

报告编号：DAKMY-APJ-2024-08-04

华能澜沧江(普洱)新能源有限公司

半坡茶光互补光伏发电项目

安全生产条件和设施综合分析报告

编制单位：昭通市鼎安科技有限公司

资质证书编号：APJ-（云）-005

二〇二四年八月

华能澜沧江(普洱)新能源有限公司

半坡茶光互补光伏发电项目

安全生产条件和设施综合分析报告

法定代表人：毛卫旭

技术负责人：饶旭军

项目负责人：李晓达

报告完成日期：2024 年 8 月

昭通市鼎安科技有限公司

报告编制组人员签字表

项目名称：华能澜沧江(普洱)新能源有限公司半坡茶光互补光伏发电项目安全生产条件和设施综合分析报告

项 目 相 关 人 员	姓名	专业	资格证书编号	从业 登记号	签字
项目负责人	李晓达	化学工程/ 水利水电	0800000000205717	008139	
项目组成员	袁志琴	安全技术 管理	S01105300011020300171	039943	
	毛卫旭	安全工程/ 电气自动化	0800000000205718	011101	
	陆朝春	机械工程及 自动化	S01105300011020200195	025641	
	张红兴	化工设备与 机械	1200000000100196	008142	
报告编制人	李晓达	化学工程/ 水利水电	0800000000205717	008139	
	袁志琴	安全技术 管理	S01105300011020300171	039943	
报告审核人	毛卫旭	安全工程/ 电气自动化	0800000000205718	011101	
过程控制 负责人	张开选	消防工程	S01105300011019200302	029079	
技术负责人	饶旭军	化学工程	1800000000100196	008138	

评价单位地址：云南省昭通市昭阳区昭阳大道 336 号

邮政编码：657000

电话/传真：0870 3170896

公司网址：<http://www.ztdapj.com/>

前 言

根据《中华人民共和国安全生产法》（主席令第 88 号）、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 36 号，77 号令修改）等法律法规对建设项目安全设施“三同时”的相关要求，受建设单位的委托，昭通市鼎安科技有限公司对华能澜沧江(普洱)新能源有限公司半坡茶光互补光伏发电项目进行安全生产条件和设施的综合分析，并出具分析报告。

根据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 36 号，77 号令修改）中关于建设项目安全条件论证报告的编制要求，本次安全生产条件和设施综合分析报告包括以下内容：

- （一）建设项目内在的危险和有害因素及对安全生产的影响；
- （二）建设项目与周边设施（单位）生产、经营活动和居民生活在安全方面的相互影响；
- （三）当地自然条件对建设项目安全生产的影响；
- （四）其它需要论证的内容。

本次安全生产条件和设施综合分析报告（以下简称“安全生产条件分析报告”）由昭通市鼎安科技有限公司编制完成。在安全条件分析过程中通过现场检查和资料收集，对收集的资料依据国家法律、法规和标准，通过类比分析、工程分析、危险有害因素分析和编制安全检查表对照标准进行检查等一系列的分析工作，遵循合法性、科学性、公正性、针对性等原则编制了本报告。

本报告的编制得到了建设单位的积极配合，在此一并表示感谢。



图1 评价人员现场照片（右一：李晓达；中：企业方代表；左一：袁志琴）



图2 拟建光伏列阵区域1



图 3 光伏列阵拟设置区域航拍图 1



图 4 光伏列阵拟设置区域航拍图 2



图 5 进出光伏电场道路



图 6 进出光伏电场道

目 录

第 1 章 编制说明	1
1.1 安全生产条件和设施分析报告的目的、原则、范围及工作程序	1
1.1.1 编制目的	1
1.1.2 编制原则	1
1.1.3 评价范围	1
1.2 安全生产条件分析的依据	2
1.2.1 国家法律	2
1.2.2 行政法规	2
1.2.3 地方性法规及规范性文件	3
1.2.4 部门规章及规范性文件	4
1.2.5 国家标准	5
1.2.6 行业技术标准	7
1.2.7 安全生产行业技术标准	8
1.2.8 其它资料	8
1.2.9 评价基准日	8
第 2 章 建设项目概况	9
2.1 建设单位简介	9
2.2 可行性研究报告编制单位	9
2.3 项目投资备案证情况	10
2.4 项目地理位置	10
2.5 建设规模	10
2.6 太阳能资源	11
2.7 气象条件	11
2.8 工程地质	12
2.8.1 区域地质概况	12
2.8.2 站址基本工程地质条件	16
2.8.3 场址工程地质条件	19
2.9 并网光伏电站发电量估算	23
2.10 总平面布置	24
2.10.1 光伏电站总平面布置原则	24
2.10.2 光伏电站总平面布置	25
2.10.3 升压站内平面布置	27
2.10.4 储能方案	27
2.11 光伏发电系统	28
2.11.1 主要设备选型	28
2.11.2 光伏阵列的运行方式	33
2.11.3 光伏阵列设计	33
2.12 电气	37
2.12.1 接入系统	37
2.12.2 电气一次	37
2.12.3 电气二次	43

2.12.4 通信	43
2.12.5 集电线路	45
2.12.6 储能配置方案	57
2.12.7 主要电气设备材料清单	57
2.13 土建工程	60
2.13.1 基本资料和设计安全标准	60
2.13.2 光伏阵列	61
2.13.3 支架基础设计	62
2.13.4 设备基础设计	66
2.13.5 场内集电线路设计	66
2.13.6 升压站设计	67
2.13.7 土建工程量清单	67
2.14 消防系统	69
2.14.1 消防设计概况	69
2.14.2 消防原则	69
2.14.3 各系统消防措施	69
2.14.4 给排水设计	71
2.15 安全管理	71
2.15.1 安全管理机构及相关人员配备	71
2.15.2 安全、卫生管理体系	72
2.15.3 事故应急救援预案	73
2.15.4 安全生产专项投资概算	73
第 3 章 主要危险、有害因素辨识	74
3.1 主要物料特性及其危险性	74
3.1.1 乙炔	74
3.1.2 氧气	75
3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析	75
3.2.1 场址选址危险有害因素分析	75
3.2.2 总平面布置危险、有害因素	75
3.3 场址与周边环境的相互影响	76
3.4 建（构）筑物危险、有害因素分析	77
3.4.1 地震危险性分析	77
3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析	77
3.4.3 箱式变压器、逆变器基础、接头井基础危险、有害因素分析	78
3.4.4 电缆壕沟危险、有害因素分析	78
3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响	79
3.5.1 降水的影响	79
3.5.2 冰雹影响	79
3.5.3 风荷载影响	79
3.5.4 雷暴影响	79
3.5.5 凝冻影响	80
3.5.6 气温的影响	80
3.6 设备设施危险有害因素分析	80
3.6.1 太阳能电池组件危险有害因素分析	80
3.6.2 逆变器危险有害因素辨识	84

3.6.3 电气一次系统	86
3.6.4 电气二次系统	93
3.7 生产过程中的主要危险有害因素辨识分析	97
3.7.1 火灾、爆炸危险性分析	97
3.7.2 山火危险性分析	98
3.7.3 电伤害危险性分析	99
3.7.4 车辆伤害风险分析	100
3.7.5 标志缺陷危害性分析	100
3.7.6 机械伤害危险性分析	101
3.7.7 高处坠落危险因素分析	101
3.7.8 有限空间作业危险性分析	101
3.7.9 腐蚀危害因素分析	101
3.7.10 行为性危险和有害因素	101
3.7.11 安全监测系统失效危险性分析	102
3.7.12 外力破坏分析	102
3.7.13 光伏面板清洗作业风险分析	103
3.8 生产作业环境危险、有害因素辨识	103
3.8.1 噪声	103
3.8.2 电磁辐射	103
3.8.3 非电离辐射	103
3.8.4 高温、低温	104
3.9 特殊作业过程危险有害因素分析	104
3.9.1 临时用电作业危险性分析	104
3.9.2 吊装作业危险性分析	105
3.9.3 动火作业危险性分析	105
3.9.4 高处作业危险性分析	106
3.10 施工期危险有害因素分析	106
3.10.1 用电作业存在的潜在危害因素	107
3.10.2 易燃易爆物质存在的潜在危害因素	107
3.10.3 运输作业存在的危害因素	107
3.10.4 施工期特殊作业存在的危害因素	107
3.10.5 机械伤害	108
3.10.6 施工期火灾潜在危害因素	109
3.10.7 低温对施工的影响	109
3.10.8 气瓶爆炸	110
3.10.9 物体打击	110
3.10.10 车辆伤害	110
3.10.11 坍塌、山体滑坡	110
3.10.12 雷击	111
3.11 调试期危险有害因素分析	111
3.12 安全管理危险有害因素分析	111
3.13 主要危险、有害因素及存在的部位	112
3.14 重大危险源辨识与分析	112
第4章 建设项目安全生产条件分析	114
4.1 建设项目与国家 and 当地政府产业政策与布局符合性分析	114

4.1.1 符合国家能源产业发展战略	114
4.1.2 开发太阳能受到国家政策扶持和法律保障	114
4.1.3 场址地区具有太阳能的资源优势	115
4.1.4 促进当地社会经济的发展	115
4.1.5 调整能源结构的需要	115
4.1.6 分析结论	115
4.2 建设项目场址选择及总平面布置合规性分析	116
4.2.1 场址及总平面布置分析	116
4.2.2 检查结果	125
4.3 建设项目对法律法规予以保护区域的影响	126
4.4 建设项目与周边环境的相互影响分析	126
4.4.1 建设项目对周边环境的影响	126
4.4.2 建设项目对周边居民的影响	127
4.4.3 周边环境对建设项目的影 响	127
4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影响	128
4.6 气象条件对本项目及主要设备的影响	128
第 5 章 建设项目安全生产设施分析	130
5.1 接入系统安全性分析	130
5.2 站用电安全性分析	131
5.3 电气系统安全性分析	131
5.4 安全设施分析	139
5.4.1 防火、防爆	139
5.4.2 防雷、接地装置	141
5.5 安全管理分析	145
第 6 章 安全对策措施建议	148
6.1 对可行性研究报告补充安全对策措施	148
6.2 生产过程安全对策措施建议	148
6.2.1 项目周边环境影响的对策措施	148
6.2.2 防止火灾危害的对策措施	149
6.2.3 防地质灾害的对策措施	150
6.2.4 防雷电危害对策措施	150
6.2.5 降水危害的对策措施	151
6.2.6 防 35kV 系统可能产生的谐振过电压安全对策措施	151
6.2.7 防电气伤害对策措施	151
6.2.8 逆变器、无功补偿装置安全防护措施	153
6.2.9 电力监控系统安全防护措施	154
6.2.10 系统继电保护及安全自动装置安全对策措施	155
6.2.11 低温安全对策措施	156
6.2.12 道路交通安全对策措施	156
6.2.13 光伏面板清洗作业安全对策措施	156
6.2.14 消防、箱变事故油池、集电线路铺设、排水系统、防入侵等安全对策措施	157
6.2.15 其他安全措施	160
6.3 施工期安全对策措施	161
6.3.1 施工安全基本保障措施	161
6.3.2 施工质量控制对策措施	162

6.3.3 防施工期电气伤害对策措施	163
6.3.4 运输作业要求及安全技术措施	163
6.3.5 吊装要求及安全技术措施	164
6.3.6 机械伤害对策措施	164
6.3.7 防坠落危害对策措施	164
6.3.8 施工期火灾对策措施	165
6.3.9 光伏系统安装安全对策措施	165
6.3.10 施工场地恢复和植被修复建议	166
6.4 调试期的对策措施	168
6.5 检维修作业的安全措施	168
6.6 特殊作业安全对策措施	169
6.7 安全管理方面的对策措施	171
第 7 章 安全生产条件和设施综合分析结论	176
7.1 项目存在的主要危险、有害因素	176
7.2 应重点防范的危险有害因素	177
7.3 应重视的安全对策措施建议	177
7.4 综合分析结论	177
附件	179
附图	179

第 1 章 编制说明

1.1 安全生产条件和设施分析报告的目的、原则、范围及工作程序

1.1.1 编制目的

1.为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，确保建设工程项目中的安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

2.分析辨识华能澜沧江(普洱)新能源有限公司半坡茶光互补光伏发电项目存在的危险、有害因素的种类、分布及危险、危害程度。

3.对建设项目安全生产条件和设施固有的危险，有害因素进行科学分析，分析其危险等级及可接受程度，并由此提出切实可行的、合理的安全技术、管理等方面的对策措施，为企业防范各项危险有害因素提供依据。

4.安全生产条件和设施综合分析采取安全措施后的系统是否能满足国家规定的安全生产要求，提高建设项目安全投资效益。

5.为应急管理部门对建设项目安全设施“三同时”工作实施监督管理提供依据。

1.1.2 编制原则

项目安全生产条件和设施综合分析报告将按照科学性、公正性、合法性和针对性的原则，以《半坡茶光互补光伏发电项目可行性研究报告》（以下简称《可行性研究报告》）和现场检查情况以及其它相关技术成果为基础，以国家有关安全生产的法律、法规及技术标准为依据，运用科学的论证方法和规范的论证程序，以严肃的科学态度开展该工程的安全生产条件和设施综合分析报告编制工作。

1.1.3 评价范围

根据半坡茶光互补光伏发电项目的实际情况，本次安全生产条件和设施综合分析报告的编制范围为：半坡茶光互补光伏发电项目的安全生产条件（自然、地质、周边环境、平面布置等）、本项目配套新建的 220kV 升压站与鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）光伏项目共用一座 220 升压站、设备设施符合性（光伏电站设备及系统、电气系统、安全设施、辅助设施等）、安全管理。升压站在半坡箐项目内建设。

本项目所涉及的 220KV 升压站接入、职业卫生不在本次分析范围内，但会在报告中有所提及。

1.2 安全生产条件分析的依据

1.2.1 国家法律

序号	法律名称	文号	实施日期
1	中华人民共和国安全生产法	中华人民共和国主席令第 88 号	2021.09.01
2	中华人民共和国劳动法	中华人民共和国主席令第 24 号修改	2018.12.29
3	中华人民共和国防洪法	中华人民共和国主席令第 88 号，全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议	1998.01.01
4	中华人民共和国可再生能源法	中华人民共和国主席令第 23 号修改	2010.04.01
5	中华人民共和国消防法	中华人民共和国主席令第 81 号修订	2021.04.29
6	中华人民共和国民法典	中华人民共和国主席令第 45 号	2021.01.01
7	中华人民共和国电力法	中华人民共和国主席令第 23 号	2018.12.29
8	中华人民共和国防震减灾法	中华人民共和国主席令第 7 号	2009.05.01
9	中华人民共和国道路交通安全法	中华人民共和国主席令第 81 号	2021.04.29
10	中华人民共和国职业病防治法	中华人民共和国主席令第 24 号修改	2018.12.29
11	中华人民共和国环境保护法	中华人民共和国主席令第 9 号	2015.01.01
12	中华人民共和国反恐怖主义法	中华人民共和国主席令第 36 号修改	2018.04.27
13	中华人民共和国突发事件应对法	中华人民共和国主席令第 69 号	2007.11.01
14	中华人民共和国特种设备安全法	中华人民共和国主席令第 4 号	2014.01.01
15	中华人民共和国清洁生产促进法	中华人民共和国主席令第 54 号	2012.07.01
16	中华人民共和国水土保持法	中华人民共和国主席令第 39 号	2011.03.01
17	中华人民共和国网络安全法	中华人民共和国主席令第 53 号	2017.06.01

1.2.2 行政法规

序号	法规名称	文号	实施日期
1	工伤保险条例	国务院令第 586 号	2011.01.01
2	中华人民共和国自然保护区条例	国务院令第 167 号	2017.10.07
3	中华人民共和国防汛条例	国务院令第 441 号	2005.07.15
4	电力设施保护条例	国务院令第 239 号	2011.01.08
5	使用有毒物品作业场所劳动保护条例	国务院令第 352 号	2002.05.12

序号	法规名称	文号	实施日期
6	建设工程安全生产管理条例	国务院令 第 393 号	2004.02.01
7	地质灾害防治条例	国务院令 第 394 号	2004.03.01
8	中华人民共和国道路交通安全法实施条例	国务院令 第 687 号	2017.10.07
9	中华人民共和国道路运输条例	国务院令 第 764 号	2023.07.20
10	劳动保障监察条例	国务院令 第 423 号	2004.12.01
11	电力监管条例	国务院令 第 432 号	2005.05.01
12	生产安全事故报告和调查处理条例	国务院令 第 493 号	2007.06.01
13	国务院关于修改《特种设备安全监察条例》的决定	国务院令 第 549 号	2009.05.01
14	危险化学品安全管理条例	国务院令 第 645 号	2013.12.07
15	电力安全事故应急处置和调查处理条例	国务院令 第 599 号	2011.09.01
16	电网调度管理条例	国务院令 第 588 号	2011.01.08
17	建设工程质量管理条例	国务院令 第 279 号	2000.01.30
18	国务院关于特大安全事故行政责任追究的规定	国务院令 第 302 号	2001.04.21
19	国务院关于进一步加强安全生产工作的决定	国发〔2004〕2 号	2004.01.09
20	国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知	国发〔2010〕23 号	2010.07.19
21	国务院关于发布实施〈促进产业结构调整暂行规定〉的决定	国发【2005】第 40 号	2005.12.02
22	生产安全事故应急管理条例	国务院令 第 708 号	2019.05.01

1.2.3 地方性法规及规范性文件

序号	法规名称	文号	实施日期
1	云南省安全生产条例	省第十二届人大常委会修订	2018.01.01
2	云南省消防条例	云南省第十三届人民代表大会常务委员会第二十一次会议修正	2020.11.25
3	云南省工伤保险条例	云政发【2011】255 号	2011.12.31
4	云南省突发事件应对条例	云南省第十二届人民代表大会常务委员会第十次会议通过	2014.12.01
5	云南省人民政府关于进一步加强安全生产工作的决定	云政发〔2011〕229 号	2011.11.14
6	云南省人民政府贯彻落实国务院关于进一步加强企业安全生产工作通知的实施意见	云政发〔2010〕157 号	2010.10.25
7	云南省生产安全事故应急办法	云南省人民政府令 第 227 号	2024.2.1
8	云南电力调度控制中心关于印发《云南电网并网电厂二次系统复核性试验管理办法（试行）》的通知	调度继电〔2013〕19 号	
9	南方电网新能源场站一次调频功能技术要求	南网总调[2019]25 号	

10	云南电网新能源场站接入系统技术原则		
11	关于转发南方电网集中式新能源场站运行数据接入调度主站技术方案的通知	总调自（2021）35号	

1.2.4 部门规章及规范性文件

序号	规章名称	文号	实施日期
1	生产经营单位安全培训规定	国安监总局令第3号(第80号令修改)	2015.5.29
2	安全生产事故隐患排查治理暂行规定	国家安全生产监督管理总局令第16号	2008.02.01
3	生产安全事故信息报告和处置办法	国家安全生产监督管理总局令第21号	2009.07.01
4	特种作业人员安全技术培训考核管理规定	国家安全生产监督管理总局令第30号	2010.07.01
5	建设项目安全设施“三同时”监督管理办法	国家安全生产监督管理总局令第36号(77号令修改)	2015.05.01
6	关于修改《〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定》部分条款的决定	国家安全生产监督管理总局令第42号	2011.11.01
7	国家安监总局关于修改〈生产经营单位安全培训规定〉等11件规章的决定	国家安全生产监督管理总局令第63号	2013.08.19
8	国家安监总局关于修改〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定等四部规章的决定	国家安全生产监督管理总局令第77号	2015.05.01
9	《国家安监总局关于废止和修改劳动防护用品和安全培训等领域十部规章的决定》	国家安全生产监督管理总局令第80号	2015.07.01
10	生产安全事故应急预案管理办法	根据2019年7月11日应急管理部令第2号《应急管理部关于修改〈生产安全事故应急预案管理办法〉的决定》修正)	2019.09.01
11	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	2023年12月1日经国家发展改革委第6次委务会通过2023年12月27日国家发展改革委令第7号公布自2024年2月1日起施行	2024.02.01
12	电力监控系统安全防护规定	国家发展和改革委员会令第14号	2014.09.01
13	电力安全生产监督管理办法	国家发展和改革委员会令第21号	2015.03.01
14	电力建设工程施工安全监督管理办法	国家发展和改革委员会令第28号	2015.10.01
15	国家能源局关于印发《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》的通知	国能发安全〔2023〕22号	2023.03.09
16	电力企业应急预案管理办法	国能安全〔2014〕508号	2014.11.27
17	电力企业应急预案评审与备案细则	国能综安全〔2014〕953号、	2014.12.3
18	国家能源局关于印发《电力二次系统安全管理若干规定》的通知(2022修订)	国能发安全规〔2022〕92号	2022.12.17
19	中央企业安全生产监督管理暂行办法	国资委令第21号	2008.09.01
20	中央企业安全生产禁令	国资委令第24号	2011.01.01
21	企业安全生产费用提取和使用管理办法	财资〔2022〕136号	2022.11.21
22	国家电力监管委员会安全生产令	国家电力监管委员会令第1号	2004.02.18
23	电力安全生产监管办法	国家发展和改革委员会令第21号	2015.03.01

序号	规章名称	文号	实施日期
24	电网运行规则(试行)	国家电力监管委员会令第 22 号	2007.01.01
25	关于深入开展电力安全生产标准化工作的指导意见	电监安全【2011】21 号	2011.08.05
26	关于印发〈发电企业安全生产标准化规范及达标评级标准〉的通知	电监安全【2011】23 号	2011.08.31
27	电力设施保护条例实施细则	中华人民共和国国家经济贸易委员会、中华人民共和国公安部令第 8 号	1999.03.18
28	火灾事故调查规定	中华人民共和国公安部令第 108 号	2009.05.01
29	防雷装置设计审核与验收规定	国家气象局令第 21 号	2011.09.01
30	中国气象局关于修改〈防雷减灾管理办法〉的决定	国家气象局令第 24 号	2013.06.01
31	建设工程消防设计审查验收管理暂行规定	中华人民共和国住房和城乡建设部令第 51 号	2020.06.01
32	关于《预防印发多雷地区变电站断路器等设备雷害事故技术措施》的通知	国家电网生[2009]1208 号	
33	重大电力安全隐患判定标准（试行）	国能综通安全（2022）123 号	2022.12.29

1.2.5 国家标准

序号	法规名称	文号	实施日期
1	中国地震动参数区划图	GB 18306-2015	2015.06.01
2	建筑抗震设计规范	GB 50011-2010, [2024 修订版]	2024.08.01
3	电力设施抗震设计规范	GB 50260-2013	2013.09.01
4	建筑工程抗震设防分类标准	GB 50223-2008	2008.07.30
5	钢结构设计标准	GB 50017-2017	2018.07.01
6	机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求	GB/T 8196-2018	2019.07.01
7	机械安全防止上下肢触及危险区的安全距离	GB/T 23821-2022	2022.11.08
8	安全防范工程技术标准	GB 50348-2018	2018.12.01
9	建筑灭火器配置设计规范	GB 50140-2005	2005.10.01
10	建设工程施工现场消防安全技术规范	GB 50720-2011	2011.08.01
11	火灾自动报警系统设计规范	GB 50116-2013	2014.05.01
12	生产过程安全卫生要求总则	GB/T 12801-2008	2009.10.01
13	工业企业设计卫生标准	GBZ 1-2010	2010.08.01
14	生产过程危险和有害因素分类与代码	GB/T 13861-2022	2022.10.01
15	企业职工伤亡事故分类	GB/T 6441-1986	1987.02.01
16	电力工程电缆设计标准	GB 50217-2018	2018.09.01
17	建筑物防雷设计规范	GB 50057-2010	2011.10.01
18	建筑设计防火规范	GB 50016-2014, [2018 年版]	2015.05.01
19	建筑照明设计标准	GB 50034-2013	2014.06.01
20	建筑采光设计标准	GB 50033-2013	2013.05.01

序号	法规名称	文号	实施日期
21	建筑内部装修设计防火规范	GB 50222-2017	2018.04.01
22	爆炸危险环境电力装置设计规范	GB 50058-2014	2014.10.01
23	防洪标准	GB 50201-2014	2015.05.01
24	工业企业总平面设计规范	GB 50187-2012	2012.08.01
25	工作场所有害因素职业接触限值 第1部分：化学有害因素	GBZ 2.1-2019	2020.04.01
26	工作场所有害因素职业接触限值 第2部分：物理因素	GBZ 2.2-2007	2007.11.01
27	混凝土结构设计规范	GB 50010-2010	2011.07.01
28	危险化学品重大危险源辨识	GB 18218-2018	2019.03.01
29	低压配电设计规范	GB 50054-2011	2012.06.01
30	用电安全导则	GB/T 13869-2017	2018.07.01
31	固定式钢梯及平台安全要求 第1部分：钢直梯	GB 4053.1-2009	2009.12.01
32	固定式钢梯及平台安全要求 第2部分：钢斜梯	GB 4053.2-2009	2009.12.01
33	固定式钢梯及平台安全要求 第3部分：工业防护栏杆及钢平台	GB 4053.3-2009	2009.12.01
34	空调通风系统运行管理标准	GB 50365-2019	2019.12.01
35	继电保护和安全自动装置技术规程	GB/T 14285-2023	2024-03-01
36	六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则	GB/T 8905-2012	2013.02.01
37	建筑用墙面涂料中有害物质限量	GB 18582-2020	2020.12.01
38	焊接与切割安全	GB 9448-1999	2000.05.01
39	图形符号 安全色和安全标志 第1部分：安全标志和安全标记的设计原则	GB/T 2893.1-2013	2013.11.30
40	安全标志及其使用导则	GB 2894-2008	2009.10.01
41	道路交通标志和标线第1部分：总则	GB 5768.1-2009	2009.07.01
42	道路交通标志和标线第2部分：道路交通标志	GB 5768.2-2022	2022.10.01
43	道路交通标志和标线第3部分：道路交通标线	GB 5768.3-2009	2009.07.01
44	消防安全标志设置要求	GB 15630-1995	1996.02.01
45	消防应急照明和疏散指示系统	GB 17945-2010	2011.05.01
46	安全色	GB 2893-2008	2009.10.01
47	生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则	GB/T 29639-2020	2021.04.01
48	头部防护 安全帽	GB 2811-2019	2020.07.01
49	个体防护装备配备规范 第1部分：总则	GB 39800.1-2020	2022.01.01
50	工业建筑供暖通风与空气调节设计规范	GB 50019-2015	2016.02.01
51	供配电系统设计规范	GB 50052-2009	2010.07.01
52	电力装置的继电保护和自动装置设计规范	GB/T 50062-2008	2009.06.01
53	交流电气装置的接地设计规范	GB/T 50065-2011	2012.06.01
54	太阳能光伏照明装置总技术规范	GB/T 24460-2009	2010.12.01
55	光伏电站设计规范	GB 50797-2012	2012.11.01
56	光伏电站施工规范	GB 50794-2012	2012.11.01
57	光伏发电工程施工组织设计规范	GB/T 50795-2012	2012.11.01
58	光伏发电工程验收规范	GB/T 50796-2012	2012.11.01
60	光伏（pv）系统电网接口特性	GB/T 20046-2006	2006.02.01
61	35kV~110kV 变电站设计规范	GB 50059-2011	2012.08.01

序号	法规名称	文号	实施日期
62	3~110kV 高压配电装置设计规范	GB 50060-2008	2009.06.01
63	电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分	GB 26860-2011	2012.06.01
64	电气装置安装工程 电气设备交接试验标准	GB 50150-2016	2016.12.01
65	工作场所职业病危害警示标识	GBZ 158-2003	2003.12.01
66	光伏发电系统接入配电网技术规定	GB/T 29319-2012	2013.06.01
67	光伏发电站接入电力系统设计规范	GB/T 50866-2013	2013.09.01
68	火力发电厂与变电站设计防火标准	GB 50229-2019	2019.08.01
69	电力系统安全稳定导则	GB 38755-2019	2020.07.01
70	电网运行准则	GB/T 31464-2022	2023.07.01
71	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范	GB/T 50064-2014	2014.12.01
72	工业电视系统工程设计标准	GB/T 50115-2019	2019.12.01
73	建筑物电子信息系统防雷技术规范	GB 50343-2012	2012.12.01
74	工作场所职业病危害作业分级 第3部分:高温	GBZ/T 229.3-2010	2010.10.01
75	低温作业分级	GB/T 14440-1993	1994.01.01
76	光伏发电站运行规程	GB/T 38335-2019	2020.07.01
77	光伏发电站安全规程	GB/T 35694-2017	2018.07.01

1.2.6 行业技术标准

序号	法规名称	文号	实施日期
1	电力设备典型消防规程	DL 5027-2015	2015.09.01
2	电力设备预防性试验规程	DL/T 596-2021	2021.10.26
3	电力工程直流电源系统设计技术规程	DL/T5044-2014	2015.03.01
4	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合	DL/T 620-1997	1997.10.01
5	电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程	DL/T 724-2021	2021.07.01
6	电缆防火措施设计和施工验收标准	DLGJ 154-2000	2001.01.01
7	变电站和换流站给水排水设计规程	DL/T 5143-2018	2019.05.01
8	电力系统数字微波通信工程设计技术规程	DL/T 5025-2005	2005.06.01
9	变电站总布置设计技术规程	DL/T 5056-2007	2008.06.01
10	施工现场临时用电安全技术规范（附条文说明）	JGJ 46-2005	2005.07.01
11	电力系统调度自动化设计规程	DL/T 5003-2017	2017.12.01
12	变电站运行导则	DL/T 969-2005	2006.06.01
13	接地装置特性参数测量导则	DL/T 475-2017	2017.12.01
14	继电保护和电网安全自动装置检验规程	DL/T 995-2016	2017.05.01
15	高压配电装置设计规范	DL/T 5352-2018	2018.07.01
16	电力调度自动化运行管理规程	DL/T 516-2017	2017.12.01
17	电网运行准则	DL/T 1040-2007	2007.12.01
18	电力技术监督导则	DL/T 1051-2019	2019.10.01
19	高压电气设备绝缘技术监督规程	DL/T 1054-2021	2021.10.26
20	继电保护和安全自动装置运行管理规程	DL/T 587-2016	2017.05.01
21	建筑桩基技术规范	JGJ 94-2008	2008.10.01
22	电力行业紧急救护技术规范	DL/T 692-2018	2018.07.01
23	电力变压器运行规程	DL/T 572-2021	2021.10.26

序号	法规名称	文号	实施日期
24	电力系统光纤通信运行管理规程	DL/T 547-2020	2021.02.01
25	发电设备可靠性评价规程 第 1 部分：通则	DL/T 793.1-2017	2017.12.01
26	发电设备可靠性评价规程 第 7 部分：光伏发电设备	DL/T 793.7-2022	2022.11.13
27	电力通信运行管理规程	DL/T 544-2012	2012.03.01
28	电力系统通信站过电压防护规程	DL/T 548-2012	2012.03.01
29	光伏发电站防雷技术规程	DL/T 1364-2014	2015.03.01
30	六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护导则	DL/T 639-2016	2016.06.01
31	220kV~750kV 变电站设计技术规程	DL/T 5218-2012	2012.12.01
32	35kV~220kV 无人值班变电站设计技术规程	DL/T 5103-2012	2012.03.01
33	太阳能光伏系统防雷技术规范	QX/T 263-2015	2015.05.01
34	电力安全工作规程 高压试验室部分	DL/T 560-2022	2022.11.13
35	中国南方电网电力监控系统安全防护技术规范	Q/CSG1204009-2015	2016.01.01
36	变电站建筑结构设计技术规程	DL/T 5457-2012	2012.12.01

1.2.7 安全生产行业技术标准

序号	法规名称	文号	实施日期
1	安全评价通则	AQ 8001-2007	2007.04.01
2	安全预评价导则	AQ 8002-2007	2007.04.01
3	生产安全事故应急演练基本规范	AQ/T 9007-2019	2020.02.01

1.2.8 其它资料

- 1.投资项目备案证；
- 2.中国能源建设集团云南省电力设计院有限公司编制的《半坡茶光互补光伏发电项目可行性研究报告》，2024 年 07 月编制；
- 3.华能澜沧江(普洱)新能源有限公司委托昭通市鼎安科技有限公司进行安全生产条件分析报告的《委托书》；
- 4.华能澜沧江(普洱)新能源有限公司提供相关技术资料。

1.2.9 评价基准日

评价组于 2024 年 7 月 25 日到项目现场进行勘验检查，评价组以当日现场情况为准编制本评价报告。

第 2 章 建设项目概况

本章节的内容来源于中国能源建设集团云南省电力设计院有限公司 2024 年 07 月编制的《半坡茶光互补光伏发电项目可行性研究报告》。

2.1 建设单位简介

本项目的申办企业为华能澜沧江(普洱)新能源有限公司，营业执照基本情况如下：

名称：华能澜沧江(普洱)新能源有限公司

统一社会信用代码：91530800MA7C3T1U8M

类型：有限责任公司

法定代表人：蒋金磊

注册资本：10000 万元人民币

成立日期：2021-10-14

住所：云南省普洱市思茅区白云路茶马古镇 B 区 1 号步行街 12 栋 4 号

经营范围：经营范围包括许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以审批结果为准）一般项目：电气设备修理；电动汽车充电基础设施运营；新兴能源技术研发；风力发电技术服务；太阳能发电技术服务；发电技术服务；工程管理服务（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。（涉及国家规定实施准入特别管理措施的除外）。

2.2 可行性研究报告编制单位

《可行性研究报告》编制单位为中国能源建设集团云南省电力设计院有限公司。证书编号：A153001315；有效期：至 2029 年 06 月 25 日。资质等级：电力行业甲级；建筑行业(建筑工程)甲级。可承担建筑装饰工程设计、建筑幕墙工程设计、轻型钢结构工程设计、建筑智能化系统设计、照明工程设计和消防设施工程设计相应范围的甲级专项工程设计业务。。可承接各行业、各等级的建设工程设计业务。

2.3 项目投资备案证情况

华能澜沧江(普洱)新能源有限公司的半坡茶光互补光伏发电项目（下文称“本项目”）于 2024 年 07 月 12 日取得宁洱哈尼族彝族自治县发展和改革局核发的《云南省固定资产投资备案证》【备案号[项目代码]: 2407-530821-04-01-788558】。

2.4 项目地理位置

拟建项目半坡茶光互补光伏发电项目的用地区域位于东经 $101^{\circ}18'29.96''\sim 101^{\circ}16'07.82''$ 、北纬 $22^{\circ}53'29.17''\sim 22^{\circ}54'33.36''$ 之间，地处宁洱县勐先镇雅路村至何家寨之间的山坡地带，场址中心距离宁洱县直线距离约 30.6km。海拔高程在 1400m~1850m 之间。地面作物主要为茶树、农作物、低矮灌木和荒草。场址地形开阔，适宜光伏建设。

项目工程地理位置如图 2.4-1 所示。

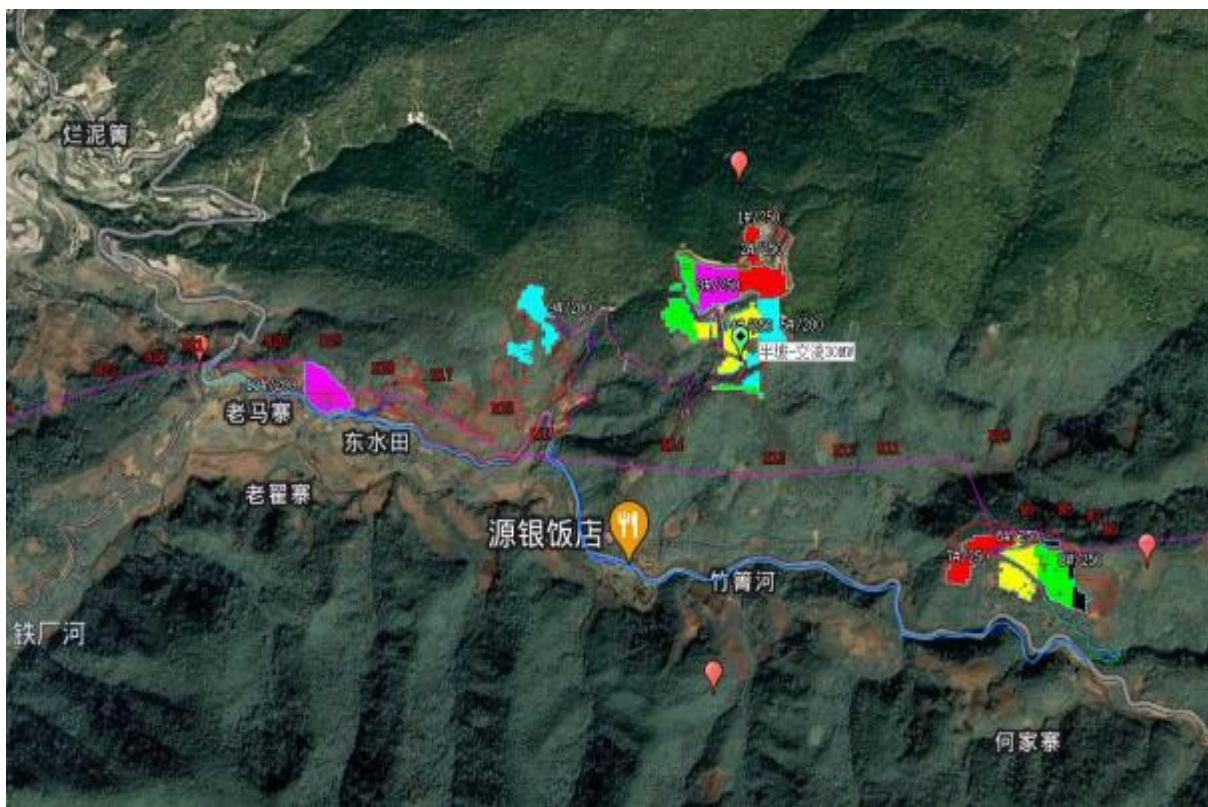


图 2.4-1 半坡茶光互补光伏发电项目站址地理位置图

2.5 建设规模

本拟建项目交流侧容量 30MW_p，直流侧容量约 38.164MW_p，共规划 10 个光伏方阵，

其中 7 个标称容量 3.2MW 的组串式逆变方阵和 3 个标称容量 2.56MW 的组串式逆变方阵，选用峰值功率为 580W_p 的单晶硅电池组件。每个方阵配置 250/200 个组串（每个组串由 28 块组件串联），10/8 台额定功率 320kW 的组串式逆变器，7/3 台容量为 3200/2600kVA 双绕组箱变。

场区电力利用从鱼塘寨光伏项目出线的同塔双回 35kV 架空集电线路的 B 回，送至半坡箐 220kV 升压站，然后统一送出。

2.6 太阳能资源

场址年太阳总辐射为 5530.7MJ/(m²•a)，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526—2019），判定其太阳能资源属于很丰富区，等级为 B 级，其资源具备开发条件。

本项目所在区域代表年各月平均日水平面总辐照量最小值与最大值之比为 0.586，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526—2019）可判定本项目太阳能资源稳定度等级为 A 级，等级名称为很稳定。

2.7 气象条件

云南省气象局下辖 16 个州(市)气象局，125 个县级气象局，10 个独立设置的县级气象机构（气象站 1 个，本底站 1 个，农试站 1 个，雷达站 7 个）。

宁洱县气象站位于宁洱县县城内，经纬度坐标为：东经 101°03′、北纬 23°02′，海拔 1320m，至今已有 30 多年实际观测资料，但无太阳能辐射资料。宁洱县气象站的近 30 年气象数据见表 2.7-1

表2.7-1 宁洱县气象站近 30 年气象观测数据汇总表

项 目		数值
位置	经度	101°03′
	纬度	23°02′
	海拔（m）	1320
气压	平均气压（hPa）	867.6
气温	平均气温（℃）	18.3
	极端最高气温（℃）	33.8
	极端最低气温（℃）	-2.3

湿度	平均相对湿度 (%)	79
	平均水汽压 (hPa)	16.6
风速及风向	平均风速 (m/s)	1.1
	极大风速	15
	主导风向	S
降水量	平均降水量 (mm)	1448.5
	最大日降水量 (mm)	133
日照	年平均日照时数 (h)	1969.3
	年平均日照百分率 (%)	45
天气日数	年平均雷暴日数 (d)	100.5
	年平均冰雹日数 (d)	1.9
	年平均雾日 (d)	92.6
	年平均大风日 (d)	4.7

2.8 工程地质

2.8.1 区域地质概况

2.8.1.1 地形地貌概况

拟建站址位于普洱市宁洱县，宁洱县全境皆山，地貌纵横交错，地质构造属喀斯特地貌。宁洱县地处横断山脉南段。东西遥对的把边江和小黑江沿县界呈帚状向南扩展，无量山脉纵穿南北，形成分水岭。地势北高南低，境内海拔差距大，平均每公里海拔高度下降22米。最高点为梅子乡与景谷县交界的干坝子大山，海拔为2851.1米；最低点为黎明乡窑房把边江与勐野江的合江口，海拔551.7米。站址区域属低中山地貌，坡度一般为10~15度，局部可达20度以上。站址区域植被发育，主要为茶树、松树、灌木，局部为旱地。

2.8.1.2 地层岩性

根据1: 20普洱幅区域地质调查报告并结合野外调查及部分地段基岩出露，区域内地层主要第四系地层坡积、坡残积(Q4)黏土、白垩系下统景星组下段(K1J1)、侏罗系中上统坝注路组(J2-3b)的泥岩和砂岩组成。现将场地地基岩土由上至下分述如下：

(1) 第四系全新统的覆盖层 (Q4)：现代坡积、坡残积的黏土，黏土多为硬塑状态，局部为可塑状态。

(2) 白垩系下统景星组下段 (K1J1)：白色石英砂岩、含砾砂岩、紫红色、黄灰色粉砂岩、泥岩。

(3) 侏罗系中上统坝注路组 (J2-3b)：紫红色泥岩、砂岩。站址区域地质简图见图2.8-1。

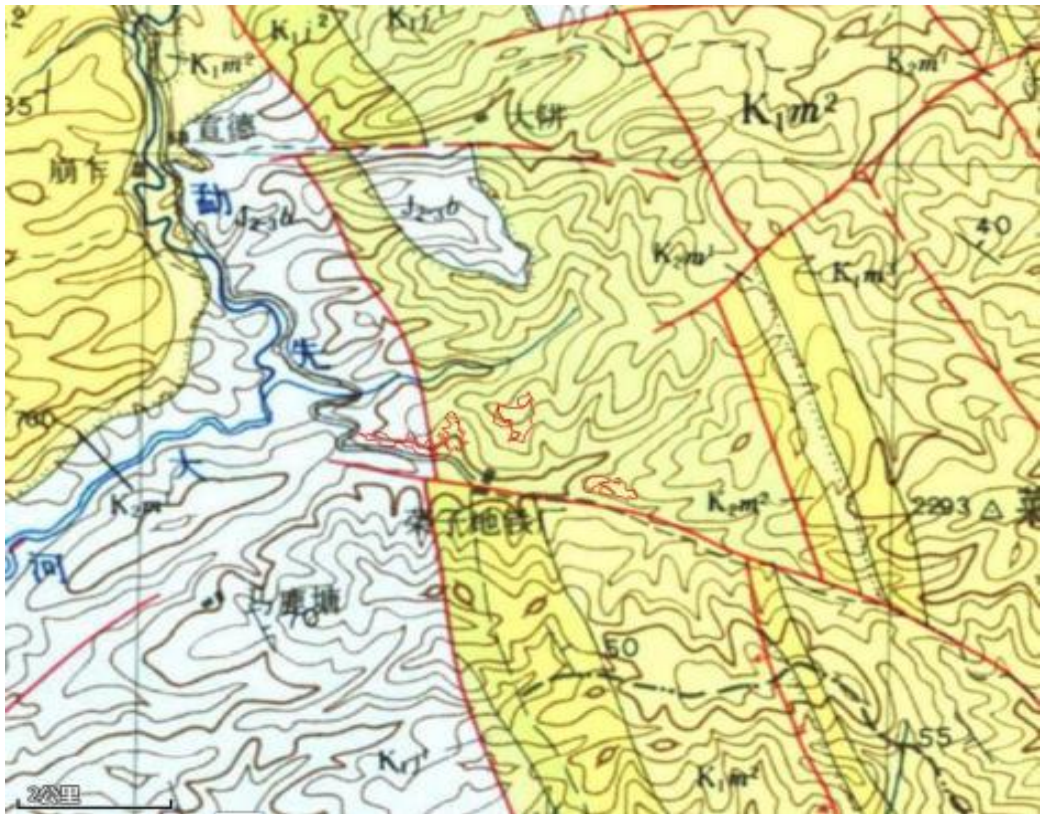


图2.8-1 站址区域地质简图 (1: 20万)

2.8.1.3 裂区域地质构造与地震

1) 区域地质构造

本区区域构造较复杂，尤其是断裂十分发育。据《中华人民共和国区域地质调查报告》<普洱幅> (1: 200000) 资料，工程区大地构造位置处于唐古拉-昌都-兰坪-思茅褶皱系 (IV)、兰坪-思茅褶皱带 (IV1)、云龙-江城褶皱束 (IV12) 工程区构造。

根据1:100万《云南活动断裂分布图》，本次所选站址区域内没有第四纪全新世活动断裂分布，区域内主要分布的活动断裂有：

(1) 麻栗树断裂 (F77)

该断裂位于拟建工程区东北侧约14km。北西端交于磨黑断裂，向南东经新寨、扎牛田、麻栗树后，南延没于白垩系中。长20 km，走向310°，倾向北东，倾角50°~75。断裂的最新活动时代为晚更新世末期，属晚更新世活动断裂。

(2) 磨黑断裂 (F78)

该断裂位于拟建工程区西侧约 0.5km。为无量断裂带东支断裂，北端始于镇源田坝西，向南经磨黑、动先、宣德、菜子地铁、大石房后山，南延被康平-营盘山北东向断裂所切，全长约 150km，总体走向呈北北西—南南东向，倾向北东或南西，倾角 50°~80°。沿断裂岩石破碎，见角砾岩化和石英脉，该断裂为晚更新世活动断裂。

(3) 整董断裂 (F79)

该断裂位于拟建工程区西侧约 7km。北于克洒西北交于北东向断裂，向南经草皮街西、白虎山、曼练山北、曼克老、康平、整董、象庄，于动板田南延入老挝，长约 150 km。整董以北走向北北西，整董以南走向近南北，倾向北东，倾角较陡。沿断裂岩石普遍变质、破碎，局部发育石英脉。属晚更新世活动断裂。



图2.8-2 工程区区域断裂分布图

1) 区域稳定性评价

(1) 区域地震地质环境

据历史记载，场地及邻区附近均有地震记录，且震中多在断层上盘发生，场地及邻区曾多次发生地震。

综上所述，根据区域内断层活动特点以及地震历史可知，麻栗树断裂（F77）、磨黑断裂（F78）、整董断裂（F79）距离场地相对较近，但均为非全新世活动断裂。综合分析工程区区域附近的断裂、地震及震级等因素并结合《建筑抗震设计规范》（2016 年版）（GB 5011-2010）第3.10.3节的规定，在工程场地10km范围内无发震断裂存在，地震动参数不用考虑计入近场影响；场地区域地震烈度为8度，工程区区域构造稳定性为基本稳定。

另外由于场地地形坡度不大，在本次勘测过程中，未发现对场地构成威胁的不良地质作用，场地基本稳定，地质构造对工程建设无重大颠覆性影响。

（2）地震动参数及地震基本烈度

根据1: 400万《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）与《建筑抗震设计标准(2024 修订版)》（GB/T50011-2010），拟建工程II类场地基本地震动峰值加速度为0.20g，基本地震动反应谱特征周期0.45s，对应的抗震设防烈度为VIII度，设计分组为第三组。如图2.8-3、图2.8-4所示。

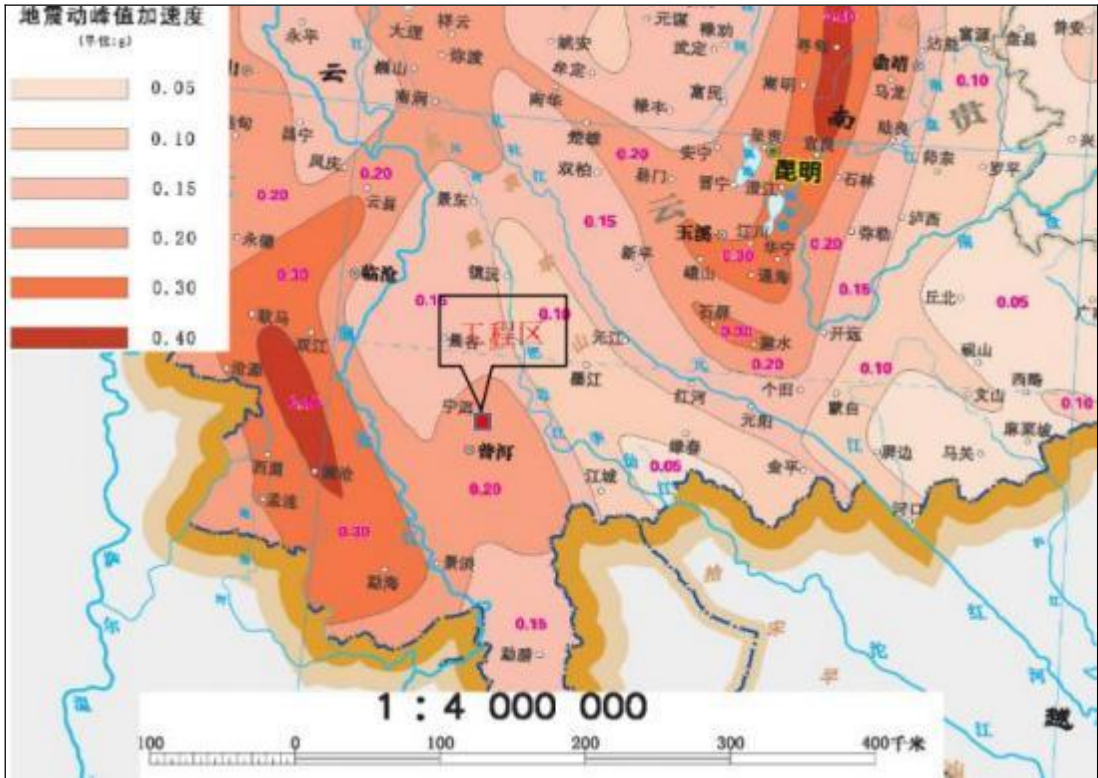


图 2.8-4 地震动参数区划图

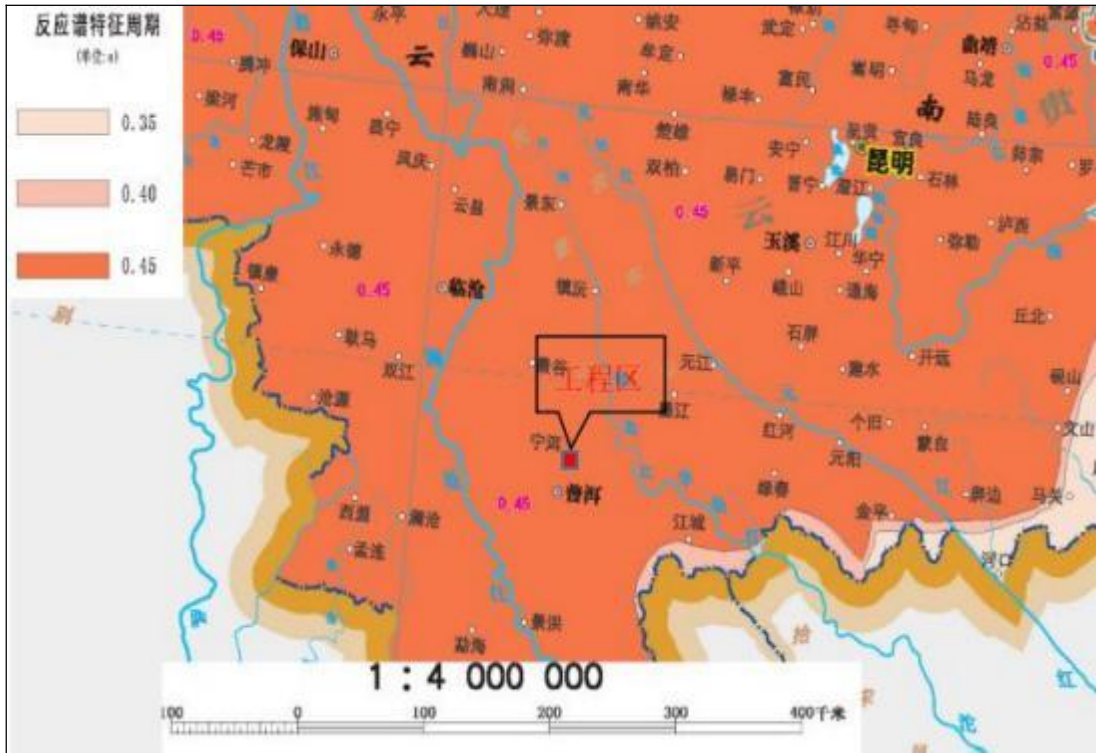


图2.8-5 地震加速度反应谱特征周期区划图

2.8.2 站址基本工程地质条件

2.8.2.1 地形地貌

工程区普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，场址距离县城直线距离30.6km。海拔高程在1400~1850m之间，场址区域内植被较发育，主要为茶树、农作物、低矮灌木和荒草。平均坡度为5~10度，局部地形最大坡度可达25度以上。

场址区地貌单元类型为构造剥蚀低中山地貌。区域地貌上以构造剥蚀低中山地貌为主，最大相对高差达 400m。

其中部分区域出现冲沟，冲沟发育规模和发育状态主要受冲沟上方汇水面积的大小、植被覆盖情况以及沟内岩土类型控制。该区域发育的冲沟以中小型冲沟为主，勘测定位时应尽量注意避让或跨越，针对无法避让的小型冲沟地区应注意植被的保护及弃土的夯实回填处理，必要情况下采取修筑排水沟等岩土工程处理措施。

2.8.2.2 地层岩性

根据地表调查结合区域地质资料，工程区出露岩土层主要有：覆盖层主要为坡积、坡残积（Q4）的硬塑状态黏土，厚度在0.5~3.0m之间，局部低洼地段在5.0m以上。基岩

主要为白垩系系的砂岩、泥岩等，基岩以强风化为主，局部中等风化，岩体节理裂隙发育，岩体较破碎，呈碎石、块石状。

2.8.2.3 地质构造

场地范围及其附近发现断层通过的迹象。场地内场区较分散，岩层构造复杂，岩层走向和节理发育方向混乱无规律。

2.8.2.4 不良地质作用

区域的不良地质作用主要表现为小型滑坡和零星冲沟。

工程区域内滑坡以自然产生的小规模为主，且突发性强，危害较大。边坡开挖等人类工程活动对自然环境的影响日趋加大，长时间降雨和特大暴雨也为不良地质作用的发育创造了条件。已对滑坡区域进行有效避让，现在对场地的稳定不构成威胁。

其中部分区域出现冲沟，冲沟发育规模和发育状态主要受冲沟上方汇水面积的大小、植被覆盖情况以及沟内岩土类型控制。该区域发育的冲沟以中小型冲沟为主，勘测定位时应尽量注意避让或跨越，针对无法避让的小型冲沟地区应注意植被的保护及弃土的夯实回填处理，必要时采取修筑排水沟等岩土工程处理措施。

根据现场调查，线路路径方案上未发现有对线路走向构成颠覆性威胁的大型滑坡、泥石流等不良地质作用。拟建线路已对影响塔位稳定的不良地质作用发育地段进行了有效避让。

2.8.2.5 特殊性岩土评价

根据现场调查，场地中主要的特殊性岩土为风化岩、残积土。

场地中存在强风化砂岩，节理裂隙发育，由于节理裂隙的不规则性，导致岩体内部的水力条件存在差异，矿物颗粒大小变化较大，容易产生不均匀风化，根据以往工程经验，在施工中部分塔位会出现基坑揭穿上部强风化岩体后，下部还会存在较为深厚的全风化层。

我方已按规范进行勘探，但勘探点为点，场地为一个面，以点推测面，加之地下岩土的复杂性，难免管中窥豹，难以看到全貌。场地如果发现强风化岩层下还存在深厚全风化层情况，请及时反馈设计。

2.8.2.6 气象和水文地质条件

(1) 气象

宁洱县属南亚热带山地季风气候，兼有热带、中亚热带、南温带等气候类型。年平均气温18.2℃，最热月（6月）平均气温22℃，最冷月（1月）平均气温12℃，无霜期334天，年均降雨量1414.9毫米，5月至10月为雨季。年平均日照时数1921.2小时。

(2) 水文地质条件

场地属水文地质单元内补给区，拟建场地地理位置相对较高，降雨入渗补给地下水后总体上以垂向运移为主，至较低洼的部位形成排泄带。根据评估区出露地层岩性、地下水赋存介质及运移和水动力特征，将场地地下水划分为松散层孔隙水和基岩裂隙水两大类。

孔隙水主要赋存于第四系地层的黏土层中，呈硬塑~可塑状，孔隙大，透水强，富水性弱。评估区内山脊和斜坡地段粘性土层厚度较小，饱水能力弱，于地表形成径流至低洼部位和入渗补给基岩含水层。

孔隙水主要接受大气降水入渗补给，以渗流的形式缓慢排泄，或入渗进入基岩含水层。由于其迳流途径短而浅，其流量大小受降雨或地形控制明显，因此，季节性变化明显。尤其是细雨后的强降雨，由于前期降雨已经使含水层中的空隙基本达到饱和，后期的集中降雨有利于孔隙水压力急剧升高，在其浸润和孔隙水压力的共同作用下，在陡坎地段极易诱发斜坡产生坍塌。

基岩裂隙水主要赋存于砂泥岩中，呈大面积分布于评估区及附近地带，受区域断裂、褶皱的影响，岩体节理裂隙发育，岩体破碎，评估区地理位置较高，且地下水入渗补给后多沿溶隙进入下部及附近含水层，地下水埋藏较深。

地下水接受大气降水直接补给，区域内基岩裸露，大气降水补给强度大，主要以垂直灌入式补给。

2.8.2.7 岩（土）体主要物理力学指标建议值

拟建工程场地岩（土）体物理力学性质均较好，地基承载力较高，是良好的天然地基基础持力层，其物理力学指标详见表2.8-1。

表 2.8-1 地基岩（土）体主要物理力学参数建议值

	物理力学指标
--	--------

岩（土）类别			重力 密 度 r(kN/m³)	压缩 模 量 Es(MPa)	内摩 擦角 Φ (°)	黏聚 力 C(kPa)	承 载 力 特 征 值 fak(kPa)	干作业钻孔桩	
								桩的极限 侧阻力标 准值qsik (kPa)	桩的极限端 阻力标准值 qpk(kPa)
覆盖层	黏性土 （硬 塑）		17.5~ 18.5	5.0~6.0	12~ 15	25~ 35	150~190	50~90	500~800
岩（土）类别			物理力学指标						
			重力 密 度 r(kN/m³)	压缩 模 量 Es(MPa)	内摩 擦角 Φ (°)	黏聚 力 C(kPa)	承 载 力 特 征 值 fak(kPa)	干作业钻孔桩	
								桩的极限 侧阻力标 准值qsik (kPa)	桩的极限端 阻力标准值 qpk(kPa)
	黏性土 （可 塑）		16.5~ 17.5	4.0~ 5.0	8~ 11	20~ 30	100~150	40~60	400~600
	碎石土 （稍 密）		17.5~ 19.0	6.0~ 8.0	15~ 20	5~ 20	180~220	120~150	1500~2000
	角砾 （稍 密）		17.0~ 18.0	5.0~ 7.0	13~ 28	5~ 10	160~190	70~100	900~1200
基岩	全 风	泥岩、 粉砂岩	16.0~ 18.0	5.0~ 7.0	15~ 25	10~ 20	190~220	80~100	1200~1500
	强 风 化	泥岩、 粉 砂 岩、砂 岩、	19.0~ 21.0	/	25~ 35	/	250~400	140~200	2000~3000
	中 等 风	泥岩、 砂岩	22.0~ 23.0	/	35~ 40	/	600~750	160~220	2500~3500

场地电阻率值参考值：800Ωm~1500Ωm。

2.8.3 场址工程地质条件

2.8.3.1 场地稳定性与适宜性分析

根据本次勘测，场址区周围 500m 范围内无活动性断裂，已满足规范要求的安全

距离。场地内及其附近未发现规模较大的滑坡、崩塌、泥石流、岩溶等影响场地稳定性的不良地质作用，地基岩、土中也未发现液化砂土、软土等特殊土存在。结合《光伏发电工程地质勘察规范》（NB/T 10100-2018）附录 C、D 和《水电工程区域构造稳定性勘察规程》（NB/T 35098-2017）的规定，在工程场地范围内无发震断裂存在，地震动参数不用考虑计入近场影响；场地区域地震烈度为Ⅷ度，场地区域构造稳定性分级为稳定性相对较好。另外在本次勘测过程中，未发现对场地构成威胁的不良地质作用，场地基本稳定，地质构造对工程建设无重大颠覆性影响。

2.8.3.2 地基岩土体工程特性

（1）第四系地层

场地内分布的第四系地层主要为黏土，黏土为棕黄、棕红色，稍湿，硬塑状态为主，局部为可塑状态，其具有较高的力学强度和较低的压缩性，可以满足天然地基基础的设计要求。

（2）基岩

场地内的基岩主要出露砂岩及泥岩，砂岩为灰黄色，多成块石状，场地内基岩具有较高的力学强度和较低的压缩性，均可以满足天然地基基础的设计要求，出露地层岩性分述如下：

泥岩：紫红色（深紫色），强风化为主，局部为全风化，泥质胶结，薄～中厚层状构造，节理裂隙发育，岩体破碎，锤击声哑，岩质软，粉末有滑腻感，岩石主要呈块状，碎块状。

泥岩：深紫色（紫红色），中等风化为主，局部为强风化，泥质胶结，薄～中厚层状构造，节理裂隙较发育，岩体较破碎，锤击声稍哑，岩质软，粉末有滑腻感，岩芯主要呈柱状和块状，局部呈碎石状。岩体基本质量等级为Ⅴ级。

砂岩：黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，粉砂状结构，簿层状构造，节理、裂隙发育，强风化为主，局部中等风化，岩体破碎，岩石呈碎石状。岩块不坚固，锤击易碎，锤击声较哑。岩体基本质量等级为Ⅴ类。

砂岩：黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，粉砂状结构，中厚层状构造，节理、裂隙发育，中等风化为主，局部强风化，岩体较完整，岩石呈块石状。岩块较坚固，锤击不易碎，锤击声较清脆。岩石较软，岩体基本质量等级为Ⅳ类。

光伏发电场地大部份缓坡，少量区域为斜坡或陡坡，表层主要被覆盖层所覆盖，大部分边坡地段覆盖层较薄，下伏基岩为中等风化～微风化玄武岩，未发现滑坡、

崩塌及拉裂变形迹象，边坡整体稳定。

(3) 建筑场地类别、场地土类型与地震效应

依据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)及有关规定，并结合场地地形地貌特征，场地基岩出露地带及覆盖层厚度小于 5 米的地带，其建筑场地类别为Ⅱ类，场地土类型为中硬土；场地覆盖层厚度大于或等于 5 米的地带，其建筑场地类别为Ⅱ类，场地土类型为中硬土。根据场地的岩土工程条件，场地受岩溶控制，覆盖层厚度变化大，同一平面上地基岩（土）存在明显的不均一性，应属抗震不利地段。场地内未发现软土、粉土及砂土分布，故不存在地震液化与震陷问题。

(4) 建筑物持力层及处理措施建议

场地地基岩土主要为残积型黏土、泥岩及砂岩组成。黏土为棕黄、棕红色，稍湿，硬塑状态为主，局部为可塑状态。下伏泥岩、砂岩为中等风化，块石状。上述岩土层物理力学性质均较好，地基承载力较高，是良好的天然地基基础持力层。在覆盖层较薄地段，地基为岩土组合的不均地基。如变形不能满足要求，建议将表层的黏土清除后，用毛石混凝土换填；或超挖，使基础置于完整基岩上；或设置褥垫层等措施进行处理。

2.8.3.3 工程地质问题

(1) 地基不均匀沉降评价

场地内的地基岩土主要由黏土及砂岩构成，砂岩风化不均匀，不同风化状态的岩石强度不同，地基为岩土组合的不均地基。

(2) 边坡稳定性评价

工程场地局部地段边坡较陡，岩土结构松散，场地开挖可能会影响边坡的稳定性，因而设计时应尽量减小大面积的开挖，布置设备时，应避开陡坡地段。场地内原始边坡稳定，开挖边坡坡高在 8 米以内时，土质边坡可按 1: 1.00~1: 1.50 的坡率进行放坡，岩质边坡可按 1: 0.25~1: 0.35 的坡率进行放坡；填方地段请设置支挡结构进行支挡。

2.8.3.4 太阳能电池方阵地质条件

本次勘测过程中，除进行了部分有代表性的坑探外，对场地还进行了详细的现场地质调查。经过本次勘测，查明太阳能电池方阵场地地基岩土主要为第四系全新统残积型黏土及下伏的侏罗系、白垩系泥岩及砂岩组成。黏土为棕黄、棕红色，稍湿，硬塑状态，场地局部低洼处为可塑状态；厚度一般为 0~5 米，局部低缓地段大于 5 米。下伏泥岩、砂岩为中等风化，多呈块石状。上述岩土层均具有较好的物理力学性质和较高的地基承载能力，均可采用天然地基，其基础形式可采用钢筋混凝土独立基础或锚杆基础等。

2.8.3.5 场内道路工程地质条件

(1) 道路挖填方边坡评价

根据本次场址区规划的道路路线都是已修建好的乡村道路及农用机耕道路，少部分地段可能会进行拓宽及整改，进而形成边坡，小于 5m 的边坡，建议采用坡率法或挡土墙等工程措施进行治理。大于 5m 高陡边坡，建议分台阶放坡开挖，台阶高度不宜大于 8.00m，开挖后，坡面宜采取适当的防护措施，必要时可进行格构支挡加锚杆等支护处理。

填方区回填时先清除斜坡表层松散的黏土，并将斜坡面开挖成台阶状，可消除填土沿岩土界面滑动可能。当填土较厚时建议设挡墙支挡，并以中等风化砂岩为挡墙持力层，场地回填时应分层碾压，并严格控制填料质量、分层铺设厚度、粒径、压实系数等。

(2) 道路岩土工程条件评价

拟建道路所通过的路基地表为硬塑或可塑状态黏土，下伏为中等风化砂岩，未发现软弱土层及软弱下卧层，地层分布稳定，强度高，低载条件下变形小，可以满足公路路基设计要求，路线范围内未发现有滑坡及泥石流等不良地质作用。

拟建道路地基土：除地表 0.30~0.60m 表层土层含腐植物，松散状态，不宜作为路基使用。其下主要为黏土及砂岩，力学性能均较好，承载力高，能满足设计要求。

设计施工时须考虑清除表层、遇到相对较软弱土层及岩土组合地基时，建议采用置换、压实强夯或设置褥垫层等工程措施进行处理。

2.8.3.6 水、土腐蚀性评价

根据当地建筑经验并结合场地土壤电阻率值，判断地表水及场址岩土对混凝土结构有微腐蚀性，对钢结构有微腐蚀性。

2.8.3.7 结论与建议

(1) 拟建场地与区域性深大断裂带的距离满足规范要求，场区无断裂通过，地质构造稳定，适宜工程建设。

(2) 根据 1:400 万《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)与《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)(2016 版)，拟建工程Ⅱ类场地基本地震动峰值加速度为 0.20g，基本地震动反应谱特征周期 0.45s，对应的抗震设防烈度为Ⅷ度，设计分组为第三组。

(3) 拟建场地地层为第四系全新统黏土及下伏的泥岩、砂岩组成。

(4) 地下水以基岩裂隙水、孔隙水为主，埋藏深，基础设计及施工可不考虑地下水对基础的不利影响。水及土对混凝土结构有微腐蚀性，对钢结构有微腐蚀性。

(5) 经过现场广泛的地质调查和所经县(区)国土部门收资了解，工程区发育的不

良地质作用类型主要为浅表层滑坡、冲沟等。

(6) 黏土，褐色，稍湿，全场地基土均有分布，厚薄不均，具有一定承载力。该层均匀性差，韧性高、干强度高，工程性质较好，可作为光伏板基础持力层。基岩多呈强风化状态，均具有较高的地基承载力，低压缩性，可作为建（构）筑物基础的持力层。

(7) 在工程建设施工中，设计、施工单位严格执行国家法律法规及规程规范，并采取一定有效措施，保证工程建设不会对周围地质环境造成危害。

(8) 下一阶段勘察工作应根据开关站及站内建（构）筑物的具体、确定位置，有针对性的布置适量勘探工作量，以满足设计要求。

2.9 并网光伏电站发电量估算

根据太阳辐射量、系统组件总功率、系统总效率等数据，太阳能电池组件采用固定系统，倾斜 21°布置。本工程采用 580Wp 单晶硅太阳能电池组件，系统规划额定容量为 30MW，安装容量为 38.164MWp。据此计算并网光伏发电系统的年总发电量。

本光伏电站理论发电量计算软件采用国内外普遍使用的 PVsyst 软件进行。

为进一步加强光伏制造行业管理，规范产业发展秩序，提高行业发展水平，加快推进光伏产业转型升级，工业和信息化部（电子信息司）组织修订完成了《光伏制造行业规范条件（2021 年本）》文中提到的“晶硅组件衰减率首年不高于 2.5%，后续每年不高于 0.6%，25 年内不高于 17%；薄膜组件衰减率首年不高于 5%，后续每年不高于 0.4%，25 年内不高于 15%”的指导意见，确定光伏组件各年的衰减率。

本项目采用单晶硅双面 N 型组件，根据厂家资料，本阶段首年衰减按 1%，之后每年衰减率为 0.4%。按此计算，结果见下表。

表 2.9-1 25 年衰减及平均年发电量测算表（单位： MWh/a）

年份	系统衰减	发电量系数	发电量	各年小时数
（第 年）	（%）		（MWh）	
1	1	0.99	52013.7	1362.9
2	0.4	0.986	51803.8	1357.4
3	0.4	0.982	51593.9	1351.9
4	0.4	0.978	51380.2	1346.3
5	0.4	0.974	51170.3	1340.8
6	0.4	0.97	50960.4	1335.3

7	0.4	0.966	50750.5	1329.8
8	0.4	0.962	50540.6	1324.3
9	0.4	0.958	50330.7	1318.8
10	0.4	0.954	50120.8	1313.3
11	0.4	0.95	49910.9	1307.8
12	0.4	0.946	49701.0	1302.3
13	0.4	0.942	49491.1	1296.8
14	0.4	0.938	49281.2	1291.3
15	0.4	0.934	49071.3	1285.8
16	0.4	0.93	48861.4	1280.3
17	0.4	0.926	48651.5	1274.8
18	0.4	0.922	48441.6	1269.3
19	0.4	0.918	48227.8	1263.7
20	0.4	0.914	48017.9	1258.2
21	0.4	0.91	47808.0	1252.7
22	0.4	0.906	47598.1	1247.2
23	0.4	0.902	47388.2	1241.7
24	0.4	0.898	47178.3	1236.2
25	0.4	0.894	46968.4	1230.7
总发电量 (MW.h)			1237261.6	
25 年年平均发电量 (MW.h)			49490.5	
年平均小时 (h)				1296.8

根据太阳辐射量、系统组件总功率、系统总效率等数据，太阳电池组件采用固定系统，倾斜 21°布置。电站规划额定容量为 30MW，安装容量为 38.164MWp，计算得出，25 年总发电量 1237261.6MW·h，25 年年平均发电量 49490MW·h，25 年年平均等效满负荷利用小时数为 1296.8 小时，其中首年利用小时数为 1362.9 小时。

2.10 总平面布置

2.10.1 光伏电站总平面布置原则

1) 本工程太阳电池方阵场地不做大规模场平，方阵主要随原始地形南北向直列布置；

2) 为了增加土地利用效率, 组件南向坡度控制在 35° , 东西向坡度控制在 30° , 北向坡度控制在 15° 。部分地块存在东西向陡坡, 为提高土地使用率, 部分地块东西向坡度较大区域采用顺坡布置的方式以减小行间距提高装机容量。

3) 升压站利用半坡箐 220kV 站, 不考虑选址问题。

4) 道路布置尽量考虑在不占用方阵布置的较佳区域, 并有利于太阳能电池方阵、升压站、逆变器、箱变的布置。

5) 根据周边环境特点, 升压站、逆变及箱变器等非太阳能电池方阵的设施尽可能布置在场址比较平缓的地段, 以减小土方量, 且不影响太阳能电池方阵的合理布置。

2.10.2 光伏电站总平面布置

2.10.2.1 方阵阵列间距设计

1、支架电池组串的排列设计

结合复杂多变的山地地形和电气接线需要, 本工程每个太阳能电池组串支架的纵向为 2 排、每排 14 块组件, 即: 每个单支架上安装 28 块电池组件, 满足 1 个组串。组件竖向安装, 组件间距东西为 50mm, 南北为 200mm, 每一支架阵面平面尺寸约为 $L \times B=16.6\text{m} \times 4.756\text{m}$, 如下图所示。

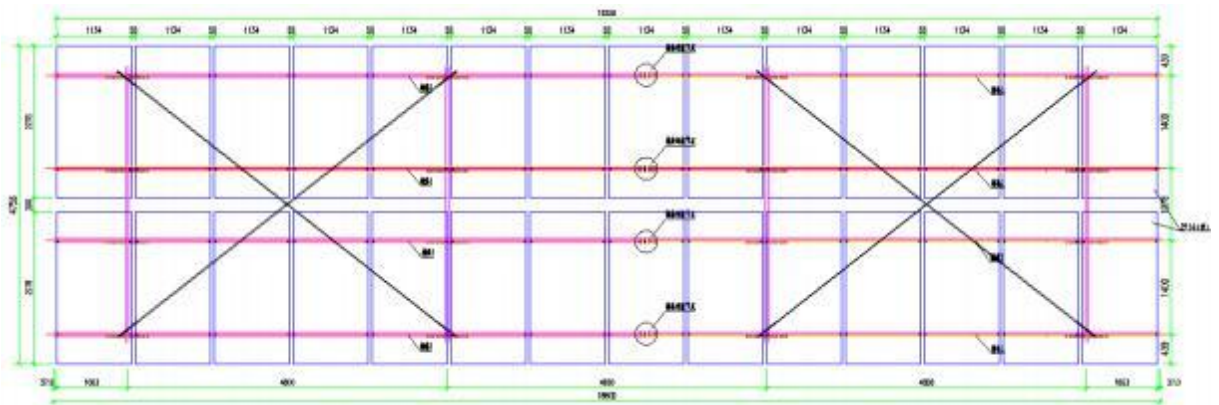


图 2.10-1 晶体硅单支架方阵面组件纵向排列

2、支架间距设计

根据本工程系统总体方案确定太阳能电池阵列面最佳倾角为 21° 。

太阳能电池方阵阵列间距计算, 应按太阳高度角最低时的冬至日仍保证组件上日照时间有 6 小时(上午 9 时至下午 15 时)的日照考虑。其阵列间距计算示意图, 太阳高度角、方位角与电池板倾角关系如下图所示。

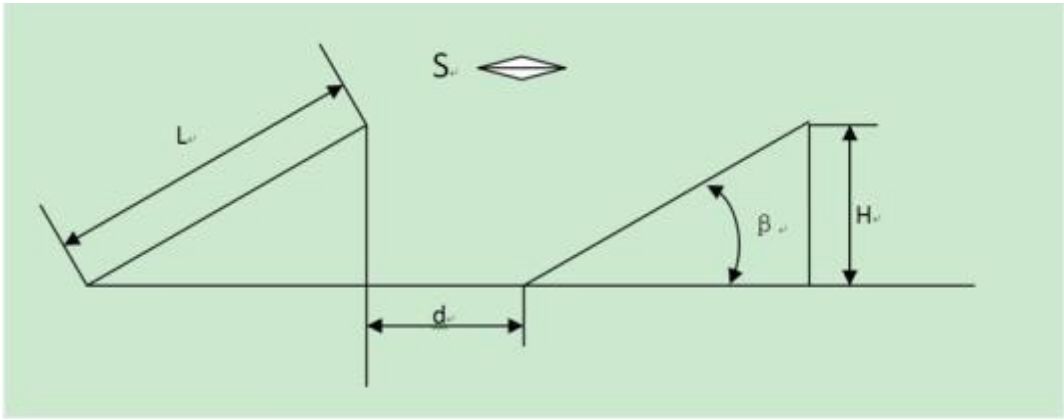


图 2.10-2 太阳电池组件光伏阵列间距计算示意图

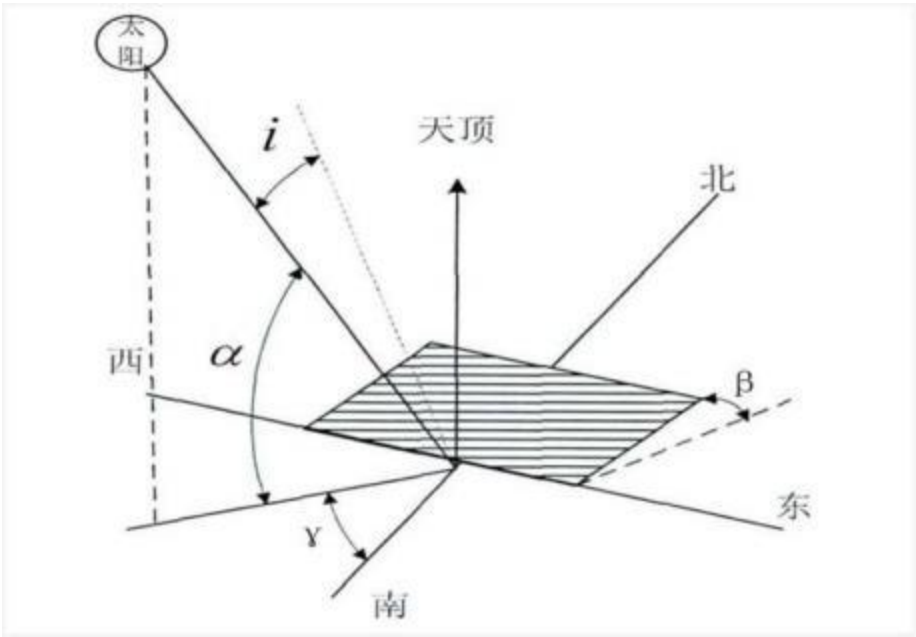


图 2.10-3 太阳高度角、方位角、电池板倾角关系示意图

图示说明：

d：组串在南北向上的投影距离，单位：mm；

L：太阳电池阵列面宽度，单位：mm；

H：电池组件与地面高差，单位：mm；

β ：电池阵列面倾角，单位：度；

α ：太阳高度角，单位：度； γ ：太阳方位角，单位：度；

φ ：纬度（北半球为正、南半球为负），单位：度，本项目场地为 22.909 度。支架间

最小列间距计算公式：

$$d=L\sin\beta\times (0.707\tan\varphi+0.4338)/(0.707-0.4338\tan\varphi);$$

由以上计算公式可知：本工程水平面支架间最小列间距为 2.38 米。

根据《云南省自然资源厅云南省能源局关于进一步支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的通知》（云自然资[2019]196 号）：“光伏复合项目，架设在一般耕地或其他农用地上的光伏方阵用地，满足光伏组件最低沿高于地面 2.5 米、高于最高水位 0.6 米，桩基间列间距大于 4 米，行间距大于 6.5 米的架设要求进行总图布置；对位于林地区域的光伏阵列，满足光伏组件最低沿高于地面 2.5 米的要求。

同时，结合普发改电力【2023】397 号《普洱市发展和改革委员会、普洱市农业农村局、普洱市茶叶和咖啡产业发展中心关于规范光伏发电项目开发建设的通知》，要求组件东西间距 5cm，南北间距 20cm，前后桩间距不小于 5 米。

本项目坡地复杂，同时为节约用地，确定的水平面支架间最小行间距按实际地形坡度修正，以不发生阴影遮挡，并保证前后桩间距不小于 5 米为原则。

2.10.2.2 方阵区总平面布置方案

本工程采用 580Wp 单晶硅双面光伏组件，额定容量为 30MW（AC），安装容量 38.164MWp（DC），规划布置 10 个方阵，各方阵布置情况见下表。

表 2.10-1 场区各地块面积及容量统计表

序号	地块名称	地块面积（m ² ）	布置容量（MWp）	布置特点
1	地块 1	47176.38	5.12	正南向布置，倾角 21°
2	地块2	142836.78	15.36	正南向布置，倾角 21°
3	地块3	85542.65	9.6	正南向布置，倾角 21°

2.10.3 升压站内平面布置

本工程与宁洱县鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）等光伏项目共用一座 220 升压站，升压站在半坡箐项目内建设，本报告不涉及升压站构筑物有关内容。

2.10.4 储能方案

根据建设单位要求，储能考虑采用购买火电调节的方式。

2.10.5 围栏和大门

本项目沿方阵区外缘设置镀塑钢丝网围栏，围栏基础采用混凝土独立基础，围栏高度不低于 1.8m，整个场区围栏总长 13.168km。场内检修道路与围栏相交的区域或者需进行检修的箱变位置，则设置可开启的围栏门。

2.11 光伏发电系统

本工程规划额定容量 30MW，安装容量 370.40913MWp，全部采用 585Wp（N 型）单晶硅双面双玻组件，组件块数 633178 块，共计 24353 个光伏组串，共分为 67 个 3.2MW 子方阵，23 个 2.6MW 子方阵，10 个 2MW 子方阵，4 个 1.3MW 子方阵。

本工程采用组串式逆变器方案，逆变器容量 320kW，其中 3.2MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 10 台逆变器汇至一台 3200kVA 升压箱变。

其中 2.6MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 8 台逆变器汇至一台 2600kVA 升压箱变。

其中 2.0MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 6 台逆变器汇至一台 2000kVA 升压箱变。其中 1.3MW 子方阵：每 26 块光伏组件串联形成一个光伏组串，每 26/27 个组串汇至一台 320kW 逆变器，每 4 台逆变器汇至一台 1300kVA 升压箱变。根据 PVsyst 软件计算，本项目首年上网发电量为 45328.28 万 kWh，25 年平均上网发电量为 42467.96 万 kWh，25 年总上网发电量为 1061698.99 万 kWh。首年利用小时数为 1223.74 小时，25 年平均利用小时数 1146.51 小时，25 年总利用小时数为 28662.87 小时。

2.11.1 主要设备选型

2.11.1.1 光伏组件选型

本工程属于集中式大型并网光伏电站项目，太阳能光伏组件的选择应综合考虑目前已投入商业化生产的各类太阳能光伏组件的技术成熟度、光电转换效率、运行可靠性、未来技术发展趋势等，并结合电站周围的自然环境、施工条件、交通运输条件等因素，经技术经济比较后选用适合集中式并网光伏电站使用的光伏组件的类型。

1、**光伏组件主要技术路线选型：**公开信息显示，异质结电池具备更高的光电转换效率和双面性，工艺流程简单、提效潜力高、降本空间大，为光伏产业带来了强劲的发展动力。相比目前主流的单晶 PERC 高效电池技术转换率的量产瓶颈，异质结电池有极大的转换效率优势，据了解，异质结电池当前量产平均效率普遍在 24% 以上。

即使在相同转换率的条件下，异质结电池的发电效率也要明显高于 PERC，根据

实测数据，在使用同是 22%效率的 PERC 电池组件和异质结电池组件，异质结双面组件发电量比高效单晶 PERC 单面组件发电量高 10—20%左右，比高效单晶 PERC 双面组件发电量也要高 6%左右。

同时，在生产工艺上和制造成本上，异质结电池也具备很大优势，其整个生产过程仅需四个生产环节，最高工艺温度不超过 200℃,可使用 130μm 甚至更薄的硅片，在设备和材料上降本空间大，未来将最更具成本优势。

业内认为，未来几年，随着异质结电池的产量得到逐步释放，其经济性将不断显现，随着异质结电池设备投资额的进一步下降及产业链成熟度的快速提高，将推动单瓦发电成本下降，从现阶段异质结电池使用来看，异质结电池比单晶 PERC 电池具有更高的经济性。

2、光伏组件类型选择：本项目建设于山地，考虑到本项目农光互补的特点，所以用双面组件增加发电收益。因此，本阶段推荐选取双面双玻组件。

综合考虑以上因素，本项目建议选用 N 型单晶硅光伏电池组件。可以满足减少项目建设用地、灵活容量配置、技术先进行的需求。

3、光伏组件规格选择：本项目作为地面光伏电站，为节约土地资源，应选用转换效率高、占地少的晶体 硅光伏组件。晶体硅光伏组件具有非常好的耐候性，能在室外严酷的环境下长期稳定 运行，其转换效率高、产品价格低、使用寿命长。在两种晶体硅电池中，PERC 高效单晶硅电池的转换效率高于多晶黑硅光伏电池，同时随着单晶硅组件的大量运用，其 造价已经接近多晶硅光伏组件，因此本工程建议采用 PERC 单晶硅光伏电池组件。

4、光伏电池片尺寸选型：由于光伏组件技术升级快，产品更新换代快，本阶段选择目前技术较成熟且预测项目建设期间属市场主流的 580Wp 和 660Wp 两种单晶硅双面组件型号进行比选。

5、单晶硅电池组件选型参数：根据当前项目情况及市场上主流光伏组件厂家生产供货情况，现阶段暂推荐选用 峰值功率 580Wp 的N 型高效单晶硅电池组件主要参数详见下表：

表 2.11-1 580Wp 单晶太阳能电池组件主要性能参数表

名称	单位	性能参数
最大功率Wp	W	580
开路电压Voc	V	48.18
工作电压Vmp	V	40.42

短路电流 I_{sc}	A	15.21
工作电流 I_{mp}	A	14.35
开路电压温度系数	%/°C	-0.25
短路电流温度系数	%/°C	0.045
最大功率温度系数	%/°C	-0.29
工作温度范围	°C	-40~85
组件效率	%	22.5
最大系统电压	DC V	1500
组件尺寸	mm	2278±2×1134±2×30±1
重量	kg	31.8

2.11.1.2 逆变器选型

1、逆变方案选择：

集中式逆变方案、组串式逆变方案及集散式逆变方案各有优缺点。从最大功率跟踪模块及发电量的角度，组串式逆变方案及集散式逆变方案优于集中式逆变方案；从故障影响范围的角度，组串式逆变方案优于集中式和集散式方案；从市场占有率及设备可靠性角度，组串式方案和集中式方案优于集散式方案。根据并网逆变器目前的技术水平，考虑可靠性、实用性、灵活性等要求，本工程光伏发电系统宜采用“集中安装建设，多支路上网”的技术路线。

本项目从有利于提升发电量、后期运维的便捷性及市场等因素，重点考虑厂址地貌东西向坡度非连续起伏突变情况较普遍、冲沟遍布、地块平整度差的因素，采用多路MPPT跟踪逆变方案，减少组件因杂草植被遮挡、异物遮挡引起的串联失配而损失发电量。在早晚阴影遮挡时段，减少组件前后排遮挡、左右排角度突变引起的并联失配。本项目本阶段暂推荐采用组串式逆变方案。

2、逆变器选型：

本工程 30MW 采用组串式逆变方案，根据目前逆变器行业现状，大型电站组串式逆变器适用功率段为 225kW~320kW，但考虑本工程实际情况以及集团框采结果，本阶段建议采用单机容量为 320kW 的组串逆变器，以便后期增补场区用地后减少设备变动。

本项目可研采用额定功率 320kW 组串式逆变器。逆变器性能规格参数见下表。

表 2.11-2 320kW 逆变器选型主要性能参数表

1	逆变器输出功率		
1.1	逆变器输出额定功率	kW	320
1.2	逆变器最大光伏输出功率	kW	352
2	逆变器效率		
2.1	最大效率		99.03%
2.2	中国效率		98.53%
3	逆变器输入参数		
3.1	输入电压范围	V	1500
3.2	MPPT 电压范围	V	500-1500
3.3	每路 MPPT 最大直流输入电流	A	70
4	逆变器输出参数		
4.1	额定输出电压	V	800
4.2	输出电压范围	V	800±10%
4.3	输出频率要求	Hz	50±5Hz
4.4	功率因数		0.8 超前~0.8 滞后
4.5	最大交流输出电流	A	254
4.6	最大总谐波失真		1%
5	电气绝缘		
5.1	直流输入对地		2000VAC, 1 分钟
5.2	直流与交流之间		交流对地 2000 VAC, 1 分钟直流对交流的耐压通过 选配隔离变压器保证
6	噪音	dBA	60
7	逆变器功率损耗		
7.1	工作损耗	W	1500
7.2	待机损耗/夜间功耗	W	100
8	自动投运条件		输入直流电压范围在 200-850V 之间, 输出电压和频率在设定范围内
9	断电后自动重启时间		20s~5m 可设
10	隔离变压器 (有/无)		无

11	保护功能		
11.1	过载保护（有/无）		有
11.2	反极性保护（有/无）		有
11.3	高、低电压穿越		有
11.4	过电压保护（有/无）		有
11.5	其它保护		短路、孤岛、过温、过流、直流母线过压、电网欠压、欠频、逆变器故障等保护
12	相对湿度		100%
13	防护类型/防护等级		IP66
14	散热方式		风冷
15	重量	kg	106
16	机械尺寸（宽×高×深）		1045×730×405

2.11.1.3 箱变选型

本工程本阶段箱变暂推荐采用华式箱变。本项目 7/3 个光伏方阵选用容量为 3200/2600kVA 的华式箱变。

表 2.11-3 箱变参数

型号	S20-3200/2600
额定容量(kVA)	3200/2600
额定电压	37±2x2.5%/0.8kV（电压与逆变器匹配）
相数	3 相
调压方式	高压侧设无励磁分接开关
线圈联接组别	D,y11
冷却方式	ONAN
阻抗电压	Ud=7%/Ud=6.5%
额定频率	50Hz
变压器高压侧工频耐压	85kV
变压器高压侧冲击峰值耐压	200kV
变压器低压侧工频耐压	2.5kV
防护等级	低压室IP54，高压室IP54，高压室门打开后IP3X；

数量(台)	7/3
-------	-----

本工程箱变高压侧采用真空断路器保护。箱变保护测控装置具备差动保护、高压侧后备保护、低压侧后备保护、非电量保护及操作箱等功能。

变压器本体温度等非电量保护，作用于信号和箱变低压侧出口断路器的跳闸。以上保护及现地控制要求与箱变一体化设计及制造，并外送空接点信号，电压、电流模拟量信号。每台箱变配置 1 套箱变测控装置。同时箱变测控装置需采集箱变的如下遥测、遥信、遥控信号：

(a) 断路器位置信号；(b) 负荷开关位置信号；(c) 高温报警信号；(d) 高温跳闸信号；(e) 断路器位置信号；(f) 压力释放阀动作信号；(g) 低压断路器的远动分合功能。

2.11.2 光伏阵列的运行方式

根据项目地形地貌条件、项目地理纬度，本项目太阳能电池方阵的运行方式拟采用固定式，即方阵支架采用固定支架。当正南向坡时，倾角为 21°时，LCOE 最低，即经济性最优，故最佳倾角选择 21°。根据组串式逆变器单机额定容量 320kW，太阳能电池组件容量为 580W_p，同时根据土建布置情况，经复核，为了使相应的组串式逆变器、组件片数均为整数，故本阶段光伏电站推荐选用的安装容量与额定容量的比例为 1.269。

2.11.3 光伏阵列设计

2.11.3.1 光伏方阵布置说明

本项目规划额定容量 30MW，电池组件安装容量 38.164MW_p。本次可研方案规划 3/7 个标称容量 2560/3200kW 的组串式逆变方阵，选用峰值功率为 580W_p 的单晶硅电池组件。每个方阵配置 250/200 个组串（每个组串由 28 块组件串联），8/10 台额定功率 320kW 的组串式逆变器，1 台容量为 2600/3200kVA 双绕组箱变，逆变器额定容量为 30.08MW。全站装机容量通过 1 回 35kV 电缆集电线路输送至 220kV 升压站后经 1 回 220kV 架空线路送出接入电网。半坡项目电缆集电线路最大输送功率 30.08MW，集电线路电缆采用 95-240-500mm² 的截面铝合金电缆设计。35kV 场内集电线路拟采用电缆直埋与架空相结合敷设，各方阵经升压站箱变升压后，箱变高压侧采用首尾串接的方式并入一回集电线路（根据方阵布置情况局部采用分支

箱)。

2.11.3.2 组件串并联设计

1、太阳能电池组件的串联并联设计

根据中国能源建设集团云南省电力设计院有限公司所出具的《半坡茶光互补光伏发电项目工程可行性研究报告》(2024年7月)得知:

本次可研初选的320kW组串式逆变器最高允许输入电压 U_{dcmax} 为1500V,逆变器满载MPPT工作电压范围500-1500V。580Wp单晶硅太阳能电池组件的开路电压 V_{oc} 为48.18V;其电压温度系数为-0.25V/°C;峰值功率电压 V_{mp} 为40.42V;最大允许系统电压为1500V。

根据气象数据,厂址极端最低气温为-2.3°C,极端最高气温为34°C。根据GB 50797-2012《光伏发电站设计规范》式(6.4.2-1)及(6.4.2-2),计算得光伏组件串联数

$$N \leq U_{dcmax} / (V_{oc} \times (1 + (t - 25) \times K_v)) = 29.144。$$

按照华能集团《2021年集团公司光伏项目初步设计编制指南及审查工作要求》:每串组件数量计算结果及最终取值。例如:计算结果 $N \leq 29.144$,建议选择28块为一串。

2、太阳电池组件的并联设计

光伏方阵由太阳电池组件经串联、并联组成,一个光伏发电单元系统,包括1台逆变器与对应的n组太阳电池组串、直流连接电缆等。

太阳电池组件串联的数量由并网逆变器的最高输入电压和最低工作电压、以及太阳电池组件允许的最大系统电压所确定,串联后称为太阳电池组串。太阳电池组串的并联数量由逆变器的额定容量确定。

太阳电池组件的输出电压随着工作温度的变化而变化,因此需对串联后的太阳电池组串的输出电压进行温度校验。

3、组件及逆变器配置比例设计

市场上逆变器均支持对直流侧功率进行一定比例超配,以提升逆变器利用效率,增加发电量。考虑工程30MW的安装容量及可利用情况,将组件与逆变器配置比例设计为1.2236。超配后单台逆变器最大实际接入23个组串,即单台逆变器直流输入功率为367.08kWp。经过对资源数据的科学分析,提高了组件-逆变器的配置比例,在装机容量一定的前提下,配置最合理的逆变器,提升了总系统效率降低了投资费用。

表2.11-4 单元方阵配置

单个组串电池串联数	块	28
-----------	---	----

单串功率	kWp	16.24
单台逆变器接入串数	串	25
容配比		1.269
单个 3200/2560kW 方阵		
组串式逆变器台数	台	7/3
单个方阵组件串并联数	串	250/200
单台逆变器接入功率	kWp	406
组件数量	块	7000/5600
组件容量	kWp	4060/3248
光伏方阵区 10 个方阵		
组串式逆变器台数	台	94
电池组件串并联数	串	2350
组件数量	块	65800
组件总容量	MWp	38.164

2.11.3.3 光伏方阵接线方案

1、方阵直流接线方案：

电站直流系统指太阳能电池方阵到逆变器直流侧的电气系统，包括太阳能电池组件、组件连接电缆、组串式逆变器。本项目每个光伏组串采用 28 块 580Wp 单晶硅光伏组件串联成串。即每 28 块电池组件之间采用组件自带电缆串联成 1 个组串，每串采用 2 根 $1 \times 4\text{mm}^2$ 的光伏电缆接入逆变器，因场地限制，本工程方阵布置大多为狭长布置，各组串平均电缆长度约 150m，对于 1×4 光伏电缆： $R=4.61 \Omega/\text{km}$ ，580Wp 单晶组件工作电压 48.18V，28 个组件为一个组串，故组串工作电压为 $48.18 \times 28 = 1349.04\text{V}$ ，电流 12.03A，按照线路平均长度 150m 计算电缆压降为：

$$\Delta U\% = (200/U) I_g L R = 1.234\% \text{ 直流电缆的压降控制在 } 2\% \text{ 以内。}$$

2、方阵交流接线方案：

本工程采用单机功率为 320kW 的组串式逆变器，每台逆变器出线采用 1 根型号为 ZB-YJLHV22-1.8/3kV-3 $\times$ 185mm² 的电力电缆接入对应方阵箱变的低压侧。各逆变器出线平均长度约为 230m，对于 ZB-YJLHV22-1.8/3kV-3 $\times$ 185mm² 电力电缆， $R=0.164 \Omega/\text{km}$ ， $X=0.072 \Omega/\text{km}$ ，最大工作电流 254.1A，按照线路平均长度 230m 计算 电缆压降为：

$$\Delta U\% = (173/U) I_g L (r \cos\varphi + x \sin\varphi) = 2.06\% \text{ 电缆压降指标控制在 } 3\% \text{ 以内。}$$

每台箱式变高压侧出线采用 1 根型号为 ZB-YJLHV22-26/35kV 的电力电缆接入集电线路，电

缆根据输送容量不同采用 95-240-500mm² 变截面设计, 各回路电缆最大长度均在 2km 以内, 整体压降满足相关国标要求。

3、方阵发电系统主要设备布置:

(1) 组串式逆变器可以直接安装在光伏后排支架上, 采用 IP65 防护等级, 满足室外安装要求。

(2) 升压箱变就近采用混凝土基础安装于方阵中部区域, 尽可能降低交流电缆长度, 降低损耗。

(3) 电缆分支箱根据箱变布置及集电线路走向, 采用混凝土基础安装于场内道路附近, 降低安装施工难度。

4、方阵交流容量

根据本项目方阵布置及系统划分情况, 结合本项目地形地貌条件, 单个方阵 MW 容量方案能在保证系统整体效率的同时, 有效降低系统造价。结合前述章节逆变器选型情况, 单个方阵容量暂按照 MW 设计。

2.11.3.4 光伏厂区电缆敷设设计

(1) 每 MW 光伏发电系统的太阳能电池方阵, 组串直流输出电缆通道东西方向沿太阳能组件的安装支架进入组串式逆变器, 南北方向电缆采用沿电缆穿保护管进入纵向设置电缆槽盒敷设至组串式逆变器。组串式逆变器出线交流电缆沿着纵向设置的电缆槽盒敷设至方阵对应的箱变。

(2) 箱变高压侧电缆、分接箱进出线电缆及集电线路电缆沿场内道路边布置的电缆壕沟敷设至 35kV 架空塔, 再从架空塔下塔沿场内道路边布置的电缆壕沟敷设至 220kV 升压站 35kV 配电装置。

(3) 电缆过道路部分埋管敷设, 埋管长度各伸出道路两侧不小于 1.5m。

2.11.3.5 光伏场区防雷接地设计

太阳能电池方阵接地按照《GB T 32512-2016》(光伏电站防雷技术要求)、《DLT1364-2014》(光伏电站防雷技术规程)相关规范进行光伏电站的防雷接地设计。

由于光伏区设备高度通常不大于 5m, 以高度指标衡量, 依照《建筑物防雷设计

规范》（GB50057-2010）可以不考虑直击雷防护；但是太阳能电池方阵占地面积大，电池的组件边框采用铝合金，电池板均采用角钢、槽钢等钢性物质固定，均为导电性能良好的金属材料，容易遭受直接雷击和形成感应过电压。因此，可考虑根据光伏发电项目安装所在地的年平均雷暴日数和电池板的占地面积，客观地分析光伏方阵遭受直击雷的概率，再参照《建筑物防雷设计规范》进行设计。

对太阳电池方阵，拟设置水平接地带和垂直接地极相结合的接地网。将安全接地、工作接地统一为一个共用接地装置，接地电阻值按不大于 4Ω 考虑。沿太阳电池方阵四周采用 -50×5 热镀锌扁钢设置一圈水平接地带，接地体埋设深度不小于 $0.6\sim 0.8\text{m}$ 。太阳电池生产厂家在太阳能电池板铝合金外框上留有用于安装接地线的螺栓孔位置，安装时用接地线将电池板铝合金外框和电池板支架可靠导通，所有支架采用等电位与水平接地带连通，并根据现场土壤情况，选择合适的位置，采用热镀锌角钢或其他导电性能良好的材料设置垂直接地极，垂直接地极埋设深度不小于 2.5m 。接地装置的接地电阻、接触电压和跨步电压满足规程要求，尽可能使电气设备所在地点附近对地电压分布均匀。

2.12 电气

2.12.1 接入系统

根据初拟的接入系统方案，光伏发电项目规划额定容量为 30MW ，与其余 4 个项目（半坡箐光伏发电项目 40MW 、鱼塘寨光伏发电项目 25MW ）一起并入半坡箐项目新建的 220kV 升压站，以 1 回 220kV 线路接入 220kV 宁洱变。接入系统方案最终以电网批复意见为准；本工程设计范围为半坡光伏项目的光伏厂区，不涉及升压站的建设，升压站接入设备统一由半坡箐项目新建升压站统一考虑，满足本工程项目的接入要求。

2.12.2 电气一次

2.12.2.1 升压站电气主接线

本期光伏电站额定容量为 30MW ，一次规划一次建设完成。本项目与其余 2 个项目（半坡箐光伏发电项目 40MW 、鱼塘寨光伏发电项目 25MW ）一起并入半坡箐项目新建的 220kV 升压站。

升压站由半坡箐光伏发电项目建设，本项目光伏以 35kV 集电线路接入半坡箐项目新

建的 220kV 升压站的 35kV 开关柜内，且由半坡箐升压站考虑 35kV 开关柜，本项目不建设 35kV 开关柜。

2.12.2.2 光伏厂区集电线路设计

1、集电线路电压等级

集电线路常用 10kV 或 35kV 电压等级，本项目规划额定容量为 30MW，根据《光伏电站设计规范》8.2.2 章节中第 3 条之规定，本项目集电线路宜选用 35kV 电压。

2、集电线路汇集方式

本工程方阵区共设计有 10 台升压箱变，10 个方阵箱变高压侧采用首尾串接的方式并入一回集电线路（根据方阵布置情况局部采用分支箱），分支线路采用 1 台 35kV 电缆分支箱 T 接至 35kV 集电线路的原则。箱变 35kV 侧设真空断路器用于分段和保护，单个方阵与线路的分合不影响线路上其他方阵的正常运行。每台电缆分支箱与集电线路的 T 接点设隔离开关，单个箱变的检修只需要断开电缆分支箱与集电线路的连接，从而避免整回集电线路停电，减少发电量的损失。

结合实际情况以及设计原则，本项目 30MW 电能通过 1 回 35kV 集电线路输送至升压站 35kV 配电装置，场内集电线路拟采用电缆直埋与架空相结合方式敷设。

3、集电线路汇集容量

站内 35kV 短路水平暂按 31.5kA 选择，根据工程经验拟定本工程 35kV 电缆满足热稳定要求的最小截面为 $3 \times 95\text{mm}^2$ ，选用铝合金电缆。综合考虑本工程集电线路方案及光伏方阵布置情况，集电线路主线电缆选型如下：汇集容量小于 9.6MW 及以下时，电缆选用 ZB-YJLHV22-26/35kV- $3 \times 95\text{mm}^2$ 。汇集容量小于等于 15.36MW 时，电缆选用 ZB-YJLHV22-26/35kV- $3 \times 240\text{mm}^2$ ；汇集容量小于等于 30.08MW 时，电缆选用 $3 \times (\text{ZRA-YJLV22-26/35kV-}1 \times 500\text{mm}^2)$ 。

4、导地线选择

(1) 导线型号的选择：本工程线路导线需选择载流量大于 544.35A 的型号，考虑到各种工况对导线载流量影响，并在留有适当裕度的原则下，本工程拟选用 240/30 的铝包钢芯耐热铝合金绞线。

本工程为光伏发电工程，以上导线截面均按光伏超发容量计算，由于本工程光伏达到超发时长较短，故本工程 35kV 集电线路导线选用 JNRLH6O/LB1A-240/30 型铝包钢芯耐热铝合金绞线。

(2) 地线型号的选择：本工程地线拟使用 OPGW-36B1-55 复合型光缆。

(3) 导线和地线的防震措施：导线、地线的振动容易引起金属疲劳而发生断股，根据《110~750kV 架空输电线路设计规范》GB50545-2010 规定，本工程导、地线的平均运行应力控制在不超过其瞬时破坏应力的 25%。采用预绞丝护线条来加强，防止导线因振动发生的断股和磨损。

2.12.2.3 短路电流计算

因暂无接入系统相关批复文件，本工程电气设备暂按以下水平选择：35kV侧：按短路水平 31.5kA、动稳定电流 80kA选择设备。

2.12.2.3 主要设备选择

本工程范围界限为半坡项目光伏厂区的建设，因此本工程不考虑升压站的建设及接入，统一由半坡箐升压站考虑本工程容量接入设备，且满足本工程容量接入条件，本工程由 1 回 35kV 集电线路汇入半坡箐升压站 35kV 间隔开关柜，本期工程仅考虑光伏区中主要设备。

本工程箱式变电站拟选用 3200（2600）/37 油浸无励磁调压升压变压器，额定容量为 3200kVA（2600kVA），电压 $37\pm 2\times 2.25\%/0.8\text{kV}$ ，接线组别 D,y11。

a、箱式变压器

型式：油浸无励磁调压升压变压器；

型号：S20-3200（2600）/0.8（至少满足二级能效）；

额定容量：3200/2600kVA；

高压侧额定电压：37kV(暂定)；

低压侧额定电压：0.8kV；短路阻抗 $U_d=7\%/6.5\%$ ；

无载调压： $37\pm 2\times 2.5\%/0.8\text{kV}$ (暂定)；联接组标号：D, y11。

b、35kV 框架式真空断路器 额定电压：40.5kV；

额定电流：630A；

最大开断电流：31.5kA。

d、低压断路器

额定电压：1000V； 额定电流：3200A；

额定短路开断电流：65kA。

e、箱式变电站低压侧设置 1 台容量为 5kVA，0.8/0.38-0.22kV 的变压器，作为箱内照明、检修、加热用电源与风机电源。

2.12.2.4 绝缘配合及过电压保护

(1) 绝缘配合

工频运行电压和暂时过电压下的绝缘配合：a) 工频运行电压下电气装置瓷外绝缘的爬电距离应符合相应环境污秽分级条件下的爬电比距要求。b) 变电所电气设备应能承受一定幅值和时间的工频过电压和谐振过电压。

操作过电压下的绝缘配合：a) 范围 II 的架空线路确定其操作过电压要求绝缘水平时，可用将过电压幅值和绝缘强度作为随机变量统计法，并且仅考虑空载线路合闸、单相重合闸和成功的三相重合闸（如运行中使用）过电压。b) 范围 II 的变电所电气设备操作冲击绝缘水平以及变电所绝缘子串、空气间隙的操作冲击绝缘强度，以避雷器相应保护水平为基础、进行绝缘配合。配合时，对非自恢复绝缘采用惯用法；对自恢复绝缘则仅将绝缘强度作为随机变量。c) 范围 I 的架空线路和变电所绝缘子串、空气间隙的操作过电压要求的绝缘水平，以计算用最大操作过电压为基础进行绝缘配合。将绝缘强度作为随机变量处理。

雷电过电压下的绝缘配合。变电所中电气设备、绝缘子串和空气间隙的雷电冲击强度，以避雷器雷电保护水平为基础进行配合。配合时。对非自恢复绝缘采用惯用法，对自恢复绝缘仅将绝缘强度作为随机变量。

根据 GB 11032-2000 《交流无间隙金属氧化物避雷器》、DL/T804-2002 《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》、DL/T620-1997 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》，采用氧化锌避雷器典型技术参数（详见 GB11032-2000 表 1-10），按避雷器雷电过电压保护水平计算。

绝缘子片数一般按照以下三种方式选取其中计算片数值最大一项作为选择标准：

a.按爬电比距进行选择；b.按内过电压进行选择；c.按大气过电压进行选择。

本升压站海拔 2000m，D 级污秽等级，根据以往工程经验，三种选择方式中“按爬电比距选择”计算值为最大，本工程考虑按爬电比距选择绝缘子的片数，220kV 泄漏比距取 31mm/kV，单片绝缘子的爬电距离取 450mm，绝缘子宜选择瓷绝缘子。

经计算 220kV 耐张、悬垂绝缘子串取宜 19 片，绝缘子的强度依据导线荷载的大小选取。

2) 防直击雷保护

根据升压站设备布置情况，本工程采用避雷针及屋顶避雷带联合形成防直击雷保护方案。本工程在升压站内设置 1 根构架避雷针(针高 H-35m)，主变压器、35kV 无功补偿等设备在避雷针保护范围内；对不在和不完全在避雷针保护范围内的建筑物，采用在建筑屋顶设热镀锌钢带的方式进行防直击雷保护，本项目与半坡箐项目共用一个升压站，故不在新增。

3) 过电压保护

为防止由线路雷电侵入波以及雷电感应过电压和断路器操作时的过电压对电气设备的损坏，220kV 输电线路全线架设避雷线以防直击雷损害。各级电压配电装置的过电压保护按规程要求在各电压等级的母线、线路及主变中性点、主变两侧进线均装设氧化锌避雷器作为防雷电侵入波和操作过电压保护。对易引起铁磁谐振的 35kV 系统，其母线电压互感器选用具有消谐功能的干式系列并且加装消谐器。

4) 感应雷防护

采取接地、分流、屏蔽、均压等电位等方法对感应雷进行有效的防护，以保证人身和设备的安全。在 35kV 母线、各间隔出线侧、35kV 箱式变高压侧装设氧化锌避雷器，用于 35kV 线路及母线过电压保护。在 35kV 箱变低压侧及逆变器交流输出端装设防浪涌保护器，用于感应雷造成的低压线路浪涌电流保护。

5) 接地装置

半坡箐项目升压站设置以水平接地体为主、垂直接地体为辅且边缘闭合的复合接地网。水平接地采用--60×6 热镀锌扁铁，垂直接地体采用 $\phi 50 \times 3.5$ 镀锌钢管(L=2.5m)。

独立避雷针设集中接地装置。全站设置以水平接地体为主，垂直接地体为辅且边缘闭合的复合接地网。在避雷针和装有避雷器的地方设集中接地装置。水平接地体采用--60×6mm² 的热镀锌扁钢，垂直接地体长 2.5m 的 $\phi 50 \times 3.5$ 垂直接地极。

由于本阶段暂无相关输入资料，升压站主接地网的实测接地电阻任何季节暂按不得大于 0.5 Ω 考虑，下阶段按 2000/I 值进行复核，独立避雷针设集中接地装置，保证接地电阻不大于 10 Ω 。当主接地网接地电阻 $R \leq 0.5\Omega$ 时，接地网最大接触电位差及最大跨步电压均需满足要求。另外，在经常有人出入的地方如升压站进站大门，综合楼大门地下应敷设两条与主接地网连接的“帽檐式”均压带，升压站区域操作人员经常走动的区域铺 30mm 厚碎石或做沥青路面。

构架及设备的接地引下线应采用明敷接地线从构架和设备底部延柱引下，全部接地体

采用热镀锌，接地体间凡焊接处作防腐处理。对于裸露的接地线部分，涂 15 至 100mm 宽度相等的黄绿相间条纹。

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）6.5.3.2 条要求，本站继电保护室、主控制室及通信机房的铜排接地分别采用四根型号为 BV-500V，1×50mm² 的铜芯橡皮线直接引至就近的室内接地扁钢一点可靠焊接；保护屏端子排与铜排接地网之间采用型号为 BV-500V，1×50mm² 的铜芯橡皮线连接。

保护屏接地端子排和控制台内交流电源中性线（零线）均按照《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）的要求采用铜芯聚氯乙烯绝缘线与接地铜

排连接，且该铜排与主接地网只有一点相连。本项目与半坡箐项目共用一个升压站，由半坡箐项目建设，本项目故不在增加。

2.12.2.5 照明

本工程与半坡箐项目共用一个升压站，由半坡箐建设，升压站中的照明采用由 380V 站用低压配电段供电。户外照明由设在主控制室的照明配电箱集中控制，户内照明一般就地控制。

主控制室、配电装置及重要生产辅助间的照明分正常、应急照明两种方式。应急照明灯正常时由交流供电，当交流电源消失时，应急照明系统经自动切换装置切换至直流供电。应急照明切换装置设于应急照明配电箱内。

屋内照明线的敷设方式采用穿管暗敷或在吊顶内穿管敷设。主控制室和继保室采用在吊顶内装设嵌入式筒灯的照明方式。水泵房和生产间采用平面罩节能吸顶灯照明。

水泵房采用防水防尘防腐灯。所有通道采用应急灯照明，应急灯在交流电源正常时，供给交流照明并对该灯内蓄电池板充电，当交流中断时由蓄电池板供给电源。

户外照明采用防震矮化全方位防弦泛光灯分散照明。室内、户外照明均选用节能灯具。电站主要出入口，建筑物内部通道、楼梯间等处采用自带蓄电池板的应急标志灯指示安全疏散通道和方向，应急时间不少于 60 分钟。升压站内检修电源由低压配电段上取得，并在就地设置检修电源箱。

2.12.2.6 电缆敷设及防火

所有直埋电缆均采用带铠电缆，带铠电缆不需要加装电缆保护管。铠装电缆从支架到地面采用电缆保护管保护或电缆槽盒保护，并在适当位置设置阻火隔墙或阻火段。

两个光伏组件支架之间及组件与逆变器之间的电缆、逆变器与箱变之间的电缆外露位置应有电缆保护固定措施和防紫外光措施（例如防紫外光线管/镀锌槽盒），电缆过公路部分埋管敷设。电缆穿管保护时，管口采用防火泥封堵，电缆两端涂防火涂料阻止电缆沿燃。

升压站高压配电装置场地、电缆沟、电缆槽与通向各配电装置的电缆沟相连，各配电装置内设有电缆沟通往各主要电气设备附近。电缆在电缆沟、槽内沿电缆支架敷设，无电缆沟地方穿管暗敷。

为防止电缆着火延燃，采用阻燃电缆，同时在屋外电缆沟与屋内电缆沟的接口处设置阻火墙予以封堵；在电缆进入电缆孔、开关柜、屏、盘的孔洞用耐火材料进行封堵。本工程电缆防火等级为 C 级防火。防火阻燃的措施如下：

- ①电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处，工作井中电缆管孔等均应实施阻火封堵。
- ②在隧道或重要回路的电缆沟中的下列部位，宜设置阻火墙：
 - A. 公用主沟道的分支处。
 - B. 长距离沟道中相隔约 100m 或通风区段处。
 - C. 至控制室或配电装置的沟道入口、厂区围墙处。
- ③装设自动报警与专用消防装置。

2.12.3 电气二次

本工程因范围界限为半坡箐升压站 35kV 开关柜外，因此本工程不考虑升压站的建设及接入，升压站内所有二次设备均由半坡箐项目新建的升压站考虑，且满足本期工程的接入需求，其中光伏区的监控以及光功率预测后台控制主站皆由升压站考虑，满足本工程光伏区监控系统及光功率预测的接入。

2.12.4 通信

本期工程并网光伏发电系统由太阳能电池阵列、并网逆变器组成。每 2.56/3.2MW 光伏发电设备组成 1 个独立的光伏发电分系统，全站共有 10 个组串式逆变光伏发电单元。

每个光伏发电分系统配置一台数据采集处理装置。该装置获取本单元逆变器的运行参数、

故障状态和发电参数以及每个直流汇流箱内各接入回路的电流信号并进行储存，同时数据采集处理装置通过工业以太网的传输方式将数据通过光纤上传至光伏电站计算机监控系统（NCS），在升压站主控制室内通过计算机监控系统操作员站实现上述运行参数的监视、报警、历史数据储存，同时还可在大屏幕上显示。

在升压站主控室操作员站上可连续记录、查看光伏发电系统运行数据和故障数据具体如下：

（1）实时显示电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计 CO₂ 总减排量以及每天发电功率曲线图。

（2）可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：

A、直流电压、B、直流电流、C、直流功率、D、交流电压、E、交流电流、F、逆变器机内温度、G、时钟、H、频率、J、当前发电功率、K、日发电量、L、累计发电量、M、累计 CO₂ 减排量、N、每天发电功率曲线图；

（3）监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少包括以下内容：

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

此外，本期工程还设置了一套环境参数监测装置，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，通过 RS485 总线传输方式将数据上传至附近的某个光伏发电分系统数据采集处理装置上，最终通过该装置将信号送至电站计算机监控系统（NCS），实时记录并显示环境数据。

在升压站主控室操作员站上还可以单独对每台逆变器进行参数设置，可以根据实际的天气情况设置逆变器系统的启动和关断顺序，以使整个发电站的运行达到最优性能和最大的发电能力。

本工程仅负责半坡项目光伏区场内的现地层设备，通过光纤环网通道把数据传输至后台，与半坡箐项目升压站公用一套站控层设备，由半坡箐项目升压站考虑满足本项目的接入要求。

本期工程设立视频监控系统，每一个方阵设置一个监控点，共 10 个视频监控点，经由光伏区光纤环网通道送至升压站后台，能够在主控室中监控后台观测到光伏区情况，与半坡箐项目升压站共用一台系统后台，由半坡箐项目升压站考虑满足本项目的接入要求。

2.12.5 集电线路

建设单位委托河北院负责半坡和鱼塘寨光伏项目的 35kV 架空集电线路的设计工作，以下内容均根据河北院所出具的《半坡和鱼塘寨光伏项目的 35kV 架空集电线路设计》编制。

2.12.5.1 集电线路布置方案

拟建的普洱市宁洱县鱼塘寨 25MW、半坡 30MW 茶光互补光伏发电项目总体平面共布置有 20 个光伏方阵，方阵安装容量为 55MW，使用电缆敷设方式连接 35kV 箱变，后通过架空方式送至 220kV 升压站，根据光伏方阵布置地理位置和安装容量情况，规划成 1 条双回路集电线路。35kV 集电线路使用电缆敷设及架空架设方式，架空线路导线采用 240mm² 截面导线，电缆敷设进站段使用 2 根导引光缆型号为：GYFTZY86-36B1，双回路架空线路架设 2 根 OPGW-36B1-55 光缆。

表 2.12-2 集电线路布置方案情况一览表

线路名称	光伏方阵	方阵数量	容量 MW	线路型式	线路长度
集电线路 A 线（左侧）	鱼塘寨光伏方阵	10	25	电缆+架空	线路全长约 16.1km，其中电缆线路长度约 0.4km，架空线路长度约 15.7km
集电线路 B 线（右侧）	半坡光伏方阵	10	30	电缆+架空	线路全长约 14.45km，其中电缆线路长度约 0.4km，架空线路长度约 14.05km

2.12.5.2 电缆线路

1、电缆路径选择：

1) 电缆线路选择原则

电缆线路的路径选择，应充分考虑以下原则：

- a、电缆线路尽量短；
- b、尽量减少各电缆线路及其它管线的交叉；
- c、电缆线路尽量直接敷设在场内检修或运输道路旁；

2) 电缆线路路径方案描述

结合工程建设规模情况，本次拟建的电缆线路分述如下：

- a、站外终端塔至升压站电缆路径：本工程在进站段采用电缆敷设至升压站，详见《集电线路路径图》和《线路电气接线图》。

2、 电缆材质选型

本工程集电线路电压等级为 35kV，常规电缆按导体可分为铜芯电缆、铝芯电缆，下面从多方面对两种材质电缆进行对比：

电阻率低：铜芯电缆的电阻率比铝芯电缆低 1.68 倍，能耗小。延展性好：电工用铜的延展率在 30%以上，而铝合金仅为 18%。

强度高：铜的应许力比铝高出很多。常温下，铜的应许力比铝分别高出 7~28%，而高温下的应力，两者相差更大。

抗疲劳：铜反复弯折不易断裂，铝材质反复弯折易断裂，弹性指标方面，铜也比铝高约 1.7~1.8 倍。

稳定性好，耐腐蚀：铝芯容易氧化和被腐蚀，铜芯相对稳定，抗氧化能力强。

载流量大：铜芯电阻率低，因此铜芯电缆能够通过的较大电流即载流量比铝芯高 30%。

发热温度低：在同样的电流下，同截面的铜芯电缆的发热量比铝芯电缆小得多，使得运行更安全。

能耗低：由于铜的电阻率低，相比铝电缆而言，铜电缆的电能耗低，这是显而易见的。这有利于提高发电利用率和保护环境

抗氧化，耐腐蚀：铜芯电缆的连接头性能稳定，不会因为氧化而发生 事故。铝芯电缆的接头不稳定时常会因为氧化使接触电阻增大，发热产生事故。因此，事故率比铜芯电缆大得多。

施工方便：铜芯柔性好，允许的弯度半径小，所以拐弯方便，穿管容易；铜芯抗 疲劳、反复折弯不易断裂，所以接线十分方便；于铜芯的机械 强度高，能承受较大 的机械拉力，给施工敷设带来很大便利，也为机械化施工创造了条件。

从经济上，铝芯电缆比铜芯电缆造价低，总体上铝芯电缆造价约为铜芯电缆的 0.85 倍。铝芯电缆较为经济。

综上，从技术性能比较，铜芯电缆更可靠，故障率低，但从经济比较来看，铜芯电缆价格较高，对项目投资收益率影响较大，且根据线路所带容量推断出，本工程最大电流为 520.93A，目前市面上很难采购到满足这么大电流的三芯铜芯电缆，本工程推荐采用单芯 500 截面的铝芯电缆作为本项目接入升压站段的电缆。

3、电缆载流量

本工程规划成 1 条双回路集电线路，线路采用 35kV 电缆连接至箱变再汇集送至升压站，分别为 A 线（左侧）、B 线（右侧）两侧线路，每回集电线路连接 10 个箱变，连接箱变容量之和在 25MW~30MW，相对应的电流为 252.30A~679.26A，故电缆选择需满足相应的载

流量。

本期为考虑经济性，本期电缆敷设采用直埋式敷设方式，从升压站站外终端塔集电至 220kV 升压站。分别连接 10 台 35kV，通过计算，选择的电缆型号满足输送容量的前提下，不能超过相应电缆型号的载流量，并考虑一定的裕度。

根据光伏场区专业提资得知，10 台箱变最高输送为 30MW，电缆截面为 500mm² 的铝芯电缆，该电缆考虑土壤温度校正系数及敷设深度校正系数后载流量为 610.95A，

满足 10 台箱变最大工作电流 520.93A 的集电要求。35kV 集电线路电缆选用一下电缆型号：ZRA-YJLV22-26/35kV 1×500mm²（铝芯电缆）。

4、电缆的选择电缆设计条件的选择

本工程设计条件按以下数据选择：最大工作电流作用下电缆线芯温度最高额定温度为 90℃；最大短路电流作用下，电缆线芯温度最高允许温度为 250℃；设计时采用的电缆的每一导体与屏蔽或金属护套之间的额定工频电压取 26kV；电缆的任何两个导体之间的工频最高电压取 35kV；海拔高度≤1000m；最高环境温度+40℃；最低环境温度-5℃；地震基本烈度为 VI 度；土壤温度 25℃；土壤热阻系数 1.2K.m/W；绝缘热阻系数 3.5K.m/W；护套热阻系数 7K.m/W；安装时电缆最大拉力不超过 70N/mm²，允许的侧壁压力为 5000N/m；雷电冲击过电压下的最小击穿场强 60kV/mm；工频电压下的最小击穿场强 30kV/mm；雷暴日取 107 日。

电缆载流量校验：电缆以平面直埋敷设（土壤温度 25℃，土壤热阻系数 1.2℃.m/W 和埋地深度 1.2m（修正系数 0.98）），进行最大允许电流的修正，电缆截面均满足正常及故障情况下用电需求。

5、电力电缆终端

主要性能应符合现行国家标准《额定电压 26/35kV 以下电力电缆附件基本性能要求》的规定。

1) 电缆与各种设施的净距

表 2.12-3 电缆与电缆、管道、道路、构筑物等之间的容许最小距离（m）

电缆直埋敷设时的配置情况		平行	交叉
控制电缆之间		-	0.5
电力电缆之间或与控制电缆之间	10kV 及以下电力电缆	0.1	0.5
	10kV 及以上电力电缆	0.25	0.5
不同部门使用的电缆		0.5	0.5
	热力管沟	2	0.5

	油管或易（可）燃气管道	1	0.5
	其它管道	0.5	0.5
电缆与铁路	非直流电气化铁路路轨	3	1.0
	直流电气化铁路路轨	10	1.0
电缆与建筑物基础		0.6	-
电缆与公路边		1.0	-
电缆与排水沟		1.0	-
电缆与树木的主干		0.7	-
电缆与1kV 以下架空线电杆		1.0	-
电缆与1kV 以上架空线杆塔基础		4.0	-

注：①用隔板分隔或电缆穿管时不得小于 0.25m；

②用隔板分隔或电缆穿管时不得小于 0.1m；

③特殊情况时，减小值不得小于 50%。

2) 电缆标示桩本工程每回集电线路连接箱变台数较多，集电线路较长，每段电缆路径及同沟敷设的多回路电缆路径必须埋设相应的电缆标示桩，直埋电（光）缆保护板采用盖砖。直埋电（光）缆在直线段每隔 50m 处、转弯处、两回电缆汇集处、进入建（构）筑物等处设置标示桩。

6、 电缆附件的选择与配置

电缆户内终端使用冷缩式户内电缆头，其额定电压为 35kV，雷电冲击耐受电压为 200kV。

7、 电缆配置

本工程电缆敷设采用直埋敷设方式，敷设深度不得小于 1.0m，并沿电缆全长的上、下紧邻侧铺以厚度 100mm 的粗砂。沿电缆全长覆盖不小于电缆两侧各 40mm 的粗砂。穿越道路时，应加装保护管，采用 $\Phi 200 \times 10$ 、 $\Phi 150 \times 5$ 镀锌钢管，保护管的两端应伸出路基两侧各 1m。

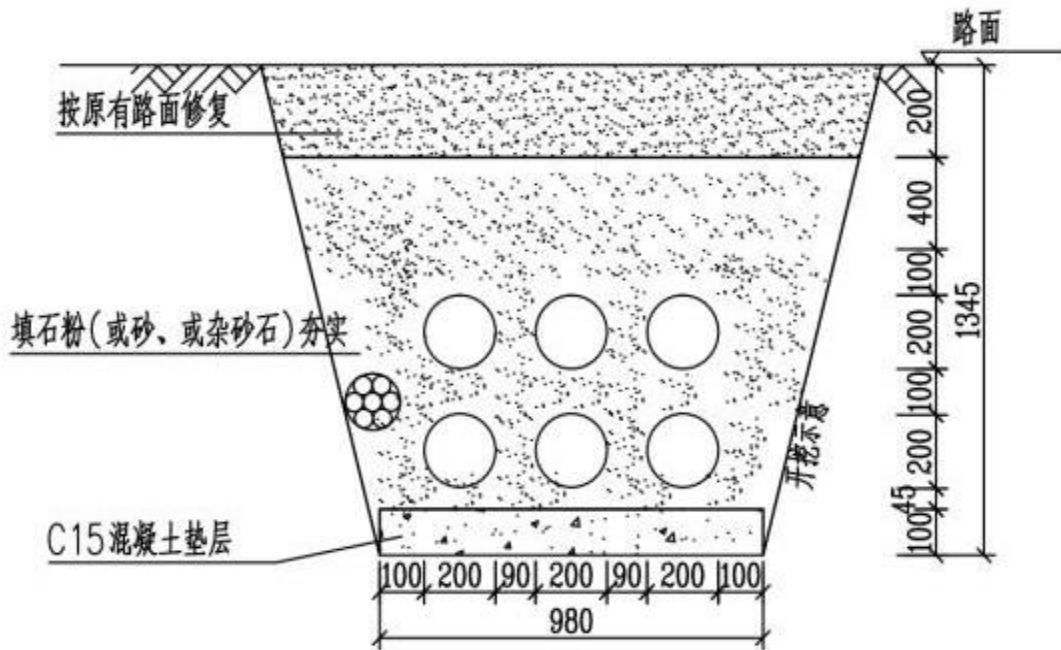


图 2.12-1 电缆排管示意图。

2.12.5.4 架空线路

根据工程建设规模光伏发电单元箱变分布情况，规划分成 1 回双回路集电线路，采用电缆和架空混合型式，分别为 A 线（左侧）、B 线（右侧）两侧线路，以下对各回集电线路进行说明。

1、线路走向

集电线路 A 线（左侧）说明：集电线路 A 线（左侧）线路汇集鱼塘寨光伏地块箱变，箱变总容量为 25MW。集电线路 A 线（左侧）线路起自鱼塘寨光伏场区，按单回路架空设计自东向西走线至半坡光伏场 6#、7#、8#方阵后，改成双回路架空，本期使用左侧横担架设至升压站，最后使用电缆进入升压站；线路在中段老马寨村北侧跨越电网的 35kV 黎勐 T 线。线路全长约 15.75km，其中电缆线路长度约 0.4km，架空线路长度约 15.35km，线路路径曲折系数为 1.3。

集电线路 B 线（右侧）说明：集电线路 B 线（右侧）线路汇集半坡光伏地块箱变，箱变总容量为 30MW。集电线路 B 线（右侧）线路起自半坡光伏场 6#方阵，按双回路架空，本期使用右侧横担架设至升压站，最后使用电缆进入升压站；线路在中段老马寨村北侧跨越电网的 35kV 黎勐 T 线。线路全长约 14.45km，其中电缆线路长度约 0.4km，架空线路长度约 14.05km，线路路径曲折系数为 1.5。

2、气象灾害影响以及采取措施

(1) 大风对抗措施：

1) 大风调查: 调查资料表明, 本线路经过地区的破坏性大风多属局地大风, 破坏性较大, 有吹倒吹断大树、损坏房屋、吹倒高压电杆的现象发生。根据以上大风灾害情况调查, 估计区域瞬时风力最大约为 9~10 级, 相应瞬时风速为 20.8m/s~28.4m/s。

2) 设计最大风速: 根据气象站设计风速、地区风压换算的风速以及附近地区已建线路设计风速的取值及运行情况, 并结合本线路工程地区地形、地貌和气候特点综合分析, 确定本线路工程离地 10m 高 30 年一遇设计基本风速取 27.0m/s。局部山顶、风口等微地形、微气象点需采取加强抗风措施。

(2) 抗冰措施

1) 覆冰调查: 资料表明, 线路区域内一般年份降雪较少, 四季温暖, 不易形成导线覆冰。但在降雪持续时间长、降雪强度大的年份, 才会产生粘附雪所至的湿雪或雨、雾凇混合冻结。

2) 抗冰措施: 根据覆冰调查资料, 重点参考已建线路设计冰厚及运行情况, 结合线路沿线所在地区的地形、地貌、海拔, 水汽情况等因素, 综合分析, 将本工程线路全线划分为 10mm 冰区, 但局部微地形、微气象点区段需采取缩短档距及采用加强型铁塔等的抗冰加强措施。

3、导线型号

本工程线路导线需选择载流量大于 544.35A 的型号, 考虑到各种工况对导线载流量影响, 并在留有适当裕度的原则下, 本工程拟选用 240/30 的铝包钢芯耐热铝合金绞线。

表 2.12-4 导线机械物理特性表

项 目	单 位	JNRLH6O/LB1A-240/30
铝股/直径	根/mm	24/3.6
钢股/直径	根/mm	7/2.4
铝部计算面积	mm ²	244.29
铝包钢部计算面积	mm ²	31.67
综合截面积	mm ²	275.96
计算直径	mm	21.6
计算拉断力	N	77580
项 目	单 位	JNRLH6O/LB1A-240/30
弹性系数	N/mm ²	67300

线膨胀系数	1/°C	20.2×10 ⁻⁶
直流电阻	Ω/km	0.1149
计算重量	kg/km	883.64

表 2.12-5 OPGW-36B1-55 [64; 20.6]光缆机械物理特性表

技术参数	数 值	单 位
光缆直径	10.2	mm
光缆重量	394	kg/km
承载截面积	54.5	mm ²
标称抗拉强度（RTS）	64	kN
杨氏模量	162	kN/mm ²
热膨胀系数	13.0	1/°C×10 ⁻⁶
短路电流容量	20.6	kA ² ·s

根据光伏板块之间及其与 200kV 升压站的通信要求,新建架空线路需配置通信光缆通道,因此推荐采用 OPGW 光缆作为通讯。故新建架空线路避雷线推荐采用两根 36 芯 OPGW 光缆。

4、绝缘配合

(1) 污秽区

根据 2023 版云南省污秽区分布图所示,光伏电站区域位于 b 级污秽区,绝缘配置应以 2023 版云南省污秽区分布图为基础,综合考虑线路附近的污秽发展情况及环境变化因素,结合现场运行经验,选择合适的绝缘子型式和片数,并适当留有裕度。所以本工程新建线路绝缘子按照 c 级污区等级的统一爬电比距来配置,c 级污秽区统一爬电比距为 31.5mm/kV~39.4mm/kV 之间。

根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》(GB 50061-2010)的规定:“耐张绝缘子串的绝缘子数量应比悬垂绝缘子的同型号绝缘子多一片”。故悬垂绝缘子串采用 4 片盘型玻璃绝缘子 U70BLP-2,耐张绝缘子串采用 5 片盘型玻璃绝缘子。其统一爬电比距为:
 $450 \times 4 \times 1.732 / 40.5 \times 0.9 = 69.2 \text{mm/kV} > 39.4 \text{mm/kV}$,满足 c 级污秽区的要求。绝缘子串的爬电比距满足规程的要求,玻璃绝缘子的技术参数和性能表如下表所示:

表 2.12-6 玻璃绝缘子的技术参数和性能表

序号	名 称	标准参数值
1	产品型号	U70BLP-2
2	结构高度(mm)	146
3	盘径(mm)	255
4	爬距(mm)	450

5	连接型式标记	16
6	雷电全波冲击耐受电压(kV)	120
7	工频湿闪 (kV)	45
8	工频击穿 (kV)	130
9	额定机电破坏负荷 (kN)	70
10	1h 机电负荷试验值 (kN)	52.5
11	参考重量 (kg)	5.80

线路所经地段污秽区分布见图。



图 2.12-1 线路沿线污秽区参照图

(2) 绝缘子型式选择：本线路工程推荐采用 U70BLP-2 型绝缘子。

5、防雷和接地

(1) 防雷

根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》(GB/T 50064-2014) 的规定，以及沿线收集记录资料，本工程线路所经地区的平均年雷暴日数为 94 日，为保证线路具有足够的耐雷水平，线路进 出线段需架设避雷线，本工程拟采用以下防雷措施：

- 1) 本工程全线架设两根地线，地线对边导线的保护角为 20°~30°；
- 2) 每基杆塔均接地，接地装置的工频电阻值保证满足规程要求
- 3) 为避免雷击档距中央反击导线，导线与地线在档距中央的距离（15℃,无风时）应满足下式要求：

$$S \geq 0.012L + 1$$

式中：S—导线与地线在档距中央的距离，m；

L—实际档距，m。

(2) 接地

本线路全线每基杆塔均接地,角钢塔接地形式采用闭环型和放射型接地型式，接地体采用φ10 热度锌圆钢，接地引下线采用φ12 热度锌圆钢。表在雷季干燥时，每基杆塔的接地装置工频接地电阻不大于下表所列数值：

土壤电阻率(Ω.m)	100 及以下	100~500	500~1000	1000~2000	2000 以上
工频接地电阻(Ω)	10	15	20	25	30

6、杆塔及基础规划

(1) 杆塔选型

根据上述规范，结合本工程的具体情况，同时考虑了既经济合理，又方便加工、施工及运行维护等方面的有利因素而进行的。根据本工程线路设计条件，拟选用《南方电网 35kV~500kV 输电线路杆塔典型设计 V2.0》中的 1B1Y1、1B2Y1 模块进行设计。具体使用条件见表 2.12-7 和表 2.12-8。

2.12-7 1B1Y1 模块杆塔划分及使用条件一览表

序号	塔型名称	转角范围 (°)	呼高范围 (m)	代表档距 (m)	常用呼高/ 相应水平档距 (m)		垂直档距 (m)	KV 值
					呼高	水平档距		
1	ZM2	0	15~42	350	30	466	600	0.75
2	ZM3	0	15~51	350	33	630	800	0.65
3	J1	0~20	15~36	500/250	36	270/80	±450/±150	
4	J2	20~40	15~36	500/250	36	270/80	±450/±150	
5	J3	40~60	15~30	500/250	30	270/80	±450/±150	
6	J4	60~90 0~90	15~30	500/250 500/50	30	270/80 300/50	±450/±150 ±600/±50	

2.12-8 1B2Y1 模块杆塔划分及使用条件一览表

序号	塔型名称	转角范围 (°)	呼高范围 (m)	代表档距 (m)	常用呼高/ 相应水平档距 (m)		垂直档距 (m)	Kv 值
					呼高	水平档距		

1	Z2	0	15~42	350	36	450	800	0.70
2	Z3	0	15~42	350	36	600	1100	0.60
3	J1	0~20	12~30	200/400	30	100/300	±225/± 675	
4	J2	20~40	12~36	200/400	36	100/300	±225/± 675	
5	J3	40~60	12~30	200/400	30	100/300	±225/± 675	
6	J4	60~90 0~90	12~30	200/400 50/500	30	100/300 50/350	±225/± 675 ±50/± 900	

杆塔材质的选择:

1) 角钢塔结构除塔座板及个别处需要采用焊接外, 其他杆件采用螺栓连接。杆塔主材一般采用 Q355、Q420 钢, 斜材及辅助材一般采用 Q235 钢, 特殊情况时斜材 亦可采用 Q355 钢, 钢材的质量应分别符合《碳素结构钢》(GB/T 700-2006)、《低合金高强度结构钢》(GB/T 1591-2008) 的规定, 所有杆塔结构的钢材均应满足不低于 B 级钢的质量要求。

2) 连接螺栓以热浸镀锌成品后的强度为标准来分级, M16、 M20 螺栓为 6.8 级, M24 螺栓为 8.8 级, 其材质和机械性能应分别符合《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》(GB/T 3098.1-2010) 和《紧固件机械性能螺母粗牙螺柱》(GB/T3098.2-2000) 的要求。

3) 冷镦成型的螺栓、螺母在热镀锌前必须进行去应力退火处理。冷镦成型的螺栓、螺母机械性能尚应符合《输电线路铁塔及电力金具紧固用冷镦热浸镀锌螺栓与螺母》(DL/T 764.4-2002) 的要求。全部构件及螺栓均采用热浸镀锌防腐。

4) 所有杆塔自基础最短腿基础顶面以上 9 米范围内均采用防卸螺栓, 防卸螺栓的规格和强度级别应与原施工图中相应的螺栓相同。其余螺栓全部采用扣紧螺母防松。

5) 杆塔的所有外露构件及螺栓均采取热浸镀锌防腐措施。

6) 所有杆塔要求安装杆号牌(含线路名称)、警示牌; 所有耐张、转角、终端塔要求安装相序牌。三牌制作与安装应与运行单位协商进行。

7) 全线杆塔安装简易防坠落装置。

8) 杆塔的登塔设施采用 45°弯钩式防滑脚钉, 脚钉与螺栓级别相同, 脚钉按 400~450mm 间距左右相间排列。

(2) 基础设计

基础设计遵循《架空输电线路基础设计规程》(DL/T 5219-2023)以及相关的技术规定, 根

据线路经过区域的地质情况、杆塔使用条件、基础受力特点及经济性，在满足安全可靠的前提下，结合经济、环保、方便易用的原则，决定采用掏挖基础、桩基础形式，以原状土基础为主。

地质概述：线路沿线主要为丘陵、山地地貌，丘陵区约占线路总长的 20%，山体连绵起伏，呈浑圆状，自然山体稳定，主要分布有松树和茶树等。山地约占线路总长的 80%，分布有桉树，杂树、茶树等。

(3) 角钢塔基础选型

铁塔基础主要根据塔位的工程、水文地质条件而定。杆塔基础根据现场条件采用：不同的基础，具体有：掏挖基础。基坑开挖时可根据现场条件采用人工或机械开挖。

a、掏挖基础

掏挖基础是将基柱的钢筋骨架和混凝土直接浇如人工掏挖成型的土胎内，开挖难度不大，对塔位地质条件有一定要求，一般适用于土质较好的粘性土且无地下水的塔位。该类基础充分发挥原状土抵抗上拔的优势，相对于其他基础同时具有混凝土耗用量少、施工时产生的土石方量少的优点，施工工艺简单，在减少水土流失和保护环境 等方面效果较好。

b、桩基础

常用的桩基础有人工挖孔桩基础及机械成孔灌注桩基础。人工挖孔桩基础适用于地形复杂、场地狭窄、基础具有较高的承载能力，基础主柱外露高度的调节范围大。当杆塔基础作用力较大、地形较陡时，可采用人工挖孔桩基础，以保证塔基安全稳定。该类基础施工同原状土掏挖基础，因基础埋深较大，当场地地质条件较差、存在地下水时，灌注桩或承台桩基础需采用机械钻进，因此施工费用较高。但采用桩基础能有效降低土石方开挖工程量，可减少施工弃土对原地表的破坏，减少塔位基面的围护工作，易于做到保护塔基的自然环境，且占地少，对其他管线的影响也较小。

(4) 基础材料

a、混凝土强度等级

本工程基础选材根据新《混凝土结构设计规范》（2015 年版）（GB50010-2010）和参照中国南方电网公司《35kV 架空线路标准设计》（V2.0 版）的相关规定，基础、基础护壁、保护帽混凝土强度等级均采用 C25，垫层排水沟等采用 C20。

b、钢材

铁塔基础钢材采用 HPB300、HRB400，地脚螺栓采用地脚螺栓采用 35#优质碳素钢。

c、砂

混凝土用砂，其质量应符合现行国家标准《建筑用砂》（GB/T14684-2001）的要求。

d、碎石或卵石

混凝土用石采用碎石或卵石，其质量应符合现行国家标准《建筑用卵石、碎石》（GB/T14685-2001）的要求。

e、水

混凝土用水，其质量应符合现行《混凝土用水标准》（JGJ63-2006）的要求。

（5）基础检测

a、基础检测宜分为完整性检测和承载力检测，对大跨越及地基条件复杂的杆塔基础，基桩应进行单桩承载力检测。

b、基础完整性检测宜采用钻芯法，也可采用声波透射法，高应变法和低应变法。承载力检测方法应根据基础型式、受力工况及其设计要求确定，宜采用静载试验方法。对于桩基工程可采用高应变法作为基桩承载力检测的代替方法。相应检测方法和要求应按照现行电力行业标准《电力工程桩基检测技术规程》DL/5493 执行。

（6）地震对杆塔及基础的影响

根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015）和地质报告，本线路处于地震基本烈度六度区，按照《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545-2010）第 10.1.16 条规定，地震烈度未超过九度，杆塔可不进行抗震验算；根据第 12.0.9 条规定，地震烈度未超八度，220kV 及以下的送电线路地基或基础亦无须作抗震措施。本线路工程的处于地震烈度六度区，基础或地基亦无需采用抗震措施。

7、工程量清单

1) 架空线路工程量清单

表 2.12-9 架空线路工程量清单

序号	名称	型号	单位	数量	备注
1	导线	JNRLH60/LB1A-240/30	t	83.59	
2	OPGW 光缆	OPGW-36B1-55	km	33.71	
3	悬垂绝缘子串	U70BLP-2	串	126	
4	耐张绝缘子串	U70BLP-2	串	369	
5	单回路铁塔	直线铁塔	基	2	
6	单回路铁塔	转角铁塔	基	5	
7	双回路铁塔	直线铁塔	基	19	
8	双回路铁塔	转角铁塔	基	28	

9	基础		个	216	
10	接地装置		套	54	

2) 电缆线路工程量清单

表 2.12-10 电缆线路工程量清单

序号	项目	型号	单位	数量	备注
1	铝芯电缆	ZRA-YJLV22-26/35kV1 ×500mm ²	km	2.976	电缆长度以最终实际敷设长度为准
2	户外电缆终端	26/35kV, 1×500	套	2	每套3 只
3	户内电缆终端	26/35kV, 1×500	套	2	每套3 只
4	氧化锌避雷器	YH5W-51/134	套	2	每套3 支
5	管道光缆	GYFTZY86-36B1	km	0.88	

2.12.5.5 光缆线路

通信光缆架空部分：通信电缆与电力电缆同路径敷设，后与电缆一起上塔，架空线路沿线架设两根 36 芯 OPGW 光缆。通过架空线路架设至 220kV 升压站围墙外终端塔，后使用导引光缆 GYFTZY86-36B1 接入 220kV 升压站通信房。

2.12.6 储能配置方案

因本期工程只涉及光伏区的设计，则不考虑储能配置方案，由半坡箐项目统一考虑配置。

2.12.7 主要电气设备材料清单

表 2.12-11 半坡场区主要电气设备材料清单统计

序号	名称	规格型号	单位	工程量	备注
1	发电设备及安装工程				
1.1	光伏发电设备及安装				
1.1.1	580Wp 单晶硅太阳能电池组件	580Wp, 包含组件及组件之间MC4 插头, 以及支架上下跨接MC4 插头, 即组件之间连接所有的MC4 插头。	块	65800.00	直流侧 38.164MWp

1.2	汇流及变配电设备及安装				
1.2.1	组串式逆变器	320kW 组串式逆变器	台	94.00	
1.2.2	35kV 箱变	S20-2600 油浸式箱变(华式), 含箱变测控装置、纵向加密装置等设备	台	3	
1.2.3	35kV 箱变	S20-3200 油浸式箱变(华式), 含箱变测控装置、纵向加密装置等设备	台	7	
1.2.5	通信柜	含交换机、数据采集装置等, 具备PLC 电力载波通讯系统功能	台	10.00	
1.3	集电线路工程				
1.3.1	光伏电缆				
1.3.1.1	光伏电缆	PV1-F-1×4mm ² , 1500V 耐压	km	240	
1.3.1.2	MC4 插头	各组串至逆变器的MC4 插头及逆变器下端口 MC4 插头	对	4700	
1.3.2	1kV 电力电缆				
1.3.2.1	电力电缆	ZB-YJLHV22-1.8/3kV-3×185 (铝合金)	km	32	
1.3.2.2	电缆头	3×185 (铝合金), 冷 缩户内型	套	188	
1.3.2.3	电力电缆	ZC-YJV22-1.8/3kV-4x10	m	300.00	1.8kV 电力电缆 (箱变低压侧至通信柜数据采集装置)
1.3.2.4	电力电缆	ZC-YJV22-0.6/1kV-4x4	m	300.00	1kV 电力电缆 (箱变自用电 0.4kV 母线至通信柜)
1.3.2.5	超五类网线		m	300	
1.3.3	35kV 集电电缆线路				

1.3.3.1	电力电缆				
1.3.3.1.1	35kV 电力电缆	ZB-YJLHV22-26/35-3× 95 (铝合金)	m	4000	
1.3.3.1.2	35kV 电力电缆	ZB-YJLHV22-26/35-3× 240 (铝合金)	m	600	
1.3.3.1.4	35kV 电缆终端头	三芯3×95, 35kV, 铜 铝过渡	套	16.00	
1.3.3.1.5	35kV 电缆终端头	三芯3×240, 35kV, 铜铝过渡	套	4.00	
1.3.3.1.7	35kV 电缆中间头	三芯3×95, 35kV	套	4.00	
1.3.3.3	35kV 电缆并接井		口	4	
1.4	电缆敷设				
1.4.1	镀锌钢管	Φ50	km	0.3	低压电缆过路
1.4.2	镀锌钢管	Φ100	km	0.3	低压电缆过路
1.4.3	镀锌钢管	Φ200	km	0.1	高压电缆穿道路
1.4.4	PVC 管	Φ25	km	18	
1.4.5	PVC 管	Φ40	km	15	
1.4.6	镀锌钢管	Φ100	km	0.5	接地扁钢穿道路
1.4.8	直埋电缆壕沟	宽×高700×1000 mm	km	5.00	集电线路
1.4.9	电缆槽盒	宽×深200×150 mm, 含 内衬隔板	km	5	
1.4.10	电缆槽盒	宽×深400×150 mm, 含 内衬隔板	km	2	
1.4.11	电缆槽盒	宽×高600×150mm, 含 内衬隔板	km	1	
1.4.12	槽盒固定支架	50×50×5 镀锌角钢	km	12	
1.4.13	槽盒接地线	6mm ² 黄绿线, 250mm	km	0.5	
1.4.14	槽盒接地线配套螺栓及线鼻子	与6mm ² 黄绿线配套	套	2000	
1.5	电缆防火		项	1.00	
1.5.1	防火涂料	YFD 型	t	0.8	
1.5.2	防火堵料		t	0.8	

1.6	光伏区接地工程				
1.6.1	防雷接地				
1.6.1.1	水平接地体	-50x5 热镀锌扁钢	km	25	
1.6.1.2	接地连接线	-40x4 热镀锌扁钢	km	15	
1.6.1.3	垂直接地极	50×50×5 镀锌角钢 L=2500mm	根	450	
1.6.1.4	光伏组件接地线	BVR-1X4mm ² 黄绿铜线	km	20	
1.6.1.5	逆变器接地线	BVR-1X16mm ² 黄绿线	km	0.11	
1.7	方阵监控系统子站				
1.7.1	地埋光缆	GYTA53 型24 芯光缆	km	4.80	
1.7.5	视频监控系统	含及光伏箱变平台，共 10 个监视点及安装附件，与升压站公用一套 后台	套	1.00	

2.13 土建工程

2.13.1 基本资料和设计安全标准

2.13.1.1 基本资料

根据地表调查结合区域地质资料，工程区出露岩土层主要有：覆盖层主要为坡残积（Q4el+dl）的硬塑状态黏土及下伏的泥岩、砂岩，厚度在 0.5~3.0m 之间，局部低洼地段在 5.0m 以上。基岩主要为灰岩、砂岩等，基岩以强风化为主，局部中等风化，岩体节理裂隙发育，岩体较破碎，呈碎石、块石状，岩质较坚硬，锤击不易碎。

地下水以基岩溶裂隙水、孔隙水为主，埋藏深，基础设计及施工可不考虑地下水对基础的不利影响。水及土对混凝土结构有微腐蚀性，对钢结构有微腐蚀性。根据 1：400 万《中国地震动参数区划图》（GB18306—2015），工程场地 50 年超越概率 10%的基岩水平动峰值加速度值为 0.2g，对应地震基本烈度为 8 度，工程区域场地类别为II类。

2.13.1.2 设计安全标准

本工程额定容量 30MW（AC），根据《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012），规

模为中型，属“重要”新能源发电工程。本工程安全设计标准如下：

- 1) 光伏支架结构安全等级：三级
- 2) 光伏电站内建筑结构安全等级：二级
- 3) 建筑抗震设防类别：丙类
- 4) 地基基础设计等级：丙级
- 5) 结构设计使用年限：建构筑物 50 年，光伏阵列支架 25 年，光伏阵列支架基础 50 年；
- 6) 场地地震影响参数：地震基本烈度 8 度、地震动峰值加速度 0.2g，设计地震分组三组。
- 7) 防洪标准：光伏场区 30 年一遇洪水位。

2.13.2 光伏阵列

2.13.2.1 支架设计原则

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

(2) 光伏支架材料 Q235B/Q355B 冷弯薄壁型钢，材质的选用和支架设计应符合 现行国家标准《钢结构通用规范》GB5006-2021 的规定。

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

(4) 支架钢梁挠度：主梁不大于 $L/250$ ；次梁不大于 $L/200$ （无边框光伏组件的 次梁为不大于 $L/250$ ）。

(5) 组件和支架采用螺栓连接。

(6) 光伏支架结构重要性系数取 1。

(7) 光伏组件最低沿离地高度：2.5m。

(8) 桩基间列间距：4.8m。

2.13.2.2 支架设计参数

设计参数的准确取值是保证结构安全、稳定、经济、合理的前提，本项目光伏方 阵支架主要设计参数，见下表：

表 2.13-1 支架设计主要参数表

序号	项目	单位	参数	备注
----	----	----	----	----

1	光伏组件尺寸	mm	2278×1134×30	580Wp 单晶硅
2	支架安装倾角	°	21	
3	基本风压	kN/m ²	0.35	25 年一遇
4	基本风压	kN/m ²	0.45	50 年一遇
5	风压高度变化系数		1	地形修正系数 1.2
6	风振系数		1.2	
7	风荷载体型系数		0.86/-1.03	
8	地面粗糙度类别		B	
9	温度荷载	°C	20/-15	
10	基本雪压	kN/m ²	0	25/50 年一遇
11	光伏组件自重	kg	31.8	
12	设计使用年限	年	25	
13	安全等级	级	三	
14	结构重要性系数		1	
15	抗震设防烈度	度	VIII	

2.13.2.3 支架形式比选

结合本项目场址地形地质条件，在综合考虑了制造成本、支架基础成本、施工费用、施工周期等各项指标，本项目选用单立柱支架方案。光伏支架立柱设计套管底座，立柱与底座套接，具备上下调节能力。上部檩条与主梁采用可调节节点，便于现场施工。

2.13.2.4 支架设计

本工程支架采用薄壁型钢结构，组件离地最小高度为 2.5m。支架每个单元排列×块光伏组件（个组串），组件放置。光伏支架立柱分上下立柱设计，具备上下调节能力，以适应地形高差。上部檩条与主梁采用可调节节点，便于现场施工。

2.13.3 支架基础设计

2.13.3.1 支架基础型式比选

光伏支架基础的常用型式主要有钢筋混凝土独立基础、钢筋混凝土灌注桩基础、

螺旋钢桩基础、预应力管桩基础、岩石锚杆基础等。钢筋混凝土独立基础适用范围广，但开挖回填工程量大，混凝土用量大，施工周期较长。钢筋混凝土灌注桩基础适用于粘性土、粉土等地质条件，施工速度快，对场地破坏较小，充分利用地基土力学性能，混凝土量小于传统独立基础。螺旋钢桩基础适用于砂土、粘性土等地质条件，施工速度快，无现场混凝土搅拌，但由于钢桩产品工艺限制，抗侧力和抗弯能力有限。预应力管桩基础适用于人工填土、软土等地质条件，机械化程度高，无需开挖和浇灌，桩身尺寸适用性较强。根据现场踏勘情况，场址覆盖层为红黏土，且有基岩出露。岩石锚杆基础适用于承载力较好的中风化或微风化等地质条件，其对土层扰动较小，混凝土量远远小于独立基础及灌注桩基础。

根据现场踏勘情况，场址覆盖层为黏性土，且部分地块有基岩出露。从经济性和施工可行性考虑，本阶段支架基础选用混凝土灌注桩基础。

2.13.3.2 光伏支架与基础连接方式设计

上部支架通过连接基础内预埋钢管，钢管内部留空一段距离，以方便支架安装时调节立柱高度。

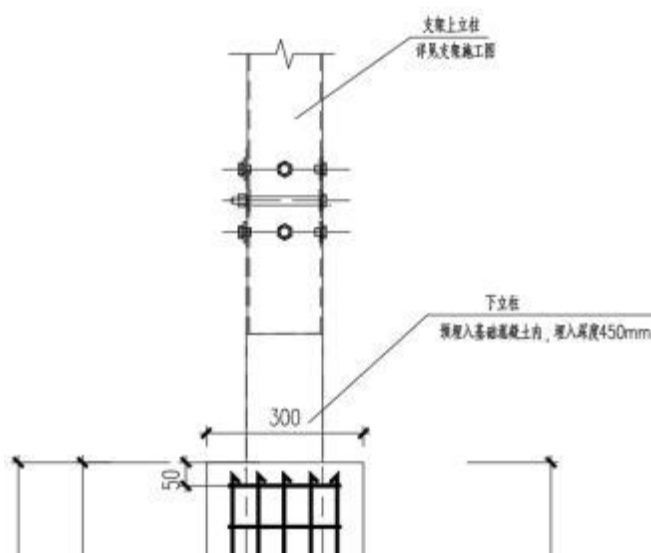


图 2.13-1 预埋地脚螺栓连接示意图

根据比选，本项目光伏支架与基础的连接方式预埋钢管套筒型式。

2.13.3.3 支架基础计算

本项目灌注桩基础承载力计算公式采用现行《建筑桩基技术规范》JGJ 94 中的相

关公式进行计算，其中：

1) 桩基竖向承载力计算：

$$Q_{uk} = Q_{sk} + Q_{pk} = u \sum q_{sik} l_i + q_{pk} A_p$$

式中： q_{sik} ——为桩侧第*i* 层土的极限侧阻力标准值；

q_{pk} ——极限端阻力标准值；

2) 桩基抗拔承载力计算：

因光伏支架基础基本为单桩基础，故桩基抗拔承载力计算采用群桩呈非整体破坏时的基桩抗拔承载力公式进行计算。计算公式如下：

$$N_k \leq T_{uk} / 2 + G_p$$

$$T_{uk} = \sum \lambda_i q_{sik} u_i l_i$$

式中： q_{sik} ——为桩侧第*i* 层土的极限侧阻力标准值；

T_{uk} ——基桩抗拔极限承载力标准值；

u_i ——桩身周长；

λ_i ——抗拔系数；

抗拔系数取值如下表：

表2.13-2 抗拔系数

土类	λ 值
砂土	0.50~0.70
粘性土、粉土	0.70~0.80

3) 桩基水平承载力计算：

本工程光伏支架基础采用混凝土灌注桩基础配筋率大于 0.65%，故桩基水平承载力特征值采用如下公式进行计算：

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

式中： EI ——桩身抗弯刚度；

X_{0a} ——桩顶允许水平位移；

v_x ——桩顶水平位移系数。

基础入土部分直径D1为300mm，入土深度H2为2.1m；出土部分直径D2为300mm，出土高度依据现场地形条件及施工条件控制在H1为0.8m以内。

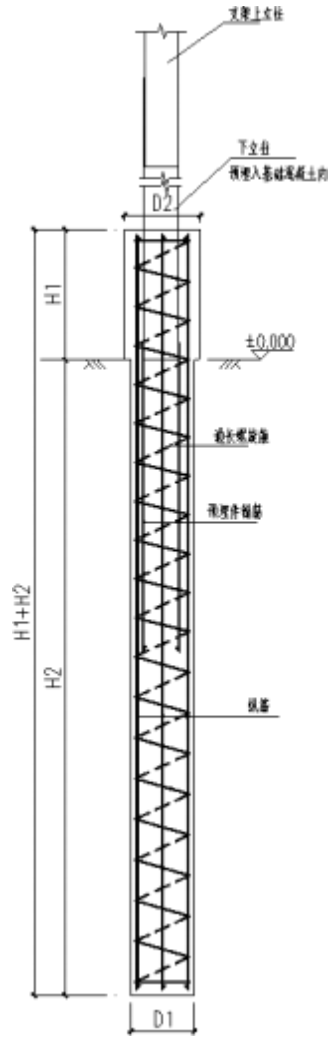


图 2.13-2 灌注桩基础示意图

灌注桩基础是将钢筋笼放入预先钻好的孔内，浇筑混凝土形成的基础。该基础形式充分发挥了原状土体的力学性能，避免了大范围爆破对岩石基面、林木植被的损害，利于对环境的保护。

2.13.3.4 支架防腐设计

参考县气象站气象要素，项目场址多年平均相对湿度为 79%。场址位于山区，大气环境按乡村大气考虑，参照《金属和合金的腐蚀 大气腐蚀性 第一部分：分类、测定和评估》GB/T 19292.1-2018，《光伏电站支架技术要求》NB/T 10642-2021，确定项目地的腐蚀等级为III，轻腐蚀。

光伏支架表面防腐依据以下原则确定：

(1) 对采用冷加工且厚度 $\leq 3.0\text{mm}$ 的钢结构构件,采用镀镁铝锌进行防腐,镀镁铝锌厚度应不小于 275g/m^2 (双面)。

(2) 对采用焊接方式加工或厚度 $> 3.0\text{mm}$ 的钢结构构件,采用热浸镀锌进行防腐,热镀锌厚度应不小于 $65\mu\text{m}$ 。

(3) 支架中采用的铝合金构件(压块等),采用阳极氧化膜进行处理,阳极氧化膜厚度依据腐蚀等级确定。本工程腐蚀等级为弱腐蚀,阳极氧化膜最小厚度不小于 $15\mu\text{m}$,最小局部厚度不小于 $12\mu\text{m}$ 。

2.13.4 设备基础设计

2.13.4.1 箱变基础设计

本工程每个方阵配备一台箱变,共有箱变基础 10 个。初拟基础为桩承台钢筋混凝土结构,顶部为变压器预埋槽钢。电缆拟通过槽盒/电缆沟从基础内穿过,采用该种基础形式可避免常规箱式基础内部积水问题。并在箱变油箱(如采用油变)排油口侧设置油坑,油坑采用砖砌或成品油坑型式。

黏土和基岩都可作为箱变基础持力层。基础需待设备选定后根据厂家相关资料进行详细设计。

2.13.4.2 逆变器基础设计

本工程采用组串式逆变器,逆变器托架采用连接件及抱箍固定于光伏支架立柱上。

2.13.4.3 接头井基础设计

本工程每共有分支箱基础 4 个。初拟基础为箱型砖砌体或混凝土结构,侧壁开电缆孔。黏土和基岩都可作为基础持力层。

2.13.5 场内集电线路设计

结合地质条件,场内集电线路考虑直埋方式。直埋壕沟直接在地面进行开挖,埋设电缆,再用软砂和土回填。直埋壕沟截面尺寸有 $0.8\text{m}\times 0.8\text{m}$ 和 $1\text{m}\times 1\text{m}$,总长约 5km 。

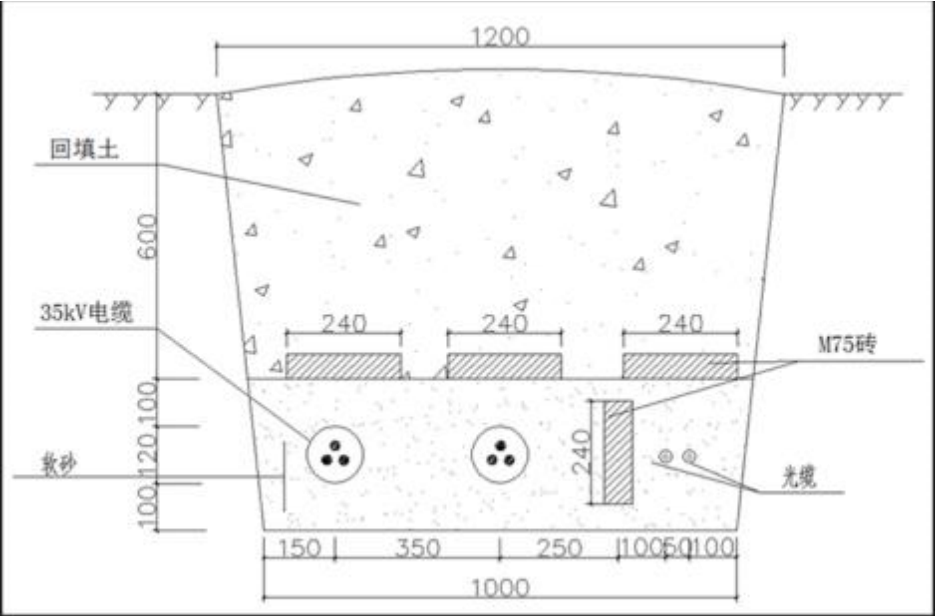


图 2.13-3 场内直埋壕沟断面示意图（尺寸参数表示）

2.13.6 升压站设计

本工程与宁洱县鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）等光伏项目共用一座 220 升压站，升压站在半坡箐项目内建设。

2.13.7 土建工程量清单

本工程土建工程量清单如下表所示。

表2.13-3 土建工程量表

序号	项目名称	单位	数量	
	建筑工程			
一	发电工程			
1	支架及基础			
1.1	固定支架基础			
1.1.1	灌注桩孔（直径 300mm入土 2.1m）	m	19740.00	
1.1.2	灌注桩钢筋制作与安装	t	231.44	
1.1.3	C30 灌注桩基础混凝土	m3	1926.90	
1.1.4	基础顶部钢管	t	281.89	
1.1.5	支架钢材	t	1219.76	
1.1.6	试桩	根	18.00	
1.1.7	桩基检测	根	10.00	
1.1.8	表土清除	m3	5600.00	
1.2	柔性支架	MW	0.00	

2	箱变基础工程		10 台箱变	
2.1	土方开挖	m3	567.63	土石比 8: 2
2.2	石方开挖	m3	141.91	
2.3	土石方回填	m3	270.79	
2.4	C25 混凝土	m3	114.30	
2.5	C20 混凝土垫层	m3	31.49	
2.6	砖砌体	m3	3.60	
2.7	钢筋制作与安装	t	15.03	
2.8	预埋铁件	t	3.18	
2.9	砂碎石换填	m3	10.00	
2.10	检修钢梯及围栏	t	3.00	
2.11	卵石	m3	5.00	
2.12	钢格栅	m2	10.00	
3	电缆分支箱基础工程		0 台分支箱	
3.1	土方开挖	m3	0.00	土石比 8: 2
3.2	石方开挖	m3	0.00	
3.3	土石方回填	m3	0.00	
3.4	C25 混凝土	m3	0.00	
3.5	C20 混凝土垫层	m3	0.00	
3.6	砖砌体	m3	0.00	
3.7	钢筋制作与安装	t	0.00	
3.8	预埋铁件	t	0.00	
4	电缆接头井		4 座	
4.1	土方开挖	m3	76.50	
4.2	石方开挖	m3	19.13	
4.3	回填方	m3	29.10	
4.4	混凝土C25	m3	23.33	
4.5	C15 垫层	m3	4.22	
4.6	钢筋制作安装	t	1.75	
5	方阵区集电线路直埋电缆壕沟		集电线路约 5 公里	
5.1	土方开挖	m3	3150.00	
5.2	石方开挖	m3	1350.00	
5.3	土石方回填	m3	3018.00	
5.4	Mu10 实心砖	m3	282.00	
5.5	级配石（或中粗砂）	m3	1200.00	
6	集电架空线路工程（若有）			

6.1	架空线路	km		
7	接地工程			
7.1	土方开挖	m3	5400.00	6750
7.2	石方开挖	m3	1350.00	
7.3	回填方	m3	6750.00	
8	围栏工程			
8.1	钢丝围栏高度 1.8m	m	13168.00	含简易门和基础
9	排水设施			
9.1	浆砌石截水沟	m3	1200.00	
9.2	沉砂池（砖砌）	个	6.00	3.0mx2.0mx1.5 m （H）
9.3	护面（浆砌石或混凝土）	m3	600.00	
6	电缆槽盒基础			2000
6.1	转孔，直径 150mm，入土深度 0.5m	m	1000.00	
6.2	基础混凝土C25	m3	21.21	

2.14 消防系统

2.14.1 消防设计概况

项目主体工程包括光伏方阵区、箱变。升压站在半坡箐项目建设，相关消防设备配置在半坡箐工程中统一考虑。

2.14.2 消防原则

1) 贯彻“预防为主，防消结合”方针，坚决执行国家有关消防设计规程、规范，结合本工程的具体情况进行消防部分的设计。在设备与器材的选择及布置时均考虑预防为主的措施，预防火灾的发生与阻止火灾的蔓延。

2) 对重要的建筑物及设备，设计安装火灾监测自动报警装置。对容易发生火灾的部位除上述措施外，还考虑分隔、封堵等阻燃措施，防止火灾向邻近蔓延。

3) 尽可能采用阻燃、难燃性材料为绝缘介质的电气设备。

2.14.3 各系统消防措施

光伏区设置视频监控系统，范围涵盖全部区域，监控信号实时传输至升压站控制室，值班人员可随时查看各个方阵区域情况。在光伏方阵的每台箱变附近均设置足量

的移动式灭火器。

2.14.3.1 箱变

箱变设 4kg 磷酸铵盐手提式干粉灭火器 2 只，箱变附近设储油坑。油坑内铺设卵石层，其厚度不小于 300mm，卵石直径为 50~80mm，油坑尺寸大于主变外轮廓线 1m。能满足事故状态下 100%的排油量。

2.14.3.2 电缆

电缆的火灾事故率在变电站较低，考虑到电缆分布较广，且电缆火灾蔓延速度很快，因此电缆防火的主要措施是防火分隔和阻燃。具体措施如下：

- 1) 电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处、长度超过 100m 的电缆沟均采取阻燃或分隔措施；
- 2) 建构（筑）物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的空洞采用电缆防火封堵材料进行封堵，其防火封堵组件的耐火极限不低于被贯穿物的耐火极限，且不低于 1h；
- 3) 电力电缆与控制电缆分层敷设，各层之间用防火隔板分隔，隔板耐火极限不低于 0.75h。

2.14.3.3 化学灭火器配置

光伏区箱变按《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）规定设置灭火器。

表2.14-1 建（构）筑物火灾危险类别及危险等级表

配置场所	火灾类别	危险等级
箱变	B、E	中

注：

1. A 类火灾：固体物质火灾
2. B 类火灾：液体火灾或可熔化固体物质火灾
3. C 类火灾：气体火灾
4. E 类火灾（带电火灾）：物体带电燃烧的火灾

表2.14-2 灭火器配置一览表

序	保护对象	灭火器型号及规范	单位	数量
1	箱变	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC4	只	20

2.14.4 给排水设计

(1) 给排水设计原则

保证升压站内消防用水量和生活用水量的安全可靠。保证站内生产、生活污水系统及雨水系统的有效收集，雨水直接排放至站外；生产、生活污水集中处理后统一排放，排放水质达到国家污水排放要求。

(2) 给排水设计范围

本工程给排水设计范围主要针对升压站站内的生活给水系统、雨水系统设计、污水系统设计、排油系统设计、消防给水系统设计以及室内给排水相关的配套设施设计。

本项目不新建升压站，给排水方案在半坡箐光伏升压站设计中统一考虑。

2.15 安全管理

2.15.1 安全管理机构及相关人员配备

根据可行性研究报告，本项目工程机构设置和人员编制按如下方案实施：

项目工程建成投入生产运行后，运行单位必须遵循《中华人民共和国安全生产法》和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全安全生产责任制度，完善安全生产条件，确保安全生产所必需的资金投入，提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，按要求设置安全生产管理机构和配备专职安全生产管理人员，单位主要负责人和安全生产管理人员须经安全生产培训、考核合格，从业人员经安全生产教育和培训合格，特种作业人员经专门的安全作业培训，并取得特种作业操作资格证。

工程投产后，设置安全卫生管理机构及安全卫生监测站，负责劳动安全与工业卫生方面的宣传教育和管理工作的，保障电站顺利运行，达到安全生产的目的。从“安全生产、安全第一”的角度出发，管理和监测机构负责整个电站的消防、劳动安全卫生检查、日常的检测、劳动安全及职业卫生教育等，并设置医务室。其机构人员的配置为1人~2人，可以为兼职人员，归口生产运行部管理。

光伏电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能

进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。

2.15.2 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，工程投产后设置安全卫生管理机构及安全卫生监测站，并制定有效的安全、卫生管理体系，以保证电站顺利运行，达到安全生产的目的。

12.15.2.1 消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度

（1）消防管理制度主要包括：

- a) 设备防火安全规定；
- b) 防火检查制度；
- c) 消防水泵管理规定；
- d) 消防水池管理规定；
- e) 材料仓库防火安全制度；
- f) 厨房防火安全制度；
- g) 集体宿舍防火安全制度等。

（2）防电气误操作管理制度主要包括：

- a) 落实责任制，明确防误工作负责人，形成防误工作网络；
- b) 贯彻执行“五防措施”；
- c) 熟练掌握相关设备的现场布置、系统联系、结构原理、性能作用、操作程序；
- d) 建立防误工作的激励约束机制；
- e) 严格执行《电业安全工作规程》、《电力事故调查规程》、《运行规程》和运行部的各种规章制度等。

（3）防高空作业坠落管理制度主要包括：

- a) 对实行高空作业的人员采取安全保护措施；
- b) 对实行高空作业人员进行安全教育，提高人员的安全意识和自我保护意识等。

12.15.2.2 工业卫生与劳动保护管理规定

各级行政正职是本单位（部门）的第一责任人，对安全生产负全面的领导责任。各级行政副职是自己分管工作范围内的第一责任人，对分管范围内的安全工作负有

领导责任。各类人员必须认真落实规定中各自的安全职责，认真贯彻执行国家有关安全生产的方针、政策、法律及法规，并对所属部门人员履行安全职责的情况进行检查、考核。严禁违章指挥，违章作业，违反现场劳动纪律现象的发生。

坚持“管生产必须管安全”的原则，做到计划、布置、检查、总结、考核生产工作和安全工作同步进行，落实好有关职业安全卫生制度的执行。

12.15.2.3 工作票、操作票管理制度

编制光伏电站运行操作规程，建立工作票与操作票管理制度，保护运行人员在生产过程中的人身安全，保障设备财产不受损失。

工作票与操作票管理制度的主要内容包括：（1）工作票与操作票的类别；（2）工作票与操作票的内容、格式及填写人员、签发人员资格规定；（3）工作票与操作票的执行；（4）工作票与操作票的终结；（5）工作票与操作票的考核等内容。

2.15.3 事故应急救援预案

根据《安全生产许可证条例》（中华人民共和国国务院令第 397 号）第六条规定，企业要取得安全生产许可证，应当具备的安全生产条件之一就是：有生产安全事故应急救援预案、应急救援组织或者应急救援人员，配备必要的应急救援器材、设备。对光伏电站的突发事件应有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在光伏电站投产前经有关部门的审批。预案应对光伏电站在建设过程中出现的突发事件有较全面的应急处理手段，在事故发生的第一时间内及时做出反应，采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报，在事故未查明之前，当值运行人员应保护现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命）等。

2.15.4 安全生产专项投资概算

可行性研究报告中设备及安装工程概算表中未详细列出安全设施投入，建议设计和建设单位在下一步施工及安全设施设计专篇中，应按照《关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》（财资〔2022〕136 号）文件中的相关规定对安全设施相关费用的投入重新进行概算，切实反映光伏电站建设、运营对安全设施的需求。

第3章 主要危险、有害因素辨识

危险因素是指能对人造成伤亡或对物造成突发性损坏的因素。有害因素是指能影响人的身体健康，导致疾病，或对人造成慢性损害的因素。

所有的危险有害因素，表现形式不同，但从本质上讲，之所以能造成有害的后果，都可归结为存在能量、有害物质；能量、有害物质失去控制，并导致能量的意外释放和有害物质泄漏、挥发的结果。因此，存在能量、有害物质和能量、有害物质失去控制，是危险因素产生的根本原因。

根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T 13861-2022）、《企业职工伤亡事故分类》（GB/T 6441-1986）、《职业病危害因素分类目录》（国卫疾控发〔2015〕92号）以及相关事故统计和分析，辨识与分析危险有害因素。本项目涉及到的危险、有害物质有电能、氧气、乙炔、变压器油等。该工程在生产运行过程中的主要危险因素有：地震、边坡坍塌、滑塌、岩溶塌陷、泥石流灾害、地基沉降、滑坡、电伤害、火灾、爆炸、孤岛效应、热斑效应、物体打击、高处坠落、机械伤害、车辆伤害等。与本项目有关的有害因素主要为：噪声、电磁辐射、毒物、粉尘、高温、低温、标志缺陷、微机自动化监控系统故障及安全监测系统失效、计算机系统恶意代码等。

3.1 主要物料特性及其危险性

本工程项目建设范围为半坡光伏项目的光伏厂区，不涉及升压站的建设，项目配套建设的35kV开关装置及220kV升压站与鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）光伏项目共用一座220kV升压站，故在本次评价过程中，未将35kV开关装置及220kV升压站纳入本评价范围内，有关35kV开关装置及220kV升压站内所涉及的危险有害物质也未纳入分析辨识。

3.1.1 乙炔

电站在施工及检修焊接时经常使用钢瓶装的乙炔。乙炔具有极易燃烧爆炸特性，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触会猛烈反应。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。能与铜、银、汞等的化合物生成爆炸性物质。乙炔具有弱麻醉作用，高浓度吸入可引起窒息。乙炔属于危险化学品易燃气体类别，危险货物编号为21024。

3.1.2 氧气

该工程施工及检修焊接会使用钢瓶装的氧气，常压下，当空气中氧气浓度超过 40% 时，人就可能发生氧气中毒，吸入氧浓度在 40%~60% 时，人就会感觉胸骨不适，轻咳，呼吸困难，严重时可发生肺水肿，甚至出现呼吸窘迫综合症。吸入氧浓度达到 80% 以上时，人会表现出面部肌肉抽动、面色苍白、眩晕、心动过速、虚脱、继而昏迷、呼吸衰竭，最终死亡。

3.2 场址选址及总平面布置危险有害因素分析

3.2.1 场址选址危险有害因素分析

场址位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，场址中心距离宁洱县直线距离约 30.6km，海拔高程在 1400m~1850m 之间，场址区域内植被较发育，主要为茶树、农作物、低矮灌木和荒草。场址地形开阔，适宜光伏建设。平均坡度为 25 度，局部地形最大坡度可达 30 度以上。

根据《半坡茶光互补光伏发电项目可行性研究报告》中工程地质部分摘录得知：“本项目场址区周围 500m 范围内无活动性断裂，已满足规范要求的安全距离。场地内及其附近未发现规模较大的滑坡、崩塌、泥石流、岩溶等影响场地稳定性的不良地质作用，地基岩、土中也未发现液化砂土、软土等特殊土存在。结合《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T 10100-2018)附录 C、D 和《水电工程区域构造稳定性勘察规程》(NB/T 35098-2017) 的规定，在工程场地范围内无发震断裂存在，地震动参数不用考虑计入近场影响；场地区域地震烈度为 VIII 度，场地区域构造稳定性分级为稳定性相对较好。另外在本次勘测过程中，未发现对场地构成威胁的不良地质作用，场地基本稳定，地质构造对工程建设无重大颠覆性影响。”

站址若未充分考虑地震、断裂带、地形地貌及地基土等工程地质条件，可能会因塌陷、地震、泥石流等事故，造成建筑物塌陷、道路中断、架空线路铁塔坍塌、发电设备故障等事故。

3.2.2 总平面布置危险、有害因素

光伏电站工程总平面布置应综合考虑多方面因素，包括光能资源的评估、自然条件、社会环境、安全卫生设施、交通道路、建筑物间的防火间距、规划和环境绿化等对

劳动安全和工业卫生都有直接影响的因素，应统一规划，合理安排。

根据光伏电站实际的布置来看，管理范围较大，给整个光伏电站的安全管理带来不便。如设备布置、安全距离、消防系统布局不合理，站内道路路面宽度、曲率半径以及路标指示牌布置不合理，均有可能造成火灾、触电、车辆伤害等事故的发生。

组件前后距离过大，会造成土地资源浪费，投资增加，从而直接影响本光伏电站的经济性；组件前后距离过小，会造成光伏组件出现阴影，降低发电量，甚至造成光伏组件热斑效应。由于局部阴影的存在，太阳电池组件中某些电池单片的电流、电压发生了变化。其结果使太阳电池组件局部电流与电压之积增大，从而在这些电池组件上产生了局部温升。太阳电池组件中某些电池单片本身缺陷也可能使组件在工作时局部发热，这种效应能严重的破坏太阳电池。

升压站位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，施工期会产生噪声、粉尘。升压站与周边村庄居民距离较远，且设置有围墙或防护网，周边村民不会进入站内。故项目与周边村庄的相互影响不大。

3.3 场址与周边环境的相互影响

拟建项目工程区位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，坡度平缓，地势开阔，周围无高大山体或建筑物遮挡。目前该站址区域土地避开林草敏感因素，用地范围内的土地不属于林业保护用地，也不属于耕地及后备耕地，属于可用范围。站址区域无矿产资源开采情况。站址区域无文化遗址、地下文物、古墓等。站址周边无其他设施宗教场所、少数民族风俗活动场所、地埋引水管及其他隐蔽工程等。站址不涉及拆迁补偿情况。

本电站为清洁能源，对周边的影响不大，主要是施工期的噪声、粉尘影响。本电站项目与周边环境的其他相互影响主要为：

- 1.光伏电站火灾导致周边环境火灾的发生。
- 2.周边环境主要为农耕地、林地、放牧等火灾影响光伏电站的安全运行。
- 3.电站产生的工频电磁场影响周边环境。
- 4.电站建设、运行、管理对当地微气候和生态的影响等。
- 5.从场区与居民点的距离看，项目在运行期对居民点影响不大。

3.4 建（构）筑物危险、有害因素分析

3.4.1 地震危险性分析

地震对电站建筑设施及设备的破坏性主要表现为：

强烈地震波可引起支架激烈晃动，从而导致光伏阵列破坏、变形、脱落等破坏。

强地震可引起支架基础沉降，支架固定螺栓脱落、断裂等破坏。

强地震可引起架空集电线路及输电线路塔架倒塌等破坏。

强地震可引起主变基础及其它电气设备基础沉降，设备连接构件断裂、脱落等破坏。

强烈地震可引起控制室等房屋的倒塌、开裂及沉降破坏。

强烈地震可引起母线、电缆、线路等带电体的短路、断路事故。

强烈地震可造成山体滑坡、坍塌等自然灾害，从而危及电站设备、设施及建筑物的安全。

根据《中国地震动参数区划图》，拟建工程Ⅱ类场地基本地震动峰值加速度为0.20g，基本地震动反应谱特征周期0.45s，对应的抗震设防烈度为Ⅷ度，设计分组为第三组。在工程场地10km范围内无发震断裂存在，地震动参数不用考虑计入近场影响。

3.4.2 光伏支架及基础危险有害因素分析

光伏支架存在的危险、有害因素包括：不良地质、施工安装质量、支架材料、极端大风等。

根据地表调查结合区域地质资料，本项目太阳能电池方阵场地地基岩土主要为第四系全新统残积型黏土及下伏的侏罗系、白垩系泥岩及砂岩组成。黏土为棕黄、棕红色，稍湿，硬塑状态，场地局部低洼处为可塑状态；厚度一般为0~5米，局部低缓地段大于5米。下伏泥岩、砂岩为中等风化，多呈块石状。上述岩土层均具有较好的物理力学性质和较高的地基承载能力，均可采用天然地基，其基础形式可采用钢筋混凝土独立基础或锚杆基础等。

本工程光伏支架基础初拟采用混凝土灌注桩基础。

在基础持力层选择时，应重视不同风化地基土的不均一性可能对基础产生的不良影响，基础埋深应满足地基承载力与变形的要求。

光伏支架基础如存在不良地质且未处理或处理后不能满足设计要求，基础地基处理、

混凝土不满足设计和规范要求的强度要求，可能发生基础沉降、变形；支架材料质量不合格，在遇大风、雪雨天气时损坏；支架安装质量存在缺陷，在遇极端大风天气时导致光伏组件被吹飞、支架散开等导致设备损坏。

光伏组件支架钢结构设计若未考虑恒荷载（组件重量）、风荷载、地震荷载、雪荷载、温度荷载等荷载工况，达不到承载力要求，将不能够保证设备及支架在最大风速下安全可靠不会倾覆。制造和装配材料存在质量缺陷、未对光伏方阵构架采取一定的防腐措施、基础连接螺栓强度不符合要求以及安装不规范等危险因素，可导致上部构架与基础连接不可靠、钢构架的承受载荷降低，运行期未定期巡视和维护、未按气候条件进行事故预测和对策等，在光伏电场遭遇地震、强风天气等不良自然条件时，可能引发光伏方阵坍塌事故的发生。

3.4.3 箱式变压器、逆变器基础、接头井基础危险、有害因素分析

1、箱式变压器：本工程每个方阵配备一台箱变，共有箱变基础 10 个。初拟基础为桩承台钢筋混凝土结构，顶部为变压器预埋槽钢，黏土和基岩都可作为箱变基础持力层。满足安全要求。

2、本工程采用组串式逆变器，逆变器托架采用连接件及抱箍固定于光伏支架立柱上。满足安全要求。

3、本工程每共有分支箱基础 4 个。初拟基础为箱型砖砌体或混凝土结构，侧壁开电缆孔。黏土和基岩都可作为基础持力层。满足安全要求。

若在实际施工过程中，未严格按照设计要求进行施工，可能会造成变压器、逆变器、接头井等基础不稳，导致设备损坏等风险。

3.4.4 电缆壕沟危险、有害因素分析

场内集电线路考虑直埋方式。直埋壕沟直接在地面进行开挖，埋设电缆，再用软砂和土回填。直埋壕沟截面尺寸有 0.8m×0.8m 和 1m×1m，总长约 5km。

电缆沟回填土未填实，回填土中带有垃圾、带有腐蚀性及带有坚硬物体，可能导致电缆损伤。

电缆沟与道路距离较近，车辆从电缆沟上通过，可能压垮电缆沟壁，导致电缆损伤。

电缆壕沟未做防水帽，或电缆沟位于排水都下方时，若设计、施工不满足要求，使排水进入电缆沟，遇电缆中间接头会发生放电，进一步影响周边电缆。

3.5 气象条件对本项目及主要设备的影响

3.5.1 降水的影响

暴雨常伴随强对流天气同时发生，比如冰雹、大风等强对流天气；暴雨天气不仅影响光伏电站的发电，还可能诱发山洪泥石流等地质灾害，危害光伏电站安全；其次暴雨还可能因光伏组件无效导致其损坏，从而给企业带来直接或间接经济损失。从多年气象特征参数及宁洱哈尼族彝族自治县气候条件知，该区域近 30 年年平均降水为 1448.5mm，降雨量较多，在光伏电站光伏支架的设计时，需要考虑相应的影响。要注意道路边坡开挖可能产生的滑坡和塌方等灾害。

3.5.2 冰雹影响

本项目区多年冰雹日数为 1.9d。冰雹是从发展强盛的积雨云中降落到地面的冰球或冰块，是一种季节性明显、局地性强，且来势猛、持续时间短、以机械性伤害为主的天气灾害。冰雹颗粒撞击太阳能电池板，可能导致电池板开裂，引发电池短路等，从而给企业带来经济损失。

3.5.3 风荷载影响

本项目对于风荷载的设计取值主要依据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012），宁洱哈尼族彝族自治县多年极大风速为 15m/s，年均大风日数为 4.7d，光伏电站区域较县城海拔高度增加，同时较县城开阔，相应的受到风的风荷载影响更大。本光伏电站存在风荷载的危害。主要表现在：突发性强风对地面建构筑物威胁较大，会造成光伏阵列倒塌、倒杆、线路断线或设备外壳带电、建筑物门窗损坏等危险事故的发生。遇强风袭击时，若未采取有效的防护措施，容易发生设备倾倒，从而伤害和碰撞现场作业人员或电力设备，酿成重大事故。

3.5.4 雷暴影响

宁洱县城区多年平均雷暴天气约 100.5 天，光伏建设场址较县城海拔更高，故雷暴天数很可能会超过 100.5 天。雷电对光伏发电系统、电气设备、集电线路的侵害主要包括直接雷击、感应雷击、雷电波入侵。直击雷直接向光伏电站的电气设备或建筑物放电，过电压会使电气设备的绝缘遭到击穿破坏而造成火灾。感应雷击是在雷云临近光伏

电站上空时，光伏电站建筑物和附近地面上将感应产生大量的电荷。如果建（构）筑物如生产楼、逆变器室等设施的接地装置不良或损坏，就会与大地间形成电位差，当感应雷过电压足够大时，就会引起建筑物内部、电气设备的电线、金属管道、其他设备设施放电而造成火灾。而雷击放电的高温电弧、二次放电，可直接对人体放电，雷电流产生的接触或跨步电压可直接使人触电。

3.5.5 凝冻影响

宁洱哈尼族彝族自治县城区多年极端最低气温-2.3℃，多年平均冰雹日数 1.9 天，凝冻灾害可能使光伏电站的光伏组件表面结冰、传感器故障，从而导致光伏组件的使用寿命缩短。

3.5.6 气温的影响

1.该工程选用逆变器的工作温度范围为-30℃~60℃。选用电池组件的工作温度范围为-40~85℃。正常情况下，太阳电池组件的工作温度可保持在环境温度加 30℃的水平。该区多年平均气温 17.39℃，极端最高气温 33.8，极端最低气温-2.3℃。因此，按该工程场区极端气温数据校核，本项目太阳电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳电池组件及逆变器的安全性没有大的影响。

3.6 设备设施危险有害因素分析

3.6.1 太阳能电池组件危险有害因素分析

太阳能电池组件的常见故障有：外电极断路、内部断路、旁路二极管短路、旁路二极管反接、热斑效应、接线盒脱落、导线老化、导线短路、背膜开裂、EVA 与玻璃分层进水、铝边框开裂、电池玻璃破碎、电池片或电极发黄、电池栅线断裂、太阳能电池板被遮挡等。可根据具体情况检查更换或修理。

3.6.1.1 自燃

事故案例 1：太阳能组件“自燃”

2012 年，位于德国慕尼黑的某光伏电站的太阳能组件发生自燃，燃烧现场惨不忍睹。据了解，起火点发生在屋顶太阳能光伏发电板的一个电控箱处，恰巧是一个防烟楼梯的正压进风口，导致室内烟气倒灌。火灾报警后未联动排烟光伏电池板，烟气弥漫，

后消防车出动将火扑灭。



图 3-1 光伏屋顶的太阳能组件“自燃”



图 3-2 屋顶太阳能光伏电站“自燃”现场

光伏组件频繁“自燃”，产品质量不容忽视。光伏组件生产商应加强技术和质量方面的工作，未来如果到处都是这样的景象，不仅是赔偿的问题，中国制造的产品也可能受到抵制。事发当时幸亏有清洁工路过及时发现，否则那片工厂都将成为废墟。

太阳能光伏组件“自燃”原因：

1.粗制滥造匆忙上马，赶工期是造成问题的因素之一。

据了解，目前我国有些地区的个别电站由于一味赶工期，再加上设备验收时质量控制不严、技术把关不严，因此也有不少问题是由于设备质量造成的。虽然大多数问题集中在升压和强电部分，但不少问题都跟逆变器相关，比如输出电压等级是否符合国网要求、是否具备低电压穿越保护等。也正是因此，逆变器的质量问题比较突出。

逆变器的主要问题集中在标准、技术规范是否按照国网的要求去做，也多与相关标准缺失有关，比如逆变器电压输出幅度太宽，700V 进直流，200V 交流出，缺少相关规范和要求。

目前各逆变器厂家技术路线不同、技术标准不同，又缺乏横向技术交流，国内对于 35kV 以下的串并结构以及电气配套设备又都是非标准化的，因此出现问题。

2.系统的设计缺陷。

据不完全统计，目前我国格尔木地区光伏电站暴露出来的问题主要集中在无功补偿、光能预测以及稳控装置方面，包括主变压器不符合要求、无功补偿功率不够、无稳控装置、逆变器不具备低电压穿越功能、缺少发电预测或信号不通、绝缘不符合要求等。由于设计单位在光伏电站设计方面的经验欠缺，以及对当地特殊地质地貌环境考虑不周，

将为这些光伏电站的后续运营留下许多隐患。

3.光伏组件接线盒质量问题。

目前中国组件制造商生产的组件很多都存在不少的质量问题和隐患，而其中很大一部分组件质量问题来自接线盒自身的设计和品质。作为光伏组件制造商的配套企业，接线盒制造商不仅需要对组件制造商负责，更需要对终端客户负责，特别是对使用过程中人身安全的保护。所以，优化接线盒结构设计、提高质量是所有接线盒制造企业的首要任务。

结合目前光伏组件户外使用的实际情况，接线盒常见试验项目主要有：IP65 防冲水测试、结构检查、拉扭力试验、湿漏电试验、二极管升温试验、环境试验、750℃灼热丝试验。

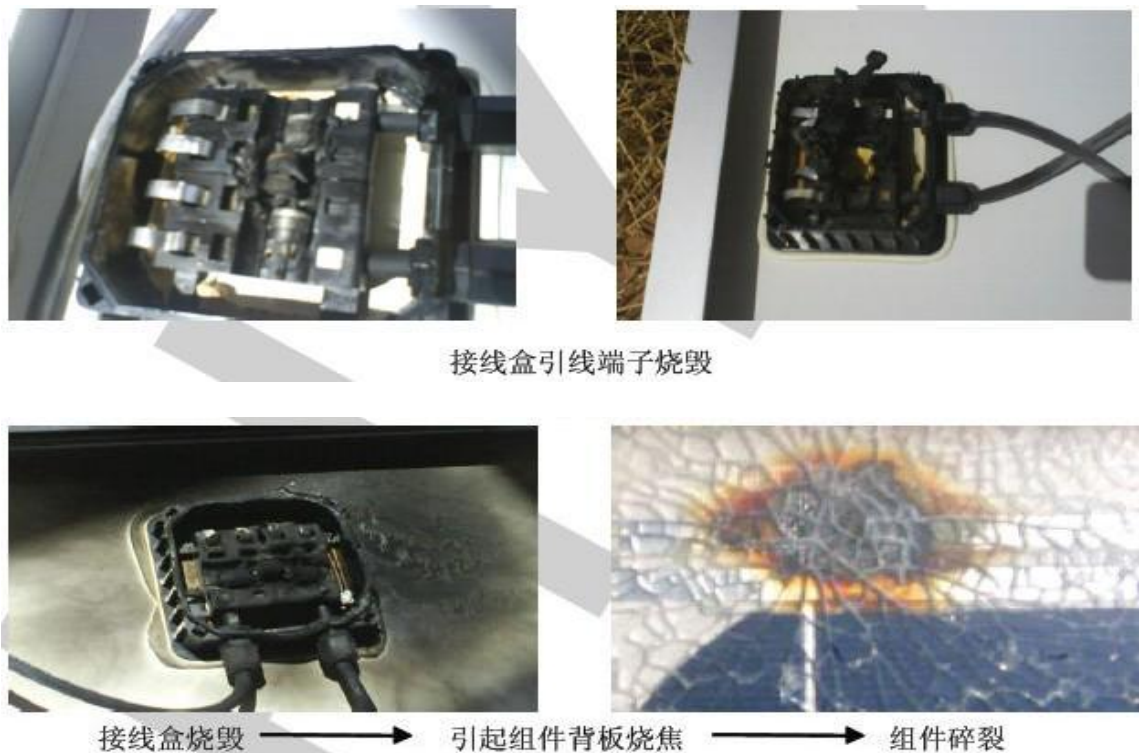


图 3-3 户外光伏组件接线盒问题引起的故障图分析

3.6.1.2 腐蚀

太阳电池组件的腐蚀主要产生在太阳电池组件内部接线盒导电体和铅边框的断面上。太阳电池组件的内部腐蚀主要是由助焊剂的腐蚀性和组件生产环境的洁净度决定的。有的厂家使用玻璃纤维也是导致组件内部生产腐蚀的原因之一，使用玻璃纤维虽然有利于组件内部空气的排除，避免气泡的产生，但是玻璃纤维本身就显弱碱性，吸水性很强，杂质含量很高，因此导致组件使用过程中产生发黄、变色，电性能下降现象。

3.6.1.3 电性能衰减或无输出

组件产生这种电性能衰减的因素有很多，如原材料自身原因、生产工艺不成熟、生产环境因素等。

1.太阳能电池片本身就存在一定的衰减。晶体硅太阳能电池组件开始使用一段时间以后，在电性能方面都会出现 1%~2%不同程度的衰减，这是由电池片本身材料特性所决定的。由于电池片中的硼、氧在光照能量下激发、反应，产生硼氧复合，形成载流子复合中心，从而导致电池片转换效率下降。

2.焊接对电池片造成的潜在损伤导致组件电性能下降。在整个太阳能电池组件封装的过程中，焊接是一道特殊工序，焊接工艺是否成熟直接影响太阳能电池组件的产品质量，同时这也是整个生产过程中一个关键的生产成本控制点。焊接温度和焊接速度是该工序的两个主要控制指标，焊接温度太高或焊接时间太长碎片率就会增加，另一方面就会对电池片内部造成潜在的损伤，这种损伤是无法用肉眼观察到的，这也是导致电池片在使用过程中电性能衰减的一个重要原因之一。

3.个别组件在使用一段时间以后，甚至出现了无输出的情况，这种情况主要是由于在制作出线或与接线盒进行连接时焊接时间太长造成的。

4.除此之外，还有很多细节问题都会间接导致组件的电性能下降，尤其今后的电池片将会越来越薄，层压压力过大、搬运过程中造成的组件弯曲等方面都会对电池片造成潜在的细小裂纹，这也是组件在长期使用过程中出现性能下降的原因之一。

3.6.1.4 热斑效应

热斑效应在一定条件下，一串联支路中被遮蔽的太阳能电池组件，将被当作负载消耗其他有光照的太阳能电池组件所产生的能量。被遮蔽的太阳能电池组件此时会发热，这就是热斑效应。这种效应能严重的破坏太阳能电池。有光照的太阳能电池所产生的部分能量，都可能被遮蔽的电池所消耗。为了防止太阳能电池由于热斑效应而遭受破坏，最好在太阳能电池组件的正负极间并联一个旁路二极管，以避免光照组件所产生的能量被受遮蔽的组件所消耗。

太阳能电池组件通常安装在地域开阔、阳光充足的地带。在长期使用中难免落上飞鸟、尘土、落叶等遮挡物，这些遮挡物在太阳能电池组件上就形成了阴影，在大型太阳能电池组件方阵中行间距不适合也能互相形成阴影。由于局部阴影的存在，太阳能电池组件中某些电池单片的电流、电压发生了变化。其结果使太阳能电池组件局部电流与电压之积增大，从而在这些电池组件上产生了局部温升。太阳能电池组件中某些电池单片本身缺陷也可能

使组件在工作时局部发热，这种现象叫“热斑效应”。在实际使用太阳电池中，若热斑效应产生的温度超过了一定极限将会使电池组件上的焊点熔化并毁坏栅线，热斑可能导致整个电池组件损坏，造成损失。据国外权威统计，热斑效应使太阳电池组件的实际使用寿命至少减少 10%。

3.6.1.5 其他失效现象

晶体硅太阳电池组件在使用过程中失效因素还有很多，如电池片炸裂、玻璃碎裂、汇流条发黄电池片栅线消失等。玻璃片碎裂和组件的设计有很大关系，如果在设计的过程中玻璃与边框的配合间隙不当，很容易使组件在使用过程中由于表面温度升高而出现碎裂。

3.6.2 逆变器危险有害因素辨识

3.6.2.1 孤岛效应风险分析

孤岛效应是指在电网失电的情况下，发电设备仍作为孤立电源对负载供电这一现象。

孤岛效应对设备和人员安全存在重大隐患，主要体现在：一方面，当检修人员停止电网的供电，并对电力系统线路和设备进行检修时，如果并网太阳能发电系统仍继续供电，可造成人员伤亡事故；另一方面，当因电网故障造成停电时，若并网逆变器仍工作，一旦电网恢复供电，电网电压、并网逆变器的输出电压在相位上可能有较大差异，会在瞬间产生很大的冲击电流，从而损坏设备。

孤岛效应主要危害：

- 1.对电网负载或人身安全的危害,用户或线路维修人员不一定意识到自给供电系统的存在;
- 2.没有大电网的支持,自给供电系统的供电电压和频率不稳定,容易损坏用电设备;
- 3.电网恢复时,光伏发电系统重新并网会因相位不同步引起大的电流冲击;
- 4.孤岛状态意味着脱离了电力管理部门的监控而独立运行,具有不可控性和高隐患性。

3.6.2.2 谐波危害

谐波使电能的生产、传输和利用的效率降低，使电气设备过热、产生振动和噪声，并使绝缘老化，使用寿命缩短，甚至发生故障或烧毁。谐波可引起电力系统局部并联谐振或串联谐振，使谐波含量放大，造成电容器等设备烧毁。谐波还会引起继电保护和自动装置误动作，使电能计量出现混乱。对于电力系统外部，谐波对通信设备和电子设备

会产生严重干扰。

光伏电站逆变器使用了大量的电力电子元件，在逆变器将直流转换为交流过程中，不可避免地产生谐波，所以并网逆变器的质量与性能对并网交流电的电能质量有着至关重要的影响。

电网谐波造成电网污染，正弦电压波形畸变，使电力系统的设备出现异常和故障。谐波的危害在电力系统中是多方面的，主要有：

- 1.对供电线路的危害。在谐波的影响下，容易导致机电保护误动作，不能全面有效地起保护作用。
- 2.影响电网的质量。谐波会引起串联谐振及并联谐振，放大谐波，造成危险的过电压或过电流。
- 3.增加了输电线路的损耗，缩短了输电线寿命。谐波电流一方面在输电线路产生谐波压降，另一方面增加了输电线路上的电流有效值，从而引起附加输电损耗。
- 4.对电容器的影响。由于谐波使通过电容器的电流增加，使电容器损耗增加，从而引起电容器发热和温升，加速老化。

3.6.2.3 逆变器故障分析

- 1.若逆变器选购时质量不过关，运行过程中将导致逆变器损坏。
- 2.逆变器主要元件绝缘栅双极型晶体管若失效，将导致逆变器损坏，其失效原因如下：
 - (1) 若器件持续短路，大电流产生的功耗将引起温升，由于芯片的热容量小，其温度迅速上升，若芯片温度超过硅本征温度，器件将失去阻断能力，栅极控制就无法保护，从而导致绝缘栅双极型晶体管失效。
 - (2) 绝缘栅双极型晶体管为 PNP4 层结构，因体内存在一个寄生晶闸管，当集电极电流增大到一定程度时，则能使寄生晶闸管导通，门极失去控制作用，形成自锁现象，这就是所谓的静态擎住效应。发生擎住效应后，集电极电流增大，产生过高功耗，导致器件失效。
 - (3) 瞬态过电流绝缘栅双极型晶体管在运行过程中所承受的大幅值过电流除短路、直通等故障外，还有续流二极管的反向恢复电流、缓冲电容器的放电电流及噪声干扰造成的尖峰电流。若不采取措施，瞬态过电流将增加 IGBT 的负担，可能会导致绝缘栅双极型晶体管失效。
 - (4) 过电压造成集电极发射极击穿或造成栅极发射极击穿。

- 3.逆变器由于功率较大，发热亦大。若逆变器散热设备损坏或安装不当，内部热量不

能及时散出，轻则影响元器件寿命，重则有产生火灾的危险。

4.逆变器接入的直流电压标有正负极，若光伏电池与逆变器相连输电线接错，将导致逆变器故障。

5.逆变器外壳若未按要求接地，静电可能导致巡检和检修人员触电。

6.逆变器淋雨或被潮湿空气长时间侵蚀，可能导致逆变器故障。

7.逆变器因负载故障、人员误操作及外界干扰等原因而引起的供电系统过电流或短路，可能引起燃烧事故。

8.逆变器是防止孤岛效应的重要设施，由于其可能存在质量问题、误操作等原因导致逆变器失效，发生孤岛现象。可能产生的严重后果如下：

(1) 孤岛中的电压和频率无法控制，可能会对用电设备造成损坏。

(2) 孤岛中的线路仍然带电，会对维修人员造成人身危险。

(3) 当电网恢复正常时有可能造成非同期合闸，导致线路再次跳闸，对光伏并网逆变器和其它用电设备造成损坏。

(4) 孤岛效应时，若负载容量与光伏并网器容量不匹配，会造成对逆变器的损坏。

(5) 严重时会引起火灾。

9.逆变器是整个系统的关键部件，若在系统运行过程中，逆变器的元器件、电路等出现故障，如输入直流极性接反、交流输出短路、过热、过载等，可能引起电压不稳造成公共电网的电力污染、火灾和人身伤害等事故。

10.逆变器的工作环境温度不宜超过 40℃，逆变器工作时间产生大量热量，如热量无法及时散热，可能影响元器件寿命，甚至可能引起火灾。

3.6.3 电气一次系统

3.6.3.1 变压器故障分析

变压器常见的危险、有害因素主要有声音异常、温度异常、喷油爆炸、严重漏油、套管闪络、火灾等。

1.异常响声

(1) 变压器铁芯的问题。

(2) 绕组有较严重的故障，使其附近的零件严重发热使油气化。分接开关的接触不良而局部点有严重过热或变压器匝间短路，都会发出这种声音。

(3) 变压器的器身绝缘有击穿现象。

(4) 变压器器身或套管发生表面局部放电。如果是套管的问题，在气候恶劣或夜间时，还可见到电晕辉光或蓝色、紫色的小火花，此时，应清理套管表面的脏污，再涂上硅油或硅脂等涂料。

(5) 变压器某些部件因铁芯振动而造成机械接触，或者是因为静电放电引起的异常响声。

2. 温度异常

变压器在负荷和散热条件、环境温度都不变的情况下，较原来同条件时的温度高，并有不断升高的趋势，也是变压器温度异常升高，与超极限温度升高同样是变压器故障象征。

引起温度异常升高的原因有：

- (1) 变压器匝间、层间、股间短路；
- (2) 变压器铁芯局部短路；
- (3) 因漏磁或涡流引起油箱、箱盖等发热；
- (4) 长期过负荷运行，事故过负荷；
- (5) 散热条件恶化等。

运行时发现变压器温度异常，应先查明原因后，再采取相应的措施予以排除，把温度降下来，如果是变压器内部故障引起的，应停止运行，进行检修。

3. 喷油爆炸

喷油爆炸的原因是变压器内部的故障短路电流和高温电弧使变压器油迅速老化，而继电保护装置又未能及时切断电源，使故障较长时间持续存在，使箱体内部压力持续增长，高压的油气从防爆管或箱体其它强度薄弱之处喷出形成事故。

(1) 绝缘损坏：匝间短路等局部过热使绝缘损坏；变压器进水使绝缘受潮损坏；雷击等过电压使绝缘损坏等导致内部短路的基本因素。

(2) 断线产生电弧：线组导线焊接不良、引线连接松动等因素在大电流冲击下可能造成断线，断点处产生高温电弧使油气化促使内部压力增高。

(3) 调压分接开关故障：配电变压器高压绕组的调压段线圈是经分接开关连接在一起的，分接开关触头串接在高压绕组回路中，和绕组一起通过负荷电流和短路电流，如分接开关动静触头发热，跳火起弧，使调压段线圈短路。

4. 严重漏油

变压器运行中渗漏油现象比较普遍，油位在规定的范围内，仍可继续运行或安排计划检修。但是变压器油渗漏严重，或连续从破损处不断外溢，以致于油位计已见不到油位，此时应立即将变压器停止运行，补漏和加油。

变压器油的油面过低，使套管引线和分接开关暴露于空气中，绝缘水平将大大降低，因此易引起击穿放电。引起变压器漏油的原因有：焊缝开裂或密封件失效；运行中受到震动；外力冲撞；油箱锈蚀严重而破损等。

5.套管闪络

变压器套管积垢，在大雾或小雨时造成污闪，使变压器高压侧单相接地或相间短路。变压器套管因外力冲撞或机械应力、热应力而破损也是引起闪络的因素。变压器箱盖上落异物，如大风将树枝吹落在箱盖时引起套管放电或相间短路。

6.火灾

油浸电力变压器内部不仅充满了大量可燃的变压器油，而且还有一定数量的纸张、纸板、棉纱、棉布、塑料、木材等可燃物做绝缘衬套、垫块和支架等，这些材料遇到高温、电火花和电弧都会引起燃烧以至形成火灾和产生爆炸事故。引起变压器火灾的主要因素有：

（1）铁芯局部过热

由于铁心硅钢片的绝缘层如果在生产组装时受到损伤，运行中就产生较大的涡流，有涡流的地方温度升高导致局部过热，使绝缘层受损坏的面积扩大，甚至使铁芯局部熔化，导致附近的绕组绝缘损坏。继而发生短路引起燃烧。铁心的穿心螺栓绝缘损坏也会产生很大的涡流，导致局部过热。

（2）绕组短路

绕组绝缘损坏或失去绝缘，将会发生匝间短路、层间短路、相间短路和接地短路。短路电弧引燃可燃物，同时加速变压器的老化。变压器油受热分解出酸性物质反过来又腐蚀绕组的绝缘，导致其多处短路，以致发生火灾。

（3）套管故障

对于普遍采用的尺寸较小、油质较好而且装拆方便的全密封油浸纸电容式磁套管，如果安装时不小心，套管受机械撞击或运行中受过高温度的作用会产生裂纹。尤其当套管制造不良，内部的电容芯子空气与水分未除尽或卷得太紧导热不良，在由套管裂纹导致击穿时，往往出现爆裂状况。

（4）分接开关故障

由于产品质量较差、分接开关接头接触不良，导致局部过热或产生电火花。分接开关附近的变压器受这种高温和电火花的作用发生劣化，绝缘性能下降，继而导致分接开关击穿引起油燃烧或分接开关箱爆裂燃烧。

（5）接头故障

引线与套管的接头，引线与分接开关的接头等接触不良，导致接头处局部过热，或者导致间歇性火花放电，引燃附近的可燃物。

（6）油箱故障

变压器在制造中如果油箱缝的焊接稍有疏忽，焊缝不严密、不牢固或有假焊，在运输震动中和长期运行期间油的热胀冷缩及油箱壁本身应力受温度影响而导致渗油；套管与油箱联接法兰盘不严密或像放油阀等需要拧紧螺纹的地方未拧紧，都会造成渗油；更为严重的是，当绕组或油箱同其它配件发生短路或接地故障时，产生的电弧将油箱壁烧蚀出小孔洞，导致油箱漏油。渗油和漏油都给变压器发生火灾埋下了隐患。

（7）变压器油劣化

在变压器中起电气绝缘和循环散热双重作用的变压器油，由于过载引起的高温、铁芯过热或绕组短路电弧或其它故障导致的局部过热和电火花高温的影响，发生氧化而生成多种溶于油的酸类和氧化物，还生成多种不稳定的产物。酸类物浸在油内的绕组绝缘和裸铜条；多种氧化物中的一种为黑色淤泥样，俗称“油泥”的沉淀物积聚于绕组上、铁心的铁轭、夹件上和散热器的散热管（或冷却器的冷却管）中。油泥导热性很差，积聚的越多，绕组发热越厉害；多种不稳定物质的进一步分解，其中分解出腐蚀性很强的氧，损坏绝缘材料。总之，变压器油受热氧化的生成物严重地腐蚀绕组的绝缘，油泥聚集在散热管或冷却管中，将阻碍油的循环和影响散热效果。

（8）保护装置失灵

尤其是气体继电器、电接点温度计、吸湿器等保护装置失灵或选配不当不起保护作用，将会使故障扩大形成火灾。

（9）变压器过热

变压器的温升反常升高，使变压器油加速老化、分解、析出可燃气体。同时，由于油的受热分解产生的酸性物质腐蚀绕组的绝缘，产生的油泥阻碍绕组的散热，致使绕组的绝缘强度下降，导致绕组绝缘被击穿。油的受热膨胀和热解产生的气体导致油箱爆裂喷油燃烧。

（10）雷击过电压

变压器与架空线路联接的一侧，或者两侧装设的避雷设备不完善，或者避雷设备受损或年久失修，雷击过电压传入变压器。一种可能是导致变压器的套管与油箱之间发生闪络，引起油箱盖上的可燃物燃烧；另一种可能是导致油箱内的套管部分对油箱放电，引起油箱爆裂喷油燃烧；有一种可能是导致绕组的过电压击穿短路，或导致绕组对油箱的绝缘被击穿，造成油箱爆裂喷油燃烧。

3.6.3.2 电缆分支箱危险有害因素分析

1.电缆分支箱是全密闭的，电缆分支箱内部无法形成流通的气流，会导致电缆分支箱内部淤积许多潮湿的空气，这些空气无法流通到外界，无法形成有效的空气对流。潮湿空气大多都存留在内部，使整个电缆分支箱内部就比较潮湿，相对的温度也会较低。与外界造成大的气温差异，很容易造成内部各种线路的腐蚀。还会导致了电缆分支箱出现损坏，一些橡胶材料就会受到侵蚀，影响设备的绝缘问题。电缆分支箱的绝缘方面就会存在缺陷，会出现大量漏电的现象，导致触电。

2.电缆分支箱质量不过关，电缆分支箱的 T 头、肘头的位置未按照安装要求安装等可能造成火灾、触电事故。

3.在电缆分支箱投入使用后，缺少对电缆分支箱的有效维护，可能导致设备出现故障，无法正常使用。

3.6.3.3 集电线路危险、有害因素分析

本工程箱式变压器至升压站集电线路采用直埋电缆形式和架空线路形式。

1.光伏电站场地开阔，占地面积大，交流直流电缆、控制电缆在整个光伏电池方阵之间穿插布置，控制电缆产生的电磁感应可能对控制电缆产生一定的信号干扰，且部分电缆裸露在户外，若没有相应的屏蔽措施，容易遭受直击雷和成为雷电感应的耦合通道。

2.电缆的终端头和中间接头是电缆绝缘的薄弱环节。电缆因接头密封不良，进入水、潮气，均可使绝缘强度降低，导致绝缘击穿短路，产生电弧，引起电缆火灾，此类事故约占电缆事故总数的 70%左右。

3.电缆未设置标识，闲散人员进入或电站周边开发可能损坏电缆。在外界的施工挖掘中，由于现场疏于管理、任意挖掘，电缆受损、绝缘破坏，造成短路、弧光闪络而引燃电缆起火。

4.检修电焊渣火花落入沟道内，易使电缆着火。电缆芯正常工作温度为 $50^{\circ}\text{C}\sim 80^{\circ}\text{C}$ ，在事故情况下，缆芯最高温度可达 $115^{\circ}\text{C}\sim 250^{\circ}\text{C}$ 。中间接头的温度更高。在这样高的温度下，绝缘材料逐渐老化，很容易发生绝缘击穿事故。接头容易氧化而引起发热，甚至闪弧引燃电缆。

5.鼠、小动物等啮齿类动物咬坏电缆，引起电缆短路、火灾。

6.电缆的管理、维护、检查、定期测温、定期预防性试验及消除缺陷、反事故措施、技术培训不严；对电缆未采取隔离防火、阻燃措施；检修、施工、运行未严格遵守质量标准；对易引起电缆着火的场所没有火灾自动报警装置和消防装置；现场防漏、防火、隔离、绝热措施不完善。

7.电缆头施工工艺不良导致电缆头爆炸或电缆头接地短路。

8.电缆的终端头和中间接头是电缆绝缘的薄弱环节。电缆因接头盒密封不良，水、湿气进入或灌注的绝缘剂不符合要求，内部留有气孔，均可使绝缘强度降低，导致击穿短路。

9.电缆沟道进水或进入小动物，容易引起电缆绝缘能力降低和电缆短路事故。

10.如电缆质量缺陷、运行过负荷、过热等原因使电缆老化，绝缘强度降低等原因引起电缆相间或相对地击穿短路；过电压使电缆击穿短路；安装不当、电缆敷设时曲率半径过小，致使绝缘损坏。

3.6.3.7 污闪事故

大气中的各种污秽物沉降在电气设备瓷件和绝缘子的表面上，当它吸收了潮湿空气中的水分后，使绝缘强度急剧下降而发生绝缘闪络。

3.6.3.8 防雷击和接地网

1.该工程光伏电站的光伏组件等设备均有可能遭遇雷击过电压的危险性。由于接地装置热容量设计不能满足电网运行的要求，或接地网施工质量问题，或接地装置局部范围腐蚀严重，致使接地网稳定能力下降，造成电气设备失去接地运行，引发灾难性事故。

2.直击雷是雷雨云对大地和建筑物的放电现象。当直击雷作用在远处或防雷保护区之内的导线或金属管道上时可以通过导线和金属管道传输到电子设备和太阳电池组件上，由于它有强大的冲击电流、炽热的高温、猛烈的冲击波，强烈的电磁辐射，所以能损坏

放电通道上的输电线和电子设备，造成财产损失，甚至击死击伤人畜，造成生命损失。

雷云表面分布着大量负电荷，可以通过静电感应使支架和电缆等感应出高电压。闪电电流在闪电通道周围的空间产生强大的电磁场，使周围的各类金属导体上产生感应电动势或感生电流，从而损坏设备。并且雷电感应高电压和雷电电磁脉冲的作用范围广，作用方式比较隐蔽，所以其后果往往比直击雷更严重。

如果没有采取等电位连接和各箝位措施而且避雷针引下线与导线、金属管道或电气设备的工作地线间的距离小于安全间距，雷击发生时，导线感应雷电流，或者雷击建筑物导致地电位抬高，都会使设备的电源线、信号线和接地线之间存在电位差，如果电位差超过设备的耐受能力，则该设备必然被击坏。

3.太阳能光伏并网发电系统的防雷

太阳能光伏并网发电系统的基本组成为：太阳电池方阵、直流配电柜、交流配电柜和逆变器等。太阳电池方阵的支架采用金属材料并占用较大空间且一般放置在开阔地，在雷暴发生时，尤其容易受到雷击而毁坏，并且太阳电池组件和逆变器比较昂贵，为避免因雷击和浪涌而造成经济损失，有效的防雷和电涌保护是必不可少的。

3.6.3.9 过电压危险、有害因素分析

过电压主要危害是增大绝缘体承受的电压，击穿电缆引起短路起火，造成设备损坏。

电源和出线系统、变压器等电气设备均有可能遭遇雷击过电压的危险性。当接地装置热容量设计不满足电网运行要求，或接地装置局部范围腐蚀严重，致使接地网热稳定力下降，也会造成电气设备非接地运行，引发灾难性事故。

过电压分以下几种：暂态过电电压、操作过电压、雷电过电压。

暂态过电压分工频过电压和谐振过电压。工频过电压一般是由线路空载、突然失去负荷和单相接地故障等引起的；谐振过电压一般是电力系统操作和故障情况下，由于系统中电感电容谐振引起的。

本电站电力系统是属于 220kV 系统，主要涉及的过电压危害有谐振过电压、雷击过电压和弧光接地过电压。

1.谐振过电压

谐振过电压一般具有工频性质，持续时间长，不能用避雷器限制。具有铁芯的电感设备，因系统操作和故障引起设备上电压增高或产生励磁涌流，都会导致铁芯饱和。在谐振频率下，当感抗与容抗值相等，就会引起铁磁谐振过电压。

2.雷击过电压

(1) 当雷击线路塔杆或避雷线时，可能造成绝缘子串、塔头空气间隙和避雷线与导线间空气间隙闪络，形成对导线的反击产生过电压；

(2) 雷直击和绕击导线产生过电压；

(3) 雷直击在电气设备上产生直击雷过电压；

(4) 雷击附近物体和地面，由于空气电磁场发生剧烈变化，在线路的导线上和其他金属导体上产生感应过电压；

(5) 输电线路受到雷击，雷电波沿导线侵入发电厂电气设备上，产生雷电波过电压。

3.弧光接地过电压

弧光接地过电压又称间隙性弧光接地过电压，当中性点非直接接地系统发生单相间隙性弧光接地故障时，由于不稳定的间歇性电弧多次不断的熄灭和重燃，在故障相和非故障相的电感电容回路上会引起高频振荡过电压，非故障相的过电压幅值一般可达3.15~3.5 倍相电压，这种过电压是由于系统对地电容上电荷多次不断的积累和重新再分配形成的，是断续的瞬间发生的且幅值较高的过电压，对电力系统的设备危害极大。

3.6.3.10 站用电可靠性分析

本工程项目建设范围为半坡光伏项目的光伏厂区，不涉及升压站的建设，项目配套建设的35kV开关装置及220kV升压站与鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）光伏项目共用。站用电具有可靠的工作电源和备用电源，能保证电场正常运行用电。

3.6.4 电气二次系统

3.6.4.1 电力监控系统安全防护危险性分析

黑客侵入电力二次系统是否造成破坏以及破坏的程度，因其主观动机不同而有很大的差别。第一类黑客（特别是“初级”黑客），纯粹是出于好奇心和自我表现欲而闯入电站的计算机系统，他们可能只是窥探一下电站的秘密或隐私，并不打算窃取任何程序文件或破坏系统，危害性不是很大；第二类黑客，出于某种原因进行泄愤、报复、抗议而侵入，篡改目标网页的内容，虽不对系统进行致命性的破坏，但也造成很坏的影响；第三类就是恶意的攻击、破坏，其危害性最大，所占的比例也最大，电站系统中重要的程序数据可能被篡改、毁坏，甚至全部丢失，导致电站计算机监控系统崩溃、瘫痪，后果

不堪设想。

恶意代码攻击电力二次系统造成的危害也较大，其主要表现有：禁止使用电脑；格式化硬盘；下载运行木马程序；注册表的锁定；默认主页修改；篡改 IE 标题栏；篡改默认搜索引擎；IE 右键修改；篡改地址栏文字；启动时弹出对话框；IE 窗口定时弹出等。这些都将给电站的正常运行造成危害，以致发生不可预测性事故，甚至导致系统故障。

3.6.4.2 继电保护装置及安全自动装置危险、有害因素的分析

继电保护装置是保证电网安全稳定运行的重要设施。

1.继电保护装置存在设计不合理、制造质量缺陷、保护定值计算不准确（电子元器件的损坏、主板等设备发生老化等）、调试不规范、重要保护未投用、维护不良和人员“三误”（误碰、误整定、误接线）等问题可能造成继电保护误动或拒动，将可能导致重大设备损坏。

2.继电保护如保护配置不合理、接线不正确、电流电压极性错误、定值计算错误、检修中误整定、保护调度配合等原因可能导致继电保护故障。一旦继电保护系统发生故障，在运行中发生误动或拒动，将可能造成相关设备严重损坏，影响系统稳定。

3.在运行中发生误动或拒动，检修中误整定、误接线将可能导致电力系统稳定破坏、造成相关重大设备严重损坏。

4.互感器采集数据的准确与否会对继电保护装置带来影响，互感器内部接线是否正确、变比误差等因素都会对二次信号的采集带来误差，很可能造成继电保护装置的误动作。

5.继电保护装置的二次回路投入运行后随着工作时间的增加，装置的二次回路逐渐老化，往往会出现导线绝缘能力降低，螺丝松动、电气元件接触不良等情况，一旦出现因绝缘损坏而造成的短路事故，也会出现保护装置误动作的风险。

6.户外端子箱进水、受潮造成端子短路、接地故障引起继电保护故障。人员误投、误退保护压板造成误动。

7.变压器的控制保护系统

控制保护系统是保证变压器安全稳定运行的重要设备，监视变压系统的工作情况，能及时发现故障切断电源，防止事故扩大。一旦继电保护系统发生故障，如在运行中发生误动或拒动，检修中误整定、误接线将可能造成相关设备严重损坏，甚至破坏系统稳

定。

- (1) 保护系统设计缺陷，或功能不全。
- (2) 保护系统达不到设计值。
- (3) 变压器超载保护、超温保护失灵，可造成火灾事故。
- (4) 一次检测元部件故障（如振动、温度、转速、电流、电压等表无指示；指最大值；指最小值；示值不变化等）。
- (5) 控制系统的电缆较为密集，阻燃措施不完善，一旦电缆发生故障和燃烧，将会引发严重的火灾事故，使整个系统严重损坏、失控，造成损失。
- (6) 保护拒动或误动，直接危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。
- (7) 控制系统电源失电故障（如主控制系统失去工作电源或直流操作电源等）。主要是控制电源回路断线；过负荷熔断器熔断；电源回路短路电源开关跳闸。控制系统电源失电，将导致控制设备及其系统瘫痪。
- (8) 控制接地系统故障（如控制接地回路断线；接地电阻阻值增大；单点接地系统受损；形成多点接地等）。

8.在检修过程中可能存在触电的危险。

3.6.4.3 综合自动化监控系统

1.微机控制发电应注意强电磁场的干扰，强电磁场的频率非常宽，强度高，往往造成误指令，甚至强电磁波会使控制继电器误动作，造成很严重的破坏事故。

2.一次检测元部件故障（如温度、电流、电压等表无指示；指最大值；指最小值；示值不变化等），导致对设备运行工况误判断、造成人为误操作，或设备保护拒动/误动，危及设备安全运行。

3.控制系统的电缆较为密集，阻燃措施不完善，一旦电缆发生故障和燃烧，将会引发严重的火灾事故，使整个系统严重损坏、失控，造成损失。

4.设备保护拒动或误动（如设备运行参数超越危险极限值，保护未动作/设备运行参数未到限制值，保护提前动作等）。主要是设备保护用一次检测元部件损坏/断线或其动作整定值漂移，导致设备保护拒动或误动。设备保护拒动，直接危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。

5.控制系统电源失电故障（如主控制系统失去工作电源或直流操作电源等）。主要是控制电源回路断线；过负荷熔断器熔断；电源回路短路电源开关跳闸。控制系统电源失电，将导致控制设备及其系统瘫痪。

6.控制接地系统故障（如控制接地回路断线；接地电阻阻值增大；单点接地系统受损；形成多点接地等）。主要是接地电极腐蚀断线；接地阻值增大，或接地线受机械外伤断线，或接地线连接螺丝松动。控制接地系统故障会导致整个控制系统参考电压忽高忽低不稳定，抗干扰能力降低，易受外界电磁干扰影响。影响控制逻辑判断运算，出现意想不到的突发动作，危及设备安全运行，有造成人员伤亡或设备重大损坏的可能性。

7.通信网络回路故障如通讯回路断线通讯中断；通讯接口故障死机等。主要是通讯回路受机械外伤断线或通讯接口组件损坏。通信网络回路故障将使控制设备及其系统瘫痪，造成设备失控，人员伤亡或设备损坏事故的可能性。

8.在检修过程中可能存在触电的危险。

3.6.4.4 直流系统

升压站采用 220V 直流电源系统，用于继电保护、计算机监控系统、事故照明等的供电，蓄电池容量的选择按全站事故放电时间 2h 计算，选择两套单组容量为 400Ah 的阀控式密封铅酸电池，电池电压采用 2V/只，104 只，蓄电池组架安装布置在专用直流蓄电池室内，每组蓄电池由不同厂商提供。直流系统采用两段母线接线。

随着电池使用时间的增长必然会有个别或部分电池因内阻变大，呈现出老化现象。当电池的实际容量下降到其本身额定容量的 90%以下时，电池便进入衰退期，当电池容量下降到原来的 80%以下时，电池便进入急剧的衰退状况，衰退期很短，这时电池组已存在极大的事故隐患。对于由 104 只 2V 蓄电池组成的直流蓄电池组，当蓄电池内阻变大，许多维护人员往往会忽视。实际上蓄电池内阻变大后，性能会降低，虽然在浮充状态下电压几乎无变化，一旦直流系统失电，蓄电池作为备用供电，电压会瞬间被拉低，直接影响电池备用时间。

直流系统故障对电站运行的影响：直流系统全厂继电保护、信号、操作及断路器的分合闸电源，其可靠性非常重要，如直流系统出现故障，则继电保护不能动作，信号不能显示，断路器不能分合闸，影响电站的安全运行。

3.7 生产过程中的主要危险有害因素辨识分析

3.7.1 火灾、爆炸危险性分析

1.变压器火灾

各种发电、变电、输电、配电、用电的电气设备，如发电机、变压器、互感器、配电装置、高压开关柜、照明装置等，如果安装不当、外部火源移近、运行中正常的闭合与分断、不正常运行的过负荷、短路、过电压、接地故障、接触不良等，均可产生电气火花、电弧或者过热，若防护不当，可能发生电气火灾；在有过载电流流过时，还可能使导线（含母线、开关）过热，金属迅速气化而引起爆炸。

变压器的结构存在火灾事故的潜在隐患，如所使用的绝缘材料和变压器油等。充油电气设备火灾的危险性更大。电气设备的充油为可燃液体，当变压器线圈发生短路故障时极易发生火灾，甚至引起爆炸。

2.电缆的火灾

电缆密布、数量很大，分布很广，而有的电缆表面绝缘材料为可燃物质，当电缆自身故障、机械损伤造成电缆短路或其他高温物体与电缆接触时，可能引起电缆着火，且电缆着火后蔓延速度很快，因而使之相连的电气仪表、控制系统、设备烧毁、酿成重大火灾，甚至造成全厂停产。

电缆火灾具有蔓延快，火势猛，抢救难（产生大量烟气、CO、CO₂），损失大，抢修恢复困难的特点。

电缆火灾事故的起因有：

（1）外部起火引起电缆着火

如变压器油系统起火引燃电缆；变压器、互感器等充油电气设备故障喷油引燃电缆；开关及电气设备短路起火引燃电缆；施工、检修的焊渣及可燃物燃烧引燃电缆等。

（2）电缆本身故障引燃电缆

如电缆头爆炸短路；电缆中接头爆破；绝缘老化、强度降低、接地短路；质量不好；受腐蚀保护层破坏、绝缘降低；受潮或有气泡使绝缘层击穿短路；电缆安装时曲率半径过小，绝缘受损；小动物等对电缆危害的防范不力，引起电缆短路等。

3.油系统的火灾

油设备若因变压器内部故障引起电弧加温，当加热到一定温度后会引燃。

事故油池会因泄漏而使油品蒸汽与空气混合形成爆炸性混合物，遇火源或雷击等有可能发生火灾爆炸的可能；油品在管路中输送和在装卸过程中，会因摩擦产生静电放出火花，可引起油品的起火和爆炸。

油系统发生火灾的原因有：

(1) 未严格执行安全操作规程、事故油池、油系统的防火措施和有关明火作业制度。严格控制明火和明火作业是防火、防爆的关键。

(2) 漏油或渗油到保温不良的高温管道或热体上，油蒸汽遇明火引起火灾、爆炸。

(3) 由静电、雷电、撞击、摩擦、电气设备等产生的火花，引起系统着火爆炸。

4.爆炸

运行维修期间使用的油漆、汽油、柴油等，焊接用的乙炔钢瓶等，设备使用的润滑油等属于可燃物，以上物品由于管理、使用不当，造成泄露，其蒸汽和空气形成爆炸性混合物，爆炸性混合物在遇到明火、高温、高热等热源，一旦达到其最小点火能，将可能发生爆炸的危险性。

焊接用的氧气钢瓶和乙炔钢瓶应使用检验符合且在允许使用期限内的钢瓶，并且钢瓶安全附件如：安全帽、垫圈等应齐全，否则，钢瓶由于受到撞击、压力过高超过允许使用范围等发生钢瓶爆炸的危险。

另外蓄电池室采用的铅酸蓄电池，其中可能产生氢气，若存在触发条件将可能导致火灾爆炸等危险。

3.7.2 山火危险性分析

按照山火高发的季节、时段、天气状况进行排查。山火的发生一般来说主要集中在：

1.冬末春初植被干枯，天气转晴气温上升，且少雨干燥期间。

2.清明前后，集中祭祖扫墓期间。

3.夏秋季连续高温，晴朗干旱时段，例如5月-6月上旬、7月-8月期间出现长时间无雨高温天气，山火发生次数明显增多。该时段因植被生长旺盛，往往容易忽视，但山火隐患仍然存在，必须警惕。

4.秋末冬初，天气干燥多风期间。

5.邻近的山地、林地发生山火的几率高。因为村镇流动人员复杂，用火随意性大，防范意识差，而农村零散户用火、烧荒疏于看管，且无人提醒都容易发生山火。

6.人为原因是最大的一个因素，在项目区游玩时玩火、烧山、抽烟、野炊活动等一切

带火活动均可能引发山火。

7. 电站区域内的电线因短路也可能引起火灾，雷击也可以导致火灾的发生。

因本光伏电站建于野外，周边均为林地和荒草地，山火如不能及时控制，可烧毁光伏电站建筑设备设施，还可能危及运行管理人员的人身安全。

其次，光伏电站线路短路的电气设备火灾因控制不好，也可能蔓延引起山火的发生。

3.7.3 电伤害危险性分析

电伤害包括雷电、静电、触电等事故。本项目电气设备很多，若光伏组件、电气线路、用电设备或手持移动式电气设备等因腐蚀，接地或接零损坏、失效，操作不当等，可导致绝缘性能降低或失效，在作业过程中都有可能引起触电伤害。这些问题主要表现为：

1. 电气系统产生过电压（包括操作过电压、外部雷电过电压等）引起电力、电气设备绝缘击穿，发生短路故障，引起人员伤亡。

2. 电气设备缺相运行或机械设备卡住引起电气设备过载，引起绝缘层击穿短路，造成触电事故。

3. 本光伏电站的电缆数量多，串连各个太阳方阵之间。在运行中，设施挤压、人为破坏等导致电绝缘损坏，就会对在站区内活动的人员造成触电伤害。

4. 人为误操作、违章操作。未按规定正确使用电工安全工器具（绝缘用具、绝缘垫、遮拦、警示牌等）；带负荷断开隔离刀闸；误操作等将会引起两相或三相弧光短路，造成设备事故和人身伤害等事故。

5. 电气维修操作无监护或监护不力意外触及带电体。

6. 操作人员与带电电气设备的裸露部分安全距离不足，可造成触电或短路弧光烧伤，造成人员伤亡。

7. 防雷装置长时间未进行检测、检修其防雷系统失效，在雷雨季节，设备有受到雷击的危险。

8. 雨季进行施工，雷雨天气检查、巡视并在输电线路下停留；不认真执行“两票三制”制度等。维修、维护未挂接地线进行作业感应电导致触电。

9. 光伏组件在清理过程中使用硬质和尖锐工具或腐蚀性溶剂及碱性有机溶剂擦拭光伏组件，将清洗水喷射到组件接线盒、电缆桥架、汇流箱等设备。可能导致触电事故。

10. 进行组件清洗前，未考察监控记录中是否有电量输出异常的记载，未分析是否可

能因漏电引起，未检查组件的连接线和相关元件有无破损、粘连，清洗前未用试电笔对组件的铝框、支架、钢化玻璃表面进行测试，均有可能造成触电事故。

11.配电室、电子设备间、变压器、逆变器、集电线路等电气设备的场所、部位若没有按规定设置安全警示标志，或标志不清晰、不规范、标志选用不当等，均可能会引发触电事故。

12.制度不完善，管理不到位，强制检测用具(验电笔、绝缘杆、绝缘靴等)未定期进行检验或检验不合格而投入使用，对外委作业人员未进行安全培训或制定相关的安全管理制度导致事故发生。作业人员无证上岗

13.光伏组件安装过程未遮挡太阳能电池板，经太阳照射后，可能导致安装工人电伤害。

3.7.4 车辆伤害风险分析

车辆伤害危险指车辆在场内、场外道路上行驶中引起撞击、人员坠落、物体挤压等伤害的危险，分析如下：

- 1.场外交通道路弯多路窄，电站运行值班人员在轮休、换班途中存在交通事故危险。
- 2.场内道路多急转弯，特别是遇恶劣、极端天气时，在巡视检查、交班等过程中存在交通事故危险。
- 3.车况不好，刹车失灵。
- 4.司机素质不高，违章驾驶。
- 5.司机驾驶技能差。
- 6.酒后开车。
- 7.车辆超载。
- 8.车辆超速。
- 9.专职司机的安全文明驾驶教育不到位。
- 10.其它原因。

3.7.5 标志缺陷危害性分析

标志缺陷包含有无标志、标志不清晰、标志不规范、标志选用不当、标志位置缺陷和其他标志缺陷。

本项目若存在标志缺陷，则有可能引发人员伤亡等事故。

3.7.6 机械伤害危险性分析

机械伤害危险是指由于工作中的机械设备的运动部件及工件等夹击、碰撞、碾压、剪切工作人员身体引起伤害的危险，或由于照明光线暗淡，安全标志不明显，人员磕、碰处于静止状态的机械设备，引致人员身体伤害的危险。

电站涉及主辅机械及机械修理设备种类和数量不多，正常运行时，主要发电设备多为自动操作，主辅机械的转动部分都有防护罩，人员一般不会触及。

3.7.7 高处坠落危险因素分析

高处坠落是指在高处坠落造成人员身体伤害的危险。根据本电站各建构筑物，项目在运行过程中发生高处坠落的可能性小。

如综合楼设置直梯，直梯无防护笼或防护笼设置不规范，在检修、维护过程中存在高处坠落危险。

配电一次设备上的检维修作业如防护不当，可能发生高处坠落。

3.7.8 有限空间作业危险性分析

在电缆沟、井、逆变器箱内等空间内，可能积成一些树叶、植物、腐殖质等物质，因长期积成发酵等理化变化，而产生沼气（甲烷）等可燃、有害物质。进行巡检、清洗、检修作业时，如因通风不良或操作不当，会造成作业人员的窒息甚至燃烧爆炸等事故。这些空间可能构成有限空间。

3.7.9 腐蚀危害因素分析

腐蚀：潮湿环境中的设备支撑、紧固件、支架基础、支架及巡检梯等易锈蚀，影响设备寿命，也会对环境造成污染危害，增加事故发生的危险。

3.7.10 行为性危险和有害因素

在危险因素中，人的不安全行为也是重要的一项因素，主要表现在以下几个方面：

1.指挥错误

由于指挥错误或不按有关规定指挥，造成设备、人员伤害，这主要是基本功不够，心理素质差或感知迟钝、对事故无预见而造成的。

2.操作错误

操作人员在操作过程中误操作、违章操作等，易发生设备损坏、人员伤害等事故。

3.监护失误

操作人员在操作过程中，监护人员的监护不力，甚至判断不正确或监护失误造成事故。该工程各工序中都可能由于人的不安全行为因素而导致介质泄漏、火灾爆炸、窒息、高处坠落等事故发生。行为性危险因素若没有得到及时发现和纠正，极有可能造成范围广、性质严重的安全事故，往往伴有人员的伤亡发生，因此要特别加强员工的安全培训教育工作。

4.其他行为性危险和有害因素。

3.7.11 安全监测系统失效危险性分析

本项目的安全监测设备主要为逆变器监测设备、电气监测设备、火灾报警及视频监控系统监测及环境监测装置等。这些监测主要是自动监测，自动化程度较高，所以若监控系统设计选型有误、系统合理性不够、监测仪器损坏等将造成安全监测系统失效。安全监测系统失效发生时，建设人员和电站运行管理人员不能及时了解和掌握设备的工作状态；不能掌握运行期设备的工作情况；不能了解电站变压器保护装置、配电设备、输送线路，逆变器输入输出等监测数据，不能掌握光伏电池板运行安全状况，使得整个光伏电站的自动监测和分析预报出现很大偏差，可能会给光伏电站的正常运营带来危害。

3.7.12 外力破坏分析

外力破坏是指人们有意或无意造成的光伏电站设备、设施及线路部件的非正常状态，实施的损毁、破坏设备、设施行为，会造成不安全现象或故障。

光伏电站涉及面积广阔，设备、设施众多，输电线路很长，容易受外力破坏。光伏电站外力破坏主要有以下几种方式：

- 1.以获取个人利益为目的，盗窃设备、设施及线路；
- 2.以破坏为目的，人为破坏设备、设施；
- 3.在电站范围内建筑施工等人为活动，破坏设备、设施。

外力破坏对电站的危害为设备、设施损坏造成的经济损失，因设备设施及线路被破坏或被盗造成发电系统故障，人员在实施防盗窃、防破坏过程中，可能受到电伤、坠落伤害、打伤等。

3.7.13 光伏面板清洗作业危险分析

光伏板组件因污染导致系统发电效率(与上次清洗之后比较)降低 5%(或其它)时,需进行光伏板清洗。光伏板清洗后,表面无肉眼可见的油污、斑点及附着物,用白手套或白纱布擦拭光伏板表面,无灰尘覆盖现象。在进行光伏板清洁过程中,可能存在人员触电、物体打击、高处坠落等伤害。

1、进行光伏板清洗时,若组件的连接线和相关电器元件有破损、粘连、存在漏电等情况,可能会存在人员触电风险。

2、光伏组件铝框及光伏支架有许多锋利尖角。在进行清洗作业过程中,若作业人员未穿戴相应的防护服装、佩戴帽子,可能会造成人员的刮蹭伤。

3、在进行光伏板清洗作业时,作业人员违章作业,踩踏光伏组件、导轨支架、电缆桥架等光伏系统设备或其他方式借力于组件板和支架,可能存在人员跌落等风险。

3.8 生产作业环境危险、有害因素辨识

本项目可能存在的主要有害因素有噪声、电磁辐射、毒物、粉尘、高低温等。

3.8.1 噪声

该工程的噪声主要来源于三个方面,一是各种机械设备运转、震动、摩擦、碰撞而产生的机械动力噪声;二是电磁噪声,如电气设备因磁场交变和电晕放电所产生噪声;三是其他噪声,包括场内运输车辆、其它车辆、人群活动等引起的噪声。

3.8.2 电磁辐射

该工程生产环境中存在工频电场辐射的主要为电气设备,运行过程中均会产生工频电磁辐射危害。但若将工频电场辐射强度限制到不大于 5kV/m,磁场强度限制到不大于 0.1mT,对人体是不会有影响的。

工作人员主要在中控室内值班、远程操作,对光伏组件、直流汇流箱、逆变器、箱变、分接线箱、变压器、无功补偿装置、配电室以巡检方式为主,接触工频电场的时间较短,对其身体健康影响较小。

3.8.3 非电离辐射

太阳能电池板是由经处理后的单晶硅板和表面玻璃构成。太阳电池组件产品的表面设计要求最大程度地减少对太阳光的反射以利于提高其发电效率,单晶硅板的表面经过

相应的处理，表面呈黑色，具有很高的太阳光谱吸收率和很低的反射率，且太阳能电池方阵由许多小方块构成，凹凸不平，不是光滑的一整体，太阳能电池方阵的反光性较低，基本不反射光线；而表面玻璃则为“打毛”特殊处理后的绒面玻璃，能让大部分的阳光透过，保证照射到单晶硅板上的光线强度，根据查询有关资料，太阳能光伏绒面板玻璃的厚度可在 2.8~10mm 之间，常规厚度为 3.2mm，此时的太阳光透过比 $\geq 91.6\%$ ；因此表面玻璃在强阳光下，产生的光反射将会较小。

3.8.4 高温、低温

根据《工作场所职业病危害作业分级 第 3 部分：高温》（GBZ/T 229.3-2010）的规定，在生产劳动过程中，其工作地点平均 WBGT 指数等于或大于 25℃的作业，即为高温作业。因此，高温危害也是本项目的主要有害因素之一。

该区多年平均气温 17.39℃，极端最高气温 33.8，极端最低气温-2.3℃。

作业人员存在高温的危害。作业人员在酷暑天气进行室外检修和维护作业时，则可能发生中暑事故。若员工长期在室外高温下从事作业时，会影响到劳动者的体温调节，水盐代谢及循环系统、消化系统、泌尿系统等。当热调节发生障碍时，轻者影响劳动能力，重者可引起别的病变，如中暑。水盐代谢的失衡可导致血液浓缩、尿液浓缩、尿量减少，这样就增加了心脏和肾脏的负担，严重时引起循环衰竭和热痉挛。

根据我国国家标准《低温作业分级》（GB/T14440-1993）的规定，将生产劳动过程中，工作地点平均温度等于或低于 5℃的作业称为低温作业。

低温作业对机体的影响：机体受到寒冷刺激时，可通过神经体液调节产生一系列保护性反应来维持体温的恒定，因此，人体对低温环境具有一定的适应能力，在日常生产过程中是不存在体温极端下降的情况的，除非是在冬季户外作业等较强寒冷环境中，一旦体温出现明显降低或体温过低，便会影响到机体功能。机体受冷致使中心体温下降时，可出现神经兴奋与传导能力减弱，当体温在 32.2℃-35℃范围内时，可见手脚不灵、运动失调、反应减慢及发音困难，认知功能急剧降低，甚至完全抑制，这就导致低温作业劳动者受到机械和事故伤害的可能性大大增加。

3.9 特殊作业过程危险有害因素分析

3.9.1 临时用电作业危险性分析

该企业在施工或检修过程中会涉及临时用电作业，在此过程中可能因违章操作等原

因而引发触电、电气火灾等危险。其引发事故主要原因分析如下：

- 1.临时用电线路未设置保护开关,或使用前未检查电气装置和保护设施的可靠性或未接地。
- 2.临时用电线路经过有积水等区域时有接头,且未采取相应的保护措施。
- 3.临时用电架空线设置不规范,未采用绝缘铜芯线,且未架设在专用电杆或支架上。
- 4.用电结束后,未及时拆除临时用电线路。
- 5.作业人员未持证上岗,违章作业等其他原因。

3.9.2 吊装作业危险性分析

该企业在施工或检修过程中需进行设备安装、检修等需要吊装作业时,在吊装过程中有可能发生起重伤害。其引发事故的主要原因分析如下：

- 1.吊装区域内未划定警戒区域,吊装现场未设专人监护、未设置安全警示标志或设置的安全警示标识不符合相关规范要求等。
- 2.吊装作业人员无证作业或未设吊运指挥人员,指挥人员站立于起吊区。
- 3.进行三级以上或作业特殊情况下进行吊装作业时,未编制吊装作业方案,或编制的吊装方案未进行审批程序。
- 4.使用未经检测合格或安全附件缺失的起重设备进行吊装作业以及超限起吊;在利用起重设备进行检修时,可能因起吊负荷不匹配、脱钩或钢丝绳折断、升高限位器、行程开关、刹车装置失效等。
- 5.未对吊装作业场所、环境进行充分的危险因素辨识,未经过办证审批或起吊前未对起重吊装机械、吊具等进行安全确认。
- 6.吊装前未进行试吊或试吊中发现问题未及时排除而继续吊装。

3.9.3 动火作业危险性分析

该企业在施工或检修过程中需进行设备安装、检修等过程常常需要进行电焊、气焊(割)等可能产生火焰、火花和炽热表面的动火作业。动火作业可能造成火灾、中毒、灼烫等危险。造成事故的主要原因分析如下：

- 1.动火作业未设专人监护或监护人员脱岗。
- 2.动火作业区未设警戒线,未设安全警示标志,作业现场未配备相应的消防器材或配备的消防器材不满足现场应急需求。

3.作业前未清除动火现场及周围的易燃物品、助燃物或未采取其他有效的安全防火措施。

4.动火点周围或其下方的地面有可燃物、空洞、地沟时，未采取清除或封盖等措施。

5.动火期间，距动火点 30m、15m 范围内分别有可燃或助燃气体、液体排放，或距动火点 10m 范围内及动火点下方有可燃溶剂清洗或喷漆等作业。

6.使用气焊、气割动火作业时，乙炔或氧气瓶未直立放置等使用不规范。

7.动火作业完毕后未清理现场，未确认无残留火种后离开。

8.人员违章作业。

3.9.4 高处作业危险性分析

高处作业指凡在距坠落高度基准面 2m 以上（含 2m）有可能坠落的高处进行的作业均属高处作业。

该企业在施工或检修过程中需进行设备安装、检修等过程可能会涉及到高处作业。高处作业可能造成高处坠落、触电等危险。造成事故的主要原因分析如下：

1. 作业人员不熟悉作业环境或不具备相关安全技能作业人员未佩戴防坠落防滑用品或使用方法不当或用品不符合相应安全标准；

2. 未派监护人或未能履行监护职责；

3. 跳板不固定，脚手架、防护围栏不符合相关安全要求；

4. 登石棉瓦、瓦檩板等轻型材料作业；

5. 登高过程中人员坠落或工具、材料、零件高处坠落伤人；

6. 高处作业下方站位不当或未采取可靠的隔离措施；

7. 与电气设备(线路)距离不符合安全要求或未采取有效的绝缘措施,作业现场照度不良

8. 无通讯、联络工具或联络不畅；

9. 作业人员患有高血压、心脏病、恐高症等职业禁忌症或健康状况不良动火作业未设专人监护或监护人员脱岗。

10. 大风大雨等恶劣气象条件下从事高处作业涉及动火、抽堵盲板等危险作业，未落实相应安全措施或作业条件发生重大变化。

3.10 施工期危险有害因素分析

3.10.1 用电作业存在的潜在危害因素

施工期用电作业存在触电、无漏电保护、无证操作、设备漏电、电弧光、电焊作业未戴防护用品、一闸多机、线路破损、未采取防护措施、线路绝缘破损、设备供电不符、雷雨天放电等危害因素。

施工现场各种作业的主要动力来源为电。触电事故主要是设备、机械、工具等漏电、电线老化破皮，违章使用电气用具，对在施工现场周围的外电线路不采取防护措施等造成的。工地的供电线路大多属临时线路，基本为架空或明敷设线路，建筑施工工地条件比较恶劣，例如风吹、雨淋、日晒、水溅、沙土等均是不利条件，加之工地上机动车辆的运行和机械设备的使用，极易发生对电气设备或电力线路的撞击和碾压，均易导致电气故障的发生。

在施工现场，如光伏电池板露天摆放，在白天日照的情况下，会自动发电，在输出线路端则存在电压，施工人员安全意识淡薄，无防护措施的情况下搬运、挪动时碰到线路，则会发生触电事故。

3.10.2 易燃易爆物质存在的潜在危害因素

现场施工中，存在有油漆、汽油、柴油等易燃易爆物品以及焊接用的氧气钢瓶、乙炔钢瓶等，易燃易爆物品在遇到明火、静电火花、高温等点火能时有发生火灾爆炸的危险。

3.10.3 运输作业存在的危害因素

进场道路和场内道路属于土石路，如在雨天进行运输，因道路湿滑，运输车辆很容易造成打滑而发生事故。

另外大雾天前方道路路况不明，所以也容易引起运输事故。

另外，运输作业还存在无证操作、超载、操作失误、指挥不当等潜在危害因素。

3.10.4 施工期特殊作业存在的危害因素

1. 吊装作业存在的危害因素

吊装作业是建设中不可缺少的一项工作，具有技术含量高、吊装结构施工复杂、施工现场复杂、施工任务特殊等特点，稍有疏忽就会导致拆装机械设备倾翻、折臂等重大施工事故发生，直接危及现场作业、道路交通及周围建筑物、人员、车辆、高压线等安

全，容易产生严重的经济损失甚至导致人身伤亡事故。

无证操作、吊绳断股、起重、支腿不平衡、起吊弧度过大、交叉作业、吊钩断裂、吊钩未挂牢、操作失误、限位保护器失灵、指挥不当、大风起吊等潜在危害因素。

照明不足、暴雨、雷电等恶劣天气情况下，吊装作业容易发生高处坠落、物体打击等危害。

2.高处坠落危害

坠落事故在光伏电站施工过程中时有发生，如地基开挖，浇筑脚手架上作业时没有可靠的安全防护措施，或脚手架、操作平台搭建不牢固都有可能发生坠落伤害危险。

3.临时用电

施工过程接临时用电，未对周围环境进行可燃气体检测分析；各类移动电源及外部自备电源接入电网；动力和照明线路未分路设置；在开头上接引、拆除临时用电线路时，其上级开关未断电上锁及加挂安全警示标志；临时用电未设置保护开关，使用前未检查电气装置和保护设施的可靠性。所有的临时用电未设置接地保护；临时用电设备和线路未按供电电压等级和容量正确使用；临时用电结束后，用电单位未及时通知供电单位拆除临时用电线路。

以上原因均可能造成触电伤亡事故、电气火灾事故等。

4.动火作业

（1）在爆炸危险区动火时，未按相应管理制度办理动火票。

（2）动火作业未设置专人监火，动火作业前未清除动火现场的易燃品，未采取有效的防火措施，未配置足够的消防器材。

（3）进行有限空间检维修作业时，未办理有限空间作业许可，未清洗、置换，未采样分析合格进行动火作业。

（4）违反作业规程盲目动火、收工后留有火种、无现场监理人员在现场时动火。

（5）动火作业完毕，动火人、监火人未清理现场，监火人未确认现场无残留火种后离开。

3.10.5 机械伤害

施工过程需要使用到很多机械，如混凝土搅拌机、起重机、切割机等机械，如违规操作或没有安全防护措施都可能造成人员伤亡事故。

3.10.6 施工期火灾潜在危害因素

施工单位消防安全意识淡薄，对必备的消防器材投入不足，灭火器配置数量不足、选型不当、保养不善。有的施工工地基本不配备消防器材，同时对所雇佣临时工人消防安全知识及灭火培训不到位。

根据现场查看情况，场区内多为杂草。极易发生火灾，山火的燃烧速度快，燃烧范围广，灭火救援较困难，且电站占地面积大，则必然对光伏组件造成火灾影响和损坏，光伏组件受损的可能性大。

光伏场区外周边活动人员如恶意纵火也会造成光伏场区火灾。

临时建筑物布局与耐火等级不符合消防规范要求，以三、四级耐火等级简易结构的建筑物为主，一旦发生火灾，容易造成较严重的后果。

现场电气电路敷设不规范，私拉乱接现象严重，有裸露的线头直接插到插座上，有的甚至将铜丝、铁丝代替保险丝，长时间过负荷运行，有的将配电装置直接安装在可燃木制构件上，这些做法都极易引发火灾。

临时用气动火现象突出，用火用电管理不到位。施工人员大多在宿舍内使用液化气做饭，液化气瓶乱摆乱放。有些施工现场的木工制作间工人吸烟，随时都有发生火灾的危险。

动火作业的现场管理混乱。存在电焊、焊接人员无证上岗情况，不能按照安全规程进行焊接、切割作业。作业现场未派现场监护人、可燃物未清理或防火保护、灭火器配置等准备工作不到位，经常在没有落实防范措施的情况下就盲目作业。

建筑装饰施工过程中，作业分区混乱，施工现场大量的可燃物及易燃可燃的装修材料存放不到位，有些工地竟然将明火作业区、易燃、可燃材料堆放场地以及危险物品库房相互混用，一旦发生火灾，后果不堪设想。

3.10.7 低温对施工的影响

1.冬季室外空气中水分增多，容易导致系统阻抗变低。

2.线缆和接头处出现磨损裸露，导致逆变器 PV 绝缘故障。

3.线缆和接头处出现浸雪、磨损，容易导致逆变器泄漏电流。

4.光伏组件的材料中，像玻璃、铝边框、电池片等无机材料，对温度的依赖性较小；组件材料中的封装材料、背板接线盒等有机材料，受温度影响较大，长期处在低温条件下，可能对部分设施造成伤害。

5.低温条件下进行施工，可能导致人员冻伤。

6.水泥砂浆会在负温下冻结，停止水化作用，失去结力解冻后，砂浆的强度虽仍可继续增长，但其最终强度将显著降低，若低温条件下进行施工，工程质量可能得不到保障，降低混凝土工程的使用寿命。

3.10.8 气瓶爆炸

该施工项目在施工过程中可能会涉及到焊接所用的氧气、乙炔气瓶等，根据各压力容器中所存在的物质的性质不同，存在发生各种类安全事故的风险。

由于压力容器承受一定的压力，若压力容器存在缺陷，则其有物理爆炸的危险，比普通设备更容易发生事故，一旦发生爆炸，气体膨胀所释放的能量使容器进一步开裂并使容器或其所裂成的碎片以较高的速度向四周飞散，造成人员伤亡及财产损失，后果相当严重。

氧气瓶、乙炔气瓶：此类压力容器内存在的物质具有燃爆（助燃）性，其发生泄漏时，引发火灾、爆炸事故。在外部温度环境变化较大情况下（高温），也由于气瓶内气体膨胀，发生物理爆炸，从而引起火灾、爆炸事故。乙炔瓶内乙炔的溶剂为丙酮，如果发生储气瓶爆炸，导致丙酮泄漏，发生人员中毒事故。

3.10.9 物体打击

在施工过程中：1）高位设备上的附属物发生坠落，可能对经过的人员造成伤害；尤其是在检修高位设备时，立体交叉作业、工具、物件等发生坠落，更易造成下方人员被物体打击；2）设备设施无防护措施或防护设施损坏、失效。

3.10.10 车辆伤害

施工过程中，在物料装卸、运输过程中驾驶员擅自移动车辆或者运输车辆在行驶过程中超速、超装超载、违章驾驶，在道路险峻、车辆技术性能不良等情况下，驾驶员对周围环境的失察或失控时，驾驶员疲劳驾驶或精力不集中等情况下均可能导致车辆伤害事故，甚至造成车辆损毁和人员伤亡，会导致运输的货物碰撞或甩出，造成车辆损毁、人员伤亡、财产损失等。

3.10.11 坍塌、山体滑坡

施工期间搭设的架子管或堆积的设备或材料均可能造成坍塌事故。建筑物梁板砼模

板支撑体系搭设不良，可能造成坍塌事故。施工临建不牢固，质量得不到保证，也易发生坍塌事故，尤其在大风天气，坍塌的可能性更大。

此外在施工过程中，因需要开挖基坑或者形成边坡，也有可能因为设计缺陷，边坡渗水、防雨不到位、地震、人工堆码与扰动、离工质量缺陷及土质差且受地下设施限制造成基坑坍塌、基坑边坡坍塌。

在施工过程，因扰动山坡基础稳定性、边坡渗水、地震以及地质原因，可能导致山体滑坡。

3.10.12 雷击

在施工过程中，因光伏组件占用面积大且处于相对孤立的空旷区域，组件边框和直流输电导线都极易因雷电感应产生极高的感应电动势。如果光伏厂区存在引雷条件，容易在光伏厂区上空形成较强的电磁场，从而导致设备损坏、作业人员遭受雷击等伤害。

3.11 调试期危险有害因素分析

调试期间危险有害因素有：人员触电、机械伤害、高处坠落，主要原因分别如下：

- 1.由于调试期间交叉作业频繁，管理和防护措施不到位；
- 2.安全警示标志不完善或无标志标识；
- 3.临时电源管理混乱；
- 4.调试措施不完善；
- 5.工序交接不清或不到位。

3.12 安全管理危险有害因素分析

建设单位组织机构和安全管理机构设置不合理，人员数量或素质的配备不能满足工作需要等，都可能因管理不健全而造成混乱，埋下事故隐患。

安全责任制不落实、相关管理制度不完善，会因职责不清、管理工作无章可循，造成安全管理混乱，使各项安全管理工作不能得到有效的落实，安全管理工作失控而造成事故隐患。

未编制安全操作规程或操作规程编制不完善，易因违章操作、误操作等引发事故。

未进行相应的安全教育培训，会造成员工安全知识不足、安全意识淡薄、操作技能低下等，从而引发事故的发生。

安全投入不足，可能会造成安全设施缺失或安全设施失效后不能及时得到修复、个

体防护设施和装备配置不足等，从而导致事故的发生。

事故应急管理缺失，未编制事故应急预案和处置方案、未对员工进行应急知识和技能的培训、应急救援物资配备不足等，在发生事故时不能及时有效地组织事故应急救援，而使事故扩大。

3.13 主要危险、有害因素及存在的部位

本项目主要危险、有害因素及分布汇总情况见表 3-1。

表 3-1 主要危险、有害因素及分布汇总表

检 查 目 标	危险、有害因素	存在的部位与作业场所
建 筑 物	地震	整个项目区
	边坡坍塌、滑塌	太阳能方阵边坡、升压站边坡、场内道路边坡
	岩溶塌陷	太阳能方阵基础、升压站建筑物和设备基础
	泥石流灾害	光伏方阵
	地基沉降	太阳能方阵基础、升压站基础
	滑坡	光伏方阵
生 产 过 程 、 作 业 场 所	电伤害	运行检修、变压器、厂用电及照明盘柜、接地设施等，临时用电时
	火灾	太阳能电池组件、逆变器、变压器、蓄电池、配电设备、山火、检修过程中
	爆炸	变压器、互感器、检修过程中的油品和气瓶
	孤岛效应	太阳光伏电池组件
	热斑效应	太阳光伏电池组件
	物体打击	升压站检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	升压站
	机械伤害	检修机械
	噪声	检修过程中、运行过程中的变压器、电动机等
	电磁辐射	升压站、高压输电线下运行检修作业等
	毒物	蓄电池室、断路器旁
	高、低温	升压站、检修和维护作业时
	车辆伤害	场内道路、进厂道路
	标志缺陷	整个站区
	安全监测系统失效	变压器保护装置、电气监测设备，逆变器监测装置及环境监测装置等
	恶意代码	电气二次计算机系统

3.14 重大危险源辨识与分析

1、方法介绍

根据国标《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的有关规定，危险化学品指具有毒害、腐蚀、爆炸、燃烧、助燃等性质，对人体、环境具有危害的剧毒化学品

和其它化学品。

危险化学品重大危险源指长期地或临时地生产、储存、使用或经营危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元；临界量是指对于某种或某类危险化学品构成重大危险源所规定的最小数量，若单元中的危险化学品数量等于或超过该数量，则该单元定为重大危险源。

危险化学品重大危险源的辨识依据是危险化学品的危险特性及其数量。单元内存在危险化学品的数量等于或超过规定的临界量，即被定为重大危险源。单元内存在的危险化学品的数量根据处理危险化学品种类的多少区分为以下两种情况：

①生产单元、储存单元内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为重大危险源；

②生产单元、储存单元内存在的危险化学品为多品种时，则按下式计算，若满足，则定为重大危险源。

$$S=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n\geq 1$$

式中：

S——辨识指标；

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险化学品实际存在量，单位为吨（t）；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——与各危险化学品相对应的临界量，单位为吨（t）；

对照国标《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）中关于危险化学品重大危险源的辨识依据，对项目生产工艺过程中的物料及设备进行辨识：

2、重大危险源辨识

本项目运行或检修过程中使用的油料、乙炔等物料使用量小于规范界定的临界量，不构成现行规范界定的危险化学品重大危险源；生产运行期不存在现行规范界定的危险化学品重大危险源。

综上所述：本项目不存在重大危险源。

第 4 章 建设项目安全生产条件分析

4.1 建设项目与国家和当地政府产业政策与布局符合性分析

4.1.1 符合国家能源产业发展战略

太阳能资源是清洁的可再生能源，太阳能发电是新能源领域中技术最成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的发电方式之一。我国太阳能资源较为丰富，发展太阳能对于应对缓解能源、环境的压力，促进国民经济社会可持续发展有重要意义，也是我国作为一个负责任的发展中国家应对气候变化，实现对世界关于提高非化石能源消费比例和减少 CO₂ 排放量庄严承诺的有效措施。

开发新能源是我国能源发展战略的重要组成部分，国家对此十分重视，《国家计委、科技部关于进一步支持可再生资源发展有关问题的通知》（计基础[1999]44 号）、国家经贸委 1999 年 11 月 25 日发布的《关于优化电力资源配置，促进公开公平调度的若干意见》和 1998 年 1 月 1 日起施行的《中华人民共和国节约能源法》都明确鼓励新能源发电和节能项目的发展。光伏电站的建设符合我国能源发展战略，对加快云南省新能源建设具有积极重要的意义。

4.1.2 开发太阳能受到国家政策扶持和法律保障

2005 年 2 月 28 日通过，2006 年 1 月 1 日起正式实施的《中华人民共和国可再生能源法》为我国太阳能今后的发展提供了法律保证。2009 年 12 月 26 日，十一届全国人大常委会第十二次会议表决通过了《中华人民共和国可再生能源法修正案》，修正案自 2010 年 4 月 1 日起施行。该法规定，“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定”，“电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理入网费用以及其它合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收”和“电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿”。国家将新能源特许权项目中的特殊之处用法律条文加以规定，将今后新能源的发展纳入法制的框架，为新能源发展提供了强有力的支持。

4.1.3 场址地区具有太阳能的资源优势

本项目位于宁洱哈尼族彝族自治县境内，宁洱哈尼族彝族自治县属于云南省太阳能资源可开发区，场址年太阳总辐射为 5530.7MJ/(m²•a)，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019)，判定其太阳能资源属于很丰富区，等级为 B 级，其资源具备开发条件。

本项目所在区域代表年各月平均日水平面总辐照量最小值与最大值之比为 0.586，根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526—2019)可判定本项目太阳能资源稳定度等级为 A 级，等级名称为很稳定。

太阳能是最清洁、安全的可再生能源，不产生任何污染。太阳能光伏发电作为太阳能资源利用方式，其相关的技术已基本成熟。随着太阳能电池制造成本的下降，太阳能光伏发电将会得到广泛的利用，并在未来社会新能源的发展中起到重要作用。

4.1.4 促进当地社会经济的发展

在工程建设期间，对宁洱哈尼族彝族自治县的建筑材料、小型机械和日常生活用品的需求将增加，同时当地的劳动力资源可得到大量利用，增加个人收入和地方政府税收，由此可以促进当地的消费水平，随着建设展开，人流、物流、资金流的进入，将拉动地方区域经济发展。光伏电站的建设对促进经济发展，改善当地居民生活水平具有积极意义。

4.1.5 调整能源结构的需要

能源是经济发展的物质基础，为保证国民经济的可持续发展，必须有可持续供应的能源作为支撑。我国能源结构是以煤为主，这对国家经济发展带来的能源安全和环境问题已日益突出。从能源安全、减少污染、改善生态环境和立足于本国资源等方面来考虑，我国开发利用安全、可靠的清洁能源，并提高其在能源结构中的比重，将是实现经济社会可持续发展的重要保证。

云南电网水电与光伏发电具有较好的天然互补特性，雨季水电出力大、光伏发电能力小，旱季光伏发电能力大、水电出力降低。云南电网及其电源独特的结构特征，为光伏电站并网接入创造了良好的条件。

4.1.6 分析结论

综上所述，本项目满足当地经济发展的需要，社会效益和环境效益显著。建设该光

光伏电站可以得到国家激励政策和措施的保证，对充分利用宁洱哈尼族彝族自治县的太阳能资源，开辟新能源是十分必要的。

4.2 建设项目场址选择及总平面布置合规性分析

4.2.1 场址及总平面布置分析

依据《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）、《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）的相关内容进行检查。检查结果见表 4-1、表 4-2。

表 4-1 场址选择安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
一	基本规定			
1	厂址选择应符合国家的工业布局、总体规划及土地利用总体规划的要求。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.1 条	光伏电站场址在总体规划基础上选择；场址位置主要位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带。	符合
2	配套和服务工业企业的居住区、交通运输、动力公用设施、废料场及环境保护工程、施工基地等用地应与厂区用地同时选择。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.2 条	光伏电站配套建设的升压站等设施设置于同业主开发的半坡箐项目中，各项配套设施完善可靠。	符合
3	厂址应具有满足生产、生活及发展所必需的水源和电源。水源和电源与厂址之间的管线连接应尽量短捷，且用水、用电量特别大的工业企业宜靠近水源及电源地。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.6 条	光伏电站用水取自电厂就近供水管网，满足生产、生活所需要的水源。	符合
4	厂址应具有满足建设工程需要的工程地质条件和水文地质条件。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.8 条	区域地质资料表明，场地内未发现存在制约光伏电站建设的重大工程地质问题，具备建设光伏电站的场地条件。	符合
5	厂址应满足适宜的地形坡度，尽量避开自然地形复杂、自然坡度大的地段，应避免将盆地、积水洼地作为厂址。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.10 条	光伏电站场址地形开阔连续，整体较为平整，场地起伏较小。	符合
6	山区建厂，当厂址位于山坡或山脚处时，应采取防止山洪、泥石流等自然灾害的危害的加固措施，应	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.13 条	本光伏电站位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，已在可行性研究阶段采取了防止山洪、泥石流等自然灾害的危	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	对山坡的稳定性等作出地质灾害的危险性评估报告。		害的加固措施。	
7	下列地段和地区不应选为厂址： 1 发震断层和抗震设防烈度为 9 度及高于 9 度的地震区； 2.有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段； 3 采矿陷落错动区地表界限内； 4 爆破危险界限内； 5 坝或堤决溃后可能淹没的地区； 6 有严重放射性物质污染影响区； 7 生活居住区、文教区、水源保护区、名胜古迹、风景游览区、温泉、疗养区、自然保护区和其它需要特别保护的区域； 8 对飞机起落、电台通讯、电视转播、雷达导航和重要的天文、气象、地震观察以及军事设施等规定有影响的范围内； 9 很严重的自重湿陷性黄土地段 厚度大的新近堆积黄土地段和高压缩性的饱和黄土地段等地质条件恶劣地段； 10 具有开采价值的矿藏区； 11 受海啸或湖涌危害的地区。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.14 条	工程区位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，根据《中国地震动参数区划图》，拟建工程Ⅱ类场地基本地震动峰值加速度为 0.20g，基本地震动反应谱特征周期 0.45s，对应的抗震设防烈度为Ⅷ度，设计分 组为第三组。场地内未发现存在制约光伏电站建设的重大工程地质问题，具备建设光伏电站的场地条件。	符合
8	大型建筑物、构筑物、重型设备和生产装置等，应布置在土质均匀、地基承载力较大的地段，对较大、较深的地下建筑物、构筑物，宜布置在地下水位较低的填方地段。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 5.2.1 条	光伏电池板、主变压器等大型建筑物和设备布置在地质条件较好部位。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
9	光伏电站设计在满足安全性和可靠性的同时，应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.2 条	本项目选用的都是国家标准的设备和技术。	符合
10	光伏电站的系统配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的规定。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.4 条	在电站安装了无功补偿装置来保证电能的质量。	符合
11	接入公用电网的光伏发电站应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.5 条	建的普洱市宁洱县鱼塘寨 25MW、半坡 30MW 茶光互补光伏发电项目总体平面共布置有 20 个光伏方阵，方阵安装容量为 55MW，使用电缆敷设方式连接 35kV 箱变，后通过架空方式送至 220kV 升压站，根据光伏方阵布置地理位置和安装容量情况，规划成 1 条双回路集电线路。35kV 集电线路使用电缆敷设及架空架设方式，架空线路导线采用 240mm ² 截面导线，电缆敷设进站段使用 2 根导引光缆型号为：GYFTZY86-36B1，双回路架空线路架设 2 根 OPGW-36B1-55 光缆。	符合
12	光伏电站设计时应对应站址及其周围区域的工程地质情况进行勘探和调查，查明站址的地形地貌特征、结构和主要地层的分布及物理力学性质、地下水条件等。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.8 条	已进行了地质勘察。	符合
13	光伏电站中的所有设备和部件，应符合国家现行相关标准的规定，主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 3.0.9 条	该电站的拟选定的合格的设备及部件。	符合
二	站址选择			
1	光伏电站的站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.1 条	本项目的站址位于场址位置主要位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带。光伏区周边有当地村民的林地、农耕地，光伏区拟设置围栏。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	素全面考虑；在选址工作中，应从全局出发，正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。			
2	光伏电站选址时，应结合电网结构、电力负荷、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应提出推荐站址的排序。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.2 条	项目根据建设项目的必要性、建设任务、电力规划，交通运输和环境等方面进行了综合分析，提出了选址方案。本项目设计无候选站。	符合
3	光伏电站防洪设计应符合下列要求： 1 按不同规划容量，光伏电站的防洪等级和防洪标准应符合表 4.0.3 的规定。对于站内地面低于上述高水位的区域，应有防洪措施。防排洪措施宜在首期工程中按规划容量统一规划，分期实施。 2.位于海滨的光伏电站设置防洪堤（或防浪堤）时，其堤顶标高应依据本规范表 4.0.3 中防洪标准（重现期）的要求，应按照重现期为 50 年波列累计频率 1% 的浪爬高加上 0.5m 的安全超高确定。 3.位于江、河、湖旁的光伏电站设置防洪堤时，其堤顶标高应按本规范表 4.0.3 中防洪标准（重现期）的要求，加 0.5m 的安全超高确定；当受风、浪、潮影响较大时，尚应加重	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.3 条	本项目为山区光伏电站。场区位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，排水条件较好。光伏场区及支架基础洪水设计标准重现期按 100 年一遇的标准设计，根据地形及设计原则，大多数支架基础都避开集水部位，不受洪水威胁。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	现期为 50 年的浪爬高。 4.在以内涝为主的地区建站并设置防洪堤时，其堤顶标高应按 50 年一遇的设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定；难以确定时，可采用历史最高内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。如有排涝设施时，则应按设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。 5.对位于山区的光伏发电站，应设防山洪和排山洪的措施，防排设施应按频率为 2% 的山洪设计。 6.当站区不设防洪堤时，站区设备基础顶标高和建筑物室外地坪标高不应低于本规范表 4.0.3 中防洪标准（重现期）或 50 年一遇最高内涝水位的要求。			
4	地面光伏电站站址宜选择在地势平坦的地区或北高南低的坡度地区。坡屋面光伏电站的建筑主要朝向宜为南或接近南向，宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.4 条	场址地形开阔连续，整体较为平整，场地起伏较小，有利于光伏电站的建设。	符合
5	选择站址时，应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.5 条	现阶段附近主要为林地、农耕地，周边无其他工矿企业。不属于严重污染地区。	符合
6	选择站址时，应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段一和发震断裂地带等地质灾害易发区。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.6 条	场地 10km 范围内无发震断裂通过。	符合
7	当站址选择在采空区及其影响范围内时，应进行地质灾害危险性评估，综合评价地质灾害危险性的程度，提出建设站址适宜性的评价意见，并应采取相应的防范措施。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.7 条	本项目周边无采矿场，不存在采空区。	符合
8	光伏电站宜建在地震烈度为 9 度及以下地区。在	《光伏电站设计规范》（GB50797-2	项目所在区的地震烈度为 VIII 度。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	地震烈度为 9 度以上地区建站时，应进行地震安全性评价。	012) 第 4.0.8 条		
9	光伏电站站址应避让重点保护的文化遗址，不应设在有开采价值的露天矿藏或地下浅层矿区上。 站址地下深层压有文物、矿藏，除应取得文物、矿藏有关部门同意的文件外，还应对站址在文物和矿藏开挖后的安全性进行评估。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.9 条	本项目所在地为普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带。	符合
10	光伏电站站址选择应利用非可耕地和劣地，不应破坏原有水系，做好植被保护，减少土石方开挖量，并应节约用地，减少房屋拆迁和人口迁移。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.10 条	场址为普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带。	符合
11	光伏电站站址选择应考虑电站达到规划容量时接入电力系统的出线走廊。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 4.0.11 条	《可行性研究报告》已对接入系统做了经济技术比较确定。（最终以接入系统报告及电网公司批复为准）。	符合

表 4-2 总平面布置安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
1	总平面布置，应在总体规划的基础上，根据工业企业的性质、规模、生产流程、交通运输、环境保护，以及防火、安全、卫生、节能、施工、检修、厂区发展等要求，结合场地自然条件，经技术经济比较后择优确定。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 5.1.1 条	本项目总平面布置根据项目性质、规模、生产流程、交通运输、环境保护，以及防火、安全、卫生、节能、施工、检修、厂区发展等要求，结合场地自然条件，经技术经济比较后择优确定的。	符合
2	总平面布置应采取防止高温、有害气体、烟、雾、粉尘、强烈振动和高噪声对周围环境和人身安全的危害的安全保障措施，并应符合现行国家有关工业企业卫生设计标准的规定。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 5.1.7 条	总平面布置对周围环境有和人身安全的危害的安全保障措施，符合现行国家有关工业企业卫生设计标准的规定。	符合
3	变电站总平面布置应按最终规模进行规划设计，根据系统负荷发展要求，不宜堵	《变电站总布置设计技术规程》（DL/T5056-2007）第	半坡茶光互补光伏发电项目的安全生产条件（自然、地质、周边环境、平面布置等）、本项目	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	死扩建的可能,并使站区平面布置尽量规整。	5.1.1 条	配套新建的 220kV 升压站(与鱼塘寨(25MW)、半坡箐(40MW)光伏项目共用一座 220 升压站),不在本次建设范围内。	
4	光伏电站的站区总平面应根据发电站的生产、施工和生活需要,结合站址及其附近地区的自然条件和建设规划进行布置,应对站区供排水设施、交通运输、出线走廊等进行研究,立足近期,远近结合,统筹规划。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 7.1.1 条	本项目的站区总平面布置是按自然条件和规划进行了布置。对站区的供排水、交通运输、出线等进行了统筹规划布置。	符合
5	光伏电站的站区总平面布置应贯彻节约用地的原则,通过优化,控制全站生产用地、生活区用地和施工用地的面积;用地范围应根据建设和施工的需要按规划容量确定,宜分期、分批征用和租用。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 7.1.2 条	本项目用地为普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带。	符合
6	光伏电站的站区总平面设计应包括下列内容: 1 光伏方阵。 2 升压站(或开关站)。 3 站内集电线路。 4 就地逆变升压站。 5 站内道路。 6 其他防护功能设施(防洪、防雷、防火)。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 7.1.3 条	根据项目布置情况,本工程采用 580Wp 单晶硅双面光伏组件,额定容量为 30MW(AC),安装容量 38.164MWp(DC),规划总用地面积 33.433hm ² ,根据地块可利用面积大小布置光伏支架,规划布置 10 个方阵,均为固定支架方阵;共安装支架 2350 个,每个光伏支架 28 块组件按照 2×14 进行排布,支架倾角 21°。支架随地形、坡向朝南布置,并避让冲沟、南向坡度大于 35 度、东西向坡大于 3 度,北向坡大于 15 度的区域。	符合
7	光伏电站的站区总平面布置应符合下列要求: 1 交通运输方便。 2 协调好站内与站外、生产与生活、生产与施工之间的关系。 3 与城镇或工业区规划相协调。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 7.1.4 条	规划时充分利用场内现有道路。箱变布置在场内检修道路两侧,满足检修需求。整个场区无新建检修道路,改造道路 5.156km。路面宽 4m,路基宽度 4.5m,道路转弯半径不小于 9m,采用石渣路面,厚度为 20cm。方阵区箱式变压器根据接线方阵沿道	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	4 方便施工，有利扩建。 5 合理利用地形、地质条件。 6 减少场地的土石方工程量。 7 降低工程造价，减少运行费用，提高经济效益。		路布置。 本工程与鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）等光伏项目共用一座 220 升压站，升压站在半坡箐项目内配套，同期建设。	
8	光伏电站的站区总平面布置还应符合下列要求： 1 站内建筑物应结合日照方位进行布置，合理紧凑；辅助、附属建筑和行政管理建筑宜采用联合布置。 2 因地制宜地进行绿化规划，利用空闲场地植树种草，绿地率应满足当地规划部门的绿化要求。 3 升压站（或开关站）及站内建筑物的选址应根据光伏方阵的布置、接入系统的方案、地形、地质、交通、生产、生活和安全等要素确定。 4 站内集电线路的布置应根据光伏方阵的布置、升压站（或开关站）的位置及单回集电线路的输送距离、输送容量、安全距离等确定。 5 站内道路应能满足设备运输、安装和运行维护的要求，并保留可进行大修与吊装的作业面。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.1.5 条	总平面布置包括：太阳能电池方阵区域、连接各方阵的道路和电缆通道。	符合
9	大、中型地面光伏电站站区可设两个出入口，其位置应使站内外联系方便。站区主要出入口处主干道行车部分的宽度宜与相衔接的进站道路一致，宜采用 6m；次干道（环形道路）宽度宜采用 4m。通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.1.6 条	该光伏电站为大型地面光伏电站，本光伏电站新建场内道路长度约为 13.8km，改建场内道路长度约 11.8km，道路路基宽度 4.5m，路面宽度 4m，采用泥结碎石路面。	符合
10	地面光伏电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路连接，其连接宜短捷	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）	该电站的进站道路利用已有的乡村道路进出。周边无铁路线路。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
	且方便行车,宜避免与铁路线交叉。应根据生产、生活和消防的需要,在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道。站内主要道路可采用泥结碎石路面、混凝土路面或沥青路面。	第 7.1.7 条		
11	光伏发电站站区的竖向布置,应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、场地标高等因素确定,并应符合下列要求: 1、在不设大堤或围堤的站区,升压站(或开关站)区域的室外地坪设计标高应高于设计高水位 0.5m。 2、所有建筑物、构筑物及道路等标高的确定,应满足生产使用方便。地上、地下设施中的基础、管线,管架、管沟、隧道及地下室等的标高和布置,应统一安排,合理交叉,维修、扩建便利,排水畅通。 3、应减少工程土石方工程量,降低基础处理和场地平整费用,使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时,应落实取土或弃土地点。 4、站区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则,应与建筑物、道路及场地的雨水害井、雨水口的设置相适应,并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定。 5 地处山坡地区光伏电站的竖向布置,应在满足工艺要求的前提下,合理利用地形,节省土石方量并确保边坡稳定。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 7.1.8 条	从光伏发电的工艺流程对场地的要求来看,本项目场地条件简单,对太阳能电池组件的布置无较大影响。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
12	站区场地排水系统应根据地形、工程地质、地下水位等因素进行设计，并应符合下列要求： 1、场地的排水系统应按规划容量进行设计，并使每期工程排水畅通。 2、室外沟道高于设计地坪标高时，应有过水措施，或在沟道的两侧设排水设施。 3、对建在山区或丘陵地区的光伏发电站，在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.1.9 条	站区场地位于山坡地带，排水条件较好。	符合
13	光伏方阵应根据站区地形、设备特点和施工条件等因素合理布置。大、中型地面光伏电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.2.1 条	本项目采用单元模块化布置。	符合
14	地面光伏电站的光伏方阵布置应满足下列要求： 1、固定式布置的光伏方阵、光伏组件安装方位角宜采用正南方向。 2、光伏方阵各排、列的布置间距应保证每天 9:00-15:00（当地真太阳时）时段内前、后、左、右互不遮挡。 3、光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离不宜低于 300mm。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.2.2 条	本项目拟采用容量为 580Wp 单晶硅双面光伏组件，采用固定倾角运行方式，规划布置 10 个方阵，均为固定支架方阵；共安装支架 2350 个，每个光伏支架 28 块组件按照 2×14 进行排布，支架倾角 21°，通过直埋电缆和架空线路连接各个区块。	符合
15	光伏电站宜设置安全防护设施，该设施宜包括：入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 7.3.1 条	本项目设置了视频安防系统、火灾报警系统等安防设施。	符合

4.2.2 检查结果

本项目场址地形开阔连续，整体较为平整，场地起伏较小，区内主要生长着杂草，无较大的植被发育。场址地形规整，地貌相对单一。场地 10km 范围内无发震断裂通过。光伏场地周边设 2.0m 高钢丝网围栏与周边隔开。

工程总平面布置与周边环境、建（构）筑物等之间的安全距离符合有关规程、规范要求，相互影响较小。

综上所述，本项目场址的选择和工程总平面布置符合有关规定。

4.3 建设项目对法律法规予以保护区域的影响

通过对照可行性研究报告及现场实地检查，本项目与相关场所、区域的距离符合要求。具体见表 4-3。

表 4-3 项目与相关场所、区域的安全距离安全检查表

项目	建设项目与周边距离	符合性
1、居民区、商业中心、公园等人口密集区域。	项目站址位于云南省普洱市宁洱哈尼族彝族自治县，项目周边存在林地、农耕地、村庄，通过安全设施的完善设计，能保证安全运行。详细情况见报告 3.3 周边环境影响分析内容。	符合
2、学校、医院、影剧院、体育场（馆）等公共设施。	无学校、医院、影剧院、体育场（馆）等公共设施，本光伏电站为清洁能源，对周边的影响不大。	符合
3、供水水源、水厂及水源保护区。	本项目无生产污水排放。	符合
4、车站、码头、机场以及公路、铁路、水路交通干线、地铁风亭及出入口。	无码头、机场以及水路交通干线、地铁风亭及出入口。	符合
5、基本农田保护区、畜牧区、渔业水域和种子、种畜、水产苗种生产基地。	周边不属于畜牧区、渔业水域和种子、种畜、水产苗种生产基地。	符合
6、河流、湖泊、风景名胜和自然保护区。	光伏电站周边不涉及自然保护区、集中式饮用水源保护区、风景名胜区等环境敏感因素。	符合
7、军事禁地、军事管理区。	周边无军事禁地、军事管理区。	符合
8、法律、行政法规规定予以保护的其它区域。	无法律、行政法规规定予以保护的其它区域。	符合

本项目与相关场所、区域的安全距离符合要求，建设项目符合现行的相关政策。

4.4 建设项目与周边环境的相互影响分析

4.4.1 建设项目对周边环境的影响

拟建项目周边无其他的工业设施，安全距离满足要求。

建设范围为普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，不涉及村庄、人口、房屋等。场址永久占地不涉及基本农田保护区、国家一级公益林地等敏感对象，场址内无自然保

护区、风景名胜区等敏感因素分布，不良物理地质现象不发育。

拟建工程建设对当地地质环境的影响主要是改变地表形态，对地质环境的破坏和影响较小。

拟建场区远离市区。建设区及周围未发现有地质和文物保护遗迹，也未见有保护区的建设。

本次规划的场址范围不是自然保护区。

拟建光伏电站道路修建及光伏电站建设产生的粉尘、噪音等对村庄的周边环境造成的影响较小。施工期只有少量的污水、废水排放，对环境的影响很小。施工期间的固定废弃物主要是建筑垃圾和生活垃圾，集中收集后外运，对环境的影响很小。

该工程投产后，本身不需要消耗水资源，本项目无工业废水产生，仅有少量生活污水，经处理后用作绿化，其废水可完全实现零排放。对环境可能产生的影响因素主要有生活垃圾等，对环境基本无影响。

4.4.2 建设项目对周边居民的影响

由于光伏电站的建设，对周边的村民会产生安全方面的影响，主要表现在基础开挖、设备安装时由于安全设施设置不足，安全警示标志不明显或施工人员对安全认识不足，流动的居民进入施工区或运行区而产生高处坠落、物体打击、噪声、电伤害、火灾、机械伤害等危害。相反，流动的居民会因为安全意识淡薄，在禁烟区抽烟、偷盗或恶意阻挠施工也会对工程的建设产生不良危害。

4.4.3 周边环境对建设项目的影

本项目主要建筑物为太阳能电池板区域配置一套图象监视及公共报警系统，对光伏电站主要电气设备、关键设备安装地点以及周围环境进行全天候的图像监视，以满足电力系统安全生产所需的监视设备关键部位的要求，同时，该系统可实现变电站安全警卫的要求，一旦发生火灾能马上发生报警。光伏场区周边设围栏，能够保证周边居民日常出行不会进入到场区，因此当地居民活动对项目运行不会造成影响。本项目位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，周边无其它的生产企业，因此不存在周边企业对本项目的影响。

综上所述，周边环境对本项目的影响可接受。

4.5 不良地质条件对本项目及主要设备的影响

场地10km范围内无发震断裂通过，已满足规范要求的安全距离。场址区岩土工程条件较好，地基稳定，未发现崩塌、泥石流、地下洞穴、采空区及砂土液化等不良地质作用。总体上，场地工程地质条件较好，有布置太阳能阵列的地形、地质条件。

4.6 气象条件对本项目及主要设备的影响

本光伏电站拟选场址受地理位置、地形、地势等多种因素的影响，当地常出现的恶劣天气和自然灾害主要有：雷暴、极端气温、冰雹、降水、风力灾害等。

一、极端气温影响

本工程选用逆变器的工作温度范围为-30℃~60℃，选用电池组件的工作温度范围为-40℃~85℃，正常情况下，太阳电池组件的工作温度可保持在环境温度增加 20℃的水平。

根据宁洱气象站资料，宁洱哈尼族彝族自治县极端最低气温为-2.3℃,平均海拔 1320 米，光伏场区海拔高程在 1400m~1850m 之间，最高海拔 1850m。根据海拔每上升 100 米，温度下降 0.6℃的变化关系，得到光伏场区的极端最低气温为-5.0℃。因此，按本工程场区极端气温数据校核，本项目太阳电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳电池组件及逆变器的安全性没有影响。

因此，按本项场区极端气温数据校核，本项目太阳电池组件及逆变器的工作温度可控制在允许范围内，地区气象温度条件对太阳电池组件及逆变器的安全性没有大的影响。

极端气温主要对运行人员构成影响，高温时可能导致中暑，低温时可能导致冻伤等危害。

二、降水的影响

项目所在地多年年平均降雨量 1448.5mm。雨季雨量一般，且项目选址位于建设范围为普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，址区域内没有泥石流和塌方产生的迹象，降水对本项目光伏组件的安全性没有影响，但要注意道路边坡开挖可能产生的滑坡和塌方等灾害。

从现场勘查结果来看，本项目所处位置不属于低洼积水地带，可行性研究报告中提出设置相应的排水系统的要求，能够保证雨水顺利排出，因此降水对项目区的影响是可以接受的。

根据对已有的水文地质资料初步判断：地下水对混凝土结构及混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，土对混凝土结构、混凝土结构中钢筋及钢结构具微腐蚀性。

三、冰雹影响

光伏场区年冰雹日数 1.9 天。一般而言，光伏组件在世界范围内均得到工程运用且光伏组件采用的钢化玻璃符合《建筑用安全玻璃第 2 部分：钢化玻璃》GB15763.2-2005 中的试验标准，可以认为地区冰雹条件对项目没有影响。

四、风荷载影响

本项目对于风荷载的设计取值主要依据《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012），宁洱哈尼族彝族自治县多年年平均风速为 1.1m/s，结合周边风电场测风数据，本项目确定的风荷载设计值为 0.35kN/m²，按此设计光伏电池组件的安装支架及基础等并按此设计光伏电池组件的安装支架及基础等。但需注意山地风口处局部区域风速较大，对组件支架产生较大影响。主要表现在：突发性强风对地面构筑物威胁较大，会造成光伏阵列倒塌、倒杆、线路断线或设备外壳带电、建筑物门窗损坏等危险事故的发生。遇强风袭击时，若未采取有效的防护措施，容易发生设备倾倒，从而伤害和碰撞现场作业人员或电力设备，酿成重大事故。

五、雷暴影响

光伏场区多年平均雷暴日数为 100.5 天，属于雷暴多发地区。雷电对光伏发电系统、电气设备、集电线路的侵害主要包括直接雷击、感应雷击、雷电波入侵。直击雷直接向光伏电站的电气设备或建筑物放电，过电压会使电气设备的绝缘遭到击穿破坏而造成火灾。感应雷击是在雷云临近光伏电站上空时，光伏电站建筑物和附近地面上将感应产生大量的电荷。如果建（构）筑物如综合楼、逆变器室等设施的接地装置不良或损坏，就会与大地间形成电位差，当感应雷过电压足够大时，就会引起建筑物内部、电气设备的电线、金属管道、其他设备设施放电而造成火灾。而雷击放电的高温电弧、二次放电，可直接对人体放电，雷电流产生的接触或跨步电压可直接使人触电。

第5章 建设项目安全生产设施分析

本项目规划额定容量 30MW，电池组件安装容量 38.164MW_p。拟规划 7/3 个标称容量 3.2/2.56MW 的组串式逆变方阵，选用峰值功率为 580W_p 的单晶硅电池组件。每个方阵配置 250/200 个组串（每个组串由 28 块组件串联），10/8 台额定功率 320kW 的组串式逆变器，7/3 台容量为 2600/3200kVA 双绕组箱变。

全站装机容量通过 1 回 35kV 集电线路输送至 220kV 半坡箐升压站后经 1 回 220kV 架空线路送出接入电网，集电线路电缆采用三芯电缆 95~240mm²截面及单芯 500mm² 截面设计。

场区电力利用从鱼塘寨光伏项目出线的同塔双回 35kV 架空集电线路的 B 回，送至半坡箐 220kV 升压站，然后统一送出。

5.1 接入系统安全性分析

该半坡茶光互补光伏发电项目周边接入点情况为：

1) 220kV 宁洱变：220kV 宁洱变变电容量 2×180MVA，现状 220kV 侧出线间隔共计 6 个，已占用 3 个；110kV 侧出线间隔共计 14 个，已占用 6 个。2022 年宁洱变最大下网电力为 166MW。

2) 220kV 倚象变(在建)：220kV 倚象变初期主变容量 2×180MVA，最终 3×180MVA；220kV 出线本期建成 2 回，终期出线 8 回；110kV 出线初期建成 3 回，终期出线 14 回；预计 2023 年底建成投产。

结合周边新能源规划情况，与本项目同一业主开发的半坡箐光伏计划在厂址内新建一座 220kV 升压站，通过新建一回 220kV 线路接至 220kV 三丘田变。本项目装机 30MW，与鱼塘寨项目 25MW，通过 35kV 集电线路接入半坡箐升压站汇集后送出，所需集电线路回路数、截面、长度根据本体设计确定。

最终接入方案及接入点将在下一阶段接入系统设计中进一步论证，并服从普洱市及宁洱哈尼族彝族自治县新能源送出及电网整体规划。

《可行性研究报告》已对接入系统做了经济技术比较确定。从接入系统设计来看，接入系统方案便于电站的运行管理与控制，符合要求。

5.2 站用电安全性分析

本项目配套新建的 220kV 升压站与鱼塘寨（25MW）、半坡箐（40MW）光伏项目共用一座 220 升压站，升压站在半坡箐项目内建设。在本次可行性研究报告中未明确拟半坡箐内升压站设计内容。

但该升压站内站用电具有可靠的工作电源和备用电源，能保证电场正常运行用电，能保证电场正常运行用电。

5.3 电气系统安全性分析

本节采用《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）、《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218-2012）编制安全检查表对电气系统进行安全检查，检查结果见表 5-1。

表 5-1 电气设备安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
一	站址选择和站区布置			
1	变电站的站址选择,应根据电力系统规划设计的网络结构、负荷分布、城乡规划、征地拆迁和下列条款的要求进行,通过技术经济比较和经济效益分析,选择最佳的站址方案。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.1 条	站址位于主要位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带。	符合
2	站址选择时应注意变电站与邻近设施、周围环境的相互影响和协调,必要时应取得有关协议。站址距飞机场、导航台,地面卫星站、军事设施,通信设施以及易燃易爆等设施的距離应符合现行有关国家标准的规定。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.10 条	站址周边无飞机场、导航台,地面卫星站、军事设施,通信设施以及易燃易爆等设施。	符合
3	站址的抗震设防烈度应符合现行国家标准《中国地震动参数区划图》GB18306 的规定。站址位于地震烈度区分界线附近难以正确判断时应进行烈度复核。抗震设防烈度为 9 度及以上地区不宜建设 220kV~750kV 变电站。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》（DL/T5218—2012）第 3.0.12 条	站址位于地震烈度为 8 度。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
二	变压器			
1	光伏电站升压站主变压器的选择应符合下列要求： 1、应优先选用自冷式、低损耗电力变压器。 2、当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时，应采用有载调压电力变压器。 3、主变压器容量可按光伏电站的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.1.2 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围。	不涉及
2	光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合下列要求： 1、宜选用自冷式、低损耗电力变压器。 2、变压器容量可按光伏方阵单元模块最大输出功率选取。 3、可选用高压（低压）预装式箱式变电站或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站。对于在沿海或风沙大的光伏电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到 IP65，风沙大的光伏电站防护等级应达到 IP54。 4、就地升压变压器可采用双绕组变压器或分裂变压器。 5、就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.1.3 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围。	不涉及
3	屋外单台电气设备的油量在 1000kg 以上时，应设置贮油或挡油设施。当设置有容纳 20% 油量的贮油或挡油设施时，应设置将油排到安全处的设施，且不应引起污染危害。 当不能满足上述要求时，应设置能容纳 100%油量的贮油或挡油设施。贮油和挡油设施应大于设备外廓每边各 1000mm，四周应调出地面 100mm。贮油设施内应铺设卵石层，卵石层厚度不应小于 250mm，	《3～110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060-2008 第 5.5.3 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围。	不涉及

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	卵石直径为 50~80mm。 当设置有油水分离措施的总事故贮油池时,贮油池容量宜按最大一个油池容量的 60% 确定。			
三	电气主接线			
1	光伏电站发电单元接线及就地升压变压器的连接应符合下列要求: 1、逆变器与就地升压变压器的接线方案应依据光伏电站的容量、光伏方阵的布局、光伏组件的类别和逆变器的技术参数等条件,经技术经济比较确定。 2、一台就地升压变压器连接两台不自带隔离变压器的逆变器时,宜选用分裂变压器。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.2.1 条	经技术经济比较确定采用组串式裂变器和双绕组箱式升压变压器。	符合
2	光伏电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏电站的安装容量,经技术经济比较后确定,并应符合下列规定: 1、光伏电站安装总容量小于或等于 1MW_p 时,宜采用 0.4kV-10kV 电压等级。 2、光伏电站安装总容量大于 1MW_p,且不大于 30MW_p 时,宜采用 10kV-35kV 电压等级。 3、光伏电站安装容量大于 30MW_p 时,宜采用 35kV 电压等级。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.2.2 条	本项目发电母线电压选用 35kV。	符合
3	光伏电站发电母线的接线方式应按本期、远景规划的安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件选择,并应符合下列要求: 1、光伏电站安装容量小于或等于 30MW 时,宜采用单母线接线。 2 光伏电站安装容量大于 30 MW 时,宜采用单母线或单母	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.2.3 条	本项目 35kV 配电装置采用单母线接线形式。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	线分段接线。 3 当分段时，应采用分段断路器。			
4	光伏电站母线上的短路电流超过所选择的开断设备允许值时，可在母线分段回路中安装电抗器。母线分段电抗器的额定电流应按其中一段母线上所联接的最大容量的电流值选择。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.2.4 条	电站母线短路电流未超过断路器开断值，未设置电抗器。	符合
5	光伏电站内各单元发电模块与光伏发电母线的连接方式，由运行可靠性、灵活性、技术经济合理性和维修方便等条件综合比较确定，可采用下列连接方式： 1 辐射式连接方式。 2“T”接式连接方式。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.2.5 条	本项目光伏发电输出采用辐射式连接方式。	符合
6	光伏电站母线上的电压互感器和避雷器应合用一组隔离开关，并组装在一个柜内。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.2.6 条	母线互感器和避雷器合用一组隔离开关，装在一个开关柜内。	符合
7	光伏电站内 10kV 或 35kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。经汇集形成光伏电站群的大、中型光伏电站，其站内汇集系统宜采用经消弧线圈接地或小电阻接地的方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.2.7 条	本项目主变 35kV 侧中性点采用小电阻接地方式。	符合
8	光伏电站 110kV 及以上电压等级的升压站接线方式，应根据光伏电站在电力系统的地位、地区电力网接线方式的要求、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、本期和规划容量等条件确定。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.2.9 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围。	不涉及
9	220kV 及以下电压等级的母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关，110kV-220kV 线路电压互感器与电容器、	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.2.10 条	本项目主接线设计满足规范相关要求。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	避雷器、主变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关；主变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。			
四	站用电系统			
1	光伏发电站站用电系统的电压宜采用 380V。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.1 条	站用电系统电压为 380/220V。	符合
2	380V 站用电系统，应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.2 条	站用电系统采用 380V 三相四线制中性点直接接地系统。	符合
3	站用电工作电源引接方式应符合下列要求： 1、光伏发电站有发电母线时，宜从发电母线引接供给自用负荷。 2、当技术经济合理时，可由外部电网引接电源供给发电站自用负荷。 3 当技术经济合理时，就地逆变升压室用电也可由各发电单元逆变器变流出线侧引接，但升压站（或开关站）站用电应按本条的第 1 款或第 2 款中的方式引接。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.3 条		符合
4	站用电系统应设置备用电源，其引接方式应符合下列要求： 1、当光伏发电站只有一段发电母线时，宜由外部电网引接电源。 2、当发电母线为单母线分段接线时，可由外部电网引接电源，也可由其中的另一段母线上引接电源。 3、各发电单元的工作电源分别由各自的就地升压变压器低压侧引接时，宜采用邻近的两发电单元互为备用的方式或由外部电网引接电源。 4、工作电源与备用电源间宜设置备用电源自动投入装置。	《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.3.4 条	升压站站用电系统共设 2 个电源，其中正常电源通过站用变压器引自 35kV 母线，另外为提高站用电供电可靠性，保留施工外接电源作为站用电备用。低压侧采用单母线接线方式并配置备自投装置，设 6 面低压配电屏布置于继电保护室内。为保证站用电的供电可靠性，本期装设 2 台站用变压器，1 台备用变，400/220 伏母线，采用单母线分段接线，正常分列运行。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
五	直流系统			
1	光伏电站宜设蓄电池组向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电,蓄电池组应以全浮充电方式运行。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.4.1 条	采用 220V 直流电源系统,选择装设 2 组铅酸蓄电池,每组容量为 500Ah,布置在独立的蓄电池室;配置 2 套高频开关充电装置为直流蓄电池充电。为保证光伏电站监控系统及运动设备电源的可靠性,设置 2 套交流不停电电源装置(UPS),容量为 15kVA。同时作为应急照明、事故照明等消防设施的供电电源。	符合
2	蓄电池组的电压可采用 220V 或 110V。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.4.2 条	蓄电池组的电压选用 220V。	符合
六	配电装置			
1	升压站 35kV 以上配电装置应根据地理位置选择户内或户外布置。在沿海及土石方开挖工程量大的地区宜采用户内配电装置;在内陆及荒漠不受气候条件、占用土地及施工工程量等限制时,宜采用户外配电装置。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.5.2 条	本项目 35kV 配电装置选择户内布置。	符合
2	10kV-35kV 配电装置宜采用户内成套式高压开关柜配置型式,也可采用户外装配式配电装置。	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)第 8.5.3 条	35kV 配电装置采用户内成套高压开关柜型式。	符合
3	配电装置的布置、导体、电气设备以及架构的选择,应满足在当地环境条件下正常运行、安装检修、短路和过电压时的安全要求,并应满足系统 10~15 年规划容量的要求。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 2.0.1 条	35kV 配电室布置满足规划容量的要求。	符合
4	屋内、屋外配电装置的隔离开关与相应的断路器和接地刀闸之间应装设闭锁装置。屋内配电装置设备低式布置时,还应设置防止误入带电间隔的闭锁装置。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 2.0.10 条	35kV 配电室断路器有五防功能。	符合
5	导体和电器的环境相对湿度,应采用当地湿度最高月份的	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50	不属于亚湿热带地区,采用普通电器产品。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	平均相对湿度。在湿热带地区应采用湿热带型电器产品。在亚湿热带地区可采用普通电器产品,但应根据当地运行经验采取防护措施。	060-2008 第 3.0.3 条		
6	周围环境温度低于电器、仪表和继电器的最低允许温度时,应装设有自动温控的加热装置或采取其他保温措施。 在积雪、覆冰严重地区,应采取防止冰雪引起事故的措施。隔离开关的破冰厚度,不应小于安装场所的最大覆冰厚度	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.4 条	35kV 电气设备设施都为室内设置,环境温度满足电气仪表的使用要求。	符合
7	配电装置的抗震设计应符合现行国家标准《电力设施抗震设计规范》GB50260 的有关规定。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.6 条	通过资料分析,该地区的抗震按照 8 度进行设防。	符合
8	海拔超过 1000m 的地区,配电装置应选择适用于该海拔的电器和电瓷产品。其外部绝缘的冲击和工频试验电压应符合现行国家标准《高压输变电设备的绝缘配合》GB311.1 的有关规定。	《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008 第 3.0.7 条	升压站的海拔为 1850m,选用的电气设备都为高原型。	符合
9	1、220kV 变电站中 35kV 及以下配电装置宜采用屋内式,66kV 宜采用屋外敞开式中型布置。 2、110kV、220kV 电压等级配电装置,宜选用屋外敞开式分相中型.普通中型.半高型布置形式。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 5.3.4 条	35kV 及以下配电装置采用屋内式,220kV 采用户 GIS 全封闭组合电器。	符合
10	5、66kV-750kV 电压等级配电装置,在大气污秽严重、场地限制、高抗震设防烈度、高海拔环境条件下,经技术经济论证,可采用气体绝缘金属封闭组合电器。	《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012) 第 5.3.4 条	220kV 采用户 GIS 全封闭组合电器。	符合
七	无功补偿装置			
1	光伏电站的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则	《光伏电站设计规范》(GB50797-2012) 第 8.6.1 条	拟在升压站 35kV 每段母线配置无功补偿装置,无功补偿装置采用户外水冷动态无功补偿装置。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
	配置。			
2	并联电容器装置的设计应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB50227 的规定。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.6.2 条	设计符合相关规范的规定要求。	符合
3	无功补偿装置设备的型式宜选用成套设备。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.6.3 条	无功补偿装置采用户外水冷动态无功补偿装置。	符合
4	无功补偿装置依据环境条件、设备技术参数及当地的运行经验，可采用户内或户外布置型式，并应考虑维护和检修方便。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.6.3 条	采用户外布置。	符合
八	电气二次			
1	光伏电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.1 条	该站按“无人值班、少人值守”原则设计。	符合
2	电气二次设备应布置在继电器室，继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求，并留有备用屏位。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.3 条	电站电气二次设备布置在继电保护室，继电保护室内放置计算机监控系统监控主站、操作员工作站、微机五防工作站、视频及环境监控系统后台、测控、保护、故障录波、计量、直流屏、远动工作站、视频及环境监测系统、时间同步系统屏、交流不间断电源屏、二次安全防护屏、电能采集系统等二次屏柜。	符合
3	升压站内各电压等级的断路器以及隔离开关、接地开关、有载调压的主变分接头位置及站内其他重要设备的启动（停止）等元件应在控制室内监控。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.4 条	电站主控制室对升压站内断路器及其设备的启停进行监视控制。	符合
4	光伏电站内的电气元件保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285 的规定。35kV 母线可装设母差保护。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.5 条	电站内继电保护和安全自动装置按 GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》进行设计。	符合
5	光伏电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.6 条	在主控室可查看逆变器参数。本项目光伏组件为固定式，无跟踪装置。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	结果
6	大、中型光伏电站应采用计算机监控系统，主要功能应符合下列要求： 1、应对发电站电气设备进行安全监控。 2、应满足电网调度自动化要求，完成遥测、遥信、遥调、遥控等远动功能。 3、电气参数的实时监测，也可根据需要进行其他电气设备的监控操作。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.7 条	电站设计的计算机监控系统能对电站电气设备进行安全监控，满足电网自动化要求，可在控制室监控系统对电气设备进行操作。	符合
7	大型光伏电站站内应配置统一的同步时钟设备，对站控层各工作站及间隔层各测控单元等有关设备的时钟进行校正，中型光伏电站可采用网络方式与电网对时。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.8 条	本光伏电站设置一套 GPS 对时装置。	符合
8	光伏电站计算机监控系统的电源应安全可靠，站控层应采用交流不停电电源（UPS）系统供电。交流不停电电源系统持续供电时间不宜小于 1h。	《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）第 8.7.9 条	电站的计算机监控系统的站控层电源采用一套不间断电源 UPS 装置，连续供电时间不小于 1h。	符合

本项目接入电力系统满足电站运行要求。

通过对本光伏电站电气系统的安全检查可知，电站电气系统接入系统可行，电气主接线型式合理，电气设备选型规范，电气一次设备的布置满足运行要求；计算机监控系统、微机自动化保护系统、安全防护设备、无功补偿装置、直流及 UPS 系统等通过具体实施后，能够满足该电站电气系统的安全运行。

《可行性研究报告》中存在的问题：未明确光伏方阵监控系统电气控制柜设置情况。

5.4 安全设施分析

5.4.1 防火、防爆

安全设施包括了防火及防爆设施、防雷接地装置、安全工器具及个体防护。

电站的防火防爆设施有安全通道、安全出口、防火门、灭火器、集油坑、火灾报警

系统、设备防雷接地等。

根据《中华人民共和国消防法》(中华人民共和国主席令第81号修订)、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218-2012)、《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)、《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014[2018 年版])、《3~110kV 高压配电装置设计规范》(GB50060-2008)、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》(DL/T5218—2012)及《电力工程电缆设计标准》(GB 50217-2018)等规范编制检查表,对电场工程防火、防爆措施进行对照检查。对电场工程防火、防爆措施进行对照检查。检查表见表 5-2。

表 5-2 防火、防爆措施安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
1	对以下系统进行消防设计: 1、建(构)筑物火灾危险性分类;2、变压器及其他带油电气设备;3、电缆; 4、建(构)筑物的安全疏散和建筑构造;5、消防给水、灭火设施及火灾自动报警;6、消防供电及应急照明。	《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)第 14 条	可行性研究报告中对光伏电站消防相关内容进行了相应的设计。	符合
2	消防产品必须符合国家标准;没有国家标准的,必须符合行业标准。禁止生产、销售或者使用不合格的消防产品以及国家明令淘汰的消防产品。	《中华人民共和国消防法》(中华人民共和国主席令第 81 号修订)第二十四条	电站配置的消防产品设计选用符合国家和行业标准。	符合
3	光伏发电站建(构)筑物火灾危险性分类及耐火等级应符合表 14.1.1 的规定。	《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)第 14.1.1 条	《可行性研究报告》要求防火间距、耐火等级严格执行《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)。	符合
4	电站内的建(构)筑物及设备的防火间距不宜小于表 14.1.4 的规定。	《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)第 14.1.4 条	经对《可行性研究报告》中的总平面布置图检查,主电站内的其余建(构)筑物及设备的防火间距不小于表 14.1.4 的规定。	符合
5	设置带油电气设备的建(构)筑物与贴邻或靠近该建(构)筑物的其他建(构)筑物之间必须设置防火墙。	《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)第 14.1.6 条	升压站在半坡箐项目内建设,未纳入本次评价范围。	不涉及
6	35kV 以上屋内配电装置必须安装在有不燃烧实体墙的间隔内,不燃烧实体墙	《光伏发电站设计规范》(GB50797-2012)第 14.2.4 条	35kV 配电装置安装在室内,并设置灭火设施。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	的高度严禁低于配电装置中带油设备的高度。 总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器必须设置单独的变压器室,并设置灭火设施。			
7	民用建筑、厂房、仓库、储罐(区)和堆场周围应设置室外消火栓系统。	《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014[2018 年版])第 4.5.5 条	升压站在半坡箐项目内建设,未纳入本次评价范围,可研中未提及。	不涉及
8	对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆农牧民集场所,应设置适当的阻燃分隔,并按工程重要性、火灾几率及其特点和经济合理等因素,采取下列安全措施: 1、实施阻燃防护或阻止延燃; 2、选用具有阻燃性的电缆; 3、实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆; 4、实施防火构造; 5、增设自动报警与专用消防装置。	《电力工程电缆设计标准》(GB 50217-2018)第 7.0.1 条	《可行性研究报告》要求电缆采用防火分隔和阻燃措施。	符合

升压站的防火设计等级符合相关规范要求,升压站设有安全通道、安全出口、防火门。易燃易爆场所配备灭火器、火灾报警系统、消防给水系统。综上所述,光伏电站的防火基本符合规范要求。

《可行性研究报告》中存在的问题:未对安全工器具及个体防护提出明确的配置要求。

5.4.2 防雷、接地装置

依据《建筑物防雷设计规范》(GB500057-2010)、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997)、《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065-2011)对本光伏电站防雷设施进行对照检查。检查表见表 5-3。

表 5-3 光伏电站防雷、接地安全检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
一	防雷			
1	遇下列情况之一时，应划为第三类防雷建筑物： 1) 预计雷击次数大于或等于 0.05 次/a，且小于或等于 0.25 次/a 的住宅、办公楼等一般性民用建筑物或一般性工业建筑物。 2) 在平均雷暴日大于 15d/a 的地区，高度在 15m 及以上烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物；在平均雷暴日小于或等于 15d/a 的地区，高度在 20m 及以上的烟囱、水塔等孤立的高耸建筑物。	《建筑物防雷设计规范》GB500057-2010) 第 3.0.4 条	本光伏电站区域雷暴日数多，属强雷区。光伏电站为第三类防雷建筑物。	符合
2	设计和运行中应考虑直接雷击、雷电反击和感应雷电过电压对电气设备的危害。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 5.1.1 条	《可行性研究报告》中考虑了直击雷、感应雷危害。	符合
3	发电厂和变电所的雷电近电压来自雷电对配电装置直接雷击、反击和架空进线上出现的雷电侵入波。 1、应采用避雷针或避雷线对高压配电装置进行直击雷保护并采取措施防止反击。 2、应该采取措施防止或减少发电厂和变电所近区线路的雷击闪络并在厂、所内适当配置阀式避雷器以减少雷电侵入波过电压的危害。 3、按本标准要求的采用的雷电侵入波过电压保护方案校验时，校验条件为保护接线一般应该保证 2km 外线路导线上出现的雷电侵入波过电压时，不引起发电厂和变电所电气设备绝缘损坏。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997) 第 5.1.3 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围，可研中未提及。	不涉及
4	各级电压的线路，一般采用	《交流电气装置的	升压站在半坡箐项目内建设，	不涉及

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	下列保护方式： 1)330kV 和 500kV 线路就沿全线架设双避雷线，但少雷区除外。 2)220kV 线路宜沿全线架设避雷线，在山区和雷电活动特殊强烈地区，宜架设双避雷线。在少雷区可不沿全线架设避雷线，但应装设自动重合闸装置。 3)66kV 线路，负荷重要且所经地区平均年雷暴日数为 30 以上的地区，宜沿全线架设避雷线。 4)35kV 及以下线路，一般不沿全线架设避雷线。 5)除少雷区外，3kV~10kV 的钢筋混凝土干配电线路，宜用瓷或其他绝缘材料的横担，如果用铁横担，对供电可靠性要求高的线路宜采用高一电压等级的绝缘子，并应尽量以较短的时间切除故障，以减少雷击跳闸和断线事故。	过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）第 6.1.2 条	未纳入本次评价范围，可研中未提及。	
5	发电厂的主厂房、主控制室和配电装置室一般不装设直击雷保护装置。为保护其他设备而装设的避雷针，不宜装在独立的主控室和 35kV 及以下变电所的屋顶上。但采用钢结构或钢筋混凝土结构等有屏蔽作用的建筑物的车间变电所可不受此限制。 雷电活动特殊强烈地区的主厂房、主控制室和配电装置室宜设直击雷保护装置。	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）第 7.1.1 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围，可研中未提及。	不涉及
6	与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器（包括一台变压器与两台电机相连的三绕组变压器）的低压绕组和有开路运行的可能和发电厂双绕组变压器当	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）第 7.3.8 条	升压站在半坡箐项目内建设，未纳入本次评价范围，可研中未提及。	不涉及

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	发电机断开由高压侧倒送厂用电时，应在变压器低压绕组三相出线上装设阀式避雷器，以防来自高压绕组的雷电波的感应电压危及低压绕组绝缘；但如该绕组连有 25m 及以上金属外皮电缆段，则可不装设避雷器。			
二	接地			
1	电力系统、装置或设备应按规定接地。接地装置应充分利用自然接地极接地，但应校验自然接地极的热稳定性。按用途接地可分为系统接地、保护接地、雷电保护接地和防静电接地。	《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）第 3.1.1 条	《可行性研究报告》已对电力系统、装置或设备的接地做出要求。	符合
2	发电厂和变电站内，不同用途和不同额定电压的电气装置或设备，除另有规定外应使用一个总的接地网。接地网的接地电阻应符合其中最小值的要求。	《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）第 3.1.2 条	光伏厂区接地采用一个接地网。	符合
3	电力系统、装置或设备的下列部分应接地： 1)有效接地系统中部分变压器的中性点和有效接地系统中部分变压器、谐振接地、谐振低压电阻接地、低电阻接地以及高电阻接地系统的中性点所接设备的接地端子； 2) 高压并联电抗器中性点接地电抗器的接地端子； 3) 电机、变压器和高压电器等底座和外壳； 4) 发电机中性点柜的外壳、发电机出线柜、封闭母线的外壳和变压器、开关柜等的金属母线槽等； 5) 气体绝缘金属封闭开关设备的接地端子； 6) 配电、控制和保护用的	《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T20-1997）第 3.2.1 条	本光伏电站的箱变、电气设备外壳等均接地。	符合

序号	检查项目和内容	检查依据	检查结果	符合性
	屏等的金属框架； 7) 箱式变电站和环网柜的金属箱体等； 8) 发电厂、变电站电缆沟和电缆隧洞内，以及地上各种电缆金属支架；			

该光伏电站防雷设计符合《建筑物防雷设计规范》（GB500057-2010）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）、《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）。

5.5 安全管理分析

本节依据《安全生产法》（主席令 88 号）对《可行性研究报告》设计内容进行检查。

表 5-4 安全生产管理检查表

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
1	生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。	《中华人民共和国安全生产法》第四条	《可行性研究报告》未提及安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制。	下一步进行落实
2	生产经营单位的主要负责人对本单位安全生产工作负有下列职责： （一）建立健全并落实本单位全员安全生产责任制，加强安全生产标准化建设； （二）组织制定并实施本单位安全生产规章制度和操作规程； （三）组织制定并实施本单位安全生产教育和培训计划； （四）保证本单位安全生产投入的有效实施； （五）组织建立并落实安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防工作机制，督促、检查本单位的安全生产工作，及时消除生产安全事故隐患； （六）组织制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案； （七）及时、如实报告生产安全事故。	《中华人民共和国安全生产法》第二十一条	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
3	生产经营单位的全员安全生产责任制应当明确各岗位的责任人员、责任范围和考核标准等内容。 生产经营单位应当建立相应的机制，加强对全员安全生产责任制落实情况的监督考核，保证全员安全生产责任制的落实。	《中华人民共和国安全生产法》第二十二條	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实
4	生产经营单位应当具备的安全生产条件所必需的资金投入，由生产经营单位的决策机构、主要负责人或者个人经营的投资人予以保证，并对由于安全生产所必需的资金投入不足导致的后果承担责任。	《中华人民共和国安全生产法》第二十三條	《可行性研究报告》有劳动安全与卫生提取费用的设计内容，但不具体和明细。	下一步进行落实
5	矿山、金属冶炼、建筑施工、运输单位和危险物品的生产、经营、储存、装卸单位，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员。 前款规定以外的其他生产经营单位，从业人员超过一百人的，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员；从业人员在一百人以下的，应当配备专职或者兼职的安全生产管理人员。	《中华人民共和国安全生产法》第二十四條	《可行性研究报告》明确设置安全生产管理机构，未明确安全管理人员的配备。	下一步进行落实
6	生产经营单位的主要负责人和安全生产管理人员必须具备与本单位所从事的生产经营活动相应的安全生产知识和管理能力。	《中华人民共和国安全生产法》第二十七條	《可行性研究报告》中未明确。	下一步进行落实
7	生产经营单位的特种作业人员必须按照国家有关规定经专门的安全作业培训，取得相应资格，方可上岗作业。	《中华人民共和国安全生产法》第三十條	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
8	生产经营单位应当在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全警示标志。	《中华人民共和国安全生产法》第三十五條	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
9	生产经营单位应当建立安全风险分级管控制度，按照安全风险分级采取相应的管控措施。	《中华人民共和国安全生产法》第四十一條	《可行性研究报告》未明确。	下一步进行落实
10	生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。	《中华人民共和国安全生产法》第四十五條	《可行性研究报告》要求提供劳动防护用品。	符合
11	生产经营单位必须依法参加工伤保险，为从业人员缴纳保险费。	《中华人民共和国安全生产法》第五	《可行性研究报告》未提及。	下一步进行落实

序号	检查项目和内容	检查依据	检查记录	符合性
		十一条		
12	生产经营单位应当制定本单位生产安全事故应急救援预案，与所在地县级以上人民政府组织制定的生产安全事故应急救援预案相衔接，并定期组织演练。	《中华人民共和国安全生产法》第八十一条	《可行性研究报告》有要求编制应急预案。	符合

《可行性研究报告》明确了成立安全管理机构，配备劳动防护用品，编制应急预案等符合《安全生产法》的规定和要求。

补充对策措施：企业应在下一步的安全设施设计中对照《安全生产法》(主席令 88 号)作出规定，以之符合国家《安全生产法》(2021 修正)的要求。

第6章 安全对策措施建议

6.1 对可行性研究报告补充安全对策措施

- 1.下步设计应对安全工器具及个体防护提出明确的配置要求。
- 2.下步设计应明确光伏方阵监控系统电气控制柜设置情况。
- 3.企业应在下一步的安全设施设计中对照《安全生产法》(主席令 88 号)作出规定，以之符合国家《安全生产法》(2021 修正)的要求。

6.2 生产过程安全对策措施建议

6.2.1 项目周边环境影响的对策措施

距离本项目最近的人类活动为场区周边的农耕地（茶叶）和林地，在种植季节人为活动强烈。由于光伏电站的建设，对附近流动的居民会产生安全方面的影响，在施工和运行期应加以防范。

- 1.光伏电站建设应按照水保、环保、林业等部门要求，尽量减少对植被破坏，减少弃渣，对临时施工破坏的植被及时恢复处理。
- 2.在施工期间划定工程范围，对危险的施工区域设置安全围挡设施。
- 3.在施工危险区域配置专职安全人员，加强对施工危险施工区域的安全巡视，安全人员须深入施工现场检查安全防护措施状况，及时纠正违章行为，并对不安全因素进行及时整改，对与工作无关的人员进行劝离。
- 4.无关人员严禁进入施工现场，经允许进入施工现场的外来人员进入施工现场人员必须进行安全须知教育，佩戴安全帽。
- 5.各参建单位须加强施工现场安全管理和安全教育工作。
- 6.做好和当地群众的日常协调工作，及时向当地监管部门汇报工程进展和存在问题的
工作。
- 7.在附近村民生产活动区域，除宣传电力设施保护条例及光伏电站安全知识外，还应经常对附近村庄的村民进行安全宣传：①加强施工期和运行期的安全宣传；②施工期安全标识，特别是施工期的基坑开挖，箱变吊装、电缆敷设等的施工安装时，作业场地四周应设置警戒线及反光警示标识并配置现场安全人员，对进入作业区的人员进行管理；

③运行期安全标识，特别应对箱变、电缆分支箱等带电运行的设施设置安全警示标识，埋地电缆应设置指示桩。

8.除了在施工现场进行以上的安全措施外，施工现场应设立健全的安全标志、标语和其它安全装置。安全标志的设置要求如下：

- (1) 现场凡禁止跨越、禁止通行、禁止烟火的场所均应设置红色禁止标志。
- (2) 现场凡易发生坠落、触电伤人、高温、机械伤害、超过 55°的钢斜梯、主要交通道口等处均应设置黄色警告标志。
- (3) 进入高噪声区，需佩戴护耳器等个人防护用品处应设置蓝色的指令性标志。
- (4) 消防设施、安全疏散通道等处应悬挂绿色提示性标志。
- (5) 所设各类安全标志应牢固、醒目、易于识别，真正起到应有警示作用。

9.因光伏厂区位于普洱市宁洱县勐先镇雅鹿村东侧山坡地带，属于山林、农耕地带，受大风影响光伏组件板面可能会存在灰尘和浮尘污染物。为保证发电效率，提高光电的转换效率，需定期对电池组件进行清洗。

6.2.2 防止火灾危害的对策措施

1.光伏电站火灾和森林火灾的相互影响是普遍存在的，施工期应该严格执行用火管理和审批手续，做到人走火灭，专人专责，使吸烟及其它用火得到有效控制。

比如：设置专门的吸烟区，烟头有特定的容器收集；做饭用火派专人对火进行管理
等。

2.光伏电池组件周边存在茂密杂草时，应按林业部门相关要求设防火隔离带。

3.建立光伏电站建设、运营防火安全机制，做好施工、运营防火安全工作。在此基础上，制定相应的光伏电站火灾、森林火灾应急预案，并定期进行火警演练。

4.运行期光伏电站和森林火灾的防范措施仍是防消结合，以防为主。在光伏电站内及升压站周围设置完善的火灾报警和探测系统（在升压站四周安装红外对射探测器，作为周边防范报警），探测信息接到升压站控制室，并与声光报警装置联动，一旦发生火情，迅速对值班和运行人员进行预警，避免造成更大的损失。

5.发现森林火情，应及时拨打火警电话 119，并配合消防部门。

6.采集的视频图像信息保存期限不得少于九十日。

6.2.3 防地质灾害的对策措施

1.光伏板施工过程中及施工完成后在场区内均匀布置沉降及变形观测点,加强场区变形及沉降监测工作。特别是雨季加强观测,尽可能减轻地质灾害对拟建工程造成危害。

2.应严格遵循规范的规定和设计要求,精心施工,尽可能控制对地质环境的影响;应根据实际推行信息化施工,优化、调整设计,处理施工中出现的岩土工程问题,及时采取地质灾害防治措施。

3.道路工程的各个路段,以及地质灾害防治、岩土工程防治等工程,都应充分考虑防、排水措施和生物措施。

4.工程建设过程中或建成后,应及时对地质环境进行整治,加强生态治理,尽可能地创造自然环境与人类工程的完美结合,协调发展。

5.制定地震防灾加强计划和地震防灾应急计划;对员工进行培训,学习防震抗震知识;针对地震应急预案进行演练。

6.场地附近距离村子较近,基础开挖时严禁放大炮。

6.2.4 防雷电危害对策措施

1.利用接地网防雷电

利用导电截面积足够的金属导体连接为一体形成可靠的具有低电阻接地网,接地电阻越小越好。由于对地电阻小,强大的雷电流能够迅速散流到大地,使设备不受强电流、高电压冲击,对被保护设备起到很好的防护效果。

2.利用避雷器防雷电

避雷器又称电涌保护器,在电力电缆和通讯控制线线路上安装避雷器,就能把因雷电感应而窜入电力电缆线、信号传输线的高电压限制在一定范围内,保证设备不被击穿而达到防雷效果。

3.为了保持防雷装置有良好的保护性能,应对其进行经常性检查和定期试验。对于避雷针、引下线和接地装置,应检查其是否完好,各部分连接、防护是否良好。对防雷接地装置和其它接地装置一样,应定期进行检查和测定其接地电阻。

防雷装置安全检测工作应由有关部门批准的检测单位每年定期进行一次。

4.为防止跨步电压,接地装置距建筑物出入口和人行道的距离不小于 3m,否则应采取其它安全措施。严禁在装有避雷针、避雷线的构筑物上架设通讯线、广播线或低压线。

5.施工单位必须按经审核批准的防雷装置施工图进行施工,在施工过程中主动接受市

气象局的监督和检查。防雷装置实行竣工验收制度。建设单位应当向气象主管机构提出申请，填写《防雷装置竣工验收申请书》，验收防雷装置。

6.为了保证电站二次系统的安全运行，应设置一套完善的二次防雷系统。

6.2.5 降水危害的对策措施

光伏方阵以及进出道路边坡存在失稳、坍塌危险。主要原因是在发生暴雨后，松散的堆积体坡度大于岩体自身的稳定坡度，而产生失稳坍塌。也有可能边坡暂时处于临界状态的稳定，经雨水浸泡软化、冲刷等作用后，岩体物理性能降低而失稳坍塌。建议采用减荷、挡、锚、护、排的工程对策措施进行处理和防范。

1.减荷：在允许的条件下，尽可能进行放坡开挖，减轻边坡自身不稳定荷载，避免或减弱卸荷裂隙发育。

2.挡：在坡脚修建挡墙、抗滑桩等支挡建筑，稳固坡脚。

3.锚：对滑动的坡面进行锚固。可采用锚杆进行锚固处理。

4.护：保护坡面不受风化、雨水浸蚀和山洪冲刷破坏。对于较好的岩石边坡可采用素喷混凝土护坡；对于风化严重的岩石边坡可采用锚杆+挂网+喷混凝土护坡；对于土质边坡可采用混凝土格梁加种草护坡。

5.排：排除边坡的地下水、山洪。在坡面设排水孔排出边坡岩体内的地下水；在坡顶以上适当位置设天沟、坡间马道设排水沟排走坡面山洪，避免冲刷坡面。

对其它存在坍塌的边坡，其基本对策措施仍是以上五项，但根据边坡大于、危害程度可采取其中的一项或几项即可。

6.2.6 防 35kV 系统可能产生的谐振过电压安全对策措施

对易引起铁磁谐振过压的 35kV 系统，其母线电压互感器应选用具有消谐功能的系列产品，并加装消谐装置。

6.2.7 防电气伤害对策措施

本项目中，虽升压站不在本光伏电站建设范围内，但作业人员会有所涉及。在日常作业过程中，作业人员可能存在电气伤害风险。

电气伤害事故是与电相关联的造成人员伤亡的事故，包括触电事故、雷击事故等。

1.高压电力线安全距离是防止运行人员在操作维护中发生触电事故，保证运行人员安全的最基本措施，应严格按照规范执行。

2.出线场设备布置在有围栏的区域内，无关人员不能接触。

3.用于接零保护的零线上不得装设熔断器和断路器。

4.在站用电接线中，所有远离低压配电主盘的负荷点和配电箱，在其进线侧都应装设隔离开关或负荷开关。

5.高压开关设备（断路器、隔离开关、接地刀闸及开关柜）均应装设有双重编号（调度编号和设备、线路名称）的编号牌，且字迹清晰、颜色正确。

6.对有可能引起触电的部位，如电气设备周围设置的防护栏和防护隔板等，都应设置明显安全标志。

7.低压系统零线上均不装设熔断器，所有可能产生感应电压的电气设备外壳均接地，其感应电压不大于 50V。开关柜均具有“五防”措施，并进行定期检修。

8.所有电气设备的外壳均应有可靠接地，采取均压措施，以降低接触电势和跨步电势，保证人身和设备的安全。

9.防电气误操作建议对策措施：在光伏电站内开展全员安全技术培训，不断增强全员的安全意识，把认真执行《电力安全工作规程》、“两票三制”作为全员业务考核的重要内容之一。坚持进行反“习惯违章”活动。

11.对所有设备进行有效接地，并对接地装置进行检测实验合格后方可投入使用。

12.加强电气设备及场地管理，无关人员不得进入升压站内，进入升压站内不得携带易导电的金属物品。

13.防止电气误操作采取的技术措施

（1）为防止电气误操作，电气高压开关柜应选用带“五防”：即防误分、合断路器，防带负荷拉合隔离开关，防带电挂接地线或合接地开关，防带接地线合断路器，防误入带电间隔的设施及带闭锁装置的设备；对高压开关采取隔离保护措施，在电气设备之间或设备操动机构间加装电气和机械联锁装置。

（2）配电间应设加锁门，同时要求运行单位能严格执行电气安全操作规程及工作票制度，防止非工作人员进入，避免误操作。

（3）制定严格防误闭锁管理制度，运行中的防误装置不准随意退出，防误装置的停用应有申报手续，不得随意停用。

（4）凡进行电气操作时，必须有监护人。在操作时一人唱票，一人操作，监护人不允许代替操作人操作。执行一个操作任务时，必须按操作票中所填写的操作顺序执行，严禁颠倒操作顺序执行。

(5) 所有的运行人员和检修人员应熟悉防误装置的管理办法和实施细则，新上岗的运行和检修人员应通过使用和维护防误装置的技能培训，考试合格后方准上岗操作。

(6) 电气操作必须使用操作票，不准无票操作，每一份操作票只允许填写一个操作任务。

(7) 35kV 配电装置操作票应根据 SF₆ 气体绝缘开关柜内的电气设备安装位置特点正确开具。

14.严格按照电气管理制度中关于防电气误操作的规定。

15.为防止 35kV 系统可能产生的谐振过电压，35kV 母线电压互感器应选用具有防谐振功能的系列产品，并加装消谐装置。

16.站内油浸变压器的布置应严格按照相关规程规范执行。

17 防触电安全对策措施：

(1) 施工及检修工程中涉及临时架空电力线路时要保证架设电路和保护配置规范，避免设备在施工、检修过程中受潮、淋雨。

(2) 施工期间临时用电作业时必须照明线路与施工线路分开，临时用电线合理放置，设置安全警示牌。

(3) 检修工具应配套使用漏电保护装置。

(4) 施工和检维修人员应具备专业的电气知识和能力，同时应有电工证，做到持证上岗，防止技术不足引起的触电。

(5) 定期检测更换老化损坏的电缆、电气设备。

6.2.8 逆变器、无功补偿装置安全防护措施

1.逆变器和无功补偿装置应具备高低电压故障穿越能力，并满足频率、电压适应性相关要求。

2.SVG 动态无功补偿装置稳定运行需要有低温、干净的运行环境。

3.每两个月定期对功率单元柜进行除尘处理、提高检修维护质量。

4.定期检查各功率柜柔性插座的松紧情况，预防功率柜接触不良。

5.建议厂家定期到现场对 SVG 动态无功补偿装置进行运行质量评估，并提出有效整改的意见。

6.2.9 电力监控系统安全防护措施

1.应根据《电力监控系统安全防护规定》要求，结合光伏电站实际情况，落实“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则要求，保障电力监控系统的安全。

2.光伏电站根据业务系统或其功能模块的实时性、使用者、主要功能、设备使用场所、各业务系统之间的相互关系、调度数据网通信方式以及对电力系统的影响程度等属性，划分控制区（安全区Ⅰ）和非控制区（安全区Ⅱ）。

3.光伏电站各业务系统应使用独立的网络设备组网，在物理层面上实现与综合业务数据网及外部公共信息网的安全隔离。

4.生产控制大区与管理信息大区之间应设置电力专用横向安全隔离装置实现物理隔离。

5.生产控制大区与调度数据网的纵向连接处应部署电力专用纵向加密认证网关或加密认证装置。

6.生产控制大区和管理信息大区内部的安全区之间应采用防火墙或带有访问控制功能的网络设备实现逻辑隔离。

7.按照要求应配置电力监控系统网络安全态势感知装置、堡垒机、入侵检测系统、日志审计系统等网络安全设备。

8.主机服务器采用物理（高危）端口封堵、安全加固、网络线缆标识及最小化策略配置等措施。

9.按照相关要求投产前完成电力监控系统等级保护备案测评、安全防护评估以及整改等工作。

10.光伏电站应当建立健全电力二次系统安全管理制度和体系，落实分级负责的责任制。

11.光伏电站应建立健全电力二次系统安全的联合防护和应急机制，制定应急预案。

12.建议完善电力监控系统网络安全设备的配置情况，设计光功率预测应配置内网、外网防火墙各 1 台、反向隔离装置 1 台；调度数据网应配置纵向加密装置 4 台（A、B 平面各 1 台）、横向隔离防火墙 2 台（A、B 平面各 1 台），远动 2M 专线应配置纵向加密装置 1 台，综合数据网应配置纵向防火墙 1 台等。

13.为保证电站安全稳定运行和顺利投产，需投产前完成电站电力监控系统等级保护备案测评、安全防护评估以及整改等工作。

6.2.10 系统继电保护及安全自动装置安全对策措施

1.110kV 及以上电压等级并网新能源场站均需配置宽频测量装置。宽频测量装置需具备 2~10 次谐波、0~100Hz 内间谐波监测功能，并接入省调主站。

2.变压器配置零序过电流保护、差动保护、瓦斯保护、过负荷保护，采用多重保护能够有效保证继电保护可靠性处于较高的水平，降低由于继电保护装置出现故障而导致失灵的风险，提高电力系统继电设备动作的正确率。

3.在一次系统规划建设中，应充分考虑继电保护的适应性，防止出现特殊接线方式造成继电保护配置及整定难度的增加。

5.继电保护装置的设计、配置和选型，必须满足有关规程规定的要求，并经相关继电保护管理部门同意。保护及安全自动装置选型应采用技术成熟、性能可靠、质量优良、经有资质的专业检测机构检测合格的产品。

6.所有差动保护（线路、母线、变压器、电抗器等）在投入运行前，除应在能够保证互感器与测量仪表精度的负荷电流条件下，测定相回路和差回路外，还必须测量各中性线的不平衡电流、电压，以保证保护装置和二次回路接线的正确性。

7.应保证继电保护装置、安全自动装置以及故障录波器等二次设备与一次设备同期投入。

8.稳控系统应按照“入网必检、逢修必验”原理加强稳控系统厂内测试、工程验证和现场调试，严格落实软件改动后全面测试原则。

9.继电保护及安全自动装置应定期开展检修及出口传动检验，确保传动开关的正确性与断路器跳合闸回路的可靠性，确保功能完整可用。

10.加强继电保护装置运行维护工作。装置检验应保质保量，严禁超期和漏项，应特别加强对基建投产设备及新安装装置一年的全面校验，提高继电保护设备健康水平。

11.配置足够的保护备品、备件，缩短继电保护缺陷处理时间。

12.加强继电保护试验仪器、仪表的管理工作，每 1~2 年应对微机型继电保护试验装置进行一次全面检测，防止因试验仪器、仪表存在问题而造成继电保护误整定、误试验。

13.企业应按相关规定进行继电保护整定计算，并认真校核与电网侧保护的配合关系。

14.严禁在保护装置电流回路中并联接入过电压保护器，防止过电压保护器不可靠动作引起差动保护误动作。

6.2.11 低温安全对策措施

- 1.本电站设备选型时需考虑极端气候的影响。
- 2.在电站运行期必须提供防寒服、帽、手套等个体防护器具，防止人员冻伤。
- 3.低温环境下，禁止工作人员长时间在外工作或停留。
- 4.低温季节，尤其在寒冷地区，施工部位不宜分散。
- 5.低温施工期间，施工单位应在施工方案中补充低温施工采取的安全措施，并严格执行。

6.2.12 道路交通安全对策措施

为确保安全沿线交通工程及沿线设施按《公路交通标志和标线》、《公路交通安全设施设计规范》（JTG D81-2017）有关规定严格执行，同时根据《公路工程技术标准》（JTG B01-2014），沿线交通工程及设施应达到D级或以上等级。

- 1.交通工程及沿线设施应遵循“确保安全、经济实用”的原则，根据公路的使用功能、等级、交通量，结合当地的自然条件与路基路面的具体情况进行设置，做到醒目、牢固。
- 2.在高路堤、陡坡、急弯、沿河、傍山险路、悬岩凌空等危险路段，应在路侧设置限速、警示、警告标志和护柱、石砌护墩、石垛等安全设施。
- 3.在视距不良的急弯路段，应根据需要设置线形诱导标志、警告、减速等标志：在平面交叉口，应设置道口标志等必需的标志牌。
- 4.受限路段应在起终点处设置减速、限载、限高等警告标志。
- 5.在路线经过村庄地段以及陡坡、傍山险路等地段设置显著的交通警示标志。具体设置时要结合地形及公路实际情况将标志设置在醒目、无干扰的地点。
- 6.交通标志：在路线经过村庄地段以及陡坡、傍山险路等地段设置显著的交通警示标志。

6.2.13 光伏面板清洗作业安全对策措施

- 1.进行光伏板清洗前，应考察监控记录中是否有电量输出异常的记载，分析是否可能是因漏电引起，并需检查组件的连接线和相关电器元件有无破损、粘连，在清洗前还需用试电笔对组件的铝框、支架、钢化玻璃表面进行测试。以排除漏电隐患，确保人身安全。
- 2.光伏组件铝框及光伏支架*有许多锋利尖角。因此进行光伏板组件清洁的人员应穿

着相应防护服装并佩戴帽子以避免造成人员的刮蹭伤。应禁止在衣服上或工具上出现钩子、带子、线头等容易引起牵绊的部件。

3.禁止踩踏光伏组件、导轨支架、电缆桥架等光伏系统设备或其他方式借力于组件板和支架。

4.严禁使用硬质和尖锐工具或腐蚀性溶剂及碱性有机溶剂*擦拭光伏组件，禁止将清洗水喷射到组件接线盒、电缆桥架、汇流箱+等设备。清洁时清洁设备对组件的冲击压力必须控制在一定范围内，避免不适当受力引起隐裂。

5.严禁在大风、大雨、雷雨或大雪的气象条件下清洗光伏组件。冬季清洁应避免冲洗，以防止气温过低而结冰，造成污垢堆积;同理也不要不要在面板很热时用冷水冲洗。

6.人员清洁时，禁止站立在距离屋顶边缘不足1米的地方进行作业。不准将工具及杂物向下投掷在作业完成后统一带回。

7.清洁工具的使用及保管：1) 作业中须使用公司允许的清洁工具。严禁私自使用违规工具；2) 组件清洁工作人员必须按规定着装，正确穿戴塑胶手套、绝缘胶鞋+等安全防护用具，防止高空坠落及触电。

6.2.14 消防、箱变事故油池、集电线路铺设、排水系统、防入侵等安全对策措施

1、光伏场地消防系统安全对策措施：

本光伏项目为茶光互补光伏发电项目，光伏板架设于茶叶上方，多为依茶山地势而架设。光伏电站火灾危险源主要是电缆及电气设备。

1) 光伏区无法实现布置环形消防通道、以及消防水系统等消防设施，故建议光伏区的消防主要以自救为主，外援为辅的原则。每个光伏方阵均为独立的防火分区，消防措施主要考虑配置灭火器。设计安装火灾监测自动报警装置。对容易发生火灾的部位除上述措施外，还考虑分隔、封堵等阻燃措施，防止火灾向邻近蔓延。

2) 光伏区设置视频监控系统，范围涵盖全部区域，监控信号实时传输至升压站控制室，值班人员可随时查看各个方阵区域情况。在光伏方阵的每台箱变附近均设置足量的移动式灭火器。

3) 逆变器室宜配备灭火装置：本光伏站逆变器室是分散布置的，发生火灾不能及时发现，明火要烧到自行熄灭。悬挂式干粉、六氟丙烷、七氟丙烷气体灭火装置等是一种应用广泛的无管网自动灭火装置，广泛运用在变配电等场所。该灭火装置能够在火灾初起阶段迅速启动，具有启动先进、灭火高效、环保安全、造价经济、安装便捷、维护方

便等优点。

4) 光伏电站严禁吸烟、严禁明火。在出入口、周界围墙或围栏上设立醒目的消防安全标志牌和禁止烟火的警示牌。防止发生火灾, 保护环境和电站设备安全。

5) 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用阻燃电缆。防止电缆短路、光伏电控箱、汇流箱、接线盒等组件起火后通过电缆蔓延。

6) 太阳电池组件表面应清洁, 无杂物或遮挡。

太阳电池组在长期使用中难免落上飞鸟、尘土、落叶等遮挡物, 这些遮挡物在太阳电池组件上就形成了阴影。大型太阳电池组件方阵中行间距不适合也能互相形成阴影。被遮蔽的太阳电池组件此时会发热, 这就是热斑效应。若热斑效应产生的温度超过了一定极限将会使电池组件上的焊点熔化并毁坏栅线, 从而导致整个太阳电池组件的报废。

7) 与火力发电厂相同部分的防火和灭火, 应符合《电力设备典型消防规程》的相关规定。

8) 光伏电站的消防供电应符合下列要求:

本项目可研阶段未设计消防水泵、火灾探测报警等消防设施, 消防措施主要考虑配置灭火器, 但光伏区应急照明可采用蓄电池作备用电源, 其连续供电时间不应小于20min。

消防用电设备采用双电源或双回路供电时, 应在最末一级配电箱处自动切换。

2、箱变事故油池安全对策措施:

建设在箱变处增设干粉灭火器; 箱变附近设储油坑, 油坑内铺设卵石层, 其厚度不小于300mm, 卵石直径为50~80mm, 油坑尺寸大于主变外轮廓线1m。应能满足事故状态下100%的排油量。

3、集电线路铺设安全对策措施:

该建设项目30MW电能通过1回35kV集电线路输送至升压站35kV配电装置, 场内集电线路拟采用电缆直埋与架空相结合方式敷设。

(1) 雷击:

特别是山区架空集电线路雷击跳闸频繁, 为降低线路雷击跳闸, 主要采取以下几点措施:

1) 降低线路杆塔接地电阻。每年对线路杆塔接地电阻进行测量, 对接地电阻不满足要求的杆塔采用降阻措施, 主要采用加长接地带降低接地电阻值。一般接地电阻不满足要求的杆塔均位于土壤电阻率高地区。

2) 线路每根杆塔安装氧化锌避雷器。根据《GB 50061 66k V及以下架空电力线路设计规范》，一般只在连接的电力电缆的杆塔装设一组氧化锌避雷器。为线路提高防雷击水平，在未加装避雷器的杆塔加装氧化锌线路型避雷器。

3) 线路加装灭弧防雷装置。灭弧防雷装置由灭弧装置主体、引弧电极、放电空气主间隙和安装金具等部分组成，在每个线路杆塔安装灭弧防雷装置，通过放电空气主间隙的绝缘配合，引导雷电流优先经过主间隙被疏导，从而达到限制雷击过电压，保护绝缘子的目的。同时通过灭弧的技术，快速、安全、有效地截断主间隙电弧，并防止电弧复燃，阻断工频电弧建立，消除因产生故障电流而导致的线路跳闸。

(2) 电缆头绝缘击穿：

集电线路采用地埋电缆后，电缆头绝缘击穿故障有明显增加，多为新投运设备，由于施工工期紧，电缆头施工工艺质量控制不严造成的。新投运的集电线路多次发生由于中接头接触不良，大负荷运行后接头发热造成绝缘破坏。主要采用的措施：

- 1) 加强电缆头巡查和测温，发现有发热现象及时停电处理，
- 2) 对重新制作全部电缆头。由于电力集电线路长，巡查不便，第一种方法难以提前发现和排查电缆头故障。一般重复发生电缆头绝缘击穿后，都采用重新制作全部电缆头的方式。

(3) 线路避雷器击穿：

线路避雷器击穿主要是由于避雷器阀体与合成绝缘子之间有气体间隙腔体，户外运行时间较长受潮发生闪络发热，最后爆裂，造成绝缘击穿。主要采取以下措施：

- 1) 加强对避雷器的定检。每年线路定检时对避雷器进行耐压试验，将避雷器拆下在水中浸泡 1 小时，擦干后马上进行耐压试验，试验不合格就进行更换。
- 2) 更换新型避雷器阀体与合成绝缘子一次性浇注成形的避雷器，减少因受潮引起故障几率。
- 3) 加装泄漏电流在线监测装置，便于平时巡检监测避雷器泄漏电流，对超过允许值的避雷器加强监视，提前更换。
- 4) 加装避雷器脱离器。脱离器在通过 100mA 及以上电流时自动熔断，保证避雷器本体与接地端有足够安装距离。

4、排水系统及废水处理的措施：

本工程给排水设计范围主要针对升压站站内的生活给水系统、雨水系统设计、污水系统设计、排油系统设计、消防给水系统设计以及室内给排水相关的配套设施设计。

本项目不新建升压站，给排水方案在半坡茶光伏升压站设计中统一考虑。

但在项目正常运行时，应结果当地最大降雨月的光伏场地排水问题。

5、入侵报警系统、项目周界的防护、防入侵的对策措施

距离本项目最近的人类活动为场区周边的茶叶耕地和林地，在种植、采摘季节人为活动强烈，且光伏区依山而设，野生动物也较多。

建议该建设项目，在建设、运营期间增设入侵报警系统，项目周界设置安全防护围栏防护，并设防翻越网防动物、人员入侵，加强日常安全管理。

6.2.15 其他安全措施

1.项目并网前，需开展电能质量评估、二次复核性试验、并网安全性评价、等级保护测评等。

2.项目投产后，按调度要求全容量并网6个月内完成光伏逆变器的高低电压穿越、电网适应性测试，电站电气仿真建模、有功无功控制能力、AGVC、惯量响应及一次调频、SVG并网性能测试等。

3场站应具备频率调节功能，应具备一次调频功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行，宜具备惯量响应，频率调节能力指标由调度机构根据电网实际情况制定。

一次调频动态指标要求如下：

- (1) 场站一次调频启动时间不大于3s；
- (2) 光伏电站一次调频响应时间不大于5s，调节时间不大于15s；
- (3) 在频率偏离死区出力稳定后，场站响应一次调频指令的有功出力偏差应在额定出力的 $\pm 2\%$ 以内。

4.南方电网规定电网高频扰动情况下，有功功率降至额定出力的10%时不再向下调节。低频扰动情况下，一次调频动作量达5%额定出力可不再向上调节。

5.按照《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》中所提及的防止人身伤亡事故的重点要求、防止火灾事故的重点要求、防止系统稳定破坏事故的重点要求、防止电气误操作事故的重点要求、防止大型变压器和互感器损坏事故的重点要求、防止开关设备事故的重点要求、防止接地网和过电压事故的重点要求、防止架空输电线路事故的重点要求、防止污闪事故的重点要求、防止电力电缆损坏事故的重点要求等，需要重点要求做好运营期间的安全防范及对策措施。

6.3 施工期安全对策措施

光伏电站施工过程中存在着众多的不安全因素，安全事故随时随地均有可能发生，因此要求建设、监理、施工等参建单位高度重视，始终把“施工安全管理”作为一项重要任务，贯穿于整个施工过程，严格监督、督促各项施工安全措施落实到位，有效控制施工安全事故发生。

根据前面对该工程项目施工安全危险、有害因素的辨识结果，针对该工程特点、施工工艺、危险有害因素的大小等，作出以下对策措施建议。

6.3.1 施工安全基本保障措施

为保证施工现场安全、维护工地正常生产和生活秩序，必须强化“安全第一，预防为主，综合治理”的方针。光伏电站施工应做到下列基本保障措施：

1. 由建设单位、监理单位共同组建安全生产组织机构，其中应设专管领导、具体负责人和成员，做到责任明确，层层到位、各负其责。主要负责施工安全管理、研究、协调和处理工作。

2.坚决杜绝“以包代管”，明确总包单位和监理单位职责。总包单位职责：对承包工程的总工期、总体质量、总造价负责。其主要职能：统一对外、统一指挥、统一部署、统一计划、统一管理，对参与分包施工的单位实行指挥、协调、监督和服务；与此同时对承包合同工期、质量、造价实施动态控制与管理。监理单位职责：监理单位应当按照法律法规和工程建设强制性标准实施监理，履行电力建设工程安全生产管理的监理职责。监理单位资源配置应当满足工程监理要求，依据合同约定履行电力建设工程施工安全监理职责，确保安全生产监理与工程质量控制、工期控制、投资控制的同步实施；监理单位应当建立健全安全监理工作制度，编制含有安全监理内容的监理规划和监理实施细则，明确监理人员安全职责以及相关工作的安全监理措施和目标；监理单位应当组织或参加各类安全检查活动，掌握现场安全生产动态，建立安全管理台帐。在实施监理过程中，发现存在生产安全事故隐患的，应当要求施工单位及时整改；情节严重的，应当要求施工单位暂时或部分停止施工，并及时报告建设单位。施工单位拒不整改或者不停止施工的，监理单位应当及时向国家能源局派出机构和政府有关部门报告。

3.制定安全生产责任制和各项安全生产文明施工管理制度。

4.加强三级安全教育，做到安全教育制度化、经常化，让全体施工人员明白安全生产

教育的目的和作用。

5.确保施工组织设计方案中安全技术措施的针对性、可行性和可操作性，严格执行工程建设工期提出要求。

6.针对施工中可能出现的安全隐患须编制相应的事故应急预案和施工安全保障措施，并报监理单位进行审核。

7.安全人员须深入施工现场检查安全防护措施状况，及时纠正违章行为，并对不安全因素进行及时整改。

8.做好日常安全检查和定时开展安全生产大检查工作，组织召开安全生产总结会议，发现并及时改正存在的问题。

9.施工现场设立健全的安全标志、标语和其他安全装置。

10.制定施工现场危险点的操作规程。

11.无关人员严禁进入施工现场，进入施工现场人员必须佩戴安全帽。

12.爆破作业、起重作业等特种作业人员必须持证上岗。

13.建设、施工、监理单位要加强对外包单位和施工现场的安全施工管理。

14.各参建单位须加强施工现场安全管理和安全教育工作。

15.强化安全责任，提高施工管控能力；加强外包单位施工人员培训，提高安全管理和技能；严格落实现场安全措施，防范人身伤害事故；严格安全工器具管理，确保施工作业安全。

16.严禁违法分包、转包和挂靠资质等行为，杜绝使用无资质、假冒资质、借用资质的单位。

6.3.2 施工质量控制对策措施

施工质量关系到整个工程整体质量好坏和工程建成后能否安全可靠运行，施工质量控制是工程质量控制的基础和重要手段。严格做好工程施工质量控制是确保工程安全的重要任务，针对该工程规模特点，提出以下施工质量控制对策措施建议。

1.建立健全的质量管理组织机构

由当地质量监督管理部门、建设单位、监理单位建立工程施工质量管理领导小组。设立主管领导、主要负责人和成员三级管理体系，负责监督、管理、落实工程施工质量工作。

2.设立工程质量控制方针、目标

工程质量控制应该做到“科学管理、精心施工、持续提高、顾客满意”的方针。

工程质量必须做到一次性符合，向优良工程目标努力，杜绝重大质量责任事故。

3.质量管理成员必须进行日常工程质量的检查、运行和管理，质量管理组织机构须定时定期进行召开工程质量管理工作会议，总结工程质量控制情况，发现并改进工作中的不足；

4.施工过程中如出现工程质量事故，须按照“三不放过”的原则进行查处。

5.建立技术交底制度，确保各项施工方案正确实施。

6.建立现场试验室，跟踪检验各施工部位的材料质量，并出具书面试验报告。

7.对进场的产品和材料进行严格验证、检验和试验，确保不符合材料不得进场。

8.严格按照规程、规范有关要求组织进行隐蔽工程验收、单元工程验收、分部工程验收、阶段验收、单位工程验收和竣工验收，确保工程质量。

6.3.3 防施工期电气伤害对策措施

1.建立健全符合施工生产实际的供电、用电安装、运行、维护、检修等安全操作规程、规章制度。

2.做好全体员工的日常用电教育和电工技术技能培训、考核、审验工作，禁止乱拉乱接电源线路和非电工从事电气作业、线路安装。

3.用电线路架设应沿墙体悬空架设，高度不低于 2.5m，牢固绑扎在绝缘物上。

4.用电线路应尽量使用电缆线，绝缘良好，无破损，沿边角设置，禁止乱拉乱放。

5.开关箱(板)应设置在高度 1.5m 左右，牢固、整洁、完好、防雨、易操作，保险熔断丝与负荷相适应。

6.照明灯具设置高度一般应高于地面 2.5m，人员易碰触的灯具，应有防护网罩。潮湿场所、金属容器类、手持照明灯具，应使用安全电压。

7.手持电动工具应保持绝缘良好，电缆线无破损，并安装漏电保护器。

8.电器设备外壳接地应良好可靠，裸露带电部位、接头部位应有防护装置。

9.带电作业应有专人监护，不允许一人独立作业。

6.3.4 运输作业要求及安全技术措施

本项目运输条件良好，主要的运输作业危害体现在进场及场内道路运输时。

1.在进行运输作业前应检查驾驶人员的身体状态、车辆的性能等有无异常，无异常方

可进行运输作业。

2.进行变压器和逆变器运输前，设备应捆绑牢固，无松动和重心不稳的情况。

3.车辆行驶过程中速度要均匀平稳，上下坡时应事先停车，探明路况后行驶，不得忽快忽慢或突然制动。

4.在进行转弯时，速度应均匀平稳，不得在突然制动或在没有停稳前做急打方向。

5.当遇到雷雨天气和大雾天气时，不得进行运输作业。

6.在运输线路较为复杂的地段，应设人现场指挥，无关人员不得进入运输道路。

7.运输人员不得酒后作业，不得违章作业，事先应进行安全教育。

6.3.5 吊装要求及安全技术措施

1.吊装作业应编制专项施工方案并提前报送审核。

2.在吊装作业前应检查机械设备的机械性能、有无异常，无异常方可进行吊装作业。

3.吊装作业时使吊钩与设备重心在一条铅垂线上，设备捆绑要牢固。

4.设备提升时速度应均匀、平稳，落下时应低速轻放。不得忽快忽慢或突然制动。

5.吊着设备回转时，速度应均匀平稳，不得在突然制动或在没有停稳前做反方向回转。

6.吊装现场要设置警戒，无关人员不得进入吊装现场。

7.吊装作业前要对施工人员进行安全教育，各工种严格按照操作规程作业，不得酒后作业，不得违章作业。

8.进入现场必须佩戴劳动防护用品，各岗位要分工明确，统一信号，听从指挥。不得擅自离岗，串岗。

6.3.6 机械伤害对策措施

1.制定各项机械操作规程。

2.机械操作人员必须持证上岗，并严格执行机械操作规程。

3.施工机具必须安装保险装置，在使用前进行检验合格后方可使用。

4.对机械设备实行例行维护保养和特殊维修制度。

5.机械操作人员必须使用个体防护器具。

6.3.7 防坠落危害对策措施

1.做好临边防护措施，保证登高设施完好。

2.严禁患有不宜登高病症人员登高作业。

- 3.严禁酒后登高作业，严禁高处嬉戏打闹。
- 4.登高作业人员必须配备安全帽、安全带或安全溜绳等安全装备。
- 5.施工弃碴不得堆放在场地边缘。

6.3.8 施工期火灾对策措施

- 1.加强施工期防火安全管理。制定防火、消防安全管理规章制定。
- 2.加强施工人员防火安全教育。
- 3.施工及管理人员不得擅自将火种带入施工区内。
- 4.施工区内严禁吸烟、玩火。
- 5.加强施工焊接、用电等作业管理，焊接区周边易燃物质清理干净。
- 6.配备灭火器等相关消防器具。

6.3.9 光伏系统安装安全对策措施

1.所采用的太阳能电池组件、设备、材料应为经国家有关部门鉴定验收的符合产品，并应充分考虑其对最恶劣气候条件如冰雪、冰雹、大风等自然灾害的抵抗能力。

2.光伏阵列安装点应根据当地的地质稳定性、地震烈度及最大风力采取适当的加固措施

3.安装中要注意方阵的正负极两端输出，不能短路，否则可能造成人身伤害事故或引起火灾。

4.二极管、控制器、逆变器等极性不要接反。

5.光伏方阵造价昂贵，应采取适当的防盗措施，提高光伏发电系统的安全性。

6.作业过程中正确佩戴安全防护用品，如绝缘手套、绝缘靴。

7.在阳光下安装光伏组件，应使用不透光的材料遮盖太阳能电池板。

8.按照规程进行操作，不要同时接触光伏组件的正负极。

9.安装太阳能光伏发电系统要求专门的技能和知识，必须由专业资格的工程师来完成。

10.安装人员在尝试安装，操作和维护的光伏组件时，请确保完全理解在此安装说明手册的资料，了解安装过程中可能会发生伤害的风险。

11.光伏组件在光照充足或其他光源照射下时生产电力。应当操作时请采取相应的防护措施，避免人员与 30VDC 或更高电压直接接触。

12.太阳能光伏组件能把光能转换成直流电能,电量的大小会随着光强的变化而变化。当组件有电流或具有外部电源时,不得连接或断开组件。

13.安装、使用组件或进行接线时,应使用不透明材料覆盖在太阳能光伏组件阵列中组件的正面,以停止发电。

14 应遵守所有地方、地区和国家的相关法规,必要时应先获得建筑许可证。

15.太阳能光伏组件没有用户可维修的原件,不要拆解、移动或更改任何附属的部件。

16.太阳能光伏组件安装时不要穿戴金属戒指、表带、耳环、鼻环、唇环或其它的金属配饰。

17.在潮湿或风力较大的情况下,请不要安装或操作组件。

18.不要使用或安装已经损坏的组件,不要人为地在组件上聚光。

19.只有相同型号的光伏组件模块才能组合在一起。避免光伏组件的表面产生不均匀阴影。被遮阴的电池片会变热(“热斑”效应)从而导致组件永久性的损坏。

20.当有意外情况发生时,请立即把逆变器和断路器关闭。

21.缺陷或损坏的组件依旧可能会发出电量。如果需要搬运请采取措施遮挡,以确保组件完全遮阴。

22.在运输和安装组件时,使儿童远离组件。

23.光伏组件在安装前请一直保存在原包装箱内。

6.3.10 施工场地恢复和植被修复建议

本项目主体施工主要为光伏板敷设,工程施工过程中可能会产生粉尘、噪音和废弃物,对周边环境和居民生活造成一定的影响。及时进行现场恢复,可以减少环境污染,保护生态环境。

针对本工程项目施工完工后场地恢复、植被修复方案的建议:

1.制定清晰的现场恢复标准

在工程施工初期,就需要对工程完工后的现场恢复、植被恢复进行规划和标准的制定。这样可以确保施工人员在施工过程中遵循一定的恢复标准,将现场恢复工作纳入施工总体进度的考核之中。

2.协调各相关单位

现场恢复是一个综合性工程,需要涉及多个部门的协同作业。因此,需要建立起相应的协调机制,明确各单位的职责和权限,以便在施工完工后能够统一部署,协调推进。

3.落实现场恢复责任

建设单位应当对施工队伍进行培训，确保他们了解并能够落实现场恢复、植被修复的相关要求，包括保洁人员的数量和工作时间、道路清扫频率等。

4.建立监督机制

对现场恢复工作进行追踪监督，确保施工完工后的现场恢复工作能够及时落实。同时，要建立相关的检查和考核机制，使现场恢复成为施工项目工程质量考核的一部分。

5.多元化的恢复手段

除了传统的道路清扫和垃圾清理外，还可以考虑采用绿植植被覆盖、地面硬化等方式，使现场恢复工作更加全面，对环境的保护更有利。

6.及时完善现场恢复记录

施工完工后，要对现场恢复工作进行详细记录，并及时完善。在施工项目完工后，立即进行现场恢复工作。这样可以避免污染物附着在地面上时间过长，增加清理难度和成本。

7.按照恢复标准进行现场清理

根据制定的现场恢复标准，对施工现场进行全面清理和恢复，包括地面清扫、围挡材料清理及对道路路面进行修复等。

8.确保清理工作能够及时落实到位

落实清理工作责任，保洁人员应当按时到位，保障清理工作的及时性与有效性。

9.做好周边环境的恢复工作

施工现场周边环境也同样需要进行清理和恢复，包括对附近的公共设施和环境进行清理、修复和绿植种植等。

10.进行现场恢复工作的检查和验收

进行现场恢复工作的检查验收，确保施工完工后的现场恢复工作符合相关标准和要求。

11.现场恢复的注意事项

1) 严格落实现场恢复责任，确保相关工作人员明确自己的职责和责任，保证现场恢复工作能够有序进行。

2) 加强现场清理工作的管理和监督，确保清理工作的质量和效果。

3) 做好现场恢复记录和资料的整理，及时完善相关的文件和记录，为今后的工程提供经验和借鉴。

4) 积极响应社会关切, 及时处理周边居民对现场恢复工作的投诉和意见, 保障周边居民的利益。

6.4 调试期的对策措施

- 1.加强调试期间交叉作业管理, 防止事故的发生。
- 2.规范临时标志的管理。
- 3.加强安全警示标志的管理, 做到标志齐全、醒目不缺失。
- 4.加强临时电源的管理, 严禁私拉乱接。
- 5.加强各工序的交接, 尤其是安全措施的实施。

6.5 检维修作业的安全措施

1.资质审核

外来检修施工单位应具有国家规定的相应资质, 并在其等级许可范围内开展检修施工业务。在签订设备检修合同时, 应同时签订安全管理协议。

2.制定检修方案

根据设备检修项目的要求, 检修施工单位应制定设备检修方案, 检修方案应经设备使用单位审核。检修方案中应有安全技术措施, 并明确检修项目安全负责人。检修施工单位应指定专人负责整个检修作业过程的具体安全工作。

3.安全培训教育

检修前, 设备使用单位应对参加检修作业的人员进行安全教育, 安全教育主要包括以下内容: 有关检修作业的安全规章制度; 检修作业现场和检修过程中存在的危险因素和可能出现的问题及相应对策; 检修作业过程中所使用的个体防护器具的使用方法及使用注意事项; 相关事故案例和经验、教训。

4.现场管理

检修现场应根据《安全标志及其使用导则》(GB2894-2008)的规定设立相应的安全标志; 检修项目负责人应组织检修作业人员到现场进行检修方案交底; 检修前施工单位要做到检修组织落实、检修人员落实和检修安全措施落实; 当设备检修涉及高处、动火、动土、断路、吊装、抽堵盲板、有限空间等作业时, 须按相关作业安全规范的规定执行; 临时用电应办理用电手续, 并按规定安装和架设; 设备使用单位负责设备的隔绝、清洗、

置换，合格后交出；检修项目负责人应与设备使用单位负责人共同检查，确认设备、工艺处理等满足检修安全要求；应对检修作业使用的脚手架、起重机械、电气焊用具、手持电动工具等各种工器具进行检查；手持式、移动式电气工器具应配有漏电保护装置。凡不符合作业安全要求的工器具不得使用；对检修设备上的电器电源，应采取可靠的断电措施，确认无电后在电源开关处设置安全警示标牌或加锁；对检修作业使用的气体防护器材、消防器材、通信设备、照明设备等应安排专人检查，并保证完好；对检修现场的梯子、栏杆、平台、算子板、盖板等进行检查，确保安全；对有腐蚀性介质的检修场所应备有人员应急用冲洗水源和相应防护用品；对检修现场存在的可能危及安全的坑、井、沟、孔洞等应采取有效防护措施，设置警告标志，夜间应设警示红灯；应将检修现场影响检修安全的物品清理干净；应检查、清理检修现场的消防通道、行车通道，保证畅通。

5.检修中的安全要求

对作业人员的要求：参加检修作业的人员应按规定正确穿戴劳动保护用品；检修作业人员应遵守本工种安全技术操作规程；从事特种作业的检修人员应持有特种作业操作证。

统一指挥：多工种、多层次交叉作业时，应统一协调，采取相应的防护措施。当装置出现异常情况可能危及检修人员安全时，设备使用单位应立即通知检修人员停止作业，迅速撤离作业场所。经处理，异常情况排除且确认安全后，检修人员方可恢复作业。

设立监护人：夜间检修作业及特殊天气的检修作业，须安排专人进行安全监护。

6.检修结束后的安全要求

现场环境清理：因检修需要而拆移的盖板、算子板、扶手、栏杆、防护罩等安全设施应恢复其安全使用功能。

工器具的清理：检修所用的工器具、脚手架、临时电源、临时照明设备等应及时撤离现场。废料的清理：检修完工后所留下的废料、杂物、垃圾、油污等应清理干净。

6.6 特殊作业安全对策措施

特殊作业涉及动火、进入有限空间、高处作业、吊装、临时用电、动土、断路等作业，具体要求和管控措施如下：（1）特殊作业前，作业负责人必须向安全管理机构填报特殊作业审批表；（2）如实填报审批表，作业负责人和审批人需签字；（3）对作业区

域应有明确的警示标识；（4）作业监护人应坚守岗位，不得擅自离职守和做其他工作；（5）作业完成后应及时按规范标准清理作业现场，并撤除警示标识，及时向安全管理机构汇报作业完毕。

1.针对有限空间作业的安全措施

（1）作业前应对有限空间（电缆沟等）进行安全隔绝，应根据有限空间盛装（过）的物料特性，对有限空间进行清洗或置换；应保持有限空间空气流通良好，应对有限空间内的气体浓度进行严格的监测，进入有限空间作业要采取有效的防护措施；照明及用电安全要按规范进行。

（2）有限空间作业必须保证设备与生产系统可靠隔绝。

（3）作业前对进入的人员进行技术交底和安全教育，并对设备进行可靠的冲洗，确保干净，符合安全要求后方可作业。

2.针对高处作业的安全措施

（1）光伏电站高处作业应设置登高作业台，作业人员应正确佩戴符合要求的安全带，高处作业应设专人监护，作业人员不应在作业处休息，特殊天气作业时，应采取可靠的措施。作业使用的工具、材料、零售等应装入工具袋，上下时手中不应持物，不应投掷工具、材料及其他物品。因作业需要，临时拆除或变动安全防护设施时，应经作业审批人员同意，并采取相应的防护措施，作业后应立即恢复。

（2）高处作业必须熟悉现场环境和施工安全，对患有职业禁忌症和年老体弱、疲劳过度、视力不佳及酒后人员等，不准进行高处作业。

（3）高处作业人员应按照规定穿戴劳动保护用品。

（4）高处作业前，需检查周边的扶手是否牢固，并做好防滑措施。

3.针对临时用电的安全措施

在运行的装置和具有火灾爆炸危险场所内不应接临时用电，确需时应应对周围环境进行可燃气体检测分析；各类移动电源及外部自备电源，不应接入电网；动力和照明线路应分路设置；在开头上接引、拆除临时用电线路时，其上级开关应断电上锁并加挂安全警示标志；临时用电应设置保护开关，使用前应检查电气装置和保护设施的可靠性。所有的临时用电均应设置接地保护；临时用电设备和线路应按供电电压等级和容量正确使用；临时用电结束后，用电单位应及时通知供电单位拆除临时用电线路。

现场临时用电的电源箱必须安装自动空气开关、剩余电流动作保护器、接线柱或插座，专用接地铜排和端子、箱体必须可靠接地，接地、接零标识应清晰，并固定牢固。

4.动火作业安全措施

- (1) 在爆炸危险区动火时，应按相应管理制度办理动火票。
- (2) 动火作业设置专人监火，动火作业前清除动火现场的易燃品，采取有效的防火措施，配置足够的消防器材。
- (3) 严禁违反作业规程盲目动火、收工后留有火种、无现场监理人员在现场时动火。
- (4) 动火作业完毕，动火人、监火人应清理现场，监火人应确认现场无残留火种后，方可离开。
- (5) 动火作业现场应配备足够的灭火器材，并在作业前对灭火器进行检查，看是否能使用。
- (6) 动火作业前检查是否有易燃易爆物品，若有需通知安全管理机构统一隔离。
- (7) 作业人员必须持特种作业资格证，在安全管理机构进行登记。
- (8) 设置警戒，严禁与作业无关人员或车辆进入作业区域。
- (9) 动火作业人员在动火点的上风作业。

6.7 安全管理方面的对策措施

1.安全管理机构设置

根据《中华人民共和国安全生产法》第二十四条的规定，从业人员超过一百人的，应当设置安全生产管理机构或者配备专职安全生产管理人员；从业人员在一百人以下的，应当配备专职或者兼职的安全生产管理人员。

建议企业成立的安全组织机构人员担负起本职责范围内的安全生产工作。

特别注意：每个运行班组应设置兼职的班组安全员。

2.安全生产定员要求

根据安全管理组织机构的设置，安全生产人员配置应根据本项目实际情况，参照类似工程进行配置，所配置人员要求专业齐全、职责分明。从安全生产角度出发，建议本项目安全生产定员满足下列要求：

公司主管安全生产副总经理 1 人、电站专（兼职）安全员 1~2 人、班组（兼职）安全员 3~4 人。

建议企业聘用注册安全工程师（电力）从事光伏电站的安全管理工作。

3.安全规章制度的建立

企业必须遵守《安全生产法》和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。

光伏电站须制定的制度有：各级人员安全生产责任制、安全风险分级管控和隐患排查治理制度、安全生产培训教育制度、外包和承租管理制度、值班制度、交接班制度、设备巡回检查制度、设备缺陷管理制度、维护工作制度、运行分析制度、设备定期轮换制度、设备评级管理制度、消防管理制度、设备可靠性管理制度、倒闸操作制度、两票管理制度、各种标识管理制度、技术管理及培训制度、安全文明生产制度、继电保护管理制度。

必须具备的规程有：电力安全工作规程、电力生产事故调查规程、电网变电站标准、电气倒闸操作规范、设备巡视指导书、电气设备交接试验标准、电力安全工器具预防性试验规程、电力系统电压和无功电力调整标准。

4.安全生产事故应急预案的要求

要求建设单位按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令 599 号）、《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020）的要求来编制光伏电站事故应急预案。并进行评审、备案。预案应包括施工期和运行期的生产安全方面。

在施工、运营期间应成立安全事故应急队伍，配备必要的应急装备物资和个体防护用品。

5.企业安全生产责任体系五落实五到位规定

（1）必须落实“党政同责”要求，董事长、党组织书记、总经理对本企业安全生产工作共同承担领导责任。

（2）必须落实安全生产“一岗双责”，所有领导班子成员对分管范围内安全生产工作承担相应职责。

（3）必须落实安全生产组织领导机构，成立安全生产委员会，由董事长或总经理担任主任。

（4）必须落实安全管理力量，依法设置安全生产管理机构，建议配齐注册安全工程师等专业安全管理人员。

（5）必须落实安全生产报告制度，定期向董事会、业绩考核部门报告安全生产情况，

并向社会公示。

(6) 必须做到安全责任到位、安全投入到位、安全培训到位、安全管理到位、应急救援到位。

6.安全教育培训的要求

按照新安全生产法要求,生产经营单位为安全生产的主体责任方,对于现场的劳务派遣人员,必须纳入本单位从业人员统一管理,切实履行安全生产保障责任;持续改进安全管理,强化人员安全培训,健全安全管理规章制度,不断提高安全生产水平。

光伏电站使用被派遣劳动者的,应当将被派遣劳动者纳入本单位从业人员统一管理,对被派遣劳动者进行岗位安全操作规程和安全操作技能的教育和培训。劳务派遣单位应当对被派遣劳动者进行必要的安全生产教育和培训。

光伏电站应当对从业人员进行安全生产教育和培训,保证从业人员具备必要的安全生产知识,熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程,掌握本岗位的安全操作技能,了解事故应急处理措施,知悉自身在安全生产方面的权利和义务。

未经安全生产教育和培训合格的从业人员,不得上岗作业。

光伏电站接收中等职业学校、高等学校学生实习的,应当对实习学生进行相应的安全生产教育和培训,提供必要的劳动防护用品。学校应当协助生产经营单位对实习学生进行安全生产教育和培训。

光伏电站应当建立安全生产教育和培训档案,如实记录安全生产教育和培训的时间、内容、参加人员以及考核结果等情况。

7.安全投入的要求

《可行性研究报告》列出部分安全设施预算,建议设计和建设单位在下一步施工及安全设施设计专篇中,应按照《关于印发〈企业安全生产费用提取和使用管理办法〉的通知》(财资〔2022〕136号)文件中的相关规定对安全设施相关费用的投入重新进行概算,切实反映光伏电站建设、运营对安全设施的需求。

8.生产运行人员的基本要求

根据安全生产法中关于安全教育培训的相关内容,本光伏电站的生产运行人员应具备以下的基本要求。

(1) 具备必要的机械、电气、安装知识。

(2) 运行人员须进行三级教育培训后方可上岗,公司主管领导和主要安全负责人、专(兼)职安全员须持有安全生产管理合格证,涉及电工、焊接、登高、起重等特种作

业人员须持有相应的特种作业资格证。

(3) 熟悉太阳能发电的工作原理及基本结构，掌握一般故障的产生原因及处理方法。掌握计算机监控系统的使用方法。

(4) 生产人员应认真学习光伏发电技术，提高专业水平。光伏电站至少每年一次组织员工系统的专业技术培训。每年度要对员工进行专业技术考试，合格者继续上岗。

(5) 新聘人员须进行三级教育后方可上岗工作。

(6) 所有生产人员必须熟练掌握光伏电站应急救援方法，必须掌握消防器材使用方法。

9.运行管理方面的要求

运行安全管理是确保光伏电站设备和各建筑物的正常运行、安全生产、完成发电和调度任务所进行的管理工作。

安全操作管理。认真执行安全工作规程、运行规程和工作票、操作票、交接班制度、巡回检查制度、定期试验和轮换制度等有关规程和制度，定期进行安全检查、设备运行安全分析。

设备检修管理包括机电主设备和辅助设备的维护、监测、大小修计划的安排，施工管理及技术档案、技术资料的积累等管理工作。设备检修，是保持设备状况完好，保证安全生产必要的条件。必须坚持预防为主、安全第一、质量第一的方针，按照应修必修、修必修好的原则，有计划地进行设备检修。

岗位技术培训其目的是提高各岗位运行值班人员的技术素质，达到熟悉设备、系统及其基本原理，熟悉操作和事故处理，熟悉本岗位的规程和制度，能正确地进行操作和分析运行状况，能及时地发现故障和排除故障，能掌握一般的维护技能等“三熟三能”基本功，保证每一个值班人员都能胜任本岗位的运行操作、设备监控、巡回检查和事故处理。培训工作可分为上岗前培训和岗位技术培训。培训的方法有：组织规程和技术学习与考试；现场考问讲解；技术问答；反事故演习；技术讲座；技术报告会；短期脱离岗位的专业培训班；仿真机培训等。

10.安全设施“三同时”的要求

设计单位应在下阶段针对安全设施“三同时”、反事故措施、安全标准化等要求，结合项目建设条件，优化、细化设计。严格执行国家对安全设施“三同时”的相关要求，依据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（国家安监总局令第36号，77号修改）的修改规定，在建设项目可行性研究报告时，应当委托有相应资质的可行性研究报告单

位对建设项目安全设施进行设计，编制安全设施设计专篇，安全设施设计专篇编制完成后，应组织审查，形成书面报告完成报备。

项目在施工阶段必须严格按照本报告和安全设施设计专篇中关于建设项目安全设施的相关要求进行施工和管理。在项目竣工投入生产或者使用前，建设单位要组织对安全设施进行竣工验收，并形成书面报告备查。安全设施竣工验收合格后，方可投入生产和使用。

11.安全标准化及安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制的要求

根据《中华人民共和国安全生产法》第四条的规定：生产经营单位必须遵守本法和其他有关安全生产的法律、法规，加强安全生产管理，建立健全全员安全生产责任制和安全生产规章制度，加大对安全生产资金、物资、技术、人员的投入保障力度，改善安全生产条件，加强安全生产标准化、信息化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，健全风险防范化解机制，提高安全生产水平，确保安全生产。建议企业加强安全标准化建设，构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制。

12.落实施工期、运行期相关作业人员应全员持证上岗的要求，防止借用、假冒他人证件，总包单位应随作业人员证书有效性审核及劳动关系审核进行审核。

13.严把队伍和人员资质关，强化特殊用工的安全管理。

14.按照《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 版）》中所提及的其他需要重点要求做好施工、运营期间的安全防范及对策措施，作为安全设施纳入下一步安全设施设计中考虑。

第7章 安全生产条件和设施综合分析结论

7.1 项目存在的主要危险、有害因素

通过对拟建项目危险、有害因素分析，本项目存在的主要危险、有害因素为：边坡坍塌、滑塌、火灾、爆炸、触电、雷击、孤岛效应、热斑效应、车辆伤害、机械伤害、物体打击等。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）进行辨识。本项目未构成重大危险源。

表 7-1 主要危险、有害因素分布表

检 查 目 标	危险、有害因素	存在的部位与作业场所
建 筑 物	地震	整个项目区
	边坡坍塌、滑塌	太阳能方阵边坡、升压站边坡、场内道路边坡
	岩溶塌陷	太阳能方阵基础、升压站建筑物和设备基础
	泥石流灾害	光伏方阵
	地基沉降	太阳能方阵基础、升压站基础
	滑坡	光伏方阵
生 产 过 程 、 作 业 场 所	电伤害	运行检修、变压器、厂用电及照明盘柜、接地设施等，临时用电时
	火灾	太阳能电池组件、箱变、配电设备、山火、检修过程中
	爆炸	箱变、互感器、检修过程中的油品和气瓶
	孤岛效应	太阳光伏电池组件
	热斑效应	太阳光伏电池组件
	物体打击	光伏方阵检修作业场所、检修中高速旋转的机械等
	高处坠落	光伏方阵、输电线路作业检修
	机械伤害	检修机械
	噪声	检修过程中、运行过程中的变压器、电动机等
	电磁辐射	高压输电线下运行检修作业等
	毒物	断路器旁
	粉尘	检修过程中
	高、低温	检修和维护作业时
	车辆伤害	场内道路、进厂道路
	标志缺陷	整个站区
	安全监测系统失效	箱变保护装置、电气监测设备，逆变器监测装置及环境监测装置等
	恶意代码	电气二次计算机系统

7.2 应重点防范的危险有害因素

拟建项目应重点防范的危险有害因素：

- 1.触电（运行检修、集电线路、箱变、厂用电及照明盘柜、接地设施、临时用电、光伏板摆放区域）；
- 2.火灾（太阳能电池组件、集电线路、箱变、配电设备、山火、检修过程中）；
- 3.自然灾害（光伏方阵遇强风袭击、地面塌陷、低温时人员冻伤）。

7.3 应重视的安全对策措施建议

- 1.项目周边环境影响的对策措施
- 2.防止火灾危害的对策措施
- 3.防地质灾害的对策措施
- 4.防雷电危害对策措施
- 5.低温危害的对策措施
- 6.防电气伤害对策措施
- 7.安全管理方面的对策措施

7.4 综合分析结论

依据《安全生产法》、《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》（原国家安全生产监督管理总局令第36号，第77号令修改）等国家法律、法规、标准、规范要求，对拟建项目《可行性研究报告》所涉及的光伏电站安全生产条件（自然、地质、周边环境、平面布置等）、设备设施符合性（光伏电站设备及系统、电气系统、安全设施、辅助设施等）、安全管理等进行了综合分析，得出以下结论：

- 1.拟建项目符合国家产业政策布局规划要求。
- 2.拟建项目选址符合当地国民经济和社会发展规划要求。
- 3.拟建项目周边无重要场所，周边安全距离符合国家有关规范、标准的规定。
- 4.拟建项目总平面布置、建（构）筑物等之间的安全距离符合有关规程、规范要求，相互影响较小。
- 5.拟建项目采用的太阳能发电技术方案为目前国内普遍采用的技术方案，并经国内相

关单位实践证明其技术是成熟可靠的。

6.存在的主要危险、有害因素通过采取安全技术措施和管理措施后，拟建项目风险是可以控制和接受的。

综上所述：华能澜沧江(普洱)新能源有限公司半坡茶光互补光伏发电项目采用的光伏发电技术相对成熟，有参照并可借鉴成功的生产运行经验和管理经验。建设单位应遵循国家有关建设项目安全设施“三同时”要求，在下一阶段设计、施工、验收和运行中，按照国家和行业标准、规范进行设计、施工、验收和运行，把《可行性研究报告》和本报告提出的安全对策措施落实到位，保证安全投入，加强安全管理，增强防范意识，规范安全生产行为，拟建项目在安全防控方面是可行的，项目在建成后从安全生产角度看符合现行法律、法规、标准、规范的规定。

附件

附件 1 委托书

附件 2 企业营业执照

附件 3 项目投资备案证

附件 4 可行性研究报告及资质

附图

附图 1 光伏电站总布置图

附图 2 集电线路路径图