丽水青田仁庄镇3MW农光互补光伏电站工程可行性研究报告

丽水市正阳电力设计院有限公司
设计资质：乙级A233012466
咨询资质：乙级913311027332115853-18ZYY18

2022年9月

丽水青田仁庄镇3MW农光互补光伏发电项目可行性研究报告

批　　准：

项目负责人：

校　　核：

编　　写：

工程咨询单位乙级资信证书

资信类别： 专业资信

单位名称： 丽水市正阳电力设计院有限公司

住　所： 浙江省丽水市莲都区天宁工业区城北街895号

统一社会信用代码： 913311027332115853

法定代表人： 李晓军　　**技术负责人：** 叶建峰

证书编号： 913311027332115853-21ZYY21

业　务： 电力（含火电、水电、核电、新能源）

发证单位: 浙江省工程咨询行业协会

2022年03月23日

浙江省发展和改革委员会监制

目录

1. 综合说明 1
1.1. 概述 1
1.2. 太阳能资源 8
1.3. 工程地质 8
1.4. 系统总体方案设计及发电量计算 9
1.5. 电气设计 9
1.6. 总平面布置 9
1.7. 土建工程 9
1.8. 消防设计 10
1.9. 施工组织设计 10
1.10. 工程管理设计 10
1.11. 环境保护和水土保护设计 10
1.12. 劳动安全与工业卫生设计 11
1.13. 节能降耗分析 11
1.14. 农光互补设计 12
1.15. 工程设计概算 12
1.16. 财务评价与社会效果分析 13
1.17. 附表 13
2. 太阳能资源 16
2.1. 太阳能资源概况 16
2.2. 太阳能资源分析 22
2.3. 太阳能资源评价 23
3. 工程建设条件 24

3.1. 站址条件..... 24
3.2. 自然地理与区域地质条件..... 24
3.3. 场地工程地质条件..... 24
4. 工程任务和规模..... 25
4.1. 地区经济用电现状..... 25
4.2. 工程建设的必要性..... 26
4.3. 工程规模..... 29
5. 系统总体方案及发电量计算..... 30
5.1. 主要设备选型..... 30
5.2. 光伏阵列的运行方式选择..... 45
5.3. 光伏方阵设计..... 52
5.4. 年上网电量计算..... 57
6. 电气设计..... 60
6.1. 接入电气系统方案..... 60
6.2. 电气一次设计..... 61
6.3. 电气二次设计..... 68
7. 总平面布置..... 76
7.1. 总平面布置..... 76
7.2. 道路布置..... 76
7.3. 危险性评估..... 76
8. 土建工程..... 77
8.1. 设计所执行的主要规范、标准..... 77
8.2. 概述..... 77
8.3. 光伏支架设计..... 79
8.4. 光伏阵列基础设计..... 80

8.5. 钢结构加工及涂装..... 81
8.6. 支架安装及钢结构维护..... 81
9. 工程消防 83
9.1. 消防总体设计方案..... 83
9.2. 施工消防设计..... 84
10. 施工组织设计 91
10.1. 施工条件..... 91
10.2. 施工总布置..... 93
10.3. 施工交通运输..... 94
10.4. 工程用地..... 94
10.5. 主体工程施工..... 94
10.6. 施工资源供应..... 98
10.7. 施工进度措施..... 99
10.8. 安全文明施工措施..... 100
10.9. 施工总进度..... 102
11. 环境保护和水土保持设计 103
11.1. 环境保护..... 103
11.2. 水土保持..... 106
11.3. 环保与水土保持投资..... 108
11.4. 综合评价与结论..... 109
12. 劳动安全与职业卫生设计 110
12.1. 设计原则及依据..... 110
12.2. 工程概况..... 112
12.3. 工程安全与工业卫生设计..... 112
12.4. 劳动安全与工业卫生对策措施..... 112

12.5. 安全与卫生机构设置、人员配备及管理制度..... 113
12.6. 事故应急预案..... 116
12.7. 劳动安全与工业卫生工程量和专项投资概算..... 117
12.8. 预期效果评价..... 118
12.9. 存在问题和建议..... 118
13. 节能降耗分析..... 119
13.1. 设计原则与依据..... 119
13.2. 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析..... 119
13.3. 主要节能降耗措施..... 120
13.4. 减排效益分析..... 123
13.5. 结论意见和建议..... 123
14. 设计概算..... 125
14.1. 工程设计概算的编制..... 125
14.2. 工程设计概算的文件组成..... 125
15. 财务评价与社会效果分析..... 135
15.1. 概述..... 135
15.2. 财务评价..... 135
15.3. 社会效果评价..... 138
16. 社会风险稳定风险分析 139
16.1. 风险调查..... 139
16.2. 风险识别..... 139
16.3. 风险估计..... 140
16.4. 风险防范与化解措施..... 141
16.5. 项目社会稳定风险综合评价..... 141
17. 结论及建议 143

17.1. 结论..... 143
17.2. 建议..... 143

附表

附表B1-投资计划与资金筹措表

附表B2-总成本费用估算表

附表B3-利润与利润分配表

附表B4-销售收入及销售税金附加表

附表B5-固定资产折旧及摊销费估算表

附表B6-还本付息计算表

附表B7-项目投资现金流量表

附表B8-资本金财务现金流量表

附表B9-财务计划现金流量表

附表B10-资产负债表

附表B11-财务指标汇总表

1. 综合说明

1.1. 概述

1.1.1. 工程背景

2020 年 9 月 22 日，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布“中国将提高国家自主贡献力度，采取更有利的政策和措施，二氧化碳排放力争 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。这一重要宣示为我国应对气候变化、绿色低碳发展提供了方向指引、擘画了宏伟蓝图。

为认真贯彻习近平总书记提出的坚守实体经济、推动创新发展的要求和浙江省委省政府“积极探索符合省情的转型发展之路，保护好绿水青山，把绿水青山变成金山银山”的指示精神，加快国内光伏发电规模化应用，拟在浙江省丽水市青田县仁庄镇等地规划建设总规模为 3MW 的农光互补光伏电站，用地面积约 100 亩；本期建设容量为 3MWp 光伏电站，用地面积 60 亩，预留二期可扩建容量。本项目属新建光伏电站，包括太阳能光伏发电系统及相应的配套设施。

1.1.1.1 农业光伏背景

近年来，在各国政策支持下太阳能已成为世界上增长最快的能源应用形式，我国更是在光伏发电发展上不遗余力，在鼓励建设光伏电站的同时，促进光伏应用不断向其他产业渗透。其中，由于光伏和农业在土地使用上的共性和互补，业内一直在寻求两者结合的突破口，使之成为当前重点发展方向之一。

目前为止，光伏产品随处可见：充电站采用光伏发电，街边的路灯装着太阳能电池板，太阳能供电的手表、充电包随处可见。当然，太阳能的利用方式远不止这些，分布式和大型光伏电站才是“重头戏”。然而，光伏产业在经过此前十多年的高速扩张后，目前单纯只做发电业务已经很难获得地方政府的支持，光伏与其他产业结合成为出路，也是政策鼓励的方向，“农业+光伏”的模式就是其中之一。

农光互补是上面建光伏电站，下面种植业、养殖业、休闲观光农业等与农业经营行为相结合。“一地两用”、“一地多用”，一块土地在发展农业的同时，利用空间安装太阳能发电系统从而实现“农业与发电两不误”土地综合利用、节约土地资源的目的，为农业产业结构调整、新能源利用提供发展空间。将光伏项目

与农业项目进行合理的结合，不仅将光伏项目顺利的进行，还将农林业的产业调整、升级也有重要的作用，在开展新能源的同时，又可以发展低碳经济，充分利用能源产业及高效农林业经济的集成优势，降低了投资成本，提高了综合收益，同时增加了土地复耕利用的面积，解决了附近农户的就业问题，都能起到促进作用。

1.1.1.2 发展前景

从梳理我国光伏应用市场发展脉络来看，早期从最初单一的西部地面电站开发，已经延伸到东南部经济发达地区对分布式光伏电站的推广。国内从未停止探索光伏应用领域的步伐，而光伏农业无疑是我国在光伏应用领域的又一新的突破。

发展光伏农业引领了低碳环保的绿色能源潮流，代表了未来农业发展的新方向，既播种了绿色有机农业，又收获了清洁能源，大大提高了土地利用率，通过开发农业的潜在资源，实现了农民企业政府多赢，光伏日光温室的发展必将掀起中国光伏农业史上的第二次革命。

1.1.1.3 政策支持

1）国家相关政策的扶持

太阳能发电是可再生能源发展主力，可助力节能减排。近年来我国太阳能发电装机容量持续增长。2020 年太阳能发电装机容量 2.53 亿千瓦，同比增长 24.1%。2021 年 1-10 月中国太阳能发电装机容量达 2.82 亿千瓦，同比增长 23.7%。

近年来，中国光伏发电取得了举世瞩目的发展成绩，新增装机容量远远领先其他国家。2020年中国太阳能发电新增装机容量4820万千瓦，同比增长81.7%。2021年1-10月，太阳能发电新增装机容量2931万千瓦，同比增长744%。

为贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）精神，其中关于光伏开发的优惠政策有：

（一）加大财税政策支持力度。完善省级财政资金支持光伏产业发展的机制，加大对太阳能资源测量、评价及信息系统建设、关键技术装备材料研发及产业化、标准制定及检测认证体系建设、新技术应用示范、农村和牧区光伏发电应用以及无电地区光伏发电项目建设的支持。对分布式光伏发电自发自用电量免收随电价征收的各类政府性基金和附加。企业研发费用符合有关条件的，可按照税法规定在计算应纳税所得额时加计扣除。企业的兼并重组，可以按照现行税收政策，享受税收优惠政策。鼓励地方各级政府利用财政资金支持光伏发电利用。

（二）完善土地支持政策和建设管理。创新土地利用方式，提高土地利用效率，对纳入我省年度指导规模的光伏发电项目，实行优惠的土地政策。一是对利用荒山、荒坡、盐碱地等未利用土地建设光伏发电项目的，各地在土地规划、计划安排时予以适度倾斜，不涉及转用的，可不占用新增建设用地规划指标和年度计划指标。二是缩小建设用地征收范围，将建设用地征收范围缩小到生产区、生活区和场外永久性道路三部分。生产区用地包括汇集站、配电室、控制室和场区内的永久性道路用地。生活区用地包括办公、住宿、食堂、活动场所、库房等附属设施用地。依法办理建设用地征收手续后，可以划拨方式供地。三是对发电场占地可采用租赁等多种方式有偿使用。

2）地方政府的支持

现在，光伏在前期的系统设计、技术等方面得到了快速发展，国家在政策方面的支持也将越来越完善。国家能源局下发的《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》中提及：“部分废弃土地、荒山以及农业大棚、山地等，若建设分布式项目，在35千伏及以下电压等级接入电网项目容量(不超过20兆瓦)且所发电量在并网点区域消纳，可执行当地的光伏电站标杆电价政策，电网企业参照分布式电源通过‘绿色通道’提供高效便捷接入服务”。

1.1.1.4 “农光互补”优越性

1、农业生产与发电相得益彰，产生良好的经济效益

农业光伏的太阳能电池组件能阻隔部分紫外线，反射昆虫交配需要的蓝紫光，可有效减少蔬菜病虫害，减少农药使用量，提高蔬菜品质和产量，是绿色生态农业的新模式。夏季，受高温影响，大部分保护地蔬菜在 6~9 月份无法正常成长。由于光伏发电板减少了紫外线对作物的破坏，合理的遮光为农业提供了良好的生长环境。

2、大大提高土地利用率，降低光伏产业成本

传统方式建设光伏电站，一般为工业用地，成本高且审批困难。而利用山地建设光伏电站，提高了土地利用率，符合国家倡导的绿色环保趋势。太阳能发电是一种环保发电方式，目前，国家大力支持发展，在配套基础设施、贷款等方面提供扶持。对于设计寿命达 30 年的光伏来说，利润回报期更长远。

3、为当地经济创增收，为地区创旅游，为农民创收益

符合国家产业政策与导向近几年国家频繁颁布了与光伏发电有关的政策，从这一系列政策内容来看，国家扶持光伏行业发展的政策导向明确，且随着各项优惠政策的出台，包括规划发展目标、补贴标准、补贴期限、资金来源在内的一系列扶持光伏发电行业发展的政策体系已基本完善，为大力发展光伏发电提供有力的政策保障。

支持当地经济，有较大投资规模：光伏电站对地方经济的发展做出了贡献。首先，可以实现了农业和发电的双经济收益；再次，在生态旅游上，一望无际泛着蓝光的太阳能发电装置蔚为壮观，本身就是一个观光景点，可与周边生态旅游圈形成一条新的生态旅游线，具有很大的推广意义。

1.1.1.5 成功案例

案例一：协鑫埇桥项目农光互补项目

宿州协鑫埇桥项目分为温室蔬菜种植与高支架油用牡丹两大部分，根据不同农作物的生长需求定制光伏与农业设施，确保“一光两用、一地两用”的有机结合。由江苏协鑫新能源公司投建的协鑫埇桥项目农光互补项目 2017 年 5 月 15 日并网成功，这个位于安徽宿州市埇桥区灰古镇付湖村的 20+20MW“农光互补”项目，总投资 3.5 余亿元，年均发电量约为 4800 万千瓦时。

按照设计，该项目的顶部搭设光伏电板，电板下发展农业养殖业。在不改变土地性质的情况下，实现了光伏发电与农业的有效结合。

“这个项目真正实现了‘三不争’，光伏与农业不争土地，不争空间，不争阳光。”根据不同地区的光照条件、不同农作物的喜光性，设计专门的优化方案，不仅解决了“与农争光”的问题，还实现了“一光多用”。同时，采用立柱支撑光伏组件，使得光伏组件最低端距离地面达 2.8 米，光伏组件之间的间距达 7-10 米，大型农机可以正常作业。

案例二：常山县光伏发电项目

据了解，该光伏发电项目投资 3 亿，占地 1060 亩，在进行发电项目建设的同时，积极探索“农光互补”实践，在太阳能电池板下种植了 100 亩的双季稻。

这 100 亩水稻全程采取机械化插秧和播种，目前生长良好，与平时种植的水稻几乎一样。预计亩产能达到 400 公斤。目前，光伏发电项目进展顺利，建成后规模是 30MW，一年可为电网输送 4000 万度清洁能源。

案例三：河北省石家庄200兆瓦光伏农业项目

2015年5月8日，在石家庄循环化工园区200兆瓦光伏农业科技大棚并网发电项目施工现场，工人们正在棚上安装太阳能光伏板。这是目前河北省单体面积最大、也是石家庄首个农业光伏科技大棚项目，一期工程已并网发电。一期工程总面积约60亩，年均发电量约为5473万度，可节约标准煤7万多吨。该项目实现了棚上太阳能发电的同时棚下还将种植茶树、高端花卉苗木、食用菌等高附加值产品，通过引入物联网远程智能管理系统，推动现代农业与新能源产业的有机结合。

1.1.2. 项目地理位置

本工程拟建于浙江省丽水市青田县仁庄镇附近山地区域，项目利用山地带这类未利用场地新建一座农光互补型光伏电站。本项目邻近相对交通便利。建设所在区域内太阳能资源、气象条件、水文地质、原材料供应等基本满足建设要求等，为本项目建设提供了有利条件。场址中心坐标约为 N28.00，E120.26°，场址地理位置图见图 1.1-1。

图 1.1-1 现场地理位置图

1.1.3. 工程任务和规模

本工程的主要任务是建设高压并网光伏电站，充分开发利用本地区丰富的太阳能资源，建设绿色环保的新能源。从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目规划占地面积和阵列单元排布等方面综合分析，本工程装机容量为 3MWp。

1.1.4. 主要工作成果

本次设计通过对现场实际情况的实地考察、分析、研究，确定较适合该项目的光伏电站建设方案，并根据现场的实际情况，对项目进行分析设计，完成抗台、防腐具有项目地山地特色的专题分析。

1.1.5. 项目地理环境

本工程建设地点位于浙江省丽水市青田县仁庄镇，场址中心坐标为东经 120.26°，北纬 28.00°。青田县，地处浙江省东南部，瓯江中下游，位于温州的西部、丽水东南部。东接温州、永嘉，南连瑞安、文成，西临景宁畲族自治县，北靠缙云，全县总面积 2493 平方千米。

1.1.6. 太阳能资源评价的主要结论

项目所在地的工程代表年水平太阳辐射量为 1313.1kWh/m2，太阳能资源等级属于丰富（C）等级，具有开发利用价值。

1.2. 太阳能资源

通过 Meteonorm 数据库计算和根据中国气象局风能太阳能资源评估中心通过对全国地面太阳能辐射和气象影响因子的综合分析，结合绘制出的“太阳能资源区域分布等级图”及 Meteonorm 数据比项目现场实际辐射数量偏高等因素可得，根据当地的经纬度再综合考虑太阳散射情况可以确定固定式组件安装倾角为 18°。在 18°倾斜面上全年总辐射量约为 1397.0kWh/ m^2。

通过以上分析计算可以看出场址所在地区太阳能资源丰富，年平均太阳辐射量比较稳定，能够为光伏电站提供充足的光照资源，实现社会、环境和经济效益。

1.3. 工程地质

青田县地质构造属仙霞岭、洞宫山脉延伸的括苍山脉。青田县属于浙南低山区，所处区域构造属新华夏第二个一级构造夏式隆起带南段东侧，火山岩刚性地层分布，构造形迹以断裂为主，拆皱平缓且不发育。地势由西北、西南向东南倾斜，小盆地多，大小溪河流切割强烈，沿溪第四经地层作带状分布，形成河谷地带，1000 米以上的山峰有八面湖、金鸡山、山炮岭、大风坳、东坑湖等共 217 座山峰。

1.4. 系统总体方案设计及发电量计算

本工程的主要任务是建设农光互补光伏电站，充分开发利用本地区丰富的太阳能资源，建设绿色环保的新能源。从能源资源利用、电力系统供需、项目开发条件以及项目规划占地面积和阵列单元排布等方面综合分析，本工程本次装机容量为3MWp。

本工程电池组件采用国产单晶硅双面双玻 540W 组件 5356 块及钙钛矿100W组件1008块，建设规模为3MWp光伏电站，组件采用倾角为18°。光伏电站建成后，预计25年总发电量约为8075.74万kWh，年平均发电约323.03万kWh，首年利用小时数1165.52h，年均利用小时数1079.27h。

1.5. 电气设计

本项目就地升压至10kV，以“全额上网”的形式并入电网（接入方案最终以电网公司接入系统设计时确认）。

逆变器就地布置在光伏发电场光伏阵列中。

本项目采用逆变设备及并网设备集中控制方式，在并网点单独配置一套并网装置，具备遥测、遥信、遥控、遥调及网络通信等功能，实时采集并网运行信息，并上传至地调部门。本项目另设置集中控制室，对光伏电站数据进行实时监控。

1.6. 总平面布置

本工程为山地农光互补光伏电站项目，土地面积约为60亩。

1.7. 土建工程

本工程总装机容量 3MWp，主要有光伏阵列方阵基础、电气设备基础等土建工程。太阳能光伏阵列由钢支架及钻孔灌注桩基础组成；电气设备基础等由于荷载较轻，原则上天然地基可满足要求。

根据《光伏发电站设计规范》（GB50007-2012），本工程光伏支架设计使用年限采用25年，光伏支架基础、箱变基础、升压站设备基础设计使用年限采用50年。

本工程光伏布置场地为山地，环境条件相对恶劣，设计要求相对较高，须综合考虑各方面因素确保支架结构及基础设计的可靠性、稳定性和耐久性。

1.8. 消防设计

本工程贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，加强火灾监测报警的基础上，对重要设备采用相应的消防措施，做到防患于未然。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、逃生等各方面入手，力争减少火灾发生的可能性，一旦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；根据生产重要性和火灾危险性程度配置消防设施和器材，本光伏电站按规范配置了手提式干粉（磷酸铵盐）灭火器；建筑结构材料、装饰材料等均须满足防火要求；本光伏电站内重要场所均设有通信电话。

1.9. 施工组织设计

依据光伏电站建设、资源、技术和经济条件，编制一个基本轮廓的施工组织设计，对光伏电站主要工程的施工建设等主要问题，做出原则性的安排，为工程的施工招标提供依据，为单位工程施工方案指定基本方向。具体内容见下文施工组织设计中论述。

1.10. 工程管理设计

结合本光伏电站的具体情况，按“无人值班，少人值守”的原则设计，结合电站自动化水平初拟该电站管理机构分为生产和职能两大部门。由于目前尚无可遵照执行的光伏电站运行人员编制规程，本光伏电站结构设置和人员编制推荐如下方案：本期定员为1人，其中管理人员0人；运行和日常维护人员1人，主要负责变电设备和光伏设备巡视、日常维护和值班等。

1.11. 环境保护和水土保护设计

太阳能光伏发电是一种可再生能源，其生产过程主要是利用太阳能转变为电能的过程，不排放任何有害气体。本工程建设对当地大气环境、声环境、电磁环境无影响，对生态环境影响很小，对水环境等的影响可通过采取相应环保措施及环境管理措施予以最大程度的减缓。因此，从环境保护角度来看，无制约工程建设的环境问题，工程建设是可行的。

工程在开发、建设、运行的过程中所产生的水土流失，随着水土保持措施的全面实施将会得到基本控制。本项目属于清洁能源开发工程，符合国家能源

利用结构调整战略和环境保护要求。

1.12. 劳动安全与工业卫生设计

为了保护劳动者在我国电力建设中的安全和健康，改善劳动条件，电站设计必须贯彻执行《中华人民共和国劳动法》、《建设项目（工程）劳动安全卫生监察规定》、《安全生产监督规定》等国家及部委颁发的现行有关劳动安全和工业卫生的法令、标准及规定，以提高劳动安全和工业卫生的设计水平。

在电站劳动安全和工业卫生的设计中，应贯彻“安全第一，预防为主”的原则，重视安全运行，加强劳动保护，改善劳动条件。劳动安全与工业卫生防范措施和防护设施与本工程同时设计、同时施工、同时投产，并应安全可靠，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康。

工业卫生设计应充分考虑电站在生产过程中对人体健康不利因素，并根据设计规范和劳保有关规定，采取相应的防范措施。

1）本工程所有防暑降温和防潮防寒设计都应遵循《工业企业设计卫生标准》（GBZ1－2015）、《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015）等电力标准、规范。

2）生产操作人员一般在值班室工作，根据当地气象条件，值班室设置空气调节系统。

3）在配电间设置轴流风机、排风扇及设备专用通风管道设施。

1.13. 节能降耗分析

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

本太阳能光伏发电站工程建成后建设规模3MWp，经测算25年年平均发电量为323.03万kWh，同燃煤火电站相比，按标煤煤耗为314g/kWh计，每年可为国家节约标准煤1014.3t。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减

少 SO2 排放量约为 96.9t， NOx（以 NO2 计）排放量约为 48.5t。 另外，根据国家发改委《关于公布 2010 年中国低碳技术化石燃料并网发电项目区域电网基准线排放因子的公告》，全国电网的排放因子取 0.7845（tCO2e /MWh），本工程的建设每年可减少温室气体 CO2 的排放量约为 2534.2t。本工程可减少有害物质排放量，减轻环境污染，同时不需要消耗水资源，也没有污水排放。光伏电站是将太阳能转化成电能的过程，在整个工艺流程中，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。从节约煤炭资源和环境保护角度来分析，本电场的建设具有较为明显的经济效益、社会效益及环境效益。

1.14. 农光互补设计

“农光互补”养殖区整体光伏组件架高 2 米以上，以山地上建设光伏电站发电，其下进行农业种植方式建设，根据项目所在地适宜山地种植作物。

1.15.工程设计概算

1）概算编制办法、费用构成及计算标准、费用性质和项目划分办法：

执行《光伏发电工程初步设计编制办法》（试行）GD003-2011 有关规定。

项目划分及取费标准主要参考国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 32027-2016）和《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2011)，不足部分参考国家发展和改革委员会 2013 年颁发的《火力发电工程建设预算编制与计算规定》及有关文件。

2）工程量：根据各设计专业提供的设备材料清册为依据计列。

3）定额：依据《光伏发电工程概算定额》(NB/T 32035-2016)，不足部分参考《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2011)。

4）材料价格：主要材料价格按丽水市 2022 年信息价格水平计列。

5）可再生定额（2016）32 文件《关于建筑业改征增值税路上风电场工程计价依据调整实施意见》。

6）勘察设计费按国家计委、建设部计价格（2002）年 10 号文关于发布《工程勘察设计收费管理规定》的通知计列。

7）国内资金价差预备费：根据国家计委计投资[1999]1340号文，投资价格指数按零计算。

本项目工程静态投资1380.74万元，静态投资单位造价4613.15元/kW；工程建设期贷款利息2.73万元，工程动态投资1383.46万元，动态投资单位造价4622.27元/kW。

1.16. 财务评价与社会效果分析

本项目在上网电价为0.4153元/kWh(含增值税，不含增值税为0.3675元/kWh)，贷款偿还期为15年的条件下测算，全部投资税前财务内部收益率为5.82%，全部投资税后财务内部收益率为4.97%，投资回收期13.29年，资本金内部收益率为5.48%。各项经济指标较好，财务内部收益率高于基准收益率，项目的财务盈利能力和贷款偿还能力较强。

项目在实现预期投入产出的情况下，财务上可以接受。

1.17. 附表

表1.17-1 项目工程特性表

一、光伏发电工程站址概况			
项目	单位	数量	备注
装机容量	MW	2.993	
占地面积	亩	60	
海拔高度	m	750	
经度（东经）	°	120.26	
纬度（北纬）	°	28.00	
水平面太阳总辐射量	kW/m^2	1313.1	
二、主要气象要素			
多年平均气温	˚C	18.5	
多年极端最高温度	˚C	41.9	
多年极端最低温度	˚C	-8.1	
多年最大积雪深度	cm	15.1	
多年平均风速	m/s	1.1	
多年极大风速	m/s	22.7	
多年平均雷暴日数	日	40	

三、主要设备			
编号	名称	单位	数量
1．晶硅 540W 光伏组件			
1.1	峰值功率	W	540
1.2	开路电压 Voc	V	49.6
1.3	短路电流 I sc	A	13.86
1.4	工作电压 Vmmpt	V	41.64
1.5	工作电流 I mmpt	A	12.97
1.6	峰值功率温度系数	%/℃	-0.35
1.7	开路电压温度系数	%/℃	-0.275
1.8	短路电流温度系数	%/℃	0.045
1.9	10 年功率衰降	%	≤10
1.10	25 年功率衰降	%	≤20
1.11	外形尺寸	mm	2278*1134*35
1.12	重量	kg	31.8
1.13	数量	块	5356
1.14	固定倾角角度	（°）	18
2．钙钛矿 100W 光伏组件			
2.1	峰值功率	W	100
2.2	开路电压 Voc	V	178.9
2.3	短路电流 I sc	A	0.71
2.4	工作电压 Vmmpt	V	156.9
2.5	工作电流 I mmpt	A	0.64
2.6	外形尺寸	mm	1245*635*6.4
2.7	重量	kg	10.5
3．225kW 逆变器			
3.1	额定功率	kW	225kW
3.2	最高输入电压	V	DC 1500V
3.3	MPPT 电压范围	V	DC 500~1500V
3.4	每路 MPPT 最大输入电流	A	30A
3.5	输出额定频率	Hz	50Hz
3.6	输出额定电压	V	800V

3.7	最大输出电流	A	178.7A
3.8	额定输入输出时输出功率因数		≥0.99
3.9	额定输入输出时电流谐波含量（THD）		<3%
3.10	最大效率		≥99.01%
3.11	冷却方式		强制风冷
3.12	防护等级		IP66
3.13	尺度（宽×高×深）	mm	1051*660*363
3.14	重量	kg	99
3.15	环境温度	°C	-30~60
3.16	海拔（额定功率）		＜5000 米
3.17	环境湿度		0-100%无冷凝
3.18	通信协议		RS485，PLC
3.19	用户界面		触摸屏
4．箱式升压变电站			
4.1	台数	台	1
4.2	容量	kVA	2500
4.3	额定电压	kV	10.5±2x2.5%/0.8
四、土建施工			
1	光伏组件支架钢材量	t	127.5
2	施工总周期	月	6
五、概算指标			
1	静态总投资	万元	1380.74
2	动态投资	万元	1383.46
3	单位千瓦静态投资	元/kW	4613.15
4	单位千瓦动态投资	元/kW	4622.27
六、经济指标			
1	经营期平均上网电价（不含税）	元/kW·h	0.3675
2	经营期平均上网电价（含税）	元/kW·h	0.4153
3	投资回收期（不含建设期）	年	13.29
4	项目投资财务内部收益率（税前）	%	5.82
5	资本金财务内部收益率	%	5.48

2. 太阳能资源

2.1. 太阳能资源概况

2.1.1. 全国太阳能概况

地球上太阳能资源的分布与各地的纬度、海拔高度、地理状况和气候条件有关。资源丰度一般以全年总辐射量和全年日照总时数表示。就全球而言，美国西南部、非洲、澳大利亚、中国西藏、中东等地区的全年总辐射量或日照总时数最大，为世界太阳能资源最丰富地区。

我国属太阳能资源丰富的国家之一，全国总面积 2/3 以上地区年日照时数大于 2000 小时。

根据中国气象局风能太阳能资源评估中心，利用 700 多个地面气象站，观测资料计算了全国的总辐射情况和直接辐射，初步更新我国太阳能资源的时空分布特征，并进一步简要分析了云、气溶胶和水汽等相关要素的影响得到的数据如下：

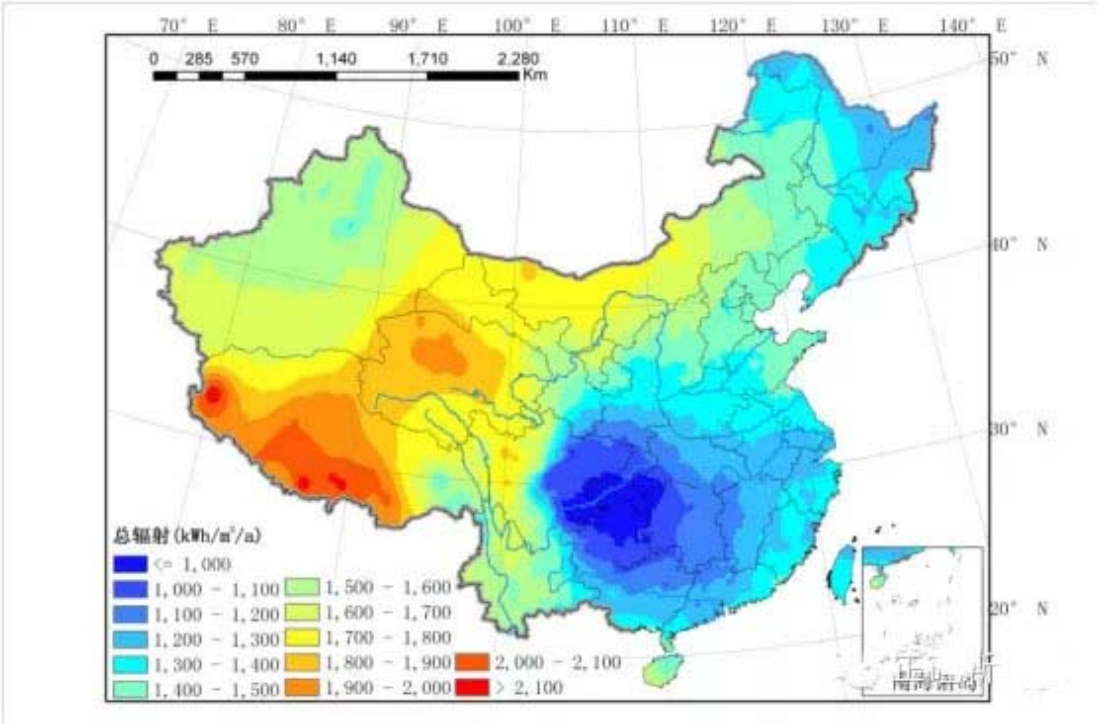


图 2.1-1 中国总辐射分布图

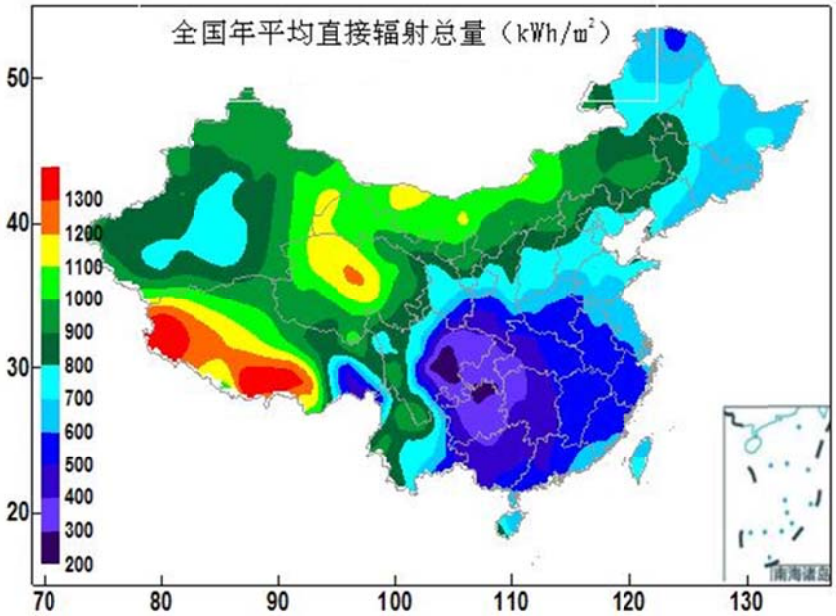


图 2.1-2 中国近 30 年年平均直接辐射分布图

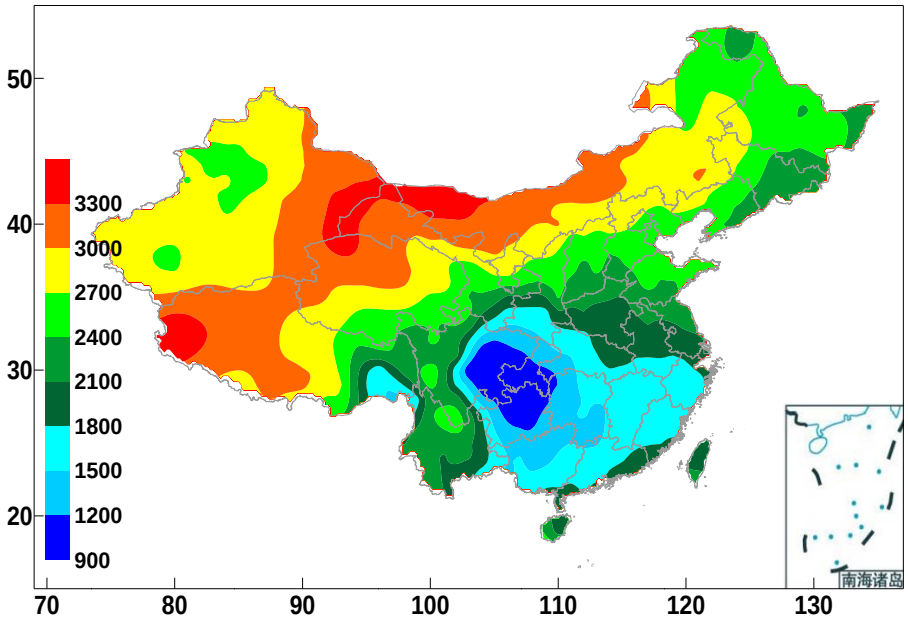


图 2.1-3 中国年均日照时数图

我国太阳能资源分布的主要特点有：太阳能的高值中心和低值中心都处在北纬 22°～35°这一带，青藏高原是高值中心，四川盆地是低值中心；太阳年辐射总量，西部地区高于东部地区，而且除西藏和新疆两个自治区外，基本上是南部低于北部；由于南方多数地区云雾雨多，在北纬 30°～40°地区，太阳能的分布情况与一般的太阳能随纬度而变化的规律相反，太阳能不是随着纬度的增加而减少，而是随着纬度的增加而增长。

2.1.2. 项目所在区域太阳能概况

本项目站址地形连续，安装光伏系统的场地开阔，周围无高大建筑和遮挡物，非常适合安装光伏发电系统。

浙江属亚热带季风气候，季风显著，四季分明，年气温适中，光照较多，雨量丰沛，空气湿润，雨热季节变化同步，气候资源配制多样，气象灾害繁多。年平均气温 15～18℃，1 月、7 月分别为全年气温最低和最高的月份，5 月、6 月为集中降雨期。极端最高气温 44.1℃，极端最低气温-17.4℃；浙江省年平均雨量在 980～2000 毫米，年平均日照时数 1710～2100 小时。

浙江省太阳总辐射以夏季 7、8 月份最丰富，冬季 1、2 月最少。日照时数，夏季（6、7、8 月）最多，冬季（12、1、2 月）最少，其中西部山区和南部地区春季明显少于秋季，其它地区春季略少与秋季。晴天日数，浙北北部平原地区（湖州）冬季最多，秋季最少；沿海地区（温州、石浦）春季最多，秋季最少，西部丘陵地区（金华、开化）春季最多，夏季最少；其它地区（杭州、庆元）春季最多，冬季最少。阴天日数与晴天日数相反。

浙江省年均总辐射量和年均日照时数分布如图 2.1-1、2.1-2

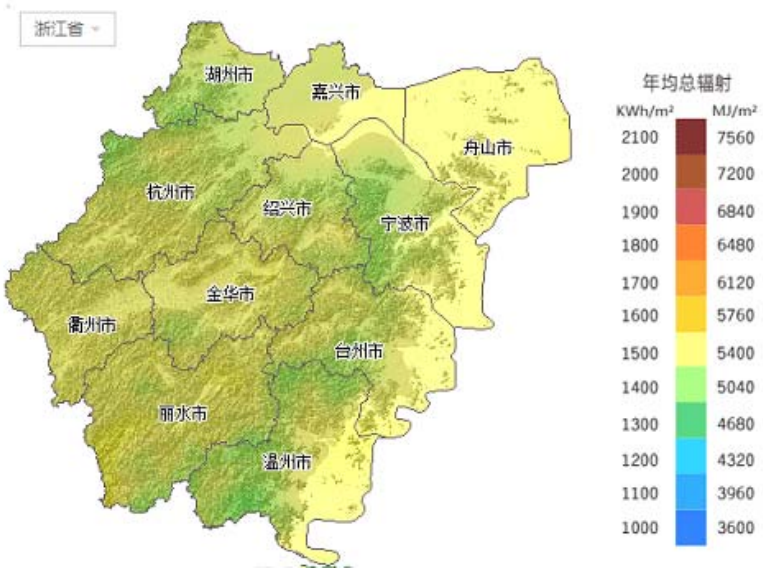


图 2.1-1 浙江省年均总辐射

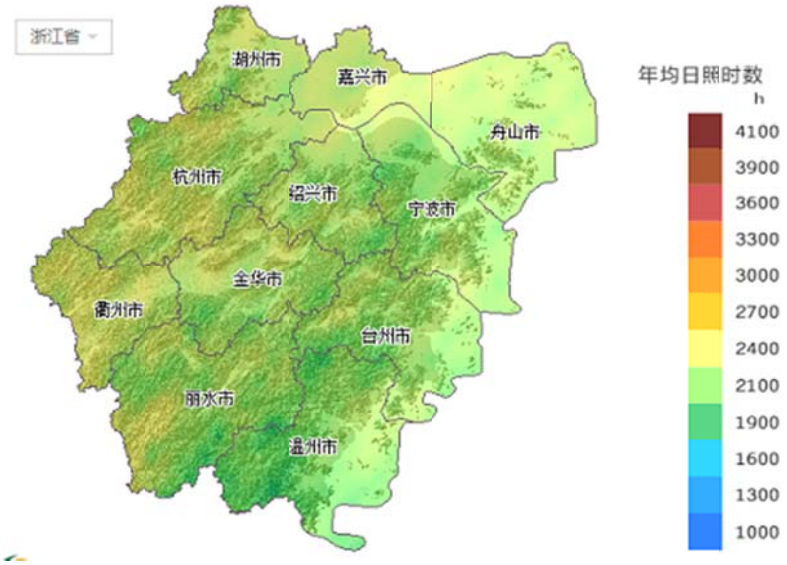


图 2.1-2 浙江省年均总辐射和年均日照时数

图 2.1-3 中国太阳能资源分布图

根据全国太阳能资源带的划分（图 2.1-6），项目地属我国第三类太阳能资源区域，全年日照时数长决定了太阳总辐射量高。太阳能资源丰富，有着得天独厚的优越条件，太阳能开发利用潜力巨大。

2.1.3. METE8.0 气象数据

根据Meteonorm气象软件来源于瑞士的Meteonorm研究所，包含有全球8325个气象观测站的辐射数据，输入项目选址的经纬度坐标可得到该地区的年均月辐射量。因未取得当地气象局日照辐射量实测数据，现阶段先采用 Meteonorm 8.0 中数据进行日照资源分析，并根据以往经验进行适当调整得出所在地辐射量如下图所示。

表 2.1-3 Meteonorm8.0 各太阳能辐射量分析

站点 丽水市青田县 （中国）

数据源 Meteonorm 8.0 (1992-2000), Sat=35%

	水平面总辐射量	水平面散射辐射量	温度	风速	大气浑浊因子	相对湿度
	kWh/m²/mth	kWh/m²/mth	°C	m/s	[-]	%
1月	69.9	41.6	5.7	1.81	5.493	71.5
2月	68.7	50.5	7.7	1.89	6.290	73.5
3月	92.1	59.9	11.3	1.80	7.233	72.1
4月	115.1	79.4	16.1	1.80	7.280	73.7
5月	133.3	82.4	20.6	1.71	6.116	73.2
6月	119.2	73.6	23.0	1.71	5.636	79.5
7月	156.5	92.4	26.6	2.00	4.935	71.2
8月	156.5	85.6	26.2	1.90	5.386	72.1
9月	132.6	67.6	23.1	1.90	5.390	72.0
10月	109.9	59.8	18.6	2.00	5.274	67.3
11月	82.4	42.6	12.7	1.70	5.119	72.9
12月	76.9	43.1	7.2	1.90	4.998	70.3
年	1313.1	778.6	16.6	1.8	5.763	72.4

水平面总辐射量 年际变化 8.5%

通过 Meteonorm 8.0 数据库计算和根据中国气象局风能太阳能资源评估中心通过对全国地面太阳能辐射和气象影响因子的综合分析，从绘制出的“太阳能资源区域分布等级图”可以看出，年均太阳能水平辐射量约为 4727.16MJ/ m2.a，相当于 1313.1kwh/ m2.a。

从上述图表可以看出：1 月达到最低，辐射量 2～5 月呈上升趋势，6 月略低，7 月达到最高；7～12 月呈下降趋势。

2.1.4. NASA 气象数据

NASA 数据统计的时间段为 1983-2005 这 22 年内的太阳辐射量数据，NASA 给出的该项目地区的太阳能辐射量分别如下图所示。

表 2.1-4 NASA 各太阳能辐射量分析

站点	丽水市青田县 （中国）		
数据源	NASA-SSE satellite data 1983-2005		
	水平面总辐射量	水平面散射辐射量	温度
	kWh/m²/mth	kWh/m²/mth	℃
1月	75.0	37.5	6.1
2月	72.2	40.3	7.4
3月	89.0	53.9	10.6
4月	112.5	64.8	15.7
5月	128.7	73.8	20.1
6月	125.7	74.1	23.7
7月	170.8	74.4	26.4
8月	147.6	70.4	25.9
9月	113.4	58.8	22.9
10月	105.4	49.6	18.4
11月	84.9	38.1	13.7
12月	83.7	32.9	8.4
年	1308.8	668.6	16.6
	粘贴	粘贴	粘贴

水平面总辐射量 年际变化 8.5%

NASA 网站查得数据即为美国太空总署气象局提供的场址区 22 年太阳辐射平均值。NASA6.0 版卫星数据库中该光伏电站所在地的年太阳辐射总量为 1308.8kWh/m2，相当于 4711.68MJ/m2。

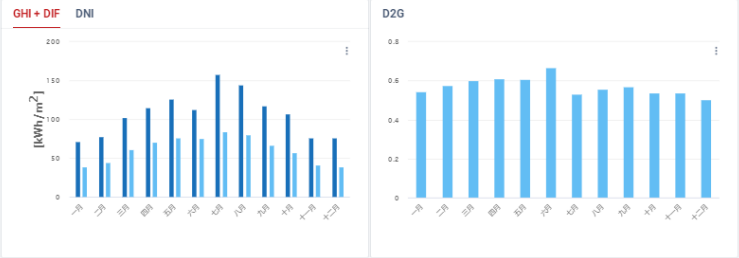
2.1.5. Solargis 气象数据

根据场址的经纬度坐标，查询 Solargis 数据库提供的多年平均总辐射量数据。

表 2.1-5 Solargis 各太阳能辐射量分析

太阳辐射和气象参数

	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²		温度	m/s	日照差	日照差
一月	71.1	61.4	38.7	0.545	6.3	1.4	0	326
二月	77.6	55.1	44.6	0.574	8.1	1.4	0	151
三月	102.1	59.2	61.4	0.601	11.3	1.4	0	123
四月	115.3	59.4	70.5	0.611	16.3	1.4	27	42
五月	126.0	63.9	76.3	0.606	20.6	1.3	128	0
六月	112.7	48.3	75.1	0.667	23.8	1.2	216	0
七月	158.2	97.2	84.0	0.531	26.6	1.4	302	0
八月	144.5	86.2	80.3	0.555	25.8	1.4	269	0
九月	117.4	72.2	66.6	0.568	22.8	1.4	250	0
十月	106.9	79.6	57.3	0.536	18.2	1.4	48	2
十一月	76.3	65.0	41.1	0.538	13.3	1.4	0	144
十二月	76.5	76.5	38.6	0.504	8.0	1.5	0	287
每年	1284.5	824.0	734.5	0.572	16.8	1.4	962	1415



Solargis 数据库中光伏电站所在地的年太阳辐射总量为 1284.5kWh/m2，相

当于 4624.2MJ/m2。

2.2. 太阳能资源分析

参考气象站数据，再结合 Meteonorm 8.0、NASA、Solargis 模拟数据进行比对进行下表分析：

表 2.2-1 各太阳资源比对分析

月份	Meteonorm8.0（kwh/m2）	Solargis（kwh/m2）	NASA（kwh/m2）
一月	69.9	71.1	75.0
二月	68.7	77.6	72.2
三月	92.1	102.1	89.0
四月	115.1	115.3	112.5
五月	133.3	126.0	128.7
六月	119.2	112.7	125.7
七月	156.5	148.5	170.8
八月	156.5	144.5	147.6
九月	132.6	117.4	113.4
十月	109.9	106.9	105.4
十一月	82.4	76.3	84.9
十二月	76.9	76.5	83.7
合计	1313.1	1284.5	1308.8

通过表 2.2-1 可得，Solargis 数据与 NASA 数据较低，且根据以往项目经验，NASA 数据一般误差较大，因此本项目居中考虑，综合考虑场址水平面太阳能总辐射量按照 Meteonorm 8.0 数据取 1313.1kWh/m^2.a，根据《太阳能资源评估方法》（QX/T89-2008），太阳能资源丰富程度为资源很丰富。

根据各数据分析，在倾角 15°-25°范围内，太阳辐射量变化不大，当倾角小于 18°时，辐射量存在总体上升趋势，在 18°倾角时年太阳辐射总量达到最大。在 18°～25°范围内，辐射量存在总体下降趋势，即在 18°倾角时是最大辐射量的分界点，因此综合各项因素本项目设计的固定式支架安装组件倾角为 18°。在 18°倾斜面上 Meteonorm 8.0 全年总辐射量为 1397.0 kWh/m^2。

同时该项目建成后建议建立场地光资源测试仪，对该项目场地辐射数据进行测量和分析。

2.3. 太阳能资源评价

按照太阳能辐射量的地区分类，丽水市可以归属于三类地区，是全国太阳能资源中等地区，具有大规模产业化开发太阳能资源的有利条件。根据气象行业标准 QX/T 89-2008《太阳能资源评估方法》中的太阳能资源丰富程度评估等级表（表 2-3），本项目所在地的太阳能资源应评定为“资源丰富”。

表 2.2-2 太阳能资源丰富程度评估等级

太阳总辐射的年总量		资源丰富程度
≥1750 kW·h/(m2·a)	6300 MJ/(m2·a)	资源最丰富
1400～1750 kW·h/(m2·a)	5040～6300 MJ/(m2·a)	资源很丰富
1050～1400 kW·h/(m2·a)	3780～5040 MJ/(m2·a)	资源丰富
＜1050 kW·h/(m2·a)	＜3780 MJ/(m2·a)	资源一般

注：上表中，1kW·h＝3.6MJ，1kW·h/(m2·a)＝0.114W/m2。

按照《太阳能资源等级总辐射》（GB/T 31155-2014）稳定度等级划分标准，用总辐射各月平均日辐照量的多年平均值（一般取 30 年平均），用最小值与最大值的比值表示太阳能资源稳定程度，比值越小，说明太阳能资源全年变化越稳定，就越利于太阳能资源的利用。

项目建设区域总辐射各月平均日辐照量的多年平均值最大值出现在 7 月，为 156.5kWh/m^2；最小值出现在 2 月，为 68.7kWh/m^2.a，稳定度约为 0.43，表明项目建设区域的太阳能资源位于 0.36≤RW＜0.47，为 B 级稳定，适于进行太阳能资源的开发利用。

表 2.2-3 稳定程度等级（GB/T 31155-2014）

等级名称	分级阈值	等级符号
很稳定	RW≥0.47	A
稳　定	0.36≤RW＜0.47	B
一般	0.28≤R_W＜0.36	C
前稳定	RW＜0.28	D

注：RW 表示稳定度，计算 RW 时，首先计算总辐射各月平均日辐照量的多年平均值（一般取 30 年平均），然后求最小值与最大值之比。

3. 工程建设条件

3.1. 站址条件

丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程位于浙江省丽水市青田县仁庄镇，场址中心坐标为东经 120.26°，北纬 28.00°。青田县，地处浙江省东南部，瓯江中下游，位于温州的西部、丽水东南部。东接温州、永嘉，南连瑞安、文成，西临景宁畲族自治县，北靠缙云，全县总面积 2493 平方千米。项目利用山地区域建设规模为 3MW 的农光互补光伏电站。场地周围道路设置较为完善，交通条件较便利。

根据前期工作结果，本项目无军事用途、文物保护和资源资源管制等方面的限制。

3.2. 自然地理与区域地质条件

3.2.1. 自然地理

青田县属亚热带季风气候区，四季分明。境内 100 米以下的河谷低丘地区，年平均气温 18℃；200-300 米的丘陵地区，年平均气温 17℃；400-600 米的丘陵低山区年平均气温 15-16℃；800 米以上的山区，年平均气温 14℃以下。海拔每升高 100 米，年平均气温降低 0.59℃。年平均无霜期 279 天。

3.3. 场地工程地质条件

青田县地质构造属仙霞岭、洞宫山脉延伸的括苍山脉。青田县属于浙南低山区，所处区域构造属新华夏第二个一级构造夏式隆起带南段东侧，火山岩刚性地层分布，构造形迹以断裂为主，拆皱平缓且不发育。地势由西北、西南向东南倾斜，小盆地多，大小溪河流切割强烈，沿溪第四经地层作带状分布，形成河谷地带，1000 米以上的山峰有八面湖、金鸡山、山炮岭、大风坳、东坑湖等共 217 座山峰。

4. 工程任务和规模

4.1. 地区经济用电现状

4.1.1. 地区用电现状

2020年浙江省全社会用电量4830亿千瓦时，同比增长2.62%。2020年12月，该省全社会用电量463亿千瓦时，同比增长6.09%。

受疫情影响，浙江去年全社会用电量低开高走，一季度用电量同比下降15.61%。二季度以来，随着疫情防控形势持续向好，生产、消费需求释放，实体经济发展日趋稳健，带动用电量快速增长。5 月浙江全社会用电量同比增长4.9%，月用电量首次超过去年同期。至8月底，其全年累计用电量超过2019年同期。此后，浙江用电形势持续向好，至2020年底，连续8个月保持正增长。

在疫情影响情况下，浙江全年全社会用电量逆势增长2.62%，是多方因素影响的结果。2020 年下半年以来，得益于中国有力的疫情防控和复工复产举措，作为传统制造业和出口大省，浙江全社会生产需求旺盛，用电量随之出现连续8个月的增长。

2020年夏季，受持续高温天气影响，浙江全社会用电负荷七创历史新高。8月份，该省最高用电负荷达到9268万千瓦，月用电量同比增长13.15%。入冬以来，受寒潮低温天气影响，浙江全社会用电负荷和社会用电量持续攀升。12 月30日浙江全社会用电负荷达到8020万千瓦，与去年同期相比上涨19%，创浙江冬季全社会用电负荷历史新高。

4.1.2. 电力系统现状及发展规划

今年上半年，浙江全社会用电量1880亿千瓦时，同比增长6.5%。其中，第二产业用电量同比增长7.66%；第三产业用电量同比增长7.84%。这些数据从侧面表明，浙江经济转型升级不断向纵深推进。预计“十三五”时期，浙江年均经济增速 7%，电力需求也将保持相应增长。国网浙江省电力公司根据浙江“八八战略”和转方式、调结构的具体举措，及时调整电网发展规划，确保电网发展与全省发展相协调，更好地服务经济发展和民生改善。

在规划电网发展时，国网浙江电力努力使输配电网、一次网架设备与二次系统、公共资源与用户资源之间得到衔接，促进新能源、分布式电源、电动汽车充电基础设施等多元化负荷与电网协调发展；重点对电网迎峰度夏等实践中

的问题进行诊断分析，将电网运行反映出的薄弱环节列为未来电网完善的重点。

为提升规划精准度，国网浙江电力全面推广“网格化”规划方法，将全省配电网划分成3961个网格，准确把握地方产业布局特点、经济发展目标和发展重心，明确投资重点，保障安全可靠用电，促进经济社会可持续发展。该公司还开展了分压分区网供负荷预测专题研究，按照开发地块、用电网格、功能分区三个层级开展空间负荷预测，详细分析年负荷、日负荷特性。

在服务清洁能源发展上，国网浙江电力按照安全可靠、全额消纳的原则，统筹安排大规模新能源项目配套接网工程。针对衢州、丽水等资源丰富地区，开展消纳能力分析，做好主、配网协同规划。强化配电网规划与充换电设施规划的衔接，推进电能替代配套供电设施的建设，满足多元化负荷的用电需求，使电网适应能源消费模式的变革。

未来几年，浙江电网的发展可用确保需求、灵活可靠、安全智能、转型升级、重点提升五个关键词概括。具体来说，国网浙江电力将大力完善特高压电网，优化省内电源接入，适度超前布局电力设施，满足发展需求；适应新能源并网和多元化用户接入，使电网广泛互联、高度智能、开放互动；强化电网发展效率、效益和安全，提升中心城市供电能力，建设结构合理、技术先进、灵活可靠、经济高效的现代配电网。

4.2. 工程建设的必要性

4.2.1. 合理开发利用光能资源，符合能源产业发展方向

我国是世界上最大的煤炭生产国和消费国之一，也是少数几个以煤炭为主要能源的国家之一，在能源生产和消费中，煤炭约占商品能源消费构成的75%，已成为我国大气污染的主要来源。因此，大力开发太阳能、风能、生物质能、地热能和海洋能等新能源和可再生能源利用技术将成为减少环境污染的重要措施之一。

根据《中国应对气候变化国家方案》和《可再生能源中长期发展规划》我国将通过大力发展可再生能源，优化能源消费结构，到2020年，力争使可再生能源开发利用总量在一次能源供应结构中的比重提高到15%。

国家经贸委制定的《2000至2015新能源和可再生能源产业发展规划要点》中提出，到2015年，中国新能源和可再生能源的年开发量将达到4300万t标准

煤，占中国当时能源消费总量的2%。

2014年11月，中美达成温室气体减排协议，我国正式提出计划2030年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰，并计划到2030年非化石能源占一次能源消费比重提高到20%左右。

我国在能源领域将实行的工作重点和主要任务是加快能源工业结构调整步伐，努力提高清洁能源开发生产能力。以光电、风力发电、太阳能热水器、大型沼气工程为重点，以“设备国产化、产品标准化、产业规模化、市场规范化”为目标，加快可再生能源开发。

从资源量以及太阳能产品的发展趋势来看，开发光伏发电项目，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构，且没有任何污染，减轻环保压力。

4.2.2. 加快能源结构调整的需要

2021年，全国全社会用电量8.31万亿千瓦时，同比增长10.3%，用电量快速增长主要受国内经济持续恢复发展、上年同期低基数、外贸出口快速增长等因素拉动。一、二、三、四季度，全社会用电量同比分别增长21.2%、11.8%、7.6%和3.3%，受同期基数由低走高等因素影响，同比增速逐季回落。2021年，全社会用电量两年平均增长7.1%，各季度两年平均增速分别为7.0%、8.2%、7.1%和6.4%，总体保持平稳较快增长。第一产业用电量1023亿千瓦时，同比增长16.4%，两年平均增长14.6%。第二产业用电量5.61万亿千瓦时，同比增长9.1%，两年平均增长6.4%。第三产业用电量1.42万亿千瓦时，同比增长17.8%，两年平均增长9.5%。城乡居民生活用电量1.17万亿千瓦时，同比增长7.3%，两年平均增长7.0%。全国共有19个省份用电量同比增速超过10%，31个省份两年平均增速均为正增长。

2021年，全国电力供需形势总体偏紧，年初、迎峰度夏以及9-10月部分地区电力供应紧张。1月，受寒潮天气等因素影响，江苏、浙江、蒙西、湖南、江西、安徽、新疆、四川等8个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。迎峰度夏期间（6-8月），广东、河南、广西、云南、湖南、贵州、江西、蒙西、浙江、重庆、陕西、湖北等12个省级电网，在部分用电高峰时段电力供应紧张，采取了有序用电措施。9-10月，受电煤等燃料供应紧张、水电发电量同比减少、电力消费需求较快增长以及部分地区加强“能耗

双控”等多重因素叠加影响，全国电力供需总体偏紧，共有超过20个省级电网采取了有序用电措施，个别地区少数时段出现拉闸限电。

4.2.3. 改善生态、保护环境的需要

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界各国人民的共同愿望。我国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了一系列重大举措。合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。

太阳能是清洁的、可再生的能源，开发太阳能符合国家环保、节能政策，光伏电站的开发建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，提高可再生能源利用率，保护生态环境。

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

综上所述，电场建成投运后，可缓解当地电网供电矛盾，提高可再生能源在能源结构中的比重。太阳能电场的建设符合国家能源政策的战略要求，不仅是当地经济的可持续发展、人民的物质文化生活水平提高的需要，也是浙江电力工业发展的需要。

4.2.4. 推广太阳能利用、推进光伏产业发展

近2019年上半年，全球光伏装机市场发展突破预期，2019年上半年全球装机约47GW，其中越南为享受20年0.0935美元/kWh的电价补贴，越南光伏呈爆发式增长；乌克兰上半年装机1.25GW，达到去年全年新增装机量的90%；墨西哥上半年新增装机约1GW，增长率超过30%。

光伏发电系统在我国的发展前景是非常好的，国家对光伏发电系统投入大量的人力物力资源，并且对光伏发电实行一定政策的优惠。2019 年上半年，全国光伏新增装机1140万千瓦，其中，光伏电站682万千瓦；分布式光伏458万千瓦。

从新增装机布局看，华南地区新增装机 77 万千瓦，华北地区新增装机 330 万千瓦，东北地区新增装机 26 万千瓦，华东地区新增装机 228 万千瓦，华中地区新增装机 136 万千瓦，西北地区新增装机 343 万千瓦。

2019 年上半年，全国弃光电量 26 亿千瓦时，弃光率 2.4%，同比下降 1.2 个百分点。弃光主要集中在新疆、甘肃，其中，新疆（不含兵团）弃光电量 7.6 亿千瓦时，弃光率 11%，同比下降 9.0 个百分点；甘肃弃光电量 4.3 亿千瓦时，弃光率 7%，同比下降 4.4 个百分点。

4.3. 工程规模

本工程装机容量为 3MWp，类型为并网型太阳能发电系统，包括太阳能光伏发电系统及相应的配套并网设施。本电站的光伏太阳能组件装机型式采用固定式支架安装方式。

5. 系统总体方案及发电量计算

5.1. 主要设备选型

5.1.1. 太阳电池组件选择

5.1.1.1 太阳电池组件概述

太阳能光伏组件的选择应综合考虑目前已商业化的各种光伏组件的产业形势、技术成熟度、运行可靠性、未来技术发展趋势，并结合电站区域的气象条件、地理环境、施工条件、交通运输等实际因素，经技术经济综合比较选用适合本光伏电站使用的光伏组件类型。

目前，世界上太阳电池的实验室效率最高水平为：单晶硅电池 24％（4cm^2)，多晶硅电池 18.6%（4cm^2），InGaP／GaAs 双结电池 30.28%（AM1），非晶硅电池 14.5%（初始）、12.8%（稳定），碲化镉电池 15.8%，硅带电池 14.6%，二氧化钛有机纳米电池 13.22 %。

我国于 1958 年开始太阳电池的研究，50 多年来取得不少成果。目前，我国太阳电池的实验室效率最高水平为：单晶硅电池 20.4%（2cm×2cm），多晶硅电池 14.5%（2cm×2cm）、12%（10cm×10cm），GaAs 电池 20.1%（lcm×cm），GaAs／Ge 电池 19.5%（AM0），CuInSe 电池 9%（lcm×1cm），多晶硅薄膜电池 13.6%（lcm×1cm，非活性硅衬底），非晶硅电池 8.6%（10cm×10cm）、7.9%（20cm×20cm）、6.2％（30cm×30cm），二氧化钛纳米有机电池 10%（1cm×1cm）。

（1）晶体硅光伏电池

晶体硅仍是当前太阳能光伏电池的主流。

单晶硅电池是最早出现，工艺最为成熟的太阳能光伏电池，也是大规模生产的硅基太阳能电池中，效率最高。单晶硅电池是将硅单晶进行切割、打磨制成单晶硅片，在单晶硅片上经过印刷电极、封装等流程制成的，现代半导体产业中成熟的拉制单晶、切割打磨，以及印刷刻版、封装等技术都可以在单晶硅电池生产中直接应用。大规模生产的单晶硅电池效率可以达到 13~20%。由于采用了切割、打磨等工艺，会造成大量硅原料的损失；受硅单晶棒形状的限制，单晶硅电池必须做成圆形，对光伏组件的布置也有一定的影响。

多晶硅电池的生产主要有两种方法，一种是通过浇铸、定向凝固的方法，制成多晶硅的晶锭，再经过切割、打磨等工艺制成多晶硅片，进一步印刷电极、封

装，制成电池。浇铸方法制造多晶硅片不需要经过单晶拉制工艺，消耗能源较单晶硅电池少，并且形状不受限制，可以做成方便光伏组件布置的方形；除不需要单晶拉制工艺外，制造单晶硅电池的成熟工艺都可以在多晶硅电池的制造中得到应用。另一种方法是在单晶硅衬底上采用化学气相沉积（CVD）等工艺形成无序分布的非晶态硅膜，然后通过退火形成较大晶粒，以提高发电效率。多晶硅电池的效率能够达到 10-18%，略低于单晶硅电池的水平。和单晶硅电池相比，多晶硅电池虽然效率有所降低，但是节约能源，节省硅原料，达到工艺成本和效率的平衡。晶体硅电池片如图 5.1-1，5.1-2 所示：

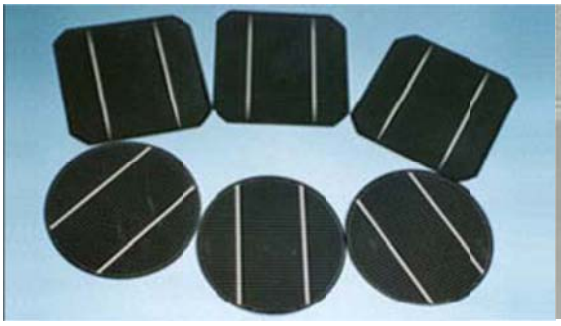


图 5.1-1 单晶硅硅片

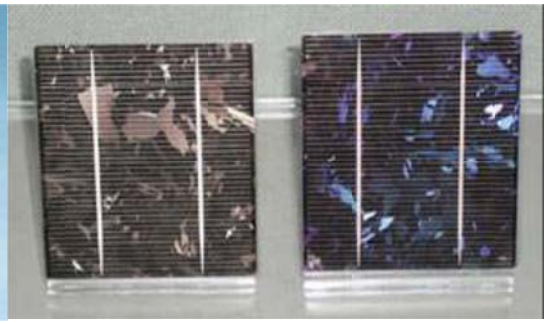


图 5.1-2 多晶硅硅片

两种电池组件的外形结构如图 5.1-3 所示（左为单晶硅组件，右为多晶硅组件）。

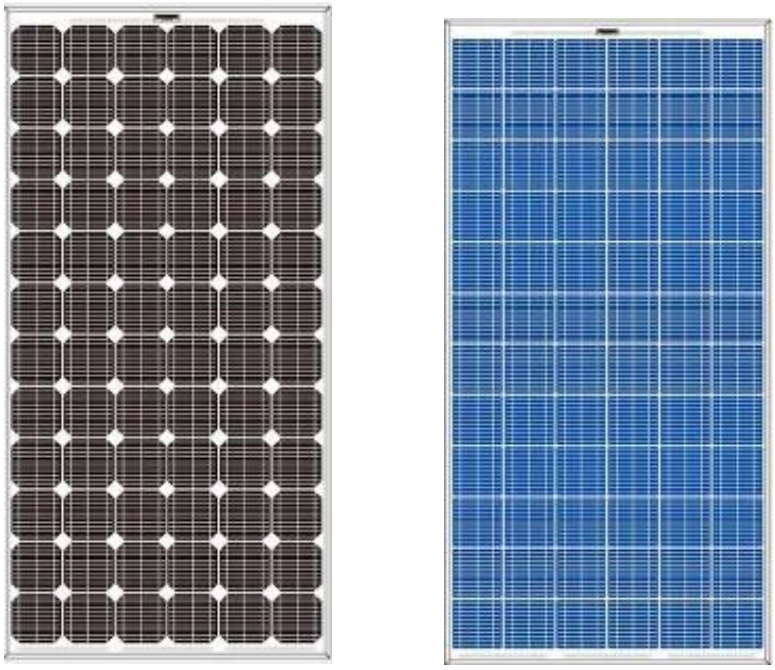


图 5.1-3 电池组件的外形结构

（2）非晶硅电池和薄膜光伏电池

非晶硅电池是在不同衬底上附着非晶态硅晶粒制成的，工艺简单，硅原料消耗少，衬底廉价，并且可以方便的制成薄膜，并且具有弱光性好，受高温影响小的特性。自上个世纪70年代发明以来，非晶硅太阳能电池，特别是非晶硅薄膜电池经历了一个发展的高潮。80 年代，非晶硅薄膜电池的市场占有率一度高达20%，但受限于较低的效率，非晶硅薄膜电池的市场份额逐步被晶体硅电池取代，目前约为12%。

图 5.1-4　非晶薄膜太阳能电池组件外形

非硅薄膜太阳电池是在廉价的玻璃、不锈钢或塑料衬底上附上非常薄的感光材料制成，比用料较多的晶体硅技术造价更低，其价格优势可抵消低效率的问题。

（3）数倍聚光太阳能电池

数倍聚光太阳能电池片本身与其它常规平板光伏电池并无本质区别，它是利用反射或折射聚光原理将太阳光会聚后，以高倍光强照射在光伏电池板上达到提高光伏电池的发电功率。国外已经有过一些工业化尝试。比如利用菲涅尔透镜实现3～7倍的聚光，但由于透射聚光的光强均匀性较差、且特制透镜成本降低的速度赶不上高反射率的平面镜，国外开始尝试通过反射实现聚光，比如德国ZSW公司发明了V型聚光器实现了2倍聚光，美国的Falbel发明了四面体的聚光器实现了2.36倍聚光。尽管实现2倍聚光也可以节省50%的光伏电池，但是相对于聚光器所增加的成本，总体的经济效益并不明显。

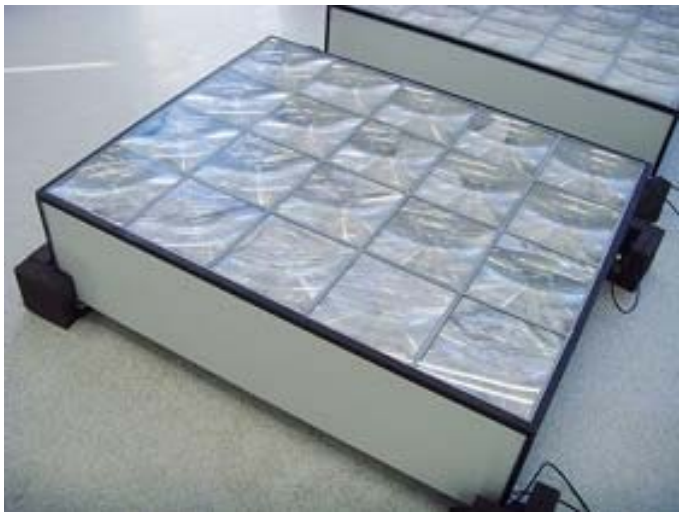


图 5.1-5 聚光太阳能电池组件外形

目前国内聚光太阳能电池研究尚处于示范运行阶段，聚光装置采用有多种形式，有：高聚光镜面菲涅尔透镜、槽面聚光器、八面体聚光器等。由于聚光装置需要配套复杂的机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施，且产品尚处于开发研究期，其实际的使用性能及使用效果尚难确定。根据国外的应用经验，尽管实现多倍聚光可以节省光伏电池，但是随着电池价格的不断下降，相对于聚光器所增加的成本，总体的经济效益并不明显。

在单晶硅、多晶硅、非晶薄膜电池这三种电池中，单晶硅的生产工艺最为成熟，在早期一直占据最大的市场份额。但由于其生产过程耗能较为严重，产能被逐渐削减。到 2006 年时，多晶硅已经超过单晶硅占据最大的市场份额。

5.1.1.2 几种太阳电池组件的性能比较

对单晶硅、多晶硅、非晶硅和多倍聚光这四种电池类型就转换效率、制造能耗、安装、成本等方面进行了比较如下表 5.1-1 太阳能电池技术性能比较表。

表 5.1-1 单晶硅、多晶硅、非晶硅和多倍聚光四种电池的比较

序号	比较项目	多晶硅	单晶硅	非晶硅薄膜	数倍聚光
1	技术成熟性	目前常用的是铸锭多晶硅技术，70 年代末研制成功	商业化单晶硅电池经 50 多年的发展，技术已达成熟阶段	70 年代末研制成功，经过 30 多年的发展，技术日趋成熟	发展起步较晚，技术成熟性相对不高
2	光电转换效率	商业用电池片一般 14%～19%	商业用电池片一般 15%～22%	商业用电池一般 6%～9%	能实现 2 倍以上聚光
3	价格	材料制造简便，节约电耗，总的生产成本比单晶硅低	材料价格及繁琐的电池制造工艺，使单晶硅成本价格居高不下	生产工艺相对简单，使用原材料少，总的生产成本较低	需要配套复杂的机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施等，未实现批量化生产，总的生产成本较高
4	对光照、温度等外部环境适应性	输出功率与光照强度成正比，在高温条件下效率发挥不充分	同多晶硅电池	弱光响应好。高温性能好，受温度的影响比晶体硅太阳能电池要小	为保证聚光倍数，对光照追踪精度要求高，聚光后组件温升大，影响输出效率和使用寿命。
5	组建运行维护	组件故障率极低，自身免维护	同多晶硅电池	柔性组件表面较易积灰，清理困难。	机械跟踪设备、光学仪器、冷却设施需要定期维护故障率大
6	组件使用寿命	经实践证明寿命期长，可保证 25 年使用期	同多晶硅电池	衰减较快，使用寿命只有 10-15 年	机械跟踪设备、光学仪器、冷却等设施使用期限较难保证
7	外观	不规则深蓝色，可作表面弱光着色处理	黑色、蓝黑色	深蓝色	表面为菲涅尔透镜

8	安装方式	利用支架将组件倾斜或平铺于地面建筑屋面或开阔场地，安装简单，布置紧凑，节约场地	同多晶硅电池	柔性组件重量轻，对屋面强度要求低，可附着于屋面表面，刚性组件安装方式同晶硅组件	带机械跟踪设备，对基础抗风强度要求高，阴影面大，占用场地大
9	国内自动化生产情况	产业链完整，生产规模大、技术先进	同多晶硅电池	2007 年底 2008 年初国内开始生产线建设，起步晚，产能没有完全释放	尚处于研究论证阶段，使用较少

从比较结果可以看出：

（1） 晶体硅光伏组件技术成熟，且产品性能稳定，使用寿命长。

（2） 商业用化使用的光伏组件中，单晶硅组件转换效率最高，多晶硅其次，但两者相差不大。

（3） 晶体硅电池组件故障率极低，运行维护最为简单。

（4） 在开阔场地上使用晶体硅光伏组件安装简单方便，布置紧凑，可节约场地。

（5） 尽管非晶硅薄膜电池在价格、弱光响应，高温性能等方面具有一定的优势，但是使用寿命期较短。

5.1.1.3 晶体硅阳能太电池性能对比

（一）单晶硅与多晶硅对比

晶体硅光伏电池可分为单晶硅电池和多晶硅电池。单晶和多晶的差别主要在于原材料的制备方面，单晶是直拉提升法，多晶是铸锭方法。

多晶硅光伏电池借助成本优势，已发展成为国内外光伏应用的主流。在国内市场上，多晶硅光伏电池的市场份额达到 80%左右。受中国光伏市场快速启动的影响，在中国市场占比较小的单晶硅拉低了全球市场的比例，在国际市场上，单晶硅电池的全球市场份额在 30%到 40%之间。

单晶硅电池和多晶硅电池在晶体品质、电学性能、机械性能等方面有较大差异。

(1) 晶体品质对比

硅片性质的差异性是决定单晶和多晶系统性能差异的关键。单晶硅片是一种完整的晶格排列；多晶硅片是多个微小的单晶的组合，中间有大量的晶界，包含了很多的缺陷，实际上是一个少子复合中心，因此降低了多晶电池的转换效率。另一方面，单晶硅片的位错密度和金属杂质比多晶硅片小得多，各种因素综合作用使得单晶的少子寿命比多晶高出数十倍，从而表现出转换效率优势。

(2) 电学性能对比

电学性能差异表现在转换效率的差异，P 型单晶硅电池(PERL)的实验室转换效率最高已达 25%，而多晶硅电池实验室转换效率仅为 20%左右。单晶硅光伏组件的商用效率较多晶硅光伏组件高 1%左右。

由于多晶硅片存在较高的晶界和位错缺陷，少子寿命普遍低于单晶，导致单晶电池无论是在短波还是近红外波段，量子效率都高于多晶，因此单晶具有较好的弱光响应，在辐照高的地方单多晶相差不大，但在辐照低的地方，单晶电池的弱光响应将高于多晶。

(3) 温度系数对比

单晶材料没有晶界，材料纯度高，内阻小，温度升幅较小；另一方面，多晶电池的光电转换效率较低，它将更多的光能转换为热能而非电能，也导致多晶的温度升高更明显。在最高光强下，单晶工作温度比多晶低 5~6℃左右，部分地区的多晶工作温度可以比单晶高出 10℃以上，因而多晶的功率损失较大，单晶的功率损失较小。

从温度系数本身来看，单晶温度系数略低于多晶的，因此同样升高 1℃的情况下单晶功率损失也少于多晶。

(4) 转换效率衰减对比

单晶电池在初期 2-3 个月的光照情况下，光致衰减达到峰值，一般为 3%左右，称为初始光衰（LID）现象，含氧量较低的单晶电池初始光衰比较低。由于单晶独特的材料性质，在继续接受光照 3-4 个月之后，会显示出类似退火的特点，单晶输出功率会回升到十分接近初始水平的程度，之后以较低的稳定水平缓慢下降，通常第一年累计衰减 2%左右，以后每年衰减不超过 0.55%。

多晶电池基本不存在 LID 现象，但是随着光照时间的延长，多晶电池功率持续衰退直至较低水平，没有发生恢复的情况。通常多晶电池第一年衰减 2.5%，受硅片品质及电池加工工艺的影响，衰减率不完全一致，高的时候第一年会达到 3%，以后平均每年衰减 0.7%左右。

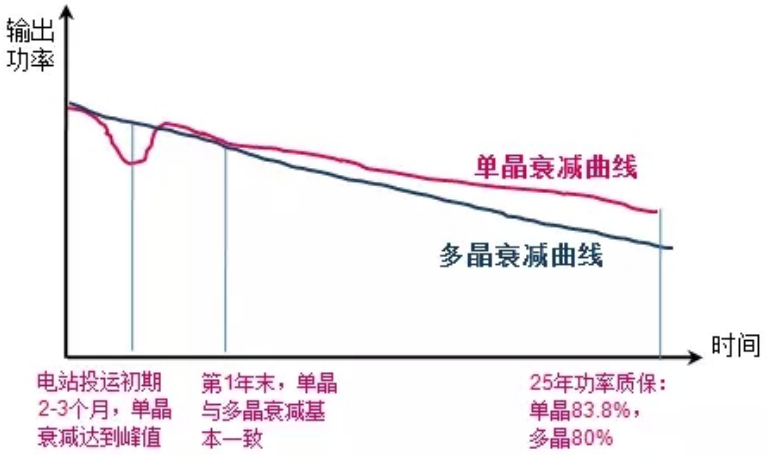


图 5-1-6 单晶、多晶光伏组件效率衰减对比

以单晶硅光伏组件首年衰减 2%、之后每年衰减 0.55%，多晶硅光伏组件首年衰减 2.5%、之后每年衰减 0.7%计算，单晶硅光伏组件的折合年利用小时比多晶高 4.1%。

(5) 机械性能对比

单晶硅片的最大弯曲位移比多晶硅片约高 25%，相对多晶而言，单晶在运输中的抗破坏性能比较好。在长期的高低温交替过程中，多晶组件更容易发生隐裂，这样就降低了它的输出功率。

(6) 成本对比

单晶硅太阳能电池以纯度为 99.99%的高纯硅作为生产的原材料，生产成本高;多晶硅太阳能电池一般采用低等级的半导体多晶硅或专门为太阳能电池而生产的多晶硅材料，生产成本低。随着单晶硅组件制造工艺的提高及原材料价格下降，目前单晶硅组件与多晶硅组件的差价已经缩小，单晶硅光伏组件单价比多晶硅光伏组件约高 0.1 元/W。

（7）土地利用对比

单晶硅系统转换效率远远大于多晶硅电池组件，单位面积内装机容量大于多晶硅电池组件。光伏行业发展较快，电池片更新较快，转换效率已达到 21%，而多晶硅转换效率约 17%。单晶硅单位面积装机容量比多晶硅装机容量高约 12%，针对目前光伏项目土地资源较为紧张，采用大功率单晶硅组件能节约土地资源，增加装机容量。

综上对比，单晶硅光伏组件在转换效率、弱光响应、效率衰减等方面优于多晶。综合考虑，因此本项目推荐采用单晶双面双玻 540Wp 组件。

其主要技术参数见下表：

表 5.1-5 单晶硅双面双玻 540W 太阳能电池组件性能参数表

太阳电池组件技术参数		
太阳电池种类		单晶硅
指标	单位	数据
峰值功率	Wp	540
功率偏差	W	0~3%
组件效率	%	20.9

开路电压（Voc）	V	49.6
短路电流（Isc）	A	13.86
工作电压（Vmppt）	V	41.64
工作电流（Imppt）	A	12.97
系统最大耐压	Vdc	1500
尺寸	mm	2278*1134*35
重量	Kg	32.3
峰值功率温度系数	%/℃	-0.35
开路电压温度系数	%/℃	-0.275
短路电流温度系数	%/℃	0.045
5 年功率衰降	%	≤3
10 年功率衰降	%	≤10
25 年功率衰降	%	≤20
运行温度范围	℃	-40~85

5.1.1.6 纤纳 α 钙钛矿组件

钙钛矿型太阳能电池（perovskite solar cells），是利用钙钛矿型的有机金属卤化物半导体作为吸光材料的太阳能电池，属于第三代太阳能电池，也称作新概念太阳能电池。

钙钛矿作为一种人工合成材料，在 2009 年首次被尝试应用于光伏发电领域后，因为性能优异、成本低廉、商业价值巨大，从此大放异彩。近年，全球顶尖科研机构和大型跨国公司，如牛津大学、瑞士洛桑联邦理工学院、日本松下、夏普、东芝等都投入了大量人力物力，力争早日实现量产。

纤纳发布的 α 钙钛矿组件具有三大优势，分别体现在高经济性、稳定耐用和优异的光电性能上。

1、高经济性

纤纳 α 钙钛矿组件具有高功率、高收益和高减排的特性。因为钙钛矿材料成本低，单位面积发电量高，制备过程低碳节能等特点，展现了 α 组件独有的高经济性。

2、优异的光电性能

纤纳 α 钙钛矿组件性能强劲，除了温度系数低、弱光效应好等优势外，更无惧热斑效应和隐裂风险，实际工作表现优秀。

3、大尺寸、稳定耐用

纤纳α钙钛矿组件是目前全球最大的百兆瓦级商业化产品，尺寸为 1245×635×6.4mm。自 2019 年、2020 年公司连续攻克了钙钛矿组件稳定性的世界级难题后，2022 年发布的α组件更是开启了 12 年产品材料与工艺质保和 25 年线性功率输出质保的产品体验，是全球首款为地面集中式光伏电站推出的钙钛矿组件。

本工程拟部分光伏区选用纤纳α钙钛矿太阳能电池组件布置，初步考虑布置容量为 100kW。型号为 MQ-α100，其主要技术参数如下图所示：

图 5.1-10 纤纳α钙钛矿太阳能电池组件性能参数表

组件型号	开路电压[V]	最大功率点电压[V]	短路电流[A]	最大功率点电流[A]	最大功率[W]
MQ-α130	180.5	158.5	0.93	0.82	130
MQ-α125	180.2	158.2	0.89	0.79	125
MQ-α120	179.9	157.9	0.86	0.76	120
MQ-α115	179.7	157.7	0.82	0.73	115
MQ-α110	179.4	157.4	0.79	0.7	110
MQ-α105	179.1	157.1	0.75	0.67	105
MQ-α100	178.9	156.9	0.71	0.64	100
MQ-α95	178.6	156.6	0.68	0.61	95
MQ-α90	178.3	156.3	0.64	0.58	90

电池类型	系统电压[V]	额定电流[A]	组件尺寸[mm]	重量[kg]
钙钛矿	1500	25	1245×635×6.4	10.5

5.1.2. 逆变器的方案选择

5.1.2.1 逆变器的技术指标

逆变器选型主要对以下指标进行比较：

a）逆变器输入直流电压的范围：由于太阳电池组串的输出电压随日照强度、天气条件及负载影响，其变化范围比较大。要求逆变器能够在较大的直流输入电压范围内正常工作，并保证交流输出电压稳定。

b）逆变器输出效率：大功率逆变器在满载时，效率必须在 95%～98%以上。中小功率的逆变器在满载时，效率必须在 90%以上。即使在逆变器额定功率 10%的情况下，也要保证 90%（大功率逆变器）以上的转换效率。

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

d）最大功率点跟踪：逆变器的输入终端阻抗应适应于光伏发电系统的实际运行特性，保证光伏发电系统运行在最大功率点。

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

f）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集控室，监控设备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。

逆变器主要技术指标还有：额定容量，输出功率因数，额定输入电压，电流，电压调整率，总谐波畸变率等。

根据不同的逆变器应用方案，逆变器可以分为以下三类：

1）集中型逆变器

集中逆变技术是很多个并行的光伏组串被连到同一台集中逆变器的直流输入端。最大特点是系统的功率高、成本低，同时逆变器数量少，可靠性高，便于管理。但由于不同光伏组串的输出电压、电流往往不完全匹配，同时整个光伏系统的发电可靠性受某一光伏单元组工作状态不良的影响，采用集中逆变的方式会导致逆变过程的效率降低。适用于地形较为平坦的大型地面光伏发电站。

集中式方案简图如下：

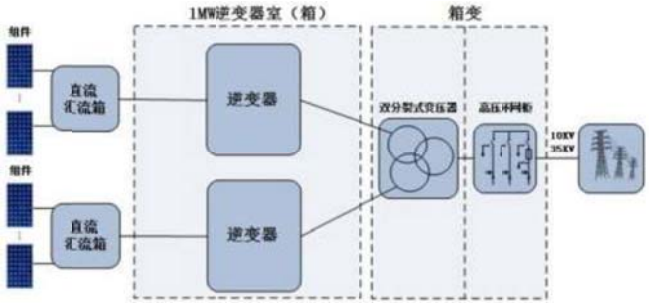


图 5.2-7 集中式逆变器方案发电原理示意图

2）组串式逆变器

组串逆变器是基于模块化概念基础上的，一个或少量几个光伏组串通过一个逆变器，在交流端并联并网，优点是受组串间模块差异和遮影的影响小；同时组串式逆变器 MPPT 电压范围宽，减少了光伏组件最佳工作点与逆变器不匹配的情况，从而增加了发电量。另外，组串式并网逆变器的体积小，重量轻，直流接线不需要直流柜和汇流箱，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，能够简化施工，减少占地。

组串式逆变器每 MW 光伏单元 MPPT 跟踪路数远大于集中式逆变方案，尤其适合于屋顶分布式光伏、复杂地形地面光伏项目。而且组串式逆变器体积小，重量不足 60kg，不需要专门起重工具就能进行快速安装，可直接固定安装于光伏组件支架上，免去了集中式逆变箱房的选址、基础建设工作，降低了施工难度，保障了施工进度。但组串式逆变器应用于地面光伏电站的案例相对集中式偏少，还未经受运营及市场的长期考验，设备价格略高于集中式逆变器。

组串型逆变器多为小机，常规组串式逆变器功率为 320kW、250kW、225kW、225kW、175KW 及以下，适用于大中型地面光伏电站和分布式光伏发电系统。

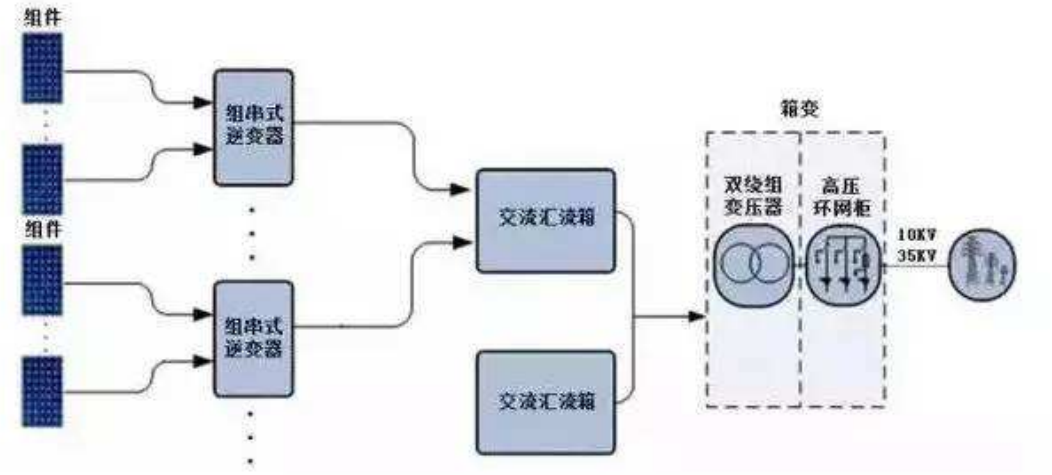


图 5.2-8 组串式逆变器方案发电原理示意图

3）集散型逆变器

集散型逆变器在传统光伏汇流箱的基础上，增加 DC/DC 升压变换硬件单元

和 MPPT 控制软件单元，构成智能光伏控制器实现了最多每 4 串 PV 组件对应 1 路 MPPT 的分散跟踪功能，大大降低了因组件参数不一致、局部阴影、仰角差异等因素导致的效率流失。同时，通过光伏汇流器将输出电压升高到 820V，将逆变器交流输出电压升高到 520V，从而最大程度上减少了交直流线缆传输损耗。尽管在控制器中增加 DC/DC，发热量有所增加，但 1MWp 逆变器的输入电压和输出电压对应提升，对应的电流大大降低，逆变器转换效率得到大幅提升。集散型逆变器的每瓦成本和集中型逆变器持平。此外，集散型逆变器采用大功率逆变器与电网连接，无多机并联，电能质量、并网性能更好。

4）逆变器基本功能参数

合理的逆变器配置方案和合理的电气一次主接线对于提高太阳能光伏系统发电效率，减少运行损耗，降低光伏并网电厂运营费用以及缩短电厂建设周期和经济成本的回收期具有重要的意义，合理的电气一次主接线可以简化保护配置、减少线路损耗、提高运行可靠性。同时合理的配置方案和合理的电气一次主接线对于大规模的光伏并网电厂建设具有一定的示范意义。逆变器选型主要对以下指标进行比较：

技术方面，逆变器能够产生 60Hz 的三相交流电（正玹波），并满足国际（IEC）和厄国内（ARCONEL）标准要求的能源质量参数。选定的逆变器可监督和存储发电站运行变量（报警、实时发电量等）。逆变器可以相互通信，也可以与光伏太阳能发电站的集中控制中心通信。同时，逆变器还允许按照国家标准（CENACE）实时通信。尤为重要的是，选定的逆变器符合 CENACE 和 CELEC EP 指定的电压范围、功率系数和谐波要求。另外，逆变器至少具备下列证书：IEC 61683、IEC 62116、IEC 61000-6-4、IEC 61000-62、IEC 62109-1:2010 和 IEC 62109-2:2011。担保效率大于 98%。

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

逆变器输出效率：大功率逆变器在满载时，效率必须在 95%～98%以上。中小功率的逆变器在满载时，效率必须在 90%以上。即使在逆变器额定功率 10%的情况下，也要保证 90%（大功率逆变器）以上的转换效率。

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

最大功率点跟踪：逆变器的输入终端阻抗应适应于光伏发电系统的实际运行特性。保证光伏发电系统运行在最大功率点。

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

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集控站，监控设备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。

逆变器主要技术指标还有：额定容量，输出功率因数，额定输入电压电流，电压调整率，总谐波畸变率等。

3、 1500V 系统和 1000V 系统比选：

随着光伏组件系统电压由原来的 DC1000V 提高到 DC1500V，针对此类组件研发出了 DC1500V 逆变器，目前已在光伏领跑者二期项目中部分应用的有 1500V 的集中式和组串式逆变器。该类逆变器将直流测系统电压提升至 DC 1500V，交流输出电压也升高至 550V（集中式逆变器）或 800V（组串式逆变器）其 MPPT 跟踪范围也提升到 800～1300V，使得光伏组件串联数量提升约 1.5 倍，同样装机容量时，光伏组串数量减少 1/3，从而使得直流电缆量、直流汇流箱数量相应减少约 1/3，此外直流电压提升后，同样装机容量下电压升高，电流减小，则直流损耗和交流损耗均下降，因而，此种类型逆变器应用可以降低系统成本、降低交直流系统电缆损耗，但由于直流电压提升至 1500V，相应的电缆、汇流箱等设备选型也需要相应提升至 1500V。

1500V 系统优势主要体现在：

1、单串的组件数比 1000V 系统提高 50％，子阵的组串数降低 33％。从而节约了子阵系统成本：如电缆，汇流箱和支架等；

2、它支持允许更大的光伏阵列，减少了箱变、逆变器数量，从而降低了安

装和维护成本；

3、电压提高后，降低了交直流线缆损耗，进一步提高了发电量。

因项目容量较大，国内逆变器采用 1500V 系统，增加直流侧出线电压，减少电缆压降损耗，减少组件至变压器出线电缆数量，降低系统成本。

本项目为山地项目，容量较大，地块区域较散，因此本项目建议选用 1500V，225kW 组串式逆变器（最终以设备招标为准）。

逆变器设备参数如下所示：

1．225kW 逆变器			
1.1	额定功率	kW	225kW
1.2	最高输入电压	V	DC 1500V
1.3	MPPT 电压范围	V	DC 500~1500V
1.4	每路 MPPT 最大输入电流	A	30A
1.5	输出额定频率	Hz	50Hz
1.6	输出额定电压	V	800V
1.7	最大输出电流	A	178.7A
1.8	额定输入输出时输出功率因数		≥0.99
1.9	额定输入输出时电流谐波含量（THD）		<3%
1.10	最大效率		≥99.01%
1.11	冷却方式		强制风冷
1.12	防护等级		IP66
1.13	尺度（宽×高×深）	mm	1051*660*363
1.14	重量	kg	99
1.15	环境温度	°C	-30~60
1.16	海拔（额定功率）		＜5000 米
1.17	环境湿度		0-100%无冷凝
1.18	通信协议		RS485，PLC

5.2. 光伏阵列的运行方式选择

光伏方阵有多种安装方式，工程上使用何种安装方式决定了项目的投资、收

益以及后期的运行、维护。大型并网光伏方阵的支架安装形式主要有固定式和跟踪式两种。固定式系统结构简单，安装调试和管理维护都很方便；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，而且安装调试和管理维护相对复杂，但可以增加发电量。因为太阳电池方阵的发电量与阳光入射强度有关，当光线与光伏方阵平面垂直时发电量最大，随着入射角的改变，发电量会明显下降。太阳能跟踪装置可以将太阳能板在可用的 8h 或更长的时间。一般来说，采用自动跟踪装置可提高发电量 20%～40%左右。目前光伏电站采用的安装方式主要包括：固定支架安装、单轴跟踪（平轴、斜轴）、双轴跟踪，每种安装方式有各自的特点。

（1）固定式

国内外的光伏组件安装，考虑其可安装性与安全性，目前技术最成熟、成本相对最低、应用最广泛的方式为固定式安装。由于北半球正午时分的太阳高度角在春分、秋分时等于本地的纬度，在冬至为纬度减去地轴偏角，在夏至为纬度加上地轴偏角，所以北半球最佳的组件固定安装方式为朝南，且倾角接近当地纬度。

图 5.2-1 固定式安装方式

（2）高度角可调固定式

在固定支架安装基础上，如果条件允许，可以采用人工调整倾角的安装方式，即根据太阳高度角的月季差异，一年调整方阵倾角 2-6 次，以提高发电量，年均发电量可提高 4%。

图 5.2-2 高度角可调式固定支架安装方式

（3） 单轴跟踪

单轴太阳自动跟踪器用于承载传统平板式太阳能电池组件，可将日均发电量提高约 20～26%。如果单轴的转轴与地面所成角度为 0，则为水平单轴跟踪；如果单轴的转轴与地面成一定的角度，则为斜单轴跟踪。

图 5.2-3 平单轴跟踪方式

图 5.2-4 斜单轴跟踪方式

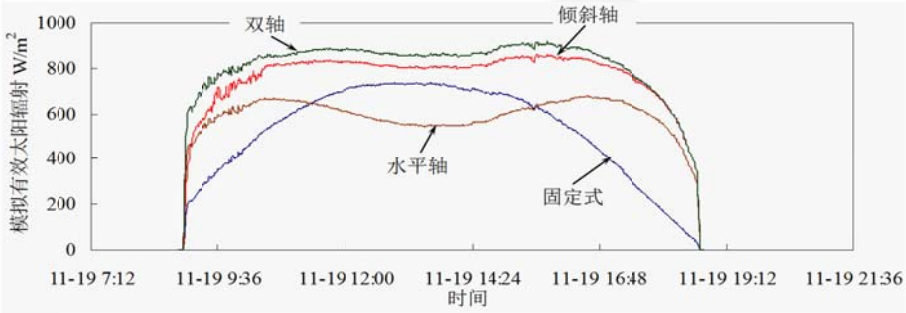
（4） 双轴跟踪

双轴跟踪系统是方位角和高度角双向跟踪系统，双轴跟踪系统可以最大限度的提高太阳能设备利用太阳能的效率。双轴跟踪器在世界上不同地方，对于电量的增加是不同的：在多云并且有很多雾气的地方，采用双轴跟踪可提高年均发电量 20%～25%；在比较晴朗的地方，采用双轴跟踪可提高年均发电量 35%～45%。因此双轴跟踪系统适用于空气透明度较好的区域。

图 5.2-5 双轴跟踪方式

因本项目为山地项目，高低落差较大，采用跟踪及可调支架安装不可行。本工程推荐采用固定式支架安装。

固定式和常见的几种跟踪系统的发电量比对见图 5.2-6：



5.2-6 几种跟踪系统的发电量对比图

光伏发电系统安装方式对比表见下表 5.2-1：

序号	比较项目	固定式		单轴跟踪式		双轴跟踪式	比较结果
		常规固定支架	山地固定支架	仰角跟踪	极轴跟踪式		
1	增加的太阳能转换率	按当地最佳倾角安装，比水平面安装增加 15% 左右的发电量。	按当地最佳倾角安装，比水平面安装增加 15% 左右的发电量。	比按最佳倾角固定安装增加 5～10% 左右的发电量。	比按最佳倾角固定安装增加 13～20 %左右的发电量。	比按最佳倾角固定安装增加 20～30%左右的发电量。	跟踪式对太阳能的转换效率要比固定式高。
2	抗风能力、土建基础	根据 IEC 标准要求，固定安装支架按抗风能力需满足 42m/s；但由于采用固定安装，东西方向风载较小，对土建基础的承载要求一般。	根据 IEC 标准要求，固定安装支架按抗风能力需满足 42m/s；由于采用单立柱支架形式，对基础的抗倾覆能力有较高要求。	根据 IEC 标准要求，单轴跟踪式太阳能光伏阵列支架按抗风能力满足 27m/s； 由于采用仰角跟踪式安装，东西方向风载较大，对土建基础的承载要求较高。	根据 IEC 标准要求，单轴跟踪式太阳能光伏阵列支架按抗风能力满足 27m/s ；由于采用单轴跟踪式安装，东西方向风载更大，对土建基础的承载要求更高。	根据 IEC 标准要求，双轴跟踪式太阳能光伏阵列支架按抗风能力满足 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。	跟踪式的抗风能力对土建基础设计比固定式高。
3	安装要求	普通固定式支架因没有转动部件，安装相对简单，安装精度要求相对较低。	山地固定式支架因没有转动部件，安装相对简单，安装精度要求相对较低。	单轴跟踪式支架因有部分转动部件，为保证跟踪精度，安装相对复杂，安装精度要求较高	极轴跟踪式支架转动部件增多，为保证跟踪精度，安装更加复杂，安装精度要求也更高。	双轴跟踪式支架的传动机构最为复杂，跟踪精度要求很高，安装要求也最高。	跟踪式的安装要求对比固定式高。
4	经济性	支架系统价格可以控制 0.75 元/W 以内。	支架系统价格可以控制 0.95 元/W 以内。	支架系统价格约 2.2 元/W	支架系统价格约 2.5 元/W，	支架系统价格约 2.8 元/W	跟踪式系统发电量的增加比例小于投资的增量，故经济性较固定式差。

序号	比较项目	固定式		单轴跟踪式		双轴跟踪式	比较结果
		常规固定支架	山地固定支架	仰角跟踪	极轴跟踪式		
5	技术成熟性	组件安装最通用的一种方式，支架系统简单，应用广泛。	组件安装山地中最通用的一种方式，支架系统简单，应用广泛。	机械跟踪系统相对复杂，使用不广泛，应用经验缺乏，技术不够成熟。	机械跟踪系统更复杂，使用不广泛，缺乏相应的应用经验，技术不够成熟。	机械跟踪系统最复杂，使用不广泛，缺乏相应的应用经验，技术不够成熟。	固定式支架系统简单，应用广泛。系统输出效率有保证。
6	可靠性	简单可靠	简单可靠，使用成本比普通固定支架较高。	跟踪机械、光学仪器可靠性相对较低，维护要求高，使用成本高。	跟踪机械、光学仪器可靠性相对较低，维护要求更高，使用成本更高。	跟踪机械、光学仪器可靠性相对较低，维护要求最高，使用成本也高。	固定式简单可靠，维护成本低。
7	使用寿命及运行维护	可保证 25 年使用期，基本免维护。	可保证 25 年使用期，基本免维护。	机械设备使用期有限，运行维护要求高，运行成本大。	机械设备使用期有限，运行维护要求更高，运行成本更大。	机械设备使用期有限，运行维护要求最高，运行成本最大。	固定式使用寿命长，运行维护简单，费用低

a) 根据上图我们可以看出，跟踪系统发电量提高很明显，尤其是双轴跟踪系统，发电量提高比较明显，但其成本、占地面积提高不少，支架故障维护率也较高。在综合考虑跟踪系统成本和占地费用较高，而发电量和电价销售收入相对较少的情况。

b) 为减小投资，提高发电量，综合考虑以上因素，本工程的光伏组件安装方式推荐采用固定安装方式。

5.3. 光伏方阵设计

5.3.1. 光伏方阵串联设计

本项目光伏组件拟选用单晶硅双面双玻540Wp光伏组件及钙钛矿100Wp组件，为了保证系统安全可靠的运行，根据建设地的气象资料，该地区的多年极端最低气温为-8.1℃，多年极端最高气温为41.9℃，太阳电池组件的实际工作时会产生热量，温度高于环境温度，因此光伏组件应当在-40℃～85℃的范围内正常工作。因此光伏组件在极限温度下的参数会发生变化，温度系数如下表：

表 5.3-2 晶硅组件温度系数表

项目	单位	数据
峰值功率温度系数	%/K	-0.35
开路电压温度系数	%/K	-0.275
短路电流温度系数	%/K	0.045

根据以上晶硅数据，考虑极限温度计算光伏组件的串联数量根据公式：

$$N \le \frac{V_{\mathrm{dcmax}}}{V_{\mathrm{oc}} \times \left[1 + (\mathrm{t} - 25) \times K_V\right]}$$

$$\frac{V_{\mathrm{mpptmin}}}{V_{\mathrm{pm}} \times \left[1 + (\mathrm{t}' - 25) \times K_V'\right]} \le N \le \frac{V_{\mathrm{mpptmax}}}{V_{\mathrm{pm}} \times \left[1 + (\mathrm{t} - 25) \times K_V'\right]}$$

式中:

K_V—光伏组件的开路电压电压温度系数；

K_V'—光伏组件的工作电压温度系统；

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（℃）；

t—光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

V_{dcmax} —逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

$V_{mpptmax}$—逆变器 MPPT 电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$—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）；

本公式考虑的是组件工作条件下的极限低温，并非环境的极限低温，本项目地气象站数据气候极限低温为-8.1℃，而组件工作时都伴随着温升效应，本次设计考虑的组件工作条件下的极限低温为-4.7 摄氏度。

根据上述公式及组件与逆变器参数，计算得出逆变器单晶硅组件串联数应满足：

晶硅 540Wp：12.76≤N≤27.96

钙钛矿 100Wp：3.39≤N≤7.75

根据以上计算数据分析，本工程单晶 540Wp 组件采用 26 块串联形成一个组串接入 225kW 逆变器，100Wp 钙钛矿组件先采用 7 块组件串联成小组串接入 225kW 逆变器。固定式支架发电单元中每个组件阵列由 26 块 540Wp 组件或 56 块 100Wp 钙钛矿组件构成，竖向双排 2*13 或 4*14 布置。

5.3.2. 电池阵列行间距计算

目前，光伏发电工程阵列斜面上辐射可采用软件模拟或通过直接辐射、散射辐射等数据及计算。由于该项目场地太阳能辐射数据只有总辐射量，故本项目组件倾角采用 PVsyst 软件进行模拟。

（1）阵列排布：

支架固定安装，一个阵列布置形式按竖向双排 2*13 或 4*14 布置。

（2）阵列间距

电站总平面布置方案按电池板方阵尺寸和相应电池板阵个数进行规划布置。

电池方阵的占地面积及布置方式与电站所处地理位置的纬度、是否采用跟踪装置密不可分。按照经验，电池组件间的间距要满足以下条件：如果在太阳高度角最低的冬至那一天，从当地时间午前 9 时至午后 3 时之间，其电池板组件的影

子互相不影响，则比较合理。

计算公式如下：

光伏电池方阵间距或可能遮挡物与方阵底边的垂直距离应不小于：

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

式中：

L —阵列倾斜面长度；

D —两排阵列之间距离；

β—阵列倾角；

ϕ—当地纬度。

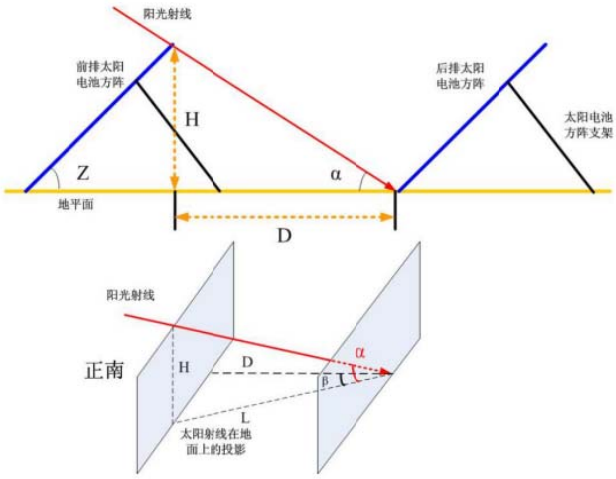


图 5.3-2 固定式电池板阵列前后间距示意

本工程为山地项目，组件朝南布置，方位角为 0°，计算得出前后组件间距 D=2.4m，在场区布置中，考虑留有一定余量，实际前后组件间距为 2.6m。

5.3.3. 光伏子方阵设计

本光伏电站项目装机规模 3MWp。

本项目采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 1 个 3MWp 并网发电单元。太阳能电池组件采用组串式逆变器，通过逆变器逆变后输出低压三相 800V 交流电，11 台 225kW 组串式逆变器通过 ZRC-YJLHV22-1.8/3kV 电缆接入 1 台 3150kVA 升压变压器输出为 10kV 交流电，然后接入 10kV 一二次舱，通过 1 个 10kV 并网点接至外线并网。本项目共计 1 回集电线路。本方案拟采用 10kV 电压等级接入电网，

消纳模式为“全额上网”（具体接入以接入批复为准）。

本次设计将组串式逆变器布置于阵列中间，以此节约组件接向逆变器的电缆，并将箱式变压器布置于道路两侧，方便前期的运输和后期的检修维护。

5.3.4. 容配比分析

所谓容配比，通常指光伏电站中逆变器所连接的光伏组件的功率之和与逆变器的额定容量功率比。按照现行 2012 年版的设计规范，光伏发电系统中逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，逆变器允许的最大直流输人功率应不小于其对应的光伏方阵的实际最大直流输出功率。换言之，容配比不应超过 1:1，因此，行业内也将容配比超过 1:1 的情况称为“超配”。而在去年 9 月发布的《光伏发电站设计规范（征求意见稿）》中则写明：光伏发电系统中光伏方阵与逆变器之间的容量配比应综合考虑光伏方阵的安装类型、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。同时，针对不同的地区，规定Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类太阳能资源地区的容配比分别不宜超过 1.2:1、1.4:1 和 1.8:1。

提高容配比主要是为了提高逆变器和箱式变压器的设备利用率，降低光伏电站中逆变器、箱式变压器的工程造价。摊薄其他一些设施的投资成本从而降低造价， 降低发电成本。但是“过高”的容配比会严重限制光伏电站的出力。

高容配比对电网是友好的，电网不“喜欢”任何会产生波动的分布式电源。高容配比可以让光伏电力输出更平滑，提高电网友好性。随着容配比的提高，光伏电站满载工作时间成倍的延长，同时也降低了电站输出功率（△P）随辐照度波动引起的对电网的冲击。

光伏电站在设计时一般需要考虑诸多因素，如项目所在地的太阳能资源情况，场址区地形，组件的安装倾角，支架的运行方式、方位角、行间距，以及设备的布置方式和选型等。当光伏阵列的输出功率达不到额定的输出功率，会导致逆变器不能按照额定功率运行，造成系统设备利用率低的情况，但是随着容配比的增加，限电量也随之增加。

本项目位于浙江省丽水市， 光伏组件的设计安装容量为 3MWp 。本项目属于三类太阳能丰富地区。项目根据 PVsyst 数据得出，最高辐照强度位于 1000W/m2 附近，且一年只有数天才能达到该辐照强度，根据组件标称功率在 1000W/m2 能

达到额定功率。其次根据逆变器系统效率分析，本项目功率传输至逆变器时，即直流侧前端效率约为 84.5%。则逆变器在配置 1:1.3 配比时，直流侧输出容量最大为逆变器容量的 1.1 倍，由于逆变器可长时间输出 1.1 倍的容量，则本项目按照 1:1.3 配比情况不存在超发现象。其次增加直流侧容量，相对应降低交流侧投资，可降低项目度电成本，因此本项目可选取不超过 1:1.3 配比，具体以实际情况配置。

5.3.5. 辅助技术方案

一、光伏数据采集系统

为了实时监测光伏发电系统的运行状态和工作参数，以及现场的环境情况（如风速、风向、日照强度和环境温度），光伏系统就地配置数据采集系统和环境监测仪，就地数据采集系统将数据采集后通过光缆通道送至光伏电场监控系统后台。并利用光伏电场已有综合自动化监控系统，通过光缆通信上传光伏电站各种信息量及接收调度命令。

二、电池组件的清洗

1）组件表面清洗的必要性：

电池组件积尘会影响发电效率，因此必须对电池组件进行清洗，保证电池组件的发电效率。光伏阵列的电池组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗一般每月进行一次。清洗时间安排在日出前或日落后。

不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。

恶劣气候分为大风、沙尘或雨雪后的清洗。每次大风或沙尘天气后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在电池面组件上的泥点和积雪应予以清洗。

季节性清洗主要指春秋季位于候鸟迁徙线路下的发电区域，对候鸟粪便的清洗。在此季节应每天巡视，发现电池组件被污染的应及时清洗。

日常维护主要是每日巡视检查电池组件的清洁程度。不符合要求的应及时清洗，确保电池面组件的清洁。

2）光伏组件清洗方案优化选择

根据泗洪地区的空气中污染物的情况来看，主要污染物是可吸入颗粒物。组件板面污染物主要以浮尘为主，也有雨后灰浆粘结物，组件板面结露后产生的灰尘粘结。由于组件表面一般采用了自洁涂层，经过雨水冲洗，组件表面的清洁度

一般是有保证的。但是考虑到组件表面的清洁度直接影响到光伏系统的输出效率，长时间不下雨，会影响到组件的出力，所以本工程初步选定气力吹吸和水冲洗相结合的方案。

气力吹吸是由维护人员采用便携式吹风机，对组件表面进行风力吹扫。便携式吹风机是由汽油发动机带动的离心式风机、悬臂式风管及便携式机架组成。

水冲洗是由维护人员利用清洗水车，利用车载水箱、水泵及水管对组件表面进行清洗。根据光伏发电场内的道路规划。

5.4. 年上网电量计算

5.4.1. 发电量估算方法

根据太阳辐射资源分析所确定的光伏电场多年平均年辐射总量，结合初步选择的太阳能电池的类型和布置方案，进行光伏电场年发电量估算。

从气象站得到的资料，一般为水平上的太阳辐量，换算成光伏阵列倾斜面的辐射量，才能进行光伏系统发电量的计算。本次项目为为山地项目，基本无坡。

根据光伏电场场址周围情况，经对光伏电场周围环境、现场场地情况进行考察，建立的本工程太阳能光伏发电场上网电量的计算模型。

本项目光伏电站场址太阳能发电量分以气象局数据为准，以 PVsyst 太阳能辐射数据计算做为参考，通过公式计算分析，该地区多年水平平均总辐射量为 1313.1kWh/m^2。由计算模型可知，在光伏发电系统中，光伏组件的放置方式和放置角度对组件接受到的太阳辐射有很大的影响。

与光伏组件放置相关的有下列两个角度参量：太阳电池组件倾角和太阳能电池组件方位角。

太阳能电池组件的倾角是电池组件与水平地面的夹角。

太阳电池组件的方位角是组件方阵的垂直面与正南方的夹角。向东设为负，向西为正。

一般在北半球，太阳能电池组件朝向正南方布置，即组件方位角为 0 度时，发电量最大。本工程设计原则上保证太阳能电池组件朝正南方向布置，但因山地项目情况复杂，坡度较多，各倾角及方位角变化较多，故发电量采取多倾角方位角下的综合辐射量计算。

5.4.2. 上网电量估算

并网光伏发电系统的总效率由光伏阵列的效率、逆变器效率、交流并网等三部分组成。综合效率系数 K 包括：光伏组件表面脏污修正系数、光伏组件温度影响损耗、光伏组件类型修正系数、方位角修正系数、电缆损耗修正系数、逆变器效率修正系数、升压变压器损耗修正系数、系统故障及维修损耗。

效率影响因素	分项效率
灰尘积雪等遮挡	98.00%
污染、云层遮挡损失	98.40%
温度修正系数	98.40%
方位角功率损失	98.00%
组件不匹配	98.00%
光照角度损失	98.00%
直流线损	98.00%
逆变器效率	98.52%
箱变损失	98.00%
交流线损	97.00%
系统故障及维修损耗	97.50%
发电系统效率	81%

本项目系统效率约为：81%

根据国内外光伏电站运行经验，系统效率取值在 75%~82%见比较合理，本工程暂按 81%计算。

晶体硅光伏组件在光照及常规大气环境中使用会有衰减，单晶硅双面组件按系统第一年衰减 2%，以后每年输出衰减 0.45%计算。25 年发电量的估算如下表所示。

表 5.5-1 25 年发电量测算表 (单位：万 kWh/年)

发电量计算			
装机容量	2993.04	组件斜面综合辐射量	/
首年利用小时数	1165.52	年均利用小时数	1079.27
年份	**组件衰减后效率**	**逐年理论发电量（万 kW·h）**	**利用小时数**
第 1 年	98.00%	341.87	1142.21

第 2 年	97.55%	340.30	1136.96
第 3 年	97.10%	338.73	1131.72
第 4 年	96.65%	337.16	1126.63
第 5 年	96.20%	335.59	1121.23
第 6 年	95.75%	334.02	1115.98
第 7 年	95.30%	332.45	1110.74
第 8 年	94.85%	330.88	1105.49
第 9 年	94.40%	329.31	1100.25
第 10 年	93.95%	327.74	1095.00
第 11 年	93.50%	326.17	1089.76
第 12 年	93.05%	324.60	1084.51
第 13 年	92.60%	323.03	1079.27
第 14 年	92.15%	321.46	1074.02
第 15 年	91.70%	319.89	1068.78
第 16 年	91.25%	318.32	1063.53
第 17 年	90.80%	316.75	1048.59
第 18 年	90.35%	315.18	1053.04
第 19 年	89.90%	313.61	1047.80
第 20 年	89.45%	312.04	1042.56
第 21 年	89.00%	310.47	1037.31
第 22 年	88.55%	308.90	1032.07
第 23 年	88.10%	307.33	1026.82
第 24 年	87.65%	305.76	1021.58
第 25 年	88.04%	304.19	1016.33
25 年总发电量	8075.74	年均发电量	323.03

结论：由以上计算可得，本工程 25 年总发电量约为 8075.74 万 kWh，25 年平均发电约 323.03 万 kWh。本项目综合首年利用小时数 1165.52h，年均利用小时数 1079.27h。

6. 电气设计

6.1. 接入电气系统方案

6.1.1. 项目所在电力系统现状与发展

截止2021年底，青田电网220千伏变电站2座，主变4台，容量为78万千伏安；110千伏变电站7座，主变14台，容量为67.15万千伏安；公司所属35千伏变电站10座，主变17台，容量为18.3万千伏安；35千伏用户变4座，主变32台，容量为17.74万千伏安。

公司所属35千伏线路19条，总长度272.76公里（含T接线）；35千伏用户线路7条，总长度63.24公里（含用户T接线）；公司所属10千伏线路169条，总长度2367.247公里；10千伏用户线路17条，总长度114.836公里。

截止2021年底，青田电网10千伏及以上并网电厂装机总容量21.422万千瓦。其中：35千伏垃圾电站1座，容量1.2万千瓦，10千伏及以上并网小水电90座，装机容量11.268万千瓦。10千伏及以上并网光伏电站4座，装机容量8.954万千瓦。

低压并网居民屋顶光伏项目643个，总装机0.6775万千瓦。低压分布式工商业屋顶光伏项目110个，总装机2.3773万千瓦。

2021年青田县全社会最大用电负荷35.54万kW，同比增长4.28%；网供最大负荷34.08万kW，同比降低1.25%；全社会用电量18.87亿kWh，同比增长11.38%。

6.1.2. 接入电力系统方案

本工程总安装容量为3MWp，根据GB 50797-2012《光伏发电站设计规程》规定，本光伏电站属小型光伏发电站；又根据国网Q/GDW 617-2011《光伏电站接入电网技术规定》第4.1条规定，本光伏电站宜通过10千伏电压等级接入电网。本期建议以1回10千伏线路T接公网10千伏汤洋185线。新建10千伏架空线路约1公里。（具备接入以最后接入意见为准)。

6.1.3. 系统对电站主设备参数的要求

（1）短路电流水平：10kV电气设备短路电流水平暂按25kA设计。

（2）额定功率因数：光伏电站安装的并网逆变器应满足功率因数在超前0.95~滞后0.95范围内动态可调的要求。

（3）光伏电站应具有有功功率调节能力，并能根据电网调度指令控制其有功功率输出，同时应具有限制输出功率变化率的能力。

（4）光伏电站必须具备一定耐受电压异常的能力，必须具备一定的过电流能力。

（5）低电压穿越能力满足国家标准要求。当光伏发电站并网点电压跌至0时，光伏发电站应能不脱网连续运行0.15秒。光伏电站并网点电压跌至20%标称电压时，应具备保持并网运行0.625S。光伏电站并网点电压在发生跌落后2S内能够恢复至标称电压的90%时，应能保证不间断并网运行。

（6）光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，当系统频率位于49.5-50.5赫兹之间时要求光伏电站连续运行。

（7）要求光伏电站并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的0.5%。

（8）要求光伏电站逆变器具备有功、无功调节能力，并开放接受外部控制命令的接口。

（9）光伏电站送入电网公共连接点的电能质量必须满足国家相关标准的要求。电压偏差应满足国家标准GB12325-2008《电能质量供电电压偏差》的要求、闪变值满足国家标准GB12326-2008《电能质量电压波动和闪变》、谐波值满足国家标准GB/T14549-1993《电能质量公用电网谐波》、三相电压不平衡度满足国家标准GB/T15543-2008《电能质量三相电压不平衡》规定。且当光伏电站并网点电能质量满足以上要求时，光伏电站应能正常运行。

6.2. 电气一次设计

6.2.1. 设计依据

编制依据和主要引用标准、规范如下：

GB 50797-2012 《光伏发电站设计规范》

GB/T 50866-2013 《光伏发电站接入电力系统设计规范》

GB/T 19939-2005 《光伏系统并网技术要求》

GB/T 19964-2012 《光伏发电站接入电力系统技术规定》

GB/T 29321-2012 《光伏发电站无功补偿技术规范》

GB/T 20046-2006 《光伏（PV）系统电网接口特性》

GB/T 16895.32-2008 《建筑物电气装置》第 7-712 部分：特殊装置或场所的要求（太阳能光伏 PV 电源供电系统）

GB/T 18479-2001 《地面用光伏(PV)发电系统导则》

GB/T 20046-2006 《光伏（PV）系统电网接口特性》

SJ-249-11127 《光伏(PV)发电系统过电保护－导则》

CECS84-96 《太阳光伏电源系统安装工程设计规范》

CECS85-96 《太阳光伏电源系统安装工程施工及验收技术规范》

GB 50060-2008 《3～110kV 高压配电装置设计规范》

GB/T 17468-2008 《电力变压器选用导则》

GB 50054-2011 《低压配电设计规范》

GB/T 50064-2014 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》

GB 50065-2011 《交流电气装置的接地设计规范》

GB 50034-2013 《建筑照明设计标准》

GB/T 17467-2010 《高压/低压预装式变电站》

DL/T5222-2005 《导体和电器选择设计技术规定》

DL/T5252-2006 《高压配电装置设计技术规定》

DL/T5103-2012 《35kV-110kV 无人值班变电所设计规程》

《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》

Q/GDW 617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》

丽电函【2022】23 号《国网丽水供电公司关于丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程接入系统设计的函》

6.2.2. 电气主接线

本项目采用分块发电、集中并网方案，将系统分成 1 个 3MWp 并网发电单元。太阳能电池组件采用组串式逆变器，通过逆变器逆变后输出低压三相 800V 交流电，11 台 225kW 组串式逆变器通过 ZRC-YJLHV22-1.8/3kV 电缆接入 1 台 3150kVA 升压变压器输出为 10kV 交流电，然后接入 10kV 一二次舱，通过 1 个 10kV 并网点接至外线并网。本项目共计 1 回集电线路。本方案拟采用 10kV 电压等级接入电网，

消纳模式为“全额上网”（具体接入以接入批复为准）。

本期工程发电系统，设置 1 个 10kV 光伏并网点。新建 1 座开关站，开关站设置一段 10kV 母线，设置 10kV 开关柜 5 面（1 面光伏并网柜、1 面计量柜、1 面母线设备柜、1 面光伏集电线路柜、1 面站用变柜）。

6.2.3. 主要电气设备选择

（1）逆变器

本项目设计容量为 3MWp 的光伏并网发电系统，选用组串式 225kW 逆变器。本项目初步选用国产性能可靠、效率高的逆变器，具体设备选型由项目招标确定。

（2）电缆选型

电缆选择如下：

1）电池组串至逆变器的直流电缆选用太阳能专用直流电缆，型号为 PV1-F 1×4mm2；

2）组串型逆变器至箱变电缆选用 ZRC- YJLHV22-1.8/3kV ；

3）箱变至开关站电缆选用 ZRC-YJLHV22-8.7/15kV。

（3）变压器选型

本工程变压器选用欧式变压器。箱式变压器安装在独立基础上，高低压电缆均从箱式变电站基础的预留开孔。

1）变压器型号： SCB13-3150kVA，双绕组变压器。

高压侧额定电压： 10.5kV

低压侧额定电压： 0.8kV

阻抗电压： Ud=6%

变压器变比：10.5±2*2.5%/0.8，

联结组别： D，y11

冷却方式： ONAN

变压器装设带报警及跳闸信号的温控设施。跳闸信号接至 10kV 高压开关柜和变压器低压侧进线开关，动作于跳闸，温度信号接至综合自动化监控系统中。

（4）10kV 配电装置

本项目共 1 个并网点，新建 1 个 10kV 开关站，10kV 配电装置单母线接线，

选用铠装型金属封闭手车式开关柜。

1）本项目设 1 个并网点，设置 10kV 开关柜 5 面（1 面光伏并网柜、1 面计量柜、1 面母线设备柜、1 面光伏集电线路柜、1 面站用变柜）。综合考虑系统侧容量，10kV 配电装置短路电流水平暂按 25kA 考虑。开关站采用新建预制舱形式。

2）10kV 高压开关柜参数（采用 10kV 高压柜）：

A. 10kV 真空断路器

额定电压：10kV

额定电流：630A

额定开断电流：25kA

动稳定电流（peak）：80kA

热稳定电流（R.M.S）：25kA，4s

B. 10kV 电流互感器

额定电压：10kV

（主进）二次组合：10P20/10P20/0.5/0.2S

（出线）二次组合：10P20/0.5/0.2S

变比：根据实际情况定

C.电磁式电压互感器

额定电压比：

准确级：0.2/0.5/3P　40VA/相

D.氧化锌避雷器

型号：　HY5WZ-17/45

6.2.4.　配电系统

6.2.4.1 光伏箱变自备电源

在每台箱变低压侧装设 1 台容量 3kVA 的小型控制变压器，电压 480/400V，变压器低压侧应配置若干个额定电流为 6A～16A 的微型断路器供箱变内风机、照明和光伏区内其他设备供电。

6.2.4.2 站用电

光伏电站站用电负荷很低，考虑新建光伏电站用电引自光伏电站 10kV 站用

变。考虑双电源切换装置，预留备用电源接线。

10kV 站用变负荷统计如下，容量选择 50kVA。

序号	名称	容量（kW）	负荷系数	计算容量（kW）
1	UPS	5	1	5
2	直流充电电源	5	0.8	4
3	配电装置交流电源	5	0.8	4
4	动力	20	0.8	16
	合计	35		29

6.2.4.3 10kV 高压配电室主接线方式

（1）10kV 高压配电装置及接线方式

本项目有 1 个 10kV 系统并网点，10kV 配电系统采用单母线接线，选用铠装型金属封闭手车式开关柜 KYN28-12，采用真空断路器，配置升压变、电容器的综合保护装置。按 10kV 电压等级设计，真空断路器额定开断电流暂定 25kA。

（2）计量点位置

根据国家有关规定，光伏电站与电网的产权分界点即为计量点。本电站计量点为光伏电站并网柜内计量 CT。

6.2.4.4 箱式变电站主要电气设备

10kV 设备

10kV 侧采用国产铠装金属封闭式手车开关柜，配真空断路器及弹簧操作机构。

6.2.5. 无功补偿

本项目选用的逆变器功率因数在 0.8 超前后~0.8 滞后之间连续可调，本项目暂不考虑配置无功补偿装置（SVG），最终以电网公司审查意见为准。

6.2.6. 防雷、接地及过电压保护设计

本建筑防雷设计按照《建筑物防雷设计规范》GB 50057-2010、《35-220kV 变电所设计规范》GB50059-2011、规范要求设计。按规范本建筑物划为第三类防雷建筑物。

6.2.6.1 光伏阵列部分

a) 直击雷保护

太阳能电池阵列采取电池组件和支架与场区接地网连接等措施进行直击雷保护。考虑到太阳能电池阵列设备均贴近地表，无高大建筑；且场区面积较大，在阵列中设置避雷针形成的阴影对阵列性能影响较大；加之配置一套阵列避雷系统投资较大，参照 SJ/T11127《光伏（PV）发电系统过电压保护导则》中第 4.4 条内容综合考虑人员安全、避雷装置造价及施工、设备受雷击几率、雷击对系统运行的影响及避雷装置阴影引起的系统性能损失，本工程光伏阵列中暂不配置避雷针等避雷装置。

b) 侵入雷电波保护

为防止雷电侵入波及操作过电压危害，本工程在光伏阵列区升压变电站装设氧化锌避雷器；逆变器内均装设防雷模块。

c) 接地

保护接地、工作接地、过电压保护接地使用同一个接地网。为保障接地网使用寿命不小于 25 年，接地施工需采取一定的防腐措施。现场施工在进行升压变基础建设和太阳电池方阵基础建设的同时，选择电场附近土层较厚的地点，挖 1～2 米深地线坑，采用 10mm^2 铜包钢绞线做成环网，不同阵列之间采用 10mm^2 铜包钢绞线与钢支架可靠焊接，形成等电位接地网，接地网采用人工复合接地网方式，以水平接地体为主，辅以垂直接地体。接地电阻按不大于 4Ω 考虑。为保证人身安全，所有电气设备都装设接地装置，并将电气设备外壳接地。

2、绝缘配合

根据 GB 311.1-2012《高压输变电设备的绝缘配合》，对于 110kV 及以下设备，主要考虑以雷电冲击作用电压为基础来确定主要设备的绝缘水平，即雷电冲击耐受电压和短时工频耐受电压 。根据避雷器的保护水平，经济合理的确定主要设备的绝缘水平。

6.2.7. 电缆敷设和防火封堵

本项目电缆采用电缆直埋或穿管的方式。

为有效阻止电缆火灾延燃，10kV 电力电缆、控制电缆选用 ZRC 型阻燃低烟无

卤式电缆。直流电源回路采用耐火电缆。

在电缆沟内每间距 100m 处设防火墙（或阻火段），对架空桥架采取设阻火段和防火隔板措施。对墙等处的电缆孔洞采用电缆防火堵料封堵，并采取防止火焰窜燃的措施。

6.2.8. 电气设备布置

1、场内电气设备

10kV 并网方案设计为 10kV 并网，箱变布置于道路附近，另新建 10kV 开关站用于电气接入。

2、主要电气设备和材料

光伏电站主要电气一次设备及材料，详见经济章节。

6.3. 电气二次设计

6.3.1. 设计依据和原则

1）主要编制依据及标准规范

光伏发电工程初步设计编制办法（试行）(GD003-2011)

GB/T 19964-2012 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 20046-2006 光伏（PV）系统电网接口特性

GB/T 19939-2005 光伏系统并网技术要求

Q/GDW617-2015 国家电网公司光伏电站接入电网技术规定

GB/T 14285-2016 继电保护和安全自动装置技术规程

GB 50016-20014 建筑设计防火规范

GB 50116-2013 火灾自动报警系统设计规范

GB 50229-2019 火力发电厂与变电站设计防火规范

DL/T 5137-2018 电测量及电能计量装置设计技术规程

DL/T 5149-2016 220kV～500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程

DL/T5136-2012 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程

DL/T5044-2014 电力工程直流系统设计技术规程

DL/T 5003-2017 电力系统调度自动化设计技术规程

DL/T 860 变电站通信网络和系统系列标准

DL/T 795-2001 电力系统数字调度交换机规范

DL/T 719-2000 远动设备及系统第 5 部分：传输规约第 102 篇：电力系统电能累计量传输配套标准

DL/T 667-1999 远动设备及系统第 5 部分：传输规约第 103 篇：继电保护设备接口配套标准（idt IEC60870-5-103:1997）

DL/T 634-5101-2017 远动设备及系统第 5-101 部分：传输规约基本远动任务配套标准

DL/T 634-5101-2002 远动设备及系统第 5-104 部分：传输规约采用标准传输协议子集的 IEC60870-5-101 网络访问

Q/GDW 161-2014 线路保护及辅助装置标准化设计规范

Q/GDW 175-2008 变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范

国家电网公司防止电气误操作安全管理规定（国家电网安监[2006]904 号）

国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）（国家电网生技[2005]400 号）

国家电网公司十八项电网重大反事故措施（试行）继电保护专业重点实施要求（调继[2005]222 号）

电力二次系统安全防护规定（电监会 14 号令）

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（电监安全[2006]34 号）

2）主要编制原则

严格遵循国家、部门及当地现行的有关规程规范设计的原则：安全可靠、环保节约、技术先进、标准统一；提高效率、合理造价；努力做到可靠性、统一性、通用性、经济性和先进性的协调统一。

1）可靠性：确保光伏电站二次系统的安全可靠，确保工程投运后电网的安全稳定运行，安全可靠是二次设计的基本要求和首要条件。

2）统一性：适当兼顾各地区的运行习惯和二次设备厂的技术特点，规范光伏电站二次系统的配置原则、技术要求、组屏方式等；统一二次设备屏柜的尺寸、结构、名称、标识和颜色。

3）通用性：设计时考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期内通用互换使用；不同厂的同类产品，应考虑通用互换使用。

4）经济性：按照全寿命费用综合考虑，在保证高可靠性的前提下，进行技术经济综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。

5）先进性：提高原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新能力，坚持技术进步、推广应用新技术，设计和设备要能代表国内外先进水平或发展趋势。

6.3.2.二次监控设备

本项目采用远程监控的方式，各并网点数据经无线通信至后台监控系统。其他小子项分别通过无线通信至后台监控系统。

监控的数据包括：

监测逆变器、升压变压器、气象站和电网的电压及频率

光伏电站概要—图文显示

显示任何一台逆变器的在线数据，如状态、功率、电压、电流、温度和报警情况

显示任何一台升压变压器及配电设备的三相电流、断路器和隔离开关位置信号及故障信号等。

对整个光伏电站实际有功功率和无功功率的控制

显示高级功率曲线，包括功率曲线、分布曲线计算可利用率

显示光能玫瑰图

显示发电量

显示 10 分钟收集的数据。10 分钟数据包括平均值、标准偏差，以及在此期间的最大值和最小值

显示整个光伏电站、单机和气象站的报警和事件纪录

监控系统图详见附图。

6.3.3 调度自动化

本节所述内容应根据光伏电站接入系统设计报告及相关审查意见要求进行设计。

1）电能质量监测装置

光伏发电厂属于谐波源，根据《光伏电站接入电网技术规定》应配置满足 IEC 61000-4-30-2003 标准的 A 类电能量质量在线监测装置。本工程属于小型光伏电站，采集的电能质量数据应具备远程传输至电网企业的功能，以保证电网企业对电能质量的监控。

本项目光伏电站开关站按 10kV 出线配置 1 套电能质量分析仪。电能质量分析仪预留与电能质量检测主站通信的接口。

6.3.3.1 远动系统

本项目远动信息直送上海市调。本项目 10kV 并网点设置并网装置；远动信息通过光纤传输方式上送调度。最终以电力部门接入系统意见为准。

6.3.3.2 电能量计费系统

本项目按照电能计量装置技术管理规程的要求，电站光伏并网点均需设计 2 块计量电表，装设 0.2S 级电能表 2 块（1+1 配置），电表作为电能量计费考核点。原用户 10kV 侧按照关口点更换原电能量计量表计和设备。

表计采用三相三线，精度为 0.2S 级。计量电流互感器的精度 0.2S 级，电压互感器的精度 0.2 级。电能表带双 485 输出，具备失压计时功能。

6.3.4 光伏电站计算机监控系统

6.3.4.1 光伏电站计算机监控系统的结构和自动化范围

光伏电站计算机监控系统按照“无人值班”（少人值守）的运行管理方式设计，在厂区内设置一个控制中心，设置 1 套监控系统，厂区间局域网结构上相对独立，均采用全计算机监控系统、分层分布式结构，必要时各局域网之间可进行信息交换，组成全场计算机监控系统。

监控范围为 10kV 输变电设备、站内直流电源系统、火警系统等公用设备。

6.3.4.2 监控系统的功能和主要设备配置

本项目开关站设置监控室，该监控室配置一台主机兼操作员工作站、一台服务器、打印机、测控装置、电能量监测装置、远动设备等，主要完成对变电站内电气设备的可靠、合理、完善地监视、测量和控制，并具备遥测、遥信、遥调、遥控等全部的远动功能和时钟同步功能，具有与远方调度中心和监控中心交换信息的能力。具体功能包括数据采集和处理、数据库的建立与维护、控制操作、防误闭锁、报警处理、事件顺序记录及事故追忆、画面生成及显示、在线计算及制表、电能量处理、远动功能、时钟同步、人机联系、系统自诊断与自恢复、与其它设备接口以及运行管理等。预留与远程控制中心数据接口，实现后期远程的控制。该监控系统出于电力安全考虑，不允许使用 Windows 系统，建议使用 Linux 系统。

6.3.5 光伏电站继电保护

6.3.5.1 逆变器保护

并网逆变器为制造厂成套供货设备，设备中包含有欠电压保护、过电压保护、低频保护、孤岛保护、短路保护等功能。

6.3.5.2 升压变压器的保护

每台箱式变高压侧装设负荷开关－限流熔断器组合电器等作为短路保护。升压变压器配温度等非电量保护，作用于跳闸和发信号。箱变低压侧装设空气断路器，带有长延时、短延时、瞬时过电流保护和接地故障保护，作用于跳闸和发信号。

6.3.5.3 站内的元件保护

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》GB14285-2006 配置站内元件保护，选用微机型保护装置，具体如下：

10kV 进线保护

1) 电流速断保护，动作于跳闸；

2) 过电流保护，带时限动作于跳闸；

3) 零序电流保护，带时限动作于跳闸或发信号；

4) 过负荷保护，带时限动作于信号；

5) 配置故障解列装置；

6）防孤岛保护

6.3.6 控制操作电源系统

10kV 并网系统

各个厂区配置一套 220V 交直流电源系统。直流系统采用一组容量为 100Ah 阀控式密封免维护铅酸蓄电池、高频开关电源(采用模块化 N+1 冗余配置)、单母线配电接线方案，作为 10kV 处的保护和操作电源，同时提供逆变为事故照明提供 AC220V 电源。

厂区配置 5kVA 的电力专用交流不间断电源系统，UPS 负荷主要包括计算机监控系统设备、电能量计费系统、火灾报警系统、网络通信设备等。

表 3.5-1 直流充电装置计算书

序号	直流负荷	容量	电流	负荷系数	经常负荷	事故负荷			事故时间
	名称	(kW)	(A)		（A）	初期	持续	随机	
						（1min）	（2h）	（5s）	
1	事故照明	0.56	2.55	1		2.55	2.55		2
2	装置负荷	3.05	13.86	1	13.86	13.86	13.86		2
3	控制负荷	2.75	12.5	0.3	7.5	7.5	7.5	0	1

4	断路器跳闸	1.0	4.7	0.1	0.0	2.8			
5	恢复供电断路器合闸		5	1				5	
6	UPS 装置	5	22.75	0.3	13.65	13.65	13.65		1
7	合计					40.36	23.91	5	

6.3.7 火灾报警系统

根据《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013 要求进行设计。

本工程需要装设感烟探测器、声光报警器、带电话插孔的手动报警按钮。火灾时，通过自动或手动报警按钮，将信号传至火灾自动报警控制中心，火灾自动报警控制中心接到火灾信号后，显示火灾位置，并发出报警信号。室内消防线路全部穿钢管沿顶板、墙体内暗敷设，消防电话线单独穿管敷设。感温电缆在电缆沟内逐层正弦波方式敷设，每根感温电缆长度不超过 200m。所有消防设备均做好保护接地，与电力系统共用接地装置，接地电阻不得大于 1Ω。

火灾报警控制盘供电电源采用 UPS 不间断电源供电。

发生火灾时切断空调等非消防电源及本层和相邻层的照明电源，并将信号反馈到火灾控制盘。

火灾自动控制屏通过通讯口与监控系统进行通讯。

除直流电源电缆及 UPS 电源电缆采用耐火电缆外，其它电缆等均采用阻燃型电缆 ZRC。

中控值班室设对外的直拨火警电话 119。

6.3.8 安防系统

为便于变电站运行管理，保证变电站的安全运行，在光伏区及配电室处各设置一套图像及安全警卫系统。其功能按满足安全防范要求配置，不考虑对设备运行状态进行监视。

图像监视及安全警卫系统设备包括视频服务器、终端监视器、录像设备、摄像机、云台、防护罩、编码器。摄像机配置原则为：在重要的电气设备室设置彩色定焦摄像机，在变电站制高点设置室外快球。本项目考虑项目实际情况，在各个光伏区及配电室配置摄像头，不配置硬盘录像机，由于数据流量较大，因此会

租用移动或电信的网络进行传输，在控制中心集中配置硬盘录像机和视频专用硬盘等设备，统计进行数据出来。

6.3.9 二次设备

微机保护测控装置及电能表等设备布置在并网点处。

6.3.10 通信

6.3.10.1 光伏场区通信

光伏电站内每个光伏发电单元的计算机单元通过通信光缆（总线方式）连接至监控系统。监控系统通过总线光缆接收每个光伏发电单元的实时信息或发送运行人员的操作命令，监控系统可通过网络通道将每个光伏发电单元的运行参数传送到工作站进行实时监测。

6.3.10.2 系统通信通道和通信设备

10 千伏并网光伏电站必须具备与电网调度机构之间进行数据通信的能力。并网双方的通信系统应以满足电网安全经济运行对电力通信业务的要求为前提，满足继电保护、安全自动装置、调度自动化及调度电话等业务对电力通信的要求。系统通信拟采用光纤通信方式将信号上送，具体以接入系统要求配置。

6.3.10.3 厂区的通信设备

不设系统程控交换机，变电站调度及行政电话考虑 1 门市话。

6.3.10.4 通信电源

在交直流一体化电源中配置 1 套－48V/50A×3 的高频开关直流电源系统，作为通信系统设备的工作电源，并合用电源蓄电池组。具体配置将根据接入系统的要求进行设计。

6.3.10.5 环境监测装置

在太阳能光伏发电场内配置 1 套环境监测仪，实时监测日照强度、风速、风向、温度等参数。辐射量接收器按组件倾角设置，直接采集。

该装置由风速传感器、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，其通讯接口可接入并网监控装置的监测系统，实时记录环境数据。

7. 总平面布置

7.1. 总平面布置

本项目位于浙江省丽水市青田县仁庄镇垟坑村，总用地面积约 60 亩。本工程光伏区需进行场地平整。

本工程光伏组件主要采用随坡布置，逆变器集中布置在阵列适中位置，安装在光伏支架上，方便光伏电缆敷设，减少电缆损耗，节约成本。箱变就近布置在道路周围，方便后期运维检修。

7.2. 道路布置

7.2.1. 进场道路布置

本期工程进场道路宽度为 6m。

7.2.2. 场内道路布置

光伏电站场地设置 6m 宽道路，满足电站施工和运行期间检修期的需要。

7.3. 危险性评估

本项目场址地貌属于山地，场址地势较高，场地受洪水影响较小。后续需要环保水保及洪评单位确认完后修改相关内容。

8. 土建工程

8.1. 设计所执行的主要规范、标准

《工程结构通用规范》	（GB 55001-2021）
《建筑与市政工程抗震通用规范》	（GB55002-2021）
《建筑与市政地基基础通用规范》	（GB55003-2021）
《钢结构通用规范》	（GB 55006-2021）
《砌体结构通用规范》	（GB55007-2021）
《混凝土结构通用规范》	（GB55008-2021）
《建筑结构可靠性设计统一标准》	(GB50068-2018)
《建筑结构荷载规范》	（GB 50009-2012）
《建筑工程抗震设防分类标准》	(GB50223-2008)
《建筑抗震设计规范》	（GB 50011-2010）（2016 年版）
《中国地震动参数区划图》	（GB 18306-2015）
《建筑抗震鉴定标准》	（GB 50023-2009）
《混凝土结构设计规范》	(GB50010-2010)（2015 年版）
《构筑物抗震设计规范》	（GB 50191-2012）
《建筑设计防火规范》	（GB50016-2014）（2018 版）
《建筑地基基础设计规范》	（GB 50007-2011）
《建筑地基处理技术规范》	（JGJ 79-2012）
《钢结构设计标准》	（GB 50017-2017）
《冷弯薄壁型钢结构技术规范》	（GB 50018-2202）
《光伏发电站设计规范》	（GB 50797-2012）
《光伏支架结构设计规程》	（NB/T 10115-2018）
《太阳能发电站支架基础技术规范》	（GB 51101-2016）

8.2. 概述

8.2.1 站区场地概述

1）站址地理位置

本项目建设地点位于浙江省丽水市青田县，场址中心坐标为东经 120.26°，北纬 28.00°。本工程为山地农光互补光伏电站项目，本工程总装机容量 3MWp，电站总占地面积约 60 亩。场地周围道路设置较为完善，交通条件较便利。

2）站址自然条件

本工程光伏布置场地为山地，环境条件相对恶劣，设计要求相对较高，须综合考虑各方面因素确保支架结构及基础设计的可靠性、稳定性和耐久性。

8.2.2 设计的原始资料

1）气候气象

青田县属亚热带季风气候区，四季分明。境内 100 米以下的河谷低丘地区，年平均气温 18℃；200-300 米的丘陵地区，年平均气温 17℃；400-600 米的丘陵低山区年平均气温 15-16℃；800 米以上的山区，年平均气温 14℃以下。海拔每升高 100 米，年平均气温降低 0.59℃。年平均无霜期 279 天。

2）主要技术数据

25 年一遇基本风压(用于支架计算): 0.26kN/m²(按规范计算时取 0.3 kN/m²)

25 年一遇基本雪压（用于支架计算）: 0.38kN/m²

50 年一遇基本风压（用于基础计算）: 0.3kN/m²

50 年一遇基本雪压（用于基础计算）: 0.45kN/m²

具体城镇风压、雪压按《建筑结构荷载规范》表 E.5 确定且风压取值不小于 0.3kN/m²。地面粗糙度为 B 类。

根据《建筑抗震设计规范》附录 A.0.3 和《中国地震动参数区划图》附录表 C.3，拟建厂址场抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度为 0.05g，设计地震分组为第一组。

光伏支架设计使用年限 25 年，设计安全等级为三级，抗震设防分类为丁类。

光伏支架结构地基基础设计使用年限为 50 年。

3）混凝土结构的环境类别：一类－室内干燥环境、无侵蚀性静水浸没环境；二 a 类－室内潮湿环境、非严寒和非寒冷地区的露天环境、非严寒和非寒冷地区与无侵蚀性的水或土壤直接接触的环境; 三 b 类－盐渍土环境、受除冰盐作用环境、海岸环境。

4）钢筋混凝土结构的裂缝控制等级为三级，最大裂缝宽度的限值：环境类别为一类，钢筋混凝土结构为 0.3mm；环境类别为二、三类，钢筋混凝土结构为 0.2mm。

5）材料

钢材:光伏支架钢构件主要采用 Q235-B、Q355-B 钢。

焊条： E43 、E50；

螺栓：普通螺栓、摩擦型高强螺栓（8.8 级、10.9 级）。

钢筋：构造钢筋及次要结构钢筋采用 HPB300、HRB400 钢筋，受力结构采用 HRB400 钢筋。

混凝土：根据设计需要，现浇混凝土结构为 C25、C30，垫层采用 C15 素混凝土。

墙：根据设计需要分别采用页岩砖、混凝土砌块或其它满足设计要求的砌体。

砂浆：地上或防潮层以上砌体采用 M5 混合砂浆，地下采用 M10 水泥砂浆。

8.3. 光伏支架设计

8.3.1. 光伏支架介绍

从材质上分，目前普遍使用的光伏支架系统主要有混凝土支架、钢支架和铝合金支架三种。混凝土支架主要应用于大型光伏电站上，因其自重大，只能安放于野外且基础较好的地区，但稳定性高，可以支撑尺寸巨大的电池板；铝合金支架一般用在建筑屋顶太阳能应用上，铝合金具有耐腐蚀、质量轻、美观耐用的特点，但其承载力低；钢支架制造工艺成熟、承载能力高、安装简便、结合防腐涂料能达到较好的防腐要求，造价较铝合金低。

8.3.2. 本项目支架形式

太阳能光伏电池板组件采用钢结构支承体系固定，按照太阳能组件所需角度，采用钢构件制作成规则可靠的稳定结构体系。

支架受力设计的主要影响因素为风荷载及雪荷载，在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度、刚度、稳定等各项指标要求。

本工程组件排布方式拟采用竖向 2 排 13 列或 4 排 14 列，组件倾角 18°，采用钢结构支架，钢柱支撑加斜撑支撑，各榀支架间通过檩条和支撑连接成一个整体。支架做法见下图所示。

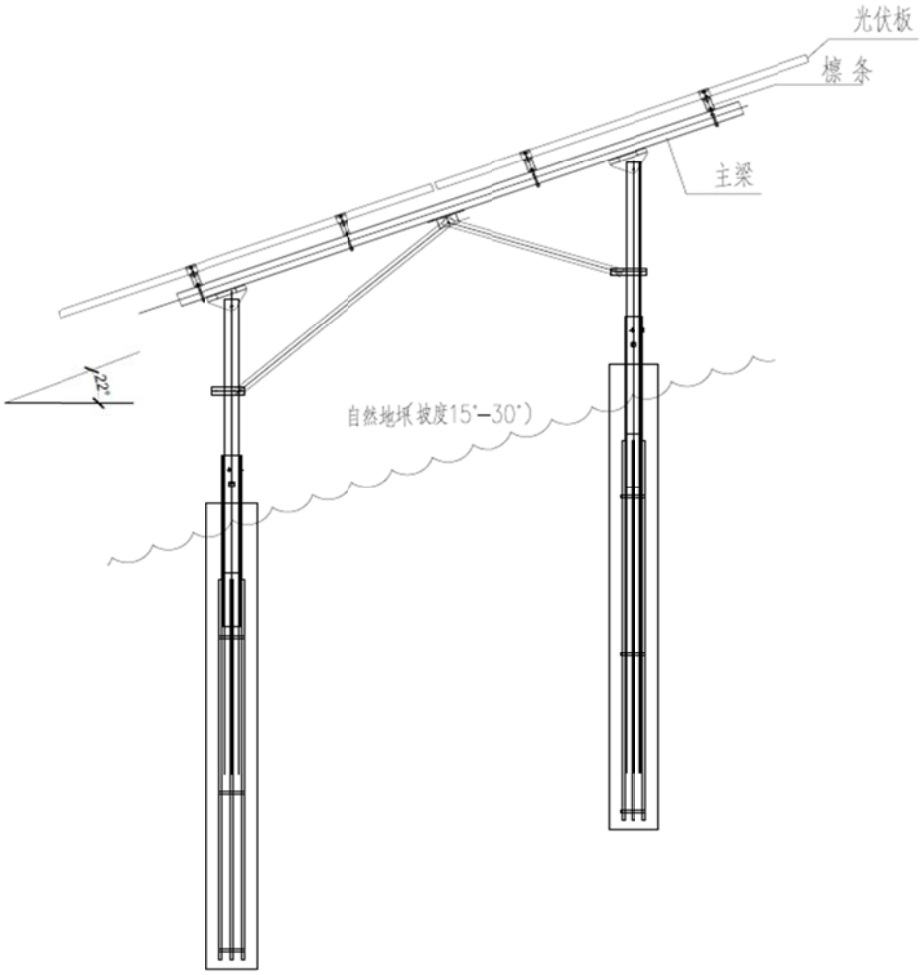


图 8.3-1 支架做法示意图

8.4. 光伏阵列基础设计

8.4.1. 钻孔灌注桩

靠桩和桩土摩擦力共同抗拔和保持稳定，灌注桩直径 200mm~300mm，支架可直接连在桩顶；优点是桩基础对地表破坏少，仅有少量开挖，施工速度快；缺点是现场需浇灌混凝土，成桩施工成本高，对环境影响大。

8.4.2. 螺旋地桩

国外地面光伏电站目前用的较多。螺旋地桩采用 Q235 钢，热镀锌防腐，工厂加工制作，施工采用专用的螺旋地桩施工机械，现场施工速度快，定位和桩顶调整方便，对环境影响最小；缺点是适用性受地层岩性影响较大，适合黄土或黏性土地区，螺旋地桩长期处于潮湿的地下环境，容易发生腐蚀，会造成部分支撑系统的失稳，影响电站使用寿命。因此对螺旋地桩的腐蚀问题必须认真对待。研究

表明，通过对螺旋地桩的桩身表面进行热浸镀锌处理可有效防止腐蚀。但 25 年防腐效果尚无实际经验。

8.4.3. 预应力管桩

靠桩和土摩擦力共同抗拔和保持稳定，支架可直接连在桩顶。由于是工厂化制作，桩身质量可靠。采用静压桩基进行沉桩施工，沉桩过程慢速均匀加载，无冲击和反射应力波，对桩身冲击应力小，施工质量易保证。管桩由于可提前批量生产，不占用施工养护周期，沉桩完毕后桩体既有强度，承载力达到最终承载力 80%以上。施工进度快，投资周期短，具有良好的经济效益。施工过程中无震动和噪音，对周边环境影响小，与混凝土灌注桩相比无砂石料、混凝土及泥浆等污染。PHC 管桩混凝土强度高，单桩承载力大，施工时送桩到位率高，截桩小，质量可靠，材料损耗小，工程造价低，经济效益高。

8.4.4. 本工程支架类型及基础选择。

以上通过几种基础形式的技术经济、方便施工程度的比较，在满足承载力及正常使用的前提条件下，结合现场实际情况分析，本阶段推荐支架基础采用钻孔灌注桩形式，桩径采用 250mm。

8.5. 钢结构加工及涂装

光伏支架采用冷弯薄壁型钢，工厂加工，现场采用螺栓组装。工厂加工前应进行放样，在批量加工前应进行支架及次梁的预组装，确定各杆件及连接件、螺栓孔尺寸无误后方可批量生产。

光伏支架(构件和螺栓)采用热浸镀锌防腐，镀锌厚度不得小于 65um。对于施工中磨损的镀锌层应在组装后进行补喷锌。除镀锌构件外，制作前钢构件表面均应进行喷砂（抛丸）除锈处理，不得手工除锈，除锈质量等级应满足国家规范。

8.6. 支架安装及钢结构维护

支架现场组装前应核对基础及预埋件位置，确认无误后方可进行组装。如位置有误应通知相关各方协调处理，切不可强行组装造成支架变形。支架在制作和安装过程中，应避免构件变形及对构件造成损伤。钢支架的制作应严格按照相关

规范执行，保证精度，减小累积误差，并确保误差不超过规范的要求，确保现场顺利组装。光伏电池组件边框及支架要与接地系统可靠连接。

钢结构使用过程中，应根据材料特性（如涂装材料使用年限，结构使用环境条件等），定期对结构进行必要维护（如对钢结构重新进行涂装，更换损坏构件等），以确保使用过程中的结构安全。

9. 工程消防

9.1. 消防总体设计方案

9.1.1. 综述

本次拟建项目所用土地类型为国有未利用土地，附近未有甲乙类危险性建筑，也远离人员居住区，因此所在区域环境良好，便于施工。

本次拟建项目包含光伏阵列方阵、升压变基础等室外构筑物。根据生产重要性和火灾危险性程度配置消防设施和器材，本光伏电站按规范配置了手提式干粉（磷酸铵盐）灭火器。

9.1.2. 设计依据

（1）《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014（2018 版））

（2）《火力发电厂与变电所设计防火规范》（GB 50229-2006）

（3）《火灾自动报警系统设计规范》（GB 50116-2013）

（4）《电力工程电缆设计规范》（GB 50217-2007）

（5）《35～110kV 变电所设计规范》（GB 50059-2011）

（6）《高压配电装置设计规程》（DL/T 5352-2006）

（7）《电力设备典型消防规程》（DL 5027-2015）

（8）《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）

（9）《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015）

（10）《太阳光伏电源系统安装工程设计规范》（CEC S84-96）。

9.1.3. 设计原则

1 简述

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

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

（3）设计做到保障安全，使用方便，经济合理。

2 设计原则

（1）根据《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014）、《高压配电装置设计规程》（DL/T 5352-2018）、《火力发电厂与变电所设计防火规范》（GB 50229-2019）等，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；消防设备采用阻燃电缆。

（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）本工程变压器设置了储油池，在火灾情况下可将油及时排入储油池。

（5）消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求。

（6）设置完善的防雷设施及其相应的接地系统。

（7）主要疏散通道及安全出口等处按规定设置火灾事故照明及疏散方向标志灯。

3 消防总体设计方案

光伏阵列方阵、升压变器等室外构筑物均使用手提式干粉（磷酸铵盐）灭火器灭火的方式。

9.2. 施工消防设计

9.2.1. 工程施工消防规划

建筑工程开工前编制施工组织设计、施工现场消防安全措施及消防设施平面图。

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

建筑施工现场的灶间严禁设于在建建筑物内，不应与宿舍、办公用房合建，其耐火等级不应低于四级，燃料的存放及使用应符合有关规范要求。

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

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

9.2.2. 施工消防管理

因施工需要搭设的临时建筑，应符合防火要求，不得使用易燃材料。

使用电气设备和化学危险物品，必须符合技术规范和操作规程，严格防火措施，确保施工安全，禁止违章作业。

施工材料的存放、保管、应符合防火安全的要求，易燃材料必须专库储存；化学易燃物品和压缩可燃气体容器等，应按其性质设置专用库房分类存放，其库房的耐火等级和防火要求应符合公安部制定的《仓库防火安全管理规则》；使用后的废弃物料应及时消除。建设工程内不准作为仓库使用，不准积存易燃、可燃材料。

安装电器设备、进行电气切割作业等，必须由合格的焊工、电工等专业技术人员操。施工现场的电气设备、电气工具、线路必须符合有关电气安全工作规程，并配有专职人员维护管理。

冬季施工使用的电热器，须有工程技术部门提供的安全使用技术资料，并经施工现场防火负责人同意。重要工程如高层建筑冬季施工的保温材料，不得采用可燃材料。

施工中使用化学易燃物品时，应限额领料。易燃、易爆、有毒物质的存放，必须设专用仓库、专人保管，并执行仓储消防安全管理制度；禁止交叉作业；禁止在作业场所分装、调料，禁止在工程内使用液化石油气钢瓶、乙炔发生器作业。

建筑工地临时宿舍和办公用房的设置必须符合消防技术标准的要求，并配置相应的灭火器材，放置在通道等醒目和便于使用的地方，灭火器应当加强保养，确保处于备用状态。

设置消防车道，配备相应的消防器材。

消防泵房应用非燃材料建造，并设在安全位置。施工现场的消防器材和设施不得埋压、圈占和挪作他用。冬季施工，须对消防设备采取防冻保温措施。

9.2.3. 施工消防

9.3.3.1. 工程施工场地规划

施工场地规划中，施工区域远离易燃易爆仓库，规划合理化，总体规划应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要性的防火间距，又能节省

用地。

9.3.3.2 施工消防规划

9.3.3.2.1 施工单位的消防安全职责

建设工程施工现场的消防安全由施工单位负责，施工单位应当履行下列职责：

1) 制定并落实消防安全制度、消防安全操作规程；

2) 对施工人员进行消防安全教育和培训；

3) 制定并落实消防安全检查制度和火灾隐患整改制度；

4) 制定易燃易爆化学物品使用与储存的防火、灭火制度和措施；

5) 按照有关规定配置消防器材；

6) 建立并落实消防设施、设备和器材的定期检查、维修、保养制度；

7) 建立消防档案。

9.3.3.2.2 施工现场的消防安全组织

建立消防安全组织，明确各级消防安全管理职责任务，是确保施工现场消防安全的主要条件。

1) 建立消防安全领导小组，负责施工现场的消防安全领导工作。

2) 成立消防安全保卫组（部），负责施工现场的日常消防安全管理工作。

3) 成立义务消防队，负责施工现场的日常消防安全检查，消防器材维护和初期火灾扑救工作。

4) 项目经理是施工现场的消防安全责任人，对施工现场的消防安全工作全面负责；同时确定一名主要领导为消防安全管理人，具体负责施工现场的消防安全工作；配备专、兼职消防安全管理人员(消防干部、消防主管)，负责施工现场的日常消防安全管理工作。

9.3.3.2.3 施工准备阶段的消防安全管理要求

施工准备阶段主要进行“四通一平”，即通路、通水、通电、通讯、平整场地，并开始设置料场，搭建临时办公、住宿、仓库等配套设施。此阶段消防安全管理的重点主要是做好基础工作、完善基础设施，为实施有效管理打实基础。

1) 制定完善的“施工组织设计”，并将消防设施配置、消防技术措施纳入“施工组织设计”之中。

2) 制定详细的“施工现场消防安全保卫方案（措施）”，方案中应包括：工程概况、平面布置图、消防安全领导小组、消防保卫组、义务消防队等消防组织及职责；生活办公区、料场区、施工区、冬季施工、雨季施工、消防设施等的消防管理要求；电气焊、用火用电、木工、油漆及防水作业等专项消防安全制度。

3) 明确消防安全责任，学习消防安全知识。甲、乙方及各分包单位应签订《消防安全责任书》，施工单位对全体施工人员进行消防知识普及教育率达到 100%，对电气焊工等重点工种人员的消防专项教育培训率达到 100%。

4) 严格落实生活及办公区八项基本消防安全要求：

a.不得支搭可燃建筑或用可燃材料做隔墙；

b.不得在建设工程内设置宿舍；

c.宿舍内吸烟要有防火措施，不得卧床吸烟；

d.办公室、宿舍区应设置应急照明和疏散指示标志，并不得使用电热器具；

e.照明及电气设施应由电工按相关规定安装；

f.炉火应凭证启用，距床不应小于 1.5m，烟窗与可燃物不应小于 0.7m，设专人看管，

定点倒炉灰并浇水。

5)落实料场仓库区 10 项基本消防安全要求：

a.不得在工程内设仓库，应专设料场和周转库。

b.按相应规定安装电气设备。

c.不得使用电热器具。

d.不得动用明火。

e.应设专人负责消防安全工作。

f.材料码放应满足消防安全要求，库内堆垛安全距离不应小于五距要求，垛与屋顶间距 0.5m，垛与照明灯具间脚 0.5m，垛与墙间距 0.5m，垛与垛间距 1m，垛与柱间距 0.1m。

g.化学性质相抵触物品不得混存。

h.防止静电危害。

9.3.3.2.4 基础施工阶段的消防安全管理要求

施工的开始阶段主要进行主体工程的地下基础施工，工程配套的临时暂设设施继续搭建，相关施工机械设施架设并部分投入使用，少数建筑材料进入场地，这一阶段的消防安全管理应侧重防火间距、消防车通道、消防临时给水、用火、用电等。并落实以下八项消防安全要求：

1) 大型设备安装不得占用消防通道。

2) 暂设支搭不得使用可燃材料。

3) 应设立禁烟标志。

4) 动用明火应履行用火手续。开具用火证，持有操作证，配备灭火器材，设置看火人。

5) 电气应有专人按相关规定安装，机电设备应使用电缆线。

6) 保温养护材料应使用难燃或非燃材料。

7) 应设立消防管理台账，强化消防安全管理。

9.3.3.2.5 结构施工阶段的消防安全管理要求

结构施工阶段是建设项目施工的关键阶段，用火、用电大量增加，职工人数增多，可燃材料进场，如遇冬季保温材料也将进场，工程废料、包装料大量产生，配合单位及分包单位增加，消防安全管理应全面加强，并落实以下十五项消防安全要求：

1) 大型设施安装应符合消防要求；

2) 应严格控制用火，履行用火手续；

3) 严禁现场吸烟；

4) 保温养护应使用难燃材料；

5) 易燃易爆化学物品、易燃可燃材料等不得在工程内存放；

6) 可燃包装拆除后应及时清出现场；

7) 不得在工程内住人；

8) 大型设备要有避雷措施；

9) 电气应按规程安装，使用电缆线，并采取防雨措施；

10) 坚持定期组织义务消防队训练；

11) 消防安全检查每日应不少于三次；

12) 保持消防通道畅通；

13) 防水作业要建立并落实专项消防安全措施；

14) 定期召开消防安全领导小组会议，落实消防安全措施。

9.3.3.2.6 装修施工的消防安全管理要求

装修施工是建设项目施工的最后阶段，改造施工比装修施工又增加了拆除原有装修装饰材料,或更换设备等施工项目。在此施工中，施工人员多集中在工程内，交叉作业多，使用火源，电源集中，设备，可燃材料，大量进入工程；油漆作业，废包装、施工废料增多，参观人员增多，极易造成管理混乱，是消防安全管理的最关键阶段，必须采取切实有效的消防安全措施并严格落实以下十七项消防安全要求：

1) 严格用火管理；

2) 严禁现场吸烟；

3) 施工现场严禁存放易燃材料；

4) 应每班清理可燃物；

5) 不得在工程内设加工间；

6) 严禁易燃作业与用火作业交叉；

7) 易燃作业要有通风、排风、防静电、防电气火花措施，特别是油漆作业；

8) 电气安装必须符合(规程)，不得乱拉电源线；

9) 成品保护，每层应派专人看管；

10) 应根据需要设立现场巡逻队；

11) 应发放并使用”出入证”，不得随意参观；

12) 应配备足够的轻便灭火器材；

13) 不得在工程内住人、办公；

14) 冬季施工不得生明火保温；

15) 应随时检查、发现并消除火险隐患；

16) 确保疏散通道和消防车道畅通；

17) 施工未完不得将设备及家具等存放在工程内。

主要消防设备表

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
1	推车式干粉灭火器	MFT/ABC30	具	2	
2	消防沙箱	$1m^3$	具	2	
3	移动式干粉灭火器	MF/ABC4	具	20	

10. 施工组织设计

10.1. 施工条件

10.1.1. 工程地理位置及自然条件

拟建厂址位于浙江省丽水市青田县内。本工程项目建总装机容量为 3MWp 的山地光伏电站。

青田县地处温州市西部，在丽水东南部。地理坐标为北纬 27 度 56 分-28 度 29 分，东经 119 度 41 分-120 度 26 分之间。青田县面积 2493 平方千米。东接永嘉、瓯海，南濒瑞安、文成，西连景宁、丽水，北靠缙云县。县政府所在地距离温州市区约 50 公里，距离丽水 70 公里，距离杭州 350 公里。

10.1.2. 工程对外交通运输及场地条件

青田县，地处浙江省东南部，瓯江中下游，位于温州的西部、丽水东南部。东接温州、永嘉，南连瑞安、文成，西临景宁畲族自治县，北靠缙云，处于丽水、温州线的交通要道上，交通便捷，区域优势明显。

10.1.3. 工程施工供应条件

（1）施工用电

施工电源采用从附近线路上引接，供光伏电场混凝土搅拌站、电焊机、临时生活及办公用电。

（2）施工用水

施工生产和生活区的施工用水量（包括直接生活用水、机械用水、生活用水、消防用水）约为 40t/d，施工用水可利用青田县海水或引自附近自来水，生活用水均引自附近自来水。

（3）施工用人

除施工单位的人员配置外，可就近招聘当地村民从事简单体力劳动。

（4）施工用材

主要原材料及设备会招投标采购，其余一般物资均可就近去县城采购。

10.1.4. 施工现场环境保护及生产安全

1 环境保护、水土保持

（1）区域生态环境现状

本项目所征土地类型为国有未利用地，属于缓坡丘陵区。

（2）对动物植被的影响分析

不存在影响。

（3）工程占地影响分析

符合当地土地利用总体规划的政策。

（4）水土流失影响分析

当地暂无水土保持专项规划，不存在影响。

（5）生态环境影响恢复措施

本项目最重要的就是文明施工，控制施工车辆和人员的活动范围，减少对周围植被的破坏。

（6）施工期的生态防治措施：

在本项目施工过程中，尽可能减少施工临时用地面积，进一步减小施工扰动面积；进场道路尽量使用厂房已建成的道路，施工过程中应对道路进行洒水，抑制扬尘措施。

大型机械设备在施工现场施工时应尽量避开人员休息时间；各区域施工产生的建筑垃圾，要及时清运，堆放至指定场所，进行分类、回填、筑路等再利用；施工应严格按照施工组织设计的要求进行施工，尽量缩短施工周期。

（7）运营期的生态恢复措施：

运营期满后，按国家相关要求，将对生产区（电池组件及支架、变压器等）进行全部拆除或者更换。对于拆除淘汰的电池组件要严格按照国家相关要求进行处理，严禁乱堆乱放。

2 劳动安全

（1）施工期危害因素分析

施工期主要危害安全的因素是由于光伏电池组件引起的触电事故和施工用电安全。太阳能电池组件串联到一定数量，输出电压能达到800V以上，因此在施工中需要特别重视。施工用电箱可能存在漏电问题，导致现场人员触电，故应设置明显的警示标识。

光伏电站电气设备安装时，应根据电力行业有关规定制定施工方案，施工方案应包括安全预防和应急措施，并配备有相应的现场安全监察机构和专职安全监督员。

（2）施工期作业安全措施

1）施工现场临时用电应采用可靠的安全措施。

2）施工时应准备常用的医药用品。

3）施工现场应配备必要的通讯设备，如对讲机等。

（3）工程安全卫生设计

工业卫生设计应充分考虑电站在生产过程中对人体健康不利因素，并根据设计规范和劳保有关规定，采取相应的防范措施。

1）本工程所有防暑降温和防潮防寒设计都应遵循《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）、《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015）等电力标准、规范。

2）生产操作人员一般在值班室工作，根据当地气象条件，值班室设置空气调节系统。

3）在配电装置室的设备辅房设置通风设施。

10.1.5. 施工特点

本工程施工任务重，时间紧，施工强度高，带有突击性的特点。施工资源安排、人员和施工设备配备、材料供应等方面充分考虑这一现状，配齐、配足管理人员，配置数量足够的技术人员，加强现场管理，精心组织，科学安排好各项目的施工。

10.2. 施工总布置

光伏电站距青田县不远，进行加工、修配及租用大型设备较方便，因此，施工修配和加工系统可主要考虑在青田县解决。仅在施工区设必要的小型修配系统。场区内施工临时分区主要有施工生活区、材料堆场、混凝土搅拌站等生产、生活分区。

本工程装机容量为3MWp。施工工期较短，光伏电池组件布置集中，初步考虑施工区集中布置。在与光伏电池组件相邻的地势较平坦区域进行施工活动。

根据光伏电站的总体布局，场内运维通道应尽量紧靠电池组件，以满足设备一次运输到位，方便支架及电池组件安装。设备运输按指定线路将大件设备如逆变器、箱变等按指定地点一次运输并安装到位，尽量减少二次转运。

10.3. 施工交通运输

10.3.1. 对外交通运输

预应力管桩、电池组件等大宗材料，根据目前的场外交通条件可采用公路运输方式。

电池组件属于易碎设备，根据电池组件易碎的特点，建议运输过程采取良好的防护措施。电池组件应尽量减少转运次数，以利于保护电池组件，可委托有资质的运输公司对设备途经道路进行勘察，并做出相应的运输组织措施。场外道路根据周边实际情况，可能产生一定前期费用，用于维护运输道路及处理其他相关情况。

施工时，材料从场外堆场用汽车运至施工场内的材料驳运点，再从材料驳运点运至各个施工位置。

10.3.2. 站内交通运输

本工程厂址较为特殊，所建地属于山地，从经济角度出发，为节省投资费用，尽量在原有道路上修整，非必要不考虑新建道路。

10.4. 工程用地

本期工程位于浙江省丽水市青田县，本工程的建设不改变土地性质。

考虑光伏组件较为集中，临时施工场地集中布置。

根据勘察成果及对区域地质资料的分析，本期工程建设场地范围内无压覆矿产，场区及附近无影响场地稳定的不良地质作用。综合评价该场地属相对稳定区，适宜本工程的建设。

10.5. 主体工程施工

主体施工可考虑采用工程招标的方式，选择有类似工程施工经验的施工企业承建本工程，施工企业资质应不低于施工总承包二级（含二级）。设备安装应在设备制造厂家技术人员指导下进行。

施工方案合理与否，将直接影到工程施工的安全、质量、工期和费用。从工程的实际情况出发，结合自身特点，用科学的方法，综合分析、比较各种因素，制定科学、合理、经济的施工方案。

本节施工方案是针对部分重点施工项目编写的，突出施工作业时采用的主要施工手段、方法，以及应注意事项，对一般性工序和工艺过程、工艺质量要求不作专题描述。对于技术要求较高的施工部分，坚持公平、公开、公正和择优定标原则，打破地域限制，积极引进全国优秀电力施工单位和外系统业绩、能力、信誉等各方面较好的队伍，通过引进竞争机制达到控制质量及造价的目的。各施工承包商应在此方案的基础上，选用更合理优化的方案，详细编制相关施工项目的作业指导书，并按编、报、审、批的程序实行各级技术把关，确保作业文件的针对性、科学性和可靠性。

10.5.1. 道路

场内道路应严格按照技术规范和设计要求组织施工，确保路基宽、高度，平整度， 压实度等符合设计要求。对特殊不良地质地段，要按设计进行特殊处理，确保路基的

稳定可靠。路基填方段应清除填方范围内的草皮、树根、淤泥等，平整压实地基后， 才能填筑路基。

生产区道路：为 6 米宽的泥结碎石道路。道路标准断面结构自上而下分别为：10cm 泥结碎石面层，20cm 山皮石基层，压实路基。碎石路面一般的施工工序有开挖路槽， 备料运料，铺料，拌合与整型，碾压，铺封层。

进站道路为水泥路面，场内道路为砂砾路面，进站道路宽 6m。

10.5.2. 电池组件支架基础施工

电池组件支架基础施工包括桩孔的开挖、绑扎钢筋、浇筑混凝土。

（1）桩孔开挖

a) 根据施工现场坐标控制点首先建立该区测量控制网，包括基线和水平基准点，定出基础轴线，再根据轴线定出基坑开挖线，利用白灰进行放线。灰线、轴线经复核检查无误后方可进行挖土施工。

b) 土方开挖采取以机械施工开挖为主，人工配合为辅的方法。桩孔采用

钻孔机进行开挖，施工过程中要控制好基底标高，严禁超挖，开挖的土石按照项目工程公司指定的地点及要求进行堆放。

c) 开挖完工后，应将基底清理干净，经勘察单位进行桩孔验收，验收合格后方可进行下道工序施工。

d) 桩孔开挖完毕，在混凝土浇筑前应对桩孔进行保护。

（2）钢筋工程

将预先编好的钢筋笼放入桩孔中，调整好高差，经检验合格后方可进行下一步工序。

（3）混凝土浇筑

采用现场拌合站集中搅拌、小型自卸汽车运输、人工浇筑、插入式振捣器振捣的施工方案。基础混凝土浇筑前应对设计院图纸和供货厂的设备图纸进行严格核对，无误后方可进行浇筑。钢筋在浇筑前必须清理干净，以保证混凝土和钢筋的粘结力。

混凝土施工前要了解掌握天气情况，降雨时不宜进行混凝土浇筑，尽量避免冬季施工。

（2）基础混凝土养护

混凝土的养护主要是为了保证混凝土有一定温度和湿度，基础混凝土浇筑完成， 及时进行覆盖。

10.5.3. 光伏组件施工方案

（1）光伏组件支架安装

光伏阵列安装之前要对地基的基座进行复检，对照设计图纸进行复核，特别注意关键尺寸的误差和整体的平整度。超出设计误差的部分要进行处理，使之尽可能满足安装构件的需要；清理地脚螺栓或者预埋钢板等预埋件的水泥渣或者其它沾染物；检查待安装的构件是否有破损，电镀层（热镀层）是否完好，有问题的构件要选出来进行相关的处理。光伏阵列支架表面应平整，固定光伏组件的钢件面必须调整在同一平面；各组件应对整齐并成一直线；倾角必须符合设计要求；构件连接螺栓必须加防松垫片并拧紧。基座有焊接部分的要清理焊渣并进行防锈蚀处理，防锈蚀处理要先清理待处理的表面，用砂纸或者手砂轮机打磨清理的表

面，然后刷两次防锈漆，防锈漆干燥之后刷两次银粉。

（2）光伏组件安装

安装光伏组件前，应根据组件参数对每个太阳光伏组件进行检查测试，其参数值应符合产品出厂指标。一般测试项目有：开路电压、短路电流。应挑选工作参数接近的组件在同一发电单元内。应挑选额定工作电流相等或相接近的组件进行串连。安装太阳光伏组件时，应轻拿轻放，防止硬物刮伤和撞击表面玻璃。组件在支架上的安装位置及接线盒排列方式应符合施工设计规定。组件固定面与基架表面不吻合时，应用铁垫片垫平后方可紧固连接螺丝，严禁用紧拧连接螺丝的方法使其吻合，固定螺栓应加防松垫片并拧紧。电池板的安装应自上而下，逐块安装，螺杆的安装方向为自内向外，并紧固电池板螺栓。安装过程中必须轻拿轻放以免破坏保护表面的保护玻璃；电池板的连接螺栓应有弹簧垫片和平垫圈，紧固后应将螺栓露出部分及螺母涂刷油漆，做防松处理。并且在各项安装结束后进行补漆；电池板安装必须做到横平竖直，同方阵内电池板间距保持一致；注意电池板的接线盒方向。

（3）光伏组件串接线安装

光伏组件连接时，确保独立开关处于关闭状态。连接导线不应使接线盒端子受机械应力，连接牢固，极性正确。电缆及馈线应采用整段线料，不得有中间接头，导线应留有适当余量，布线方式和导线规格应符合设计图纸的规定。所有接线螺丝均应拧紧，并应按施工图检查核对布线是否正确。电源馈线连接后，应将接头处电缆牢靠固定。组件接线盒出口处的连接线应向下弯曲，防止雨水流入接线盒。方阵的输出端应有明显的极性标志和发电单元的编号标志。

10.5.4. 主要电气设备施工

（1）逆变器安装

逆变器基础施工完毕，达到设备安装的硬化要求后，将逆变器由载重汽车运至现场，利用吊车通过逆变器顶端的吊孔将逆变器吊装至基础上。

按照设计图纸和逆变器电气连接的要求，进行电气连接，并标明对应的编号。在电气连接前用万用表确认光伏阵列的正负极。

（2）箱变安装

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。

箱式变压器吊装在箱式变压器吊装前办理土建与安装交接手续，清理埋件，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。吊装就位后按照图纸要求固定箱式变压器吊装使用吊带，吊具使用要合理，严谨吊具受力不均。

（3）电缆敷设

电缆在安装前应仔细对图纸进行审查、核对，确认电缆规格、层数是否满足设计要求，电缆的走向是否合理，电缆是否有交叉现象，否则需提出设计修改。

电缆在安装前，应根据设计资料集具体的施工情况，编制详细的电缆敷设程序表，表中应明确规定每根电缆安装的先后顺序。

电缆的使用规格、安装路径应严格按设计进行，电缆应符合设计规定。电缆到达现场后，应严格按规格分别存放，严格其领用制度以免混用。电缆敷设是，对每盘电缆的长度应做好登记，动力电缆应尽量减少中间接头，控制电缆做到没有中间接头，对电缆容易受损伤的地方，应采取保护措施，对于直埋电缆应每隔一定距离做好标示。电缆敷设完毕后，应保证整齐美观，进入盘内的电缆其弯曲弧度应一致，对于进入盘内的电缆及其它必须封堵的地方进行封堵，在电缆集中区设有防鼠杀虫剂及灭火设施。

（4）防雷接地装置施工

接地扁铁采用 50*5 及 40*4mm 热镀锌扁钢，电站接地网需与环网连接。

10.6.施工资源供应

10.6.1. 主体工程劳动力配置

除施工单位的人员配置外，可就近招聘当地村民从事简单体力劳动。

10.6.2. 主要施工机械

根据光伏电站施工集中的特点，本工程规模 3MWp，施工采用集中与分散相结合原则。主要施工机械见表 10.6-1。

表 10.6-1 主要施工机械

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	载重汽车	5—20t	辆	10	
2	汽车式起重机	30t	台	2	
3	混凝土搅拌机	JS500	台	2	
4	履带式推土机	135kW	台	4	
5	反铲挖掘机	0.6m³	台	5	
6	电焊机	交直流	台	5	
7	提升机		台	1	
8	砂浆搅拌机	JI-200	台	2	
9	内燃压路机	15t	台	1	
10	柴油发电机组	75kW	台	1	
11	打夯机	HW-01	台	20	
12	小型自卸汽车	1.53m3	台	10	
13	压路机	15T	辆	2	
14	钢筋调直机	¢10 内	台	4	
15	钢筋切断机	¢40 内	台	5	
16	钢筋弯曲机	¢40 内	台	4	

10.7. 施工进度措施

1 保证工期特别管理体系

经过对工程本身特点的认真研究后，结合公司生产与安装的能力，认为有必要特别成立一个工期保证管理体系，从组织上统一对工程工期进行管理，以保证工程能够按期甚至提前完成。

在现场项目部内，由项目经理挂帅，建立保障工期特别措施组织体系，作为我司在该项目建设施工中保证施工进度按照目标工期顺利进行的组织保证。

保障工期特别措施组织体系依托我司总部的支持，以项目经理为保障工期的第一责任人，以各阶段的工期保障为基础，以项目副经理为施工段工期保障的具体责任人，以各项资源保障体系为必须的前提条件，以资源的完全保障来保证各阶段工期目标来实现，从而形成一个完整的保障工期的特别组织体系，确保工程总体工期目标的顺利实现。

2 加强计划管理、跟踪制度

凡事“预则立，不预则废”，工程建设更是如此。将工程所有相关工作根据工程总进度计划制定详细的计划，将每项工作细分到最小单元确定完成日期，确定责任人，并定期跟踪，形成问责制，确定明确的奖罚措施。

加强计划进度管理，抓住关键线路，运用工程动态管理模式，实现单项保总体，一级保一级，最终实现总目标机制。特别强调加强施工准备，合理、科学地安排施工顺序，科学组织，使现场施工进度、施工程序合理、科学和实现最优化的控制和强化现场管理，及时协调组织施工工序中的中间交接，使现场施工组织，工序搭接最佳化，保障工期，关键节点的按期实现。

严格按计划进度管理、跟踪，一旦发现进度拖延趋向，以及时查明原因，并采取相应的积极措施予以调整，确保总工期的实现。

10.8. 安全文明施工措施

1 文明施工的规划措施

各分包单位在工程开工前要按照总包单位的安全文明施工要求建立安全文明施工制度。并在实施中贯穿在班组的每次施工活动过程中。

与分包单位鉴定“安全文明施工协议”，明确职责和责任区，用分区管理的方式明确文明施工的责任。具体文明施工的标准和制度在“安全文明施工协议”中明确。项目部全面实行材料、设备的定置化管理，材料、设备摆放要按要求标识清楚、准确，杜绝乱堆乱放现象的发生。

现场设备、材料的堆放严格按定置化规划进行，现场存放设备、材料不得超过规定的期限，码放应整齐、有序。

2 文明施工的实施

现场主要道路进行环行布置，临时道路的设置充分考虑工程进度与电厂正式道路的布置，减少受工程影响的可能性，现场道路根据实际情况进行硬化处理，路边设排水沟道，保证道路畅通及雨水的及时排除。

禁止在道路或通道上存放材料物品，保证现场道路的畅通。定专人对于现场道路进行每日清扫，保证道路清洁。

设置专用洒水车进行洒水，减少扬尘。在现场施工中，根据作业面划分和工作量大小，布置临时垃圾箱。现场垃圾、废料进行分类集中回收。

在配电房的辅助房间里布置垃圾通道。现场设定专人负责现场垃圾箱、垃圾通道的废料、垃圾清理工作，实施分类处理，严格做到“一日一清”。人员严格遵守文明施工规定，将每日收工前的清理工作当作日常任务完成，做到“工完、料净、场地清”。

坚决执行和实施《电力工程施工安全设施规定》，高处作业范围，使用按规范、标准、统一制作的活动支架、安全围栏、孔洞盖板、手扶水平安全绳、安全自锁器和速差自控器。施工机械、机具电源使用配电盘集装箱、低压配电盘、安全隔离电源。

高空吊装作业，全面使用空中布道。电焊机、把线布置时使用走线卡子。

通过推行安全防护设施“标准化”和充分使用“标准化”安全防护设施，同时进行严格的管理和维护等措施，确保施工现场安全文明。

严格控制进入现场的保温材料及油漆的数量，拆除的包装及时回收。对于保温作业，施工中采取铺设彩条布的方法，使碎屑落入彩条布内，并及时清理。

油漆施工完毕后，油漆桶及时回收，集中处理，严禁乱扔、乱放。

建筑工地应符合施工文明要求，场地内严禁作宿舍之用。夏天宿舍有消夏，防虫叮咬措施，宿舍照明一律采用 36V 低压照明，床铺整洁，生活用品统一，且设立卫生值日制度。制定严格的防火措施及管理制度，配备足够数量的针对性的灭火器材。

防腐施工区域划定防火警戒区，并执行严格的动火作业票制度，出入警戒区域执行严格的登记制度。

建立治安综合管理机构，做到目标管理，制度落实，责任到人。施工现场治安防范有力，重点部门防范设施到位。同时对职工加强法制教育。

10.9. 施工总进度

下图是光伏电站项目计划横图表 10.9-1。

表 10.9-1 光伏电站计划表

进度项目	1-40 天	40-80 天	80-120 天	120-160 天	160-180 天
一、施工准备					
1.1 施工临建设施的整筑					
1.2 施工力能供应准备					
二、施工期					
2.1 光伏电站道路施工					
2.2 光伏电站施工及安装					
2.2.1 柱基础施工					
2.2.2 组件支架、箱变基础施工					
2.2.3 固定式单晶硅光伏阵列施工					
2.2.4 升压变施工					
2.2.5 光伏阵列电缆敷设					
2.2.6 ·防雷接地施工					
2.2.5 光伏电站调试发电					
2.3 电缆敷设施工					
2.4 调试、试运、验收					
2.5 光伏电站调试发电					

11. 环境保护和水土保持设计

11.1. 环境保护

本工程的环境影响评价和水土保持方案工作目前尚未开展，本阶段依据国家及行业有关法律、法规、标准及规范进行设计。初步提出工程污染防治和水土保持措施，最终以本工程环境影响评价报告表和水土保持方案报告表的评价结论为准，并在下一设计阶段予以修改补充。

11.1.1. 设计依据及标准

1）设计依据

11.1.1.1 环境保护法律、法规

(1)《中华人民共和国环境保护法》

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》

(3)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》

(4)《中华人民共和国水污染防治法》

(5)《中华人民共和国大气污染防治法》

(6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》

(7)《建设项目环境保护管理条例》

(8)《中华人民共和国水土保持法》

(9)《建设项目环境影响评价分类管理名录》

(10)《浙江省建设项目环境保护管理办法》

11.1.1.2 环境影响评价技术规范

（1）《环境空气质量标准》（GB3095-2012）

（2）《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

（3）《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

（4）《污水综合排放标准》（GB8978-1996）

（5）《声环境质量标准》（GB3096-2008）

（6）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

（7）《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）

（8）《电磁环境控制限值》（GB8702-2014）

11.1.2. 环评报告结论及审批意见

暂无资料。

11.1.3. 场址及其周边环境现状

本工程项目地位于浙江省丽水市青田县，场址中心位置地理坐标为东经120.26°，北纬28.00°。项目站址光照充足、无遮挡、辐射好，地形连续，安装光伏系统的场地开阔，周围无高大建筑，满足工程装机规模布置要求，电站规模与电网接线方便，适宜建设大型光伏电站。项目周围无文物保护目标，本项目无废水、废气排放，无总量控制指标。

11.1.4. 主要环境问题及环境目标

本工程对环境的影响大部分是由于在施工过程中带来的环境影响，施工造成的环境影响将随着工程的结束而消失。

11.1.5. 保护措施

（1）施工期对环境的影响

— 噪声防治

本工程施工内容主要包括光伏设备运输和安装等。施工噪声主要来自运输车辆。本工程施工作业过程中应特别注意噪声防治。在施工工艺选择时，将施工噪音降低到标准范围内；同时在施工过程中应严格遵守作业时间，以避免施工噪声的干扰问题。

— 尘、废气

工程在施工中由于施工车辆的行驶，可能在作业面及其附近区域扬尘，造成局部区域的空气污染。因此，在施工过程中需保持场地清洁并采取经常洒水等措施，以减轻工程施工对周围环境的影响。

— 运输车辆对交通干线附近居民的影响

光伏电场工程运输量不大，因此运输车辆对交通干线附近居民的影响较小，运输过程应注意对于居民区尽量绕道而行，避免或减轻对居民造成的噪声影响。施工车辆的运行应尽量避开噪声敏感区域和噪声敏感时段，文明行车。

— 废、污水

工程施工几乎无废水产生，仅少量施工材料和设备的清洗以及雨水径流。施

工废、污水的主要成分是少量泥沙，不可任其随地漫流，污染周围环境，应对废水进行统一处理，方法是与雨水管道汇流一起后对泥浆水进行沉淀处理，处理后尾水全部予以回用，可用于施工场地冲洗、工区洒水等。

（2）运行期对环境的影响

太阳能光伏发电是利用自然太阳能转变为电能，在生产过程中不直接消耗矿物燃料，不产生污染物，因此运行期间对环境的影响主要表现为以下几个方面：

—噪声影响

太阳能光伏发电运行过程中产生噪声声源的只有变压器，本工程变压器容量小、电压低，运行中产生的噪音较小；同时变压器布置在室内，室外噪音水平远低于国家标准。逆变器是由电子元器件组成，其运行中的噪声也可以忽略。

—电磁场的影响

该光伏发电项目所用电气设备容量小，且在室内布置，因此可认为基本无电磁场的影响。

—对电网的影响

太阳能光伏发电场运行时，在输出功率 i>50％额定功率，电网波动<5％情况下，本项目选用的逆变器的交流输出电流总谐波分量<5％，各次谐波分量<3％ ，满足 GB 14549－1993《电能质量公用电网谐波》规定的 5%。

光伏发电场并网运行（仅对三相输出）时，电网公共连接点的三相电压不平衡度不超过 GB/T 15543－2008《电能质量 三相电压允许不平衡度》规定的数值，接于公共连接点的每个用户，电压不平衡度允许值一般为 1.3％。

因此可认为本工程对电网的影响控制在国家标准允许的范围内。

—雷击

本工程太阳能光伏发电系统拥有较完善的避雷系统，可避免雷击对设备、人身造成影响。同时为避免雷雨季节造成人身伤害事故，光伏电场建成后必须安设警示牌，雷雨季节，应注意安全，以防万一。

根据设计规程的要求，并网逆变器及变电站内主要电气设备均采取相应的接地方式，能满足防雷保护的要求。

（3）光污染及防治措施

光伏电池组件内的非晶硅电池片表面涂覆有一层防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过特殊处理，因此太阳能电池组件对阳光的反射以散射为主。其总反射率远低于玻璃幕墙，无眩光，故不会产生光污染。

11.1.6. 综合评价与结论

1．结论：

综上，光伏发电是一种清洁的能源，既不直接消耗资源，同时又不释放污染物、废料，也不产生温室气体破坏大气环境，也不会有废渣的堆放、废水排放等问题，有利于保护周围环境，是一种绿色可再生能源。

本项目符合国家产业政策，用地符合当地总体规划，选址及平面布局合理，无制约本项目建设的重大环境因素。评价认为，在确保各项污染治理措施“三同时”和外排污染物达标的前提下，从环境保护角度而言本项目建设是可行的。

2．建议：

（1）工程建设期间应做到标准化管理，减少施工对环境的影响。

（2）保证足够的环保资金，实施本报告提出的各项治污和生态保护措施。

（3）加强用水管理，提高节水意识，提倡经济用水，减少浪费水资源。

（4）加强管理，建立健全的环保规章制度，进行宣传教育工作，加强对员工的环保意识教育。

（5）严格实施环保措施，接受环境保护部门的监督检查。

（6）运营期如出现组件破损，设备停运等情况时，要及时跟换组件等设备，并将破损设备送回原厂或者按照国家相关规定进行及时处理，以免污染环境。

11.2. 水土保持

11.2.1. 设计依据

a) 《中华人民共和国水土保持法》(1991 年 6 月 29 日）。

b) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》(1993 年 8 月 1 日）。

c) 《开发建设项目水土保持技术规范》(GB 50433－2008）。

d) 《开发建设项目水土流失防治标准》(GB 50434－2008）。

e) 《土地利用现状分类》（GB/T21010－2007）。

f) 《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190－2007）。

g) 《水土保持监测技术规程》(SL277－2002）。

h) 《水土保持工程概(估）算编制规定》、《水土保持工程概算定额》(中华人民共和国水利部水总[2006]67 号）。

11.2.2. 水土保持的原则及目标

根据“谁开发利用水土资源谁负责保护，谁造成水土流失谁负责治理”的原则，凡在生产建设过程中可能造成水土流失的，都必须采取措施进行治理。按照水土流失发生规律，在详细调查、踏勘项目区自然资源和水土流失的基础上，对项目区进行合理、实际、有效的水土流失预测分析，提出项目区因建设项目造成的水土流失综合治理措施，建立沿线水土流失综合防治体系，正确地布设水土保持各项措施，使得工程施工过程中新增水土流失得到有效防治，同时使得原有水土流失得到基本治理，减少项目区因水土流失造成的危害；保护和改善项目区域生态环境，从而实现工程建设运营、生态环境和地方经济的协调持续的发展。

11.2.3. 工程区水土流失现状及成因分析

水土流失是由于气候、地形地貌和土壤、植被等自然因素在人类长期不造当的土地利用活动的推动、促进下发生发展的，是自然因素和人为因素长期综合作用的阶段性表现。

11.2.4. 自然因素

1）气候

青田县属亚热带季风气候区，四季分明。境内 100 米以下的河谷低丘地区，年平均气温 18℃；200-300 米的丘陵地区，年平均气温 17℃；400-600 米的丘陵低山区年平均气温 15-16℃；800 米以上的山区，年平均气温 14℃以下。海拔每升高 100 米，年平均气温降低 0.59℃。年平均无霜期 279 天。

2）植被

植被可以截蓄雨水，减少雨滴对土壤的冲击，并能改良土壤结构。场址内天然植被比较密集。本地区的植物种群以茶树类植物为主。

11.2.5. 社会因素

根据对区域的现状调查，影响该区域水土流失的主要社会因素是人类不合理的经营活动，破坏了植被，使地表裸露，加重了水土流失。

项目在建设期间，伴随着基础开挖、安装场地平整、施工道路施工、变电站建设、临时堆土等施工活动，将扰动原地表、破坏地表形态、损坏植被，导致地表裸露、土层结构破坏，尤其是项目建设对原有植被和水土保持工程措施的破坏等导致区域场址内一定的新增水土流失。

11.2.6. 水土保持措施

项目区域内的水土保持总体布局原则为，工程措施和植物措施相结合，形成完整的防治体系。根据不同的施工区特点，建立分区防治措施体系，即工程水土保持措施以“点”为防治重点，实现以“点”带“面”，做好项目区水土流失防治工作。

针对项目区内水土流失的分区特点，为实现工程的水土保持防治目标，依据水土保持总体布局确定的工程水土流失分区防治具体措施如下：

11.2.7. 光伏电站防治区

防止站内现有绿化地表层土的流失，考虑将表土剥离，在站区附近布置临时堆土场，存放场地平整及建筑物基础的临时堆土。堆土场外围采用编织袋装土堆砌护坡方式。同时考虑对站区进行绿化，绿化重点是站内道路及建（构）筑物占地后得裸露部分，选择适合该地区生长的抗风、抗旱的草种品种，管理用房前及电控室四周环形道路两侧铺设草坪等。

11.2.8. 临时施工场地防治区

临时施工区主要是混凝土拌和场地、材料堆放和加工场地。该区域施工期间多为临时建筑物遮挡，水土流失轻微。该区防治要求主要是施工前清理表土、施工期间临时防护及工程竣工而终止使用后，拆除覆盖物并进行土地平整，覆土恢复植被。

11.3. 环保与水土保持投资

11.3.1. 环境保护投资

项目的环境保护投资费用包括水环境保护工程、大气环境保护工程、固体废弃物处理工程、噪声环境保护工程和环境监测等。类比已投运的同规模工程，初步估算，暂列本工程的环境保护工程的投资4万元。

11.3.2. 水土保持投资

项目的水土保持投资费用构成由水土保护措施费、监测费用、独立费用和基

本预备费构成，类比已投运的同规模工程，初步估算，暂列本工程的水土保持投资 65 万元。

项目在建设、运行的过程中所产生的水土流失，随着水土保持措施的全面实施将会得到基本控制，故从水土保持综合治理的角度出发，在采取设计方案中有效的水土流失防治措施的前提下，本工程建设是可行的。

11.4. 综合评价与结论

1、结论

综上，光伏发电是一种清洁的能源，既不直接消耗资源，同时又不释放污染物、废料，也不产生温室气体破坏大气环境，也不会有废渣的堆放、废水排放等问题，有利于保护周围环境，是一种绿色可再生能源。

本项目符合国家产业政策，用地符合当地总体规划，选址及平面布局合理，无制约本项目建设的重大环境因素。评价认为，在确保各项污染治理措施“三同时”和外排污染物达标的前提下，从环境保护角度而言本项目建设是可行的。

2、建议

（1）工程建设期间应做到标准化管理，减少施工对环境的影响。

（2）保证足够的环保资金，实施本报告提出的各项治污和生态保护措施。

（3）加强用水管理，提高节水意识，提倡经济用水，减少浪费水资源。

（4）加强管理，建立健全的环保规章制度，进行宣传教育工作，加强对员工的环保意识教育。

（5）严格实施环保措施，接受环境保护部门的监督检查。

（6）运营期如出现组件破损，设备停运等情况时，要及时跟换组件等设备，并将破损设备送回原厂或者按照国家相关规定进行及时处理，以免污染环境。

12. 劳动安全与职业卫生设计

12.1. 设计原则及依据

12.1.1. 编制的目的、原则、内容及涉及范围

（1）目的

为了适应我国太阳能发电事业建设发展的需要，为安全生产和文明生产创造条件，在太阳能光伏发电项目设计中必须贯彻国家颁布的有关劳动安全和工业卫生法令、政策，提高劳动安全和工业卫生的设计水平。贯彻“安全生产、预防为主”的方针，加强劳动保护，改善劳动条件，减少事故和人身伤害的发生，以保障建设和生产运行过程中劳动人员的安全和健康要求。

（2）原则

为了保护劳动者在我国电力建设中的安全和健康，改善劳动条件，电站设计必须贯彻执行《中华人民共和国劳动法》、《建设项目（工程）劳动安全卫生监察规定》、《安全生产监督规定》等国家及部颁现行的有关劳动安全和工业卫生的法令、标准及规定，以提高劳动安全和工业卫生的设计水平。在按照国家相关政策、法规的前提下，满足光伏电站施工的各项要求，本着“安全生产、预防为主”的方针，保障施工人员的人身安全和健康要求。

（3）内容及涉及范围

光伏电站建成投产后危险主要来自于储存可燃介质、材料的设施或场所。为了降低发生危险，在设计中应采取以下措施：

1）本工程主要生产建筑物、构筑物及生产设备的最小间距，不得小于现行的《发电厂与变电所防火规范》和《建筑设计防火规范》的规定，保持安全防火距离。

2）对于危险品、易燃易爆品要限量储存，不得超限储存，更不能与其他物品混合储存，要求存放在专用仓库内。

3）建筑物和构筑物的设计，严格按照国家现行的防火消防设计规范执行，做好消防设计。

4）电缆宜选用阻燃电缆，在施工前对电缆质量进行检查，以避免因电缆质量问题引起的危险。经检验合格后，电缆敷设按防火要求进行封、堵、隔，重要地

段设置灭火器和消防报警装置。

5）厂区内各主要建筑物周围应设有消防通道。

光伏电站在施工过程中，主要有电击、机械损伤、烫伤、噪声、坠落物体打击、基坑塌落、高温、寒冷等危害。为保证工作人员健康和安全生产的需要，在施工中应明确事故责任人，做好以下措施：

1）项目业主应选择有丰富光伏电站建设经验的专业施工队伍进行施工，定期进行工程检查，及时牌数工程建设过程中的安全隐患。

2）工程承包商应制定详细的安全生产管理条例，对工作人员进行安全生产教育。

3）应设置适当数量的安全检查员，对工作人员是否严格执行安全生产管理条例和可能出现的异常情况进行检查和处理。

4）为保证工作人员身体健康，夏季施工应做好防暑降温工作，冬季施工有必要的防寒措施。

5）工作人员应严格执行安全生产管理条例，发现有安全隐患问题是，要及时进行解决。

6）监理单位应随时检查施工单位是否按照设计要求进行施工，是否采用安全防范措施，并对工程中出现的问题进行及时纠正。

12.1.2. 编制依据

（1）国家有关主要法规

《中华人民共和国劳动法》2009年修订版

《中华人民共和国安全生产法》2014年修订版

《中华人民共和国消防法》2008年修订版

《中华人民共和国职业病防治法》2011年修订版

《中华人民共和国电力法》2015年修订版

《建设工程安全生产管理条例》（2003）中华人民共和国主席令第393 号

《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》1996 年10 月原劳动部第3 号令

（2）设计采用的主要规范、规程和标准

《3～110kV高压配电装置设计规范》（GB 50060-2008）

《电力工程电缆设计规范》（GB 50217-2007）

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620-1997）

《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）

《建筑设计防火规范》（GB 50016－2014）

《工业企业设计卫生标准》（GBZ 1－2010）

《工业场所有害因素职业接触限值》（GBZ 2-2007）

《建筑物防雷设计规范》（GB 50057－2010）

《工业建筑防腐蚀设计规范》（GB50046-2008）

《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）

12.2. 工程概况

本项目站址本项目站址位于浙江省丽水青田县，本工程建设规模 3MWp 地面光伏电站，占地面积约 60 亩。

12.3. 工程安全与工业卫生设计

12.3.1. 施工期危害因素分析

施工期主要危害安全的因素是由于光伏电池组件引起的触电事故和施工用电安全。太阳能电池组件串联到一定数量，输出电压能达到 800V 以上，因此在施工中需要特别重视。施工用电箱可能存在漏电问题，导致现场人员触电，故应设置明显的警示标识。

12.3.2. 运行期危害因素分析

在光伏电站完工投产后，运行期中主要设备使用不当或设备质量不合格引起火灾、爆炸、电击、机械损伤等危害因素。高压设备区有雷击、噪声、震动、电磁辐射等危害因素。

12.4. 劳动安全与工业卫生对策措施

12.4.1. 施工期对策措施

（1）施工现场临时用电应采用可靠的安全措施。

（2）施工时应准备常用的医药用品。

（3）施工现场应配备必要的通讯设备，如对讲机等。

（4）各种机械设备和车辆严禁无证人员操作，并对各种机械设备进行定期检

修或更换。

（5）起吊作业严禁在大风和雷雨天气进行。起吊作业时，注意绳索等捆绑物是否符合起吊要求，严禁电车超载作业。

（6）用电作业应做好安全防护措施，必须进行接地保护。严禁一闸多机作业。对电缆进行绝缘检验，在施工用电的电缆周围禁止堆放易燃物品。

（7）基坑开挖工程要严格按照设计要求进行放坡，并采取必要的支挡措施。基坑内要有上下人爬梯，基坑开挖出的土石方应尽量远离基坑堆放。基坑周边在夜间应设置醒目标志，以防止跌落。

12.4.2. 运行期对策措施

（1）建立并完善安全生产管理制度，避免人为原因造成事故发生。

（2）严格执行消防防火制度，做好火灾预防工作。

（3）根据现行的《建筑防雷设计规范》中的要求进行防治保护装置的设计。根据现行的《电力设备接地设计技术规程》和《电力工程接地设计规范》规定进行全厂安全接地设计。根据《电力设备过压保护设计技术规程》进行带电设备安全经距的设计，以保证人身及设备安全。

（4）进行光伏发电设备检修时，应严格执行厂商技术要求进行，以避免发生机械损伤和触电事故。

（5）为减轻电磁辐射损害，禁止长时间在高压设备区工作，在微机前工作不宜超过8小时。

（6）职工食堂卫生应达到国家相关标准。

12.5. 安全与卫生机构设置、人员配备及管理制度

12.5.1. 安全管理机构及相关人员配备情况

光伏电站不需要配备专门的卫生机构，光伏电站施工人员可以就近到附近医院看病就诊。

光伏电站设置专门的安全生产管理机构，定期对光伏电站内生产设备进行安全检查，并对施工人员进行安全教育。

施工现场应建立以项目经理为第一责任人，专职安全员为第二责任人的安全检查小组，其中项目经理负责安全生产全局工作，专职安全员及其小组成员具体

负责现场施工人员的安全工作，对违反相关规定的施工人员进行教育，对存在安全隐患的设备、机械等做到提前整改，防患于未然。电站设备的日常保养、维修等需要有通过相关专业资格证书的人员进行，无证人员严禁对设备、机械的维修、保养。

12.5.2. 安全色和安全标志

对工作场所进行色彩调节设计，有利于增强意识，精力集中，减少视力疲劳。调节人员在工作时的情绪，提高劳动积极性，达到提高劳动生产效率、降低事故发生率的目的。

根据《安全色》GB2893-2008 和《安全标志》GB2894-2008 的规定，充分使用红（禁止、危险）、黄（警告、注意）、蓝（指令、遵守）、绿（通行、安全）四种传递安全信息的安全色，使人员能够迅速发现或分辨安全标志，及时收到提醒，以防止事故、危害发生。

12.5.3. 安全、卫生管理体系

根据《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008）和国家有关规定的要求，制定光伏电站安全生产监督制度；消防、防止电气误操作、防高空坠落等管理制度；劳动安全和工业卫生管理规定；事故调查处理与事故统计制度等相关制度、规定。

光伏电站安全生产监督制度：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而制定。安全生产监督制度应规定检查的内容、安全人员从业资格、安全检查的工作、事故调查、分析、预防等内容。

消防和防火是电站安全工作的重点，为保证严格执行消防法规，加强施工人员防火意识，防止火灾事故的发生，应制定详细的消防工作制度。

电气误操作可造成重大的生产事故和人身伤害事故，为保证光伏电站工作人员和设备安全，应建立防止电气误操作的管理规定。

为了保护运行人员的健康，防止人身事故的发生，光伏电站应按照国家有关法律法规要求，制定工业卫生与劳动保护管理规定。

本光伏电站工程应按照国务院《特别重大事故调查程序暂行规定>等法规要求，建立调查、事故上报和事故统计制度，以保证事故发生后及时处理。事故记录采用计算机技术进行记录，以方便统计。

12.5.4. 安全卫生检测及安全教育设施设计

12.5.4.1 防雷电

由于太阳能电池阵列的面积大，而且安装在没有遮盖物的室外，因此容易受到雷电引起的过高电压的影响，所以必须考虑相应的防雷措施。

避雷元件要分散安装在阵列的回路内，也可安装在接线箱内；对于从低压配电线侵入的雷电浪涌，必须在配电盘中安装相应的避雷元件予以应对；必要时在交流电源侧安装耐雷电变压器。

12.5.4.2 防电伤

（1)所有电气设备均按照现行的《电气设备安全设计导则》(GB/T 25295-2010）要求进行设计；

（2）所有电气设备的接地均按照现行《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》（GB50169-2016）要求进行设计，电气设备均接地或接零；

（3）按规定配置过载保护器、漏电保护器；

（4）为防止静电危害，保证人身及设备安全，电力设备均宜采用接地或接零防护措施；

（5）电气设备带电裸露部分与人行通道、栏杆、管道等的最小间距符合配电装置设计技术规程规定的要求；

（6）为确保工作人员自身安全以及预防二次事故，在作业时必须穿适当的防护服装，如戴安全帽、带好低压绝缘手套、穿安全防护鞋或轻便运动鞋等；

（7)检修太阳能电池组件时，应在表面铺遮光板，遮住太阳光后再进行维修；同时尽量避免雨天作业。

12.5.4.3 防噪声、振荡

（1）噪声的防治措施：设备订货时提出设备噪声限制要求，对于变压器、逆变器等设置隔声措施，使其噪声满足《工业企业噪声控制设计规范》（GB/T 50087-2013）的要求。

（2）站区布置建筑设计应考虑防噪措施。

（3）防振动危害，应首先从振动源上进行控制并采取隔振措施。主设备和辅助设备及平台的防振设计应符合有关标准、规范的规定。

12.6. 事故应急预案

12.6.1. 应急预案编制、评审、备案和实施

按照《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》和《生产安全事故应急预案管理办法》等相关规定，编制本项目事故应急预案。

事故应急预案编制原则：先抢救遇险人员，后抢救国家财产；在扑灭火灾时，必须遵循：先控制后消火，救人第一，先重点后一般的原则。

事故应急预案需要通过相关专家（业主方安全总工程师、施工方安全总工程师、监理单位安全总工程师及相关单位负责安全的相关人员）评审复议，给出事故应急预案的评审意见，专家评审通过后方可执行。

编制好的事故应急预案应由业主，施工，监理等相关单位归档备案。

12.6.2. 事故应急需要的物资等

表 12.6-1 事故应急需要的物资表

序号	应急物资名称	数量	存放位置
1	防火服	10 套	办公室仓库
2	灭火器	18 个	每个施工区
3	对讲机	10 个	办公室
4	应急就生医疗包	8 个	办公室仓库
5	担架	5 副	办公室仓库
6	救护车辆	1 辆	厂区
7	消毒防尘面具	10 副	办公室仓库
8	安全头盔	20 个	办公室仓库
9	保险带	10 副	办公室仓库
10	防静电服	10 套	办公室仓库
11	防静电鞋	10 双	办公室仓库
12	安全手套	10 双	办公室仓库
13	其他	按规定达到最小数量	办公室仓库

（3）主要事故应急预案项目表

表 12.6-2 主要事故应急预案项目表

类别	三级事故险情	二级事故险情	一级事故险情
火灾爆炸	不在生产厂区内的小范围火灾，现场消防设施完好，没有涉及易燃易爆装置，容易扑救	在生产区外发生大面积火灾，没有涉及易燃易爆装置，不容易控制；只要在生产区内发生火灾；只要发生爆炸	发生大面积火灾、爆炸，涉及易燃易爆装置，有人员伤亡或受伤严重，现场消防设施损坏
泄露	可燃物小面积泄露，本单位能够容易控制	可燃物小面积泄露，本单位不能够控制或难控制；可燃物大面积泄露，本厂（施工项目）能够控制	可燃物大面积泄露，本光伏电站(施工项目)不能控制
触电	有人员触电但无伤亡	有人触电受伤	有人触电死亡或触电受重伤
记性传染病中毒	个别人，能够治疗，能够控制疫情发展	需要送医院救护，现场无法控制局面	疫情发展不断扩大，无法控制局势
交通事故		发生交通事故，无人员伤亡	有人员伤亡或受重伤，经济损失巨大
高空坠落		发生坠落事故，有人员受伤	有人员伤亡或重伤，经济损失巨大

12.6.3. 安全生产设施

本电站安全标志、设备及安全工器具标志、警示线、安全防护的图形和配置规范、设备巡检走向图、生产现场导向图、各种仪表标志、地下管沟标志牌、主设备参数标准、库房摆放、电缆中间接头布置图等，均应符合电力行业标准，具体在施工图纸说明中体现。

12.7. 劳动安全与工业卫生工程量和专项投资概算

12.7.1. 编制依据

（1）工程量：按设计院出版的设计图纸和有关规定计算。

（2）取费依据：按照国家相关计费标准及相关概算定额取费。

（3）建筑、安装、送电工程定额依据：《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（2016 版）

（4）工程设计收费标准：国家极为、建设部计价格关于《工程勘察设计收费管理规定》的通知。

12.8. 预期效果评价

本光伏电站施工期劳动安全问题为物体打击、车辆伤害、触电、塌落、机械损伤、火灾爆炸等。本阶段安全设计从工程施工管理、安全生产制度、安全管理等方面提出了预防措施只要业主、工程监理、工程承包商各自严格按照管理办法运行，可有效预防危害事故的发生，最大限度保护工作人员。

光伏电站在建成投产后，主要预防灾害为自然灾害和工业灾害，包括防火爆炸、放触电、防静电和机械损伤等事故。本工程设计中各个专业均遵循国家有关安全生产的规定，对可能采取的事故拟定预防性措施，在自然灾害事故发生时可以将损失降到最低，并对工业灾害进行有效预防，最大限度保证工作人员和财产安全。

12.9. 存在问题和建议

加强对施工的管理，明确职责和责任区，用分区管理的方式明确文明施工的责任。坚决执行和实施《电力工程施工安全设施规定》，施工机械、机具电源使用配电盘集装箱、低压配电盘、安全隔离电源。

通过推行安全防护设施“标准化”和充分使用“标准化”安全防护设施，同时进行严格的管理和维护等措施，确保施工现场安全文明。

建立治安综合管理机构，做到目标管理，制度落实，责任到人。施工现场治安防范有力，重点部门防范设施到位。

13. 节能降耗分析

13.1. 设计原则与依据

本工程属丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程，本期拟建规模为 3MWp，分为 1 个光伏发电单元。

1）《中华人民共和国节约能源法》；

2）国家发展和改革委员会环境和资源综合利用司指导由中国电力出版社出版的《发电节能手册》；

3）《中国节能技术政策大纲》；

4）国务院《关于加强节能工作的决定》（国发[2006]28 号）；

5）《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710－2002）；

6）《建筑照明设计标准》（GB 50034—2013）；

7）《建筑采光设计标准》（GB/T 50033－2013）。

13.2. 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

13.2.1. 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标分析

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料、临时用地和建筑材料等。

1）施工用电

施工用电拟从附近 10kV 备用变引接，线路电压等级为 10kV，场内临时设备容量为250kVA的低压站用变压器和单母线接线的0.4kV低压配电段，为负荷供电。由于光伏电站施工范围较广，需另外选择 1 台 65kW 的移动式柴油发电机作为备用发电。

2）施工用水

本工程的施工用水主要由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等组成。施工用水和生活用水采用市政管网供水，场区内临时储水在施工高峰期用水量约为 30m^3/d。

3）施工用油

施工期车辆和备用发电机主要消耗柴油，工程车辆约 10 辆，消耗量约为 0.03t/辆·d，总消耗量为 0.3t/辆·d。另外有部分管理用车，汽油量消耗较少。

4）施工临时场地

本工程施工临时场地，主要有综合加工厂，材料及设备仓库、混凝土搅拌站、小型修配厂等临时生产设施和生活建筑。

13.2.2. 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标

本工程运行期消耗能源主要为电力、水资源、油料、工程永久用地等。

1）建筑损耗

本工程的建筑耗能主要是管理用房和配电装置室的采暖通风、照明、供水等能源消耗。

2）水资源消耗

本工程的运行期用水主要是运行人员生活用水、绿化及电池组件清洗用水，年总用水量约为1000m^3/a。

3）工程永久占地

本工程占地为光伏阵列方阵基础、箱变基础等。

13.3. 主要节能降耗措施

13.3.1. 建设方案节能

本电站布置紧凑，占地面积小，土地利用率高，电缆和场内道路长度相对较小，有利于降低工程造价、降低场内线损。

13.3.2. 技术设计节能

1 电气设计节能降耗措施

（1）输电工程

电力从电站送至电网过程中，在主干网络和配电网络均引起电能损失即功率损耗，输电功率损耗是输电线路功率损耗和变压器功率损耗。功率损耗包括有功损耗和无功损耗，有功损耗伴随电能损耗，使能源消费增加，无功损耗不直接引起电能损耗，但通过增大电流而增加有功功率损耗，从而加大电能损耗。

本电站系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑电站建设规模、地区电网规划、电站有效运行小时数等情况，并且结合电站总体规模考虑送出，另外，本工程选用的逆变器功率因数≥0.99，为电网提供了高质量、低损耗的电能。

（2）变电工程

通用性：主设备的设计应考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期的通用互换使用，不同厂家的同类产品，应考虑通用互换使用，设计阶段的设备选型应考虑通用互换。

经济性：按照企业利益最大化原则，不片面追求技术先进性和高可靠性，进行经济技术综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。

（3）线路工程

本电站线路工程指电站内集电线路。

结合本工程的实际情况，在线路设计节能降耗的原则指导下，从路径方案、导线选型及绝缘配合等几个方面采取措施。

A）路径方案

送电线路路径的选择是线路设计的关键，其优与劣、合理与否，直接关系着工程造价、工程质量、施工、运行安全等综合效益，因此本工程按照路径最短、施工方便、维护方便的原则进行场内线路设计，以达到最优的目标。

B）导线选型

结合光伏电站有效运行小时数、建设规模、当地气候特点等条件选择合适的导线型号。

电站集电线路电压等级的选择，通过集电线路负荷距以及经济输送容量的计算，求得线路造价最低并且线路损耗最低。

C)绝缘配合及金具设计

结合现场污源调查，确定工程各段的污秽等级。绝缘子金属串采取均压、防护的措施，加强制造工艺，减少泄露，减少电晕，降低损耗。

（4）其他电气部分

优化设计，减少占地面积，节省材料用量：

通过多种布置方案的比较，选择最优方阵布置，节省了材料用量；优化电缆沟布置，节省了电缆的长度。

主要措施如下：

降低子线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少电晕损

耗，达到节能的目的。

厂用变压器等设备选用节能产品，降低变压损耗。

有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有限降低电缆使用量的同时，达到降低电能损失的目的。

2 土建设计节能降耗措施

建筑节能

（1）建筑节能设计原则

a）贯彻国家有关法律法规，改善公用建筑室内环境，提高电站运行管理人员生活质量，并提高能源利用效率，创造节约型社会。

b）采用节能设计后，与未采用节能设计的建筑物相比，全年通风、空气调节和照明的总能耗减少约50%。

（2）建筑节能措施

监控室等建筑设计采取节能措施，减少土方量，减少对原生态环境的破坏。选用绝热性能好的保温材料，对保温结构进行优化设计，减少散热损失。

13.3.3. 建设管理节能措施

本工程的能源消耗主要为了施工期的能源消耗和运行期的能源损耗。从节能的角度看，本工程已经在工程设计中选择符合节能标准的电气设备，同时在工程布置、方案选择中考虑了节能措施，但从光伏电站的运行特点看，节能的主要措施是节能管理。

1、本项目建筑严格实施建筑节能设计标准。做好建筑、通风、空调及采光照明系统的节能设计；完善建筑节能设计标准，建立建筑节能评价体系。

2、新建建筑采用高效保温材料复合的外墙和屋面，采用保温墙体防火、防潮、防裂技术。

3、新建建筑采用绿化遮阳、通风散热、反射隔热和箱变蓄热技术。

4、采用节能窗技术，控制窗墙面积比，改善窗户的传热系数和遮阳系数。采用中空玻璃，严格窗框与窗扇、窗框与墙体间的密封。推广窗户遮阳。

在施工期，应制定能源管理措施和制度、防止能源无谓的消耗；应对进场施工人员加强宣传，强化节能意识，注重节约成本；应对施工设备制定和工程施工

特点相符合的能耗指标和标准、严格控制能源损耗；应加强对能源储存的安全防护、防止能源损失；应合理安排施工次序，做好施工设备的维护管理和优化调度。

在运行期，应对各耗能设备制定相应的能源消耗管理措施和制度，注重设备保养维修，降低能耗；应对管理人员和操作人员进行节能培训、操作人员要有节能上岗证，应制定用电、用油等燃料使用指标或定额，强化燃料的管理；要合理安排运行调度，充分利用太阳能资源条件，力争多发电。

总之，工程运行管理中，要注重总结运行管理经验，加强设备日常维护保养，提高运行人员技术水准，不断优化运行调度管理模式，以达到充分利用太阳能资源的目的。

13.4. 减排效益分析

本太阳能光伏发电站工程建成后装机容量 3MWp，经测算 25 年年平均发电量为 323.03 万 kWh，同燃煤火电站相比，按标煤煤耗为 314g/kWh 计，每年可为国家节约标准煤 1014.3t。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减少 SO_2 排放量约为 96.9t， NOx（以 NO_2 计）排放量约为 48.5t。另外，根据国家发改委《关于公布 2010 年中国低碳技术化石燃料并网发电项目区域电网基准线排放因子的公告》，全国电网的排放因子取 0.7845（tCO_2e /MWh），本工程的建设每年可减少温室气体 CO2 的排放量约为 2534.2t。本工程可减少有害物质排放量，减轻环境污染，同时不需要消耗水资源，也没有污水排放。光伏电站是将太阳能转化成电能的过程，在整个工艺流程中，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。从节约煤炭资源和环境保护角度来分析，本电场的建设具有较为明显的经济效益、社会效益及环境效益。

13.5. 结论意见和建议

13.5.1. 结论意见

本工程光伏电站是将太阳能转化成电能的过程，在整个工艺流程中，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。从节约煤炭资源和环境保护角度来分析，本电场的建设具有较为明显的经济效益、社会效益及环境效益。

13.5.2. 建议

（1）为贯彻节能降耗原则，通过经济技术比较，采用新工艺、新结构、新材料。拟定合理的工艺系统，优化设备选型和配置，满足合理备用要求。优先采用先进的国内外成熟的新工艺、新方案、新材料、新结构的技术方案。建议下阶段进行相关方面的工艺技术性课题研究。

（2）加强施工管理，施工期间砂石及其它所需建材、部分保温材料、酸、碱、水泥、木材等均可就地解决或采购，减少大距离运输及二次倒运造成的浪费。

（3）施工现场应建立相应的质量管理体系，施工质量控制和检验制度，具有相应的施工技术标准，严格控制施工过程中对能源的浪费。

（4）建筑节能工程使用的材料、设备等，必须符合设计要求及国家有关标准的规定。严禁使用国家明令禁止使用与淘汰的材料和设备。

（5）提高电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高电站运行的安全性和经济性，为实现现代化企业管理创造条件。满足国家环保政策，确保将该光伏电站建成环保绿色发电企业。

14. 设计概算

14.1. 工程设计概算的编制

本项目建设规模为3MWp并网型太阳能光伏发电系统，本工程包括太阳能光伏发电系统及相应的配套上网设施。

14.2. 工程设计概算的文件组成

14.2.1. 编制说明

1 工程概况

本光伏电站项目装机容量 3MWp，本项目采用分块发电、集中并网方案，将系统分成1个3MWp并网发电单元。太阳能电池组件采用组串式逆变器，通过逆变器逆变后输出低压三相 800V 交流电，11 台 225kW 组串式逆变器通过ZRC-YJLHV22-1.8/3kV电缆接入1台3150kVA升压变压器输出为10kV交流电，然后接入10kV一二次舱，通过1个10kV并网点接至外线并网。本项目共计1回集电线路。本方案拟采用10kV电压等级接入电网，消纳模式为“全额上网”（具体接入以接入批复为准）。

本项目施工期为 6 个月，工程静态投资 1380.74 万元，静态投资单位造价4613.15元/kW；工程动态投资1383.46万元，动态投资单位造价4622.27元/kW。

资金来源：本项目资本由业主自筹，长期贷款年利率4.00%。

2 编制原则及依据

(1)本工程设计概算静态投资水平年为2022年。

(2)工程量：工程量由设计人员根据工艺系统设计方案提供，不足部分参照同类型光伏电站的工程量。

(3)取费及项目划分：报告编制方法参照水电水利规划设计总院发布的《光伏发电工程初步设计编制办法（试行）》（GD003-2011）；工程设计概算定额参照国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）。

(4)定额指标：工程设计概算定额参照国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额》（NB/T 32035-2016）。参考当地已建成地面光伏电站实际实施成本以及当地丽水市最新信息价，对部分单价进行调整。

(5)勘测设计费根据 2002 年国家计委、建设部计价[2002]10 号文颁发的《工

程勘察设计收费标准（2002 年修订本）》及国家能源局发布的《光伏发电工程勘察设计费计算标准》（NB/T 32030-2016）计算，并结合光伏工程实际情况调整。

(6)其它：当地有关文件规定。

3 基础资料

(1)人工预算单价标准

	定额人工名称	工资标准（元/工时）
1	高级熟练工	10.26
2	熟练工	7.61
3	半熟练工	5.95
4	普工	4.90

(2)主要材料预算价格

主要材料预算价格根据 2022 年 7 月份价格水平，按丽水市信息价（不含相应增值税进项税额）加上至工地运杂费及采购保管费计算。

组件：2 元/瓦

逆变器 225kW： 0.135 元/瓦

4 费用标准

(1)建筑及安装工程费由直接费（含直接工程费和措施费）、间接费、利润及税金组成。

建筑工程取费标准：

单价合计=直接费+间接费+利润+税金

编号	项目	计算基础	建筑工程费（%）
一	直接费		
1	直接工程费		
2	措施费		
2.1	冬雨季施工增加费	人工费+机械费	2.00
2.2	夜间施工增加费	人工费+机械费	0.24
2.3	临时措施费	人工费+机械费	5.00
2.4	施工工具用具使用费	人工费+机械费	1.34
2.5	安全文明施工措施费	人工费+机械费	3
2.6	其他费	人工费+机械费	1.86

二	间接费		
	土方工程	人工费+机械费	21.28
	石方工程	人工费+机械费	27.76
	混凝土工程	人工费+机械费	62.76
	钢筋工程	人工费+机械费	54.16
	基础处理工程	人工费+机械费	46.99
	砌体砌筑工程	人工费+机械费	50.90
三	利润	人工费+机械费+措施费+间接费	7
四	税金	直接费+间接费+利润	9

安装工程：

单价合计=直接费+间接费+利润+税金

安装工程取费标准			
编号	项目	计算基础	安装工程费（%）
一	直接费		
1	直接工程费		
2	措施费		
2.1	冬雨季施工增加费	人工费+机械费	2.5
2.2	夜间施工增加费	人工费+机械费	0.38
2.3	临时措施费	人工费+机械费	0.7
2.4	施工工具用具使用费	人工费+机械费	0.67
2.5	安全文明施工措施费	人工费+机械费	1.5
2.6	其他费	人工费+机械费	1.73
二	间接费	人工费	108
三	利润	人工费+机械费+措施费+间接费	7
四	税金	直接费+间接费+利润	9

(2)基本预备费、贷款利率

基本预备费：按 2%考虑，取费基础为设备及安装工程、建筑工程与其他费用三部分之和。

5 其他

考虑清表费 29.85 万元。

价差预备费：根据原国家计委（计投资【1999】1340 号文）《国家计委关于加强对基本建设大中型项目概算中“价差预备费”管理有关问题的通知》精神，投资价格指数按零计算，即本项目价差预备费暂不考虑。

建设期利息：按照目前贷款利率 4.00%执行，融资期的建设期利息进入工程成本，作为固定资产的一部分。

总概算表						
序号	工程或费用名称	设备购置费（万元）	建安工程费（万元）	其他费用（万元）	合计（万元）	占投资额（%）
一	**设备及安装工程**	**935.39**	**124.80**		**1060.19**	**76.63**
1	发电设备及安装工程	788.02	91.31		879.33	
2	升压变电设备及安装工程	54.47	19.98		74.45	
3	控制设备及安装工程	92.90	13.31		106.21	
4	其他设备及安装工程	0.00	0.20		0.20	
二	**建筑工程**		**157.74**		**157.74**	**11.40**
1	发电设备基础工程		135.33		135.33	
2	开关站变配电工程		0.00		0.00	
3	房屋建筑工程		0.00		0.00	
4	交通工程		5.41		5.41	
5	其他建筑工程		17.00		17.00	
三	**其他费用**			**135.73**	**135.73**	**9.81**
1	项目建设用地费用			18.00	18.00	
2	项目建设管理费			87.45	87.45	
3	生产准备费			10.29	10.29	
4	勘察设计费			20.00	20.00	
5	其他			0.00	0.00	
	（一～三）部分合计	**935.39**	**282.54**	**135.73**	**1353.66**	**97.85**
四	**基本预备费 （2%）**				**27.07**	**1.96**
	工程静态投资（一～四）部分合计				**1380.74**	**99.80**
五	**建设期利息**				**2.73**	**0.20**
	工程总投资（一～五）部分合计				**1383.46**	**100.00**
	装机容量（MW）				2.99304	
	单位千瓦静态投资（元/kW）				**4613.15**	
	单位千瓦动态投资（元/kW）				**4622.27**	

设备及安装工程概算表

序号	设备名称及规格	单位	数量	单价(元)			合价(万元)		
				设备费	安装费		设备费	安装费	
	第一部分 设备及安装工程				装置性材料	施工费		装置性材料	施工费
							935.39	**40.26**	**84.54**
一	发电设备及安装工程						**788.02**	**30.76**	**60.55**
1	光伏发电设备及安装								
1.1	单晶硅电池组 540WP/块	块	5356	1080		25.00	578.45		13.39
1.2	钙钛矿组件 100WP/块	块	1008	200		25.00	20.16		2.52
1.2	钢支架（含部分逆变器支架）	t	130	9000		1500.00	117.00		19.50
2	汇流及变配电设备及安装								
2.1	逆变器 225kW	台	11	30375		1050.00	33.41		1.16
2.2	升压变压器（SCB13-3150kVA 10.5±2X2.5%/0.8）	台	1	390000		15436.69	39.00		1.54
3	集线电缆线路								
3.1	光伏专用电缆（PV-F-1.5kV-1×4）	km	35		3600	3300.00		12.60	11.55
3.2	ZRC-YJLHV22-1.8/3kV-3x120mm²	km	1.5		55320	8298.00		8.30	1.24
3.3	ZRC-YJLHV22-8.7/15kV-3×185mm²	km	0.2		123056	18458.40		2.46	0.37
3.4	ZRC-YJV22-8.7/15kV-3×95mm²	km	0.1		370560	55584.00		3.71	0.56
3.5	10kV 电缆头	套	4		3800	1028.37		1.52	0.41
3.6	485 通信电缆 RVVSP 4x1.0	km	0.5		4200	764.74		0.21	0.04
3.7	单模 24 芯光纤	km	0.2		5600	4802.78		0.11	0.10
4	接地系统								
4.1	组件间接地线 ZR BVR 1*4	km	1.6			6890.00			1.10
4.2	逆变器接地线 ZR BVR 1*16	km	0.05			14890.00			0.07
4.3	接地扁钢 -40×4	km	1.9		6250	8253.41		1.19	1.57

4.5	接地极 角钢 ∠50×5 L=2500mm	根	50		132.6	70.97		0.66	0.35
5	电缆敷设								
5.1	PVC 管 Φ25	km	0.2			6300.00			0.13
5.2	镀锌 SC80	km	0.2			108300.00			2.17
5.3	镀锌 SC150	km	0.1			128300.00			1.28
5.4	防火材料	t	1			15000.00			1.50
二	**升压变电设备及安装工程**						**54.47**	**9.51**	**10.48**
1	10kV 高压开关柜 KYN28A-12								
1.1	光伏接入柜	面	1	80000.00		5000	8.00		0.50
1.2	光伏并网柜	面	1	80000.00		5000	8.00		0.50
1.3	计量柜	面	1	50000.00		5000	5.00		0.50
1.4	PT 柜	面	1	50000.00		5000	5.00		0.50
1.5	升压变出线柜	面	1	50000.00		5000	5.00		0.50
1.6	站用变柜 50kVA	面	1	50000.00		5000	5.00		0.50
2	电缆								
2.1	站用电至低压开关柜电缆 ZR-YJV22-0.6/1kV-4*25+16	km	0.3		94400	764.74		2.83	0.02
2.2	控制电缆 ZR-KVVP	km	3		18500	7418.26		5.55	2.23
3	辅助材料								
3.1	设备接地扁钢 -50×5 热镀锌扁钢	km	0.2		14200	16413.20		0.28	0.33
3.2	镀锌角钢 ∠50×5 L=2500mm	根	20		420	174.25		0.84	0.35
3.3	其他（二次抗干扰铜排 TMY-25*4 接地铜缆 φ50 等）	项	1			10000.00			1.00
4	防火封堵（防火堵料，防火涂料，防火隔板等）	项	1			15000.00			1.50
5	室外预制舱 10.8m*3.8m*3.3m（长*宽*高）	套	1	184680		20520.00	18.47		2.05
三	**通信和监控系统设备及安装工程**						**92.90**	**0.00**	**13.31**

1	监控主机（含监控台）	台	1	50000		6434.08	5.00		0.64
2	通信柜								
	远动通讯装置	台	1	23000		3285.45	2.30		0.33
	通讯管理机	台	1	25000		3285.45	2.50		0.33
	对时装置北斗+GPS	台	1	25000		1908.20	2.50		0.19
	交换机	台	1	5000		1075.03	0.50		0.11
	环网交换机	台	1	10000		1075.03	1.00		0.11
	屏柜及附件	台	1	8000		1744.45	0.80		0.17
3	公用柜								
	公用测控装置	台	1	30000		1658.53	3.00		0.17
	故障解列装置	台	1	25000		2486.41	2.50		0.25
	电能质量检测装置	台	1	50000		5955.78	5.00		0.60
	屏柜及附件	台	1	8000		1744.45	0.80		0.17
4	继电保护和安全自动装置								
	10kV 线路保护测控装置	台	1	20000		1815.59	2.00		0.18
	10kV 母线保护装置	台	2	20000		1815.59	4.00		0.36
	站用电保护装置	台	1	30000		1815.59	3.00		0.18
5	一体化电源								
	直流系统 DC220V 100AH	套	1	100000		2734.60	10.00		0.27
	UPS 5kVA	套	1	60000		2734.60	6.00		0.27
	交流配电屏 80kVA	套	1	50000		2734.60	5.00		0.27
6	计量系统								
	计量表（局供）	只	1			3000.00	0.00		0.30
	电能量采集终端（局供）	只	1			3000.00	0.00		0.30
7	视频监控系统（不少于 5 个点）	套	1	50000		5000.00	5.00		0.50
8	调度通讯设备	套	1	20000		3000.00	2.00		0.30
9	环境监测仪	套	1	50000		3000	5.00		0.30
10	二次安防	项	1	200000		10000	20.00		1.00

11	火灾报警	套	1	50000		10000.00	5.00		1.00
12	调试工程	套	1			50000.00	0.00		5.00
四	**其他设备及安装工程**						**0.00**		**0.20**
1	灭火器	个	10			200.00	0.00		0.20

建筑工程概算表

序号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合计
	第二部分 建筑工程				**157.74**
一	**发电设备基础工程**				**135.33**
1	场地清表	m2	40002.0	1.4348	5.74
2	光伏阵列（电池组件）基础				
	钻孔灌注桩	m	8890	120	106.68
3	箱变、逆变器基础工程				
3.1	箱变基础	个	1		
	土方开挖	m3	48.25	12.80	0.06
	土方回填	m3	33.75	15.64	0.05
	垫层C20	m3	3.00	800	0.24
	混凝土c30	m3	18.75	850	1.59
	钢筋制作与安装	t	0.30	9000	0.27
	预埋件	t	0.15	9500	0.14
	不锈钢油池	个	1.00	5000	0.50
3.2	警示及标识牌	项	1	20000	2.00
3.3	接地				
	土方开挖	m^3	500.00	12.80	0.64
	土方回填	m^3	500.00	15.64	0.78
4	电缆敷设	m	850.00		
	土方开挖	m3	456.50	12.80	0.58
	土方回填	m3	364.50	15.64	0.57
	铺砂盖砖	m	850.00	55.00	4.68
5	围栏工程	m	900	120.00	10.80
二	**升压变电站工程**				**0.00**
三	**房屋建筑工程**				**0.00**
四	**道路工程**				**5.41**
1	道路				
1.1	站内道路	m2	450	120.24	5.41
五	**其他工程**				**17.00**
1	施工电源	项	1	20000	2.00
2	施工用水	项	1	20000	2.00
3	劳动安全与工业卫生	项	1	30000	3.00
4	环境保护费	项	1	40000	4.00
5	水土保持费	项	1	60000	6.00

其他费用概算表						
序号	工程或费用名称	计算基础	单位	数量	单价（万元）	合计（万元）
	第三部分 其他费用					**135.73**
一	**项目建设用地费**					**18.00**
	清表费		亩	60	0.30	18.00
二	**项目建设管理费**					**87.45**
1	工程前期费		项	1	20.26	20.26
2	工程建设管理费	建安费和设备费	%	1.78	1217.93	21.68
3	工程建设监理费	建安费和设备费	%	0.62	1217.93	7.55
4	项目咨询服务费	建安费和设备费	%	0.66	1217.93	8.04
5	项目技术经济评审费	建安费和设备费	%	0.72	1217.93	8.77
6	工程质量检查费	建安费	%	0.20	282.54	0.57
7	项目验收费	建安费和设备费	%	1.29	1217.93	15.71
8	工程保险费	建安费和设备费	%	0.4	1217.93	4.87
三	**生产准备费**					**10.29**
	生产准备费	设备费	%	1.10	935.39	10.29
四	**勘察设计费**					**20.00**
	勘察设计费		项	1	20.00	20.00
五	**其他**					0.00

15. 财务评价与社会效果分析

15.1. 概述

丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程推荐方案装机容量约 3MWp。

光伏电场财务评价计算期采用 26 年，其中生产经营期 25 年。

按《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)中有关规定，参考现行的有关财税政策，对光伏电场工程进行财务评价。

15.2. 财务评价

15.2.1. 简述项目建设资金构成

本项目施工期为 6 个月，工程静态总投资 1380.74 万元，动态总投资 1383.46 万元，单位千瓦静态投资 4613.15 元/kW，单位千瓦动态总投资 4622.27 元/kW。

本项目流动资金按 30 元/kW 计取。在运营期年末一次性回收。

资金来源：本项目资本由业主自筹，长期贷款年利率 4.00%。

15.2.2. 分析计算项目总成本费用

发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、材料费、保险费、土地租金，利息支出及其它费用。

项目的固定资产形成率按 100%计；残值率 0%，折旧按 20 年计；

定员每年按 1 人考虑，人均工资及福利按 8 万元/年；

保险费每年按固定资产原值（含建设期利息）的 0.2%计取；

土地租金按 200 元每亩计取，每年支付一次；

修理费以固定资产原值为基数，1-5 年取 0.1%，6-10 年取 0.1%，11-25 年取 0.1%。

材料费每年按 6 元/kw 进行计取；

其他费用每年按 20 元/kw 进行计取；

总成本费用计算见附表。

15.2.3. 发电效益计算

1 发电收入

本工程作为实行独立核算的发电项目，其发电收入按经营期平均上网电价和上网电量计算，上网电价为 0.4153 元/kWh(含增值税，不含增值税为 0.3675 元/kWh)，在计算期内，按不含税上网电价计算，25 年发电收入总额为 2968.02 万元，年均销售收入 118.72 万元。

2 税金

本项目应交纳的税金包括销售税金附加和所得税，增值税仅作为计算销售税金附加的基数。

(1)增值税

增值税可抵扣：依据《中华人民共和国增值税暂行条例》及《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，对购进固定资产部分的进项税额可以从销项税额中抵扣；自 2009 年 1 月 1 日起，实行增值税转型后，根据概算本项目在经营期可以抵扣的增值税额为 122.46 万元。

(2)销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加，以增值税税额为计算基数。本项目城市维护建设税税率取 5%，教育费附加费率取 5%。

(3)所得税

所得税按应纳税所得额计算，本项目的应纳税所得额为发电收入扣除成本、增值税和销售税金附加后的余额。所得税率按照 25%考虑。

3 利润及分配

发电收入扣除总成本费用和销售税金附加后即为发电利润，再扣除应交所得税后即为税后利润。

税后利润提取 10%的法定盈余公积金后，剩余部分为可分配利润；再扣除分配给投资者的应付利润，即为未分配利润。

计算期内发电利润总额为 994.43 元，年均利润总额 25.49 万元。

损益表见附表。

15.2.4. 清偿能力分析

本项目申请银行贷款计划 15 年还清贷款。

在还款期间内，利息备付率均大于 1（见附表），表明企业有足够的能力用息税前利润保障利息的偿还。

15.2.5. 盈利能力分析

(1)项目财务现金流量计算

本项目按照平价上网考虑，在上网电价为 0.4153 元/kWh(含增值税，不含增值税为 0.3675 元/kWh)条件下测算，全部投资税前财务内部收益率为 5.82 %，投资回收期 13.29 年。

(2)资本金现金流量计算

在上网电价为 0.4153 元/kWh(含增值税，不含增值税为 0.3675 元/kWh)，贷款偿还期 15 年的条件下测算，资本金内部收益率为 5.48 %。

15.2.6. 敏感性分析

本项目的敏感性分析（见表 15-1）主要针对经济分析中的效益与投资向不利方向变化对经济指标的影响进行分析，主要考虑投资变化、电价变化。同时，对平价项目收益率进行测算。

表 15-1 敏感性分析表

序号		项目	财务内部收益率（%）		
			项目投资（税前）	项目投资（税后）	资本金
0	基本方案	0	5.82%	4.97%	5.48%
1	投资变化	10%	5.41%	4.61%	5.69%
		5%	5.95%	5.08%	6.73%
		-5%	7.25%	6.24%	9.35%
		-10%	7.92%	6.84%	10.86%
2	电量变化	10%	7.91%	6.84%	10.84%
		5%	7.28%	6.27%	9.42%
		-5%	5.97%	5.10%	6.71%
		-10%	5.30%	4.50%	5.42%
3	经营成本变化	10%	6.40%	5.43%	7.47%
		5%	6.52%	5.56%	7.75%
		-5%	6.75%	5.82%	8.33%
		-10%	6.87%	5.94%	8.61%

从敏感性分析图表中可以看出，本项目的收益受投资和电价的影响较明显，但都在可控制的范围内。

15.2.7. 工程项目财务可行性评价结论

在上网电价为 0.4153 元/kWh(含增值税，不含增值税为 0.3675 元/kWh)，贷款偿还期 15 年的条件下测算，全部投资税前财务内部收益率为 5.82%，投资回收期 13.29 年，资本金内部收益率为 5.48%。

综上所述，表明本项目具有一定的财务抗风险能力。光伏发电是清洁能源，是国家大力提倡和扶持的电力产业。本工程的建设条件良好，财务指标满足要求，社会效益和经济效益显著（见表 15-2）。

表 15-2 财务评价指标汇总表

表 C.0.10 财务指标汇总表			
序号	名称	单位	数值
1	装机容量	MW_p	2.99
2	年发电量	万 kW·h	323.0
3	总投资	万元	1383.46
3.1	静态投资	万元	1380.74
3.2	建设期利息	万元	2.73
4	流动资金	万元	8.98
5	发电销售收入总额	万元	2968.02
6	总成本费用	万元	1948.09
7	营业税金及附加总额	万元	25.49
8	发电利润总额	万元	994.43
9	财务内部收益率		
9.1	项目投资（所得税前）	%	5.82
9.2	项目投资（所得税后）	%	4.97
9.3	资本金	%	5.48
10	总投资收益(ROI)	%	3.39
11	投资利税率	%	2.93
12	资本金净利润率(ROE)	%	3.67
13	项目投资回收期（所得税后）	年	13.29
14	借款偿还期	年	15.00
15	资产负债率	%	40.00

15.3. 社会效果评价

(1)本项目的建设符合国家的产业政策和浙江省对优化能源结构、保护环境，减少温室气体排放、节约能源的要求，对促进我国太阳能光伏发电技术的开发与利用，推进光伏产业发展具有非常重要的意义。

(2) 本工程装机容量约为 3MWp，经测算 25 年年平均发电量为 323.03 万 kWh，同燃煤火电站相比，按标煤煤耗为 314g/kWh 计，每年可为国家节约标准煤 1014.3t，减少排放二氧化碳 2534.2t。相应每年可减少多种有害气体和废气排放，其中减少 SO_2 排放量约为 96.9t，NOx（以 NO_2 计）排放量约为 48.5t。该工程减少了有害物质排放量，减轻环境污染，同时不需要消耗水资源，也没有污水排放。

16. 社会风险稳定风险分析

16.1. 风险调查

依据《国家发展改革委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法的通知》（发改投资【2012】2492 号）要求，对光伏项目需进行社会稳定风险评估。

光伏项目的社会因素评价是对光伏项目的间接社会效益进行评价，其重在分析项目对所在地区社会经济发展、社会稳定、人文地理、文物等所产生的影响与作用，归纳起来主要有四方面，包括促进社会进步、促进经济发展、提高当地居民经济收入和促进政治稳定等。

为从源头上预防、减少和化解社会矛盾，维护社会和谐稳定，依据规定要求，始终坚持以邓小平理论、“三个代表”重要思想和科学发展观、习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十八大精神，坚持稳定压倒一切的方针，坚持科学决策， 积极稳妥，以人为本；和谐发展；属地管理，行业负责；事前评估，重在化解的工作原则，正确处理改革发展稳定关系，正确处理各方面利益，从源头预防和减少社会发展阻力，化解社会矛盾，对重大事项在实施过程中可能影响社会稳定的情况进行先期预测、先期研判、先期介入、先期化解，确保社会稳定和公共安全。对丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程 进行了全面的、认真的社会稳定风险评估，形成了社会稳定风险评估报告如下。

16.2. 风险识别

丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程位于丽水市青田县仁庄镇。

社会稳定风险，广义上是指一种导致社会冲突，危及社会稳定和社会秩序的可能性， 是一类基础性、深层次、结构性的潜在危害因素，对社会的安全运行和健康发展会构成严重的威胁。一旦这种可能性变成现实性，社会风险就会转变成公共危机。广义的社会风险是一个抽象的概念，它涵盖了生态环境领域、政治领域、经济领域、社会领域和文化领域的各种风险因素。在狭义上，社会风险是指由于所得分配不均、发生天灾、政府施政对抗、结社群斗、失业人口增加造成社会不安、宗教纠纷、社会各阶级对立、社会发生内争等社会因素引起的风险，仅指社会领域的风险。

丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程在实施过程中可能在征地、环境保护等方面诱发异议、损失等诸多社会风险。

16.3. 风险估计

（1）项目合法性、合理性、可行性等遭质疑的风险

丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程经过充分可行性论证，严格按国家相关法律法规和项目占地等要求来执行。

国家能源局发布的《能源技术创新“十四五”规划》中明确了我国能源发展目标， 进一步提高发展我国新能源利用技术。

在可再生的新能源开发中，光伏发电是该领域中技术较成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的发电方式之一。

丽水青田仁庄镇 3MW 农光互补光伏电站工程建成后就近接入当地电网系统，满足该区电力系统用电负荷不断增长的需要。本工程的开发建设，符合我国能源发展战略和可持续发展方向，符合浙江省青田县市能源发展规划，有利于社会的发展进步。

本项目的建设符合国家能源产业要求，符合浙江省区域经济发展规划。项目的论证完全依据法律规范要求执行，经过了科学严谨的分析论证，考虑了时间、空间、人力、物力、财力等各方面的制约性因素，建设方案具体、详实。

（2）项目对环境破坏的风险

光伏发电是一种清洁能源，开发利用太阳能资源是调整能源结构，实施能源可持续发展的有效途径。项目建设不但为社会经济发展提供优质能源，并推动了节能技术进步， 促进了地区资源节约型、环境友好型社会的建设，符合国家的产业政策和环保政策。

本项目规划建设完全依照相关环境保护法律法规要求执行，各项废弃物排放满足排放要求。

本项目光伏组件等布置都符合规范要求，对当地居民的影响较小。

光伏组件布置在田湾核电温排水区域，不会破坏原有的生态环境和人居环境，不会产生“三废”，也不会产生移民和局部环境的生态改变。光伏组件在营运期结束后，可及时拆除，还原自然风貌，及时恢复原有生态环境。光伏项目的建设不会对当地人文环境等造成破坏性影响。

本项目的建设不仅可以有效地开发利用当地的太阳能资源，还可以开展场区的旅游活动，拉动当地旅游业的发展、增加当地的固定资产投资、促进当地农产品和原材料的消费，改善

当地劳动力就业现状。充分利用当地清洁、丰富的太阳能资源，把太阳能资源的开发建设作为今后经济发展的产业之一，以电力发展带动工渔业生产，同时以电力发展带动其他资源开发，扩大劳动就业人口，促进人民群众物质文化生活水平的提高， 推动农村经济以及各项事业的发展，符合国家建设社会主义新农村的发展路线。

（3）项目引起的社会矛盾风险

本项目在实施过程中，涉及到征地拆迁问题。在施工过程中对当地居民影响具有一定影响。在项目实施中对当地人文、环境等不协调的问题整体可控。项目在实施过程中尽量做到不引发、少引发村民对项目的不满、抵制等情绪，在项目实施之前，积极争取村民对项目的理解和支持，保证项目的正常开展。本项目的实施有利于扩大当地劳动就业， 推动当地经济和各项事业的发展。

16.4. 风险防范与化解措施

本项目在设计中严格按照国家法律法规要求执行，在设计中考虑了土地利用的现状。设计考虑建设过程中对环境造成的影响，满足废弃物的排放要求。设备运输设计考虑运 输过程中对当地居民影响，优化了运输方案。

在项目实施过程中，注重当地居民切身利益保护，严格执行土地补偿标准，在具体操作过程中，本着有利于保护当地居民切身利益的角度，制定标准时，取高舍低。在施工过程中，严格要求和监督施工单位文明施工，减少扰民，采取下列措施：施工过程中所产生的垃圾、废水、废气等有可能污染周围环境的，应采取相应措施及时处理，不可随意倾倒、排放；施工现场车辆进出场时，不要造成施工现场周围交通不畅或发生事故等。密切关注极少数村民可能的因对补偿不满意引发的上访、闹访、煽动群众、示威等动向，第一时间采取教育、说服、化解等措施，将问题消除在萌芽状态。

16.5. 项目社会稳定风险综合评价

本项目社会稳定风险属于低风险类。项目征地为田湾温排水区域用地，岸边点临时用地，征地面积较小，不会对当地土地形式带来大的变动，且组件布置和其它设施布置在田湾核电温排水区域，当地居民抵制征地等风险小。

光伏发电项目是一种清洁能源，开发利用太阳能资源是调整能源结构，实施能源可持续发展的有效途径。项目建设不但为社会经济发展提供优质能源，并推动了节能技术进步， 促进了地区资源节约型、环境友好型社会的建设，符合国家的产业政策和环保政策。

把太阳能资源的开发建设作为今后经济发展的产业之一，以电力发展带动工渔业生产，同时以电力发展带动其他资源开发，扩大劳动就业人口，促进人民群众物质文化生活水平的提高，推动农村经济以及各项事业的发展，符合国家建设社会主义新农村的发展路线。

本项目的开发建设有利于利用太阳能资源，提高可再生能源的利用，本项目的建设不存在影响社会稳定和谐的不利因素。项目的建设促进当地经济发展，以及实现电力供应多元化，并有利于保护环境。发展光伏发电符合我国能源可持续发展战略。

17. 结论及建议

17.1. 结论

丽水青田仁庄镇3MW农光互补光伏电站工程位于丽水市青田县。

项目区域属于太阳能资源丰富区域，太阳能资源稳定。按照太阳能辐射量的大小来划分，青田县在全国太阳能资源分布上属第III类资源地区，综上可见项目区域太阳能资源具有较好的开发价值。

本工程电池组件采用国产单晶硅双面双玻540W组件及钙钛矿100W组件，建设规模为3MWp光伏电站，采用固定支架安装，逆变器选用225kW组串式，项目主要为山地地面，采用固定式支架安装角度为18°。

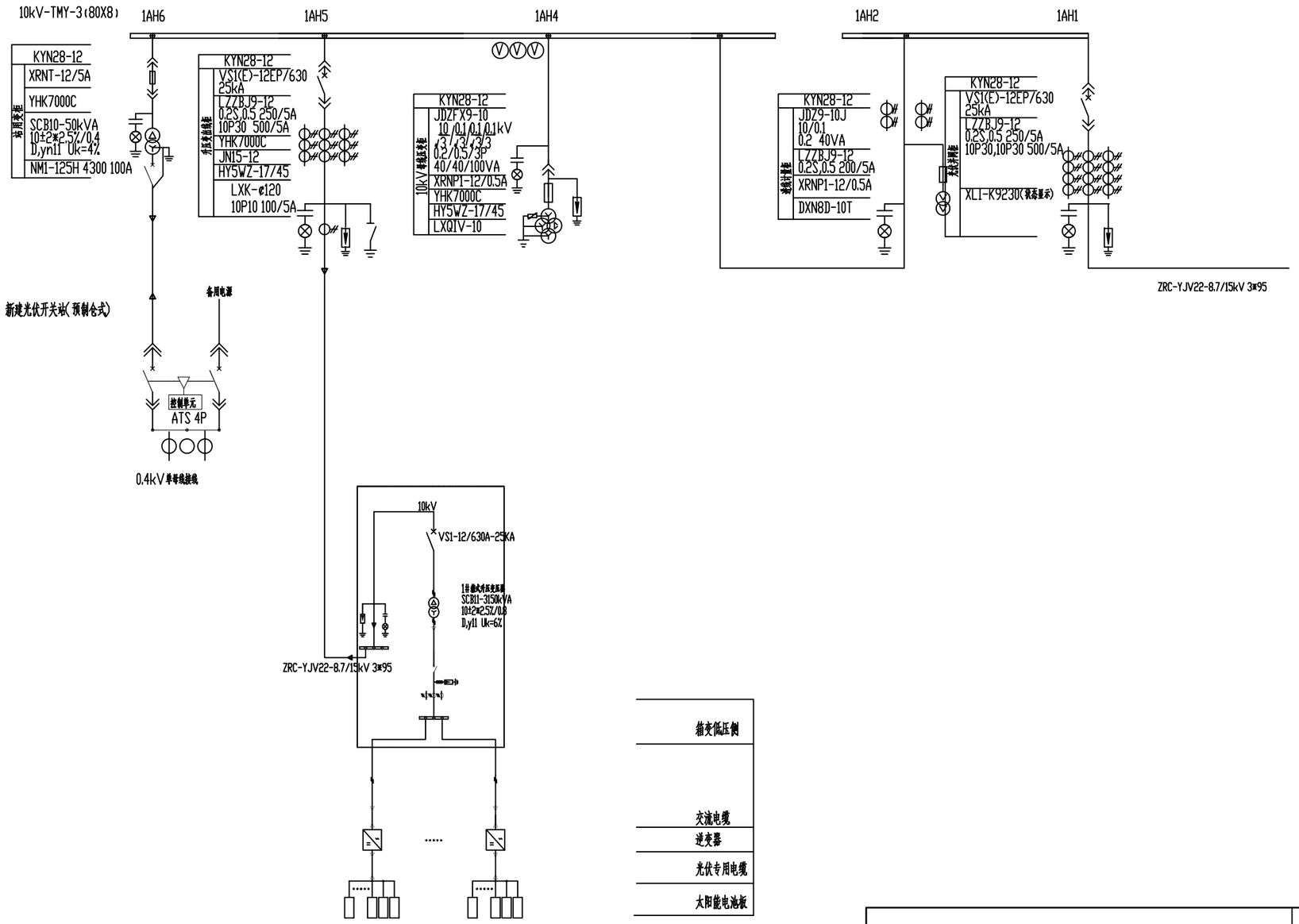
本项目工程静态投资1380.74万元，静态投资单位造价4613.15元/kW；工程建设期贷款利息2.73万元，工程动态投资1383.46万元，动态投资单位造价4622.27元/kW。在上网电价为0.4153元/kWh(含增值税，不含增值税为0.3675元/kWh)，贷款偿还期为15年的条件下测算，全部投资税前财务内部收益率为5.82%，全部投资税后财务内部收益率为4.97%，投资回收期13.29年，资本金内部收益率为5.48%。

17.2. 建议

光伏电站项目所在区域的太阳能资源丰富且较稳定，建议项目业主在项目所在区域开展太阳辐射观测，对该光伏电站进行补充观测和评估。

作为节能降耗的绿色新能源项目，本项目的建设将进一步完善新能源资源开发，本项目可行性研究工作完成后，尽快争取对该项目的可行性研究进行审查，并积极准备申请立项核准的工作，同时积极开展施工前的准备工作，争取工程能早日开工建设。

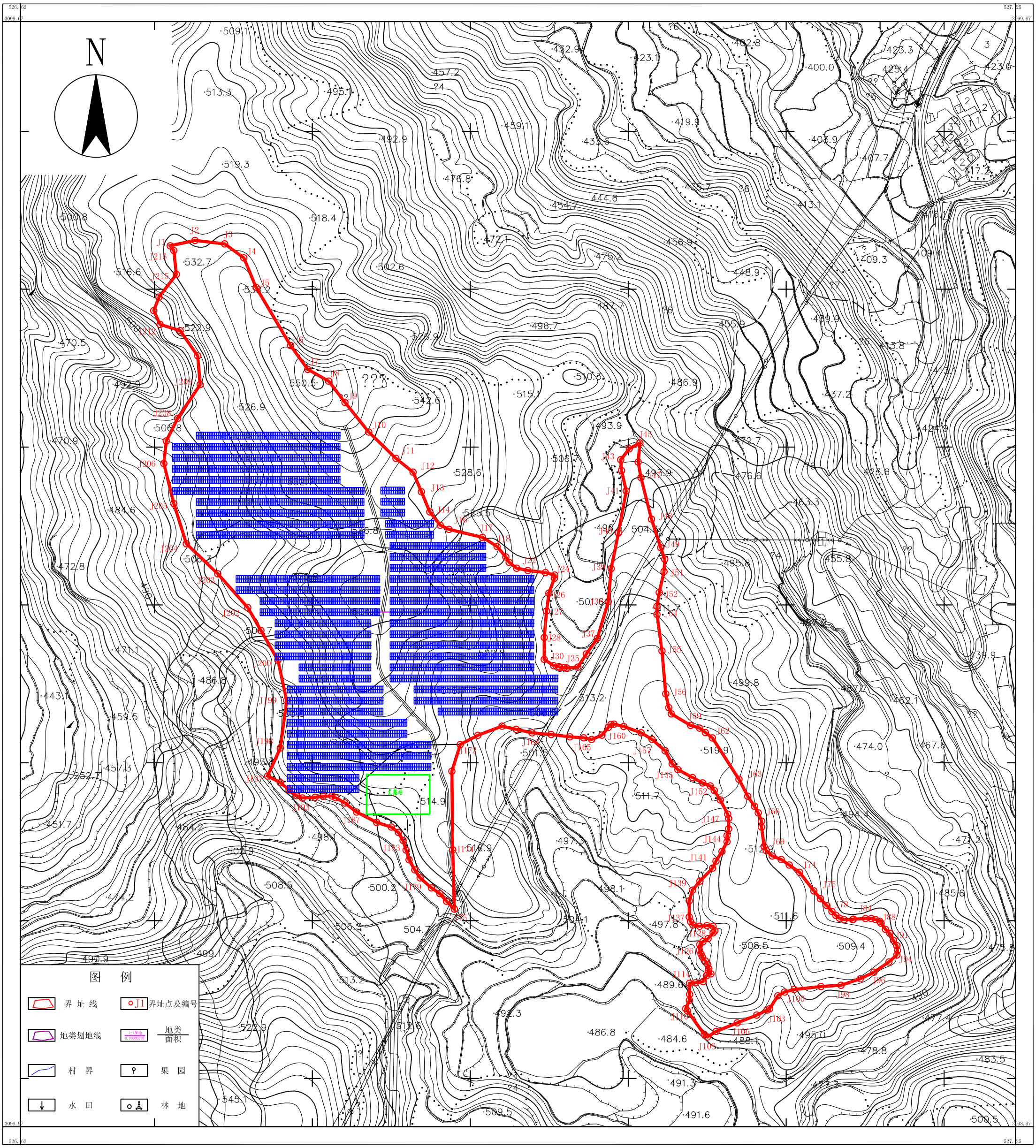
由 Autodesk 教育版产品制作



丽水市正阳电力设计院	丽水青田仁庄镇3MW农光互补光伏电站 工程	可研	设计阶段
	电气主接线图		
	图号 附图1		版号 0

图幅 A3

由 Autodesk 教育版产品制作
由 Autodesk 教育版产品制作
由 Autodesk 教育版产品制作


N
图 例
界 址 线
J1 界址点及编号
地类划地线
地类
面积
村 界
果 园
水 田
林 地