

交口县水头镇光伏发电平价上网项目

(光伏区部分)

初 步 设 计

西安特变电工电力设计有限责任公司

2020 年 2 月 西安

批 准：伍成军

审 核：桑凯 李凤宝 吴林 李倩 张晓东

校 核：何斐然 齐向宁 曾艳 陈瑞

编 制：姬斌 黄慧敏 何家欢 叶晓华 耿志豪
文红晏 孙璐 李毓哲

声 明

设计输入资料情况：

- 1、场区 1:2000 地形图，升压站 1:500 地形图；
- 2、场区用地红线；
- 3、场区地质勘查报告；
- 4、系统接入报告及批复意见；

目 录

附图目录.....

1 总的部分.....

 1.1 设计依据.....

 1.2 项目建设地点、设计阶段和范围.....

 1.3 站址概况.....

 1.4 电气设计.....

2 总图规划及交通运输.....

 2.1 光伏区总图设计.....

 2.2 光伏区道路.....

 2.3 光伏区围栏.....

 2.4 竖向及排水设计.....

 2.5 防风设计.....

3 光伏区电气部分.....

 3.1 方阵运行方式选择.....

 3.2 光伏组件选择.....

 3.3 支架倾角设计与间距设计.....

 3.4 逆变器的选择.....

 3.5 35kV 升压变压器的选择.....

 3.6 电缆集电线路设计.....

 3.7 架空线路部分.....

 3.8 光伏区防雷与接地.....

4 光伏阵列设计.....

 4.1 光伏发电方阵容量的选择.....

 4.2 串并联组合方式设计.....

 4.3 光伏组件串的排布.....

 4.4 防雷汇流箱设计.....

5 光伏区二次部分.....

 5.1 光伏场区监控系统.....

 5.2 光伏区通信.....

6 上网电量及电气设计.....

 6.1 系统效率及首年发电量估算.....

 6.2 光伏电站全寿命上网电量估算.....

7 土建部分.....

 7.1 概述.....

 7.2 工程地质.....

 7.3 光伏支架设计.....

 7.4 支架基础设计.....

 7.5 设备基础设计.....

 7.6 结构防腐.....

 7.6 地质灾害防治.....

8 采暖、通风与空调.....

9 消防部分.....

9.1 概述.....

9.2 光伏区建（构）筑物.....

9.3 电气设施消防设施.....

10 给排水部分.....

10.1 光伏板清洗给水系统.....

10.2 排水系统.....

11 环境保护与水土保持设计.....

11.1 环保设计.....

11.2 水保设计.....

12 光伏区主要设备材料清单.....

12.1 电气一次主要设备材料表.....

12.2 铁塔和基础：.....

12.3 电气二次主要设备材料表.....

12.4 土建主要设备材料表.....

附图目录

序号	图 名	图 号
1	组串接线图	D0301-01
2	2500kW 箱逆变一体机一次系统图	D0301-02
3	3125kW 箱逆变一体机一次系统图	D0301-03
4	发电单元电气主接线图	D0301-04
5	固定倾角支架图	T0201-01
6	固定倾角支架单桩基础图	T0201-02
7	桁架支架及基础示意图	T0201-03
8	柔性支架及基础示意图	T0201-04

1 总的部分

1.1 设计依据

GB50797 -2012	光伏电站设计规范
GB50229 -2019	火力发电厂与变电所设计防火规范
GB/T 50065 -2011	交流电气装置的接地
DL/T5056 -2007	变电所总布置设计技术规程
DL/T5103 -2012	35kV-110kV 无人值班变电所设计规程
GB50059 -2011	35kV-110kV 变电所设计规程
DL/T5222 -2005	导体和电器选择设计技术规定
GB50060 -2008	3-10kV 高压配电装置设计规范
GB50052 -2009	供配电系统设计规范
GB50054 -2011	低压配电设计规范
GB50116 -2013	火灾自动报警系统设计规范
GB50260 -2013	电力设施抗震设计规范
GB50084 -2017	自动喷水灭火系统设计规范
GB50058 -2014	爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范
GB/T14285 -2006	继电保护和安全自动装置技术规程
GB50009 -2012	建筑结构荷载规范
GB50010 -2010	混凝土结构设计规范
GB50007 -2011	建筑地基基础设计规范
GB50011 -2010	建筑抗震设计规范
GB50014 -2006	室外排水设计规程
DL/T5044 -2014	电力工程直流系统设计技术规程
DL/T5027 -2015	电力设备典型消防规程
DL/T5136 -2012	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
L/T5202 -2004	电能计量系统设计技术规程
GB/T 50064 -2014	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

GB-T 50703-2011

电力系统安全自动装置设计技术规定

DL/T5390 -2014

火力发电厂和变电站照明设计技术规定

(2) 政府和上级有关部门批准、核准的文件

(3) 可行性研究报告及批复文件

1.2 项目建设地点、设计阶段和范围

1.2.1 项目建设地点

拟建场址位于山西省交口县，交口县地处吕梁市最南端，呈西高东低之势。西部为基岩裸露土石山区，平均海拔 1500 米左右，东南部黄土丘陵区，区内黄土覆盖深厚，沟谷内常见有奥陶系石灰岩的出露，平均海拔 1200 米。

项目从 2020 年 01 月开始进行项目前期准备工作和设计方案,2020 年 9 月底完成本工程建设并实现并网发电。

本工程目前为初步设计阶段。光伏电站总体规划按 300MWp 规模布置。

1.2.2 设计范围及分工

该光伏电站及升压站设计范围包括：光伏厂区电气一次部分、二次部分、土建部分、给排水、消防系统。

1.3 站址概况

拟建场址位于山西省交口县，交口县地处吕梁市最南端，呈西高东低之势。西部为基岩裸露土石山区，平均海拔 1500 米左右，东南部黄土丘陵区，区内黄土覆盖深厚，沟谷内常见有奥陶系石灰岩的出露，平均海拔 1200 米。交口县处于中纬度地带，属中温带大陆性气候区。夏季受太平洋海洋性气团控制，冬季受极地大陆性气团控制，春秋二季则受两种气团的交替影响。一年之内四季分明，春季干旱多风少雨，夏季火热雨量集中，秋季相对温凉湿润，冬季寒冷干燥少雪。多年平均日照时数为 2627 小时/年。年平均气温 6.7℃，最冷月（1 月）平均为-7.7℃，极端最低气温-23℃；最热月（7 月）平均为 19℃，极端最高气温 33℃。年平均降水量 618 毫米。全年的无霜期平均为 142 天，最长为 181 天，最短为 122 天。

交口县水头镇光伏发电平价上网项目位于交口县水头镇水头镇永兴煤业、西山铝矿、部分回填区域复垦区内，海拔高度在 1350~1480 之间，本工程光伏电站围墙内占地面积约 8900 亩，规划场址 2 个，光伏系统建设容量约 300MWp。

1.4 电气设计

1.4.1 电气主接线概况

本工程本期建设规模为 300MW_p，终期建设规模为 300MW_p。

电气主接线方案：

本项目采取 2.5MW_p、3.125MW_p 两种典型基本发电单元；另外，根据地形补充了 1 个 2MW_p 发电单元和 1 个 1.6MW_p 发电单元，总共计 80 个发电单元。

2.5MW_p 发电单元共 22 个基本发电单元。每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串，每方阵约有 274 串，7124 块组件。每 14~16 串组件接入一台 16 汇 1 直流汇流箱，每 18 台汇流箱接入一台 2500kVA 箱逆变一体机后逆变升压至 35kV。

3.125MW_p 发电单元共 56 个基本发电单元。每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串，每方阵约含 352 串，9152 块组件。每 22~24 串组件接入一台直流汇流箱，每 16 台汇流箱接入一台 3125kVA 箱逆变一体机后逆变升压至 35kV。

2MW_p 发电单元共 1 个基本发电单元。每 20 块电池组件组成一个太阳能电池组串，采用组串式逆变器，本方阵含有 350 串，7000 块组件。每 9~12 个组串件接入一台 80kW_p 逆变器，每三个逆变器接入 1 台交流汇流箱，11 台汇流箱接入一台 2000kVA 箱变后升压至 35kV。

1.6MW_p 发电单元共 1 个基本发电单元。每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串，本方阵有 134 串，3484 块组件。每 14~16 串组件接入一台 16 汇 1 直流汇流箱，共 9 台汇流箱接入一台 1500kVA 逆变器，然后接入 1600kVA 箱变升压至 35kV。

每 5~8 台 35kV 箱逆变一体机高压侧并联为 1 回集电线路，光伏区共计 14 回集电线路接至新建 220kV 升压站 35kV 母线侧，汇集后统一送出。

1.4.2 系统接入方案设计

本工程终期建设规模为 300MW_p，根据接入批复意见，按以下方案设计：本工程共 80 台箱逆变一体机，每 5~8 台并联成一条集电线路，共 14 条集电线路接入 220kV 升压站 35kV 开关柜。

2 总图规划及交通运输

2.1 光伏区总图设计

光伏区总平面布置需结合自然环境、地形地貌以及工程特点等因素因地制宜布置，同时需考虑交通运输、环境保护以及节约用地等因素。

光伏组件之间布置距离充分考虑场地地形条件、前后阴影遮挡以及日后运行维护空间，在满足地形条件下合理布置光伏支架，由于本项目场地内各地块地形条件各异，同时考虑收益率最佳的原则，故本项目拟采用固定式支架（包含固定可调）护坡支架（桁架），柔性支架三种支架系统混合排布的方式。

其中固定式支架采用单排竖向 1×13 、 1×26 的布置形式，安装倾角 26° ，方位角 0° 。固定支架平地南北向桩间距 4.7m ，其排布区域主要以平坦地形为主，如排布回填区内遇地势较小起伏需做局部场平，从而满足支架间无阴影遮挡的设计要求。固定支架总计安装 23200 套，安装容量 252.87926MWp 。

护坡支架（桁架）采用竖向布置，方位角跟随护坡本身方位角，护坡角度从 25 至 40 度不等，为方便施工故护坡采用上中下 3 至 4 个钢立柱形式，护坡支架共计安装套数 1861 组，安装容量 22.61115MWp 。

柔性支架主要安装在地形起伏较大的回填边坡区域，从而充分利用土地资源，增加土地利用率。柔性支架采用 1×27 单排竖向或者横向布置，共计安装 2146 套，安装容量 25.000785MWp 。

本工程属于采煤回填区光伏项目，采用“分块发电，集中并网”的总体设计方案， 300MWp 光伏阵列分成个 2.5MWp 光伏发电单元和个 3.125 光伏发电单元，合理紧凑布置以满足光伏发电度电成本最低的要求，减少线损及电缆用量。

2.2 光伏区道路

为满足施工过程中箱变、组件、支架等的运输要求以及后期电站维护检修作业的方便，同时还需满足规范要求以及减小对原始地貌的破坏，光伏区道路走线顺应地形图等高线布置，坡度控制在 10% 以内，部分困难路段不超过 12% ，合理布置光伏区道路起到了方便施工运输、运维检修以及连通各发电子方阵的作用。

本场区内检修道路主要采用原有道路改造及新建检修道路相结合的形式,充分利用场区内原有的运输道路并对路面实施改造,在满足光伏场区检修道路的设计要求的情况下尽量减少道路工程量。本项目光伏场区内新建检修道路约 12000 米。

2.3 光伏区围栏

为保证光伏发电区的安全运行,围栏设计在不破坏原有地形地貌的前提下顺应地势随坡布置,在红线范围内依据发电方阵的轮廓线以及业主要求合理布置,起到了降低围栏工程造价的作用,同时将光伏发电区与外部因素隔离,防止家畜等随意进入,以避免外部因素对光伏发电区造成的安全隐患。本项目光伏区围栏拟采用 1.8m 高简易围栏,光伏新建区围栏总长度约为 55020 米。项目建设中需考虑场区范围的防火安全,电站及建设项目围墙内防火隔离带不下于 5m,植被高度不得超过 10cm,同时在每年 3 月至 4 月份、9 月至 11 月份清除光伏区防火隔离带及光伏区阵列内杂草,做防火隔离。

2.4 竖向及排水设计

2.4.1 竖向设计

站区竖向坡度不仅需要考虑自然地形的坡度、坡向,同时还与工艺布置和土建结构形式密切相关。过大的坡度将给工艺布置和土建结构设计带来不便,增加土建工程量。本项目从生态保护与光伏阵列与自然结合为出发点,本着工程安全经济、水土保持良好、施工简便快速的原则,采用柔性、固定式相结合的方式进行布置。

升压站建(构)筑物布置于地势相对平坦处,施工过程少量场平。站区场平应避免高挖深填,尽量不破坏原始地形地貌,尤其是覆盖层坡脚。并做好场地排水,清除自然冲沟内填塞物在汇水面较大的冲沟内加宽、加大自然排水沟截面,做到排水顺畅不堵塞。如场平过程中形成的人工边坡较高,边坡在降雨等工况下可能出现一定范围的垮塌,威胁场内构筑物的安全,因此工程构筑物在总体布置时尽量采取远离侧破局部地段的危岩及冲沟,无法避让时采取与自然边坡和阶地的阶坎、侧坡、冲沟按照现行规程、规范留足安全距离,同时在可能危及工程建(构)筑物安全处设置截水沟或设置浆砌石挡墙等防护措施处理,以保证工程建(构)筑物的安全。

2.4.2. 排水设计

为了防止强降雨而导致暴雨,山洪引起水土流失,梯田表面整治为外向内稍有倾斜($1^{\circ}\sim 2^{\circ}$)的缓坡梯田,有利于蓄水保墒,同时设置人工田坎并加固田坎侧坡。梯田周围也需

设置必要的防洪排水设施。为减少控方量,在坡地回填为水平梯田时,应采用半挖半填的施工方式自下而上进行作业,填方部分应适当夯实,并预留部分沉实量。

光伏场区处在回填台地区域时,需考虑在部分台地坡脚处设置截水导流沟,由周边坡面排出场外,避免雨水在台地内形成内涝。

光伏场区在山地范围内,需合理避让各类冲沟、陡坎,在汇水较多位置应首先采取避让处理,如无法避让需对周边设置截水导流沟。光伏排水原则主要为疏导,导流为主,避免雨水堆积汇集,从而保证光伏场区内设备设施安全。

2.5 防风设计

根据本项目地勘报告,本场区最大风速约 23m/s,支架及基础设计按照能够抵抗此风速进行设计。

3 光伏区电气部分

本项目场址 Meteonorm 数据水平面多年平均总辐射量分别为 5133.2kWh/m^2 。与参证气象站交口气象站 5132.9MJ/m^2 的年均辐射量相近，因此本阶段光伏电站年辐射量采用 Meteonorm 数据，参照 GB/T 31155-2014《太阳能资源等级总辐射》等级划分，属于全国太阳能资源 B 类地区（资源很丰富区），太阳能开发价值较好。场址夏季辐射强，冬季辐射弱；正午辐射强，早、晚辐射弱。场址稳定度 R_w 为 0.40，太阳能资源稳定度为 B 级，属于“稳定”区域。全年的直射比 R_D 为 0.565，属于 B 级，直射比高、直接辐射较多。

3.1 方阵运行方式选择

3.1.1 运行方式分类

通常电池方阵支架的类型有简单的固定支架、固定可调以及相对复杂的跟踪支架。其中，跟踪支架能精确地移动使太阳入射光线射到方阵表面上的入射角最小，相应获得的太阳入射辐射最大。跟踪支架可分为“单轴跟踪”、“斜单轴跟踪”和“双轴跟踪”等几种类型。如下图 3-1 所示。



图 3.1-1 不同光伏跟踪器示意图

固定式安装：按最佳倾斜角度将电池组件固定到地面上，前后排电池组件在规定时间内不相互遮挡为宜。

平单轴：它通过围绕位于电池方阵面上的一个轴旋转来跟踪太阳。该轴可以在任意方向，但通常取东西横向，南北横向，或平行于地轴的方向。只能进行一种跟踪，或者方位角，或者高度角。

斜单轴：它将高度角固定（一般为当地的纬度角），在一个相对垂直的轴上转动，跟踪方位角。

双轴跟踪：它通过旋转两个轴使方阵表面始终和太阳光垂直，既能跟踪方位角也能跟踪高度角。

固定可调：它通过电动或手动方式调节支架倾角，根据电站所在地，将全年划分为若干段，通过计算得出每个时间段内发电量最大的倾角，按照不同时间对电池组件倾角进行调节。根据调节次数，可分为 2 调/年，3 调/年，4 调/年等。

不同跟踪系统在不同的地方下对发电量（与固定支架相比）的影响不同。据测算和实际验证，相关数据见下表 3.1-1。

表 3.1-1 光伏系统支架形式对比表

序号	比较项目	固定式	平单轴跟踪式	斜单轴跟踪式	双轴跟踪式	固定可调
1	抗风能力、土建基础	根据当地最大风速计算极限工况来设计支架的抗风能力；	抗风能力与固定相同；实际对承载力要求比固定支架低	抗风能力与固定相同；基础要求高于平单，低于固定	抗风能力与固定相同；极限工况时基础要求与斜单相近	抗风能力与固定支架相同
2	安装要求	没有转动部件，安装精度要求低、安装相对简单	存在转动部件，安装相对于固定支架，精度要求较高、安装较复杂	存在转动部件，增加南向倾角，安装精度要求比平单稍高、安装稍复杂	双轴跟踪部件，转动部件更多，安装精度要求最高，安装最复杂	与固定支架相似，其中主梁为转动部件，但少于跟踪支架
3	技术成熟性	系统简单，应用广泛，技术成熟	技术成熟，国内应用规模约 1GWp，海外约 20GWp，	斜单技术增加安装倾角，相对于平单技术成熟性稍低	技术最复杂，国内外未用大规模应用案例	技术成熟性高
4	可靠性	简单可靠	需控制关键驱动及控制设备的品质，可靠性较固定式低	增加倾角后，支架工况稍复杂，可靠性相对于平单轴稍低	万向节易损坏和控制系统复杂，使双轴故障率远高于单轴跟踪，可靠性低	可靠性接近固定式，高于跟踪支架
5	单位 MW 占地面积	平地约 25 亩	约 30 亩，用地面积增加约 15%	40 亩，用地面积增加约 50%	50 亩，用地面积增加约 100%	约 28 亩，用地面积增加约 10%
6	单位造价	0.3~0.4 元/Wp	比固定式增加 0.3~0.4 元/Wp	比固定式增加 0.4~0.5 元/Wp	比固定式增加 0.7~1 元/Wp	比固定支架增加 0.1~0.2 元/Wp
7	发电量收益	按 100%考虑	110%~115%	115%~125%	130%~140%	103%~105%
8	25 年运维成本对比	25 年，基本免维护	25 年，相对于固定支架主要增加机械设备日常巡视、机械加油工作	25 年，相对于平单轴跟踪系统稍复杂	25 年，跟踪系统最复杂，培训难度大。	需要人工调节，每年调节四次，操作较为简单

此外，随着我国光伏电站建设的发展，土地及环保问题越来越突出，山区、鱼塘、道路、河流、大型停车场、污水处理厂、自来水厂、码头、堆场、防尘罩棚等大量场合需要提供大跨度的结构形式取代原有的密布桩形式建造光伏电站，光伏发电电价也逐步平价上网，要求造价低，采用全钢结构形式显然无法满足造价的需求。市场上逐步推出一种新型结构系统-----预应力悬索柔性支架系统，可以满足大跨度及低成本的需求。

预应力悬索光伏支架系统采用无粘结预应力技术，通过对索施加预应力使得索获得刚度，通过稳定索和四角锥，使得系统在风荷载作用下抵御风振。



图 3.1-2 预应力悬索光伏支架系统示意图

本项目含东区、西区两个地块，位于山西省吕梁市交口县水头镇永兴煤业、西山铝矿、铁金矿区部分回填区域复垦区内。地势起伏大，地形变化比较复杂，缓坡、丘陵纵横交错，地表植被较好，地形起伏大，地貌上属吕梁山区宽缓谷地。

本项目装机容量300MW，占地广阔，地形多样，综合考虑各方案的优势，对方阵运行方式进行组合设计。项目地形复杂，含部分护坡，为充分利用土地，在护坡部分采用部分桁架式的护坡固定支架，将光伏组件布置在护坡上。护坡支架（桁架）采用竖向布置，共计安装套数1861组，安装容量22.61115MW。在地形起伏较大的回填边坡区域，为充分利用土地资源，增加土地利用效率，安装方便大跨越的柔性支架，柔性支架容量为25.000785MW。其余部分安装固定支架，总计安装23200套，安装容量252.87926MW_p，其排布区域主要以平坦地形为主，如排布回填区内遇地势较小起伏需做局部场平。

3.1.2 方阵容量的优化

方阵容量大小的确定涉及诸多因素，从发电量、投资成本、环境适应性、监控、安全性、安装和运维七个方面的对比分析，结合以往设计经验及设备特点，集中式逆变器方案投资成本较低、技术成熟、市场占有率较高，适宜用于大型光伏电站；组串式逆变器方案的投资成本较高、具备多路 MPPT、跟踪效果更好，相比集中式具备发电量更高、运维更高效等优势。根据地形特点与项目规模，我们最终推荐了集中逆变方案，主要采用 2.5MW、3.125MW 的发电单元，少部分区域容量较小，无法构成 2.5MW 方阵，则依照现场情况灵活使用 2MW 或 1.6MW 方阵进行调整。

3.2 光伏组件选择

光伏发电系统通过将大量的同规格、同特性的太阳能电池组件，经过若干电池组件串联成一串以达到逆变器额定输入电压，再将这样的若干串电池板并联达到系统预定的

额定功率。这些设备数量众多,为了避免它们之间的相互遮挡,须按一定的间距进行布置,构成一个方阵,这个方阵称之为光伏发电方阵。其中由同规格、同特性的若干太阳能电池组件串联构成的一个回路是一个基本阵列单元。每个光伏发电方阵包括预定功率的电池组件、逆变器和低压配电室等组成。若干个光伏发电方阵通过电气系统的连接共同组成一座光伏电站。

(1) 太阳能电池分类

太阳能电池种类繁多,形式多样,按基体材料分类主要有以下几种:

a) 硅太阳能电池: 主要包括单晶硅 (Single Crystalline-Si) 电池、多晶硅 (Polycrystalline-Si) 电池、非晶硅 (Amorphous-Si) 电池、微晶硅 ($\mu\text{c-Si}$) 电池以及 HIT 电池等。

b) 化合物半导体太阳能电池: 主要包括单晶化合物电池如砷化镓 (GaAs) 电池、多晶化合物电池如铜铟镓硒 (CIGS) 电池、碲化镉 (CdTe) 电池等、氧化物半导体电池如 Cr_2O_3 和 Fe_2O_3 等。

c) 有机半导体太阳能电池: 其中有机半导体主要有分子晶体、电荷转移络合物、高聚物三类。

d) 薄膜太阳能电池: 主要有非晶硅薄膜电池 ($\alpha\text{-Si}$)、多晶硅薄膜电池、化合物半导体薄膜电池、纳米晶薄膜电池等。

目前市场生产和使用的太阳能光伏电池大多数是用晶体硅材料制造的,随着晶体硅太阳能电池生产能力和建设投资力度的不断增长,一些大型新建、扩建项目也陆续启动,同时薄膜太阳能电池项目的建设也不断扩大,产能也在不断上升,薄膜电池中非晶硅薄膜电池所占市场份额最大。

(2) 太阳能电池技术性能比较

受目前国内太阳能电池市场的产业现状和技术发展情况影响,市场上主流太阳能电池基本为晶硅类电池和薄膜类电池。

a) 晶体硅太阳能电池

单晶硅电池是发展最早,工艺技术也最为成熟的太阳能电池,也是大规模生产的硅基太阳能电池中,效率最高的电池,目前规模化生产的商用电池效率在 14%~20%,曾经长期占领最大的市场份额;规模化生产的商用多晶硅电池的转换效率目前在 13%~15%,略低于单晶硅电池的水平。和单晶硅电池相比,多晶硅电池虽然效率有所降低,但是生产成本也较单晶硅太阳能电池低,具有节约能源,节省硅原料的特点,易达到工艺成本和

效率的平衡。根据近年来单晶硅的生产成本降低,发电效率较多晶高,目前单晶组件在市场上的占有率已经有了较大提升。

b) 薄膜类太阳电池

薄膜类太阳电池由沉积在玻璃、不锈钢、塑料、陶瓷衬底或薄膜上的几微米或几十微米厚的半导体膜构成。在薄膜类电池中,非晶薄膜电池所占市场份额最大。其主要具有如下特点:

- ①用材少,制造工艺简单,可连续大面积自动化批量生产;
- ②制造过程消耗电力少,能量偿还时间短;
- ③ 基板种类可选择;
- ④弱光效应好,温度系数低,发电量多;

紧紧围绕提高光电转换效率和降低生产成本两大目标,世界各国均在进行各种新型太阳电池的研究开发工作。目前,晶硅类高效太阳电池和各类薄膜太阳电池是全球新型太阳电池研究开发的两大热点和重点。已进行商业化应用的单晶硅太阳电池、多晶硅太阳电池、非晶硅薄膜太阳电池、碲化镉薄膜太阳电池、铜铟镓硒薄膜太阳电池主要特性如表 3.2-1 所示。

表 3.2-1 主要商用太阳电池特性表

电池种类	晶硅类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟镓硒
商用效率	18%~24%	16%~22%	5%~9%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20.30%	12.80%	16.40%	19.50%
使用寿命	25 年	25 年	25 年	25 年	25 年
组件层厚度	厚层	厚层	薄层	薄层	薄层
规模生产	已形成	已形成	已形成	已形成	已证明可行
环境问题	中性	中性	中性	有(使用镉)	除使用镉外为中性
能量偿还时间	2~3 年	2~3 年	1~2 年	1~2 年	1~2 年
主要原材料	中	中	丰富	镉和碲化物都是稀有金属	铟是昂贵的稀有金属
生产成本	高	较高	较高	相对较低	相对较低
主要优点	效率高	效率较高	弱光效应好	弱光效应好	弱光效应好
	技术成熟	技术成熟	成本较高	成本相对较低	成本相对较低

根据上表可知,晶硅类太阳能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。非晶硅薄膜太阳能电池尽管转化效率较低、占地面积较大,但其成本亦较晶硅电池低,且在弱光条件下

性能好于晶硅类太阳能电池。因此,其在兆瓦级太阳能光伏电站的应用中具备的竞争力。

两种晶硅电池最大的差别是单晶硅的光电转化效率略高于多晶硅电池,也就是相同功率的电池组件,单晶硅电池组件的面积小于多晶硅电池组件的面积。两种电池组件的电性能、寿命等重要指标相差不大,若仅考虑技术性能,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。

非晶硅薄膜电池与晶硅电池相比,制造工艺相对简单、不需要高温过程、能源消耗少、单片面积大、组装简单、易于大规模生产等特点,其所占的市场份额组件增加。但目前相对效率较低、稳定性不佳,考虑到工程场址区的气候特点,同时由于非晶硅薄膜电池自身封装特点,其顶电极与背电极距离较近,在电池互联处容易发生电池短路情况;另外针孔及电池材料的腐蚀或损坏的区域也可能会导致短路概率更大。在技术性能上考虑,非晶硅薄膜电池有一定的优势,但产品稳定性和适应性方面目前缺点相对明显,需要更多实际工程的检验。

(3) 太阳能电池类型的确定

晶硅类电池与非晶硅类电池板相比,晶硅电池板效率高,技术成熟。本项目考虑到多晶硅电池板技术发展较快,国内外尚有较大规模应用的实例,发展前景看好,根据本工程的规模、场地条件及太阳辐射条件,经综合分析,本工程拟选用单晶硅电池组件。

(4) 太阳能电池组件规格的选择

现行光伏组件分为 1000V 系统及 1500V 系统,针对本项目,由于 1500V 系统增加了功率密度,相同容量下,逆变器的数量更少,线缆的数量也相对较少,进而节约了物料、安装成本并集约利用了土地,更加适用,因此本项目采用 1500V 光伏系统。

半片组件由于减少了内部电路和内耗,封装效率提高;组件工作温度降低,热斑几率大大降低,提高了组件的可靠性和安全性。在阴影遮挡方面,由于独特的设计,比常规组件表现出优秀的抗遮挡性能。

由于双面发电光伏组件(简称为双面组件)的正反两面都可以吸收光能并转化成电能,其优势是可以充分利用太阳光。照射在组件背面的散射或反射光,同样能激发载流子并产生额外的电能。因此,在同等使用环境下,根据系统设计、地表反射率、安装条件等方面不同因素的影响,双面组件可提高 5%~30%的发电量。

因此,由从度电成本为最优角度出发,考虑到方阵不同的运行方式与组件结合度的问题,本项目固定支架推荐采用 1500V 系统单晶双面双玻半片光伏组件,预应力悬索柔性支架、护坡支架采用 1500V 系统单晶单面半片光伏组件。从保证组件的供货、收

益率和体现光伏组件技术先进性相结合角度出发, 推荐采用 166mm^2 的大电池片光伏组件。国内主流厂商生产的 144 半片 166mm^2 大电池片单晶太阳能组件应用于大型并网光伏发电系统的, 其规格大多数为 425-455Wp。综合考虑组件效率、技术成熟性、市场占有率, 以及采购订货时的可选择余地, 本工程建议选用 440/445Wp 的电池组件。

设计容量:

本项目方阵系统方案 300MWp 光伏电站总容量, 其中 252.88MW 采用单晶双面半片 440/445Wp 组件, 22.61MW 柔性支架部分和 25MW 护坡固定支架选用单晶单面半片 450/455Wp 组件。组件参数如下表所示:

表 3.2-2 组件主要参数表

项目	单位	单晶单面半片	单晶双面半片
峰值功率(Wp)	Wp	445	445
开路电压(Voc)	V	50.40	50.60
短路电流(Isc)	A	11.26	12.28
工作电压(Vmp)	V	41.96	42.03
工作电流(Imp)	A	10.61	11.56
安装尺寸	mm	2094×1038×35	2094×1038×35
重量	Kg	23.5	28

3.3 支架倾角设计与间距设计

3.3.1 支架倾角设计

本项目场址 Meteonorm 数据水平面多年平均总辐射量分别为 5133.2kWh/m^2 。与参证气象站交口气象站 5132.9MJ/m^2 的年均辐射量相近, 因此本阶段光伏电站年辐射量采用 Meteonorm 数据, 参照 GB/T 31155-2014《太阳能资源等级总辐射》等级划分, 属于全国太阳能资源 B 类地区(资源很丰富区), 太阳能开发价值较好。场址夏季辐射强, 冬季辐射弱; 正午辐射强, 早、晚辐射弱。场址稳定度 R_w 为 0.40, 太阳能资源稳定度为 B 级, 属于“稳定”区域。全年的直射比 R_D 为 0.565, 属于 B 级, 直射比高、直接辐射较多。

本工程有三种支架形式, 其中护坡固定支架平铺在护坡上, 角度取 35° 方位角为 15° 。柔性支架安装倾角与区域地势相关性大, 现阶段取 25° 倾角进行计算, 现对固定式支架进行倾角设计。

本项目结合当地气象资料并利用目前全球光伏行业领先的设计软件 PVsyst6.8.3 进行系统设计, 结合项目地气象站资料及 Metonorm7.2 计算最佳支架倾角, 通过倾角的调整, 选择系统倾斜面辐照量最大的情况则该倾角为辐照量最佳倾角, 本项目为 38° 。

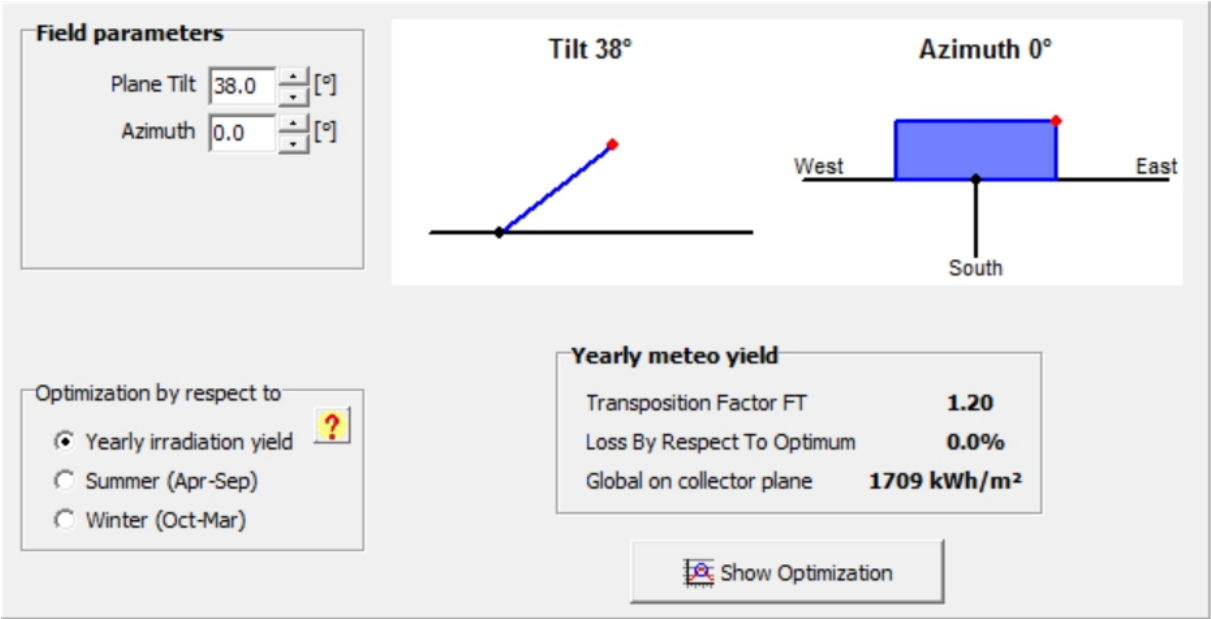


图 3.3-1 Metonorm7.2 气象数据项目场址光资源

考虑到实际运行中的阴影遮挡问题，对倾角进行优化调整，通过 PVsyst6.8.3 进行建模仿真模拟，在倾角 26° 时固定式支架的上网电量最高，因此本项目固定式支架倾角选择为 26°。

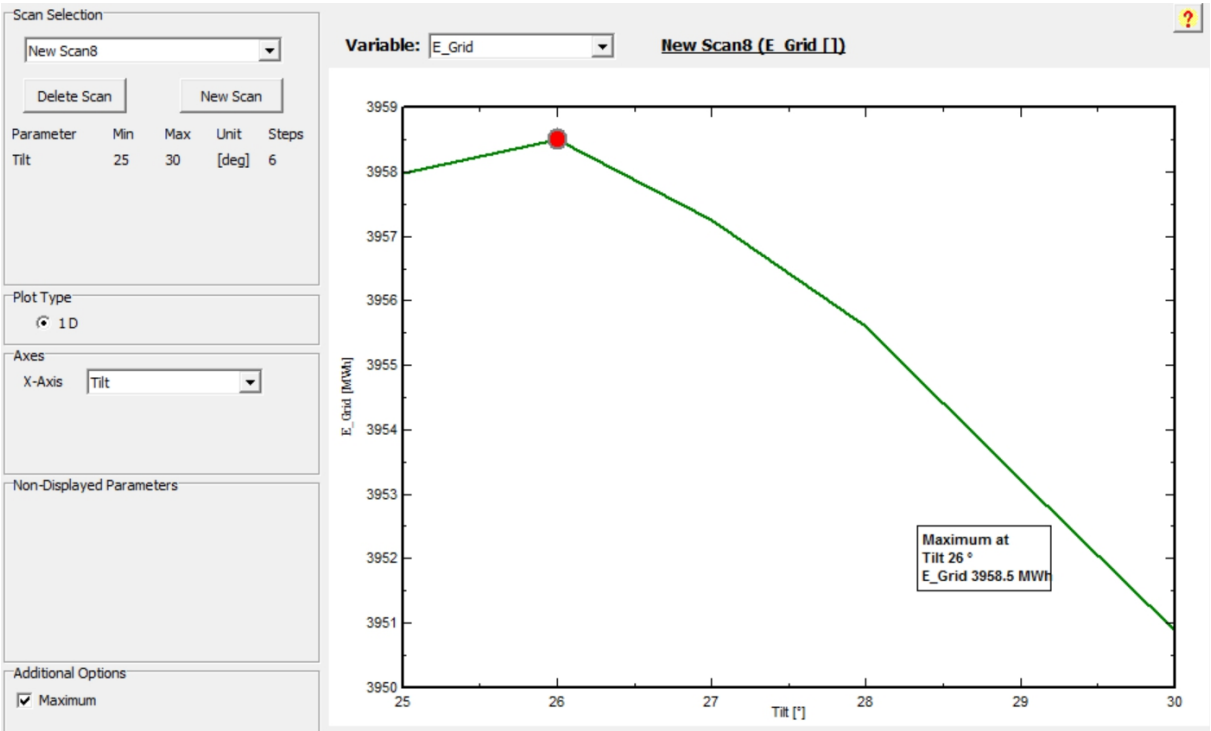


图 3.3-2 上网电量最佳倾角

3.3.2 支架间距的计算

本项目场址为东经 111°15'36"，北纬 36°57'36"，海拔 1350m。

固定倾角支架方案每个基本单元按 1 排×26 列、1 排×13 列紧邻布置，每两个基本支架单元组成 1 组并联支路。

固定式支架电池组件面向正南方向布置，为减少电池组件串、并联所用的直流电缆量，将汇流箱布置于每个方阵的检修通道及道路，箱逆变一体机尽量布置在光伏组串式逆变器方阵中部。

为防止前排方阵遮挡后排方阵，影响后排方阵的发电，进行电池组件间距计算。

计算原则为保证在冬至日的午前 9 时至午后 3 时期间前后排支架阵列不造成遮挡。固定支架采取最大辐照量倾角 38° 进行计算，前排与后排的间隔距离用下面的计算公式：

$$D = \frac{\cos \beta \times H}{\tan [\arcsin (0.648 \cos \phi - 0.399 \sin \phi)]}$$

各参数意义如下：

Φ —电站纬度

β —太阳方位角

n —一年中的天数

δ —赤纬角

w —太阳时角

h —太阳高度角

H —电池组件最大高度（包含支墩）

D —电池组件前后间距

N —日照时间

计算可得 $D=5.06\text{m}$ ，由于用地限制，优化间距为 4.7m 。考虑到实际运行中的阴影遮挡问题，依据此间距对组件倾角进行优化，上网电量最佳的倾角为 26° （见图 3.2）。

预应力悬索柔性支架设计倾角为 25° ，计算可得 $D=4.1\text{m}$ 。由于预应力悬索柔性支架所在区域地势复杂多变，组件实际安装倾角会随地势出现变化，区域间距按照实际间距进行调整。

护坡固定支架平铺在护坡上，不设间距。

本着节约土地，增加可利用面积，以及地形条件和施工等诸多条件，考虑到每组支架单元檩条会伸出 10cm 到 15cm ，以及随坡就势等因素，本工程我们固定式支架东西向间距均取为 50cm 。

本项目涉及山地区域，在总图设计以及施工过程中，必须尽可能控制间距及高差，

减少阴影遮挡造成的发电量的损失。

3.4 逆变器的选择

3.4.1 主要技术要求

作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备，其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。结合《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的及其它相关规范的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

(1) 单台容量大

对于大中型并网光伏电站工程，一般选用大容量集中型并网逆变器。目前市场的大容量集中型逆变器额定输出功率在1000kW~3125kW之间，通常单台逆变器容量越大，单位造价相对越低，转换效率也越高。从初期投资、工程运行及维护方面考虑，若选用单台容量小的逆变器，则逆变器数量较多，初期投资相对较高，系统损耗大，并且后期的维护工作量也大；在大中型并网光伏电站工程中，应尽量选用单台容量大的并网逆变器，可在一定程度上降低投资，并提高系统可靠性；但单台逆变器容量过大，则故障时对发电系统出力影响较大。因此，在实际选型时，应全面综合考虑。

(2) 转换效率高

逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的转换效率越高，系统总发电量损失越小，系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时，应选择效率高的逆变器。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率，欧洲效率是对不同功率点效率的加权，这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

(3) 直流输入电压范围宽

光伏组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压范围宽，可以将日出前和日落后太阳辐照度较小的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。如在落日余晖下，辐照度小光伏组件温度较高时光伏组件工作电压较低，如果直流输入电压范围下限低，便可以增加这段时间的发电量。

(4) 最大功率点跟踪

光伏组件的输出功率随时变化，因此逆变器的输入终端电阻应能自适应于光伏发电系统的实际运行特性，随时准确跟踪最大功率点，保证光伏发电系统的高效运行。

(5) 输出电流谐波与功率因数

光伏电站接入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满足《电能质量公用电网谐波》GB/T 14549-1993 的规定，光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。要求谐波含量低于3%，逆变器功率因数接近于1。

(6) 具有低电压穿越能力

《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压穿越能力，具体要求如下：

- a) 光伏电站必须具有在并网点电压跌至20%额定电压时能够维持并网运行1s；
- b) 光伏发电并网点电压在发生跌落后3s内能够恢复到额定电压的90%时，光伏电站必须保持并网运行；
- c) 光伏电站并网点电压不低于额定电压的90%时，光伏电站必须不间断并网运行。

(7) 系统频率异常响应

《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站在表3.4-1 所示电网频率偏离下运行。

表3.4-1 大型和中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

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

(8) 可靠性和可恢复性

逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力、瞬时过载能力，如在一定程度过电压情况下，光伏发电系统应正常运行；过负荷情况下，逆变器需自动向光伏组件特性曲线中的开路电压方向调整运行点，限定输入功率在给定范围内；故障情况下，逆变器必须自动从主网解列。

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网，且在系

统电压频率恢复正常后，逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

(9) 具有保护功能

根据电网对光伏电站运行方式的要求，逆变器应具有交流过压、欠压保护，超频、欠频保护，防孤岛保护，短路保护，交流及直流的过流保护，过载保护，反极性保护，高温保护等保护功能。

(10) 监控和数据采集

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

3.4.2 MPPT 范围

对于太阳能方阵系统单元来说，MPPT 的精度、宽范围意味着更多的发电量，宽范围 MPPT 并网逆变器，这样选择该逆变器可以使光伏系统在更多的时间段、电压范围内均能获得该时刻的最大功率，系统整体效率必将得到提高。

3.4.3 逆变器特点

并网逆变器的效率不低于 98%，并网逆变器具有一定的过载能力并具备可靠的最大输出电流限制功能，在 110% 的负载电流情况下，并网逆变器可连续可靠的正常工作，在 120% 的负载电流情况下，光伏电站连续可靠工作时间不小于 2 小时；具有低电压穿越和孤岛保护的功能；具有 RS485 通讯接口，并开放通讯协议，配合监控系统能将逆变器上述参数及故障型号传至远方控制室，能保证实现监控系统可以远方控制逆变器启停，具有远方调整逆变器功率的功能。

3.4.4 逆变器的选型

根据前述选型原则，结合场址区域实际气候、海拔等特性，并考虑本工程所选的光伏组件与逆变器的匹配性，尽量降低投资的提前下，经对比分析目前市场主流逆变器分为集中式逆变器、微型逆变器及组串式逆变器。逆变器方案对比：

集中式逆变器：设备功率在 1000kW 到 3125kW 之间，功率器件采用大电流 IGBT，系统拓扑结构采用 DC-AC 一级电力电子器件变换全桥逆变，工频隔离变压器的方式，防护等级一般为 IP20。体积较大，室内立式安装。

组串式逆变器：功率小于 200kW，功率开关管采用小电流的 MOSFET，拓扑结构采用 DC-DC-BOOST 升压和 DC-AC 全桥逆变两级电力电子器件变换，防护等级一般为 IP65。体积较小，可室外臂挂式安装。

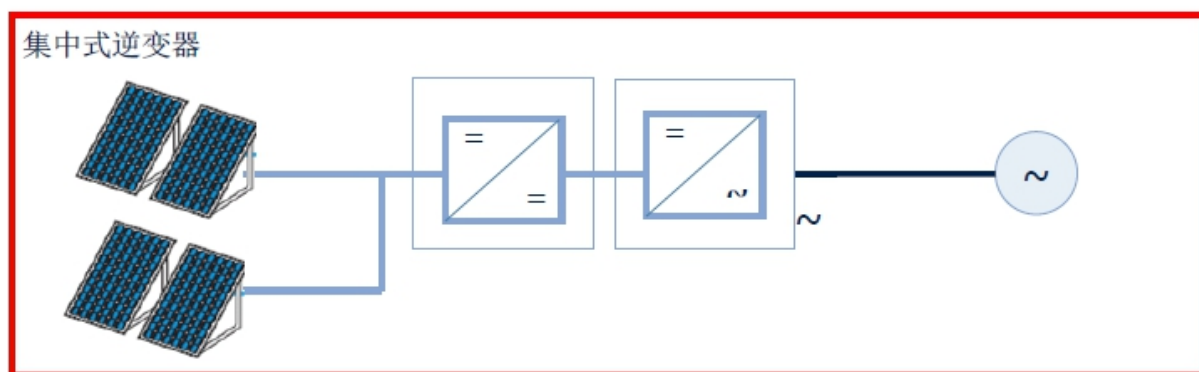
系统主要器件对比:

集中式逆变器: 光伏组件, 直流电缆, 汇流箱, 直流电缆, 直流汇流配电, 直流电缆, 逆变器, 隔离变压器, 交流配电, 电网。

组串式逆变器: 组件, 直流电缆, 逆变器, 交流配电, 电网。

主要优缺点和适应场合:

1、集中式逆变器一般用于日照均匀的大型厂房, 荒漠电站, 地面电站等大型发电系统中, 系统总功率大, 一般是兆瓦级以上。



主要优势有:

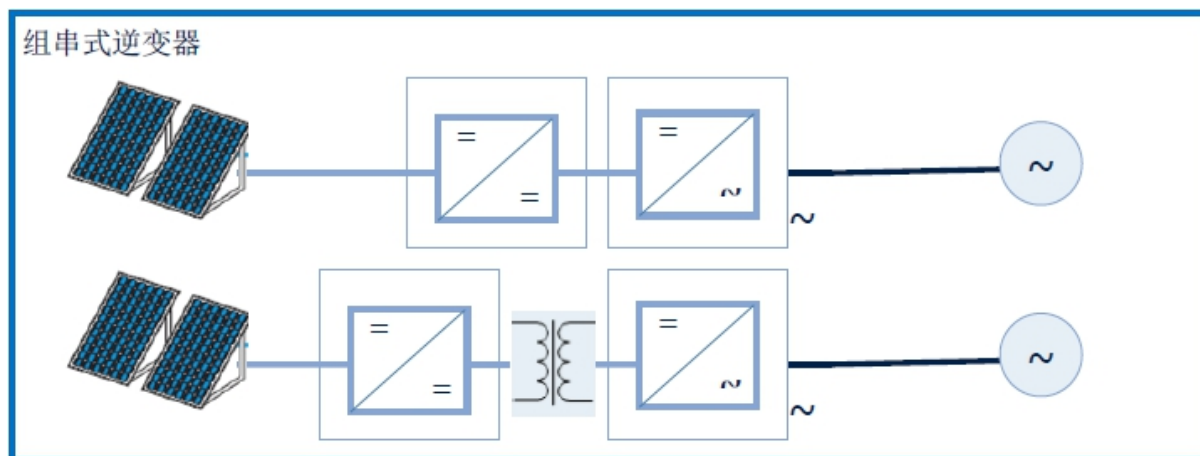
- (1) 逆变器数量少, 便于管理;
- (2) 逆变器元器件数量少, 可靠性高;
- (3) 谐波含量少, 直流分量少电能质量高;
- (4) 逆变器集成度高, 功率密度大, 成本低;
- (5) 逆变器各种保护功能齐全, 电站安全性高;
- (6) 有功率因素调节功能和低电压穿越功能, 电网调节性好。

主要缺点有:

- (1) 直流汇流箱故障率较高, 影响整个系统。
- (2) 集中式逆变器 MPPT 电压范围较窄, , 组件配置不灵活。在阴雨天, 雾气多的部区, 发电时间短。
- (3) 逆变器机房安装部署困难、需要专用的机房和设备。
- (4) 逆变器自身耗电以及机房通风散热耗电, 系统维护相对复杂。
- (5) 集中式并网逆变系统中, 组件方阵经过两次汇流到达逆变器, 逆变器最大功率跟踪功能 (MPPT) 不能监控到每一路组件的运行情况, 因此不可能使每一路组件都处于最佳工作点, 当有一块组件发生故障或者被阴影遮挡, 会影响整个系统的发电效率。

(6) 集中式并网逆变系统中无冗余能力,如有发生故障停机,整个系统将停止发电。

2、组串式逆变器适用于中小型屋顶光伏发电系统,小型地面电站。



主要优势有:

(1) 组串式逆变器采用模块化设计,每个光伏串对应一个逆变器,直流端具有最大功率跟踪功能,交流端并联并网,其优点是不受组串间模块差异,和阴影遮挡的影响,同时减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配的情况,最大程度增加了发电量。

(2) 组串式逆变器 MPPT 电压范围宽,组件配置更为灵活。在阴雨天,雾气多的地区,发电时间长。

(3) 组串式并网逆变器的体积小、重量轻,搬运和安装都非常方便,不需要专业工具和设备,也不需要专门的配电室,在各种应用中都能够简化施工、减少占地,直流线路连接也不需要直流汇流箱和直流配电柜等。组串式还具有自耗电低、故障影响小、更换维护方便等优势。

主要缺点有:

(1) 电子元器件较多,功率器件和信号电路在同一块板上,设计和制造的难度大,可靠性稍差。

(2) 功率器件电气间隙小,不适合高海拔地区。户外型安装,风吹日晒很容易导致外壳和散热片老化。

(3) 不带隔离变压器设计,电气安全性稍差,不适合薄膜组件负极接地系统,直流分量较大,对电网影响大。

(4) 多个逆变器并联时,总谐波高,单台逆变器 THDI 可以控制到 2%以上,但如果超过 40 台逆变器并联时,总谐波会迭加。而且较难抑制。

本项目为从发电量、投资成本、环境适应性、监控、安全性、安装和运维七个方面来看，集中式逆变器方案投资成本较低、技术成熟、市场占有率较高；组串式逆变器方案的投资成本较高、具备多路MPPT、跟踪效果更好，相比集中式具备发电量更高、环境实用性更好、监控更方便等优势。拟建场地为矿山露采回填区，地表植被较好，地形起伏大，地貌上属吕梁山区宽缓谷地。项目运输便捷，规模较大，根据上述分析，最终我们选用了集中式方案作为推荐方案。

随着逆变器容量的增大，其分摊到每一瓦的费用明显降低。所以，从经济性上考虑，光伏逆变器的容量尽可能的大有利于初期投资的减少。国内近几年建设的大型光伏电站采用的逆变器均以 2500kW、3125kW 容量的为主，实践证明其具有较高的可靠性。因此本项目选用 2500kW 及 3125kW 的集中式逆变器。鉴于将集中式逆变器与箱变结合的箱逆变一体机更为经济，设备安装也更为便捷，本项目选用 2500kVA 箱逆变一体机。此外由于本项目可用地块面积大小不一，且较为分散，存在部分区域容量不足情况，因此考虑部分 1250kW 及 1000kW 的集中式逆变器作为补充。

2500kVA 箱逆变一体机每个逆变器单元内部采用 2 台 1250kW 逆变器，两台逆变器与一台 2500kVA 双绕组变压器结合为箱逆变一体机。逆变器出口侧直接与变压器低压侧采用铜排进行连接。变压器高压侧采用负荷开关加熔断器组合装置，负荷开关额定电流 630A，高压熔断器额定电流选用 75A。逆变器交流侧采用低压浪涌保护器，变压器高压侧采用氧化锌避雷器作为防雷保护，有效防止电缆线路入侵的雷电流。逆变升压一体化装置内部集成了通讯单元、消防报警。通风散热设施等，设备主要参数如下表：

表 5.2-5 2500kW 箱逆变一体机技术参数表

项目	参数
使用地海拔	4000m 以下
MPP 电压范围	900 V - 1300 V
最大直流电压 (UDC)	1500 V
最大输入电流 (Max)	16*400A/20*250A
MPPT 数量	2 路
额定交流功率	2500kW
最大输出交流功率	2750kW
电流谐波 THD	< 3 %
额定输出电压	37±2×2.5%
允许电网频率 (fAC)	48~52Hz
功率因数 (cosφ)	0.8 超前—0.8 滞后
通信	RS485、以太网

最大效率	99%
中国效率	98.51%
防护等级	IP65
温度	-35℃~ +60℃
相对湿度（无冷凝）	0~100%

3125kVA 箱逆变一体机每个逆变器单元内部采用 2 台 1560kW 逆变器，两台逆变器与一台 3125kVA 双绕组变压器结合为箱逆变一体机。逆变器出口侧直接与变压器低压侧采用铜排进行连接。变压器高压侧采用负荷开关加熔断器组合装置，负荷开关额定电流 630A，高压熔断器额定电流选用 80A。逆变器交流侧采用低压浪涌保护器，变压器高压侧采用氧化锌避雷器作为防雷保护，有效防止电缆线路入侵的雷电流。逆变升压一体化装置内部集成了通讯单元、消防报警。通风散热设施等，设备主要参数如下表：

表 5.2-5 3125kW 箱逆变一体机技术参数表

项目	参数
使用地海拔	4000m 以下
MPP 电压范围	875 V - 1300 V
最大直流电压（UDC）	1500 V
最大输入电流（Max）	4178A
MPPT 数量	1 路
额定交流功率	3125kW
最大输出交流功率	3593kW
电流谐波 THD	< 3 %
额定输出电压	37±2×2.5%
允许电网频率（fAC）	48~52Hz
功率因数（cosφ）	0.8 超前—0.8 滞后
通信	RS485、以太网
最大效率	99%
中国效率	98.49%
防护等级	IP65
温度	-35℃~ +60℃
相对湿度（无冷凝）	0~100%

3.5 35kV 升压变压器的选择

本项目选用箱逆变一体机，目前结合光伏电站大量设计及使用情况，其中 35kV 升压箱变分为干式箱变及油浸式两大类，考虑油浸式箱变具有以下特点：

a、油浸式变压器低压绕组除小容量采用铜导线以外，一般都采用铜箔绕抽的圆筒

式结构；高压绕组采用多层圆筒式结构，使之绕组的安匝分布平衡，漏磁小，机械强度高，抗短路能力强。

b、铁心和绕组各自采用了紧固措施，器身高、低压引线等紧固部分都带自锁防松螺母，采用了不吊心结构，能承受运输的颠簸。

c、线圈和铁心采用真空干燥，变压器油采用真空滤油和注油的工艺，使变压器内部的潮气降至最低。

d、油箱采用波纹片，它具有呼吸功能来补偿因温度变化而引起油的体积变化，所以该产品没有储油柜，显然降低了变压器的高度。

e、由于波纹片取代了储油柜，使变压器油与外界隔离，这样就有效地防止了氧气、水份的进入而导致绝缘性能的下降。

f、根据以上五点性能，保证了油浸式变压器在正常运行内不需要换油，大大降低了变压器的维护成本，同时延长了变压器的使用寿命。

同时本项目装机容量较大，共需要 22 台 2500kVA、56 台 3125kVA 箱逆变一体机，故工程选用具有运行灵活、操作方便、免维修、价格性能比较优越等优点的美式油浸双绕组升压变压器。升压变压器采用双绕组，电压等级分别为 37/0.63kV。箱逆变一体机安装位置靠近道路。

每个 2.5MW 或 3.125MW 太阳能发电单元设一台升压变压器，升压变压器采用 35kV 三相双绕组，无励磁调压油浸式电力变压器额定容量为 2500、3125kVA。联接组别为 D,yn11, $U_d=6.5\%$ 。其电压组合为 $37\pm 2\times 2.5\%/0.63\text{kV}$ 。箱变低压侧配置断路器，短路水平按 50kA 选择，箱变高压侧配置负荷开关及熔断器，短路水平按 31.5kA 选择。箱变高低压侧短路电流计算如下所示：

基准值计算： $S_j = 100\text{MVA}$

$$220\text{kV}: U_j = 1.05U_e = 230\text{kV} \quad I_j = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_j} = 0.25\text{kA}$$

$$35\text{kV}: U_j = 1.05U_e = 37\text{kV} \quad I_j = \frac{S_j}{\sqrt{3} \times U_j} = 1.56\text{kA}$$

$$0.63\text{kV}: U_j = 1.05U_e = 0.6615\text{kV} \quad I_j = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_j} = 87.28\text{kA}$$

接入系统报告提供，本站 220kV 母线短路电流为 12.12kA。

$$\text{系统侧电抗标么值为 } X_1 = \frac{S_j}{S_B} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 230 \times 12.12} = 0.021$$

35kV 箱变高压侧短路电流计算如下：

升压站 2 台 150MVA 主变，分列运行，阻抗电压百分比为 12.5，则主变阻抗标么值为：

$$X_T = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot \frac{S_j}{S_e} = 0.083$$

升压站至最近箱式变压器距离为 1km，使用的电缆型号为 YJLHY23-26/35-3×300 三芯铝电缆，单位长度电抗为 $0.14 \Omega / \text{km}^2$ 。 $X_2 = X \times \frac{S_j}{U_j^2} = 0.0112$ 。则系统折算至箱变

35kV 侧阻抗标么值为： $X_* = X_1 + X_T + X_2 = 0.115$

$$\text{35kV 侧电流标么值为：} I_* = \frac{1}{X_*} = 8.7$$

35kV 侧电流有名值为： $I = I_* \times I_j = 13.6 \text{ kA}$ 。则箱变高压侧三相短路电流为 13.6kA。

35kV 箱变低压侧短路电流计算如下：

$$\text{箱变阻抗标么值为：} X_{T2} = \frac{U_k(\%)}{100} \cdot \frac{S_j}{S_e} = 2.6$$

$$X_{*2} = X_1 + X_T + X_2 + X_{T2} = 2.715, \text{ 箱变低压侧短路电流标么值为：} I_{*2} = \frac{1}{X_{*2}} = 0.37$$

则箱变低压侧三相短路电流为： $I_2 = I_{*2} \times I_j = 32.3 \text{ kA}$ 。

3.6 电缆集电线路设计

太阳能电站光伏阵列单元由太阳能电池板、阵列单元支架组成。阵列单元按平板固定倾角式方案进行经济技术分析，以优化阵列单元间布置间距、降低大风影响、减少占地面积、提高发电量为布置原则。

1) 电缆选择及敷设

光伏系统电缆采用 C 级阻燃型电缆；

本项目直流侧为 1500V 系统，组件出线选用 1500V 4mm² 光伏专用电缆。光伏专用电缆在支架上沿檩条敷设，同排跨支架采用穿管敷设，不同排间直埋敷设。

汇流箱出线电缆及箱变出线电缆均采用 C 级阻燃型电缆。鉴于本项目电缆大部分需

要地埋，对抗压抗拉需求较高，采用钢带铠装交联聚乙烯绝缘电缆。

电缆导体可以选择铜导体、铝导体和铝合金导体。铝合金电缆虽未提高纯铝电缆的导电性，但其弯曲、抗压蠕变和耐腐蚀等物理、机械性能有较大提高。相比较铜电缆，铝合金电缆在重量、价格以及工程安装等方面具备一定优势；而铜电缆在载流量、电压降和可靠性方面依然具有较大优势。采用铝合金电缆需要使用专用的铝合金电缆接头，对电气设备连接端子为铜端子时需解决好铜铝过渡问题，防止接头出现电化学腐蚀，并增强安装工艺质量的监督和运维工作。

综合考虑各方面因素，本项目采用铝合金电缆。每 5~8 台 35kV 箱逆变一体机高压侧并联为 1 回集电线路，光伏区共计 14 回集电线路接至新建 220kV 升压站 35kV 母线侧。

考虑载流量及电缆压降、热稳定校验后，本阶段汇流箱至逆变器出线选用 ZC-YJLHY23-1500V- $2 \times 120\text{mm}^2/150\text{mm}^2/185\text{mm}^2/240\text{mm}^2/300\text{mm}^2$ 。箱变出线 35kV 电缆选用主要采 ZC-YJLHY23-26/35kV- $3 \times 95\text{mm}^2/150\text{mm}^2/300\text{mm}^2/400\text{mm}^2/500\text{mm}^2$ 。

电缆敷设采用直埋敷设为主，桥架敷设辅助的方案。本项目地最大冻土层为 1.09m，电缆直埋时应敷设在冻土层以下，并符合其他直埋敷设及桥架安装的技术规程规范要求。

3.7 架空线路部分

3.7.1 总述

3.7.1.1 设计规模和设计范围

3.7.1.1.1 建设规模

交口县水头镇光伏发电平价上网项目规划总装机容量为 300MWp，由 56 个 2.5MWp、22 个 3.125MWp 的方阵；另外，根据地形补充了 1 个 2MWp 发电单元和 1 个 1.6MWp 发电单元，总共 80 个发电单元组成。光伏区东区和西区两个地块之间存在山谷沟壑，且跨越道路，不利于电缆敷设，故此路段采用架空线路敷设。

根据 35kV 线路输送能力、地形特点、升压站位置和进出线情况等因素，共设 1 条双回 35kV 架空线路，每回线路输送容量约 25MW。

本工程新建 1 条双回 35kV 线路，线路长度约为 2 公里，导线采用 LGJ-240/30。新建 35kV 电缆线路 860 米，电缆采用 ZC-YJLHY23-26/35kV-3×500mm² 三芯铝电缆；

本工程随 1 条双回 35kV 架空线路分别架设 1 根 48 芯 OPGW-50 光缆，线路总长 2 公里。

3.7.1.1.2 设计范围

本工程的设计范围：

(1) 35kV 架空线路包括光伏区架空线以及终端塔送至升压站的电缆线路，不包含外送线路

(2) 对邻近通信线路场内设施的影响及防护设计；

3.7.1.2 设计依据的主要规程、规范

- (1) 《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）；
- (2) 《3~220kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）；
- (3) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（GB/T50064-2014）；
- (4) 《电力工程电缆设计规范》（GB50217-2018）；
- (5) 《交流无间隙金属氧化物避雷器》（GB22032-2010）；
- (6) 《交流电气装置的接地设计规范》（GB/50065-2011）；
- (7) 《输电线路铁塔制造技术条件》（GB/T2694-2010）；
- (8) 《架空输电线路杆塔结构设计技术规定》（DL/T 5154-2012）；
- (9) 《架空送电线路杆塔结构设计技术规定》（DL/T5154-2012）；

(10) 《电力工程地下金属构筑物防腐技术》(DL/T5394-2007)；

(11) 《电力系统污区分级与外绝缘选择标准》(Q/GDW152-2006)；

3.7.1.3 主要技术经济特性

3.7.1.3.1 光伏区集电线路

线路为双回 35kV 架空线路，全长约为 2km，平均档距按 250 米考虑，为双回路铁塔。

3.7.1.3.2 地形地貌

交口县位于山西省西部的吕梁山脉中段，地处吕梁市最南端。是太原盆地沟通晋西南地区的重要通道。介于北纬 36° 43'至 37° 12'和东经 111° 03'至 111° 34'之间，东与孝义、灵石接壤，南与汾西、隰县相连，西与石楼县相靠，北与中阳县为邻。东西最长距离 46 公里，南北最长距离 53 公里。交口县地处吕梁复背斜的核部及其东翼，呈西高东低之势。西部为基岩裸露土石山区，平均海拔 1500 米左右，其中较为突出的高大山峰有高庙山、棋盘山、人参圪塔、黄崖山等。黄云洞，海拔 2954 米，是交口县的最高点。东南部黄土丘陵区，区内黄土覆盖深厚，沟谷内常见有奥陶系石灰岩的出露。平均海拔 1200 米，与灵石县界处的官桑园村前的双池河河床海拔高程为 830 米，是交口县的最低点。

场地及周围未发现大的区域性断裂构造，工程地质条件稳定，是良好的建筑物拟建场地。

3.7.2 线路路径

3.7.2.1 线路路径方案

3.7.2.1.1 选择路径原则

送电线路的路径选择是线路设计重要内容之一，其好与坏，合理与否直接关系到技术经济指标，影响到建设资金，关系到工程质量、施工方便、运行安全等综合效益。因此必须从建设单位利益出发，把路径选择放在工程设计的首位，对路径进行多方案的优化选择。综合考虑施工、运行、交通条件和线路长度等因素，进行方案比较，做到安全可靠，经济合理。

3.7.2.1.2 路径优化原则

针对本工程线路的具体特点，制定了以下路径优化工作原则：

(1) 在路径优化过程中，应贯穿以人为本和环境保护意识，综合考虑经济效益、社会效益和环境效益；

(2) 本线路尽可能减少路径长度，同时尽量靠近乡村公路，改善线路交通条件，为方便施工、运行创造条件；

(3) 综合考虑施工、运行、地质、地形、交通条件和线路长度等要素，进行方案比较，做到安全可靠、经济合理；

(4) 针对本工程跨越电力线的现场情况，应尽量选好交叉跨越点，在保证线路运行安全可靠的前提下，力求减少工程投资；

(5) 综合协调本线路路径与沿线已建线路、规划线路及其它设施的矛盾，统筹考虑线路路径方案。

(6) 线路路径选择及杆塔排位时，避免大面积房屋拆迁，不占或少占耕地和经济效益高的土地。对于尖峰尽量高跨，不开方或少开方，贯彻项目全寿命周期管理的理念。

(7) 线路尽可能避让自然保护区、果园、经济作物区，减少树木砍伐和对生态的影响，若避让困难，考虑树木自然生长高度，按跨越设计。

3.7.2.2 路径走向

根据光伏区分布情况，经室内选线和现场勘察后确本工程架设 1 条双回 35kV 线路：

线路：双回线路输送光伏区东区 50MW 容量至 220kV 升压站，线路经电缆接入 220kV 升压站 35kV 侧。

场内线路路径区域地形地貌卫星影像略图见图 3.7.1：



图 3.7.1 交口架空线路路径区域卫星影像略图

3.7.2.3 沿线地形地貌特征

本工程线路在地貌特征以平地、丘陵为主，场地海拔在 1200 米左右。

3.7.3 气象条件

①设计最大风速、基本高度、重现期的取值标准，依据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010），采用离地 10 米高、30 年一遇、10 分钟平均年最大风速。

②因覆冰资料比较稀少，故确定覆冰厚度时不仅参照采用气象部门的观测覆冰资料，而且走访了沿线附近电力、电信等有关部门，经综合分析后得出设计覆冰厚度。

③参照周边已建的线路设计和运行经验。

④设计最大风速按照《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）第 4.0.11 条规定：“当无可靠资料时，最大设计风速不应低于 23.5m/s”，并参考本工程附近运行多年的 35kV 线路的设计风速取值和长期的运行经验，经综合考虑，参照当地风压值换算得出，本工程线路基本设计风速（离地面 10m 高处、30 年一遇、10min 平均最大风速）取为 27m/s

根据规程指出的“设计气象条件，应根据沿线的气象资料和附近已有线路的运行经验”确定，经收资归纳统计整理，并结合全国典型气象区，确定本工程设计气象条件汇总如下表。

表 3.7.1 线路设计气象条件表

	温度（℃）	风速（m/s）	覆冰（mm）
最高气温	35.4	0	0
最低气温	-24	0	0
最大风速	-5	23	0
覆冰	-5	10	10
大气过电压(有风)	15	10	0
大气过电压(无风)	15	0	0
操作过电压	10	15	0
平均气温	9.1	0	0
安装情况	-15	10	0
冰的密度		0.9g/cm ³	

3.7.4 导线、地线、光缆

3.7.4.1 导、地线选型

3.7.4.1.1 导线的选择及应用

导线是线路的重要组成部分，在线路建设的本体造价中占很大比重，因此，根据本工程线路的最大输送容量，所经地区的气象条件、地形特点，合理的选择导线型号，对杆塔材料的选用，绝缘子和金具的选型，合理的工程造价，线路的运行安全，都有十分重要的意义。

就导线本身而言，导线的机械强度除能满足正常设计条件外，还应考虑稀有气象情况下导线具有一定的过载能力，计算在稀有气象情况下及导线张力达破断力 60%的情况下，导线允许档距情况及计算导线悬挂点允许应力的情况，此外还应考虑导线的电能损耗、导线的价格。

35kV 主导线选择

本工程导线采用钢芯铝绞线，线路最大负荷为 $P_{\max}=20000\text{kW}$ ，功率因数取 0.98，计算电流为：

$I=P_{\max}/(1.732\times U\times \cos \phi)=336\text{A}$ ，考虑到后期光伏组件容量可能增加，导线暂选 LGJ-240 导线。

3.7.4.1.2 地线

本工程 35kV 线路全线架设地线，地线均采用 OPGW-50 复合地线。

一般线路地线型式的选择主要是按满足线路的机械、电气两方面的要求来决定的。在机械方面：即架空地线的安全系数宜大于导线安全系数，平均运行应力不得超过破坏应力的 25%；导线和架空地线距离应满足防雷要求；导线断线时，地线对杆塔应有足够的支持力。在电气方面：正常运行及事故时，地线应满足热稳定要求；满足系统方面的要求。

架空地线除具有防止雷电直击导线外，同时还具有提高对通信线的屏蔽效能、对长线路还可降低线路零序阻抗达到降低线路工频过电压水平。根据对沿线电信线路的了解，目前，I、II级电信线路均已改为光缆，与本工程相关的部队通信线经计算，危险影响在容许值均在安全范围内。

3.7.4.2 光缆

本线路光缆与架空线路同塔架设，选择 48 芯 OPGW 复合光缆。

3.7.4.3 导线特性

导、地线主要机械特性汇总见表 3.7.2。

表 3.7.2 导、地线物理特性表

物理特性	LGJ-240/30	GJ-50
铝股数/每股直径(根)	24/3.60	-
钢股数/每股直径(根)	7/2.40	7
铝截面/钢截面(mm ²)	244.29/31.67	0/8.7
综合截面(mm ²)	275.96	46.24
外径(mm)	21.60	9.0
单位质量(kg/km)	922.2	367.1
计算拉断力(kN)	75.62	60.56
弹性模量(kN/mm ²)	73	18.14
线膨胀系数(1/°C)	19.6×10 ⁻⁶	11.5×10 ⁻⁶
交货长度不小于 (m)	2000	-

3.7.5 绝缘配合

3.7.5.1 确定污区划分原则

根据《国家电网公司电力系统污区分布图(2011 年版)》，场区污秽等级为 D 级，根据线路经过地段的地形、气候特点、现场污秽情况，参照《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545 -2010）污秽等级的划分原则及附近其它线路的设计与运行经验，本工程全线按 D 级污区进行绝缘配置，全线按统一爬电比距 47mm/kV 设计，配电装置外绝缘按海拔高度修正。

3.7.5.2 绝缘子选型

虽然绝缘子的单项投资一般只占工程总造价的 3%左右，但从绝缘子的重要性中可以看出其型式选择是否合理，对线路的运行工作将产生很大影响。它直接关系到电网的稳定和安全运行。目前我国高压电力系统中，架空送电线路通常采用瓷质盘型绝缘子、钢化玻璃绝缘子，棒式合成绝缘子。三种绝缘子的特性如下。

①瓷质绝缘子

瓷绝缘子距今已有 100 多年的生产历史，已经形成较完整的系列，在我国的线路中得到普遍使用，有着丰富的生产及运行经验。瓷绝缘子成本低，原料充足，加工生产工

艺成熟，具有良好的绝缘性能、耐气候性、耐热性和组装灵活等特点，无疑是一种较好的绝缘介质。国产瓷绝缘子生产历史已有 70 余年，总体来说，生产质量和各方面的技术水平在不断提高。

盘形瓷绝缘子属于可击穿型，随着运行时间的延长，其绝缘性能会逐渐降低，即存在绝缘子“老化”现象。运行人员要定期检测零值绝缘子。现今国产绝缘子生产质量和各方面的技术水平在不断提高，平均老化率保证值可达 2/万。瓷绝缘子的造型十分丰富，特别是防污型绝缘子，外开口式的双伞和三伞型较传统的钟罩型，具有自清洗性能好、积污量少、污耐压高的特点，适用于各种地区使用。

②钢化玻璃绝缘子

钢化玻璃绝缘子的绝缘件为玻璃，它是由高温熔融体经冷凝而形成的一种均质非晶体，经钢化处理后，表层获得均匀分布的压应力，同时具有高的机械强度和热稳定性。钢化玻璃绝缘子具有优良的机电性能和抗拉强度、耐振动疲劳、耐电弧烧伤、耐冷热冲击和耐电击穿性能。此外钢化绝缘子还具有零值自爆的特性，因而不须对其进行绝缘测试，但也有易被外力击碎及自爆落地引发的环保投诉等特点。国内外的运行实践证明，钢化玻璃绝缘子具有长期稳定的机电性能，即具有较长的使用寿命。

钢化玻璃绝缘子的缺点是因制造工艺所限，防污型只能做成钟罩式。若要提高防污性能，就必须增加棱的数量和高度。因此导致棱槽深、易积污、难清扫、自洁性能差。比较适合于灰尘少、雾天多的沿海污秽地区。对于少雨水地区，不容易浸入湿润，其局部干区，可起阻碍泄漏电流和抑制电弧的发展的作用。

总之，采用优质瓷和玻璃绝缘子能控制到很低的老化率（自爆率），达到满意的运行效果，尺寸相同的型号一般认为具有相同的污耐压特性。

③复合绝缘子

复合绝缘子是一种新型的防污绝缘子，其伞裙材料目前普遍采用硅橡胶，该种材料具有很强的憎水性，自洁能力特强，污物很难附着，由于这一特性，湿润时复合绝缘子表面不会形成水膜，而是水珠，很难形成导电通路。又由于其合理的伞裙设计能减小甚至避免空气涡流的形成，从而大大减小了污秽物附着的几率。可长时间运行不需清扫，在相同的泄漏比距下，复合绝缘子污闪电压与玻璃或瓷绝缘子相比有较大的提高，即具有良好的抗污闪特性。综合其他因素，通常认为复合绝缘子的污闪电压可比瓷或玻璃绝缘子提高 30%。而且体积小，重量轻(约为瓷绝缘子的 1/7)。尤其适用于山区线路。

复合绝缘子的最大缺陷是它的机电强度随着运行时间增长而下降，若伞裙老化，其

憎水性下降或消失，而在运行中难于监测，并有断串情况发生。在运行中也出现过鸟害、鼠害等问题，另外由于护套材料容易在运输和架线当中受到坚硬物体或利器的损伤。其次，运行以后的机械强度下降，复合绝缘子由多种材料组成，两端金具与绝缘子芯棒连接，各厂家无统一成熟的技术工艺，据国外资料，曾经发生过金具与绝缘子芯棒脱离导致导线坠地的事故。当发生雷击危害时，一旦电弧建立，硅橡胶制品在高温下可能发生永久性损坏而无法恢复绝缘强度。但复合绝缘子有优异的耐污性能，爬电距离仅为盘型绝缘子的 3/4 即可达到相应的耐污秽能力，可以降低工程造价。

对于 35kV 线路，本工程使用复合绝缘子并无明显缺陷，所以本工程全线路绝缘子采用 FXBW-35/70 型绝缘子。

3.7.5.3 绝缘子参数的选择

依据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》(GB50061-2010)的规定，绝缘子串片数的选择应能使线路在工频电压、操作过电压、雷电过电压等各种条件下安全可靠的运行。

由于本线路工程海拔为 1200m，按规程所列公式计算，本工程耐张串、跳线串皆采用爬电距离为 1280mm 的悬式合成绝缘子，统一爬电比距 54.7mm/kV，满足 D 级污区统一爬电比距 47mm/kV 的要求。

绝缘子技术特性

本工程 35kV 采用复合绝缘子，型号: FXBW-35/70。相应参数见下表：

表 3.7.3 复合绝缘子参数表

绝缘子型号	FXBW-35/70
绝缘距离 (mm)	450
结构高度 (mm)	640
最小公称爬电距离 (mm)	1280
额定机电破坏负荷 (kN)	70
连接标记 (mm)	16
湿工频耐受电压 (kV)	95
雷电冲击耐受电压 (kV)	230

3.7.5.4 空气间隙

本工程沿线海拔高度均在 2000m 以下，按照《交流电气装置的过电压保护和绝缘配

合设计规范》GB/T50064-2014，本线路按海拔 2000m 以下考虑，线路带电部分与铁塔构件间最小空气间隙采用下列数值：

(1)、线路带电部分与杆塔构件间的最小空气间隙采用下列数据(海拔取 2000m)：

表 3.7.4 35kV 带电部分与杆塔构件的最小空气间隙表

工作状态	雷电过电压	操作过电压	工频(运行)电压
海拔 2000m 以下间隙值 (m)	0.45	0.25	0.10

3.7.6 防雷和接地

3.7.6.1 防雷设计

避雷器的作用是用来保护电力系统中各种电器设备免受雷电过电压、操作过电压、工频暂态过电压冲击而损坏的一个电器。避雷器的类型主要有保护间隙、阀型避雷器和氧化锌避雷器。保护间隙主要用于限制大气过电压，一般用于配电系统、线路和变电所进线段保护。

根据电力行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》(GB/T50064-—2014)及《设计规程》规定，本工程采用以下措施防雷：

(1)、35kV 线路

本工程避雷器选择 HY5WX-54/134 型氧化锌避雷器。

表 3.7.5 35kV 氧化锌避雷器参数

名 称	参数
额定电压 (kV, 有效值)	54
避雷器最大持续运行电压 (kV, 有效值)	40.8
操作冲击电流下残压 (kV, 峰值)	114
操作冲击 (8/20 μ s) 5 kA 残压(kV, 峰值)	134
陡坡冲击(1/5 μ s)5 kA 残压(kV, 峰值)	154

1) 本工程场区内线路架设 OPGW 复合光缆。

2) 地线对边导线的保护角宜采用 20° -30° 。

3)在外过电压 15° 无风时，在档距中央，导线与地线间的距离满足下式要求：

$$S \geq 0.012L + 1;$$

式中 S--档距中央导线与地线间的距离(m); L--档距(m)。

3.7.6.2 接地设计

(1)、35kV 线路

根据规程规定，带地线杆塔均设接地装置，形式详见接地装置施工图，接地材料采用 $\Phi 12$ 镀锌圆钢以延长使用年限，接地连板应热镀锌。本工程接地体埋深不少于 0.8m，耕地中考虑机耕深度埋深不少于 1.5m。回填土中不得有砾石、杂草。接地电阻不满足时，应延长接地线。在雷季干燥时，杆塔接地电阻满足有关规程的要求不大于下表所列值：

表 3.7.6 杆塔工频接地电阻

土壤电阻率 ρ ($\Omega \cdot m$)	杆塔工频接地电阻 (Ω)
$\rho \leq 100$	10
$100 < \rho \leq 500$	15
$500 < \rho \leq 1000$	20
$1000 < \rho \leq 2000$	25
$\rho > 2000$	30

因此，根据土壤电阻率测试报告以及现场收集的资料，结合线路杆塔分布、接地体埋深等因素，本工程土壤电阻率选为 $2000 \Omega \cdot m$ ，铁塔采圆钢接地装置，当接地电阻不满足规程要求时，须根据现场情况延伸接地体或在接地体处理设降阻剂、接地模块等，直到符合要求。

3.7.7 电缆

(1) 35kV 高压电缆选择：

① 电缆选型

架空线路与升压站 35kV 开关柜之间电缆采用 ZC-YJY23-26/35-3 $\times$ 500mm² 型三芯交联聚乙烯铠装绝缘电缆，其额定载流量为 535A(该值是指敷设于下列环境中：直埋、土壤热阻系数为 2.0，埋深 1m，导体工作温度为 90℃，环境土壤温度为 25℃)。

② 电缆附件选型

对于 ZC-YJY23-26/35-3 $\times$ 500mm² 型电缆，在与架空线及变电站连接处采用冷缩式户内/户外终端。

(2) 电缆敷设：

本工程普通地段电缆采用直埋方式敷设，埋深 1.09m，沿电缆全长的上下紧邻侧铺以厚度不少于 100mm 的过筛软土或细砂，为避免外力破坏，细砂上方设置混凝土盖板。对于电缆与道路交叉及承受压力的地段，采用玻璃钢管加以保护，保护管管口做成喇叭装，去除管口及内壁的毛刺、尖锐棱角及杂物。

3.7.8 绝缘子串和金具

3.7.8.1 绝缘子串

考虑到施工紧线方便及线路的安全可靠性，本工程耐张塔大转角外边相耐张串采用可调型，分别悬挂于耐张塔外侧横担上。在每组绝缘子串靠横担一端装有调整板。耐张串的长度随线路转角大小可通过调整板调整，以保证支撑杆及跳线能顺利安装。

3.7.8.2 金具

(1) 为保证线路安全可靠，金具选择遵循以下原则：

1) 满足《66kV 及以下架空电力线路设计规范》(GB50061-2010)规定的强度安全系数，即最大使用荷载情况为 2.5；断线、断联情况为 1.5。

2) 尽可能选用国标金具，以利订货。

(2) 金具串选择结果

35kV 线路导线悬垂线夹采用 CL-240/30 型预绞式悬垂线夹，导线耐张线夹采用液压型 NY-240/30 型；OPGW 复合地线线夹采用专用线夹。

3.7.9 导线对地和交叉跨越

3.7.9.1 导线对地距离

35kV 架空线路对地距离及交叉跨越要求如下：导线与地面的最小距离，应不小于 6m；线路与 10kV 或 35kV 线路交叉跨越时，最小垂直距离不小于 3m，导线与山坡、峭壁、岩石之间的最小距离不小于 5m。本线路穿越 110kV、220kV、330kV 时，最小垂直距离分别不小于 3m、4m、5m。

3.7.9.2 交叉跨越距离

导线对被跨越物的最小垂直距离如下：

被跨越物名称		最小垂直距离 (m)		说 明
		35kV 线路	10kV 线路	
公路		7.0	7.0	当跨越高速公路或一级公路时，按 70°C 计算弧垂独立耐张段设计
电力线(导线或地线)		3.0	2.0	/
通信线(I~III)		3.0	2	/
铁路	至轨顶	7.5	7.5	按 70°C 计算弧垂，按电气化铁路考虑，采用独立耐张段设计
	至电气轨顶	11.5	11.5	

当送电线与弱电线路交叉时，其交叉角不小于下表允许值：

弱电等级	I	II	III
------	---	----	-----

交叉角(度)	$\geq 45^\circ$	$\geq 30^\circ$	不限制
--------	-----------------	-----------------	-----

35kV 线路导线与建筑物之间的垂直距离,在最大计算弧垂情况下,不应小于 4.0m; 35kV 线路线路边导线与建筑物之间的最小净空距离,在最大计算风偏情况下不应小于 3.0m。

3.7.9.3 线路与树木的最小距离

线路跨越公路及河流两侧树林时,应砍伐通道,其通道宽度不小于线路宽度加上该林区主要树种高度的两倍。通道附近超过主要树种高度的个别树木应砍伐。但在下列情况,如不妨碍架线施工和运行检修时,可不砍伐通道。

(1) 树木自然生长高度不超过 2m 时。

(2) 35kV 导线与树木(考虑自然生长高度后)之间的净空距离不小于 4.0m, 10kV 导线与树木(考虑自然生长高度后)之间的净空距离不小于 3.0m。

线路通过果园时,不砍伐通道,考虑果树的自然生长高度及登树采果人员的安全,导线在最大弧垂时对果树的净空距离不小于 3.5m。

线路通过绿化区或防护林带时,导线在最大风偏情况时对树木净空距离不小于 3.5m。林区内个别不满足此要求的树木,应砍伐。

3.7.10 杆塔和基础

3.7.10.1 杆塔设计

项目地地貌类型有山地、低山丘陵等,档距跨越较大,设计推荐全线采用铁塔。

本工程 35kV 线路塔型采用《国家电网公司输变电工程通用设计》中 06B6 模块,本工程共使用 5 基铁塔。

3.7.10.2 基础

杆塔基础混凝土标号按照规范要求选择 C25。

电杆采用预制底拉盘基础(C25),地质综合指标按照砾砂采用:

内摩擦角 ϕ (°)	35
承载力特征值 f_{ak} (kPa)	1.5m 以下大于 150
天然重度 γ (kN/m ³)	19

根据地质参数及现场实际情况,铁塔基础类型选择大开挖基础(C25),设计按照拉压分类,减少耗材。

3.8 光伏区防雷与接地

(1) 直击雷保护及接地

在光伏阵列中设避雷针出现阴影对光伏组件的性能影响较大,根据《光伏(PV)发电系统过电压保护导则》中有关条款的规定,光伏阵列中不再配置避雷针,主要通过光伏阵列采取光伏组件和支架与厂区接地网连接进行直击雷保护。

根据电站布置,光伏阵列形成一个总接地网,主接地网采用 ALRCU 合金,规格为 $\Phi 10$,垂直接地极采用 $\Phi 50$ 三角翼接地合金棒,长度 2.5m。主接地网埋设在冻土层以下。

接地网与光伏组件基础支架焊接做接地体辅以垂直接地极,子方阵接地体焊接成网状,各子方阵接地体相互连接,接地电阻小于 4Ω 。

(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,在汇流箱、配电柜、逆变器及 35kV 箱式变电站内逐级装设避雷器。35kV 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,满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》(GB/T50064-2014)规范要求。

4 光伏阵列设计

4.1 光伏发电方阵容量的选择

采用光伏发电方阵布置方式, 具有电池板布局整齐美观, 厂区分区明确, 设备编号和管理方便, 运行和检修吹扫方便等优点。

本项目采取 2.5MW_p、3.125MW_p 两种典型基本发电单元; 另外, 根据地形补充了 1 个 2MW_p 发电单元和 1 个 1.6MW_p 发电单元, 总共计 80 个发电单元。

2.5MW_p 发电单元每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 每方阵约有 274 串, 7124 块组件。每 14~16 串组件接入一台 16 汇 1 直流汇流箱, 每 18 台汇流箱接入一台 2500kVA 箱逆变一体机后逆变升压至 35kV。

3.125MW_p 发电单元每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 每方阵约含 352 串, 9152 块组件。每 22~24 串组件接入一台直流汇流箱, 每 16 台汇流箱接入一台 3125kVA 箱逆变一体机后逆变升压至 35kV。

2MW_p 发电单元每 20 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 采用组串式逆变器, 本方阵含有 350 串, 7000 块组件。每 9~12 个组串件接入一台 80kW_p 逆变器, 每三个逆变器接入 1 台交流汇流箱, 11 台汇流箱接入一台 2000kVA 箱变后升压至 35kV。

1.6MW_p 发电单元每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 本方阵有 134 串, 3484 块组件。每 14~16 串组件接入一台 16 汇 1 直流汇流箱, 共 9 台汇流箱接入一台 1500kVA 逆变器, 然后接入 1600kVA 箱变升压至 35kV。

4.2 串并联组合方式设计

一、串联方式选择

电池组件串联组数的确定主要依据其工作电压、开路电压、当地温度和瞬时辐射强度对开路电压、工作电压的影响来分析:

在光伏方阵中, 同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致, 光伏组件串的串联数参照 GB 50797-2012《光伏发电站设计规范》按下列公式计算:

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad (6.4.2-1)$$

$$\frac{V_{mppt\ min}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mppt\ max}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (6.4.2-2)$$

式中: K_v ——光伏组件的开路电压温度系数;

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数;

N ——光伏组件的串联数 (N 取整);

t ——光伏组件工作条件下的极限低温 ($^{\circ}\text{C}$);

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温 ($^{\circ}\text{C}$);

$V_{dc\ max}$ ——逆变器允许的最大直流输入电压 (V);

$V_{mppt\ max}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值 (V);

$V_{mppt\ min}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值 (V);

V_{oc} ——光伏组件的开路电压 (V);

V_{pm} ——光伏组件的工作电压 (V)。

本项目初步选用 2500kW 容量的逆变器, 其最大直流输入电压为 DC1500V, 电压跟踪范围为 900V~1300V。结合项目地气象资料, 项目地多年极端最高气温 35.4°C , 项目地多年极端最低气温 -24.1°C 。

式中: K_v ——光伏组件的开路电压温度系数, 取值 $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$;

K'_v ——光伏组件的工作电压温度系数, 取值 $-0.40\%/^{\circ}\text{C}$;

N ——光伏组件的串联数 (N 取整);

t ——光伏组件工作条件下的极限低温 ($^{\circ}\text{C}$), 取值 -24.1°C ;

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温 ($^{\circ}\text{C}$), 取值 35.4°C ;

$V_{dc\ max}$ ——逆变器允许的最大直流输入电压 (V), 取值 1500V;

$V_{mppt\ max}$ ——逆变器 MPPT 电压最大值 (V), 取值 1300V;

$V_{mppt\ min}$ ——逆变器 MPPT 电压最小值 (V), 取值 900V;

V_{oc} ——光伏组件的开路电压 (V), 考虑双面组件的背面增益, 取值 49.8V;

V_{pm} ——光伏组件的工作电压 (V), 考虑双面组件的背面增益, 取值 41.4V;

由公式 (6.4.2-1) 计算得出: $N \leq 26.57$;

再由公式 (6.4.2-2) 计算得出: $22.99 \leq N \leq 26.75$

因此, 综合分析后光伏组串数应取值在 $23 \leq N \leq 26$ 满足电气设备工作要求, 同时为减小投资, 项目拟采用 26 块为一串进行串联。

二、并联方式的选择

根据《电力工程直流系统设计技术规范》DL/T 5004 中关于直流系统不同回路允许电压降 (ΔU) 规定, 为减小电能从设备之间的损耗, 子方阵至逆变器及升压变压器之间的距离不宜过大。

本项目装机容量为 300MW, 选用 252.87MW 固定支架、22.61MW 护坡固定支架, 25MW 的预应力悬索柔性支架。其中固定支架子方阵安装倾角 26° , 方位角为 0° , 采用 440/445Wp 单晶双面半片组件, 每 26 个组件为一串。护坡固定支架安装倾角为 35° , 方位角为 15° , 预应力悬索柔性支架安装倾角为 25° , 方位角为 0° , 均采用 440/445Wp 单晶单面半片组件, 每 26 个组件为一串。

2.5MWp 发电单元共 22 个基本发电单元。每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 每方阵含 281 串, 7306 块组件。每 14~16 串组件接入一台 16 汇 1 直流汇流箱, 每 18 台汇流箱接入一台 2500kVA 箱逆变一体机后逆变升压至 35kV。

3.125MWp 发电单元共 56 个基本发电单元。每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 每方阵含 350 串, 7700 块组件。每 22~24 串组件接入一台直流汇流箱, 每 16 台汇流箱接入一台 3125kVA 箱逆变一体机后逆变升压至 35kV。

2MWp 发电单元共 1 个基本发电单元。每 20 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 采用组串式逆变器, 本方阵含有 350 串, 7000 块组件。每 9~12 个组串件接入一台 80kWp 逆变器, 每三个逆变器接入 1 台交流汇流箱, 11 台汇流箱接入一台 2000kVA 箱变后升压至 35kV。

1.6MWp 发电单元共 1 个基本发电单元。每 26 块电池组件组成一个太阳能电池组串, 本方阵有 134 串, 3484 块组件。每 14~16 串组件接入一台 16 汇 1 直流汇流箱, 共 9 台汇流箱接入一台 1500kVA 逆变器, 然后接入 1600kVA 箱变升压至 35kV。

每 5~8 台 35kV 箱逆变一体机高压侧并联为 1 回集电线路, 光伏区共计 14 回集电线路接至新建 220kV 升压站 35kV 母线侧, 汇集后统一送出。

本项目光伏电站共需要单晶双面组件 561262 块, 需要单晶硅单面半片电池组件数量 112570 块, 项目合计装机容量 300.491195MWp。

4.3 光伏组件串的排布

一个光伏组件串单元中光伏组件的排列方式有多种，但是为了接线简单，线缆用量少，施工复杂程度低，在工程计算的基础上，结合项目地形对 440/445Wp 单晶硅组件进行排列。本项目其中固定式支架采用单排竖向 1x26、1x13 的布置形式，预应力悬索柔性支架依地形纵向单排排布。

4.4 防雷汇流箱设计

直流汇流箱的选型主要技术指标为：绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等，并应具备防雷保护、过流保护、隔离保护等保护功能，设置相应监测装置，确保防腐、防锈、防暴晒，防护等级不低于 IP65。按照项目地的环境温湿度、污秽等级等环境条件进行校验确定。

本系统采用一级汇流方式，在太阳能电池组件方阵中安装汇流箱，进行一次汇流，所有组串汇流后的输出进入到逆变器中进行逆变，汇流箱每个支路必须装设防反二极管，防止组串损坏或出力不均的内部形成回路。

本工程选用 16 汇 1 直流汇流箱及 24 汇 1 汇流箱，汇流箱具有以下性能特点：

- (1) 户外壁挂式安装，防水、防锈、防晒，满足室外安装使用要求；
- (2) 可接入 16/24 路输入，每回路设 20A 的直流熔断器，其耐压值为 1500V；
- (3) 配有专用 II 级防雷器，具备防雷功能；
- (4) 输出母线端配有 250A/400A 的直流断路器；
- (5) 汇流箱内配有监测装置，可以实时监测每个输入输出回路的直流电流；
- (6) 配有标准 RS485 通讯口，可与电站计算机监控系统通讯。
- (7) 汇流箱技术性能，见表 3.4-1。

表3.4-1 16汇1直流汇流箱主要性能指标表

序号	名称	规格	数量
1	直流熔断器	20A/1500V	16
2	塑壳断路器	250A/1500V	1
3	浪涌保护器		1

表3.4-2 24汇1直流汇流箱主要性能指标表

序号	名称	规格	数量
1	直流熔断器	20A/1500V	24
2	塑壳断路器	400A/1500V	1
3	浪涌保护器		1

直流汇流箱布置方案：

直流汇流箱是集中式逆变器并联汇集的关键装置，不同路数汇流箱的布局应结合子方阵总体线路压降损耗的控制、输入输出电缆的敷设路径。总的来说，一方面降低电缆敷设量，节省实施费用；另一方面尽量消除不同汇流区间的匹配差异性，降低线路不合理压降损失，提高发电效率。

5 光伏区二次部分

5.1 光伏场区监控系统

5.1.1 光伏场区一体化监控系统

本项目光伏场区需考虑配置一套一体化监控系统，本项目总体装机规模为 300MW_p，光伏区一体化监控系统计划接入新建 220kV 升压站。

5.1.1.1 光伏场区一体化监控系统结构

在系统结构上划分为两层，分别为：

第一层：集中管理层，实时监测光伏场区内所有设备的运行情况，并可对各电站的运行数据进行综合分析，及时排除设备运行故障，负责光伏电站的运维管理。

第二层：光伏电站数据采集层，以 3.125/2.5MW_p 光伏发电区域模块为单元采集光伏发电模块、组串逆变器、箱变等设备的实时运行数据，并通过通讯线组成光纤环网实现与集中管理层通信，完成控制、监视、联锁、逻辑编程、信号、报警等全部功能。

5.1.1.2 光伏场区监控系统功能要求

系统具备远程控制功能，可控制的对象包括逆变器箱变等的投、退、参数设置、功率调节等。

电站整体实时监测功能：

电站实时监测的数据主要包括功率、日发电量、累计电量、CO₂ 减排量、太阳辐射强度、温度和电站综合效率等指标，用于了解电站当前所处状态，反映当前状态较当日其它时段是否具有异常情况发生。

逆变器实时监测：

实时监测光伏场区中每台逆变器的运行状态、报警信号、直流电流、直流功率、交流功率、转换效率和日发电量等运行参数，当逆变器的直流电流偏低或过低时，系统通过文字跳变和声音播报两种方式及时警告异常逆变器，提示运维人员尽快完成消缺工作，保证各逆变器处于正常发电状态。

5.1.1.3 光伏场区视频监视系统功能要求

为保证光伏场区安全运行，便于运维管理，为光伏场区考虑图像监视及安全警卫系统，其功能按满足安全防范要求配置及考虑对设备运行状态进行监视。

实时回传视频信息

本项目考虑在光伏场区每台箱变附近及光伏区重要位置布置摄像头。视频监视系统应能

实时回传视频，支持画面切换及选择功能。

支持多重模式

要求光伏场区视频监视系统可有效接受多种传输方式的视频信息。

存储功能

视频监视系统应能按运行要求存储一段时间的视频信息，以便需要查看时调阅。

本项目光伏场区球机考虑安装在光伏场区每台箱变附近及光伏区部分重要位置，球机视频信息上传至视频监控系统，可与光伏区通信共用光缆，使用光缆中不同的光纤芯。

5.1.1.4 系统软件及安全防护要求

一体化监控系统主机操作系统应采用 LINUX/UNIX 操作系统。具备成熟商用历史数据库及实时数据库功能。

为保证服务器重要的数据和文件不被更改、删除、非法拷贝；关键业务、进程不被非法停止，应电监安全[2006]34 号文“关于印发《电力二次系统安全防护总体方案》等安全防护方案的通知”及国家电网调[2006]第 1167 号文关于贯彻落实电监会《电力二次系统安全防护总体方案》和国家能源局[2015]36 号文《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》等要求，需采用核心系统防护软件对监控主站进行核心系统防护。

针对安全防护措施，可采用的措施主要有：物理安全、备用与容灾、恶意代码防范、逻辑隔离、入侵检测、主机加固、安全 Web 服务、计算机系统访问控制、线路加密措施、安全审计、安全免疫、内网安全监视等。本工程光伏场区及升压站配置的监控系统均应对监控系统主机进行主机加固。

5.1.2 光伏场区一体化监控系统配置

(1) 为本项目光伏场区配置光伏场区监控系统 1 套，包括 1 台监控系统服务器、1 台监控主机、1 套数据接口及系统软件、防火墙(纵向加密)、环网交换机等。光伏场区监控系统的监控系统服务器、数据接口、防火墙及隔离装置可布置在升压站主控室内组 1 面柜，监控主机可布置在升压站主控室操作台上，便于运行人员查看光伏场区运行信息。

(2) 光伏区配置摄像头 115 个（数量为预估，最终数量以施工图为准），视频信号上传升压站视频监控系统，便于运行人员查看实时视频信息。

5.1.3 光伏场区保护测控配置

光伏发电部分主要针对逆变器、箱变内低压开关等设施提供保护功能，各设备保护功能的配置如下：

为每台 35kV 箱变配置 1 套智能箱变保护测控装置，箱变高压侧采用熔断器保护，箱变低压侧采用低压智能断路器，智能箱变测控保护装置：变压器保护功能采用非电量保护，动作后跳低压侧开关。智能箱变测控采集箱变高低压侧开关分合位置、保护动作、变压器非电量、低压侧电流、电压等信号，信息通过测控装置通讯模块上传至光伏区一体化监控系统。

逆变器保护装置由逆变器厂家成套。要求保护配置具备相间短路电流速断保护、单相接地短路保护、逆功率保护、过负荷保护、低电压保护、防孤岛效应保护、温度保护，所有信息上传光伏区一体化监控系统。

5.2 光伏区通信

本项目每个光伏方阵配置 1 台箱变测控三合一装置（含数据采集、环网交换机、测控装置功能），用于采集逆变器、箱变等数据。箱变测控装置布置于各光伏方阵的箱变内，箱变测控三合一装置由箱变厂家成套提供。

本项目利用通信电缆将每个光伏方阵的逆变器的信号上送至相应的箱变测控三合一装置，各箱变测控三合一装置之间采用光纤组成光纤环网，接至 220kV 升压站的光纤环网交换机，最终将所有光伏区的信息上送至光伏区一体化监控系统。

6 上网电量及电气设计

峰值日照定义：

$100\text{mW}/\text{cm}^2=0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 的辐射强度下的日照小时数。

$1\text{J}=1\text{Ws}, 1\text{h}=3600\text{s}$

$100\text{mW}/\text{cm}^2=0.1\text{W}/\text{cm}^2=1,000\text{W}/\text{m}^2=1,000\text{J}/\text{s m}^2=3.6\text{MJ}/\text{h m}^2$

由此得出将太阳能资源 (MJ/m^2) 换算为峰值日照时数的系数为 3.6。

光伏电站发电量影响因素主要有：光伏组件类型、功率、数量、额定光伏组件效率、正常工作温度、光伏温度因子、逆变器效率、容量及其它光伏阵列损耗、项目地点的纬度和光伏方阵的方位、安装模式、倾角、各月水平面上的平均日辐射、光伏阵列面上的平均日辐射、各月平均温度等。计算公式如下：

$$E_p = H_A \times P_{AZ} \times K$$

其中： E_p 为上网发电量；

P_{AZ} 为组件安装容量；

K 为系统效率系数。

6.1 系统效率及首年发电量估算

光伏电场占地面积大，直流侧电压低，电流大，导线有一定的损耗，本工程直流侧电缆损耗值取 1%，交流侧损耗 1.5%；

防反二极管及线缆接头造成的损耗此处取 0.7%；

大量的太阳能电池板之间存在一定的特性差异，不一致性损失系数取 1.5%；

考虑太阳能电池板表面即使清理仍存在一定的积灰，遮挡损失系数取 3%；

光伏并网逆变器的效率（含隔离变压器，欧洲效率）约为 98%~98.5%，考虑到光伏电场很少工作在满负荷状态，绝大多数时间都工作在较低水平，且晚上不发电时还存在空载损耗，故本工程逆变器效率按 98%计算；

早晚不可利用太阳能辐射损失系数 3%；

系统故障及设备维护造成的损耗，此处取系数 1.5%；

油浸式变压器的效率达到 98.7%，故此处变压器系统损耗取值 1.3%；

温度的升高或电池板的局部过热对系统的功率输出有明显的影响，结合以往大量光伏电

站建设经验此处取值 2%。

综合计算系统效率约为：

$$99\% \times 98.5\% \times 99.3\% \times 98\% \times 97\% \times 97.5\% \times 97\% \times 98.5\% \times 98.7\% \times 98\% = 84.8\%。$$

本项目分三种方案，利用 PVsyst 软件依次建模仿真（2.5MW 方阵），每种方案发电情况如下所示：

表 6.1-1 固定式方案发电情况表

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	77.1	25.20	-7.50	119.9	113.6	313.9	305.3	0.926
February	88.9	33.10	-2.70	118.6	112.4	317.2	308.9	0.948
March	119.2	51.80	3.80	138.9	130.9	365.9	356.7	0.934
April	150.2	58.70	10.70	157.2	147.8	400.8	326.9	0.756
May	171.3	74.90	16.50	166.4	156.0	417.8	407.4	0.891
June	160.8	74.00	19.90	150.9	141.2	376.0	366.8	0.884
July	153.6	78.70	21.90	145.8	136.1	362.0	353.0	0.881
August	141.3	70.00	19.80	143.3	134.1	355.1	346.0	0.879
September	116.2	54.00	14.60	128.3	120.5	324.2	315.9	0.896
October	100.0	45.10	8.60	124.3	117.2	320.2	296.1	0.867
November	78.0	30.30	0.50	113.9	107.7	293.4	285.5	0.912
December	69.3	23.80	-6.10	110.5	104.6	271.2	263.4	0.868
Year	1425.9	619.60	8.39	1618.0	1522.1	4117.6	3931.9	0.884

表 6.1-2 护坡固定支架方案发电情况表

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	77.1	25.20	-7.50	129.0	123.5	343.9	334.7	0.944
February	88.9	33.10	-2.70	123.6	118.0	321.5	313.0	0.921
March	119.2	51.80	3.80	139.8	133.1	355.2	346.2	0.901
April	150.2	58.70	10.70	152.8	145.2	375.3	306.5	0.730
May	171.3	74.90	16.50	158.4	150.1	381.1	371.6	0.854
June	160.8	74.00	19.90	142.5	134.9	339.5	331.1	0.845
July	153.6	78.70	21.90	137.6	130.1	327.1	318.9	0.843
August	141.3	70.00	19.80	139.1	132.0	331.7	323.2	0.845
September	116.2	54.00	14.60	126.6	120.3	308.5	300.5	0.863
October	100.0	45.10	8.60	128.1	122.1	319.7	295.8	0.840
November	78.0	30.30	0.50	119.4	114.0	309.0	300.8	0.917
December	69.3	23.80	-6.10	119.0	113.8	314.9	306.3	0.937
Year	1425.9	619.60	8.39	1616.0	1537.0	4027.5	3848.6	0.867

表 6.1-3 柔性支架方案发电情况表

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	77.1	25.20	-7.50	118.7	110.0	279.0	271.1	0.831
February	88.9	33.10	-2.70	117.9	110.1	297.7	290.0	0.895
March	119.2	51.80	3.80	138.5	128.7	344.8	336.1	0.883
April	150.2	58.70	10.70	157.4	145.9	377.8	308.1	0.712
May	171.3	74.90	16.50	167.0	154.2	391.7	381.9	0.832
June	160.8	74.00	19.90	151.6	139.6	351.4	342.6	0.823
July	153.6	78.70	21.90	146.4	134.4	337.7	329.3	0.818
August	141.3	70.00	19.80	143.5	132.2	332.8	324.3	0.822
September	116.2	54.00	14.60	128.2	118.6	304.9	297.1	0.843
October	100.0	45.10	8.60	123.7	114.9	301.3	278.8	0.820
November	78.0	30.30	0.50	112.9	104.7	266.2	258.8	0.834
December	69.3	23.80	-6.10	109.3	100.9	252.4	245.0	0.816
Year	1425.9	619.60	8.39	1615.2	1494.3	3837.8	3663.0	0.825

对三种方案发电情况进行整理，本项目首年发电情况如下所示：

表 6.1-4 项目首年发电情况表

	固定支架+单晶双面	护坡支架+单晶单面	柔性支架+单晶单面
组件倾角	26°	35° (15° 方位角)	25° (随地形)
组件间距 (m)	4.7	0	4.1
装机容量 (MWp)	252.88	22.61	25
首年发电小时数	1469	1443	1382
首年发电量 (MWh)	37148.07	3262.62	3456.33
合计发电量 (MWh)	43867.02		
加权平均首年发电小时数 (h)	1459.84		

6.2 光伏电站全寿命上网电量估算

本项目首年发电量 43867.02 MWh (首年衰减后)，所用组件首年衰减 2.5%，之后逐年衰减 0.5，根据光伏组件年衰减情况分析表，按光伏电站使用寿命 25 年进行电站全寿命上网电量计算：

表 6.2-1 光伏电站全寿命上网电量计算表

序号	功率比率	上网电量 (MWh)
第一年	97.50%	43867.02
第二年	97.00%	43647.14
第三年	96.50%	43427.25
第四年	96.00%	43207.37
第五年	95.50%	42987.48
第六年	95.00%	42767.60
第七年	94.50%	42547.71
第八年	94.00%	42327.83
第九年	93.50%	42107.94
第十年	93.00%	41888.06
第十一年	92.50%	41668.17
第十二年	92.00%	41448.29
第十三年	91.50%	41228.40
第十四年	91.00%	41008.52
第十五年	90.50%	40788.63
第十六年	90.00%	40568.75
第十七年	89.50%	40348.86
第十八年	89.00%	40128.98
第十九年	88.50%	39909.09
第二十年	88.00%	39689.21
第二十一年	87.50%	39469.32

第二十二年	87.00%	39249.44
第二十三年	86.50%	39029.55
第二十四年	86.00%	38809.67
第二十五年	85.50%	38589.78
合计		1030710.06
二十五年平均发电量		41228.4
年平均发电小时数		1372.03

计算结果：根据组件逐年衰减情况，计算出本工程电站建成后第一年上网发电量为 43867.02 万 kWh，运行 25 年的总发电量约 1030710.06 万 kWh，年平均发电量为 41228.4 万 kWh，年等效利用小时数为 1372.03h。

7 土建部分

7.1 概述

本项目拟建场地位于山西省吕梁市交口县水头镇永兴煤业、西山铝矿、铁金矿区部分回填区域复垦区内；光伏区主要建（构）筑物为：光伏支架、支架基础、箱逆变一体机基础。

7.2 工程地质

7.2.1 场区工程地质条件

（一）区域地质构造

拟建项目位于山西省吕梁市交口县水头镇。交口县位于山西省西部的吕梁山脉中段，地处吕梁市最南端。是太原盆地沟通晋西南地区的重要通道。介于北纬 $36^{\circ}43'$ 至 $37^{\circ}12'$ 和东经 $111^{\circ}03'$ 至 $111^{\circ}34'$ 之间，东与孝义、灵石接壤，南与汾西、隰县相连，西与石楼县相靠，北与中阳县为邻。东西最长距离 46 公里，南北最长距离 53 公里。交口县地处吕梁复背斜的核部及其东翼，呈西高东低之势。西部为基岩裸露土石山区，平均海拔 1500 米左右，其中较为突出的高大山峰有高庙山、棋盘山、人参圪塔、黄崖山等。黄云洞，海拔 2954 米，是交口县的最高点。东南部黄土丘陵区，区内黄土覆盖深厚，沟谷内常见有奥陶系石灰岩的出露。平均海拔 1200 米，与灵石县界处的官桑园村前的双池河河床海拔高程为 830 米，是交口县的最低点。

场地及周围未发现大的区域性断裂构造，工程地质条件稳定，是良好的建筑物拟建场地。

（二）气候环境

交口县水头镇的气候处于中纬度地带，属中温带大陆性气候区。一年之内四季分明，春季干旱多风少雨，夏季炎热雨量集中，秋季相对温凉湿润，冬季寒冷干燥少雪。气候总的特征是：气候温凉、降水相对偏多，光热资源充足。年平均日照时数为 2627 小时，年总辐射量为 150.7 千卡/平方厘米，年总生理辐射量为 74.3 千卡/平方厘米，年均气温为 6.7°C ，1 月平均气温 -7.7°C ，极端最低气温 -23.1°C （1980 年 1 月 31 日），7 月平均气温为 19°C ，极端最高气温为 33°C （1987 年 7 月 31 日） 0°C 以上的持续期为 234.5 天（一般为 3 月 27 日—11 月 15 日） 4°C 以上的持续期为 205.8 天（一般为 4 月 8 日—10 月 29 日）， 10°C 以上的持续期为 205 天（一般为 5 月 6 日—10 月 26 日）。无霜期年平均 142 天，

最长达 145 天, 最短为 122 天。年平均降水量为 618 毫米, 降雨集中在每年的 6 月至 8 月, 7 月最多。水头镇境内的主导风向为北西及西北西, 发生的频率为 12.3%, 年均 8 级以上的大风日数为 17 天, 最大风速可达 20 米 / 秒。50 年重现期基本风压值 0.35KN/m^2 , 基本雪压值 0.30KN/m^2 。山西省吕梁市交口县标准冻土深度为 1.09m。

(三)地形地貌特征

拟建项目地势起伏大, 地形变化比较复杂, 缓坡、丘陵纵横交错。拟建场地为矿山露采回填区, 地表植被较好, 地形起伏大, 地貌上属吕梁山区宽缓谷地

7.2.2 地基土特征

(一) 地块一 (东区)

经本次对场地钻探并结合室内土工试验结果表明: 场区内地层据其成因和工程性质自上而下为素填土、填渣。现分层描述如下:

①层素填土 (Q_{4ml}): 即工程地质剖面图中的第①层, 土黄色, 回填区治理敷设种植土层, 新近堆填, 以粉土为主。稍湿, 松散, 稳定性差。层厚 0.70~1.20m, 平均厚度为 0.93m。该层土标准贯入试验修正击数 N 值统计如下:

样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 φ_m	标准差 σ_f	变异系数 δ	修正系数 γ_s	标准值 φ_k
41	8.0	4.0	6.0	1.42	0.24	0.95	5.7

②层填渣 (Q_{4ml}): 即工程地质剖面图中的第②层, 杂色, 露天开采矿山剥离回填物, 堆积年代大于 5 年, 以石炭系砂岩、泥岩碎块为主。稍湿, 稍密~中密。层厚大于 14.4m (勘察深度内未揭穿)。该层土圆锥重力触探试验修正击数 $N_{63.5}$ 值统计如下:

样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 φ_m	标准差 σ_f	变异系数 δ	修正系数 γ_s	标准值 φ_k
1197	13.4	5.9	10.6	1.83	0.17	0.99	10.5

(二) 地块一 (西区)

经本次对场地钻探并结合室内土工试验结果表明: 场区内地层据其成因和工程性质自上而下为素填土、填渣。现分层描述如下:

①层素填土 (Q_{4ml}): 即工程地质剖面图中的第①层, 土黄色, 回填区治理敷设种植土层, 新近堆填, 以粉土为主。稍湿, 松散, 稳定性差。层厚 0.70~1.20m, 平均厚度为 0.90m。该层土标准贯入试验修正击数 N 值统计如下:

样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 φ_m	标准差 σ_f	变异系数 δ	修正系数 γ_s	标准值 φ_k
41	8.0	3.0	5.9	1.34	0.24	0.93	5.5

②层填渣 (Q_4^{ml})：即工程地质剖面图中的第②层，杂色，露天开采矿山剥离回填物，堆积年代大于 5 年，以石炭系砂岩、泥岩碎块为主。稍湿，稍密~中密。层厚大于 14.4m（勘察深度内未揭穿）。该层土圆锥重力触探试验修正击数 $N_{63.5}$ 值统计如下：

样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 $\bar{\varphi}_m$	标准差 σ_f	变异系数 δ	修正系数 γ_s	标准值 φ_k
945	14.3	5.9	10.5	1.92	0.18	0.99	10.4

(三) 地块二

经本次对场地钻探并结合室内土工试验结果表明：场区内地层据其成因和与工程性质自上而下分为四个主层。自上而下为第四系人工素填土、填渣、风积相黄土状粉土层及石炭系泥岩层。现分层描述如下：

①层素填土 (Q_4^{ml})：即工程地质剖面图中的第①层，黄褐色，稍湿，松散，主要以黄土状粉土为主，表层含大量植物根茎，属堆积年代大于 5 年的填土。该层仅在 2#、3#、7#-10#、14#-17#、21#-23#、30#、31#、37#-40#、57#、58#钻孔中缺失。层厚 0.50-1.40m，平均厚度为 0.84m，层底标高为 1287.61-1413.16m，层底平均标高 1343.48m。该层土标准贯入试验修正击数 N 值统计如下：

统计值	样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 $\bar{\varphi}_m$	标准差 σ_f	变异 系数 δ	修正 系数 γ_s	标准值 φ_k
N 值	22	5	4	4.41	0.503	0.114	0.96	4.2

②层填渣 (Q_4^{ml})：即工程地质剖面图中的第②层，灰褐色-杂色，稍湿-湿，中密-密实，主要以碎石土（成份主要为铁矿开采后形成的砂岩、泥岩碎块，以砂岩、泥岩粉末填充）为主，回填时已进行了初步碾压夯实，属堆积年代大于 5 年的填土。该层仅在 2#、3#、7#-10#、14#-17#、21#-23#、30#、31#、37#-40#、57#、58#钻孔中缺失。层顶埋深 0.50-1.40m，层顶标高为 1287.61-1413.16m，层顶平均标高 1343.48m。该层土圆锥动力触探试验修正击数 $N_{63.5}$ 值统计如下：

统计值	样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 $\bar{\varphi}_m$	标准差 σ_f	变异 系数 δ	修正 系数 γ_s	标准值 φ_k
$N_{63.5}$ 值	2160	25.9	16	21.47	2.172	0.101	1.00	21.4

③层黄土状粉土 (Q_4^{col})：即工程地质剖面图中的第③层，黄褐色，稍湿-湿，稍密，无光泽反应，干强度低，韧性低，表层含少量植被。该层仅在 2#、3#、7#-10#、14#-17#、21#-23#、30#、31#、37#-40#、57#、58#钻孔中存在。层厚 2.00-6.80m，平均厚度为 3.93m，层底标高为 1345.89-1431.06m，层底平均标高 1386.49m。根据现场鉴别及 I 级原状土样试验指标判断，

$R = -68.45e + 10.98a - 7.16r + 1.18w < -154.80$ ，确定为非新进堆积（ Q_4^1 ）黄土。该层土标准贯入试验修正击数 N 值统计如下：

统计值	样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 $\bar{\rho}_m$	标准差 σ_r	变异 系数 δ	修正 系数 γ_s	标准值 ρ_k
N 值	66	8.8	6	7.07	0.754	0.107	0.98	6.9

④泥岩（C）：即工程地质剖面图中的第④层，灰色-灰黑色，稍湿，巨厚层，土状结构，层状构造，强-微风化，岩芯呈砂砾状或土柱状，手可捻碎，浸水极易崩解，裂隙多呈隐蔽状。 $RQD < 25$ ，为极差的，属极软岩，岩石基本质量等级为 V 级。人工探井挖掘难度较大，进度缓慢，必须用风镐等机械才能掘进。密实度自上而下呈增强趋势。该层仅在 2#、3#、7#-10#、14#-17#、21#-23#、30#、31#、37#-40#、57#、58# 钻孔中揭露。层顶埋深 2.00-6.80m，层顶标高为 1345.89-1431.06m，层顶平均标高 1386.49m。本次勘察未能揭穿该层，最大揭露深度 10.50m。该层土标准贯入试验修正击数 N 值统计如下：

统计值	样本数 n	最大值 max	最小值 min	平均值 $\bar{\rho}_m$	标准差 σ_r	变异 系数 δ	修正 系数 γ_s	标准值 ρ_k
N 值	70	62	39	50.22	6.129	0.122	0.98	49.0

7.2.3 地下水特征及水、土腐蚀性

(1) 地下水

本次勘察深度范围内未见地下水，本工程可不考虑地下水的影响。

(2) 水、土对建筑材料腐蚀性评价

勘察深度内未见地下水，可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性。

场地土对混凝土结构具微腐蚀性；对钢筋混凝土中的钢筋判定具微腐蚀性；就 pH 值而言对钢结构具微腐蚀性。

7.2.4 场地地基土工程性能分析与评价

(1) 场地地震效应

依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)和《建筑抗震设计规范》(GB 50011-2010)第 4.3 条之规定，场区地震设防烈度为 7 度，按设计基本地震加速度值 $0.10g$ ，设计特征周期值 $0.45s$ ，设计地震分组为第三组。

勘察深度内未见地下水，场地内无液化土层分布。可视为对建筑抗震一般地段。

根据土的性状，结合区域地层条件，推测 20m 深度范围内土的等效剪切波速 $500m/s \geq V_{se} > 250m/s$ ，划分场地土的类型为中硬场地土，划分建筑场地类别为 II 类。

(2) 湿陷性评价

地块二区域,根据《湿陷性黄土地区建筑规范》(GB50025-2004)附录 A 中国湿陷性黄土工程地质分区略图,本场地应属IV1区(山西-冀北地区),地区土质修正系数(β_0)为 0.50,地基土的受水浸湿可能性和侧向挤出等因素的修正系数(β)基底下 0~5m 深度内 $\beta=1.50$,基底下 5~10m 深度内 $\beta=1.00$ 。本阶段勘察共布置取土探井 5 个,采取③层黄土状粉土 I 级试样 15 件(①层素填土厚度较薄未采取 I 级试样,根据地区经验,①层素填土不具湿陷性)。由室内浸水试验并结合现场钻探结果表明:③层黄土状粉土上部具湿陷性。自重湿陷系数 δ_{zs} 为 0.007-0.014,湿陷系数 δ_s 为 0.010-0.030。经计算自重湿陷量 Δz_s 为 0.00mm,总湿陷量 $\Delta s=88.50-113.10\text{mm}$ 。综合判定该场地湿陷等级按 I 级(轻微)非自重湿陷场地考虑。湿陷土层最大深度 3.00m。因基底标高不明确,总湿陷量、自重湿陷量计算时均自现自然地表算起。

(3) 场地的稳定性和适宜性

拟建场地内及周围没有发现大的区域性断裂构造,地质条件稳定。

本次勘察未发现古河道、滑坡、塌陷、泥石流等不良地质作用,建筑场地基本稳定,适宜进行本工程建设。

(4) 场地地基土分析与评价

地块一(东区、西区):

①层素填土:场地分布连续,厚度较薄,均匀性较差,承载力较低。不建议作为拟建建筑物基础持力层。

②层填渣:场地分布连续,厚度较大(未揭穿),均匀性较差,承载力较好。经处理后可作为拟建建筑物基础持力层和桩端持力层。

地块二:

①层素填土:仅在部分钻孔中缺失,厚度小,均匀性差,承载力一般。该层土对本工程无使用价值,应挖除。

②层填渣:仅在部分钻孔中缺失,厚度大,均匀性一般,承载力较高。可作为拟建建筑物基础持力层和桩端持力层。

③层黄土状粉土:仅在部分钻孔中存在,厚度一般,均匀性好,承载力一般。可作为拟建建筑物基础持力层和桩端持力层。

④层泥岩:仅在部分钻孔中存在,巨厚层,均匀性好,承载力高。可作为拟建建筑物基础持力层和桩端持力层。

(5) 各土层承载力特征值:

地块一（东区、西区）：

①层素填土：地基承载力特征值 $f_{ak}=80\text{kPa}$ ；

②层填渣：地基承载力特征值 $f_{ak}=160\text{kPa}$ 。

地块二：

①层素填土：地基承载力特征值 $f_{ak}=80\text{kPa}$ （地坪下-1.00m 以下）；

②层填渣：地基承载力特征值 $f_{ak}=180\text{kPa}$ （地坪下-1.00m 以下）；

③层黄土状粉土：地基承载力特征值 $f_{ak}=130\text{kPa}$ （地坪下-1.00m 以下）；

④层泥岩：地基承载力特征值 $f_{ak}=260\text{kPa}$ （地坪下-1.00m 以下）。

（6）各层地基土的工程特性指标推荐如下：

地块一（东区、西区）：

层号	土层名称	重度 γ (kN/m^3)	压缩模量 E_s (MPa)	渗透系数 K (cm/s)	粘聚力 C (kPa)	内摩擦角 φ (度)
①	素填土	16.0	4.9	2.0×10^{-5}	6	20
②	填渣	18.0	10.3	1.0×10^{-1}	0	38

地块二：

层号	土层名称	重度 γ (kN/m^3)	压缩模量 E_s (MPa)	渗透系数 K (cm/s)	粘聚力 C (kPa)	内摩擦角 φ (度)
①	素填土	15.0	5.0	5.0×10^{-4}	8.0	19.0
②	填渣	20.0	21.0(E_0)	2.0×10^{-1}	-	33.0
③	黄土状粉土	15.4	7.55	4.0×10^{-4}	8.8	19.7
④	泥岩	20.0	42.0	0.8×10^{-7}	35.0	24.0

7.2.5 结论

（一）本场区属Ⅱ类场地。

（二）根据国家标准《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001，2009 版），关于场地土按Ⅲ类环境计腐蚀性的评价标准判定：

勘察深度内未见地下水，可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性。

场地土对混凝土结构具微腐蚀性；对钢筋混凝土中的钢筋判定具微腐蚀性；就 pH 值而言对钢结构具微腐蚀性。

（三）拟建场地标准冻深 1.09m，地震基本烈度 7 度（设计地震分组为第三组，设计基本地震加速度值为 0.10g，地震设计特征周期为 0.45s）。拟建设施抗震设防类别属标准设防类（丙类）。

（四）场地为不液化场地。抗震地段划分为一般地段。

(五)拟建场地内无暗滨、土洞等不良工程地质作用。为可进行本工程建设的一般场地。

7.2.6 建议

地块一（东区、西区）：

考虑到本场地的具体情况和拟建建筑物的性质，就地基基础方案提出以下建议：

1) 天然地基方案

本工程光伏支架可采用天然地基浅基础方案，基础形式为条形基础或独立基础。光伏支架基础埋深不小于 1.2m，且满足工艺要求。挖除第①层素填土，以第②层填渣为基础持力层，基础施工前将第②层填渣进行碾压、夯实处理。

2) 钻孔灌注桩：

桩端持力层为②层填渣，桩基础可采用小口径机械成孔钻孔灌注桩。采用钻孔灌注桩，桩入土深度不小于 2.0-2.5m，桩径不小于 250mm。

采用钻孔灌注桩，各岩土层桩的极限侧阻力标准值 $q_{sik}(kPa)$ 及桩的极限端阻力标准值 $q_{pk}(kPa)$ 建议采用值如下：

层 号	①素填土	②填渣
桩的极限侧阻力标准值 $q_{sik}(kPa)$	20	150
桩的极限端阻力标准值 $q_{pk}(kPa)$	-	4000
抗拔系数	0.7-0.8	0.7-0.8

备注：以上数据为经验值。

3) 带螺旋叶片的钢管桩：

桩入土深度不小于 1.5m，初步设计所需单桩竖向承载力特征值及竖向抗拔承载力特征值可按 2、钻孔灌注桩一节参数计算使用。设计施工最终所需单桩竖向承载力特征值及竖向抗拔承载力特征值应经浸水静载试验来确定。

4) 预应力混凝土管桩（PHC 管桩）基础

①素填土：混凝土预制桩的极限侧阻力标准值 20KPa，侧阻力标准值 10KPa。

②填渣：混凝土预制桩的极限侧阻力标准值 150KPa，侧阻力标准值 75KPa，极限端阻力标准值 4000KPa，端阻力标准值 2000KPa。

桩的入土深度不小于 2m，桩径 300mm，桩型 AB 型，具体竖向承载力及抗拔承载力均以现场试验为主。

5) 桩基施工前，应先试桩。钻孔灌注桩试桩所用桩规格：桩径 200mm、250mm、300mm，桩入土深度 1.6m、2.0m、2.5m。

带螺旋叶片的钢管桩试桩规格：桩入土深度 1.5m、1.8m、2.0m。

预应力混凝土管桩（PHC 管桩）试桩规格：桩径 300mm，桩入土深度 2.0m、2.5m、3.0m。

设计最终采用的桩基型式及规格以试桩结果为准。

6)若采用桩基础时，施工完毕后，须进行桩身质量及承载力检测，确保桩基合格。

7)光伏电池板应随自然地势布排，尽量减少土方工程，保护自然植被。

8)基（槽）坑开挖后，应进行基槽检验，基槽检验可用触探或其他方法，当发现与勘察报告和设计文件不一致、或遇到异常情况时，应结合地质条件提出处理意见。

若基坑（槽）采用机械挖掘，开挖过程中应预留 30cm 的“人工掘挖层”，以尽量避免对地基土层的扰动破坏。

应尽量避免基底土层受阳光曝晒，要经常洒水保湿。

9)影响土壤电阻率的主要因素，有土壤中导电离子的浓度、土壤中的含水量、土质、季节因素、温度及土壤的致密性等；同时土壤电阻率随深度变化较横向变化要大很多。因此，设计施工最终采用的电阻率值，应待光伏支架桩基及逆变器室基础施工完毕后，应对电阻率重新测定后采用。

地块二：

考虑到本场地的具体情况和拟建建筑物的性质，就地基基础方案提出以下建议：

1) 太阳电池组件支架、逆变器室：挖除全部①层素填土及部分②层填渣、③层黄土状粉土、④层泥岩，以②层填渣（地坪下 1.00m 以下）、③层黄土状粉土（地坪下 1.00m 以下）、④层泥岩（地坪下 1.00m 以下）作为拟建建筑物基础持力层，当基础下为②层填渣（地坪下 1.00m 以下）时，该地基承载力特征值可按 $f_{ak}=180\text{kPa}$ 设计使用；当基础下为③层黄土状粉土（地坪下 1.00m 以下）时，该地基承载力特征值可按 $f_{ak}=130\text{kPa}$ 设计使用；当基础下为④层泥岩（地坪下 1.00m 以下）时，该地基承载力特征值可按 $f_{ak}=260\text{kPa}$ 设计使用。

本场地勘察深度范围内无地下水，场地空旷、开阔，附近无建筑物。基坑开挖时，建议采用放坡开挖方式。各（岩）土层边坡容许坡度值如下（高宽比、坡顶无荷载）。

③层黄土状粉土可按 1: 0.75 采用，②层填渣、④层泥岩可按 1: 0.5 采用。

2) 太阳电池组件支架基础：

2.1、钻孔灌注桩

桩端持力层为②层填渣、③层黄土状粉土或④层泥岩，桩基础可采用钻孔灌注桩。各岩土层桩的极限侧阻力标准值 $q_{sik}(\text{kPa})$ 及桩的极限端阻力标准值 $q_{pk}(\text{kPa})$ 建议采用值如下：

层 号	①素填土	②填渣	③黄土状粉土	④泥岩
桩的极限侧阻力标准值 $q_{sik}(kPa)$	20	140	40	120
桩的极限端阻力标准值 $q_{pk}(kPa)$	-	4000	600	1200
抗拔系数	0.70-0.80	0.70-0.80	0.70-0.80	0.60-0.70

备注：以上数据为经验值。

2.2、带螺旋叶片的钢管桩：

桩端持力层为②层填渣、③层黄土状粉土或④层泥岩，桩入土深度不小于 2.0m，初步设计所需单桩竖向承载力特征值及竖向抗拔承载力特征值可按钻孔灌注桩一节参数计算使用。设计施工最终所需单桩竖向承载力特征值及竖向抗拔承载力特征值应经浸水静载试验来确定。

2.3、预应力混凝土管桩（PHC 管桩）基础

桩端持力层为②层填渣、③层黄土状粉土或④层泥岩，桩径 250mm 或 300mm，桩入土深度 2.0m、2.5m。各岩土层桩的极限侧阻力标准值 $q_{sik}(kPa)$ 及桩的极限端阻力标准值 $q_{pk}(kPa)$ 可参考钻孔灌注桩方案中的使用。

上述方案施工前，应先试桩。设计最终采用的桩基型式及规格以试桩结果为准。

3) 场地基岩为泥岩，遇水局部易软化，遇水后，地基土性质变化较大，施工期间基底土应禁止长时间浸水，并采取相应的防水、排水措施。

4) 若采用桩基础时，施工完毕后，须进行桩身质量及承载力检测，确保桩基合格。

5) 光伏电池板应随自然地势布排，尽量减少土方工程，保护自然植被。

6) 基（槽）坑开挖后，应进行基槽检验，基槽检验可用触探或其他方法，当发现与勘察报告和设计文件不一致、或遇到异常情况时，应结合地质条件提出处理意见。

7) 若基坑（槽）采用机械挖掘，开挖过程中应预留 30cm 的“人工掘挖层”，以尽量避免对地基土层的扰动破坏。

8) 应尽量避免基底土层受阳光曝晒，雨水浸泡。

7.3 光伏支架设计

7.3.1 支架结构选型

太阳能光伏方阵的支架安装型式主要有固定倾角式、固定可调倾角式和跟踪式三种。

(1) 固定倾角式支架包含传统固定倾角式支架、新型预应力悬索柔性支架及其他新型支架。传统固定倾角式支架结构简单，安装调试和管理维护都很方便，支架造价较低，发电量

也相对较低；新型预应力悬索柔性支架与传统钢架结构方案相比，柔性光伏支架的用量少、承重小，造价成本低，将大大缩短整体施工周期。柔性光伏支架对场地基础要求小，预装性强。柔性光伏支架将更适用于普通山地、荒坡、水池渔塘以及林地等多种大跨度应用场地，而且不影响农作物种植及养鱼。为充分利用土地，达到最优发电量，已开发出各种新型支架，如大跨度型钢支架、桁架支架等，这些支架可利用已有地形，减少环境破坏，灵活布置，具有较强实用性。

(2) 固定可调倾角式支架是通过支架自身的系统，可以根据不同季节太阳高度角的不同定期调节光伏支架的倾角，以提高光伏系统发电效率，在成本略增的前提下获得太阳辐射量的较大提高。固定可调倾角式支架结构比较简单，支架倾角调节也很容易。

(3) 跟踪式系统不仅需要配置自动跟踪机构，系统投资成本增加较多，而且安装调试和管理维护相对复杂，但跟踪系统可以增加发电量，选择时需要综合考虑。

支架型式的选择需要根据当地的气候条件、组件尺寸、安装成本、维修成本、发电量和上网电价等因素综合确定。结合以上因素，本项目拟采用传统固定倾角支架、预应力悬索柔性支架、桁架固定支架相结合的形式，充分利用有限场地，实现最优发电量。

7.3.2 光伏支架结构设计

7.3.2.1 设计原则

- (1) 贯彻“安全可靠、经济适用”的电站建设方针；全面执行相关政策、法规；
- (2) 总体规划布置：结合场址地形地质条件，采用适当场地平整，集中布置，安装便捷。

7.3.2.2 设计条件

本项目固定倾角支架采用 435Wp 单晶硅双面光伏组件，桁架固定支架及预应力悬索柔性支架光伏组件采用 435Wp 单晶硅单面光伏组件，支架设计参数见表 7.3-1。

表7.3-1 支架结构设计参数表

结构设计使用年限	25 年
电池组件规格 (mm)	2148×1052×35 (以最终招标结果为准)
电池组件重量 (kg)	29.3 (以最终招标结果为准)
风荷载 (25 年一遇)	0.32kN/m ²
雪荷载 (25 年一遇)	0.29kN/m ²
场地类别	II 类
安全等级	三级

7.3.2.3 固定倾角支架结构设计

(1) 组件布置

本工程固定倾角支架电池组串单元由 1×13、1×26 两种电池组件形式组成。1×13 电池组串为横向 1 行，竖向 13 列。每个结构单元由 1 个组串单元组成，；1×26 电池组串为横向 1 行，竖向 26 列。每个结构单元由 1 个组串单元组成。

(2) 主要材料：

钢材： Q235B 、Q345B 钢，材料应具有钢厂出具的质量证明书或检验报告，其化学成分、力学性能和其他质量要求必须符合国家现行标准规定。所有钢结构均应热镀锌防腐处理，镀锌层平均厚度不应小于 65μm。

钢板： Q345B、Q235B 钢； 焊条： E43； E50；

螺栓： 檩条、支撑的连接采用普通螺栓，性能等级不小于 4.8 级；

(3) 光伏支架计算

光伏组件阵列支架钢结构设计参照《建筑结构荷载规范》GB50009—2012 及《光伏电站设计规范》GB50797-2012 要求设计。光伏支架风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行的国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009 中的 25 年一遇的荷载数值取值。地面支架风荷载系数取值为 1.3。

根据《光伏电站设计规范》，无地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下式计算：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_W \varphi_W S_{WK} + \gamma_S \varphi_S S_{SK} + \gamma_T \varphi_T S_{TK}$$

无地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0；承载力计算时，有地震地震作用效应组合的分项系数应符合表 7.3-2：

表 7.3 -2 无地震作用效应组合值系数

荷载组合	φ_w	φ_s	φ_w
永久荷载、风荷载和温度作用	1.0	-	0.6
永久荷载、雪荷载和温度作用	-	1.0	0.6
永久荷载、温度作用和风荷载	0.6	-	1.0
永久荷载、温度作用和雪荷载	-	0.6	1.0

根据《光伏电站设计规范》，有地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按

式计算:

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_{Eh} S_{EhK} + \gamma_W \varphi_W S_{WK} + \gamma_t \varphi_t S_{tK}$$

有地震作用效应组合时, 位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0; 承载力计算时, 有地震地震作用效应组合的分项系数应符合表 7.3-3:

表 7.3-3 有地震作用效应组合分项系数

荷载组合	γ_G	γ_{Eh}	γ_W	γ_t
永久荷载和水平地震作用	1.2	1.3	-	-
永久荷载、水平地震作用、风荷载和温度作用	1.2	1.3	1.4	1.4

在各种荷载组合下, 支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。

(4) 设计控制参数

钢支架及构件的变形应符合下列规定:

- ① 风荷载取标准值或地震作用下, 支架的柱顶位移不应大于柱高的 1/60。
- ② 受弯构件挠度容许值不应超过表 7.3-4 规定:

表 7.3-4 受弯构件挠度容许值

受弯构件		挠度容许值
主梁		L/250
次梁	无边框光伏组件	L/250
	其他	L/200

- ③ 受压和受拉构件长细比限制应符合表 7.3-5:

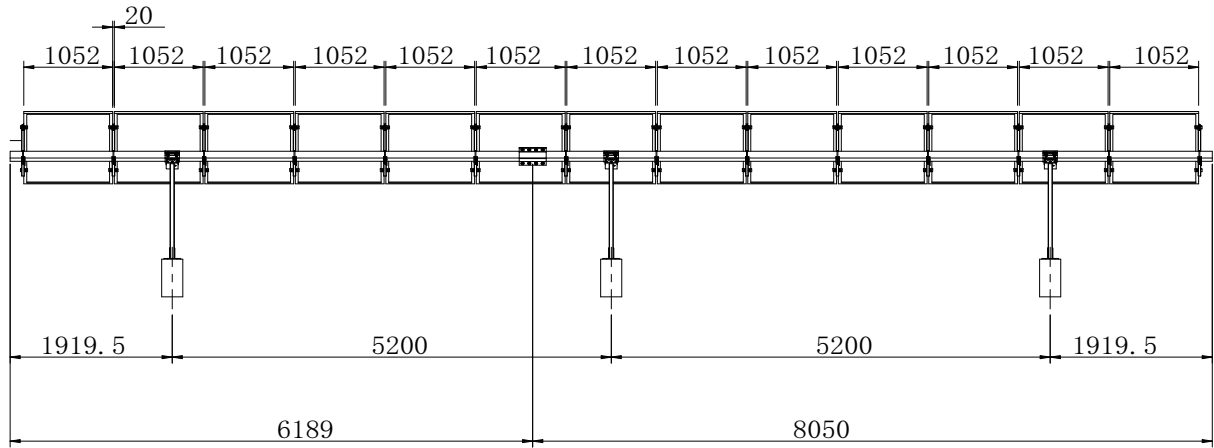
表 7.3-5 受压和受拉构件长细比限制

构件类别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其他构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其他支撑	400

(5) 光伏支架结构说明

固定倾角支架采用单立柱支架, 支架由斜梁、立柱、斜撑、檩条等组成, 斜梁与檩条采用螺栓连接, 檩条与电池组件采用压块固定, 立柱与基础为刚接。组件支架结构采用国标型钢结构, 所有钢构件均采用热镀锌防腐, 镀锌层厚度不小于 65 μm 。1 $\times$ 13 固定倾角支架形式

详见图 7.3-1，1×26 固定倾角支架形式详见图 7.3-2。



组件1x13布置图

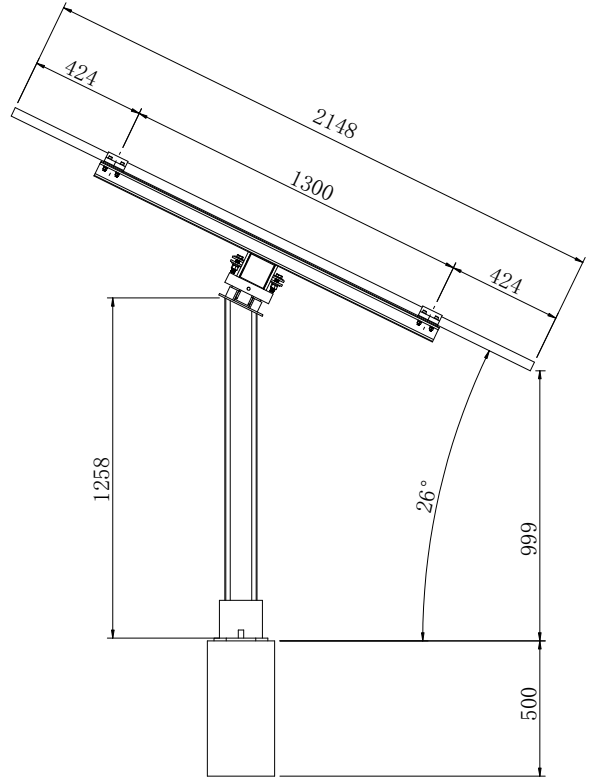
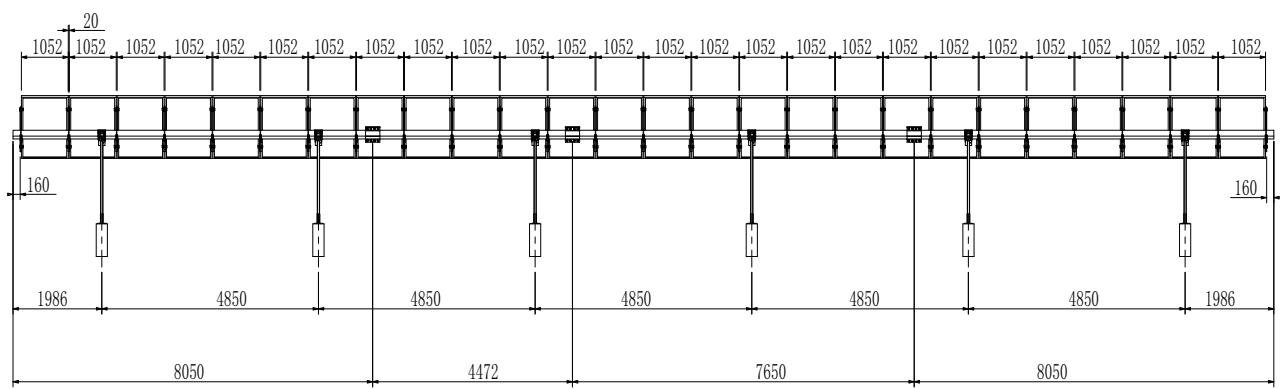


图 7.3-1 1×13 固定倾角支架立面示意图



组件1x26布置图

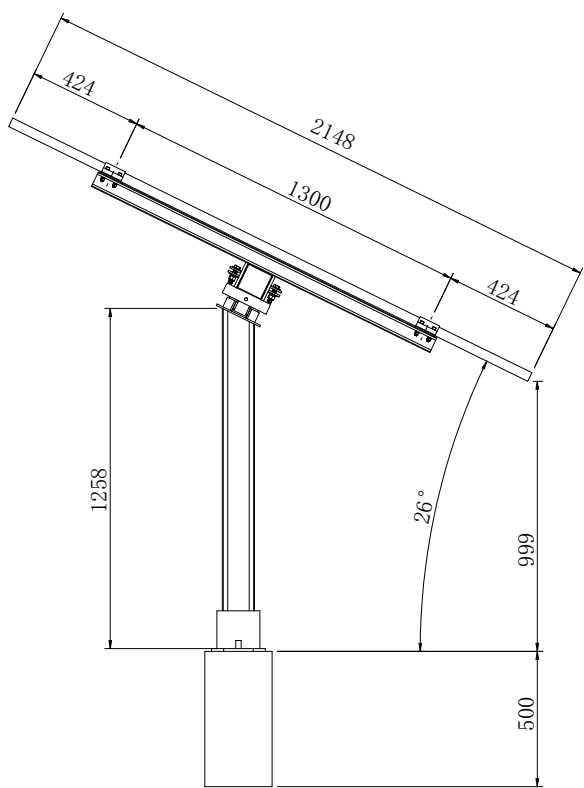


图 7.3-2 1×26 固定倾角支架立面示意图

7.3.2.3 柔性支架结构设计

(1) 组件布置

根据光伏组件的排布方式，柔性支架布置方案可分为横排和竖排两种，本项目采用组件竖排方案，详见图 7.3-3。

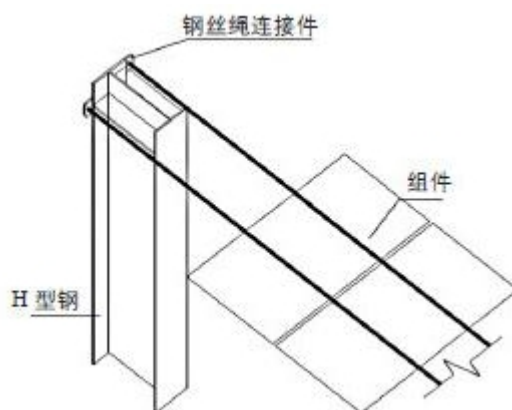


图 7.3-3 组件竖排方案

(2) 抗风设计

预应力悬索光伏支架系统采用无粘结预应力技术，通过对索施加预应力使得索获得刚度，通过稳定索和四角锥，使得系统在风荷载作用下抵御风振。能有效控制索的扰度，利用专用连接件使得施工采用滑移法，有效地解决了安装及维修过程中对索的振动影响，避免了隐裂出现。

(3) 光伏支架计算

设计中，钢绞线作为组件安装的固定支架，计算时需考虑自重，以及风压、雪压不同荷载组合下的工况，并进行受力分析。

根据柔性支架安全情况，荷载组合可分为仅考虑结构自重、考虑自重与雪荷载共同作用、考虑自重与风荷载共同作用下的3种情况。这3种受力情况下荷载计算与组合形式不同，受力分析时，对不同的荷载效应进行组合，形成不同工况。同时，环境温度的变化会导致钢绞线膨胀或收缩，从而造成预应力的变化，并引起钢绞线位移增大或缩小。因此，一方面应保证在温度上升达到设计最高值时，钢绞线位移仍然满足刚度条件；另一方面保证在温度降低到最低值时，钢绞线应力不超限。

(4) 设计控制参数

索挠度控制:自重作用下挠度小于 $1/100L$ (L 为净跨度)，组合荷载作用下最大挠度小于 $1/50L$ (L 为净跨度，跨度 $L \leq 60$ 米)。

(5) 光伏支架结构说明

预应力悬索柔性支架主要由端部支架部分、中部支架部分、索部分、连接件部分组成。

端部支架部分由抗拔及抗压基础、压杆、拉杆、连系梁、防腐外罩、抗风索连接耳板等组成；中部支架部分由基础、立柱、横梁、短立柱、锁卡、抗风索链接耳板；索部分由主索与抗风索组成。预应力悬索柔性支架示意图详见图 7.3-4。

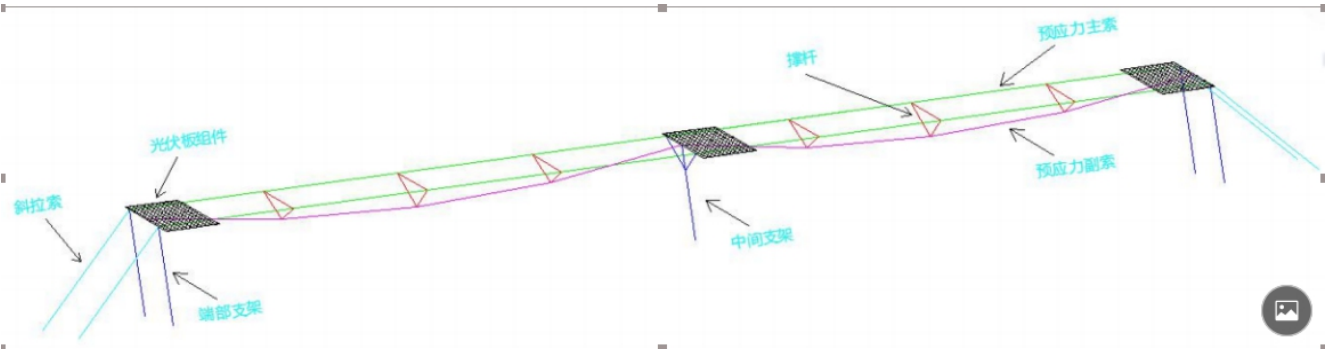


图 7.3-4 预应力悬索柔性支架示意图

7.3.2.4 桁架固定支架结构设计

(1) 组件布置

桁架固定支架主要用于场区护坡区域，根据地形条件组件采用随坡就势平铺布置。

(2) 主要材料：

钢材： Q235B 、 Q345B；

焊条： E43、E50；

(3) 光伏支架计算

型钢支架计算时需考虑自重以及风压、雪压不同荷载组合下的工况，并进行受力分析。

支架钢结构设计参照《建筑结构荷载规范》GB50009—2012 及《钢结构设计标准》GB50017-2017 要求设计。

(4) 光伏支架结构说明

桁架固定支架主要由立柱、桁架、檩条组成。桁架与檩条采用焊接固定，檩条与电池组件采用压块固定。支架结构采用国标型钢结构，所有钢构件均采用热镀锌防腐，镀锌层厚度不小于 65 μm 。支架形式如图 7.3-5。

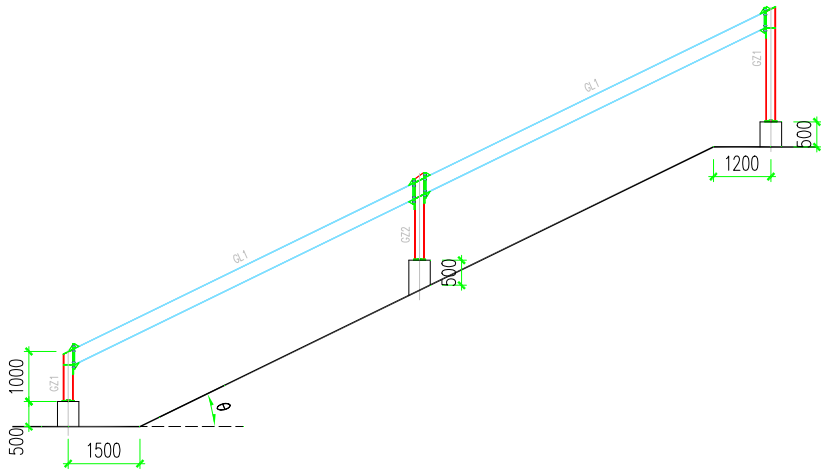


图 7.3-5 桁架固定支架示意图

7.4 支架基础设计

7.4.1 支架基础选型

以往地面光伏发电项目，主要采用的基础类型有扩展基础、预应力混凝土管桩、混凝土灌注桩、螺旋桩，现将针对上述四种基础形式进行技术经济比选：

(1) 预应力混凝土管桩

优点：预应力管桩作为一种预制桩，与其它桩型相比，有桩身质量稳定可靠、强度高、穿透能力强、施工快捷方便、较少破坏绿色植被及原始地貌，有利于环境保护等优点。

缺点：该方案适用地质松软，较平整的场地。造价高，质量不容易把控。

(2) 混凝土灌注桩

优点：对于地形起伏较大的场地，调整桩长方便，定位准确，在桩基础里面造价低，混凝土灌注质量较好。灌注桩施工较方便，施工进度比较快，投入人工较少，施工作业对场地破坏很小，对场地周围植被破坏较少

缺点：对岩层及含有较大块石的回填土层施工较为困难，由于场地填土厚，且为新近填土，松散，极易垮塌，施工中需加强护壁措施。

(3) 扩展基础

优点：适用于地形起伏不大的场地，抗倾覆、抗滑移较好，造价适中。

缺点：施工步骤多，对于大型光伏项目数量多，且要预埋螺栓或钢板等预埋件。独立基础需要开挖独立基槽，开挖深度较深，且需要二次回填土方。浪费大量施工工期。由于使用预埋件且预埋件要与支架相互配合，就需要很好的控制预埋件安装位置的精度，也会浪费大量时间。

(4) 螺旋桩

优点：此基础不需要大面积的场地平整，无需基槽开挖、土方回填。使用螺旋桩打桩机可一次性打入，节省大量施工时间。

缺点：该基础形式设备和材料相对较贵，适用性受地层岩性影响较大，适合黄土或粘性土地区，如遇坚硬岩石层可能导致钻孔困难。

根据地勘报告，本项目②层填渣中以石炭系砂岩、泥岩碎块为主，预应力混凝土管桩及螺旋桩施工较困难，易出现废桩现象。根据该场岩土勘察报告、支架结构形式、受力特征、施工工艺可行性等，本项目柔性支架及桁架固定支架拟采用独立基础，传统固定倾角支架采用灌注桩基础。

7.4.2 柔性支架基础

柔性支架方案是把传统钢性支架方案的檩条改为钢绞线的方式，其特点是钢绞线采用先张法提供预拉力，组件安装后在不同工况受力条件下允许钢绞线有一定的变形，从而实现 10~30m 的大跨度支架，可满足不同地形的需要。由于钢绞线张拉预应力的存在，柱顶均会产生较大的水平拉力，导致基础底部弯矩较大，因此一般设计采用在柱顶用斜拉或支撑的方案平衡预拉力产生的水平力，以满足柱底抗倾覆的受力要求。

根据柔性支架的整体设计方案及受力特点，基础形式可采用图 7.4-1、图 7.4-2 两种形式。

1)基础方案 1：采用两个基础，一个是钢立柱基础，主要提供柔性支架竖向力的反力；另需配备一个斜拉索基础，承担钢绞线产生的水平力，并承担向上的拉力及向右的拉力，斜拉索基础属于配重式。

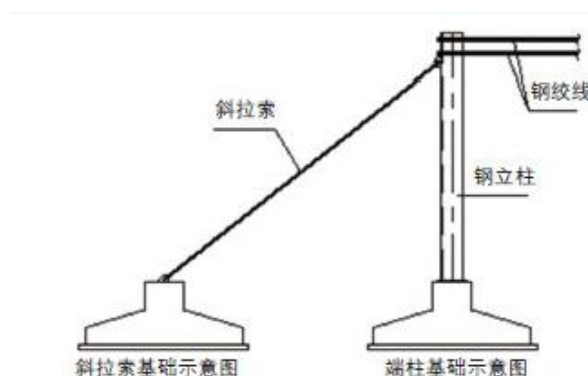


图 7.4-1 基础方案 1

2)基础方案 2：采用两个基础，一个是钢立柱基础，主要提供柔性支架竖向力的反力；另需配备斜撑柱基础，承担钢绞线产生的向下压力及向右的推力。斜撑柱基础底面积相对基础方案 1 略小。

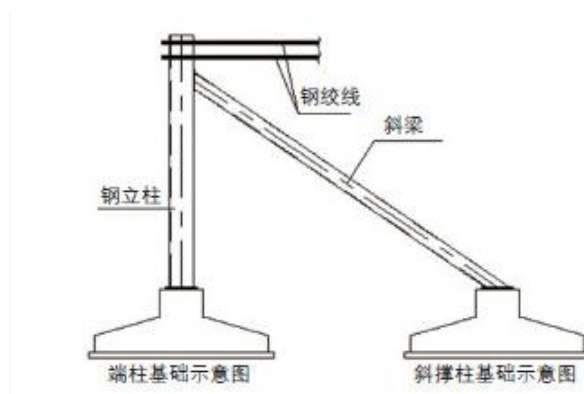
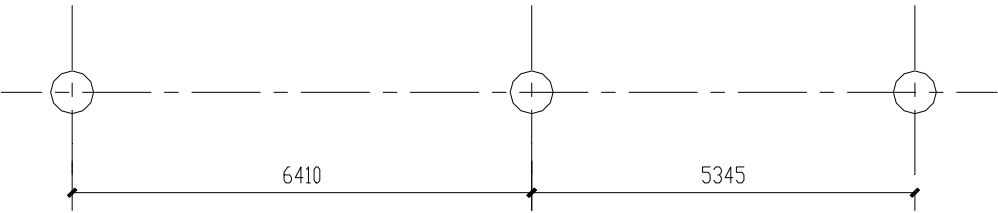


图 7.4-2 基础方案 2

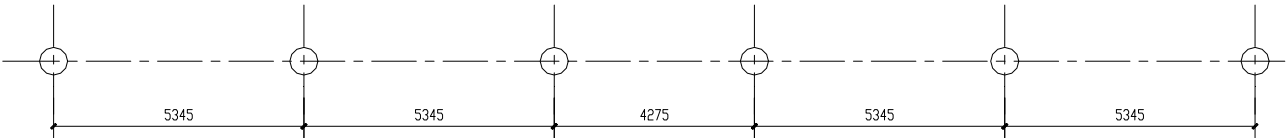
7.4.3 固定倾角支架基础

根据该场岩土勘察报告、支架结构形式、受力特征、施工工艺可行性等，本项目固定倾

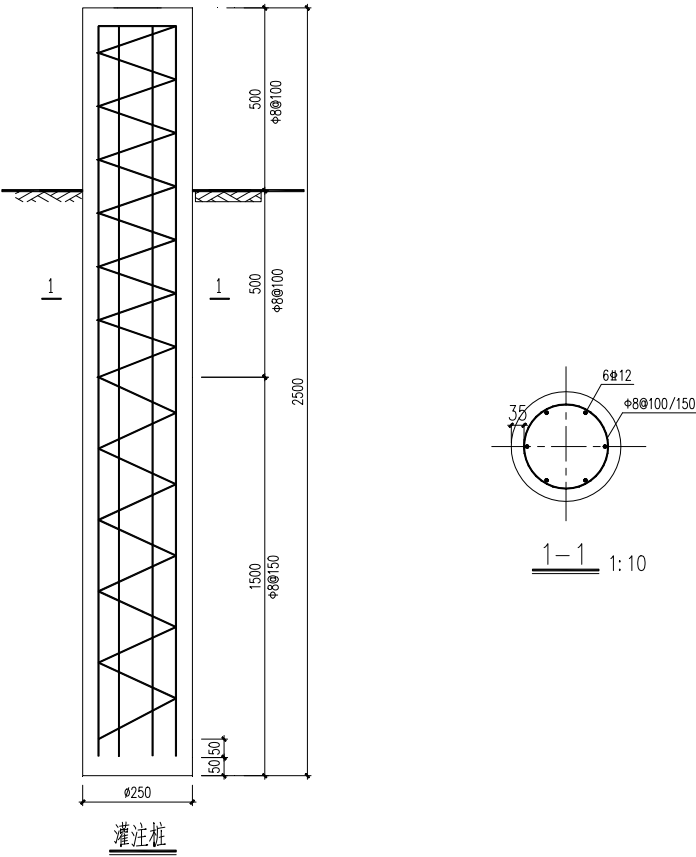
角支架采用灌注桩基础。固定倾角支架灌注桩基础详见图 7.4-3、7.4-4、7.4-5，上述方案施工前，应先由试桩单位进行试桩，设计最终采用的桩基型式及规格以试桩结果为准。



7.4-3 1x13 固定支架基础布置图



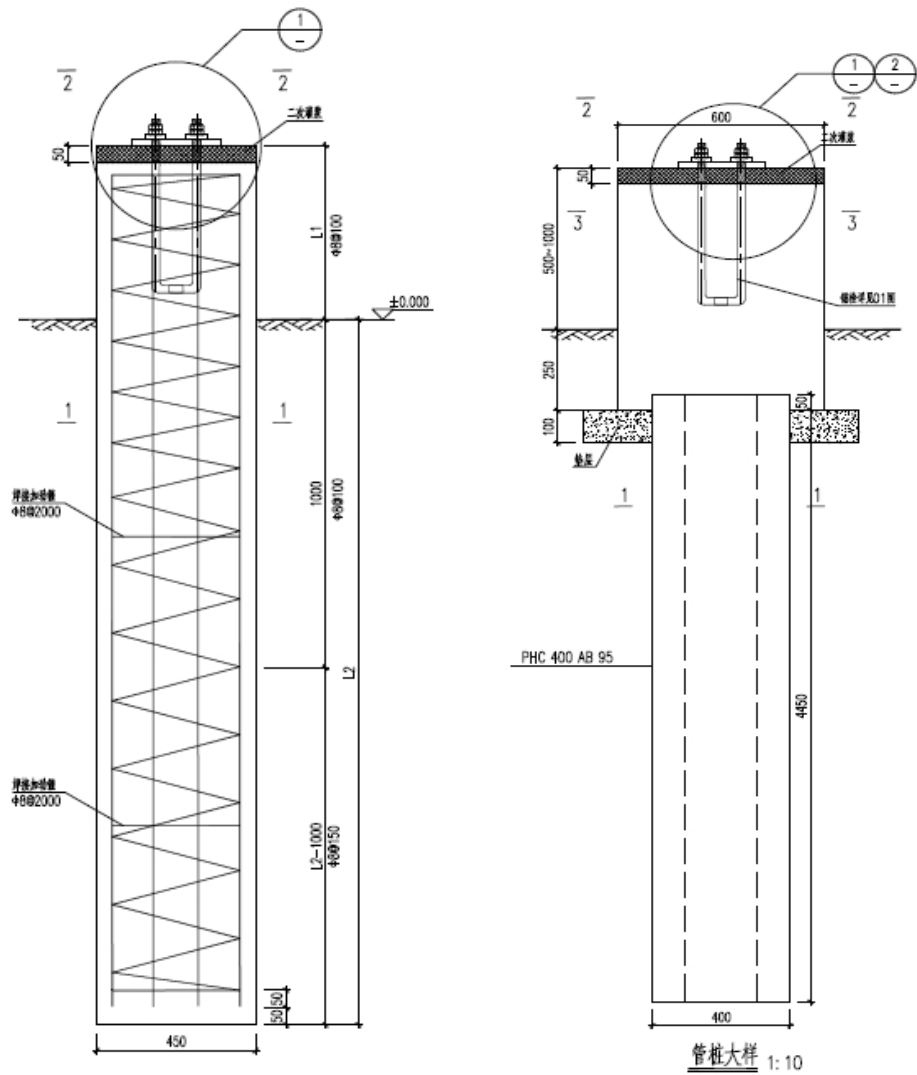
7.4-4 1x26 固定支架基础布置图



7.4-5 固定倾角支架灌注桩基础图

7.4.4 桁架固定支架基础

根据该场岩土勘察报告、支架结构形式、受力特征、施工工艺可行性等，桁架固定支架拟采用独立基础，基础大小施工图阶段根据具体计算结果确定。桁架支架基础示意图详见 7.4-6。



7.4-6 桁架支架基础示意图

7.5 设备基础设计

本项目主要设备为箱逆变一体机设备，基础形式拟采用灌注桩基础，桩基顶设置设备平台。桩基以第②层填渣作为桩端持力层，平台四周设置油池，油池设置钢格栅，钢格栅上铺设 250mm 厚、直径 50~80mm 干净鹅卵石。本项目属于山地项目，若遇到设备放置在边坡可进行挡墙和护坡设置，可保证基础边坡稳定性。根据现场地形基础四周适当设置排水沟，保证排水良好。排水沟截面及做法根据设备位置及场区条件确定。

7.6 结构防腐

(1) 钢结构防腐

本工程钢结构防腐均采用热浸镀锌，镀锌厚度不小于 65μm，现场焊接的局部部位及镀锌层破坏处采用现场喷锌或涂环氧富锌漆防腐。

(2) 基础防腐设计

根据岩土勘察报告，勘察深度内未见地下水，可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性。场地土对混凝土结构具微腐蚀性；对钢筋混凝土中的钢筋判定具微腐蚀性；就 pH 值而言对钢结构具微腐蚀性。依据《工业建筑防腐蚀设计标准》GB50046-2018，钢筋混凝土基础表面可不作特殊防腐处理。

7.6 地质灾害防治

拟建项目地势起伏大，地形变化比较复杂，缓坡、丘陵纵横交错。拟建场地为矿山露采回填区，地表植被较好，地形起伏大，地貌上属吕梁山区宽缓谷地，为防止电站施工对原有场地及植被造成地质灾害，现提出以下防治措施：

(1) 恢复植被

建设过程中的开挖及土方平整对原有的植被如有所破坏，电站建成以后加强破坏区域的植被恢复，种植的草种，灌木等要因地制宜，保证成活率。另外需对地表植被覆盖差的区域加强植被恢复。

(3) 边坡加固

电站建设过程中如对边坡进行破坏，导致边坡稳定性下降，在基础施工的同时应对边坡进行加固，加固方式可采用挡墙、毛石护坡等经济有效的方案。

(3) 加强监测

电站运营后应加强对电站周边地质环境的监测，发现边坡稳定性减弱及其他不良地质情况应及时采用加强措施，防患于未然。

8 采暖、通风与空调

本工程光伏场区设计范围内无任何建筑物，因此，无需考虑通风与空气调节设计。

9 消防部分

9.1 概述

(1) 主要设计原则

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

设计采用的标准及规范如下：

《电力设备典型消防规程》（DL5027—2015）

《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229—2019）

《建筑设计防火规范》（GB50016—2014）

《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140—2005）

《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116—2013）

以上国家规范及规程均按最新版执行

(2) 设计范围

本工程消防设计的范围主要包括总图布置、电气、水工及暖通等专业，对厂区内的工艺系统和建构筑物应采取的消防措施。

9.2 光伏区建（构）筑物

本工程站区内建构筑物均按《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）规定的火灾危险性分类和最低耐火等级要求进行设计。

项目建设中需考虑场区范围的防火安全，电站及建设项目围墙内防火隔离带不小于 5m，

植被高度不得超过 10cm，同时在每年 3 月至 4 月份、9 月至 11 月份清除光伏区防火隔离带及光伏区阵列内杂草，做防火隔离。

9.3 电气设施消防设施

- 1) 箱变的主保护采用熔断器加隔离开关进行保护，以最快速度切断通向故障区的电源。
- 2) 电缆的防火措施按规程要求执行。电缆沟分段分隔，封堵电缆孔洞，涂刷防火阻燃涂料等。
- 3) 根据不同场所，配置相应的消防器材。
- 4) 加强全站防雷措施，避免设备因雷击破坏造成火灾等次生灾害。
- 5) 箱逆变一体化装置中应配置配套的灭火器。

10 给排水部分

10.1 光伏板清洗给水系统

为保证发电效率，提高光电的转换效率，需定期（视当地实际情况确定）对电池组件进行清洗，以保证电池组件的清洁度。电池组件面板采用人工清洗和机械清洗相结合的方式，电池组件的污物主要是沙尘，采用清水冲洗即可，但清洗后应及时擦拭、吸水，严禁有水渍残留和板面滴水的问题出现，清除水清洗带来的安全隐患。

光伏阵列的电池板面得清洗可分为定期清洗和不定期清洗。定期清洗每隔一月进行一次，制定清洗路线。为了不影响发电，清洗时间安排在日出前和日落后。以确保人员和设备安全。日常维护主要是每日巡视检查电池板的清洁程度。对局部影响发电的污斑、积尘应及时清洗，确保电池组件发电系统的稳定、可靠。

不定期清洗分为突发恶劣气候后的清洗和季节性清洗。恶劣气候分为大风、沙尘和雨雪后的清洗。每次大风后及时清洗：雨雪后应及时巡查，对电池组件面板上的泥点和积雪应予清洗。季节性清洗主要是指鸟类活跃的夏秋季节，对落在电池组件上鸟类粪便等污物的清洗。在此季节应每天巡视，发现电池面板被污染的应及时清洗。

结合当地的气候条件及光伏电站特点，每年气温下降到 0℃ 以下时不得采用水洗，以免电池组件表面形成冰层，影响发电效率。本工程暂定每年大规模用水清洗 4 次，组件清洗用水量取 3L/（m²·次），水源暂定为泵车拉水，由人工清洗。

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。

10.2 排水系统

本项目光伏厂区占地面积较大，若考虑厂区整体设计排水系统，工程量庞大，造价高，系统维护面积过大，并且多数在雨季时投入使用，其余时间长期处于闲置状态，同时，在夏季时期前需要进行维护清理的工作量较大，故本着厂区排水的及时性及降低防洪排水造价的目的，本项目光伏厂区具体排水方案如下：

- 1) 区内可利用原有天然冲沟，适当进行加深、加固后可将雨水导流至厂区外进行自然散排；
- 2) 在排水效果不佳的区域，可考虑增设局部导流沟、蓄水池等排水构筑物；
- 3) 光伏区支架应尽量避让冲沟至安全范围，若无法调整支架位置，则需对支架做相应的加固处理；
- 4) 沟道表面需做植被恢复工作，考虑采用生态沟形式，以减少雨水的冲刷作用；
- 5) 应事先对原有冲沟进行淤泥及杂物的疏导清理工作，运营期间还需视实际情况，清理冲沟内的淤泥及杂物，以保障排水的通畅。

11 环境保护与水土保持设计

11.1 环保设计

11.1.1 总体思路

详细环境保护与水土保持以最终的环境影响报告为准，本章节做简单措施描述。

要本着绿色环保的理念，不允许对项目场址区进行大规模场平。按照减少开挖、减轻对地表土的扰动、机械化作业便利的思路进行光伏电站相关设计，从而将光伏电站建设期对自然地貌和植被的影响降到最低。

11.1.2 环境保护措施

(1) 生态环境保护对策措施

在施工过程中，为保护生态环境，在环境管理体系指导下，项目施工期应进行精密设计，尽量缩短工期，减小施工对周围地形地貌等环境的影响。项目具体采取以下生态保护措施：

a) 施工活动严格控制在征地范围内，尽可能减少对周围土地的破坏；对进场道路与施工道路进行统一规划，施工道路不再单独临时征用土地；道路尽可能在现有道路的基础上布置规划，尽量减少对土地的破坏、占用。

b) 光伏组件及电气设备必须严格按设计规划指定位置来放置，各施工机械和设备不得随意堆放，以便能有效地控制占地面积，更好地保护原地貌。

c) 施工优先采用环保型设备，在施工条件和环境允许的条件下，进行绿色施工，可以有效降低扬尘及噪声排放强度，保证其达标排放。

d) 在施工过程中，做好表土的集中堆存和保护，并要求完工后及时利用原表土对施工造成的裸露面进行覆土。

e) 尽量减少大型机械施工，基坑开挖后，尽快浇筑混凝土，并及时回填，其表层进行碾压，缩短裸露时间，减少扬尘发生。基坑开挖严禁爆破，以减少粉尘及震动对周围环境的影响。

f) 电缆沟施工后应及时回填，并恢复原有地貌。

(2) 废气和扬尘污染防治对策措施

在采取必要的生态保护措施和水土保持措施情况下，运行期基本不会产生二次扬尘和废气，本项目废气和扬尘主要产生于施工期。

施工期的废气主要为运输车队、施工机械（推土机、搅拌机、吊车等）等机动车辆运行

时排放的尾气。由于拟建项目所在地较为开阔，空气流通较好，汽车排放的废气能够较快的扩散，不会对当地的空气环境产生较大影响，但项目建设过程中仍应控制施工车辆的数量，使空气环境质量受到的影响降至最低。

施工扬尘主要来源于施工过程中粉状物料堆放、土方的临时堆存以及车辆运输等过程。为减少施工扬尘对空气环境的影响，采取如下防治措施：

- a) 施工场地定期洒水，防止浮尘产生，在大风时加大洒水量及洒水次数。
- b) 施工场地内运输通道及时清扫、洒水，减少汽车行驶扬尘。
- c) 运输车辆进入施工场地低速行驶或限速行驶，减少扬尘量。
- d) 灰渣、水泥等易起尘原料，运输时应采用密闭式槽车运输。
- e) 起尘原材料覆盖堆放。
- f) 混凝土搅拌站设置在密闭的工棚内。
- g) 所有来往施工场地的多尘物料均应用帆布遮盖。
- h) 尽量采用商品(湿)水泥和水泥预制件，少用干水泥。

通过采取上述措施，可以有效抑制施工区扬尘的产生和溢散，保证施工场界外粉尘无组织排放监控浓度小于 $1.0\text{mg} / \text{m}^3$ 。

(3) 噪声污染防治对策措施

电站运行期无噪声污染，但施工期施工作业噪声不可避免。为减小施工噪声对周围环境的影响，建设单位必做好施工期间的环境保护工作。

- a) 建设招标单位将投标方的低噪声、低振动施工设备和相应技术作为中标的重要内容考虑。
- b) 施工单位应设专人对施工设备进行定期保养和维护，并负责对现场工作人员进行培训，以便使每个员工严格按操作规范使用各类机械，减少由于施工机械使用不当而产生的噪声。
- c) 施工尽量安排在白天进行，尽量缩短工期。
- d) 严格施工现场管理，降低人为噪声。

项目施工区域距离声环境敏感目标较远，采取上述措施，可避免施工噪声对周边环境的明显影响，满足 GB12523-90《建筑施工场界噪声限值》的要求。

(4) 废污水处理对策措施

工程施工生产废水主要由混凝土运输车、搅拌机和施工机械的冲洗以及机械修配、汽车保养等产生，但总量很小。施工布置较为分散，范围也较广，可用于施工场地洒水。施工期生活污水采用集中收集处理的方式，生活污水经处理达标后外运。

电站正常运行过程中, 管理人员主要从事办公、监控、检修等工作, 污水主要为生活污水。生活污水经处理后定期清掏外运。

(5) 固体废物处置及人群健康对策措施

对于施工过程中产生的土石处理: ①开挖土石方时, 将场内表层土, 选择妥善地点堆放, 底层土也妥善堆砌。工程完毕后, 先用底层土覆盖裸露区域, 再用表层土覆盖; ②工程土石方开挖并回填后剩余的弃渣可作为场区附近低洼地段的填土, 回填摊平后植草, 既避免了水土流失, 又有利于植被的生长和生态环境的保护; ③此外对于少量建筑垃圾和开挖块石弃渣, 其中有部分建筑材料可回收利用, 剩余部分均用汽车运走, 同生活垃圾一并运到附近指定的垃圾填埋点。

各电站内部均应设集中的固体废弃物收集箱定期清运, 施工(运行)期产生的固体废弃物, 避免刮风使固体废弃物飞扬, 废液渗漏, 污染周围环境。

电站正常运行过程中, 管理人员主要从事办公、监控、检修等工作, 固体废物主要为办公、生活垃圾。生活区设垃圾桶, 收集到一定程度集中清运至附近指定的垃圾填埋点。

同时还应当加强饮食卫生、生活用水、环境卫生等方面的管理, 防止传染病的流行, 保护人群健康。

在园区综合服务区内设置报废光伏组件、线缆等处置中心, 主要由各子光伏电站收集而来。达到一定数量后, 统一进行分拣, 将可回收利用的物品解体并送相关厂家回收, 其它难回收利用的部分按相关规定统一进行处置。

11.2 水土保持设计

水土流失防治措施主要采用工程措施、植物措施、临时措施和管理措施相结合的综合防护措施, 在时间上、空间上形成水土保持措施体系。

(1) 工程措施: 光伏阵列区、生产楼、施工生产生活区、弃渣场进行表土清理, 施工结束后进行覆土平整。弃渣场采用拦挡工程。

(2) 植物措施: 针对山地电站, 在场区内播撒耐旱草籽, 加大绿化面积, 针对平地电站, 根据前文分析结果, 在光伏组件下种植适宜的作物; 对建筑物周围进行绿化, 灌、乔、草结合种植。

(3) 临时措施: 主体施工过程中, 特别是下雨或刮风期施工时, 为防止开挖填垫后的场地水蚀和风蚀, 对生产楼、光伏阵列区、施工生产生活区和弃渣场等部位布设排水、拦挡和遮盖等临时防护措施, 考虑临时工程的短时效性, 选择有效、简单易行、易于拆除且投资小

的措施。

(4)管理措施:工程施工时序和施工安排对水土保持工程防治水土流失的效果影响很大。若施工时序和施工安排不当,不但不能有效预防施工中产生的水土流失,而且造成施工中的水土流失无从治理,失去预防优先的意义。弃渣场应“先挡后弃”,并考虑综合利用,减少占地;道路路面要定期洒水,临时堆放的土石料和运输车辆应遮盖;定期对施工生产生活区空地洒水降尘等。