb
----	---------	---	---	---	----

			(mm)	(km ²)	(m ³ /s)
220kV 升压站区	20	0.8	1.0	0.0052	0.1387

根据项目区最大洪峰流量计算结果，对排水沟截面尺寸进行设计。

表 11.2.7.2-4 排水沟流量校核计算表

排水工程	断面形式	纵坡 i	糙率 n	边坡系数 m	底宽 B (m)	设计水深 h (m)	断面面积 A (m ²)	湿周 x (m)	水力半径 R (m)	谢才系数 C	设计洪峰流量 (m ³ /s)
排水沟	矩形	0.003	0.025	0	0.4	0.3	0.12	1	0.12	28.09	0.1640

考虑施工方便，采用矩形排水沟，宽 0.4m，高 0.3m，纵坡为 1/200，浆砌石砌筑。经验算，过水能力满足排水要求。截、排水沟典型设计断面详见图 11.2.7.2-1。

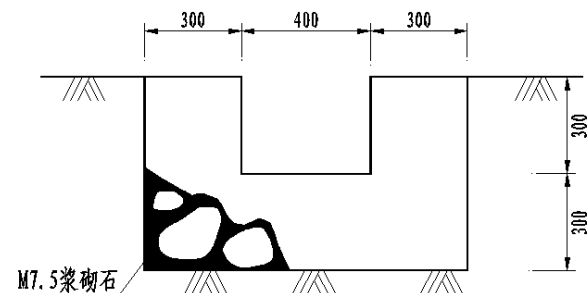


图 11.2.7.2-1 排水沟断面示意图（单位:cm）（主体已有）

主体设计排水沟工程量满足水土保持要求，本方案不再新增。

2) 沉沙措施设计

排水沟出口设置沉沙措施，经沉沙池后顺接新建道路排水沟，沉沙池规格为 1.0m×1.0m×1.0m(长×宽×深)，池底夯实后铺 C20 混凝土垫层，厚度 10cm，池身用浆砌石并以 M10 水泥砂浆抹面，抹面厚度 2cm。沉沙池投入运行后需定期进行清淤。经估算，本区需设置 2 座沉沙池。

沉沙池典型设计面详见图 11.2.7.2-2。

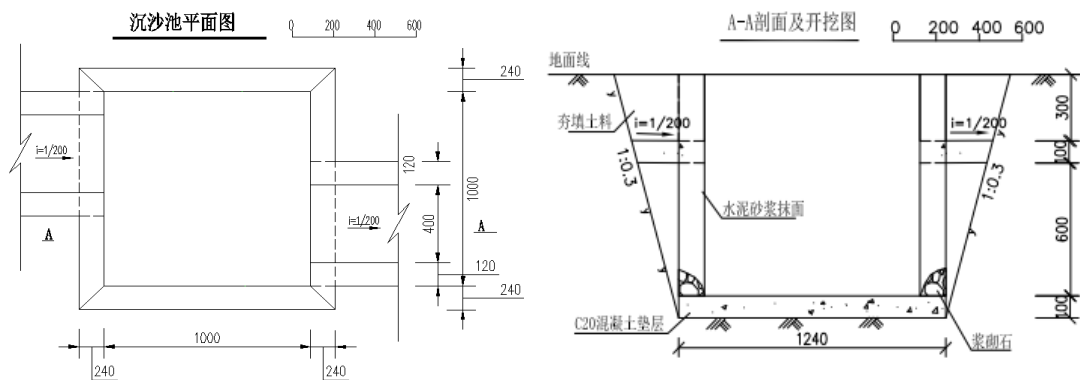


图 11.2.7.2-2 沉沙池典型断面图（单位：mm）

表11.2.7.2-5 沉沙池设计参数表

措施名称	规格			单位长度工程量			
	长(m)	宽(m)	高 (m)	土方开挖 (m ³)	浆砌石砌筑 (m ³)	水泥砂浆抹面 (m ²)	C20混凝土垫层 (m ³)
沉沙池	1.0	1.0	1.0	2.26	0.60	5.30	0.16

（2）植物措施

针对进站道路边坡新增草皮护坡，草籽采用金鸡菊、白三叶和狗牙根，混播比例为 1:1，灌草籽撒播用量为 120kg/hm²。

（3）临时措施

1) 临时覆盖

对本区临时堆土、裸露地表，主体设计了用土工布覆盖，工程量为 2954m²。

2) 临时拦挡

临时堆土采用土袋挡墙临时拦挡，顶宽 0.30m，底宽 1.20m，高 0.60m，堆土堆放边坡外按 1:1，内坡 1:0.5 控制，共需布设 260m。

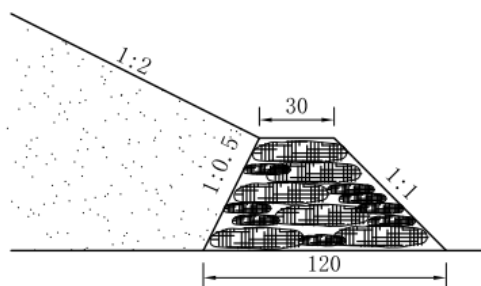


图 11.2.7.2-3 临时拦挡典型断面图（单位：mm）

3) 临时排水

施工时，对临时堆土、周边依地势布设临时排水和沉沙措施，与周边现有的排水相接，构成完整的排水体系，以防止作业面出现积水现象，并防止降水和地表径流对临时堆土的冲刷。施工结束后临时排水设施尽可能永临结合，可改造成该区域永久性排水设施的进行保留。临时排水沟断面根据当期暴雨特征值与汇流面积按明渠均匀流公式计算确定，采用梯形土沟形式，尺寸为下底宽 0.3m，上底宽 0.6m，深 0.3m。

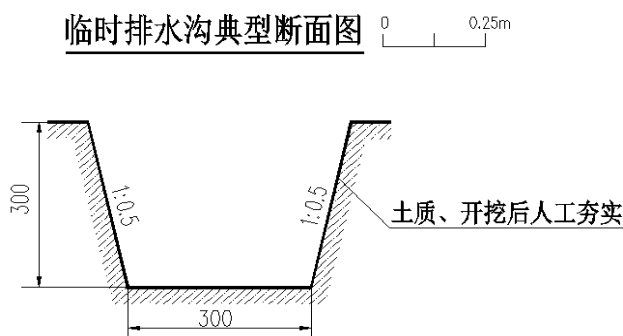
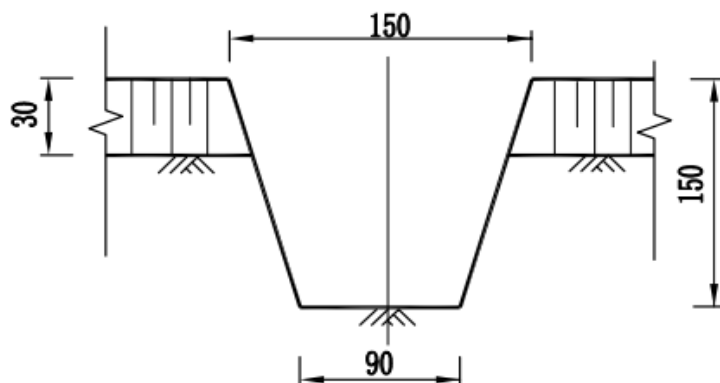


图 11.2.7.2-4 临时排水典型断面图（单位：mm）

4) 临时沉沙池

临时沉沙池采用长 1.50m，宽 1.50m，深 1.00m，梯形断面，内坡比 1:0.3。当沉沙池沉积砂石时，需及时清除。临时沉沙池典型设计图如下：



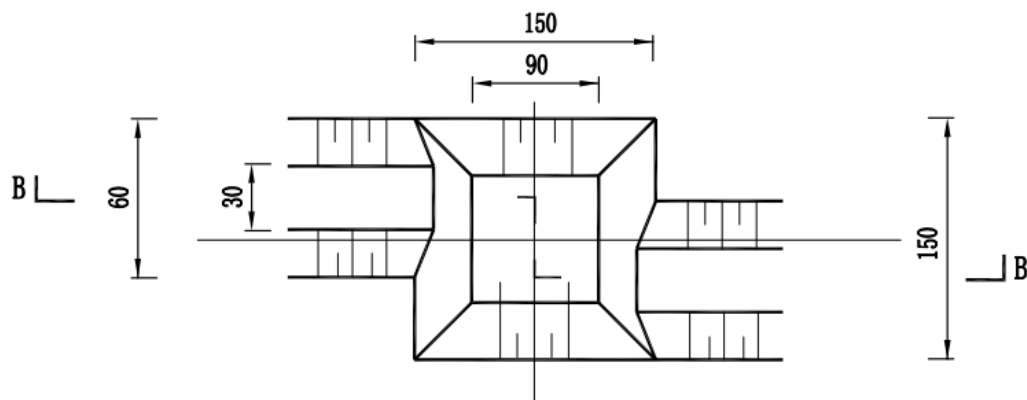


图 11.2.7.2-5 临时沉沙池典型断面图（单位：cm）

2、进场道路道路区

（1）工程措施

1) 排水沟

主体设计针对站外布置了排水沟，尺寸同进站道路区，长度为 474m。

2) 沉沙池

站外排水沟排水出口方案新增 1 处浆砌石沉沙池，尺寸同进站道路区。

3) 表土剥离及回填

升压站施工前，先剥离表土 0.03 万 m^3 ，后期绿化覆土 0.03 万 m^3 。

4) 土地平整

针对道路边坡绿化，实施土地平整，土地平整 0.04 hm^2 。

（2）植物措施

针对进站道路、站外边坡新增草皮护坡，变电站施工迹地区域新增撒播草籽恢复，草籽采用金鸡菊、白三叶和狗牙根，混播比例为 1:1，灌草籽撒播用量为 120 kg/hm^2 。

（3）临时措施

1) 临时覆盖

对本区临时堆土、裸露地表，主体设计了用土工布覆盖，工程量为

2954m²。

2) 临时拦挡

临时堆土采用土袋挡墙临时拦挡,顶宽 0.30m,底宽 1.20m,高 0.60m,堆土堆放边坡外按 1:1,内坡 1:0.5 控制,共需布设 260m。

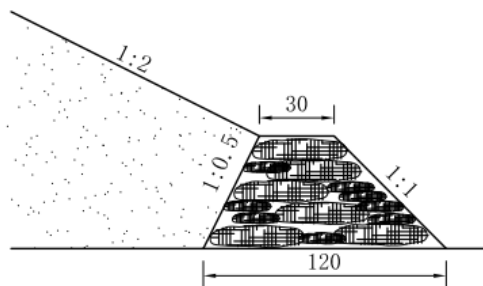


图 11.2.7.2-6 临时拦挡典型断面图 (单位: mm)

3) 临时排水

施工时,对临时堆土、周边依地势布设临时排水和沉沙措施,与周边现有的排水相接,构成完整的排水体系,以防止作业面出现积水现象,并防止降水和地表径流对临时堆土的冲刷。施工结束后临时排水设施尽可能永临结合,可改造成该区域永久性排水设施的进行保留。临时排水沟断面根据当期暴雨特征值与汇流面积按明渠均匀流公式计算确定,采用梯形土沟形式,尺寸为下底宽 0.3m,上底宽 0.6m,深 0.3m。

4) 临时沉沙池

临时沉沙池采用长 1.50m,宽 1.50m,深 1.00m,梯形断面,内坡比 1:0.3。当沉沙池沉积砂石时,需及时清除。临时沉沙池典型设计图如下:

220kV 升压站区水土保持措施汇总详见表 11.2.7.2-6。

表11.2.7.2-6 220kV升压站区水土保持措施量表

措施类型		单位	进站道路区	站区	工程量	备注
工程措施	表土剥离	万 m ³	0.03	0.07	0.10	方案新增
	表土回覆	万 m ³	0.03	0.07	0.10	
	土地平整	hm ²	0.20	0.20	0.30	

	浆砌片石排水沟		m	220	474	694	主体已有
	浆砌石沉沙池		座	1	1	2	方案新增
植物措施	站内绿化		hm ²		0.15	0.15	主体已有
	草皮护坡		hm ²	0.04	0.09	0.15	方案新增
临时措施	临时覆盖（土工布）		m ²	954	2000	2954	主体已有
	临时排水	长度	m	221	556	786	方案新增
		土方开挖	m ³	53.04	135.6	188.64	
	临时沉沙	数量	座	1	1	2	方案新增
		土方开挖	m ³	1.37	1.37	2.75	
	临时拦挡		m	80	180	260	方案新增

11.2.7.2.4 施工生活生产区

本项目布置了一处施工生产生活区，占地面积 1.07hm²，土地利用现状为旱地。

1、工程措施

1) 表土剥离及回填

施工前，先剥离表土 0.32 万 m³，后期绿化阶段回覆 0.32 万 m³。

2) 土地平整

施工结束后，对场地进行土地整治，为后续绿化措施做准备，土地平整 1.07hm²。

2、植物措施

1) 撒播灌草

施工迹地采用撒播灌草恢复，灌草籽采用多花木兰、紫穗槐、白三叶和狗牙根，混播比例为 1:1，灌草籽撒播用量为 120kg/hm²，撒播灌草 1.07hm²。

3、临时措施

1) 针对裸露地表、临时堆土采用临时覆盖，需彩布条 0.86hm²。

2) 临时排水及沉沙

针对施工生产生活区周边及临时堆土区域布设临时排水沟 440m，末端布设 2 个临时沉沙池。

3) 临时拦挡

针对区内临时堆置土方布设临时拦挡 125m。

施工生产生活区水土保持工程量见表 11.2.5.2-7。

表 11.2.5.2-7 施工生产生活区水土保持措施量表

措施类型			单位	工程量	备注
工程措施	表土剥离		万 m ³	0.32	
	表土回覆		万 m ³	0.32	
	土地平整		hm ²	1.07	
植物措施	撒播灌草	面积	hm ²	1.07	
		数量	kg	128.4	
临时措施	临时覆盖		hm ²	0.86	
	临时排水	长度	m	440	
		土方开挖	m ³	105.6	
	临时沉沙	数量	座	2	
		土方开挖	m ³	2.75	
	临时拦挡		m	125	

11.2.7.2.5 交通道路区

改造道路总长约 2.51km，路面宽 4.0m，路面结构采用 20cm 厚泥结碎石面层。新建道路总长约 0.60km，路面宽 4.0m，路面采用 20cm 厚 C30 混凝土面层。临时运维道路 0.70km，该部分主要采用栈桥形式，用来连接场内道路至箱变。结合项目实际情况，主要针对改造及新建道路布设措施。

取典型路段，根据典型路段布置水保措施，在图上量取工程量，进而推求新建道路区水土保持工程量。

1、改造道路区

(1) 工程措施

1) 表土剥离及回填

施工前，先剥离表土 0.17 万 m^3 ，后期绿化阶段回覆 0.08 万 m^3 。

2) 土地平整

施工结束后，对场地进行土地整治，为后续绿化措施做准备，土地平整 0.25 hm^2 。

3) 生态沟、生态沉沙池

针对道路两侧，本方案新增生态沟（草皮水沟）措施，土质排水沟形成断面后，夯实，再植草皮，尺寸为 0.40m*0.75m。沉沙池采用长 1.50m，宽 1.50m，深 1.00m 的梯形断面，内坡比 1:0.3。当沉沙池沉积砂石时，需及时清除。后续不进行拆除，撒播草籽恢复，做生态沉沙池使用。

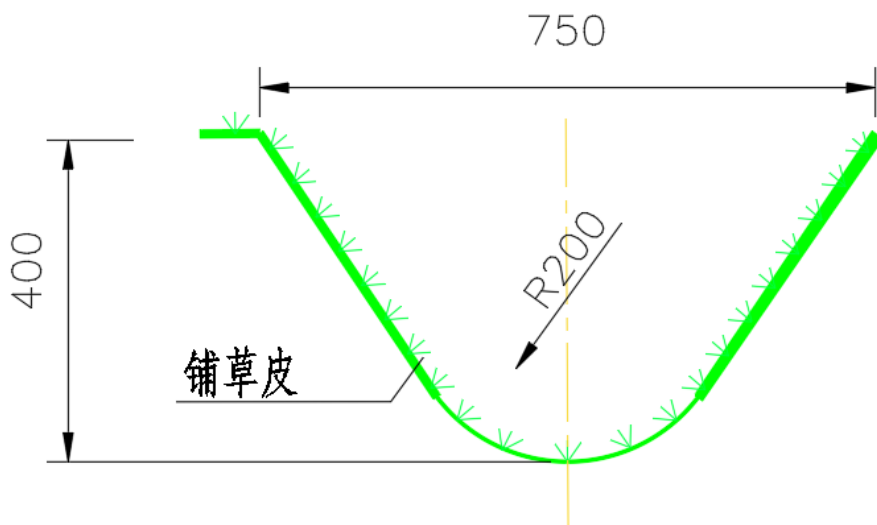


图 11.2.7.2-7 生态沟典型断面图（单位：mm）

(2) 植物措施

1) 植草护坡

针对改造道路边坡采用植草护坡措施，共计 0.25 hm^2 。

(3) 临时措施

1) 针对裸露地表、临时堆土采用临时覆盖，需彩布条 0.38 hm^2 。

2) 临时拦挡

针对区内临时堆置土方布设临时拦挡 368m。

2、新建道路区

(1) 工程措施

1) 表土回填

由于该区域占地为农村道路，再次基础上进行新建，现状基本无可剥离表土，通过改造田埂道路剥离的表土，后期绿化阶段回覆至新建道路绿化区域，共计 0.07 万 m³。

2) 土地平整

施工结束后，对场地进行土地整治，为后续绿化措施做准备，土地平整 0.06hm²。

3) 生态沟、生态沉沙池

针对道路两侧，本方案新增生态沟措施，土质排水沟形成断面后，夯实，再喷播草籽，尺寸为 0.40m*0.75m。沉沙池采用长 1.50m，宽 1.50m，深 1.00m 的梯形断面，内坡比 1:0.3。当沉沙池沉积砂石时，需及时清除。后续不进行拆除，撒播草籽恢复，做生态沉沙池使用。

(2) 植物措施

1) 植草护坡

针对改造道路边坡采用植草护坡措施，共计 0.06hm²。

(3) 临时措施

1) 针对裸露地表、临时堆土采用临时覆盖，需彩布条 0.18hm²。

2) 临时拦挡：针对区内临时堆置土方布设临时拦挡 180m。

表 11.2.5.2-8 单元交通道路区水土保持措施工程量表

措施类型		单位	新建道路区 (0.30km)	改造道路区 (0.60km)
工程措施	表土剥离	万 m ³	0	0.04
	表土回覆	万 m ³	0.045	0.02

	土地平整	hm ²	0.03	0.06
	生态沟	m	605	1200
	生态沉沙池	座	3	5
植物措施	植草护坡	hm ²	0.03	0.06
临时措施	临时覆盖	hm ²	0.09	0.09
	临时拦挡	m	90	88

表 11.2.5.2-9 交通道路区水土保持措施量表

措施类型		单位	新建道路区(0.60km)	改造道路区(2.51km)	工程量
工程措施	表土剥离	万 m ³		0.17	0.17
	表土回覆	万 m ³	0.09	0.08	0.17
	土地平整	hm ²	0.06	0.251	0.31
	生态沟	m	1210	5020	6230
	生态沉沙池	座	6	20	26
植物措施	植草护坡	hm ²	0.06	0.25	0.31
临时措施	临时覆盖	hm ²	0.18	0.38	0.56
	临时拦挡	m	180	368	548

11.2.7.2.6 工程量汇总

1、集电线路区

1) 工程措施:

方案新增: 表土剥离 0.23 万 m³, 表土回覆 0.23 万 m³, 土地平整 1.04hm²;

2) 植物措施:

方案新增: 撒播草籽 1.04hm²;

3) 临时措施:

方案新增: 临时覆盖 0.83hm²。

2、施工生产生活区

1) 工程措施:

方案新增：土地平整 1.07hm^2 ，表土剥离 0.32万 m^3 ，表土回覆 0.32万 m^3 ；

2) 植物措施：

方案新增：撒播灌草 1.07hm^2 ；

3) 临时措施：

临时排水沟 440m ，临时沉沙池 2 座，临时拦挡 125m ，彩布条覆盖 0.86hm^2 。

3、220kV 升压站区

1) 工程措施：

主体已有：浆砌石排水沟 694m ；

方案新增：浆砌石沉沙池 2 座，表土剥离 0.10万 m^3 ，表土回覆 0.10万 m^3 ，土地平整 0.30hm^2 ；

2) 植物措施：

方案新增：撒播草籽 0.15hm^2 ，草皮护坡 0.15hm^2 ；

3) 临时措施：

主体已有：土工布覆盖 2954m^2 ；

方案新增：临时排水沟 786m ，临时沉沙池 2 座，临时拦挡 260m 。

4、交通道路区

1) 工程措施：

方案新增：生态沟 6230m ，生态沉沙池 26 座，表土剥离 0.17万 m^3 ，表土回覆 0.17万 m^3 ，土地平整 0.31hm^2 ；

2) 植物措施：

方案新增：植草护坡 0.31hm^2 ；

3) 临时措施：

临时拦挡 584m ，彩布条覆盖 0.56hm^2 。

5、光伏发电区

1) 植物措施:

方案新增: 撒播草籽 1.59hm²。

表 11.2.5.2-10 水土保持工程措施工程量汇总表

措施类型			单位	项目区					合计
				220kV 升压站区	集电线路区	交通道路区	施工生产生活区	光伏发电区	
工程措施	沉沙池	数量	座	2					2
		土方开挖	m ³	7					7
		砂浆抹面	m ²	10.38					10.38
		浆砌石砌筑	m ³	2.18					2.18
		C20 混凝土垫层	m ³	0.66					0.66
	土地平整		hm ²	0.30	1.04	0.31	1.07		2.72
	表土剥离		万 m ³	0.10	0.23	0.17	0.32		0.82
	表土回填		万 m ³	0.10	0.23	0.17	0.32		0.82
	生态沟		m			6230			6230
	生态沉沙池		座			26			26
	浆砌片石排水沟		m	694					694
植物措施	撒播草籽	面积	hm ²	0.15	1.04		1.07	1.59	3.85
		数量	kg	18.22	124.56		128.40	191.04	462.22
	草皮护坡		hm ²	0.15		0.31			0.46
临时措施	临时拦挡	长度	m	260		548	125		933
		数量	m ³	117.00		246.60	56.25		419.85
	临时排水沟	长度	m	786			440		1226
		土方开挖	m ³	188.64			105.60		294.24
	土质沉沙池	数量	个	2			2		4
		土方开挖	m ³	2.75			2.75		5.50
	临时覆盖		hm ²	0.30	0.83	0.56	0.56		2.54

11.2.7.3 施工要求

11.2.7.3.1 设计原则

(1) 与主体工程相配合、协调，在不影响主体工程施工的前提下，尽可能利用主体工程创造的水、电、交通等施工条件，减少施工辅助设施工程量。

(2) 按照“三同时”的原则，水土保持措施实施进度与主体工程建设进度相适应，及时防治新增水土流失。

(3) 在“预防为主、保护优先、全面规划、综合治理、因地制宜、突出重点、科学管理、注重效益”的方针指导之下，制定合理的施工进度安排。在各个防治区建设完毕后，其临时占地按原占地类型及时进行恢复，植物措施在整地的基础上尽快实施。

11.2.7.3.2 施工条件

(1) 施工场地及施工交通

水土保持施工场地及交通运输可充分利用主体工程已有设施，无需另行布设。

(2) 主要建筑材料及苗木、种籽

水土保持工程主要建筑材料水泥、砂、片石可在益阳市就近采购，砂、石料外购必须选择合法的料场，料场水土流失防治应由建设单位与料场开采者签订治理合同，明确水土流失防治责任，并报当地水行政主管部门备案。

所需苗木、草籽可以向当地林业部门苗圃或园林部门等采购，所购苗木必须有标签、经营许可证、合格证和检疫证。

(3) 施工组织管理

主体工程动工前，应剥离熟土层并集中堆放，施工结束后作为复耕地、林草地的覆土。

减少地表裸露的时间，遇暴雨或大风天气应加强临时防护。雨季挖填土方时应随挖随运、随填随压，避免产生水土流失。

土、砂、石料在运输过程中应采取保护措施，防止沿途散溢，造成水

土流失。

11.2.7.3.3 施工方法

本工程水土保持措施主要包括工程措施、植物措施和临时措施。工程措施主要为土石方工程的开挖与填筑、土地整治等措施；植物措施包括植树和种草；临时措施包括临时拦挡、排水和覆盖措施等。主要施工方法如下：

1、工程措施施工

1) 表土剥离与回填

本工程表土剥离主要采用机械和人工相结合铲挖方式进行，集中堆置于设计的临时堆置点，施工结束后人工回填。表土剥离宜采用 74kw 推土机、铲斗等机械挖掘为主、人工挖掘为辅的方式进行。先清理土壤层上部植被，然后根据土壤厚度分布情况及所需覆土量进行掘取，掘取的表土应集中储存在场内比较低洼的区域，表土与深层土要分开堆放，堆放高度一般为 1~2m，为防止水土流失和土壤风化，堆置的表土应压实，并采取防护措施。施工完毕后，对场内覆土区进行场地平整后按设计覆土厚度均匀地铺垫剥离表土。覆土时应充分考虑到表土的沉降量，形成的地表坡度不超过 2°为宜，以保证大气降水不积聚而是均匀的分布，能快速流去多余的雨水，同时又不至于出现新的水土流失现象。

2) 土地整治

本工程土地整治是指项目施工完成后，对本期建设扰动的施工迹地及时进行清理，清除地表垃圾，进行坑洼回填，主要采用 74kW 推土机平整土地表面，范围较窄的区域可采用人工平整。平整后的场地布置植物措施恢复植被。

2、植物措施施工

1) 苗木栽植

本工程项目区可用于水土保持的主要灌木树种有胡枝子、红叶石楠、

多花木兰、紫穗槐，草种主要有百喜草、白三叶、狗牙根。

（1）施工准备

①现场踏勘，了解施工部位或现场环境条件，包括土壤、水源、运输和天然肥源等，熟悉各施工场地施工状况，按部就班进入施工作业面。

②对工程中使用的各类苗木，应进行实地考察，了解苗木数量、质量和运输条件，做好挖掘、包装和运输的最佳方案。

③落实苗木种植过程中所需的土基、绑扎材料以及劳动力、设备和材料的工作。

④种植前，对土壤肥力、pH 值等指标进行检测，以指导土壤改良，确保植物生长。

（2）整地

整地前进行杂物清理，捡除石块、石砾和建筑垃圾，并进行粗平，填平坑洼，然后将剥离的表土进行覆土回填以改善立地条件、增强土地肥力，对绿化区进行土壤翻松、碎土，再进行细平，形成种植面。整平后，按设计要求人工用石灰标出单棵树的位置和片状分布的不同树草的区域分界线，对带土球的灌木，采用挖穴方式种植，根据树种的类型、根系的大小，确定挖穴的尺寸及间距，穴状采用圆形，灌木穴径一般在 0.3~0.4m，穴深 25cm 以上。

（3）种苗选择

红叶石楠、胡枝子采用高度 0.5m 的实生苗，灌木采用冠幅 20~30cm 或高度 30~50cm 的中小苗；草籽要求种子的纯净度达 90%以上，发芽率达 70%以上，草皮要求生长状态良好，无病虫害。

（4）栽植方法

灌木采用穴植方法，在栽植时应注意其栽植的技术要点，即“三填、两踩、一提苗”，栽植深度一般以超过原根系 5~10cm 为准。种植工序为：放线定位——挖坑——树坑消毒——回填种植土——栽植——回填——浇水——踩

实；苗木定植时苗干要竖直，根系要舒展，深浅要适当；填土一半后需提苗踩实，最后覆上虚土。

草本采用人工撒播的方法。撒播方法即将草籽按设计的撒播密度均匀撒在整好的地上，然后用耙或耢等方法覆土埋压，覆土厚度一般为0.5~1.0cm，撒播后喷水湿润种植区。

（5）种植季节

造林季节尽量选在春季或秋季以提高成活率，草籽撒播一般在雨季或墒情较好时进行，不能避免时应考虑高温遮阳。

（6）抚育管理

抚育采用人工进行，抚育内容包括：松土、培土、浇水、施肥、补植树苗及必要的修枝和病虫害防治等，抚育时间一般在杂草丛生、枝叶生长旺盛的6月份进行，8月下旬至9月上旬进行第二次抚育。抚育管理分3年进行，第一、二年抚育2次，第三年抚育1次。第一年定植后应及时浇水，保证苗木成活及正常生长，对缺苗、稀疏或成活率没有达到要求的地方，应在第二年春季及时进行补植或补播，成活率低于40%的需重新栽植，以后根据其生长情况应及时浇水、松土、除草、追肥、修枝、防治病虫害等。植物措施建植后，应落实好林地的管理和抚育责任。

3、临时措施施工

1) 临时排水及沉沙

本方案临时排水及沉沙设施尽可能结合永久排水进行布置，能通过加工改造成永久排水设施的不予拆除，减少二次扰动影响，再排水沟末端开挖临时沉沙池；其施工与上述的永久排水设施施工方法基本相同。其余的临时措施在施工完毕后均应拆除，拆除的土石方用于场地内平整。

11.2.7.3.4 施工质量要求

水土保持工程实施后，各项治理措施必须符合规定的质量要求，并经规定的质量测定方法确定后，才能作为治理成果进行数量统计。

根据水土保持法规要求：水土保持各项治理措施的基本要求是总体布局合理，各项措施位置符合规划要求，规格、尺寸、质量使用材料、施工方法符合施工和设计标准经暴雨考验后基本完好。


排水沟有效地控制地表径流，排水出口要妥善处理。在经规定频率的暴雨考验后，排水沟及护坡等的完好率在 90% 以上。

水土保持种草的位置应符合各类草种所需要的立地条件，种草密度达到设计要求。采用经济价值高、保土保水能力强、抗污染性能好的优良草种，当年出苗率与成活率在 90% 以上，三年后保存率在 85% 以上。

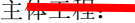
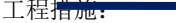


11.2.7.3.5 水土保持措施进度安排

按照项目水土保持工程施工总体上与主体工程同时开工、同时进行、同时投入使用原则，绿化措施需与主体工程同时施工，在主体施工完，部分立即进行植物措施施工。本工程新增水土保持措施主要为施工过程中的临时防治措施，其实施进度需结合工程建设实际情况确定。由于水土流失主要发生在土建施工期，本方案中水土保持措施(含主体工程已列措施)实施期为 2023 年 9 月~2024 年 3 月。水土保持工程实施进度安排见表。

表 11.2.7.3-1 水土保持措施实施进度表

项目区	施工工期					
	2023 年			2024 年		
	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
主体工程						
光伏发电区						
撒播草籽						
交通道路区						
表土剥离						
表土回覆						
土地整治						

项目区	施工工期					
	2023 年			2024 年		
	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
生态沟						
生态沉沙池						
植草护坡						
临时覆盖、拦挡						
施工生产生活区						
土地整治						
撒播灌草						
表土剥离						
表土回覆						
临时排水、沉沙						
临时覆盖、拦挡						
220kV 升压站区						
表土剥离						
表土回覆						
土地平整						
浆砌片石排水沟						
草皮护坡						
撒播草籽						
临时覆盖、拦挡						
临时排水、沉沙						
集电线路区						
土地整治						
表土剥离						
表土回覆						
撒播灌草						
临时覆盖						

项目区	施工工期					
	2023 年			2024 年		
	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
主体工程:  工程措施:  植物措施:  临时措施: 						

11.2.8 水土保持监测

11.2.8.1 范围和时段

11.2.8.1.1 监测范围

本项目监测范围为水土流失防治责任范围,包括光伏发电区、集电线路区、220kV 升压站区、交通道路区、施工生产生活区等区域。

11.2.8.1.2 监测时段

本工程为建设类项目,水土保持监测时段从工程的施工准备期开始至设计水平年结束。水土保持监测单位应在开工前进场监测本底值,施工期监测时段为 2023 年 9 月~2025 年 3 月,累计 18 个月。水土保持监测重点时段应为主降雨期、施工期。

11.2.8.2 内容和方法

11.2.8.2.1 监测内容

1、水土流失自然影响因素

主要包括气象水文、地形地貌、地表组成物质、植被等自然影响因素。

2、扰动土地

项目建设对原地表、植被的占压和损毁情况,项目征占地和水土流失防治责任范围变化情况,项目取土的扰动面积及取料方式、取土量及变化情况。

3、水土流失状况

水土流失状况监测主要包括土壤流失面积、土壤流失量、取土、弃渣潜在土壤流失量和水土流失危害等内容。土壤流失量是指输出项目建设区的土、石、沙数量。水土流失危害是指项目建设引起的基础设施和民用

设施的损毁，水库淤积、河道阻塞、滑坡、泥石流等危害。

4、水土流失防治成效

应对工程措施、植物措施和临时措施进行全面监测。重点监测采取水土保持工程、植物和临时措施的位置、数量，以及实施水土保持措施前后的防治效果对比情况等。主要包括：

(1) 植物措施的种类、面积、分布、生长状况、成活率、保存率和林草覆盖率。

(2) 工程措施的类型、数量、分布和完好程度。

(3) 临时措施的类型、数量和分布。

(4) 主体工程和各项水土保持措施的实施进展情况。

(5) 水土保持措施对主体工程安全建设和运行发挥的作用。

(6) 水土保持措施对周边生态环境发挥的作用。

5、水土流失危害

应重点监测水土流失对主体工程、周边重要设施等造成的影响及危害等。主要包括：

(1) 水土流失对主体工程造成危害的方式、数量和程度。

(2) 水土流失掩埋冲毁农田、道路、居民点等的数量、程度。

(3) 生产建设项目造成的沙化、崩塌、滑坡、泥石流等灾害。

(4) 对水源地、生态保护区、江河湖泊、水库、塘坝、航道的危害，有可能直接进入江河湖泊或产生行洪安全影响的弃渣情况。

11.2.8.2.2 监测方法

根据《生产建设项目水土保持监测规程（试行）》中对监测方法的规定，本工程属点、线混合型工程。

水土流失自然影响因素

本工程水土流失自然影响因素监测采用实地量测、资料分析的方法。实地量测可采用抽样量测。监测频次：

- (1) 地形地貌状况：整个监测期监测 1 次；
- (2) 地表物质：施工准备期和设计水平年各监测 1 次；
- (3) 植被状况：施工准备期前测定 1 次；
- (4) 气象因子：每月 1 次。

2、扰动土地情况监测

本工程扰动土地情况监测采用实地量测、资料分析的方法。实地量测可采用抽样量测。

监测频次：实地量测监测频次应不少于每月 1 次。

3、水土流失状况监测

本工程水土流失情况监测采用地面观测、遥感监测、实地量测和资料分析的方法。监测频次：

土壤流失面积监测应不少于每月 1 次；

土壤流失量应不少于每两周 1 次，遇暴雨、大风等应加测。

4、水土流失防治成效监测

本工程水土保持措施监测采用实地量测、遥感监测、资料分析的方法。

监测频次：

工程措施及防治效果不少于每月监测记录 1 次；

植物措施生长情况不少于每季度监测记录 1 次；

临时措施不少于每月监测记录 1 次。

5、水土流失危害监测

结合上述监测内容与水土流失状况一并开展，灾害事件发生后 1 周内完成监测。

6、遥感监测

根据《生产建设项目水土保持监测规程（试行）》的有关规定，在项目开工前开展一次现状监测，施工期至少进行一次遥感监测，项目完工后

进行一次。本方案建议使用无人机遥感监测，施工期间每季度监测，针对雨季应加大监测频次。

11.2.8.3 点位布设

1、监测点场地选择原则

1) 每个监测点应根据各施工区可能造成水土流失大小来布设，同时都要有代表性，对所在水土流失类型区和监测重点要有代表意义，原地貌和扰动地貌应具有一定的可比性；

2) 各种试验场地应适当集中，不同监测项目应尽量结合；

3) 尽量避免人为活动的干扰；

4) 交通方便，便于监测管理。

2、监测点布设

水土保持监测站点的布设根据上述原则及考虑建设项目工程特点、扰动地表面积和特征、涉及的水土流失不同类型、扰动开挖和堆积形态、植被状况、水土保持设施及其布局，以及交通、通信等条件综合确定。本项目为建设类项目，在施工期和试运行期宜布设临时监测点，其定位监测点布置如下：水土保持监测点的布设主要考虑建设项目工程特点、扰动地表面积和特征、涉及的水土流失不同类型、扰动开挖和堆积形态、植被状况、水土保持设施及其布局，以及交通、通信等条件综合确定。本项目为建设类项目，在施工期和试运行期宜布设定点监测点，其定位监测点布置如下：

1) 简易坡面量测法

本方案设简易坡面量测法监测点 3 处，分别布设在升压站区边坡 1 处、集电线路区坡面敷设段 1 处、新建道路 1 处。在选定的坡面，量测坡面的初始坡度、坡长、坡面组成物质、容重等，并记录造成侵蚀沟的每次降雨情况。在每次降雨或多次降雨后，量测侵蚀沟的体积，得出沟蚀量，并通过沟蚀占水蚀的比例（50%~70%），计算水土流失量（见图 11.2.8.3-

1)。当观测坡面能保存一年以上时，应量测至少一年的流失量。

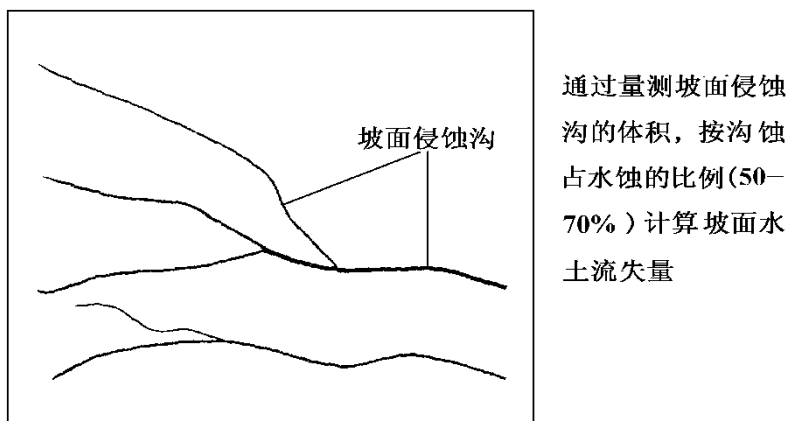


图 11.2.8.3-1 简易坡面量测法示意图

2) 沉沙池法

沉沙池法监测点 2 个。分别布设在交通道路区改造道路段、升压站区排水沟出口。利用排水出口处的沉沙池作为观测对象，在每次降雨后观测记录在各次降雨过程中各沉沙池内水位标高、沉沙面标高等数据，取沉沙池中单位体积沉砂先称重，再烘干称重，计算出沉砂比重。同时，清空沉沙池。通过以上数据，结合沉沙池内控尺比、本次降雨量等分析计算出项目区整个监测期内土壤推移质量，从而得出项目区观测期内的水土流失量，反映施工场地水土流失的变化情况。

外排水含沙量测定：采用取样称重的方法（在条件允许的情况下，也可采用红外线、超声波等先进技术进行测量），即取得一定体积的具有代表性的水样，经过预处理，然后烘干、称重，计算出每立方米水中所含泥沙的质量，得出水样中的含沙量。取样断面应设在施工场区临时排水沟出口与场外自然沟渠相连的顺接段，每个断面按水深情况可设上、中、下 3 个取样点（水深 1.0m 以上），水深较浅（低于 1.0m）时，可从断面中间取样，以测定和计算所取断面水中平均泥沙含量。

3) 遥感监测

水土保持遥感监测工作包括资料准备、遥感影像选择与预处理、解译标志建立、信息提取、野外验证、分析评价和成果资料管理等程序进行。

①资料准备

选择性地收集已有成果资料，至少包括项目区地形图、土地利用现状、地貌、土壤、植被、水文、气象、水土流失防治等资料。

②遥感影像的选取

应根据调查成果精度的要求，选择适宜的遥感影像空间分辨率。并选取易于区分土地利用、植被覆盖度、水土保持措施、土壤侵蚀等类型、变化特征的影像。

③遥感影像的预处理

水土保持遥感监测的影像应经过辐射校正、几何校正和必要的增强、合成、融合、镶嵌等预处理。对起伏较大的山区，还应进行正射校正。

④解译标志的建立

遥感影像解译前，应根据监测内容、遥感影像分辨率、色调、几何特征、影像处理方法、外业调查等建立遥感解译标志。其内容应包括有指导意义的土地利用、植被覆盖度等土壤侵蚀因子，土壤侵蚀状况和水土流失防治状况的典型影像特征。

⑤信息提取

水土保持遥感监测信息提取包括土壤侵蚀因子、土壤侵蚀类型和水土保持措施等，可结合地面调查、野外解译标志建立等综合开展。

⑥野外验证

野外验证主要包括解译标志验证，信息提取成果验证，解译中的疑、难点及需要补充的解译标志验证，与现有资料对比有较大差异的解译成果验证等内容。

⑦分析评价和成果管理

根据侵蚀类型，选取合适的分析评价方法对监测成果进行合理性分析。在遥感解译、野外验证工作完成后，应进行资料的整理和综合分析，并按对应的工作阶段形成文字报告，进行及时归档。

⑧遥感监测精度要求

根据《水土保持遥感监测技术规范》，本工程遥感监测影像比例尺为1:10000,分辨率为2.5m。

4) 植物样方调查法

对于植物措施的监测采用样方调查法，监测植物的生长情况，包括成活率、保存率、植物覆盖度等，对灌草本措施样地面积为2.0m×2.0m。

5) 调查监测

调查监测主要对升压站护坡工程、土地整治等典型水土保持工程措施防治段及地质条件差、易发生水土流失重大事件的区域重点监测。

本项目水土流失定点监测位置布设见表11.2.8.3-1。

表11.2.8.3-1 水土保持定点监测位置布设一览表

监测方法	分区	位置	备注
简易坡面量测法(3处)	220kV 升压站区(1处)	填方边坡处	监测场区水土流失
	集电线路区(1处)	坡面敷设段	监测集电线路水土流失
	交通道路区(1处)	坡面敷设段	监测新建道路水土流失
沉沙池法(2处)	升压站区(1处)	排水沟出口	监测场区内水土流失
	交通道路区(1处)	临时排水沟出口	监测场区内水土流失
植物样方调查法(3处)	集电线路区(1处)	植被恢复区域	监测植被恢复情况
	升压站区(1处)		
	施工生产生活区(1处)		
遥感监测	项目区	全区	
调查监测	项目区	全区	

在上述定点监测的基础上，应制定和完善调查和巡查制度，扩大监测覆盖面，并作为上述监测点的补充。针对高陡的开挖、填筑边坡及可能产生次生灾害的施工地段，应做重点监测区域，加大巡查频率。

根据对工程的分析及现场的踏勘情况，计划对上述具有代表性的各工程单元进行水土流失情况的监测，监测计划见表11.2.8.3-2。

表 11.2.8.3-2 水土保持监测计划表

监测点位置	监测内容	监测方法	监测时间	监测频次
全区	土壤侵蚀背景值	现场巡视、调查法	动工前	
	降雨量、雨强等观测	利用当地气象资料	建设期	每个降雨日
	水土流失灾害事件	现场巡视、调查法		事件发生后 1 周内完成
	复核占地面积、扰动地表面积	现场调查、复核资料	施工期	每月一次
	复核挖、填方的数量	现场调查、复核资料		每月一次
光伏发电区	扰动地表面积、挖填方数量	现场调查、地形测量	施工期	每月一次
	损坏水土保持设施数量和质量	现场巡视、现场调查		每月一次
	水土流失影响因子	现场巡视、调查法		每季度一次，遇暴雨、大风及时加测
	正在实施的水保措施建设情况	现场巡视、现场调查		每 10 天一次
220kV 升压站区及施工生产生活区	扰动地表面积、挖填方数量	现场调查、地形测量	施工期	每月一次
	损坏水土保持设施数量和质量	现场调查		每月一次
	水蚀面积、流失量、程度及危害调查	简易坡面量测、沉沙池法	建设期	施工准备期每月一次，施工期每季度两次，雨季每月一次，遇暴雨、大风及时加测
	水土流失影响因子	现场巡视、现场调查		每季度一次，遇暴雨、大风及时加测
	正在实施的水保措施建设情况	现场调查		每 10 天一次
	水保工程措施拦挡效果	现场巡视、观察法		每月一次
	林木生长发育状况等调查	植物样方调查法	自然恢复期	每季度一次
	林草覆盖率、林草植被恢复率	植物样方调查法		每年 5、9 月
	林木成活率、保育率	植物样方调查法		春、夏季
集电线路区、交通道路区	扰动地表面积、挖填方数量	现场调查、地形测量	施工期	每月一次
	损坏水土保持设施数量和质量	现场调查		每月一次
	坡面流失量、程度及危害调查	简易坡面量测法、沉沙池法	建设期	施工准备期每月一次，施工期每季度两次，雨季每月一次，遇暴雨、大风及时加测
	水土流失影响因子	现场巡视、现场调查		每季度一次，遇暴雨、大风及时加测
	正在实施的水保措施建设情况	现场调查	建设期	每 10 天一次
	水保工程措施拦挡效果	现场巡视、观察法		每月一次
	林木生长发育状况等调查	植物样方调查法	自然	每季度一次

监测点位置	监测内容	监测方法	监测时间	监测频次
	林草覆盖率、林草植被恢复率	植物样方调查法	恢复期	每年 5、9 月
	林木抗性（越冬受害情况）	植物样方调查法		春、夏季
注：监测时段：开工前进场，设计水平年监测完成。				

11.2.8.4 实施条件和成果

11.2.8.4.1 监测设施设备及人员配备

1、监测设施设备

监测方法多样其监测设施种类也较多，监测的单位应根据监测工作中实际需要选择和优化监测设备，避免重复购置仪器，造成监测经费的浪费。各种监测方法需要的主要监测设施、设备详见表 11.2.8.4-1。

表 11.2.8.4-1 水土保持监测计划表

序号	设施和设备	型 号	单位	数量	备 注
一	监测土建设施				
1	沉沙池法监测设施		处	2	
2	简易坡面监测场		处	3	
3	植物样方调查法		处	3	
二	设施及设备费用				
1	泥沙浊度仪	A9-QZ201C	套	1	泥沙快速测定
2	天平		套	1	
3	烘 箱	9240A	套	1	带鼓风
4	手持式 GPS	GPSIV 型	台	1	用于监测点、场地及现象点的定位和量测
5	数码照相机		台	1	用于监测现象的图片记录
6	计算机		台	1	用于文字，图表处理和计算
7	交通工具		辆	1	
8	无人机	DJI Inspire	台	1	用于倾斜摄影
三	消耗性设施及其它				
1	用品柜		个	1	试剂、物品、资料贮存
2	皮尺、卷尺、卡尺、罗盘等		套	2	用于观测侵蚀量及沉降变化，植被生长情况及其它测量倾斜

序号	设施和设备	型 号	单位	数量	备 注
3	易耗品				样品分析用品、玻璃器皿、化学试剂、分析纯、打印纸等
4	辅材及配套设备				用于各种设备安装补助材料、小五金构件及易损配件补充
四	遥感图片		套	3	

2、监测人员配备

本项目监测人员 3 人，设总监测工程师、监测工程师、监测员等岗位，各岗位职责为：

- 1、总监测工程师为项目部负责人，全面负责项目监测工作的组织、协调、实施和监测成果质量。
- 2、监测工程师负责监测数据的采集、整理、汇总、校核，编制监测实施方案、监测季度报告、监测年度报告、监测总结报告等。
- 3、监测员协助监测工程师完成监测数据的采集和整理，并负责监测原始记录、文档、图件、成果的管理。

11.2.8.4.2 监测成果及报送要求

1、一般规定

由建设单位委托具有相应监测能力的单位按照本方案制定的监测方案，及时开展水土保持监测工作，收集的监测资料清单主要有：项目水土保持方案及其批复、工程监理报告、工程完工总结报告、水土流失因子情况调查表、工程施工进展情况等。在监测工作开展前要制定监测实施方案；在监测期间要做好监测记录和数据整编，按季度编制监测报告(以下简称监测季报)；在水土保持设施验收前应编制监测总结报告。监测实施方案、日常监测记录和数据、监测意见、监测季报和总结报告，及时提交生产建设单位。监测单位发现可能发生水土流失危害情况的，应随时向生产建设单位报告。

监测单位依据项目扰动土地情况、水土流失状况、防治成效及水土流

失危害等监测结果，对生产建设项目水土流失防治情况进行评价，在监测季报和总结报告中明确“绿黄红”三色评价结论。三色评价采用评分法，满分为 100 分；得分 80 分及以上的为“绿”色，60 分及以上不足 80 分的为“黄”色，不足 60 分的为“红”色。监测季报三色评价得分为本季度实际得分，监测总结报告三色评价得分为全部监测季报得分的平均值。

监测完成后，整理、分析监测季度报告和监测年度报告，分析评价土壤流失情况和水土流失防治效果，编制监测总结报告。对防治责任范围、扰动土地情况、取土（石、料）情况、水土流失情况、水土保持措施效果等重点评价。

2、总结报告要求

监测总结报告应内容全面、语言简明、数据真实、重点突出、结论客观。应包含水土保持监测特性表、防治责任范围表、水土保持措施监测表、土壤流失量统计表、扰动土地整治率等六项指标计算及达标情况。监测报告中应附有施工前、施工期和施工后三个时期同一位置、角度的对比。监测总结报告附图应包含项目区地理位置图、水土保持监测点分布图、防治责任范围图等。

3、监测成果要求

（1）监测成果包括监测实施方案、记录表、水土保持监测意见、监测季报、监测汇报材料、监测总结报告及相关图件、影像资料等。

（2）水土保持监测任务完成后，监测单位要及时整理、分析监测季报和监测年度报告，分析评价土壤流失情况和水土流失防治效果，编制监测总结报告。对防治责任范围、扰动土地情况、取土弃渣情况、水土流失情况、水土保持措施效果等进行重点评价。

（3）监测总结报告应内容全面、语言简明、数据真实、重点突出、结论客观。应包含水土保持监测特性表、防治责任范围表、水土保持措施监测表、土壤流失量统计表、水土流失治理度等六项指标计算及达标情况

表。应附照片集。监测点照片应包含施工前、施工期和施工后三个时期同一位置、角度的对比。应包含项目区地理位置图、水土保持监测点分布图、防治责任范围图、取土场、弃渣场分布图等。

(4) 影像资料包括照片集和影音资料。照片集应包含监测项目部和监测点照片。同一监测点每次监测应拍摄同一位置、角度照片不少于三张。照片应标注拍摄时间。

(5) 水土保持设施竣工验收和检查时应提交的监测成果清单见表 11.2.8.4-2。

(6) 生产建设项目水土保持监测成果应按照档案管理相关规定建立档案。

(7) 在监测季报和总结报告中明确“绿黄红”三色评价结论。

表 11.2.8.4-2 生产建设项目水土保持监测成果资料清单

序号	资料名称	检查	水土保持设施竣工验收
1	监测委托合同	*	√
2	监测实施方案	√	√
3	原始监测记录表	√	√
4	监测季度报告表	√	√
5	水土保持监测意见	√	√
6	检查汇报材料	√	√
7	监测总结报告		√
8	监测照片类	*	√
9	其他有关监测成果	*	*
注：符号“√”表示应提供，符号“*”表示宜提供			

4、监测成果报送要求

(1) 建设单位应在主体工程开工 1 个月内向湖南省水利厅、益阳市水利局、大通湖区农业农村和水利局报送水土保持监测实施方案。

(2) 每季度第一个月底前向湖南省水利厅、益阳市水利局、大通湖

区农业农村和水利局报送上一季度水土保持监测季度报告。

(3) 水土流失危害事件发生后 7 日内报送水土流失危害事件报告。

(4) 监测工作完成后 3 个月内报送水土保持监测总结报告。

11.2.9 水土保持投资估算及效益分析

11.2.9.1 投资估算

11.2.9.1.1 编制原则及依据

(a) 编制原则

1) 主体工程已有的水土保持投资估（概）算编制依据、编制定额、价格水平年与主体工程保持一致；

2) 对已计入主体工程并兼有水土保持功能的措施费用，计入本方案水土保持总投资中；

3) 植物工程单价依据当地价格水平确定；

4) 本工程水土保持措施的投资估算水平年确定为 2023 年第 2 季度。

(b) 编制依据

1) 主体工程设计文件的估（概）算资料；

2) 《湖南省发展和改革委员会、湖南省财政厅 关于发布湖南省水利系统行政事业性收费标准的通知》（湘发改价费规〔2021〕473 号）；

3) 《开发建设项目水土保持工程概（估）算编制规定》（水利部水总[2003]67 号）；

4) 《水土保持工程概算定额》（水利部水总[2003]67 号）；

5) 《益阳市大通湖区金盆镇渔光互补光伏发电项目可行性研究报告》（中南勘测设计研究院有限公司，2023 年 5 月）；

6) 水利部办公厅关于印发《水利工程营业税改征增值税计价依据调整办法》的通知（办水总[2016]132 号）；

7) 经过调查后确定的当地植物苗木、林草单价定额。

11.2.9.1.2 编制说明及估算成果

1、编制说明

(1) 基础单价

1) 人工预算单价

与主体工程保持一致，采用熟练工单价，为 7.61 元/工时。植物措施人工预算单价与工程措施人工预算单价一致。

2) 材料估算单价

主要材料价格采用主体工程价格（不含相应增值税的价格），其它材料价格由当地市场价格加运杂费、采购组成，主要材料单价表见表 11.2.9.1-1，苗木种子价格见表 11.2.9.1-2。砂浆计算表见表 11.2.9.1-3。根据规定，工程单价计算时砂石料、汽油、柴油等材料采用基价法，当材料预算价格低于基价时，按预算价格直接进入工程单价，当预算价格高于基价时，按基价进入工程单价，超过部分列入工程单价分析表税金之前进行补差。植物措施材料采购费率调整为 0.55%~1.1%，本估算取 0.55%。

表 11.2.9.1-1 主要材料预算价格表（主体已有） 单位：元

序号	名称及规格	单位	预算价格
1	钢筋 HRB400	t	4592.50
2	水泥 P·O42.5	t	485
3	水泥 P·O32.5	t	435
4	砂	m ³	258
5	碎石	m ³	188
6	块石	m ³	188
7	水泥砖	千块	388
8	柴油 0#	L	8.16
9	汽油 92#	L	9.75

表 11.2.9.1-2 主要材料预算价格表（本方案新增） 单位：元

序号	名称及规格	单位	预算价格	其 中		备 注
				原 价	运杂费	

1	彩布条	m ²	3	2.4	0.2	方案新增
2	编织袋	个	0.93	0.83	0.1	
3	草籽(I级)	kg	58.33	58.32	0.01	
4	保水剂	kg	8	7	1	
5	复合肥料	kg	33.75	33.45	0.3	

3) 施工用水、电价

施工电价为 1.95 元/kW·h、水价 3.75 元/m³。

4) 混凝土、砂浆单价

表11.2.9.1-3 砂浆单价计算表

强度等级	级配	预算量			价格			单价 (元)
		水泥 (kg)	沙 (m ³)	水 (m ³)	32.5#水泥 (元/吨)	沙(元 /m ³)	水费(元/m ³)	
M10 砂浆	中	327	1.08	0.291	255	70	1.96	160.17

5) 施工机械台时费

按《施工机械台时费定额》(水利部水总[2003]67号)和《关于印发〈水利工程营业税改征增值税计价依据调整办法〉的通知》(水利部办公厅办水总[2016]132号)计算。详见表 11.2.9.1-4。

表 11.2.9.1-4 施工机械台时费汇总表 单位: 元/台时

编号	名称及规格	台时费 (元/台时)	其 中 (元/台时)						
			折旧费	修理及替换 设备费	安拆费	人工费	动力燃料费		
							汽油	柴油	电
1031	推土机 74kw	128.32	16.38	20.74	0.86	16.78		73.56	
2002	搅拌机 0.4m ³	33.59	2.84	4.85	1.07	9.09			15.74
3059	胶轮架子车	0.80	0.22	127.14		0			
1077	蛙式打夯机	19.63	0.15	0.92		13.98			4.58
3004	载货汽车 5.0t	47.80	6.70	9.87		9.09	22.14		
3038	洒水汽车 4m ³	51.08	9.73	11.35		9.09	20.91		
8034	单级离心清水泵	9.98	0.05	0.31	0.1	6.99			2.53

(2) 工程单价及取费标准

1) 工程单价

按常规施工方法及有关定额进行计算，工程单价由直接工程费、间接费、利润和税金组成，其中直接工程费分为基本直接费和其他直接费。

2) 取费标准

① 工程单价依据主体工程取费标准。

② 植物措施按水利部 67 号文《水土保持工程概(估)算编制规定和定额》的规定进行计算。具体标准详见表 11.2.9.1-5。

表 11.2.9.1-5 基本费率表

项 目	措 施	计算基础	费率(%)
其他直接费费率	工程措施	直接费	2
	林草措施	直接费	1
间接费费率	土石方工程	直接工程费	4
	其他工程	直接工程费	4.4
	植物措施	直接工程费	3.3
企业利润费率	工程措施	直接工程费+间接费	7
	植物措施	直接工程费+间接费	5
税金	工程措施	直接工程费+间接费+企业利润	9
	植物措施	直接工程费+间接费+企业利润	9

f) 工程措施、植物措施及临时措施费用构成

工程措施、植物措施及临时措施费由直接工程费、间接费、企业利润和税金组成。

表 11.2.9.1-6 新增水土保持措施单价汇总表

序号	工程名称	单位	单价	人 工 费	材 料 费	机 械 费	其他直 接费	现场 经费	间 接 费	企业 利润	材料 差价	税 金	扩 大
1	表土剥离	100 m ³	740.9 5	37.2 9	44.0 4	363. 09	8.89		18.1 3	33	113.5 3	55.6 2	67.3 6
2	表土回覆	100 m ³	3911. 2.64	19.0 3	23.5 9	195. 38	4.76		9.71	17.67	61.09	29.8 1	36.1
3	土地平整	100 m ²	94.04	5.33	0.91	49.2 8	1.11		2.27	4.12	15.41	7.06	8.55

序号	工程名称	单位	单价	人工费	材料费	机械费	其他直接费	现场经费	间接费	企业利润	材料差价	税金	扩大
4	袋装土垒砌、拆除	100 m ³	1818.786	101.21.3	319.1.76		266.26		597.49	992.38		136.5.23	165.3.44
5	临时覆盖	100 m ²	570.97	76.1	341.83		8.36		18.76	31.15		42.86	51.91
6	撒播灌草	hm ²	1059.44	456.6	349.98		8.07		26.88	42.08		79.52	96.31
7	植草护坡	100 m ²	1128.04	334.84	491.26	0	8.26	33.04	28.62	44.80	0	84.67	102.55

4) 独立费用

a) 建设管理费：取工程措施、植物措施、临时措施工程三部分之和的 2%。

b) 水土保持监理费：根据国家发展改革委、建设部《关于印发<建设工程监理与相关服务收费管理规定>的通知》（发改价格〔2007〕670 号）规定，工程建设监理费=（施工监理服务收费基价×专业调整系数×工程复杂程度调整系数×高程调整系数）×（1±浮动幅度值）。考虑到近几年的市场行情与该规定相差较大，结合市场行情计列 12.00 万元。

科研勘测设计费：水土保持方案编制费和后续设计阶段勘测设计收费，根据国家计委、建设部《科研勘察设计收费管理规定》（计价格〔2002〕10 号）的标准计算。

水土保持方案编制费：根据市场调节价格，取费 8.80 万元。

工程勘测费=（工程勘测收费基价×专业调整系数×工程复杂程度调整系数×附加调整系数）×（1±浮动幅度值）+其他勘测收费；根据计算，本项目为 1.50 万元。

工程设计费=（工程设计收费基价×专业调整系数×工程复杂程度调整系数×附加调整系数）×（1±浮动幅度值）+其他设计收费。根据计算，本项目为 1.20 万元。

综上所述，本项目科研勘测设计费共计 11.50 万元。

c) 水土保持监测费：按监测工程量计费，具体详见表 11.2.9.1-7，根据最新规范并结合市场行情，本项目监测费取 15.52 万元。

表 11.2.9.1-7 水土保持监测费计算表

序号	设施和设备	单位	数量	单价（元）	折旧率	费用（元）
1	人工费	人	3	6 万/年		120000
2	土建设施费					5000
2.1	沉沙池法监测设施	处	2	1000	0	2000
2.2	简易坡面监测场	处	3	500	0	1500
2.3	植被监测点	处	3	500	0	1500
3	监测设备使费（折旧）					15218
3.1	泥沙浊度仪	套	1	8000	25%	2000
3.2	天平	套	1	15000	20%	3000
3.3	烘箱	套	1	5000	10%	500
3.4	手持式 GPS	台	1	2000	20%	400
3.5	数码照相机	台	1	5000	25%	1600
3.6	计算机	台	1	8000	25%	2000
3.7	遥感影像	套	3	5000		0
3.8	无人机	台	1	30340	32%	9708.8
4	消耗性材料费					15000
4.1	用品柜	个	1	1000		1000
4.2	皮尺、卷尺、卡尺、测绳、雨量筒、罗盘、取样器、玻璃器皿、试剂等用品、测针、立杆、标示牌等小件	套	2	7000		14000
5	合计					155218

f) 水土保持设施竣工验收费：参考类似工程市场价，并结合实际情况取费，本项费用按 10.80 万元计取。

g) 水土保持补偿费

按照《湖南省发展和改革委员会、湖南省财政厅关于降低 2017 年度涉企行政事业性收费标准的通知》(湘发改价费[2017]534 号)，按 1.0 元/m² 的标准计取水土保持补偿费，本工程总占地面积为 81.99hm²，共 81.99 万元。

h) 预备费

基本预备费：按工程措施、植物措施、临时工程和独立费用之和的 6% 取值。

价差预备费：根据国家计委[1999]1340 号文规定，不计价差预备费。

2、投资估算成果

本工程水土保持估算总投资 215.49 万元，其中主体已有投资 20.52 万元，新增水土保持费用 194.97 万元。工程措施费为 42.82 万元，植物措施费为 8.84 万元，临时措施费为 22.97 万元，独立费用为 51.31 万元，预备费为 7.56 万元，水土保持补偿费 81.99 万元。水土保持总投资详见表 11.2.9.1-8，其他详见表 11.2.9.1-9~11.2.9.1-14。

表 11.2.9.1-8 总投资估算总表 单位：万元

编号	工程或项目名称	建安工程费	植物措施费		设备费	独立费用	主体已有	方案新增	总投资
			种植费	苗木费					
第一部分 工程措施		42.82					17.57	25.25	42.82
1	220kV 升压站区	19.42					17.57	1.85	19.42
2	集电线路区	3.60						3.60	3.60
3	施工生产生活区	4.66						4.66	4.66
4	交通道路区	15.14						15.14	15.14
第二部分 植物措施			3.92	4.92				8.84	8.84
1	光伏发电区		0.18	1.11				1.29	1.29
2	集电线路区		0.11	0.73				0.84	0.84
3	施工生产生活区		0.11	0.75				0.87	0.87
4	220kV 升压站区		0.02	1.97				1.98	1.98
5	交通道路区		3.51	0.35				3.86	3.86
第三部分 临时措施		22.97					2.95	20.02	22.97
1	集电线路区	4.31						4.31	4.31
2	施工生产生活区	5.51						5.51	5.51
3	220kV 升压站区	5.12					2.95	2.17	5.12

4	交通道路区	6.97						6.97	6.97
5	其它临时防护措施费	1.07						1.07	1.07
一至三部分合计		54.92	3.92	4.92	0.00	0.00			74.63
第四部分 独立费用						51.31		51.31	51.31
1	建设管理费					1.49		1.49	1.49
2	科研勘测设计费					11.50		11.50	11.50
3	工程建设监理费					12.00		12.00	12.00
4	水土保持监测费					15.52		15.52	15.52
5	水土保持设施验收费					10.80		10.80	10.80
一至四部分合计		54.92	3.92	4.92	0.00	51.10	20.52	105.42	125.94
第五部分 基本预备费									7.56
第六部分 水土保持补偿费									81.99
第八部分 水土保持总投资							20.52	194.97	215.49

表 11.2.9.1-9 工程措施投资估算表

序号	工程或费用名称	单位	工程量	单价(元)	投资(万元)
第一部分 工程措施					42.82
1	220kV 升压站区				19.42
1.1	浆砌石沉沙池	座	2		0.38
	土方开挖	m ³	7	13.02	0.009
	浆砌石砌筑	m ³	10.38	310.23	0.32
	水泥砂浆抹面	m ²	2.18	19.62	0.004
	C20 混凝土垫层	m ³	0.66	614.61	0.04
1.2	表土剥离	m ³	1048.4	7.41	0.78
1.3	表土回填	m ³	1048.4	3.97	0.42
1.4	土地整治工程				0.28
	平整土地	m ²	3018	0.94	0.28
1.5	浆砌石排水沟	m	694	253.16	17.57
2	集电线路区				3.60
2.1	土地整治工程				0.98

	平整土地	m ²	15600	0.94	0.98
2.2	表土剥离	m ³	3463.2	7.41	1.71
2.3	表土回填	m ³	3463.2	3.97	0.91
3	施工生产生活区				4.66
3.1	土地整治工程				1.01
	平整土地	m ²	10700	0.94	1.01
3.2	表土剥离	m ³	3210	7.41	2.38
3.3	表土回填	m ³	3210	3.97	1.27
5	交通道路区				15.14
	新建道路区				2.93
5.1	土地整治工程				0.06
	平整土地	m ²	600	0.94	0.06
5.2	表土回填	m ³	903.6	3.97	0.36
5.3	生态沟	m	1210		2.49
	土方开挖	m ³	290.4	13.02	0.38
	撒播草籽	m ²	1875.5	11.28	2.12
5.4	生态沉沙池	座	6		0.03
	土方开挖	m ³	8.28	13.02	0.01
	撒播草籽	m ²	16.2	11.28	0.018
	改造道路区				12.21
5.5	土地整治工程				0.24
	平整土地	m ²	2510	0.94	0.24
5.3	表土剥离	m ³	1656.6	7.41	1.23
5.4	表土回填	m ³	753	3.97	0.30
5.5	生态沟	m	5020		10.35
	土方开挖	m ³	1204.8	13.02	1.57
	撒播草籽	m ²	7781	11.28	8.78
5.6	生态沉沙池	座	20		0.10
	土方开挖	m ³	27.6	13.02	0.04

	撒播草籽	m ²	54	11.28	0.061
--	------	----------------	----	-------	-------

表 11.2.9.1-10 植物措施投资估算表

序号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	投资(万元)
第二部分 植物措施					8.84
1	光伏发电区				1.29
1.1	撒播草籽				1.29
	种植费	m ²	15920	0.11	0.17
	苗木费	kg	191.04	58.33	1.11
	抚育管理费	%	0.17	5	0.008
2	集电线路区				0.84
2.1	撒播灌草				0.84
	种植费	m ²	10380	0.11	0.11
	苗木费	kg	124.56	58.33	0.73
	抚育管理费	%	0.11	5	0.005
3	施工生产生活区				0.87
3.1	撒播灌草				0.87
	种植费	m ²	10700	0.11	0.11
	苗木费	kg	128.4	58.33	0.75
	抚育管理费	%	0.11	5	0.006
4	220kV 升压站区				1.98
4.1	撒播灌草				0.12
	种植费	m ²	1500	0.11	0.02
	苗木费	kg	18	58.33	0.10
	抚育管理费	%	0.02	5	0.001
4.2	植草护坡				1.86
	植草护坡	m ²	1500	11.28	1.69
	抚育管理费	%	1.69	10	0.17
5	交通道路区				3.86
	新建道路区				0.74

5.1	植草护坡				0.74
	植草护坡	m ²	600	11.28	0.68
	抚育管理费	%	0.68	10	0.07
	改造道路区				3.11
5.2	植草护坡				3.11
	植草护坡	m ²	2510	11.28	2.83
	抚育管理费	%	2.83	10	0.28

表 11.2.9.1-11 临时措施投资估算表

序号	工程或费用名称	单位	数量	单价 (元)	投资(万元)
第三部分 临时工程					22.97
一	临时防护工程				21.90
1	集电线路区				4.31
1.1	临时覆盖	m ²	8304	5.19	4.31
2	220kV 升压站区				5.12
2.1	临时覆盖	m ²	2954	10.00	2.95
2.2	土袋挡墙	m	260		1.93
	袋装土垒砌、拆除	m ³	117	165.34	1.93
2.3	临时排水、沉沙				0.23
	土方开挖	m ³	191.39	12.24	0.23
3	施工生产生活区				5.51
3.1	临时排水、沉沙				0.13
	土方开挖	m ³	108.35	12.24	0.13
3.2	彩布条覆盖	m ²	8560	5.19	4.44
3.3	土袋挡墙	m	125		0.93
	袋装土垒砌、拆除	m ³	56.25	165.34	0.93
4	交通道路区				6.97
	新建道路区				2.27
4.1	彩布条覆盖	m ²	1800	5.19	0.93
4.2	土袋挡墙	m	180		1.34



	袋装土垒砌、拆除	m ³	81	165.34	1.34
	改造道路区				4.69
4.3	彩布条覆盖	m ²	3765	5.19	1.95
4.4	土袋挡墙	m	368		2.74
	袋装土垒砌、拆除	m ³	165.6	165.34	2.74
二	其它临时工程	%	53.39	2	1.07

表 11.2.9.1-12 独立费用投资表

序号	工程或费用名称	编制依据及计算公式	费用金额(万元)
一	建设管理费	(工程措施费+植物措施费+临时工程费)×2%	1.49
二	水土保持监理费	参考发改价格〔2007〕670号，结合市场价格计取	12.00
三	科研勘测设计费	计价格[2002]10号	11.50
四	水土保持监测费	根据本项目监测工程量列表计列	15.52
五	水土保持设施竣工验收收费	参考相关规定，结合市场价格计取	10.80
	合 计		51.31

表 11.2.9.1-13 水土保持补偿费计算表

行政区	费用	数值	收费标准	金额（万元）
益阳市	水土保持补偿费	81.99hm ²	1.0 元/m ²	81.99

表 11.2.9.1-14 项目分年度投资表

序号	工程或费用名称	合计	建设期	设计水平年
			2023 年	2024 年
一	第一部分 工程措施	42.82	42.82	
1	220kV 升压站区	19.42	19.42	
2	集电线路区	3.6	3.6	
3	施工生产生活区	4.66	4.66	
4	交通道路区	15.14	15.14	
二	第二部分 植物措施	8.84	7.07	1.77
1	光伏发电区	1.29	1.03	0.26
2	集电线路区	0.84	0.67	0.17
3	施工生产生活区	0.87	0.69	0.17

4	220kV 升压站区	1.98	1.59	0.4
5	交通道路区	3.86	3.09	0.77
三	第三部分 临时措施	22.97	22.97	
1	集电线路区	4.31	4.31	
2	施工生产生活区	5.51	5.51	
3	220kV 升压站区	5.12	5.12	
4	交通道路区	6.97	6.97	
5	其它临时防护措施费	1.07	1.07	
四	第四部分 独立费用	51.31	34.54	16.77
1	工程建设管理费	1.49	1.02	0.47
2	水土保持监理费	12	9.6	2.4
3	科研勘测设计费	11.5	11.5	
4	水土保持监测费	15.52	12.42	3.1
5	水土保持竣工验收评估费	10.8		10.8
五	第一至四部分合计	125.94	107.4	18.54
六	基本预备费	7.56	4.69	2.87
七	静态总投资	133.50	112.09	19.71
八	水土保持补偿费	81.99	81.99	
九	水土保持总投资	131.69	112.98	19.71

11.2.9.2 效益分析

通过实施主体工程设计中具有水土保持功能的措施与本方案水土流失防治措施，项目区水土流失可以得到有效的治理，弃土弃渣得到有效控制，方案实施后，可达到本方案水土流失防治目标值。

1、水土流失治理度

项目建设区内水土流失治理达标面积占水土流失总面积的百分比。

2、土壤流失控制比

项目建设区内容许土壤流失量与治理后每平方公里每年平均土壤流失量之比。

3、渣土防护率

项目建设区内采取措施实际挡护的永久弃渣、临时堆土数量与永久弃渣、临时堆土总量的百分比。

4、表土保护率

项目建设区内保护的表土数量与可剥离表土总量的百分比。

5、林草植被恢复率

项目建设区内林草植被恢复面积占可恢复植被（在目前技术、经济条件下适宜于恢复林草植被）面积的百分比。

6、林草覆盖率

林草植被面积占项目建设面积的百分比，考虑到本项目实际情况，项目建设面积应扣除水域面积。

本工程防治效果分析见表 11.2.9.2-1、表 11.2.9.2-2。

表 11.2.9.2-1 项目区水土流失面积及水土保持措施统计表

防治分区	建设区水土流失总面积(hm ²)				水土保持措施面积(hm ²)	
	①项目区总面积	②永久建筑物占地面积	③场地硬化面积	④水域面积	植物措施	工程措施
光伏发电区	78.43			76.44	1.59	
220kV 升压站区	1.04				1.04	
集电线路区	0.52	0.16	0.05		0.30	0.01
施工生产生活区	1.07				1.07	
交通道路区	0.93		0.62		0.31	
合计	81.99	0.16	0.67	76.44	4.31	0.01

表 11.2.9.2-2 防治效果分析表

评估指标	目标值	评估依据	计算	设计达到值	评估结果
水土流失治理度(%)	98	水土保持措施面积/建设区水土流失总面积	81.99/81.99	99.90	达标
土壤流失控制比	1.0	容许土壤流失量/治理后平均土壤侵蚀模数	500/500	1.0	达标
渣土防护率(%)	99	采取措施实际挡护的永久弃渣、临时堆土数量/永久弃渣、临时堆土总量	2.78/2.78	99.90	达标

评估指标	目标值	评估依据	计算	设计达到值	评估结果
表土保护率(%)	92	保护的表土数量/可剥离表土总量	0.82/0.86	95.57	达标
林草植被恢复率(%)	98	林草植被面积/可恢复林草植被面积	4.31/4.32	99.61	达标
林草覆盖率(%)	27	林草植被面积/项目建设区总面积(扣除水面面积)	4.31/5.15	83.68	达标

综上所述,通过各种防治措施的有效实施,使工程占地区域内水土流失治理度达 99.90%,土壤流失控制比达 1.0,渣土防护率达 99.90%,表土保护率达 95.47%,林草植被恢复率 99.61%,林草覆盖率 83.68%。可减少水土流失量为 211t。

11.2.10 水土保持管理

11.2.10.1 组织管理

水土保持方案能否按规定的技术要求及进度安排保质保量地实施,组织领导和措施是关键。湘投中联能源(大通湖)有限公司在开工前专门成立了水土保持办公室,抽调专业技术人员负责水土保持专项事宜的管理和组织实施工作。在工程建设中,应建立健全各项规章制度,明确建设单位主体责任和各参建单位水土保持责任,并将水土保持纳入主体工程的管理中。在项目计划、合同、招标、施工档案等管理方面,建立工程质量责任制、现场监理跟班制,质量情况报告制、质量例会制和质量奖惩制等。为保证水土保持工程的顺利开展和质量管理奠定基础。

湘投中联能源(大通湖)有限公司在工程建设管理过程中,要主动与益阳市水利局、大通湖区农业农村和水利局等各级水行政主管部门进行联系,主动接受水行政主管部门对项目实施的监督、检查和技术指导,根据主体工程施工进度安排,统一规划,统一部署,统一实施,确保落实“三同时”制度。后续项目实施过程中,建设单位应依法依规进一步加强水土保持各方面的工作。

11.2.10.2 后续设计

11.2.10.2.1 后续设计

主体工程初步设计报告应纳入批复后的水土保持方案中水土保持措施设计、水土保持施工组织设计、水土保持监测、水土保持投资概算及水土保持管理等相关内容，并单独成篇（章）。主体工程施工图完成后，应委托专业机构开展水土保持施工图设计，满足水土保持“三同时”要求。

11.2.10.2.2 变更要求

根据《水利部生产建设项目水土保持方案变更管理规定（试行）》（办水保〔2016〕65号）、《生产建设项目水土保持方案管理办法》（水利部令第53号，2023年1月17日）的规定，水土保持方案经批准后，生产建设项目地点、规模发生重大变化，有下列情形之一的，应补充或修改水土保持方案，报水行政主管部门重新审批：

- 1、工程扰动新涉及水土流失重点预防区或者重点治理区的；
- 2、水土流失防治责任范围或者开挖填筑土石方总量增加30%以上的；
- 3、线型工程山区、丘陵区部分线路横向位移超过300米的长度累计达到该部分线路长度30%以上的；
- 4、表土剥离量或者植物措施总面积减少30%以上的；
- 5、水土保持重要单位工程措施发生变化，可能导致水土保持功能显著降低或者丧失的。

因工程扰动范围减少，相应表土剥离和植物措施数量减少的，不需要补充或者修改水土保持方案。

6、在水土保持方案确定的废弃砂、石、土、矸石、尾矿、废渣等专门存放地（以下简称“弃渣场”）外新设弃渣场的，其单个弃渣场堆渣量为5万立方米及以上的、堆高在5米及以上的，或者单个弃渣场堆渣量增加20%及以上的，生产建设单位应在弃渣前编制水土保持方案（弃渣场补充）报告书，按照水土保持方案管理权限报水行政主管部门审批。

在水土保持方案确定的弃渣场以外新设弃渣场的，或者因弃渣量增加导致弃渣场等级提高的，生产建设单位应当开展弃渣减量化、资源化论

证，并在弃渣前编制水土保持方案补充报告，报原审批部门审批。

渣场上述变化涉及稳定安全问题的，生产建设单位应组织开展相应的技术论证工作，按规定程序审查审批。

7、建设单位应按水土保持方案报告书提出的防治措施，组织完成水土保持部分的施工组织设计，工程开工前应向各级水行政主管部门备案。

11.2.10.3 水土保持监测

湘投中联能源（大通湖）有限公司应当在开工前自行开展水土保持监测工作，或者委托具有从事生产建设项目水土保持监测工作相应能力和水平，且具有独立法人资格的企事业单位开展水土保持监测工作。

对项目建设期的水土流失量的动态变化、水土保持措施的效果等进行监测，监督和指导水土保持方案的实施，对需补充水土保持措施的制定相应的补充治理方案。

在本方案服务期内，必须依法继续开展水土保持监测工作，对项目建设期（包括项目施工期和运营初期）的水土流失量的动态变化、水土保持措施的效果等进行监测，监督和指导水土保持方案的实施，对需补充水土保持措施的制定相应的补充治理方案。湘投中联能源（大通湖）有限公司应按方案规定的监测内容、方法和时段和监测成果要求开展水土保持监测工作，并及时完成监测报告。监测单位在设计水平年时，提交水土保持监测总结报告，报告水土保持措施的实施情况和效果，对水土流失防治目标的实现情况进行分析，监测总结报告应满足水土保持专项验收要求。水土保持竣工验收时需提交水土保持监测报告、监测点位记录和影像资料。

根据监测情况，对本项目水土流失防治情况进行评价，在监测季报和总结报告等监测成果中提出“绿黄红”三色评价结论。三色评价采用评分法，满分为 100 分；得分 80 分及以上的为“绿”色，60 分及以上不足 80 分的为“黄”色，不足 60 分的为“红”色。水行政主管部门要将监测评价结论为“红”色的项目，纳入重点监管对象，应进行现场检查和验收核查。

11.2.10.4 水土保持监理

本工程应当按照水土保持监理标准和规范开展水土保持工程施工监理。根据《水利部关于进一步深化“放管服”改革全面加强水土保持监管的意见》（水保〔2019〕160）号，本工程征占地面积大于 20 公顷以上，应当配备具有水土保持专业监理资格的工程师。

监理工程师根据合同和规范标准的规定，进行水土保持工程的进度、质量和投资控制，对水土保持方案的实施情况进行全过程监督管理。

水土保持工程监理应列入工程监理任务，监理合同中应明确水土保持工程监理任务，工程竣工后，监理单位应提供水土保持工程监理报告。

加强水土保持工程的建设监理工作，形成以项目法人、承包商、监理工程师三方相互制约，以监理工程师为核心的合同管理模式，以期达到降低造价、保证进度和提高水土保持工程施工质量的目标。

水土保持监理的主要内容为水土保持工程合同管理、投资、工期和质量控制，并协调有关各方的关系，重点需对土石方的运、护进行监管，对道路施工加强监管力度，避免乱填、滥弃现象的发生。

11.2.10.5 水土保持施工

湘投中联能源（大通湖）有限公司应选择施工经验丰富，技术力量强的施工单位，建设中尽量采用先进的施工手段和合理的施工工序，减少和避免水土流失。由于本项目周边水系发达，建设单位应对施工单位严格要求，不乱挖乱堆，及时落实各项水土保持防护措施，且及时处理施工废水，经达标后方可排放，避免对周边水系造成影响。

建设单位、施工单位、水土保持管理部门加强协作、相互协调、发挥各自优势以确保水土保持工程的质量；水土保持方案和工程设计若有重大变更，应按照规定报批；在具体工作中若发现问题，要及时联系，反馈信息，尽早确定有效防治方案，确保水土保持工作顺利开展并达到预期的治理目标。水土保持工作内容和任务应纳入施工合同，并要求满足水土保

持“三同时”和绿色施工要求。

11.2.10.6 水土保持设施验收

按照“三同时”原则，水土保持工程应与主体工程同时竣工验收。验收的内容、程序等按照《水利部关于加强事中事后监管规范生产建设项目水土保持设施自主验收的通知（水保〔2017〕365号）》执行。自验程序如下：

1、组织第三方机构编制水土保持设施验收报告

湘投中联能源（大通湖）有限公司根据水土保持方案及其审批决定等，组织第三方机构编制水土保持设施验收报告。

2、明确验收结论

水土保持设施验收报告编制完成后，建设单位应当按照水土保持法律法规、标准规范、水土保持方案及其审批决定、水土保持后续设计等，组织水土保持设施验收工作，形成水土保持设施验收鉴定书，明确水土保持设施验收合格的结论。水土保持设施验收合格后，生产建设项目方可通过竣工验收和投产使用。

3、公开验收情况

湘投中联能源（大通湖）有限公司应当在水土保持设施验收合格后，通过其官方网站或者其他便于公众知悉的方式向社会公开水土保持设施验收鉴定书、水土保持设施验收报告和水土保持监测总结报告。对于公众反映的主要问题和意见，湘投中联能源（大通湖）有限公司应当及时给予处理或者回应。

4、报备验收材料

湘投中联能源（大通湖）有限公司应在向社会公开水土保持设施验收材料后、生产建设项目投产使用前，向湖南省水利厅报备水土保持设施验收材料。报备材料包括水土保持设施验收鉴定书、水土保持设施验收报告和水土保持监测总结报告。建设单位、第三方机构和水土保持监测机构分别对水土保持设施验收鉴定书、水土保持设施验收报告和水土保持监测

总结报告等材料的真实性负责。

水土保持设施在竣工验收后，应落实管理维护工作责任主体，确保水土保持设施的正常运行。

11.2.11 结论

本工程建设方案及布局考虑了水土保持要求，工程占地符合数量较少，符合节约用地和减少扰动的要求，占地性质比例适当。土石方数量符合最优原则，土石方调运节点适宜、时序可行、运距合理，满足水土保持要求。制定的各项措施科学、合理，符合规范、规程要求，实施主体已有和本方案新增的各项措施后，可达到控制水土流失、保护生态环境的目的，从水土保持角度分析，本工程建设是可行的。

同时，对工程设计、施工和建设管理提出以下建议：

1、对主体设计的建议

1) 建议主体设计下阶段将水土保持章节进行详细计列。

2、对建设单位建议

1) 建设单位应做好初步设计报告、施工图设计等后续设计，加强施工组织和管理工作的，切实落实好水土保持“三同时”制度。

2) 建设单位应将水土保持措施、投资和有关水土保持要求写入招标文件和施工合同，在工程设计与施工的招标投标书、承包发包书中的水土保持工程应作为一个完整的分部工程，合同条款中应明确设计单位、施工单位、监理单位水土流失防治责任、义务，并制定相应奖惩制度。

3、对施工单位建议

施工单位在项目施工过程中应优化施工进度安排计划，尽量利用枯水季节，避开雨季施工，以减轻水土流失量。严格执行水土保持有关要求，及时与设计单位、监理单位进行沟通，按照“三同时”原则落实水土保持措施。

12 劳动安全与工业卫生设计

12.1 总则

12.1.1 设计依据

《中华人民共和国安全生产法》；

《中华人民共和国职业病防治法》；

《中华人民共和国电力法》；

《建设工程安全生产管理条例》；

《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》；

国务院颁发的《生产安全事故报告和调查处理条例》(国务院第 493 号令)；

国务院颁发的《国务院关于修改〈特种设备安全监察条例〉的决定》(国务院第 549 号令)；

《中华人民共和国突发事件应对法》(中华人民共和国主席令第六十九号)；

GBZ1《工业企业设计卫生标准》；

GBZ2.2《工作场所有害因素职业接触限值》；

GB2894《安全标志及其使用导则》；

GB12158《防止静电事故通用导则》；

GB50116《火灾自动报警系统设计规范》；

GB6566《建筑材料放射卫生防护标准》；

GB5083《生产设备安全卫生设计总则》；

GB50116《火灾自动报警系统设计规范》；

GBJ140《建筑灭火器配置设计规范》；

GB50222《建筑内部装修设计防火规范》；

LD80《噪声作业分级》；

GB12331《有毒作业分级》；

GB50325《民用建筑工程室内环境污染控制规范》。

12.1.2 设计任务和目的

对工程投产后在生产过程中可能存在的直接危及人身安全和身体健康的各种危害因素进行确认，提出符合规范要求 and 工程实际的具体防护措施，以确保光伏电站职工在生产过程中的安全 and 健康，保证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因素，从管理方面对业主、工程承包商和工程监理部门提出安全生产管理要求，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和光伏电站的安全运行管理提供参考依据，确保施工人员生命及财产安全。

12.2 建设项目概况

12.2.1 工程概述

本工程光伏区总占地面积约 1208.26 亩。整个光伏电站装设 143260 块 N 型 575Wp 高效单晶硅双面组件，总容量为 82.3745MWp，交流容量为 60MW。电站主要建筑物包括光伏发电方阵、主变基础等。

12.2.2 总体布置

在满足场内输电气接线、阵列间距和建筑物等约束条件，按各布置方案经济指标最优为原则进行电站的阵列布置。根据光伏组件跟踪模式比选成果，结合施工考虑，确定本光伏电站采用固定斜面安装模式。光伏组件单列阵列布置以 2(行)×13(列)或 2(行)×26(列)方式排列，单个阵列共 26 或 52 块光伏组件。

本项目新建一座 220kV 升压站。

本工程建设总工期为6个月，主体工程施工于第一年第1月开始，第一年第12月底全部投产发电，工程完工。

12.3 主要危险、有害因素分析

12.3.1 施工期危害因素分析

光伏电站建设施工过程中最可能发生事故的类型主要包括：

a)崩塌：本工程坍塌危险主要存在于施工期的基础开挖过程中，施工中若基坑支护不当，地质情况不良等可能造成基坑壁坍塌。施工材料堆放过高、管理不当也存在坍塌的危险，能导致设备或材料损坏，人员伤亡、死亡。

b)触电伤害：本工程施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，能导致人员伤亡、死亡。单个太阳电池组件的直流输出电压为 40V 左右，但是若串联一定数量的太阳电池组件，则输出电压能达到 600V 以上，因此在施工中应予以特别重视。施工用电配电箱可能存在漏电问题，导致现场人员误触电，故应设置明显警示标识；如需进行改线和引接线操作，应由专人负责。

12.3.2 运行期危害因素分析

本工程运行中不可避免地存在有易燃、易爆、电气伤害、坠落、机械与车辆伤害、腐蚀及污染、电磁辐射危害、采光与照明不良的生产场所。

1)光伏电站内高压设备主要有 220kV 变压器及设备、35kV 箱式变电站，35kV 户内开关柜等。

2)本光伏电站易燃的部位为双绕组变压器。由于双绕组变压器均为带油设备，变压器内部故障时会引起电弧，有燃烧和爆炸的可能。

3)引起电气伤害的部位主要是户内的电气设备以及户外高压配电设备，有造成触电伤害事故的可能。

4)可能产生电磁辐射的场所主要是交直流配电房，升压站内电气设备对地面静电感应场强。

5)噪声的部位主要在配电房变压器运行时产生的电磁噪声。

12.4 工程安全卫生设计

12.4.1 施工期

施工期的安全,除了各种施工设备、设施、临建等安全运行所必须具备的技术标准及安全防护装置,各项施工生产计划实施所必须具有的安全技术措施和施工人员必须遵守的安全操作技术规程和技术规程和技术技能的行为规范,均应按国家有关标准执行外,还应采取必要的劳动安全卫生对策措施。

12.4.1.1 施工期劳动安全与工业卫生技术对策措施

1)一般安全防护措施

针对本工程施工情况,提出以下一般安全防护对策措施:

a)土方工程,根据综合楼基坑等土方开挖深度和土的种类,选择开挖的方法,确定边坡的坡度或采取护坡支撑和护壁桩,以防止土方的坍塌;

b)脚手架等选用及设计搭设方案和安全防护措施;

c)高处作业的安全防护;

d)场内运输道路及人行通道的布置;

e)施工临时用电的组织设计和绘制临时用电图纸。在建筑工程(包括脚手架具)的外侧边缘与外电架空线路的间距没有达到最小安全距离时采取的防护措施;

f)模板的安装与拆除安全;

g)做好防火、防毒、防爆、防雷等安全措施;

h)在建工程与周围人行通道的防护隔离设置。

2)施工期主要危害因素工程安全技术措施

施工期主要可能危害因素主要有:

a)光伏组件安装;

b)施工期防晒影响；

针对这些问题应编制单项的安全措施，并要求有设计依据，计算、详图和文字要求等。

对于光伏组件安装等施工，应制定严格的施工程序和管理措施。

考虑到本光伏电站夏季紫外线较强，冬季寒冷。因此要求对施工人员制定安全防晒、防寒、防粉尘等措施。

3)施工安全技术措施的实施要求

a)施工安全技术措施一般由项目经理或项目总工编制，公司安全管理部门审核，公司总工程师或主管安全的总经理批准；

b)要认真进行安全技术措施的交底。工程开工前，总工程师或技术负责人，要将工程概况、施工方法和安全技术措施，向参加施工的工地负责人、工长和职工进行安全技术交底。每个单项工程开始前，应重复进行交待单项工程的安全技术措施。对安全技术措施中的具体内容和施工要求，应向工地负责人、工长进行详细交底和讨论，使执行者了解其道理，为安全技术措施的落实打下基础，安全交底应有书面材料，有双方的签字和交底日期；

c)安全技术措施中的各种安全、防护设施应列入施工任务单中，责任落实到班组或个人，并实行验收制度；

d)加强安全技术措施实施情况的检查，技术负责人和安全技术人员，要经常深入工地检查安全技术措施的实施情况，及时纠正违反安全技术措施的行为、问题，必要时对其进行补充和修改，使之更加完善和有效。

e)只有保证光伏电站的设备安全、正常运行，充分发挥这些设备的工作潜能，才能使整个光伏电站正常地运行起来。这是光伏电站维修保养人员的一项重要任务。

12.4.1.2 施工期安全管理

施工期安全管理采取如下措施：

1)“准入”与“清退”

各施工单位对协作单位要实行“准入”与“清退”制度。即对其安全资质进行严格审查，凡无安全资质者一律不准进入工地；协作单位发生死亡事故，责成施工单位予以清退。施工单位要与协作单位签订安全生产协议书，明确双方责任，将安全风险抵押金列入协议，规定奖罚措施。

2)“安全管理机构”与“安全管理责任制”

企业的总经理是企业安全生产第一责任者，应建立健全的以总经理为首的分级负责的安全生产管理体系。施工现场的项目经理为安全生产的项目第一责任者，应视工地的大小设置安全专(兼)职人员或安全机构。成立以项目经理为首的，有施工员、安全员、班组长等参加的安全生产管理小组，并组成安全管理网络。总、分包工程或多单位联合施工工程，总包单位应统一领导和管理安全工作，并成立以总包单位为主，分包单位(或参加施工单位)参加的联合安全生产领导小组，统筹协调、管理施工现场的安全生产工作。

应建立健全安全管理责任制，明确公司总经理、管理者代表、安全管理部门、项目经理、项目总工程师、安全员、工长/施工员、班组长各自责任。

3)安全教育

安全教育主要包括安全生产思想、安全知识、安全技能、典型事故四个方面的教育。

安全生产思想教育就是提高各级人员对安全生产重要意义的认识，懂得严格执行劳动纪律对实现安全生产的重要性，反对违章指挥、违章作业，严格执行安全操作规程。

安全知识教育包括企业的生产经营，施工生产流程、主要施工方法，施工生产危险区域及其安全防护的基本知识和注意事项，机械设备场内运输知识，电气设备、高处作业、有毒有害原材料等安全防护基本知识，

以及消防器材使用和个人防护用品的使用知识等。

安全技能教育包括安全技术、劳动卫生和安全操作规程，每个员工都要熟悉本工种、本岗位专业安全技能知识。

典型事故教育就是结合本部或外部事故教训、造成损失，旨在提高安全意识，防止类似事故发生。

4)“培训”与“持证”

要加强对新进场职工(含民工)的三级(班队、项目部、公司)安全教育培训，取证上岗，换岗重新取证，无证不准上岗。三级教育要求：①班组教育：专职安全员现场安全交底视为合格；②项目部教育：培训计划报本公司安全部审批，必须有教育材料，被培训人员签名登记，安全部备案，考试合格。满足以上条件视为合格；③公司安全部培训必须保证质量、时间和内容。

对有无证上岗人员的班组，要坚决实行停工整改。全工地职工(含民工)实行挂牌上岗作业，凡进场不到三个月人员，必须挂红牌，实施重点监护。

从事特种作业的人员，必须经国家规定的有关部门进行安全教育和安全技术培训，并经考核合格取得操作证者，方可独立作业。

5)“职工带班”与“班前会”

施工单位安排工作(含协作单位工作)，施工现场必须有班长或技术员带班，特别是对民工队伍，必须安排职工带班，进行安全技术交底，督促开好班前会。专职安全员对班前会和施工过程进行督促指导，特别是协作单位的班前会和施工过程更要进行督促指导，不允许对协作单位包而不管，更不允许以包代管。

6)“安全通道”与“防护”

施工作业区及各种建筑物处应设有宽度不小于 4m 的消防通道，并保持畅通。

7)保护装置

所有进入施工现场的人员必须戴好安全帽并系好帽带；高处危险作业，宜采用搭设符合要求的作业平台并挂好安全带；凡作业平台不能满足安全要求的，作业人员必须佩带双保险(安全带、安全绳)，且安全带和安全绳必须系在不同部位。从事特殊作业的人员，必须配备相应的安全防护用具。如：电焊工必须配备电焊面罩和电焊手套，电工必须配备绝缘手套。

8)安全交底

工程项目应坚持逐级安全技术交底制度。安全技术交底应具体、明确、针对性强。交底的内容应针对分部分项工程施工给作业人员带来的危险因素，讲明具体防范措施和应注意的安全事项，有关的安全操作规程和标准，以及发生事故后应及时采取的避难和急救措施。

工程开工前，技术负责人应将工程概况、施工方法、安全技术措施等情况，向工地负责人、工长、班组长进行详细交底，必要时直至向参加施工的全体员工进行交底。

两个以上施工队或工种配合施工时，应按工程进度定期或不定期地向有关施工单位和班组进行交叉作业的安全书面交底。

工长安排班组长工作前，必须进行书面的安全技术交底，班组长应每天对工人进行施工要求、作业环境等书面安全交底。

各级书面安全技术交底应有交底时间、内容及交底人和接受交底人的签字，并保存交底记录。

出现下列情况时，项目经理、项目总工程师或安全员应及时对班组进行安全技术交底。

- 因故改变安全操作规程；
- 实施重大和季节性安全技术措施；
- 实施推广使用新技术、新工艺、新材料、新设备；
- 发生因工伤亡事故、机械损坏事故及重大未遂事故；

—出现其他不安全因素、安全生产环境发生较大变化。

9)安全作业程序指导书

高危作业(专职安全监理工程师确定,如光伏组件安装、高排架搭设与拆除、大型施工设备安装与拆除等)施工单位必须制定安全作业程序指导书并报监理单位审核,并严格按作业程序指导书施工,否则不允许继续作业或进行下一道工序施工。

10)交通运输

施工区内所有的交通运输道路必须设置人行道和防护栏杆,实行人车分离。并且,交通运输道路必须做好排水设施,修建必要的回车场地。

车辆在施工区内行驶,时速不得超过 15km;通过弯道、道岔或视线不良地段,时速不得超过 5.0km;在人员稠密地段行驶,时速应减至 3.0km。

11)“文明施工”与“环境保护”

施工现场场地布置合理有序、道路畅通、机械设备整洁、材料堆放整齐、安全设施和安全标志齐全。

遵守国家和地方有关环境保护与水土保持方面的法律、法规和规章,按照有关环境保护、水土保持的商务文件、技术规范要求,做好施工区及生活营区的环境保护和水土保持工作。

12)“事故报告”与“说清楚”

凡发生死亡、重伤、未遂事故、险情,应及时报告监理单位。对事故要按“三不放过”原则进行严肃处理,并将处理结果按下述规定时间报送监理单位。处理时限:死亡、重伤事故一个月内,未遂事故、险情 7 天。监理单位将对事故处理进行督查。

施工单位一个月累计三次收到隐患整改通知书或一次停工整改通知书、或发生死亡事故、或发生一次重伤三人以上(含三人)事故,施工单位第一安全责任人和分管安全负责人必须以文字方式向业主和监理单位“说清楚”。同时,业主将在全工地进行通报并备案。

12.4.2 运行期安全卫生设计

12.4.2.1 防火、防爆对策措施

本工程的防火、防爆设计按 GB50016-2006《建筑设计防火规范》、《35kV~220kV 变电所设计规程》GB50059-2011 及相关规程的规定设计和选型。为避免和减少火灾危害，主要应考虑以下几个方面：

1) 对可能发生火灾的部位，从建筑、结构设计上应采取切实有效的防火措施，防止火灾的蔓延扩散；

2) 对建筑物区应认真考虑通风、换气和防排烟及安全出口、疏散通道、标志等的布置，为人员疏散提供条件；

3) 对主要火灾危险场所和主要设备应设置相应的灭火设施；

4) 对消防水源、设备事故排油、排烟、消防配电以及自动报警等消防措施，应采用先进的防火技术，做到保障安全、使用方便、技术先进、经济合理；

5) 设备及材料的选择在满足技术经济合理的前提下，优先选用不燃性或难燃性的电气设备和建筑材料。

本光伏电站工程防爆主要应对主变压器等部位进行设防处理。

12.4.2.2 安全疏散通道

消防车道路面宽度应大于 4m，回车场应大于 15m×15m，进场主交通公路应与 220kV 升压站相连，以保证在任何情况下的设备进厂、消防抢险和机组检修的要求。

12.4.2.3 主要场所和主要机电设备的消防设计

本光伏发电工程主要场所、主要建筑物及主要机电设备的消防做了具体设计，配置了火灾自动报警系统。在此基础上，进一步提出以下防火、防爆技术措施：

1) 变压器：

变压器从选型、定货、验收到投运的全过程管理，应明确专责人员及

其职责；

严格按有关规定对新购变压器类设备进行验收，确保改进措施落实在设备制造、安装、试验阶段，投产时不遗留问题；

设备采购时，应要求制造厂有可靠、密封措施。对运行中的设备，如密封不良，应采取改进措施，确保防止变压器进水或空气受潮。加强运行巡视，应特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现和渗漏油。防止套管、引线、分接开关引起事故。采取相应的防雷措施，防止雨闪事故；

变电设备还需每年进行至少一次红外成像测温检查。在技术和管理上采取有效措施，尽可能防止或减少变压器的出口短路，改善变压器的运行条件。变压器近区突发短路后，应做低电压短路阻抗测试或用频响法测试绕组变形，并与原始记录比较，判断变压器无故障后，方可投运；

按规定完善变压器的消防设施，并加强管理，重点防止变压器着火时的事故扩大；

变压器漏油问题应及时处理，变压器外壳保持清洁；维护变压器内各种电器元件、电线等的完好，避免绝缘损坏造成的短路打火。

2)高压设备：

严把定货采购关，做好物资鉴定和验收工作，及早发现设备存在的质量问题，杜绝不合格的物资应用到生产流程中；

户外高压断路器端盖应安装防雨罩；

加强电气充油设备绝缘油的监督化验工作，绝缘油的化验要严格执行相关规程的规定；

对电流互感器加装防雨帽，改进呼吸器，坚持做好预防性实验；

进行电器设备试验时应做好周密的安排、编制试验方案，不得草率行事。要建立良好的试验监督机制。

12.4.2.4 火灾自动报警控制系统

根据 GB50116《火灾自动报警系统设计规范》规定，本光伏电站配置一套火灾自动报警系统，以满足光伏电站发生火灾后自动报警及联动消防设备的需要。整套系统由两线制火灾报警控制主机、智能显示终端、各种智能型点式探测器、电子定温探测器、手动报警按钮、警铃及输入输出模块等设备组成。一旦发生火灾，探测器检测到火情，控制系统作出反应，自动关闭光伏组件，同时主控机显示火灾位置、声光报警，并将火灾信号送入光伏电站监控系统。

12.4.2.5 防电气伤害对策措施

防电气伤害对策措施是以防触电、防电气火灾爆炸、防静电和防雷击为重点，提出防止电气事故的对策措施。

1)安全接地

在设计中厂用电气、接地系统应严格按照相关规程、规范要求设计，各种电气设备应做到良好的绝缘、接地。

设计充分应利用每个光伏组件基础内的钢筋作为自然接地体，再敷设必要的人工接地网，以满足接地电阻的要求。根据 DL/T621-1997《交流电气装置的接地》规定，对所有要求接地或接零部分均应可靠接地或接零。保护接地、工作接地和过电压保护接地使用一个总的接地装置。光伏组件的接地方案和接地电阻值按厂家的要求进行敷设。

2)安全距离

为了保证电气设备安全运行，对各配电设备间及设备对地间的安全净距，都必须保证符合有关规定。

3)防雷击对策措施

防雷击包括防直击雷、防雷电感应、防雷电侵入波，主要措施有设置避雷装置和防雷接地。本工程应采用如下措施，以保护设备免受直击雷和雷电侵入波的危害。

电气设备直击雷保护：光伏组件制造厂家有对防雷电保护的要求。光

伏组件安装支架和基础钢筋等均应可靠地与接地网相连接。

12.4.2.6 采光与照明对策措施

1)按照《工业企业采光设计标准》的有关规定，工程应按“绿色照明”设计；各工作场所采光设计充分利用天然采光，当天然采光不满足要求时，应辅以人工照明，且人工照明设计应力求创造良好的视觉作业环境；

2)中控室应设有正常工作照明系统，还应在适当的地方如通道、主要工作场所及楼梯口，设有在工作照明发生故障时供给值班人员继续工作和疏散用的事故照明和疏散指示标志，事故照明盘应设有交直流自动切换装置；在中央控制室内应设有直流供电的常明灯，正常情况下应急灯由220V 交流电源供电，并给应急灯内蓄电池充电，在工作照明发生故障时，使用应急灯进行供电。

12.4.2.7 防尘、防污染、防腐蚀、防毒对策措施

1)防尘

本光伏电站周边环境优越，没有明显的粉尘来源。光伏发电生产各个工艺环节或设备亦不会产生明显的大量粉尘。

2)防污染

按照规范要求，并针对可能造成周边环境和厂内空气污染的污染源，本光伏电站应采取如下防污染措施：

a)设计应选用环保型无放射性、无毒性的建筑装饰材料，要求其性能均应符合国家有关卫生标准规定；

b)厂区生活污水，应经过集中处理后才能排入下游尾水，厂内厕所污水经污水处理设备进行处理达到排放标准后，才能排入地面水体。

3)防腐蚀

光伏发电生产过程基本不涉及具有腐蚀性的液体或气体。

12.4.2.8 防电磁辐射对策措施

本光伏电站电场强度对人体的影响是可以接受的，因此电磁辐射的

影响并不突出，不需采取特殊措施。

12.4.2.9 安全标志设置

光伏电站内设计有完整的安全标志。工程所有安全标志的符号、图形、含义、补充文字、配置规范等，应符合国家电力公司《电力生产企业安全设施规范手册》的有关规定。

劳动安全卫生管理是以保证项目建成以后生产过程安全、卫生为目的的现代化、科学化的管理。其基本任务是发现、分析和消除生产过程中的危险、有害因素，制定相应的安全卫生规章制度，对企业内部实施安全卫生监督、检查，对各类人员进行安全、卫生知识的培训和教育，防止发生事故和职业病，避免、减少有关损失。

1)必须建立完善的安全卫生管理体系

应按职业安全卫生管理体系的要求，设置必要的安全卫生管理部门，配备相应的专(兼)职管理、检查、安全卫生教育、检测人员，进行安全卫生教育、检查和检测。主要负责光伏电站投产后安全卫生方面的宣传教育及监督管理工作。

2)建立安全生产责任制

企业法定代表人是企业安全生产的第一责任人，要贯彻“管生产必须管安全”、“谁主管谁负责”的原则，企业的各级领导人员和职能部门，必须在各自工作范围内，对实现安全生产负责。安全生产人人有责，有岗必有责。企业的每个职工都必须在自己岗位上认真履行各自的安全职责，实现全面安全管理全员参加的安全管理、全过程的安全管理、全方位的安全管理、全天候的安全管理。

3)健全各项安全生产管理规定、安全操作规程

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针，遵照国家和地方有关法律法规及上级有关规定，本光伏电站生产经营单位应结合本光伏电站的安全生产特点和组织机构形式，建立、健全各项安全生产管理规定、安全操作规

程,规定或制度的范围和数量涵盖光伏发电生产的各个方面,能够规范、约束和指导安全生产,使安全生产工作制度化、规范化、标准化,以保证光伏电站的正常运行和职工的人身安全与健康。

4)配备安全卫生监测、培训、教育的设备和场所

5)应急救援管理制度

为了在发生突发性重大事故时,让所有职工明确如何快速反应,如何紧急疏散,如何抢险自救,将事故损失降低到最低程度,生产经营单位应建立应急救援管理制度,应建立和完善事故应急救援预案(如爆炸、雷击、火灾等),包括:抢险队的组成、分工、职责;突发性重大事故应急步骤和方法。

6)保持设备、设施的完好状态

设备的不安全状态是诱发事故的物质基础。保持设备、设施的完好状态,是实现安全生产的前提。因此,要加强对工程枢纽水工建筑物和机电设备运行时的监视、检查、定期维护保养等管理工作。经常进行安全分析,对发生过的事故或未遂事件、故障、异常工况条件和操作失误等,应做详细记录和原因分析并提出改进措施。收集、分析国内外的有关案例,类比本企业建设项目的具体情况,加强教育,积极采取安全技术、管理等方面的有效措施,防止类似事故的发生。经常对主要设备故障处理方案进行修订,使之不断完善。

7)采取有效措施,防止人为失误

8)实施职业安全健康管理体系(OSHMS)

工程在建成投产后应建立和实施职业安全健康管理体系(OSHMS),提高光伏电站安全生产管理水平,实现电力安全生产和经济效益的可持续发展。

9)其他安全管理对策措施

a)对火灾报警装置、监测器、安全阀等应定期检验,防止失效;做好

各类监测目标、监测点的记录和分析，对不安全因素进行及时处理和整改；

b)实现清洁生产，防止跑、冒、滴、漏等现象；

c)做好防暑降温及防寒保暖工作；

d)根据国家规定制定合理的劳动休息制度；

e)按国家规定，应实行对女工的劳动保护；

f)采用安全系统工程等科学的管理方法进行安全管理，确保安全生产。

12.5 安全卫生机构设置及管理制度

12.5.1 安全卫生机构的设置

本工程应加强劳动安全与工业卫生方面的宣传教育和管理工作的，经常开展光伏电站内消防与劳动安全检查、日常检测、劳动安全教育、职业卫生以及职工正常体检等工作，保证工程运行中的劳动安全与工业卫生。

12.5.2 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指示的贯彻执行，对违章作业、违章指挥进行监察，本光伏电站应制定安全生产监督制度，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。

12.5.3 消防、防止电气误操作等管理制度

消防工作是光伏电站安全工作中的重中之重，为保证严格执行消防法规及条例，防止火灾事故的发生，光伏电站应制定详细的消防工作制度。

为有效地防止电气事故的发生，切实保障人身和设备安全，光伏电站应制定防止电气误操作的管理制度，规定操作、检修作业的程序及要求，

防误管理、防误培训等内容。

12.5.4 工业卫生与劳动保护管理规定

为保护运行人员的健康、防止人身事故的发生，光伏电站应制定工业卫生与劳动保护管理规定，以规定安全监督部对防暑降温、防尘、放射防护、职业病防治、防毒、女职工特殊保护、劳动保护用品等的监督管理。

12.5.5 工作票、操作票管理制度

工作票和操作票(以下简称“两票”)制度是《电业安全工作规程》的核心，是保证人身和设备安全的重要组织措施。为严格执行两票制度，光伏电站应结合自身情况制定详细的工作票、操作票管理制度。

12.5.6 事故调查处理与事故统计制度

本光伏电站应按照国家 493 号令《生产安全事故报告和调查处理条例》法规要求，建立事故调查、事故上报、事故统计制度，以保证能够吸取事故教训，防止同类事故的再次发生。

12.5.7 其他劳动安全、工业卫生管理制度

遵照国家和地方有关法律法规要求，光伏电站还应制定机动车辆的安全管理规定，安全工(器)具购置、检测及使用规定，安全培训制度，安全奖惩制度，现场检修安全管理规定和外包工、临时工的安全管理规定，安全生产例会制度等规章制度；使安全生产工作制度化、规范化、标准化，保障本光伏电站的正常运行和职工的人身安全与健康。

12.6 事故应急救援预案

12.6.1 制定的目的和原则

1)编制目的

重大事故应急救援预案是为了加强对突发重大事故的处理能力，根据实际情况预计未来可能发生的重大事故，所预先制定的事故应急

对策。

制定应急预案的目的是要迅速而有效地将事故损失减少至最少。应急措施能否有效地实施，在很大程度上取决于预案与实际情况的符合与否，以及准备的充分与否。

2)编制原则

编制预案时，应坚持以下原则：

a)以保护人身安全、防止人员伤害为第一目的，同时兼顾设备和环境的防护，尽量减少灾害的损失程度；

b)应急行动坚持“员工和应急救援人员的安全优先”、“防止事故扩展优先”、“保护环境优先”的原则；

c)结合本光伏电站的实际情况，针对本光伏电站可能造成本企业、本系统人员死亡或严重伤害、设备和环境受到严重污染或破坏而又具有突发性的灾害，或可能造成本企业附近区域生命财产受到巨大损失的灾害，按事故的性质、类型、影响范围与严重后果等分等级制定相应预案，其格式应适用于本光伏电站的具体情况；

d)本光伏电站不同类型的应急预案要形成统一整体，救援力量统筹安排；

e)预案应有足够的灵活性，以适应随时变化的实际紧急情况。

12.6.2 基本要求

制定事故处理预案的基本要求是：

1)具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果；

2)定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责；

3)应急期间起特殊作用的人员(例如：消防员、急救人员)的职责、权限和义务；

4)疏散程序；

5)危险物料的识别和位置及其处置的应急措施；

- 6)与外部应急机构的联系(消防部门、医院等);
- 7)与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻企业的交流;
- 8)重要记录和设备等保护(如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等)。

12.6.3 主要内容

事故应急预案的主要内容应包括:

- 1)光伏电站的基本情况:包括地理位置及周边生产经营单位的规模与现状、对外交通与运输情况;
- 2)危险目标的数量及分布图:包括危险源的确定、画出分布图并标出数量、潜在危险的评估;
- 3)指挥机构的设置和职责:包括指挥机构、指挥机构的职责、指挥人员分工;
- 4)装备及通讯网络和联络方式:必须针对危险源并根据需要,将抢险抢修、个体防护、医疗救援、通讯联络等装备器材配备齐全。平时有专人维护、保管、检验、确保器材始终处于完好状态,保证能有效使用;
- 5)信号规定:对各种通讯工具警报及事故信号,平时必须作出明确规定,报警方法、联络号码和信号使用规定要置于明显位置,使每一位值班人员熟练掌握;
- 6)应急救援专业队伍的任务和建立:包括组织救援队伍、加强救援队伍的训练和演习;
- 7)预防事故的措施:对已确定的危险源,根据其可能导致事故的途径,采取有针对性的预防措施;
- 8)事故的处置:包括制定事故处置方案和事故处理程序;
- 9)工程抢险抢修:指抢险人员根据事先拟定的方案,在做好个体防护的基础上,以最快的速度消除险情;
- 10)现场医疗救护:每个职工都应学会心肺复苏术,对受伤的人员应

在现场进行必要的处理后再送往各类医院；

11)紧急安全疏散：发生重大事故，可能对场区内、外人群安全构成威胁时，必须在指挥部统一安排下，紧急疏散与事故应急救援无关的人员；

12)社会支援等：需涉及场外力量的如事故抢险、伤员救护，防灾指挥等，也应在预案中予以考虑；

13)事故后的恢复工作。

12.6.4 光伏电站事故应急救援预案纲要

本光伏电站应制定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、大风引起的典型事故做出相应的应急救援预案(包含：火灾事故预案、电气误操作事故预案、压力容器爆破事故预案、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、交通事故预案等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。同时应根据本光伏电站的实际情况来不断地进行补充和完善。

12.7 专项工程量、投资和实施计划

12.7.1 专项工程量

对涉及劳动安全与卫生投资，如果包含在主体投资概算中，为了不重不漏，将不再重复计算，只在概算表中予以说明。对主体工程中未包括属于劳动安全与卫生的投资，按照《光伏电站工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》(2007年版)的规定进行分项计列。其主要投资已包含在主体工程概算中。本专项投资仅计列主体工程概算未含的项目。

本光伏发电工程的劳动安全与工业卫生投资详见表 13.7-1。

表 13.7-1 本光伏发电工程劳动安全与工业卫生主要工程量表

序号	设备、仪器名称	型号	数量	单位
1	噪声监测仪	HS6288(或同等性能参数)	1	台

2	便携式环境振动监测仪	HS5933(或同等性能参数)	1	
3	数字式粉尘测定仪	P5-12(或同等性能参数)	1	
4	数字式温度湿度计	N962(或同等性能参数)	1	
5	高频电磁场场强仪	RJ-2(或同等性能参数)	1	台
6	辐射仪	HD-2000(或同等性能参数)	1	
7	微波漏能仪	RCQ-1A(或同等性能参数)	1	台
8	计算机	台式	1	
9	安全标志	铝合金带字面板	200	m ²
10	安全带		20	套
11	劳动安全卫生监测室	列入主体建筑工程	20	m ²
12	劳动安全与工业卫生防灾预警紧急求援系统		1	项
13	劳动安全卫生预评价		1	
14	劳动安全卫生工程竣工验收评价	在建设单位管理费总计列	1	
15	安全健康保险	在经营费用中计列	1	项
16	职业安全健康管理体系(OSHMS)		1	

13.7.2 投资计算

12.7.2.1 计算依据

按照招标文件的要求，投资可参照中华人民共和国国家发展和改革委员会颁布的《光伏电站工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》(发改办能源[2007])。

12.7.2.2 价格水平年

价格水平年与主体工程一致，为 2023 年 1 季度。

12.7.2.3 基础单价

基础单价采用主体工程设计中相应的基础单价，对于主体工程没有的项目，根据当地实际市场价确定。

12.7.2.4 编制办法

本工程投资费用由建筑工程费、施工辅助工程费、设备及安装工程费

等四部分组成，各部分均依据有关编制方法规定及费用计算标准进行计算。

12.8 预期效果评价

本光伏发电工程地质属于稳定—基本稳定区。由于光伏组件和升压变压器采用的生产工艺、设备操作和维护均较为成熟，自动化程度高，大都是远距离控制，且生产过程中基本不会产生易燃、易爆、有毒、有害物质。设计中采取了科学全面的安全措施，如：继电保护与自动化集中控制系统、自动报警防火系统、计算机监控系统等安全自动系统的设计、施工与管理，为光伏电站安全运行打下了良好的基础。因此，总体来看，设备和人身安全方面存在的危险与有害因素较为简单和轻微，正常情况下安全性高。

12.9 建议

根据本光伏电站特点，本设计阶段已为工程设计了较为完善的工程监测系统，为保证主要建筑物在施工期和运行期的安全，建议生产经营单位建立健全监测制度，掌握有关建筑物的实际运行状况，以便及时对重点部位的安全状况作出综合评价，提前作出预防及改进措施，以防患于未然。本工程生产过程中，电气伤害事故、火灾爆炸事故的危险等级较高，是该光伏发电工程的主要劳动安全问题，在工程建成投产后应作为事故预防和劳动安全卫生管理工作的一项重要内容。本光伏电站应制定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，如火灾等典型事故做出相应的应急救援预案，以提高对突发重大事故的处理能力。建议对本光伏发电工程建设全过程建立职业安全健康管理体系(OSHMS)。并在实践中对体系进行不断修正和完善，最终实现预防和控制工伤事故、职业病及其他损失的目标。

13 节能与降耗

13.1 设计依据

- 《中华人民共和国建筑法》；
- 《中华人民共和国节能能源法》；
- 《中华人民共和国可再生能源法》；
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》；
- 《建设工程质量管理条理》(国务院令第 279 号)；
- 《建设工程勘察设计管理条理》(国务院令第 293 号)；
- 《民用建筑节能管理规定》(建设部令第 76 号)；
- 《实施工程建设强制性标准监督规定》(建设部令第 81 号)；
- 《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》[发改投资[006]2787 号]；
- 《国家发展改革委关于印发固定资产投资项目节能评估和审查指南(2006)的通知》；
- 《公共建筑节能设计标准》GB50189；
- 《绿色建筑评价标准》GB/T50378；
- 《绿色建筑技术导则》(建科[2005]199 号)；
- 《夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准》JCJ134；
- 《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》JCJ75；
- 《民用建筑节能设计标准》(采暖居住建筑部分)JCJ26-95；
- 《采暖通风与空气调节设计规范》GB50019；
- 《外墙外保温工程技术规程》JGJ144；
- 《民用建筑热工设计规范》GB50176-93；
- 《建筑照明设计标准》GB50034；
- 《建筑采光设计标准》GB/T50033；
- 《采暖居住建筑节能检验标准》JGJ132；

《民用建筑电气设计规范》JGJ16；

《空调通风系统运行管理规范》GB50365。

13.2 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

13.2.1 能源消耗种类和数量

本光伏电站施工期营地主要为施工临时建筑，临时建筑面积按人均建筑面积综合指标 $7.5\text{m}^2/\text{人}$ 进行估算，本工程施工期的平均人数为160人，高峰人数为施工人员200人。经计算，施工营地占地面积为 1600m^2 ，建筑面积为 1200m^2 ；临时办公区占地面积为 800m^2 ，建筑面积为 600m^2 。

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 $25\text{W}/\text{m}^2$ ，平均按8h/日，30日/月计算，扣除施工准备期及可能的洪水期，总建设工期为6个月。

施工期生活福利设施负荷为25kW，分年度能耗见表13.2.2-1。

表 13.2.1-1 单项工程单位能耗指标表

项目	建设期内
平均劳动力人数(人)	160
房屋使用面积(m^2)	1200
负荷指标(W/m^2)	25
耗电量(万 $\text{kW}\cdot\text{h}$)	4.32
建设期(月)	6

13.2.2 施工辅助生产系统资源消耗分析

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和安装工程；主要耗能设备主要为运输设备、安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。

施工期能耗种类及消耗量见表 13.2.3-1。

项 目	耗油量(t)			耗电量(万 kW·h)
	柴油	汽油	合计	
混凝土浇筑	3.33	0.18	3.51	1.64
钢筋制安	0.34	1.04	1.38	4.12
土石方开挖	32.46	-	32.46	-
土石方填筑	18.41	-	18.41	-
施工营地能耗	-	-	0.00	243.00
混凝土生产系统	-	-	0.00	0.15
合 计	54.55	1.21	55.76	248.91

13.2.3 施工期营地资源消耗分析

本光伏电站施工期营地主要为施工临时建筑，临时建筑面积按人均建筑面积综合指标 $7.5\text{m}^2/\text{人}$ 进行估算，本工程施工期的平均人数为160人，高峰人数为施工人员200人。经计算，施工营地占地面积为 1600m^2 ，建筑面积为 1200m^2 ；临时办公区占地面积为 800m^2 ，建筑面积为 600m^2 。

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 $25\text{W}/\text{m}^2$ ，平均按 8h/日，30 日/月计算，扣除施工准备期及可能的洪水期，总建设工期为 6 个月。

施工期生活福利设施负荷为 25kW，分年度能耗见表 13.2.2-1。

表 13.2.2-1 生活福利设施分年度能耗数量表

项目	建设期内
平均劳动力人数(人)	160
房屋使用面积(m ²)	1200
负荷指标(W/m ²)	25
耗电量(万 kW·h)	4.32
建设期(月)	6

13.2.4 施工期能耗总量

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和安装工程；主要耗能设备主要为运输设备、安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。

施工期能耗种类及消耗量见表 13.2.3-1。

表 13.2.3-1 单个子项目施工期能耗种类及耗量表

项 目	耗油量(t)			耗电量(万 kW·h)
	柴油	汽油	合计	
混凝土浇筑	3.33	0.18	3.51	1.64
钢筋制安	0.34	1.04	1.38	4.12
土石方开挖	32.46	-	32.46	-
土石方填筑	18.41	-	18.41	-
施工营地能耗	-	-	0.00	243.00
混凝土生产系统	-	-	0.00	0.15
合 计	54.55	1.21	55.76	248.91

13.3 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

本项目运行期间主要建筑及电气设备有：光伏电站动力、一次电气设备、二次电气设备、通讯设备等负荷；电气设备电能损耗主要产生在集电线路、箱式变电站、厂用变压器等。

13.3.1 用电设备的用电量

光伏电站其他用电设备，如二次设备、通讯设备及其他零星用电负荷等，长期总负荷按 20kW 计算，年用电量为 17.5 万 kW·h。

13.3.2 电气设备运行时的电能损耗

13.3.2.1 光伏逆变器

本光伏电站选用 190 台 320kW 逆变器，年满负荷运行 1029h，每年总损耗为 60 万 kW·h。

13.3.2.2 主变压器

主变压器电压等级为 220kV，额定容量为 100MVA，经计算，主变压器的总损耗为 80 万 kW·h。

13.3.2.3 箱式变电站

本期工程配置 19 台容量为 3200kVA 的箱式变电站，经计算，每台箱变年损耗为 4.2 万 kW·h，箱式变电站总损耗为 79.8 万 kW·h。

13.3.2.4 场用变压器

本工程设 1 台 35kV 接地变压器和 1 台 10kV 备用站用变压器。由于场用变压器带满负荷的情况很少，考虑一定系数估算后，站用变压器的总损耗为 3 万 kW·h/年。

13.3.2.5 光伏电站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的设备的总损耗，按上述之和的 5% 估算，约 11.14 万 kW·h。

13.3.3 升压站办公及生活等用能

在光伏电站运行期生产性建筑物的能源主要是电能。电能为光伏电

站运行期主要能源耗材。年能耗在运行期应统筹安排，与气候自然条件进行充分的协调，以节约能源为主，提高重复利用能源的管理手段，合理、节约使用电能。

运行期电厂办公，生活区的设计与光伏电站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，屋顶材料的选用都应在满足国家现行规范的前提下计算确定，使能耗在目前情况下减少到最小。

13.3.4 光伏电站运行期的能耗控制性指标

根据以上分析，本光伏电站运行期间主要厂用电指标如下：二次、通讯设备等设备年用电量 60 万 kW·h。

本基地各光伏电站运行期间主要设备损耗指标如下：箱式变压器年电能损耗为 79.8 万 kW·h，主变压器、接地变压器及光伏线路线损为 83 万 kW·h，逆变器年电能损耗为 60 万 kW·h，其他电气设备电能损耗为 11.14 万 kW·h。

上述各部分设备全年总电能损耗约为 293.94 万 kW·h。

13.4 主要节能降耗措施

13.4.1 升压站建筑、给排水系统设计

建筑节能设计依据为《民用建筑节能设计标准 JGJ26-95》及《GB50189-2005 公共建筑节能设计标准》中相应要求。

建筑总平面的布置和设计时，建筑物朝向采用南北向，并考虑避开冬季主导风向。主要建筑物的外门设门斗。

光伏电站给排水节能主要由生活给水方面实现。其主要途径是设置移动环保型卫生间，采用节水型卫生器具，减少供水量，同时也减少供水能耗。

13.4.2 主要电气设备节能降耗措施

主要电气设备选择以安全、可靠、低能耗、高效、舒适、节约资源、有益于环保为基本原则进行。在进行本光伏电站主机设备参数选择时，与多个类似工程和类似设备进行了对照比较，在选择过程中考虑了提高效率、降低能耗的要求。

13.4.2.1 光伏组件

主要选择技术成熟和先进的光伏组件。

13.4.2.2 集电线路

在布置上尽量减小集电线路的长度，减小从直流防雷配电箱到逆变升压配电室的光伏电缆的长度，以减少电能损耗。

13.4.2.3 35kV 箱式变电站

选用技术成熟和先进的箱变设备，减少谐波污染，有效降低电能损耗，提高输出电能质量。

13.4.2.4 光伏电站厂用电系统

光伏电站厂用电具有以下特点：厂用负荷相对较小，厂用变容量在光伏电站装机容量中所占的比重很小，因此应本着节能、高效、舒适、安全、有益于环保的原则，厂用电接线设计中考虑到：

a) 根据光伏电站电气主接线，以及光伏电站的运行方式和光伏电站在系统中的作用等，确定厂用电电源的引接方式及厂用变台数；

b) 根据各种厂用电负荷的容量大小、用途性质、重要程度、分布地点及运行方式等，逐一分类统计、分析，合理选择厂用变容量，提高厂用变利用率；

c) 站用变压器均采用节能、新型的干式变压器，尽量减小变压器自身损耗。

13.4.2.5 通风空调

结合光伏电站远离市区，周边环境差且“无人值班”(少人值守)的运行

方式等特点,通风与空气调节装置通过温度、湿度自动控制调节,以保证人员舒适与设备的正常运行。暖通空调设备的控制、能效比等均满足《公共建筑节能设计标准》GB50189-2005 中相应的要求。

13.4.2.6 照明系统

站内照明根据《建筑照明设计标准》GB50034-2004,照明功率密度控制在现行值以内。由于光伏电站有丰富太阳能资源,室外照明采用太阳能节能灯,室内照明以荧光灯为主。太阳能节能灯以太阳光为能源,白天充电、晚上使用,无需复杂昂贵的管线铺设,可任意调整灯具的布局,安全节能无污染,充电及开/关过程采用智能控制,光控自动开关,无需人工操作,工作稳定可靠,节省电费,免维护。外观设计采用金属、工程塑料等材料压铸而成的灯具,造型新颖、美观大方、简洁明快。灯柱经喷涂喷塑等抗腐蚀处理后,经久耐用,融观赏性、实用性与一体。

室内照明采用环保节能型照明器具和高效节能灯,比传统普通照明器具节约电费 80%以上,光源寿命比普通光源高 30 倍以上。

对不需要长期照明的场所,设置照明开关,尽量做到人走灯灭。主要照明场所(如控制室、继保室)应做到灯具交叉布置并分组控制,使得电厂人员可根据不同工作的需要调整照度。

减少配电线路的损耗是照明设计中又一项节能措施,可通过:

a)照明器选用高功率因数型,在镇流器上加补偿电容,一般可使 $\cos\varphi$ 达到 0.85 以上,线损自然地减少;

b)优化配电方式,供电距离较远的回路采用三相四线制配电,线损可以比单相供电下降 75%~80%。

13.4.2 主要施工技术 & 节能降耗措施

光伏发电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。

13.4.3 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。

13.4.4 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)成立节能管理领导小组，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。

13.4.5 运行期管理维护的节能措施建议运行期管理维护措施

光伏电站投运后，应加强设备的维护，同时还应注意以下问题：

对主要电气设备运行，定期进行巡视观察，将问题处理在事故发生前，发现问题及时处理，保证设备长期安全运行。

主要照明场所应做到灯具分组控制，根据不同工作环境的照明需要调整照度，不需要照明的时候应随时关掉电源，以达到全厂节能运行。

暖通空调系统运行节能是依靠暖通空调自控系统来保证的。为保证自控系统的正常运行，需要加强暖通空调自控系统的维护运行管理。暖通空调自控系统故障时，应采取手动调节控制的措施，以满足节能需求。

17 渔光互补方案

17.1 渔业设计

17.1.1 指导思想

全面贯彻落实党的十大精神和习近平总书记系列重要讲话精神，以“创新、协调、绿色、开放、共享”五大发展理念为引领，结合本地经济发展和生态保护需要，在科学评价水域滩涂资源禀赋和环境承载力的基础上，科学划定各类养殖功能区，合理布局水产养殖生产，稳定基本养殖水域，保障渔民合法权益，保护水域生态环境，确保有效供给安全、环境生态安全 and 产品质量安全，实现提质增效、减量增收、绿色发展、富裕渔民的发展总目标。

17.1.2 设计思路

17.1.2.1 生态发展

生态化、现代化是渔业产业绿色发展的根本着力点。项目区应立足生态优先的基本准则，宜渔则渔、宜养则养。渔业生产、光伏发电以保障项目区的水域生态环境为基本前提，渔业生产水质以“水渔平衡”(即渔业生产用水，排水水质不低于进水水质)为基本要求，光伏发电设施要保障水体基本的采光需求。

17.1.2.2 适度养殖

以项目区生态容量为红线，着重考虑项目区特色水产品的渔业生产和渔业模式创新。鱼类品种除传统花鲢、白鲢等滤食净水性鱼类外，可以考虑以光伏发电桩架为基础，开展各色创新模式，如温室、大棚等。

17.1.2.3 立体种养

因地制宜，根据水资源丰富程度不同，在高密度养殖区内，设置一定比例的水质净化区，种植水八鲜等水生蔬菜，以及芦苇、香蒲、大王莲等挺水、浮水、沉水水生植物。实现有生态缓冲、有生产净化、有生

态产品、有生态景观的总体要求。

17.1.2.4 富渔富民

项目区渔业生产产业构建要以富渔富民为基本出发点，在保障本地水生生物多样性的前提下，通过科学管理、科学布局，发展特色渔业产品、构建特色渔业模式，激励光伏企业发挥应有的社会责任，推动光伏企业、科研院所、行政主管部门、渔民的产学研联动，强化政府机构的监管职责。保障各方利益，实现富渔富民的总体要求。

17.1.3 空间布局

1) 大闸蟹养殖区

特色大闸蟹养殖区，以优质中华绒螯蟹为核心产品，实施高质、高效品牌大闸蟹养殖，丰富宝应湖大闸蟹的产品内涵和文化内涵。

2) 水生蔬菜种植区

在项目区的水质净化区，设立水生蔬菜种植区，种植以水八鲜为主要品种特色水生植物，既有美观效果又有经济价值。

3) 水质净化区

项目渔业生产用水、排水要符合《淡水池塘养殖水排放要求》(SC/T9101-2007)等文件的要求，全区渔业水质净化区面积不低于项目区的 5%。



17.1.4 渔业模式

(1) 河蟹高效生态养殖

以优质中华绒螯蟹为河蟹品种，实施“1+n”的养殖模式，构建良好的水草体系，开展沙塘鳢、青虾、南美白对虾、罗氏沼虾等特色水产品的综合立体养殖，创新大闸蟹优质品牌。



大闸蟹养殖

(2) 渔光互补温室养殖

中华鳖、乌龟充分利用光伏电站的板下空间，建设温室大棚，实现育苗、育种等技术创新，实现龟鳖全链条养殖。



渔光互补温室

17.1.5 重点工程

17.1.5.1 池塘工程

主要包括池塘清淤、塘埂护坡、塘埂合并整理、进排水管网、进排水沟渠、增氧设施、投饵设施等。



土方工程、进排水、护坡

17.1.5.2 渔光互补温室



镀锌管钢架温室

水质净化区：净化区分浅水区和深水区，其中浅水区 230 亩，平均水深 80 厘米~120 厘米，种植伊乐藻、苦草、茭白等水生植物和生物浮床移种空心菜、水芹菜，放养螺蛳。深水区 180 亩，平均水深 350 厘米~450 厘米，四周放水花生。净化区人工堆土形成转水导流堤 8 个。水槽出水口下挖 1.3 米深，20 米长的二级集污区。

17.2 渔业模式

17.2.1 养殖品种

17.2.1.1 水生动物

青鱼、草鱼、鲢鱼、鳙鱼、鳊鱼、鲫鱼等大宗淡水鱼类。



鳙鱼、团头鲂、青鱼

鲥鱼、三文鱼、加州鲈鱼、黄鳝、黄颡鱼、鳊鱼、沙塘鳢等特色鱼类。



鳊鱼、鲥鱼、沙塘鳢

珍珠蚌等特色水生动物。淡水小龙虾、澳洲红螯螯虾、青虾、河蟹等特色虾蟹类。



珍珠蚌、红螯螯虾、螺蛳

17.2.1.2 水生植物

“水八鲜”类水生植物是指茭白、莲藕、水芹、芡实、慈菇、荸荠、莼菜、菱八种蔬菜。



芡实、荷花

挺水型植物类，荷花、千屈菜、菖蒲、黄菖蒲、水葱、再力花、梭鱼草、花叶芦竹、香蒲、泽泻、旱伞草、芦苇等。浮叶性水生植物，王莲、睡莲、萍蓬草、芡实、荇菜等。

17.2.2 主要渔业模式

17.2.2.1 渔光互补温室养殖

中华鳖、乌龟充分利用光伏电站的板下空间，建设温室大棚，实现育苗、育种等技术创新，实现龟鳖全链条养殖。



龟鳖养殖



渔光互补温室

17.2.3 主要的养殖技术

17.2.3.1 青虾养殖技术

青虾(又称青河虾、河虾,学名叫日本沼虾)是优质的淡水虾类。它肉质细嫩,味道鲜美,营养丰富,是高蛋白低脂肪的水产食品。河虾广泛分布于江河、湖泊、水库和池塘中。青虾是湖南地区重要的水生经济动物,市场价格一般在 60 元/kg 以上,每年春节前后价格最高甚至超过 200 元/kg,青虾养殖具有较好的经济效益。

成品虾养殖:池塘养殖青虾,一般是指从当年 7 月中下旬或 8 月初放虾苗至春节商品虾捕捞上市为一季,俗称夏秋季;第二年 3 月初放养 2~3 厘米幼虾至 6 月中下旬捕捞上市为一季,俗称冬春季。青虾养殖池塘一般要求水源充足,水质清新,排灌方便,池水溶解氧 5 毫克/升以上, pH 值 7.0~8.5,透明度 25~40 厘米,硝酸氮(NO_3^- 、 NO_2^-)、硫化氢(H_2S)不能检出;非离子氨 ≤ 0.02 毫克/升。池塘条件。虾池为长方形,东西向,土质为壤土或黏土,池底平坦,淤泥小于 15 厘米;长宽比 3:1~4:1,池埂内坡比为 1:3~1:4,面积 3~7 亩,池可储水 1.2~1.5 米;进排水口设置 60~80 目网片做成的过滤拦网,架设水泵或增氧机一台。



青虾苗种

青虾苗放养采取一次放足的方法。夏秋季养殖，7月～8月上旬，亩均放养当年繁育的体长为1.5～2厘米的虾苗6～8万尾，虾苗放养10～15天后，亩均套养体长8-10厘米的鲢、鳙鱼种20～30尾或鲢鳙大规格鱼种10～15尾(500～750克/尾)；冬春季养殖，1月底～3月初，亩均放养体长为2～3厘米越冬虾苗1.5～2万尾。(2)放养方法。选择晴好天气(夏天应注意避免阳光直射和高温时段)放养虾苗，放养前先取池水试养虾苗，试验池水对虾苗无不利时，才可放养虾苗，且温差小于 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ，带水操作，动作要轻快，虾苗不宜在容器内堆压。

饲料投喂。(1)饲料质量。青虾养殖过程中，对投喂饲料要求新鲜、适口、无腐败变质，且以投喂全价配合颗粒饲料为佳，尤其夏秋季养殖更为重要。颗粒饲料粗蛋白32～40%，投喂饲料粒型分别为：第一阶段虾苗体长2.5厘米以内，投喂粉状或微颗粒饲料(即0号、1号饲料)；第二阶段虾苗体长2.5～4.0厘米，投喂小颗粒幼虾料(2号饲料)；第三阶段，虾苗体长4.0厘米以上，投喂成虾料(3号料)。

捕捞上市。(1)夏秋季虾捕捞。春节前开始，采用小型拖网起捕上市，翌年2月底干池捕捞，体长达4厘米以上的成虾直接上市销售，体长为2～2.5厘米的二龄幼虾，进行专塘暂养，作为冬春季青虾养殖苗种。(2)冬春季虾捕捞。春季虾4月底开始，采用定置地笼起捕分批上市，6月底干池起捕全部青虾。

17.2.3.2 水芹菜种植技术

水芹又叫水芹菜、水蕻、野芹菜，我国自古就有栽培，目前我国

已有大量作为商品蔬菜进入市场。中医药认为水芹味甘辛、性凉、入肺、胃经，有清热解毒、养精益气、清洁血液、降低血压、宣肺利湿等功效。水芹可治小便淋痛、大便出血、黄疸、风火牙痛、疔腮等病症。水芹以嫩茎及叶柄供食，质鲜嫩，清香爽口，可生拌、炒食。销售价格日益看涨。

水芹喜温暖的气候环境，适宜的生长温度为 $15\sim 25^{\circ}\text{C}$ 。怕严寒和酷暑，所以传统方式仅春秋两季栽培。水芹终年生长在浅水田中，怕干旱，灌溉水要求清洁流动。水芹要求有充足的阳光和短日照，但是过强的光照会影响产品品质，土壤要求松软、肥沃。



水芹种植

种株的培育水芹靠无性繁殖，因此栽培时需要大量种株。种株的好坏关系到产量的高低和品质的优劣。

在上年冬季选留生长健壮、分枝集中、节间较短的植株作种株，到春季栽植于留种田(也可以冬季栽植)。种株栽植前每 $1/15$ 公顷施 1500 公斤厩肥，踩入土壤沤烂作基肥，以后耙平。种株栽植行株距 20 厘米见方，每穴一株。栽后灌水，保持 3 厘米水层，到秋季时一株母株已有 10 个左右分蘖，即可供生产田栽植。每 $1/15$ 公顷秧苗田可栽植大田 $1/3$ 公顷。

催芽发根水芹秋栽于 9~10 月份进行。栽植前先将种株连根拔起，洗净后除去顶梢，捆成小把，堆积在阴凉地方催芽，堆高 70~100 厘米，根对梢，梢对根，交叉堆放，上面覆盖湿草帘。每天早晚各浇水一次，保持湿润，并及时检查，防止霉烂，约 10 天左右幼芽长出 1 厘米时就

可栽植。不经催芽直接栽植的，容易造成缺株。

整地栽植 水芹栽植田要选地势较低、土层深厚、含有机质丰富的大田。栽植前翻地时，每 1/15 公顷施 2000 公斤腐熟厩肥为基肥。栽植时先排水，只留 0.3 厘米的薄水层，株距 3~4 厘米，行距 7~10 厘米。也可以将种株截成 15~20 厘米的小段，均匀地撒入田间，不要互相重叠，每 1 亩约栽种株 1000 公斤如果是进行夏天的反季节种植，种苗需要更加多了。

栽植后约一个月，苗高 8~10 厘米时，要中耕除草，并进行匀苗，把过密的苗移栽到稀疏的地方。追肥一般要 3 次，即在活棵后、匀苗后和重栽软化后进行。追肥以氮肥为主。灌水应前期浅，后期深。苗期薄水 0.3 厘米，株高 2~3 厘米时水深 1~2 厘米，株高 15~20 厘米时水深 5~6 厘米，以后水逐渐加深，以植株露出水面 6~10 厘米为宜。当气温降至 0℃以下时，要灌水没顶，保温防寒。水要清洁，最好缓缓流动。

为了使水芹茎秆柔嫩、洁白，提高品质，栽培中常采用软化技术。深栽软化的方法为：当水芹长到 30 厘米高时，将水排干，拔起一把(约 10 株)，就地重新栽种为一穴，株行距 20~25 厘米见方。边拔边栽，重栽深度 15~20 厘米，栽后灌水至 3 厘米深。第二天排干水，促进发根。到土表出现细裂缝时再灌水，以后保持水层 10 厘米深，并随植株长高而加深水层，使水芹露出叶尖即可。如此的栽培方式，安徽人称之为水芹芽儿、芹菜芽子，

水芹收获期从 10 月底至翌年 4 月份为止。采收时将水排放到 5 厘米以下，挖起水芹，捆把上市。水芹品质柔嫩，不耐贮藏，要随采随卖。在生产安排上要分批种植，分期采收，以延长供应期。

长江流域的人们非常喜爱。尤其是春节期间，讨饭的都要想法子买几斤。2008 年春节前后，安庆市的批发价在 10——14 元一公斤。此等

栽培方式的亩产量，杂交水芹一次可以达到 1.2 万斤(指深栽软化种植的)。

无土水芹，可以四季上市。可以抢占市场的空白。而且，因为根系不接触土壤，水芹里不含重金属、除草剂残留。下面又可以养殖水产，所以，市场的竞争力是无可比拟的。