报告编号：

国能祥云新能源有限公司

观家箐光伏发电项目

安全预评价报告

建设单位：国能祥云新能源有限公司

建设项目单位联系人：高应旭

建设项目单位联系电话：13648831922

2026 年 09 月

国能祥云新能源有限公司观家箐光伏发电项目

安全预评价报告

评价机构名称：昭通市鼎安科技有限公司

资质证书编号：**APJ-（云）-005**

法定代表人：毛卫旭

审核定稿人：饶旭军

项目负责人：李晓达

2026 年 09 月

评价人员现场照片



现场照片（左起：技术人员刁开红、业主陪同人员、技术人员李晓达）

前　言

国家优先发展能源工业和发展循环经济，并非常重视可再生能源发电包括风能、太阳能、生物质能等发电项目，近几年国际光伏发电迅猛发展，光伏发电已由补充能源向替代能源过渡，并在向并网发电的方向发展，我国是世界上太阳能最丰富的地区之一，具有良好的太阳能利用条件，全国 2/3 以上地区的年平均日照数大于 2000h、年平均辐射总量约为 5900MJ/m²；特别是西北的西藏、青海、新疆、内蒙古和甘肃以及西南的云南地区，其太阳能资源尤其丰富，因此大型太阳能光伏电站的建设已成为国家温室气体减排和能源安全的必然需要。

2025 年 04 月，黄河勘测规划设计研究院有限公司编制完成《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目可行性研究报告（审定版）》，项目场址位于祥云县云南驿镇、沙龙镇境内，项目总装机规模为交流侧 22MW，直流侧 23.15502MWp，拟建设 35kV 开关站 1 座、7 个光伏方阵，光伏场区经过 1 回集电线路接入 35kV 开关站，再以 1 回 35kV 线路接入 110kV 前所变接入电网。

为确保国能祥云新能源有限公司观家箐光伏发电项目的安全施工、生产安全和企业的安全控制，保障人民群众生命、财产安全，根据《中华人民共和国安全生产法》、《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，第 77 号令修正）等有关规定，建设项目安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用（以下简称“三同时”）。生产经营单位应当委托具有相应资质的安全评价机构，对其建设项目进行安全预评价，并编制安全预评价报告，安全预评价报告应当符合国家标准或者行业标准的规定。

昭通市鼎安科技有限公司受国能祥云新能源有限公司委托，对国能祥云新能源有限公司观家箐光伏发电项目进行安全预评价。为保证安全预评价工作的顺利进行，昭通市鼎安科技有限公司成立安全评价组对本项目相关资料进行了全面仔细的分析、研究，并深入现场进行实地调查，辨识和分析该项目可能存在的各种危险、有害因素，并经定性、定量分析评价，本着科学客观、实事求是、公平公正的原则，做出评价结论，编写了安全预评价报告，完成了本项目安全预评价工作。

在实施本项目的评价过程中，得到了大理白族自治州应急管理局、祥云县应急管理局、国能祥云新能源有限公司等单位的大力支持和协助，谨在此表示衷心感谢！

拟建项目相关照片



图 1 拟建项目光伏片区



图 2 拟建项目开关站

目　录

前　言 ..... **I**

目　录 ..... **I**

第 1 章　编制说明 **1**

1.1 预评价目的 1

1.2 预评价内容及范围 1

1.2.1 预评价内容 1

1.2.2 预评价范围 2

1.3 评价程序 3

1.4 评价依据 4

1.4.1 法律法规 4

1.4.2 部门规章及文件 8

1.4.3 地方性法规和文件 12

1.4.4 标准和规范 13

1.4.5 项目设立的相关文件和资料 19

1.4.6 其他有关参考资料 20

1.5 评价原则 20

1.6 评价报告使用权申明 20

1.7 评价基准日 21

第 2 章　项目概况 **22**

2.1 建设单位简介 22

2.2 项目概况 22

2.3 项目建设条件 23

2.3.1 地理位置、交通条件 23

2.3.2 建设项目周边情况 25

2.3.3 工程地质及地形地貌 25

2.3.4 气象、水文条件 28

2.3.5 太阳能资源条件 29

2.4 总平面布置 30

2.4.1 光伏方阵总平面布置.....30
2.4.2 开关站总平面布置.....30
2.4.3 竖向布置.....31
2.4.4 道路布置.....31
2.4.5 弃渣场.....31
2.4.6 主要设备设施.....32
2.4.7 项目任务与规模.....33
2.5 光伏发电站发电流程.....33
2.5.1 发电流程.....33
2.5.2 光伏列阵运行方式.....34
2.5.3 电池组件清洗.....34
2.6 电气系统.....34
2.6.1 接入系统方案.....34
2.6.2 电气一次.....35
2.6.3 电气二次.....38
2.6.4 通信.....46
2.6.5 储能系统.....48
2.6.6 集电线路.....48
2.6.7 架空线.....48
2.7 公用工程.....50
2.7.1 给排水.....50
2.7.2 采暖、通风.....50
2.7.3 消防.....50
2.8 劳动安全卫生管理.....52
2.9 工程投资.....53
2.10 人力资源.....53
2.11 土建.....53
2.12 工程特性表.....54
第 3 章　危险、有害因素辨识.....57
3.1 危险有害因素辨识的目的.....57
3.2 危险有害因素辨识的依据.....57
3.3 危险有害因素产生的原因.....58

3.3.1 运行失控与设备故障.....58
3.3.2 人员失误.....58
3.3.3 管理缺陷.....58
3.3.4 环境的原因.....59
3.4 物质的危险性分析.....59
3.5 选址、自然灾害及总平面布置的危险有害因素分析.....69
3.5.1 选址、自然灾害的危险、有害因素分析.....69
3.5.2 总体布置危险、有害因素分析.....71
3.5.3 主要建构筑物危险、有害因素分析.....72
3.6 生产工艺过程中存在的危险、有害因素分析.....72
3.6.1 火灾危险有害因素分析.....72
3.6.2 道路(轨道)车辆致害、厂(场)内车辆致害危险性分析.....74
3.6.3 高处坠落、跌落、机械致害、物体打击危险性分析.....75
3.6.4 触电危险性分析.....76
3.6.5 电磁辐射危险性分析.....77
3.6.6 污染、腐蚀、中毒、窒息危险性分析.....77
3.6.7 孤岛效应危险性分析.....77
3.6.8 并网危险性分析.....78
3.6.9 热斑效应危险性分析.....79
3.7 主要设备设施存在的危险、有害因素分析.....80
3.7.1 光伏支架危险性分析.....80
3.7.2 光伏组件危险性分析.....80
3.7.3 逆变器危险性分析.....82
3.7.4 箱式变压器危险性分析.....84
3.7.5 集电线路危险性分析.....84
3.7.6 高压开关危险性分析.....86
3.7.7 配电装置危险性分析.....87
3.7.8 过电压危险性分析.....88
3.7.9 变压器危险性分析.....89
3.7.10 继电保护系统危险性分析.....89
3.7.11 无功补偿装置危险性分析.....90
3.7.12 直流系统危险性分析.....90
3.7.13 自动化监控系统危险性分析.....90

3.7.14 监控系统危险性分析.....93
3.7.15 全站时钟同步系统危险性分析.....94
3.7.16 柴油发电机危险性分析.....94
3.8 公用工程、辅助设施的危险、有害因素分析.....94
3.8.1 给排水系统危险性分析.....94
3.8.2 采暖和通风系统危险性分析.....95
3.8.3 消防系统危险性分析.....95
3.8.4 光伏组件清洗危险性分析.....96
3.8.5 开关站用电和照明危险性分析.....97
3.8.6 防雷防静电系统危险性分析.....97
3.9 特殊作业危险、有害因素分析.....98
3.10 安全管理方面的危险性分析.....99
3.11 危险工艺辨识.....101
3.12 危险化学品重大危险源辨识.....101
3.13 危险、有害因素分布汇总.....102
第 4 章　评价方法选择和评价单元划分 104
4.1 评价单元划分原则及方法.....104
4.1.1 评价单元划分原则.....104
4.1.2 评价单元划分方法.....104
4.2 评价单元的划分 105
4.3 评价方法选用及评价方法简介.....106
4.3.1 评价方法选用.....106
4.3.2 安全评价方法简介.....106
第 5 章　定性、定量评价 109
5.1 站址、总平面布置及主要建（构）筑物单元.....109
5.1.1 站址分析评价.....109
5.1.2 总平面布置及主要建（构）筑物分析评价.....113
5.1.3 单元小结 119
5.2 光伏发电设备及其系统单元.....120
5.2.1 光伏发电设备及其系统分析评价.....120
5.2.2 光伏组件预先危险性分析.....126
5.2.3 集电线路预先危险性分析.....127

5.2.4 单元小结 128
5.3 电气设备及其系统单元 129
5.3.1 电气设备及其系统分析评价 129
5.3.2 开关站预先危险性分析 135
5.3.3 并网安全预先危险性分析 140
5.3.4 继电保护和自动化系统预先危险性分析 142
5.3.5 单元小结 144
5.4 公用工程单元 145
5.4.1 给排水、通风及电池组件清洗分析评价 145
5.4.2 开关站用电、照明及二次防雷系统分析评价 147
5.4.3 消防设施分析评价 148
5.4.4 安全设施分析评价 153
5.4.5 触电事故树分析 156
5.4.6 单元小结 159
5.5 自然灾害单元 162
5.5.1 自然灾害预先危险分析 162
5.5.2 单元小结 163
5.6 政策符合性单元 164
5.6.1 政策符合性分析评价 164
5.6.2 单元小结 164
5.7 交通工程单元 164
5.7.1 交通工程预先危险性分析 164
5.7.2 单元小结 165
5.8 作业环境单元 165
5.8.1 作业环境预先危险性分析 165
5.8.2 单元小结 168
5.9 安全管理单元 168
5.9.1 安全管理分析评价 168
5.9.2 单元小结 171
第 6 章　安全对策措施及建议 173
6.1 制定安全对策措施建议的依据 173
6.2 安全对策措施建议的主要原则 173

6.2.1 安全对策措施建议的基本要求.....173
6.2.2 制定安全对策措施建议的原则.....173
6.3 可研报告提出的安全对策措施建议.....175
6.3.1 施工期间对策措施.....175
6.3.2 运行期间对策措施.....179
6.4 补充的安全技术对策措施.....183
6.4.1 站址选择、总平面布置安全对策措施.....183
6.4.2 光伏组件单元安全对策措施.....185
6.4.3 逆变单元安全对策措施.....189
6.4.4 集电线路安全对策措施.....191
6.4.5 变压器安全对策措施.....193
6.4.6 35kV 高压升压的安全对策措施.....193
6.4.7 继电保护系统的安全对策措施.....194
6.4.8 无功补偿装置的安全对策措施.....195
6.4.9 直流系统的安全对策措施.....196
6.4.10 计算机监控系统的安全对策措施.....197
6.4.11 交通运输安全对策措施.....199
6.4.12 自然灾害安全对策措施.....199
6.4.13 公用工程安全对策措施.....200
6.4.14 光伏组件组串安装、维护、清洗作业安全对策措施.....203
6.4.15 应进一步落实的安全对策措施.....205
6.5 安全管理对策措施建议.....208
6.5.1 落实企业主体责任.....208
6.5.2 机构设置及人员配备.....209
6.5.3 规章制度及操作规程.....209
6.5.4 安全教育培训.....210
6.5.5 安全投入 211
6.5.6 其他方面 213
6.5.7 检修作业的安全对策措施.....214
6.6 应急预案的编制要求.....214
6.7 安全专项投资估算.....219
6.8 其他安全对策措施建议.....220
6.9 试运行期间的安全对策措施建议.....220

第 7 章　安全评价结论 222

7.1 主要危险、有害物质及其评价结果 222

7.2 应重点防范的重大危险有害因素 222

7.3 应重视的安全对策措施及建议 223

7.4 危险、有害因素在采取安全对策措施后的受控程度 223

7.5 法律、法规、标准、规范的符合性 224

7.6 综合评价结论 224

第 8 章　与建设单位交换意见的情况 225

第 9 章　附件和附图 226

第 1 章　编制说明

1.1 预评价目的

（1）为贯彻、落实国家“安全第一，预防为主，综合治理”的安全生产方针。

（2）在建设项目可行性研究阶段，按照安全系统工程的方法，综合运用国内外多种科学评价方法，辨识、分析本项目投产运行后各单元、设备、工艺环节中潜在的主要危险、有害因素及其产生危险、危害后果的主要条件；确定其与安全生产法律法规、标准、行政规章、规范的符合性，同时对本项目投产后运行过程中的固有危险、有害因素进行定性或定量的评价，对其控制手段进行分析，以预测发生事故的可能性及其安全等级。

（3）提出消除、预防或减弱装置危险性、提高装置安全运行等级的对策措施，以寻求最低事故率、最低职业伤害、最少的事故损失和最优的安全投资效益，为项目下一步的劳动安全卫生设计提供依据，最终实现项目的本质化安全。

（4）为本项目今后装置的生产运行及日常劳动安全卫生管理实现系统化、标准化和科学化提供依据和条件。

（5）为实现企业安全技术、安全管理的标准化和科学化创造条件，并为应急管理部门提供安全监管依据。

1.2 预评价内容及范围

1.2.1 预评价内容

根据《安全预评价导则》（AQ8002-2007）、《光伏发电工程安全预

评价规程》（NB/T32039-2017），本安全预评价报告的内容包括以下几个方面：

（1）结合评价对象的特点，阐述编制安全预评价报告的目的。

（2）列出有关的法律法规、标准、规章、规范和评价对象被批准设立的相关文件及其他有关参考资料等安全预评价的依据。

（3）介绍评价对象的选址、总图及平面布置、地质条件、生产规模、工艺流程、功能分布、主要设施、设备、装置、公用工程及辅助设施等概况。

（4）阐述辨识与分析危险、有害因素的过程。

（5）阐述划分评价单元的原则、分析过程等。

（6）列出选定的评价方法，并做简单介绍。阐述选定此方法的原因。详细列出定性、定量评价过程。给出相关的评价结果，并对得出的评价结果进行分析。

（7）列出安全对策措施建议的依据、原则、内容。

（8）做出评价结论。

1.2.2 预评价范围

本项目的评价范围为：国能祥云新能源有限公司观家箐光伏发电项目的站址及周边环境、总图布置、主要设施设备及配套公辅设施等。

本次预评价不涉及项目施工过程的安全评价，也不涉及物料的外部运输和渣土运输，项目的接出系统不在本次评价范围内，开关站预留的谐波、储能不在本次评价范围内，后期若进行建设应委托有资质的单位重新进行安全评价。项目的安全管理在对策措施部分提出建议意见。本项目所涉及的环境保护和消防等方面的内容，以政府有关部门批准或认可的环境影响评价和消防设计等技术文件为准。

1.3 评价程序

根据相关法律法规及本次评价的对象及评价的范围，在评价过程中按下列程序进行分析评价，见图 1-1。

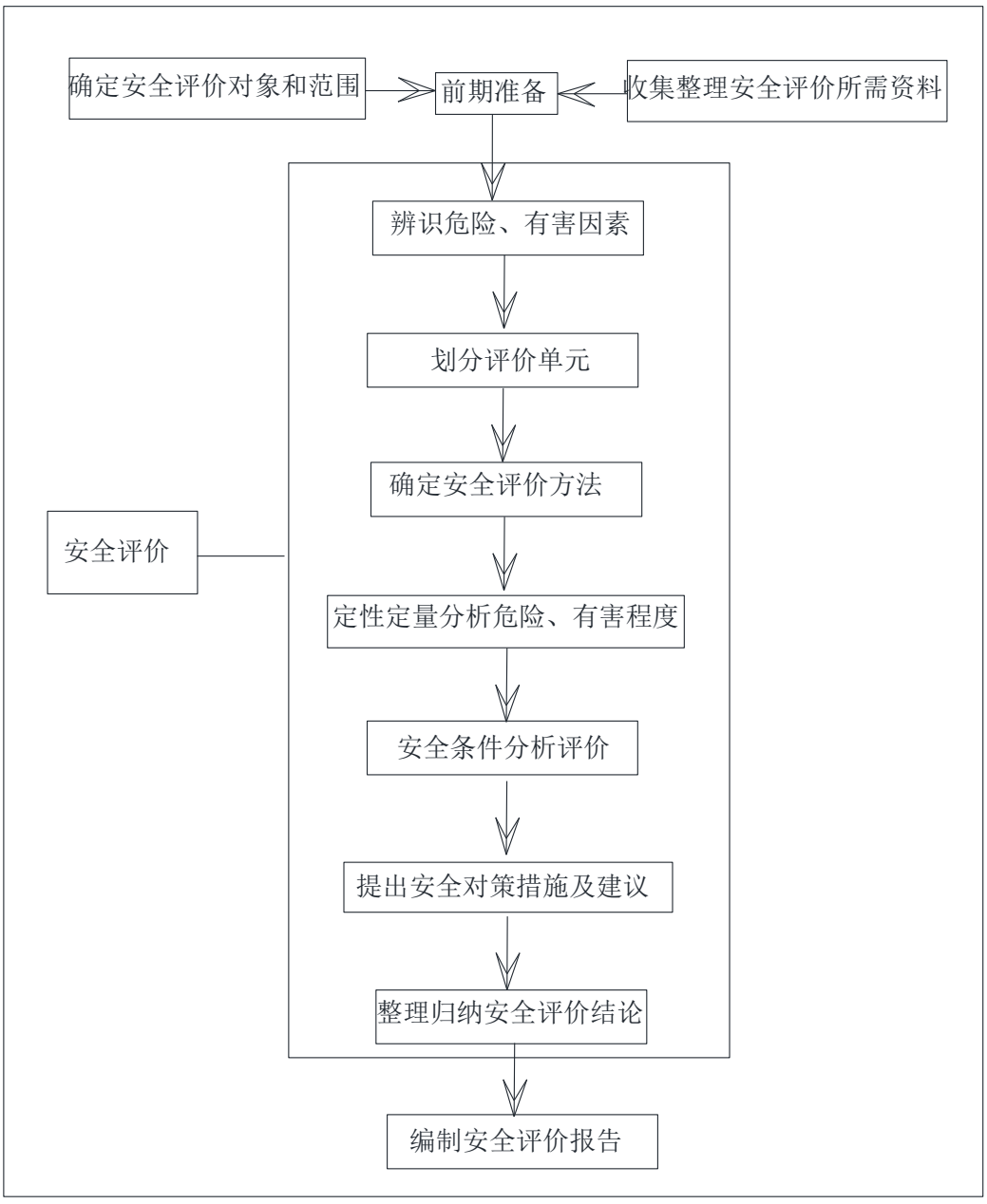

图 1-1 安全预评价程序

1.4 评价依据

1.4.1 法律法规

（1）《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，自 2009 年 05 月 01 日起施行）；

（2）《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，自 2010 年 04 月 01 日起施行）；

（3）《中华人民共和国劳动合同法》（中华人民共和国主席令第 73 号，自 2013 年 07 月 01 日起施行）；

（4）《中华人民共和国生态环境法典》（第 70 号主席令，2026 年 3 月 12 日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过，自 2026 年 8 月 15 日起施行）；

（5）《中华人民共和国防洪法》（中华人民共和国主席令第 88 号发布，根据中华人民共和国主席令第 48 号修订，自 2016 年 07 月 02 日起施行）；

（6）《中华人民共和国气象法》（中华人民共和国主席令 23 号，1999 年 10 月 31 日第九届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议通过，2009 年 08 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第一次修正，2014 年 08 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二次修正，2016 年 11 月 07 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议第三次修正）；

（7）《中华人民共和国职业病防治法》（2001 年 10 月 27 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，根据 2011 年 12 月 31 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议《关于修改〈中华人民共和国职业病防治法〉的决定》第一次修正，根据 2016 年 7

月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第二次修正，根据 2017 年 11 月 4 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改〈中华人民共和国会计法〉等十一部法律的决定》第三次修正，根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国劳动法〉等七部法律的决定》第四次修正）；

（8）《中华人民共和国电力法》（中华人民共和国主席令第 60 号，1995 年 12 月 28 日第八届全国人民代表大会常务委员会第十七次会议通过，根据 2009 年 08 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议第一次修正，根据 2015 年 04 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议第二次修正，根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议第三次修正）；

（9）《中华人民共和国建筑法》（1997 年 11 月 1 日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过，根据 2011 年 04 月 22 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十次会议第一次修正，根据 2019 年 04 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议第二次修正）；

（10）《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令第 6 号，1998 年 4 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二次会议通过，2008 年 10 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第五次会议修订，根据 2019 年 4 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改<中华人民共和国建筑法>等八部法律的决定》修正，根据 2021 年 04 月 29 日《全国人民代表大会常务委员会关于修改〈中华人民共和国道路交通安全法〉等八部法律的决定》已由中华人民共和国

第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过）；

（11）《中华人民共和国道路交通安全法》（2003 年 10 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过，根据 2007 年 12 月 29 日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十一次会议第一次修正，根据 2011 年 04 月 22 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十次会议第二次修正，根据 2021 年 04 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议第三次修正）；

（12）《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国第九届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议于 2002 年 06 月 29 日通过公布，自 2002 年 11 月 01 日起施行。根据 2009 年 08 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议关于《关于修改部分法律的决定》第一次修正。2014 年 08 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十次会议通过全国人民代表大会常务委员会关于修改《中华人民共和国安全生产法》的决定，自 2014 年 12 月 01 日起施行。2021 年 06 月 10 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议通过全国人民代表大会常务委员会关于修改《中华人民共和国安全生产法》的决定，自 2021 年 09 月 01 日起施行）；

（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，2024 年 06 月 28 日由第十四届全国人民代表大会常务委员会第十次会议修订通过，自 2024 年 11 月 01 日起施行）；

（14）《中华人民共和国危险化学品安全法》（2025 年 12 月 27 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十九次会议通过，自 2026 年 5 月 1 日起施行）；

（15）《建设工程安全生产管理条例》（中华人民共和国国务院令第 393 号，自 2004 年 02 月 01 日起施行）；

（16）《地质灾害防治条例》（中华人民共和国国务院令第394号，自2004年03月01日起施行）；

（17）《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令第 432 号，自2005年05月01日起施行）；

（18）《工伤保险条例》（2003年04月27日中华人民共和国国务院令第375号公布；根据2010年12月20日《国务院关于修改〈工伤保险条例〉的决定》修订，自2011年01月01日起施行）；

（19）《中华人民共和国监控化学品管理条例》（中华人民共和国国务院令第190号，中华人民共和国国务院令第588号修改，自2011年01月08日起施行）；

（20）《中华人民共和国防汛条例》（1991年07月02日中华人民共和国国务院令第86号公布，根据2005年07月15日《国务院关于修改〈中华人民共和国防汛条例〉的决定》第一次修订，根据 2011 年 01月08日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第二次修订）；

（21）《电力设施保护条例》（1987年09月15日国务院令第239号发布，根据1998年01月07日《国务院关于修改〈电力设施保护条例〉的决定》第一次修订，根据2011年01月08日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第二次修订）；

（22）《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（2011 年 06 月15日国务院令第599号发布，自2011年09月01日起施行）；

（23）《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国国务院令第344号公布，自2002年03月15日起施行；根据2011年02月16日国务院第144次常务会议修订通过，2011年03月02日中华人民共和国国务院令第591号重新公布，自2011年12月01日起施行；根据2013年12月04日国务院第32次常务会议通过，2013年12月07日中华人民共和

国国务院令第645号公布，自2013年12月07日起施行）；

（24）《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第493号公布，国家安全生产监督管理总局令第77号修订，自2015年05月01日起施行）；

（25）《气象灾害防御条例》（2010年01月27日中华人民共和国国务院令第570号公布，根据2017年10月07日《国务院关于修改部分行政法规的决定》修订）；

（26）《易制毒化学品管理条例》（2005年08月17日国务院第102次常务会议通过，2005年08月26日国务院令第445号公布，自2005年11月1日起施行；国务院令第653号、第666号、第703号修改，2008年公安部等六部门公告、2012年公安部等五部门公告、国办函[2017]120号、国办函[2021]58号增补）；

（27）《生产安全事故应急条例》（中华人民共和国国务院令第708号，自2019年04月01日起施行）。

1.4.2 部门规章及文件

（1）《机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定》（公安部第61号令，自2002年05月01日起施行）；

（2）《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》（安监总管三[2009]116号，自2009年06月12日起发布）；

（3）《关于印发<电力突发事件应急演练导则（试行）>等文件的通知》（电监安全〔2009〕22号，自2009年06月18日起施行）；

（4）《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，自2010年07月19日起施行）；

（5）《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录

的通知》（安监总管三〔2011〕95 号，自 2011 年 06 月 21 日起施行）；

（6）《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于 1999 年 03 月 18 日发布，根据 2011 年 06 月 30 日国家发展和改革委员会令第 10 号修改）；

（7）《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号，自 2013 年 01 月 15 日起发布）；

（8）《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化学品名录的通知》（安监总管三〔2013〕12 号，自 2013 年 02 月 05 日起施行）；

（9）《防雷减灾管理办法》（中国气象局令第 24 号发布，2013 年 05 月 31 日中国气象局发布中国气象局第 24 号令，公布《中国气象局关于修改<防雷减灾管理办法>的决定》，自 2013 年 06 月 01 日起施行）；

（10）《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会令第 27 号，自 2025 年 01 月 01 日起施行）；

（11）《质检总局关于修订<特种设备目录>的公告》（2014 年第 114 号，自 2014 年 10 月 30 日起施行）；

（12）《电力企业涉电应急预案管理办法》（国能发安全规〔2025〕66 号，自 2025 年 08 月 01 日起施行）；

（13）《电力企业应急预案评审和备案细则》（国能综安全〔2014〕953 号，自 2014 年 12 月 05 日起施行）；

（14）《电力安全生产监督管理办法》（2015 年 02 月 17 日国家发展和改革委员会令第 21 号公布，自 2015 年 03 月 01 日起施行）；

（15）《危险化学品目录（2015 版）》（国家安全生产监督管理总局等 10 部门 2015 年第 5 号公告，自 2015 年 05 月 01 日起施行）；

（16）《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，国家安全生产监督管理总局第 77 号令修改，自 2015 年 05 月 01 日起施行）；

（17）《生产经营单位安全培训规定》（国家安全生产监督管理总局令第 3 号，国家安全生产监督管理总局第 80 号令修改，自 2015 年 07 月 01 日起施行）；

（18）《安全生产培训管理办法》（国家安全生产监督管理总局令第 44 号，国家安全生产监督管理总局第 80 号令修改，自 2015 年 07 月 01 日起施行）；

（19）《国家安全监管总局办公厅关于印发危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）的通知》（安监总厅管三〔2015〕80 号，自 2015 年 08 月 19 日起施行）；

（20）《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 号公布，自 2015 年 10 月 01 日起施行）；

（21）《国务院安委会办公室关于印发标本兼治遏制重特大事故工作指南的通知》（安委办〔2016〕3 号，自 2016 年 04 月 28 日起施行）；

（22）《国务院安委会办公室关于实施遏制重特大事故工作指南构建双重预防机制的意见》（安委办〔2016〕11 号，自 2016 年 10 月 09 日起施行）；

（23）《中共中央国务院关于推进安全生产领域改革发展的意见》（中发[2016]32 号，自 2016 年 12 月 09 日起施行）；

（24）《国务院关于发布政府核准的投资项目目录（2016 年本）的通知》（国发〔2016〕72 号，自 2016 年 12 月 12 日起施行）；

（25）《易制爆危险化学品名录（2017 版）》（中华人民共和国公安部公告，自 2017 年 05 月 11 日起施行）；

（26）《关于印发〈安全生产责任保险实施办法〉的通知》（应急

〔2025〕27 号，自 2025 年 03 月 29 日起施行）；

（27）《生产安全事故应急预案管理办法》（国家安全生产监督管理总局第 88 号令，中华人民共和国应急管理部令第 2 号修订，自 2019 年 09 月 01 日起施行）；

（28）《特别管控危险化学品目录（第一版）》（应急管理部等 4 部门 2020 年第 3 号公告，自 2020 年 05 月 30 日起施行）；

（29）《各类监控化学品名录》（中华人民共和国工业和信息化部令第 52 号，自 2020 年 06 月 03 日起施行）；

（30）《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136 号，自 2022 年 11 月 21 日起施行）；

（31）《国家能源局关于印发〈光伏电站开发建设管理办法〉的通知》（国能发新能规〔2022〕104 号，自 2022 年 11 月 30 日起施行）；

（32）《国家能源局综合司关于印发〈重大电力安全隐患判定标准（试行）〉的通知》（国能综通安全〔2022〕123 号，自 2022 年 12 月 29 日起施行）；

（33）《应急管理部办公厅关于修改《危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）》涉及柴油部分内容的通知》（应急厅函〔2022〕300 号，自 2023 年 01 月 01 日起施行）；

（34）《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，自 2023 年 03 月 09 日起施行）；

（35）《国务院安全生产委员会关于印发<安全生产治本攻坚三年行动方案（2024-2026 年）>的通知》（安委〔2024〕2 号，2024 年 01 月 21 日实施）；

（36）《国务院安委会办公室关于印发<安全生产治本攻坚三年行动

方案（2024-2026 年）>子方案的通知》（安委办〔2024〕1 号，2024 年 01 月 23 日实施）；

（37）《生产安全事故罚款处罚规定》(应急管理部令第 14 号，2024 年 3 月 1 日起施行）；

（38）《安全生产违法行为行政处罚办法》(应急管理部令第 18 号，2026 年 2 月 1 日起施行）；

（39）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（2023 年 12 月 01 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，2024 年 02 月 01 日起施行）。

1.4.3 地方性法规和文件

（1）《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，自 2010 年 10 月 25 日起施行）；

（2）《云南省安全生产条例》（云南省第十二届人民代表大会常务委员会第三十八次会议于 2017 年 11 月 30 日修订通过，自 2018 年 01 月 01 日起施行）；

（3）《云南省消防条例》(2010 年 09 月 30 日云南省第十一届人民代表大会常务委员会第十九次会议通过，根据 2020 年 11 月 25 日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《云南省人民代表大会常务委员会关于修改部分地方性法规的决定》修正）；

（4）《云南省安全生产委员会关于建立完善安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制的指导意见》（云安〔2021〕3 号，自 2021 年 03 月 18 日起施行）；

（5）《云南省生产经营单位安全生产主体责任规定》(云政规〔2022〕

4 号，自 2022 年 11 月 12 日起施行）；

（6）《云南省生产安全事故应急办法》（云南省人民政府令第 227 号，2023 年 11 月 27 日第十四届云南省人民政府第 23 次常务会议通过，现予公布，自 2024 年 02 月 01 日起施行）；

（7）《云南省能源局 云南省应急管理厅 国家能源局云南监管办公室关于印发云南省涉电应急预案评审与备案工作指引的通知》（云能源运行〔2026〕21 号）；

（8）《云南省电力设施保护条例》（2007 年 9 月 29 日云南省第十届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过，根据 2012 年 3 月 31 日云南省第十一届人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改 25 件涉及行政强制的地方性法规的决定》第一次修正，根据 2024 年 11 月 28 日云南省第十四届人民代表大会常务委员会第十三次会议《关于废止和修改部分地方性法规的决定》第二次修正，自 2024 年 11 月 28 日起施行）；

（9）《云南省能源电力系统安全生产治本攻坚三年行动方案（2024—2026 年）》（云能源安全〔2024〕33 号）。

1.4.4 标准和规范

（1）《生产安全事故分类与编码》（GB6441-2025，2026 年 07 月 01 日实施）；

（2）《消防安全标志设置要求》（GB15630-1995，1996 年 02 月 01 日实施）；

（3）《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-2023，2025 年 01 月 01 日实施）；

（4）《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001，2009 年版，2002 年

03 月 01 日实施）；

（5）《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005，2005 年 10 月 01 日实施）；

（6）《安全色和安全标志》（GB2894-2025，2026 年 03 月 01 日实施）；

（7）《系统接地的型式及安全技术要求》（GB14050-2008，2009 年 08 月 01 日实施）；

（8）《3～110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008，2009 年 06 月 01 日实施）；

（9）《机械安全防止上下肢触及危险区的安全距离》（GB/T23821-2022，2022 年 11 月 08 日实施）；

（10）《供配电系统设计规范》（GB50052-2009，2010 年 07 月 01 日实施）；

（11）《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010，2011 年 10 月 11 日实施）；

（12）《消防应急照明和疏散指示系统》（GB17945-2024，2025 年 05 月 01 日实施）；

（13）《低压配电设计规范》（GB50054-2011，2012 年 06 月 01 日实施）；

（14）《通用用电设备配电设计规范》（GB50055-2011，2012 年 06 月 01 日实施）；

（15）《电力安全工作规程 电力线路部分》（GB26859-2011，2012 年 06 月 01 日实施）；

（16）《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012，2025 年 04 月 01 日实施）；

（17）《光伏发电站施工规范》（GB50794-2012，2012 年 11 月 01 日实施）；

（18）《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012，2012 年 08 月 01 日实施）；

（19）《危险货物品名表》（GB12268-2025，2025 年 10 月 01 日实施）；

（20）《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013，2014 年 05 月 01 日实施）；

（21）《防洪标准》（GB50201-2014，2015 年 05 月 01 日实施）；

（22）《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2015，2016 年 02 月 01 日实施）；

（23）《建筑设计防火规范》（GB50016-2014，2018 年版，2015 年 05 月 01 日实施）；

（24）《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015，2016 年 06 月 01 日实施）；

（25）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018，2019 年 03 月 01 日实施）；

（26）《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收标准》（GB50168-2018，2019 年 05 月 01 日实施）；

（27）《建筑给水排水设计标准》（GB50015-2019，2020 年 03 月 01 日实施）；

（28）《个体防护装备选用规范》（GB39800.1-2020，2020 年 01 月 01 日实施）；

（29）《建筑防火通用规范》（GB55037-2022，2023 年 06 月 01 日实施）；

（30）《化学危险品仓库储存通则》（GB15603-2022，2023 年 07 月 01 日实施）；

（31）《生产过程安全卫生要求总则》（GB/T12801-2008，2009 年 10 月 01 日实施）；

（32）《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》（GB/T8196-2018，2019 年 07 月 01 日实施）；

（33）《光伏（PV）组件安全鉴定第 1 部分：结构要求》（GB/T20047.1-2006，2006 年 02 月 01 日实施）；

（34）《光伏系统性能监测测量、数据交换和分析导则》（GB/T20513-2006，2007 年 02 月 01 日实施）；

（35）《光伏（PV）系统电网接口特性》（GB/T20046-2006，2006 年 02 月 01 日实施）；

（36）《电能质量供电电压偏差》（GB/T12325-2008，2009 年 05 月 01 日实施）；

（37）《电能质量电力系统频率偏差》（GB/T15945-2008，2009 年 05 月 01 日实施）；

（38）《电能质量电压波动和闪变》（GB/T12326-2008，2009 年 05 月 01 日实施）；

（39）《高处作业分级》（GB3608-2025，2026 年 05 月 01 日实施）；

（40）《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》（GB/T50062-2008，2009 年 06 月 01 日实施）；

（41）《太阳能光伏照明装置总技术规范》（GB/T24460-2009，2010 年 12 月 01 日实施）；

（42）《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T50011-2010，2010 年 12 月 01 日实施）；

（43）《电能质量公用电网间谐波》（GB/T24337-2009，2010 年 06 月 01 日实施）；

（44）《电气设备安全设计导则》（GB/T25295-2010，2011 年 05 月 01 日实施）；

（45）《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065-2011，2012 年 06 月 01 日实施）；

（46）《光伏发电工程验收规范》（GB/T50796-2012，2013 年 06 月 01 日实施）；

（47）《光伏发电站安全规程》（GB/T35694-2017，2018 年 07 月 01 日实施）；

（48）《用电安全导则》（GB/T13869-2017，2018 年 07 月 01 日实施）；

（49）《太阳能资源评估方法》（GB/T37526-2019，2020 年 01 月 01 日实施）；

（50）《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020，2021 年 04 月 01 日实施）；

（51）《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2022，2022 年 10 月 01 日实施）；

（52）《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2023，2024 年 03 月 01 日实施）；

（53）《光伏发电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2024，2024 年 03 月 15 日实施）；

（54）《安全评价通则》（AQ8001-2007，2007 年 04 月 01 日实施）；

（55）《安全预评价导则》（AQ8002-2007，2007 年 04 月 01 日实施）；

（56）《变电工程总布置设计规程》（DL/T5056-2024，2024 年 11 月 24 日实施）；

（57）《电力变压器运行规程》（DL/T572-2021，2022 年 03 月 22 日实施）；

（58）《35kV～220kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》（DL/T5242-2010，2010 年 10 月 01 日实施）；

（59）《电力生产人身事故伤害分类与代码》（DL/T518-2012，2012 年 03 月 01 日实施）；

（60）《电力建设安全工作规程 第 2 部分：电力线路》（DL5009.2-2013，2014 年 04 月 01 日实施）；

（61）《电力建设安全工作规程 第3部分:变电站》(DL5009.3-2013，2014 年 04 月 01 日实施）；

（62）《光伏发电站防雷技术规程》（DL/T1364-2014，2015 年 03 月 01 日实施）；

（63）《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T5044-2014，2015 年 03 月 01 日实施 ）；

（64）《电力系统数字调度交换机》（DL/T795-2016，2017 年 05 月 01 日实施）；

（65）《高压电缆选用导则》（DL/T401-2017，2017 年 12 月 01 日实施）；

（66）《便携式接地和接地短路装置》（DL/T879-2021，2022 年 03 月 22 日实施）；

（67）《电力设备预防性试验》（DL/T596-2021，2021 年 10 月 26 日实施）；

（68）《太阳光伏能源系统图用图形符号》（SJ/T10460-2016，2016

年 09 月 01 日实施）；

（69）《光伏发电调度技术规范》（NB/T32025-2015，2015 年 09 月 01 日实施）；

（70）《光伏发电工程安全预评价规程》（NB/T32039-2017，2018 年 03 月 01 日实施）。

1.4.5 项目设立的相关文件和资料

（1）《营业执照》（统一社会信用代码：91532923MA7JLHM326，登记机关：祥云县市场监督管理局，成立日期：2022 年 02 月 24 日）；

（2）《云南省固定资产投资项目备案证》（项目代码：2404-532923-04-01-230040，祥云县发展和改革局，2024 年 04 月 19 日）；

（3）《祥云县林业和草原局关于观家箐光伏发电项目临时占用草原的行政许可决定》（祥林许准〔2025〕3 号，祥云县林业和草原局，2025 年 03 月 25 日）；

（4）《云南省林业和草原局关于准予观家箐光伏发电项目使用草原的行政许可决定》（云林许准（大）〔2025〕62 号，云南省林业和草原局，2025 年 04 月 24 日）；

（5）《使用林地审核同意书》（云林许准（大）〔2025〕61 号，云南省林业和草原局，2025 年 04 月 24 日）；

（6）《建设项目用地预审与选址意见书》(用字第 532923202500003 号，祥云县自然资源局，2025 年 07 月 21 日）；

（7）《祥云县水务局关于准予观家箐光伏发电项目水土保持方案的行政许可决定书》（祥水保许〔2025〕3 号，祥云县水务局，2025 年 06 月 27 日）；

（8）《云南电网有限责任公司关于大理州祥云县观家箐光伏发电项

目接入系统方案的意见》（云电规划〔2025〕39 号，云南电网有限责任公司，2025 年 02 月 07 日）。

1.4.6 其他有关参考资料

（1）《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目可行性研究报告（审定版）》（编制单位：黄河勘测规划设计研究院有限公司，2025 年 04 月）；

（2）《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目岩土工程勘察报告（详细勘察阶段）》（编制单位：云南问界能源科技有限公司，2026 年 01 月 30 日）；

（3）《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目地质灾害危险性评估报告》（编制单位：山西金瓯土地矿产咨询服务有限公司，2026 年 01 月）；

（4）企业提供的有关资料。

1.5 评价原则

本报告将按照国家、地方与行业现行有关安全方面的法律、法规和标准要求，采用可靠、先进和适用的评价技术对本项目进行评价，保证评价的合法性、科学性、公正性和针对性原则。

1.6 评价报告使用权申明

本安全预评价结论的主要技术支撑依据是：被评价单位提供的资料以及本评价机构所采用的评价方法等。当被评价项目的周边环境、总平面布置、安全生产设施和企业管理状况发生变化或超出本评价报告所依据技术支撑或已经超过安全评价规定的时限，本评价结论不再成立。当发生这些情况后，建议企业及时委托有资质的安全评价机构重新进行安全评价。

1.7 评价基准日

本次评价基准日为2026年08月18日。

第 2 章　项目概况

2.1 建设单位简介

名称：国能祥云新能源有限公司

统一社会信用代码：91532923MA7JLHM326

法定代表人：刘祥雄

类型：有限责任公司

成立日期：2022 年 02 月 24 日

注册资本：5000 万(元)

登记机关：祥云县市场监督管理局

住所：云南省大理白族自治州祥云县普淜镇朝阳村（国能祥云新能源有限公司 110kV 朝阳村光伏电站）

许可项目：一般项目：合同能源管理；太阳能发电技术服务；风力发电技术服务；新兴能源技术研发；资源循环利用服务技术咨询；工程管理服务；智能输配电及控制设备销售；光伏发电设备租赁；充电控制设备租赁。（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）许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工。（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，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）

2.2 项目概况

本项目场址位于云南省大理州祥云县云南驿镇、沙龙镇境内，项目总装机规模为交流侧 22MW，直流侧 23.15502MWp，建设光伏方阵 7 个、35kV 开关站 1 座，光伏场区经过 1 回集电线路接入 35kV 开关站，再以 1

回 35kV 线路接入 110kV 前所变接入电网。

2.3 项目建设条件

2.3.1 地理位置、交通条件

本项目位于云南省大理州祥云县云南驿镇、沙龙镇境内，距云南驿镇约 2km，距祥云县约 13km，地理坐标介于东经 100°39′45.6252″～100°40′7.0082″、北纬 25°23′19.4924″～25°23′27.973″之间、海拔高程在 1978m～2030m 之间，其地理位置见图 2-1。

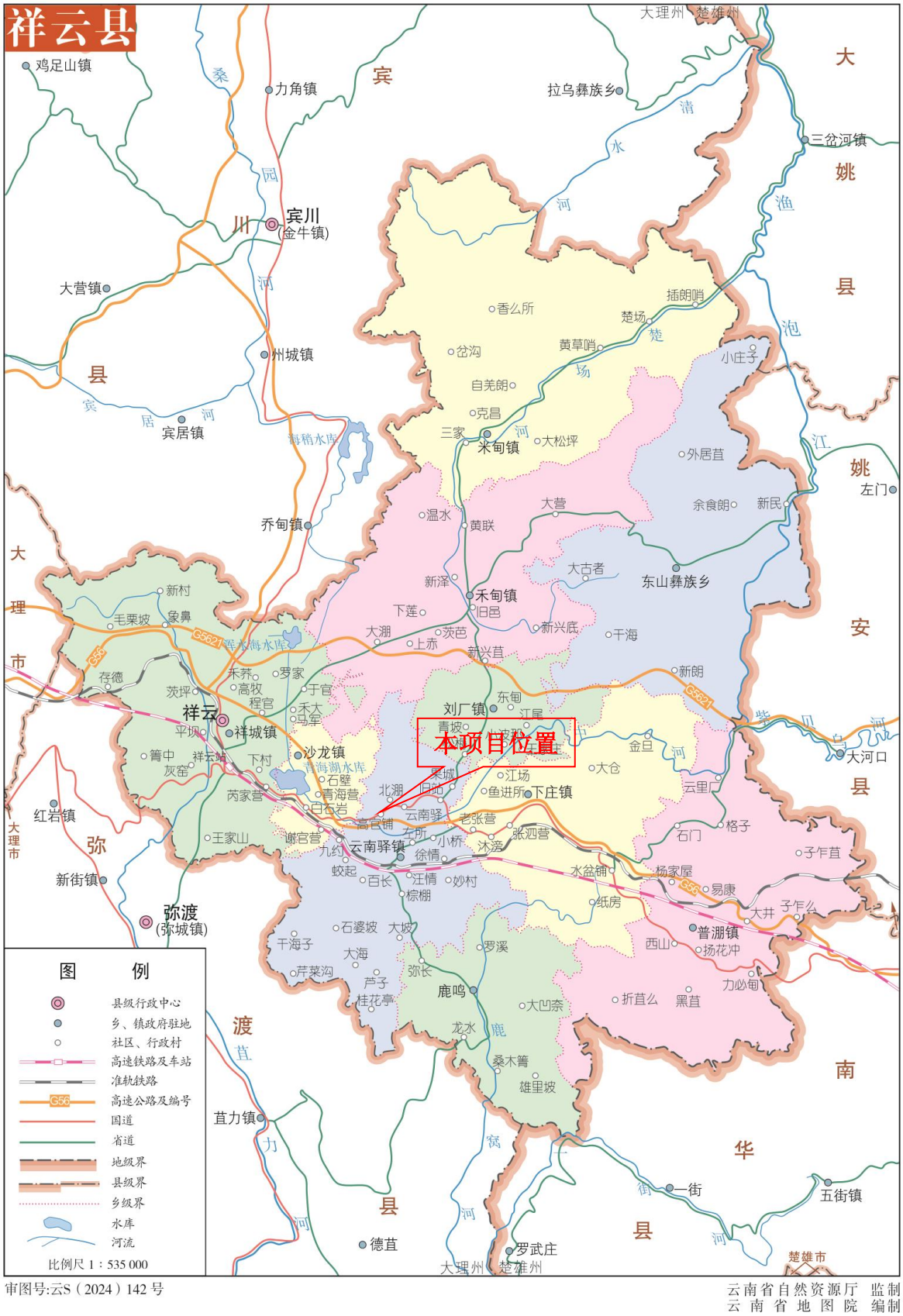
祥云县
本项目位置
图 例
县级行政中心
乡、镇政府驻地
社区、行政村
高速铁路及车站
准轨铁路
高速公路及编号
国道
省道
地级界
县级界
乡级界
水库
河流
比例尺 1：535 000
审图号:云S（2024）142 号
云南省自然资源厅 监制
云南省地图院 编制

图 2-1 拟建项目位置

2.3.2 建设项目周边情况

本项目位于云南省大理州祥云县云南驿镇、沙龙镇境内（东经100°39′45.6252″～100°40′7.0082″、北纬 25°23′19.4924″～25°23′27.973″之间），其周边环境见图 2-2。

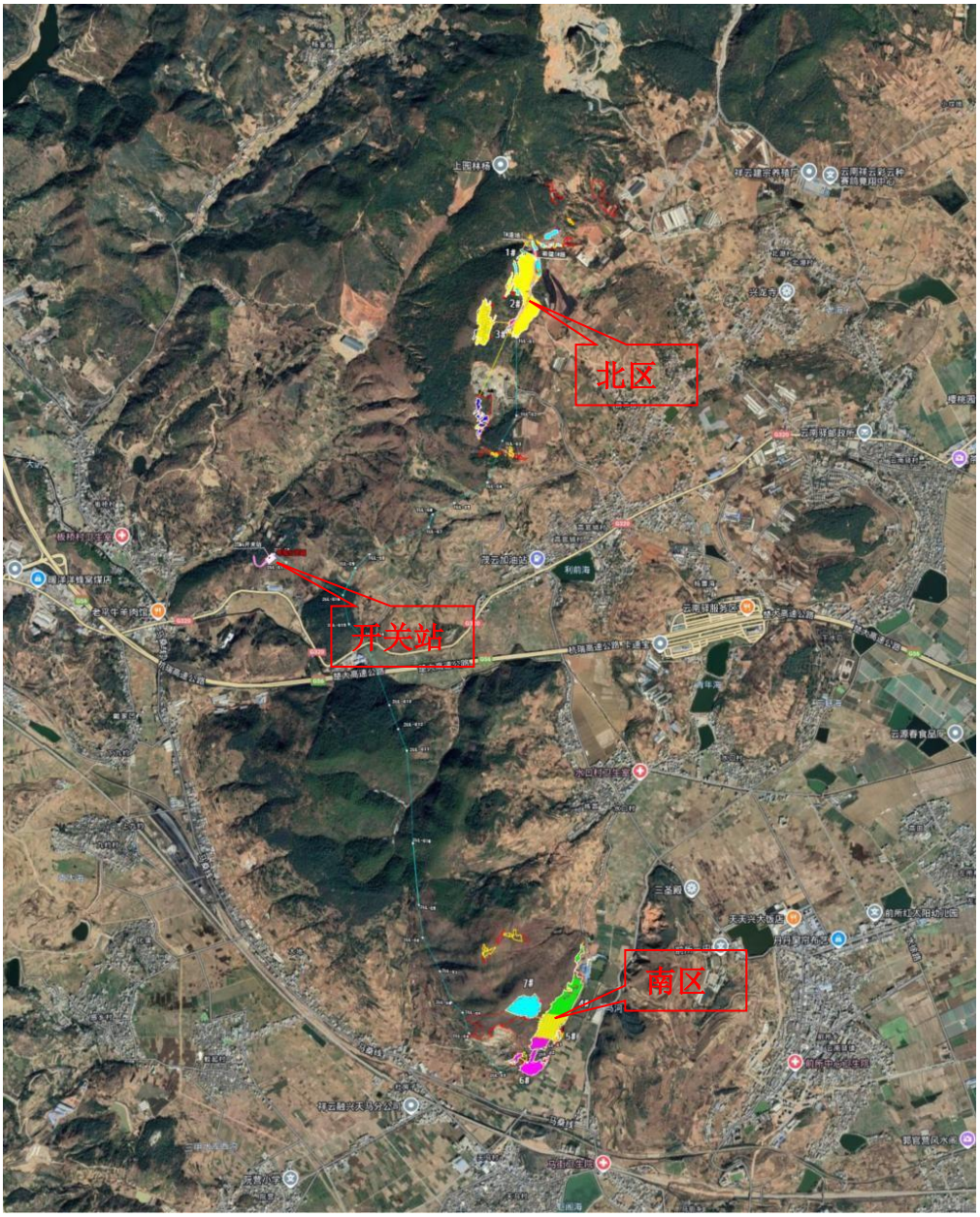

图 2-2 拟建项目卫星示意图

2.3.3 工程地质及地形地貌

本项目位于云南省大理州祥云县云南驿镇、沙龙镇境内。项目场址

地理坐标介于东经100°39′45.6252″～100°40′7.0082″、北纬25°23′19.4924″～25°23′27.973″之间。

（1）根据《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目岩土工程勘察报告（详细勘察阶段）》（编制单位：云南问界能源科技有限公司，2026年01月30日），拟建项目工程地质情况为：

①工程场地处于山体斜坡地段，部分区域存在陡坎边坡，现状下不存在岩溶、滑坡、泥石流、采空区、大面积地面沉降及活动断裂等不良地质作用和地质灾害，场区存在的不良地质作用主要为局部植被较少或光秃地段后期因长期雨水冲刷可能导致的浅层滑塌。

②场区总体属于抗震不利地段，场区稳定性分级为稳定性差，场地工程建筑适宜性分级为适宜性差。

③拟建场地属于中、低山山麓斜坡地貌单元，属不均匀地基。

④场区建议综合按II类场地考虑；工程场地处于大理州祥云县，设计基本地震加速度值为0.20g工程场地抗震设防烈度为8度，设计地震分组为第三组，其II类场地的基本地震动加速度反应谱特征周期为0.45s。

⑤本次勘察20m深度范围内未揭露成层的粉土、砂土层，设计时无需考虑饱和砂土地震液化的影响。场地内未发现软弱土，因此可不考虑软土震陷问题。

⑥场地10km范围内不存在全新世活动断裂、发震断裂通过，结构性能化设计时地震动参数可不计入近场影响。

⑦本场地勘察深度内未揭露稳定地下水，基本可视为半干燥场地，可不考虑地下水的影响；根据调查拟建工程场地及其附近均未发现明显的、对本工程建设有影响和危害的地表水体分布，但雨季时需考虑地面积水、汇水的影响，及其对边坡的冲刷影响，对场地应做好场地截排水设计。

⑧拟建场地地基土（地下水位以上）对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微腐蚀性。

⑨基槽开挖和基础施工过程中，应及时通知勘察单位相关人员现场验槽后方可进入下道工序施工。建议施工时间最好选在旱季，并做好场区的截排水设计及施工。

（2）根据《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目地质灾害危险性评估报告》（编制单位：山西金瓯土地矿产咨询服务有限公司，2026年01月），拟建项目地质灾害危险性评估情况为：

①拟建项目总投资7900万元，装机规模22MW，属重要建设项目。评估区地质环境条件复杂程度为复杂，依据《地质灾害危险性评估规范》相关规定，评估级别确定为一级。

②拟建工程位于祥云县云南驿镇、沙龙镇境内；位于属构造剥蚀低中山地貌，地形地貌复杂；区域地质构造复杂，区域新构造运动强烈，地震烈度为VIII度，区域地壳稳定性属次不稳定区；工程地质条件复杂；水文地质条件中等复杂；现状地质灾害不发育；破坏地质环境的人类工程活动较强烈。评估区总体地质环境条件复杂程度为复杂。

③评估区现状地质灾害不发育，未发现崩塌、滑坡、泥石流、地面塌陷、地裂缝、潜在不稳定边坡等地质灾害分布，现状地质灾害危害性小。

④35KV开关站挖填方边坡失稳引发崩塌、滑坡的可能性小～中等，危害性及危险性小～中等；道路区引发崩塌、滑坡及不均匀沉降的可能性小，危害性及危险性小～中等；基础开挖引发坑壁坍塌及崩塌的可能性小～中等，危害性及危险性小～中等。临时弃土引发水土流失、滑坡、泥石流的可能性小～中等，危害性小～中等，危险性小～中等。河流、地下水有遭受污染的可能。35kV基塔施工引发地质灾害的可能性小，危

害性小，危险性小。弃土、冲沟引发渣体水土流失、滑坡、泥石流的可能性小～中等，危害性小～中等，危险性小～中等；光伏发电方阵引发地质灾害的可能性小～中等，危险性及危害性小～中等。评估区现状地质灾害不发育，工程建设不存在遭受现有地质灾害的可能。35KV 开关站遭受挖方边坡失稳引发崩塌的可能性小～中等，危害性及危险性小～中等；道路区遭受引发的崩塌、滑坡及不均匀沉降的可能性小，危害性及危险性小～中等。遭受不良地质现象危害的可能性小～中等，危害性小～中等，危险性小～中等。遭受河流、冲沟溯源侵蚀、侧蚀及泥石流危害的可能性小～中等，危害性及危险性小～中等。遭受临时弃土引发水土流失、滑坡、泥石流的可能性小～中等，危害性小～中等，危险性小～中等。综上所述，工程建设和运行可能引发、加剧和遭受的地质灾害及工程地质问题的可能性小～中等。

⑤依据地质灾害现状和预测评估结果，综合将评估区地质灾害危险性划分为危险性中等（II）区及危险性小（III）区二级二区。区内现状地质灾害不发育，存在工程建设和运营诱发的崩塌、滑坡、地面不均匀沉降、坑壁塌滑等地质灾害及不良工程地质问题，但这些地质灾害和不良工程地质问题可通过勘察设计和工程措施予以避免或防治，防治难度及治理费用投入小～中等。综合判定场地工程建设适宜性总体为基本适宜。

2.3.4 气象、水文条件

本项目位于云南省大理州祥云县，祥云县境内大部分地区属北亚热带偏北高原季风气候区，有 5 个明显的气候特点，一是四季变化不明显，冬无严寒，夏无酷暑，常年平均气温 14.7℃，1 月平均气温 8.1℃，7 月平均气温 19.7℃；二是冬春恒温，夏秋多雨，干湿季分明；三是年降雨量少，年均降雨量 810.8mm，境内西部、北部、东南部平均年降雨量大

于 800mm，东部、南部平均年降雨量小于 700mm；四是年日照时数长，日照时数为 2030.2～2623.9 小时；五是海拔悬殊，气候垂直分布明显，水平分布复杂。主导风向为西南风。

祥云县境内有澜沧江和元江两大水系，共 9 条干流，59 条支流。境内均处于最大降水高度上限以下，所以年降水量随海拔的增高而增加。但因受地区气候的影响,在不同区域内的降水递增率(即海拔每升高100m所增加的年降水量）有所不同，中北部的降水递增率为 52.9mm，东南部和西南部为 48.6mm。平均年降水量有 18.24 亿 m^3；年平均径流量 7.75 亿 m^3；合计水资源总量 9.61 亿 m^3。

2.3.5 太阳能资源条件

根据《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目可行性研究报告（审定版）》（编制单位：黄河勘测规划设计研究院有限公司，2025 年 04 月），本项目的太阳能资源情况为：

（1）场址年太阳总辐射为 6202.9MJ/(m^2•a)，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526—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。

（2）观家箐光伏发电项目所在区域代表年份各月平均日水平面总辐照量最小值与最大值之比为 0.66，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526—2019）可判定观家箐光伏发电项目太阳能资源稳定度等级为 A 级，等级名称为很稳定。

（3）观家箐光伏发电项目场址所在区域太阳能资源直射比 DHRR 为 0.61，根据《太阳能资源评估方法》（GB/T37526—2019）可判定观家箐光伏发电项目太阳能资源直射比等级为 A 级，等级名称为高。

（4）观家箐光伏发电项目光伏组件采用固定倾角方式，经综合分

析比较，倾角采用 25°。经分析，在 25°倾斜面上，年总辐射量为 6966.00MJ/m²。

（5）场址无沙尘天气，气候条件有利于太阳能资源开发。

2.4 总平面布置

本工程拟采用 705Wp 双面单晶硅 N 型电池组件，交流侧装机容量为 22MW，规划布置 7 个方阵，布置在 2 个片区（其中北区 3 个、南区 4 个）。35kV 开关站布置在光伏场区中部偏西。

2.4.1 光伏方阵总平面布置

本项目拟布置 7 个光伏方阵，布置在 2 个片区（其中北区 3 个、南区 4 个）。本项目额定容量 22MW（AC），安装容量 23.15502MWp（DC），采用 705Wp 双面单晶硅 N 型电池组件，总数 32844 块，每 28 块光伏组件构成一个光伏组串，共布置 1173 个组串；每 17 串光伏组串接入 1 台 320kW 组串逆变器，共配置 69 台 320kW 组串式逆变器。光伏组串离开陡坡为其高度的 1.5 倍，离道路路边为 2m。

光伏电场新建道路 537m，改扩建道路长度约为 0.75km，道路路基宽为 4.5m，路面宽为 4m，最小转弯半径为 10m，路面结构采用 30cm 山皮石面层。为方便观家箐光伏发电项目的运维管理，减少外界干扰，拟在光伏阵列区周围设置 1.8m 高的铁丝围栏，对观家箐光伏发电项目进行防护。

2.4.2 开关站总平面布置

本项目拟在场区中部偏西设置 35kV 开关站 1 座，开关站长 50m，宽 32m，开关站四周设 2.5m 高砖砌围墙。开关站大门为电动推拉门。开关站呈方形布置，西北侧为配电装置区，拟布置站用变、配电舱、接地变消弧线圈等，东北侧拟布置 SVG、谐波预留场地；东侧拟布置危废舱及固废舱、

柴油发电机房，中间用 4m 高的防火墙相隔；南侧拟布置综合楼，污水处理装置；拟在接地变消弧线圈北侧设 1 根 35m 高避雷针，开关站道路采用 C30 混凝土硬化路面。拟新建一条 148m 长进站道路，从站区西南侧进站。

本项目开关站拟设置的主要建构筑物见下表所示：

表 2-1 主要建构筑物一览表

序号	建筑名称	层数	建筑面积（m^2）	耐火等级	火灾危险性	备注
1	综合楼	一层	116.35	二级	丁类	/
2	配电舱	二层	223.6	二级	丁类	预制舱
3	柴油发电机房	一层	9（占地面积）	二级	丙类	/
4	危废舱及固废舱	一层	18（占地面积）	二级	丙类	预制舱
5	埋地式污水处理装置	一层	17.5	二级	戊类	埋地

2.4.3 竖向布置

结合站址地形特点，采用平坡式的竖向布置，采取与场地自然坡向同向的设计坡向，既减少了站区土石方挖填方量及挡土墙工程量，又有利于站区内场地地表雨水的顺利排放。

2.4.4 道路布置

场区内的道路根据地形及光伏板矩阵布置设置，尽量利用现有道路，场内道路尽量紧靠电池组件，本项目光伏场区周边有多条乡村道路通往，需新建一条进场道路，长度约 537m，改扩建道路长度约为 0.75km，道路路基宽为 4.5m，路面宽为 4m，最小转弯半径为 10m，路面结构采用 30cm 山皮石面层。

开关站新建一条进站道路，站内道路采用 C30 混凝土硬化路面，路面宽度 4.0m，转弯半径为 9m。

2.4.5 弃渣场

本项目土方开挖 2.52 万 m^3，回填 1.65 万 m^3，弃方 0.87 万 m^3，为防

止渣土的流失，本项目规划渣场 1 个（位于方阵 1 北侧），渣场占地面积 834.5 ㎡，容渣量约 0.9 万 m³（自然方），能满足本工程弃渣量。

2.4.6 主要设备设施

本项目主要设备设施详见下表：

表 2-2 设备设施一览表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	光伏组件	705Wp/块双面单晶硅N型电池组件	块	32844	
2	组串式逆变器	320kW组串式逆变器	台	69	
3	35kV 华式箱变	35kV 双绕组箱变，S20-2560，37±2x2.5% /0.8kV,Dyn11,Ud=7%，含通信箱	台	1	
4	35kV 华式箱变	35kV 双绕组箱变，S20-2880，37±2x2.5% /0.8kV,Dyn11,Ud=7%，含通信箱	台	1	
5	35kV 华式箱变	35kV 双绕组箱变，S20-3200，37±2x2.5% /0.8kV,Dyn11,Ud=7%，含通信箱	台	3	
6	35kV 华式箱变	35kV 双绕组箱变，S20-3520，37±2x2.5% /0.8kV,Dyn11,Ud=7%，含通信箱	台	2	
7	35kV集电线路		km	7	
8	视频安防监控系统（光伏场区）		套	9	
9	35kV配电装置室预制舱		m²	94.95	
10	动态无功补偿装置（SVG降压式 风冷 35kV，±6MVar）	SVG容量-6MVar～+6MVar，连接变压器S20-6000/35	套	1	
11	接地变压器户外成套装置	KSC-400/35，400kVA，小电阻成套装置 101 Ω，200A—10s	套	1	
12	35kV 干式站用变压器	SCB14-315/35 2 级能效，315kVA，36±2x2.5%/0.4kV，Ud%=6%,D,yn11	台	1	
13	10kV 干式站用变压器	SCB14-315/10 2 级能效，315kVA，10±2x2.5%/0.4kV，Ud=6%,D,yn11	台	1	
14	柴油发电机 50kW		台	1	
15	二次设备室装配式预制舱舱体		m²	94.95	
16	微机五防系统		套	1	
17	AGC/AVC 控制系统	双套配置	套	1	
18	公用测控装置		套	2	
19	35kV线路保护测控装置（光差保护）		套	1	
20	35kV线路保护测控装置（集电线路）		套	1	
21	35kV站用变保护测控装置		套	1	
22	35kV接地变保护测控装置		套	1	
23	35kV无功补偿保护测控装置		套	1	

24	35kV 母线差动保护柜		面	0	
25	故障录波柜		面	1	
26	防孤岛保护柜		面	1	
27	继电保护试验电源柜		面	1	
28	电能质量在线监测柜		面	1	
29	二次防雷保护系统		套	1	
30	安全稳定控制装置柜		套	1	
31	一次调频系统	双套配置	套	1	
32	光功率预测系统（含辐照气象站）		套	1	
33	火灾报警系统		套	1	
34	开关站图像监视及防盗报警系统		套	1	

2.4.7 项目任务与规模

本项目主要任务为光伏发电，根据国能祥云新能源有限公司观家箐光伏发电项目的太阳能辐射资源条件、地形地质条件、交通运输条件以及目前的光伏组件制造水平等进行了分析研究，根据场址的地形地质条件，本项目拟建设额定容量为 22MW，安装容量为 23.15502MWp，采用 705Wp 双面单晶硅 N 型电池组件，共建设 7 个光伏方阵，1 座 35kV 开关站，光伏场区经过 1 回集电线路接入 35kV 开关站，再以 1 回 35kV 线路接入 110kV 前所变接入电网。

2.5 光伏发电站发电流程

2.5.1 发电流程

本项目为并网型光伏项目，当太阳光辐射到光伏组件上，通过光伏组件将光能直接转化为直流电能，再通过逆变器将直流电能转化为交流电能，升压后并入电网。

本项目光伏发电的流程简单描述如下：光伏阵列发电后经逆变器转化为交流电，逆变器输出的交流电接至箱式变压器低压侧母线，由箱式变压器将电升压至 35kV，通过 1 回集电线路接入 35kV 开关站，再以 1 回 35kV 线路接入 110kV 前所变接入电网。本项目的光伏发电系统流程图如下所

示：

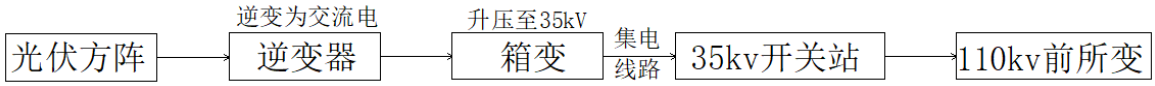

图 2-3 光伏发电工艺流程示意图

2.5.2 光伏列阵运行方式

本项目光伏方阵的运行方式拟采用固定式，即方阵支架采用全钢固定结构和柔性支架相结合的方式，根据场地地形条件，选用不同的支架型式，光伏支架倾角为 25 °。

2.5.3 电池组件清洗

本项目光伏电池组件表面光伏板清洗用水采用罐车从附近水源运水至各用水点区域，以小型柴油泵加压进行光伏板清洗。靠近道路及方便清洗车辆进入的区域采用机械清洗，其他区域采用人工清洗，拟每半年清洗一次。

2.6 电气系统

2.6.1 接入系统方案

本项目总装机规模为交流侧 22MW，直流侧 23.15502MWp，建设 7 个光伏方阵，1 座 35kV 开关站，以 1 回 35kV 线路接入110kV 前所变，新建线路长约 6km，导线截面按 150mm^2 选择。

35kV 开关站 35kV 中性点采用经小电阻接地方式，开关站 0.4kV 站用变中性点采用直接接地方式，光伏场区箱变低压侧（800V）接地方式：采用不接地方式。

2.6.2 电气一次

2.6.2.1 光伏阵列电池板接线

本项目光伏方阵支架根据地形进行布置，每个光伏支架布置 2 排，每排布置 14 块 705Wp 双面单晶硅电池板，一个光伏支架 28 块电池板串联后形成 1 个组串接入 320kW 组串式逆变器，逆变器输出的交流电接至箱式变压器低压侧母线，由箱式变压器将电升压至 35kV。

2.6.2.2 电气主接线

（1）光伏发电系统接线

本项目光伏方阵 7 个，每个方阵配置 1 台箱式变压器，光伏阵列发电后经逆变器转化为交流电，逆变器输出的交流电接至箱式变压器低压侧母线，由箱式变压器将电升压至 35kV，通过 1 回 35kV 集电线路输送至 35kV 开关站。

（2）35kV 开关站电气主接线

35kV 开关站共设二级电压：35kV、0.4kV。其中 35kV 为太阳能电池方阵逆变升压电压、集电线路电压及送出线路电压，0.4kV 为低压站用电压。开关站 35kV 侧按单母线接线，拟建 1 个 35kV 出线间隔、1 个光伏厂区集电线路间隔、1 个母线设备间隔、1 个无功补偿间隔、1 个站用变间隔、1 个接地变间隔，预留 1 个滤波间隔、1 个储能间隔。

2.6.2.3 主要电气设备选择

（1）光伏发电系统设备选择

本项目拟采用 705Wp 双面单晶硅 N 型电池组件，采用 320kW 的组串式逆变器，采用容量分别为 2560/2880/3200/3520kVA 的双绕组华式箱变。

（2）开关站主要电气设备选择

①35kV 配电装置

35kV 配电装置采用户内铠装移开式开关柜，本项目拟配置 1 个光伏厂区集电线路间隔、1 个母线设备间隔、1 个 35kV 储能间隔（预留）、1 个无功补偿间隔、1 个站用变间隔、1 个接地变及小电阻成套设备间隔、1 个接入系统间隔，35kV 开关柜共 7 面，无功补偿柜配置 SF6 断路器，其余开关柜均配置真空断路器。

②无功补偿成套装置

拟在 35kV 母线上采用 SVG 动态补偿装置，安装容量 SVG 容量-6MVar～+6MVar。结合项目所在地高海拔、高湿度、易凝露的环境因素，SVG 补偿装置采用降压式风冷方式。

③站用变压器

站用变容量为 315kVA，拟设 1 台 10kV 施工变，待项目建成后作为站用变的备用变压器，电源就近引自 10kV 农网。

④柴油发电机

拟设 1 台 50kW 柴油发电机，柴油发电机电压等级采用 AC380V/220V。

2.6.2.4 过电压保护及接地

（1）直击雷保护

拟在开关站设置 1 根独立避雷针作为站内的防直击雷保护，针高 35m，保护范围覆盖开关站站内户外设备 SVG，成套接地变压器，预留谐波治理设备，其他建筑物采用屋顶避雷带作防雷保护。

（2）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。

（3）接地

本项目光伏厂区、开关站接地电阻按不大于 4Ω 设计，接地材料采用热镀锌，接地体焊接处做防腐处理。开关站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。

构架及设备的接地引下线拟采用明敷接地线从构架和设备底部沿柱引下，全部接地体采用热镀锌，接地体焊接处做防腐处理。

2.6.2.5 照明系统

开关站拟设置正常照明和应急照明和疏散指示系统。正常照明采用站用交流系统供电，室内采用节能 LED 灯具，户外采用高亮 LED 灯具和防眩光路灯分散照明。拟在生活舱、配电舱、柴油发动机室、危废间及主要通道设置备用照明和疏散照明，备用照明正常时由交流供电，当交流电源消失后，自动切换至直流蓄电池供电，备用照明灯具选择交直流两用灯。拟在生活舱、配电舱、柴油发动机室、危废间及主要通道处设置疏散照明，疏散照明灯选择安全出口提示灯和疏散指示照明灯两种。消防应急标志灯具为自带蓄电池 A 型灯具，由 A 型照明配电箱供电，交流电源消失时自动切换至自带的蓄电池供电，连续供电时间不小于 120 分钟。

2.6.2.6 电缆敷设及防火

直埋电缆拟采用铠装电缆，从支架到地面采用电缆保护管保护或电缆槽盒保护，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拟设电缆保护固定措施和防紫外线措施，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自燃。

拟采用阻燃电缆，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灭火装置。

2.6.3 电气二次

2.6.3.1 开关站监控系统

开关站采用全计算机方式进行监视控制，包括站控层、间隔层两部分。

（1）站控层

站控层设备按工程最终规模配置，按功能划分为若干个互相独立而又共享资源的工作站，包括后台监控主站、继保工作站、工程师站、故障录波工作站、微机防误闭锁装置（“五防”微机）、打印服务器及打印机、GPS 对时装置及网络设备等。

（2）间隔层

直接采集处理现场的原始数据，通过网络传送给站级计算机，同时接收站控层发来的控制操作命令，经过有效性判断、闭锁检测、同步检测等，最后对设备进行操作控制。间隔层设备由测控单元、通信单元、

网络系统和微机保护通信接口单元等构成。测控单元相对独立，通过通信网互联。

（3）远方监控

开关站的计算机监控系统通过电力系统通信通道与调度端连接，调度可对开关站和光伏电站进行远方监视和控制。拟设 1 个主控制室，对整个光伏发电系统进行运行监控，其监控功能主要包括：

①数据采集与显示

采集光伏方阵、并网逆变器和开关站运行的实时数据和设备运行状态，并通过当地或远方的显示器以数据和画面反映运行工况。工频模拟量采用交流采样，状态量采用空接点方式接入监控系统。

②安全监视

对采集的模拟量、状态量及保护信息进行自动检视，当被测量越限、保护动作、非正常状态变化、设备异常时，能及时在当地或远方发出音响，推出报警画面，显示异常区域。

③事件顺序记录

光伏发电站系统或设备发生故障时，对异常状态变化的时间顺序自动记录、存储、远传，事件记录分辨率小于 1ms。

④电能计算

可实现有功和无功电度的计算和电度量分时统计、运行参数的统计分析。

⑤控制操作

对开关站断路器地跳、合闸的控制具有防误操作功能。可单独对每台光伏并网逆变器进行参数设置，根据实际的天气情况设置逆变器系统的启动和关断顺序。

⑥与保护装置遥信、交换数据

向开关站保护装置发出对时、召唤数据的命令，传送新的保护定值；保护装置向监控系统报告保护动作参数（动作时间、动作性质、动作值、动作名称等）；响应召唤命令、回报当前保护定值；以及修改定值的返校信息等。

⑦对自动化装置的管理具有三种方式

A)通过各装置的液晶显示器和键盘实现人机交互；

B)通过开关站当地监控管理系统实现人机交互；

C)通过远方调度主站实现人机交互。

⑧控制具有三种方式

A)设备安装处就地人工控制；

B)开关站当地监控管理系统的人机交互画面的按键控制；

C)调度远方主站遥控。

上述三种控制操作需相互闭锁，同一时间只接收一种控制指令。

⑨远动功能

通过本项目远动工作站实现与省中调或地调的遥测、遥信、遥控等功能。

⑩其它功能

计算机监控系统具有时间记录远传功能，可由 GPS 进行时钟校时。具有标准的通信规约，具有多个远方接口，必要时服从主站端的通信规约进行非常规的数据通信。

2.6.3.2 光伏发电场内监控系统

本项目共设 7 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（通信柜）。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量

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计算机监控系统（NCS），在开关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。

此外，拟设置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。

开关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。

2.6.3.3 继电保护及安全自动装置

（1）35kV 送出线路保护

拟配置 1 套完整独立的能反映各种类型故障的微机型全线速动光纤电流差动保护装置，含三段相电流过电流保护及检同期或检无压三相一次自动重合闸功能。装置采用保测一体化的微机型保护装置。光纤电流差动保护采用本线路光纤通道。

（2）35kV 设备保护配置

35kV 线路保护采用保护测控一体化装置，具备三段相电流过电流保护构成的全套保护，对于小电阻接地系统具备两端零序电流过电流保护，动作于跳闸。

35kV 无功补偿装置采用保护测控一体化装置，具备带有短延时速断、过流保护、过电压和失压保护及操作回路。对于单星型接地线电容器组

加设欠电压保护。

35kV 接地变保护采用保护测控一体化装置，具备电流速断保护、过电流保护、作为内部相间故障的主保护和后备保护，配置两段式零序电流保护作为接地变压器单相故障的主保护和系统各元件单相接地故障的总后备保护，同时配置非电量保护。

35kV 站用变保护采用保护测控一体化装置，配置电流速断保护作为主保护，高压侧配置两段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护，同时配置非电量保护。

（3）故障录波装置

配置微机型故障录波装置，以便清晰记录故障前后的各电气量波形，该装置具备测距功能、GPS 对时功能、远传功能和远传接口设备。

（4）电能质量监测装置

本站配置 1 套电能质量监测装置。

（5）光伏区逆变器保护

光伏逆变器配置如下保护：温度升高保护、过负荷保护、电网故障保护、低电压穿越、防孤岛保护等。保护装置动作后跳开逆变器交直流侧断路器。

（6）光伏区箱变保护

箱变高压侧采用真空断路器/负荷开关+熔断器为主保护，断路器配置 35kV 保测一体化装置。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。每台箱变配置 1 套箱变测控装置。

2.6.3.4 直流操作电源和二次交流电源

（1）直流电源系统

开关站拟设直流 220V 电源系统，由 1 套 200Ah 阀控密闭铅酸蓄电

池组、1 套高频开关电源模块组成的充电/浮充电装置和绝缘监测装置等组成。选用一套直流电源系统微机监控装置，对电源模块、输入交流以及蓄电池组等进行全方位的监视、测量和控制，并与开关站计算机监控系统实现数据通信。

（2）交流电源系统（UPS）

拟设 1 套 UPS 不间断电源装置，双机冗余配置，UPS 电源安装容量为 2×15kVA。

2.6.3.5 光功率预测系统

拟在继电保护室预留光功率预测装置安装位置。光伏发电功率预测系统可向电网调度机构提供光伏电站准确的超短期和短期发电功率预测曲线，能为电网的发电计划制定、调峰调频、潮流优化和安全控制等调度决策行为提供可靠依据，为风、光、水、储的多能互补协调控制提供技术支撑，使电网最大限度地利用光伏发电资源。

2.6.3.6 有功功率调节、无功电压控制系统

（1）有功功率调节（AGC）

本项目配置一套 AGC 控制系统，能够接收并自动执行电网调度部门远方发送的有功出力控制信号，根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出，确保光伏最大输出功率及功率变化率不超过电网调度部门的给定值。

（2）电压/无功调节（AVC）

本项目配置一套 AVC 控制系统，采用 SVG 无功补偿装置和主变分接头电压调节，通过计算机监控系统接收调度机构指令，自动调节其发出或吸收的无功功率，实现对并网点电压的控制。

2.6.3.7 全站时钟同步系统

本项目拟装设两套北斗对时装置，一用一备，提供开关站内所有的监控系统站控层设备、保护装置、测控装置、故障录波装置、自动装置及站内其他智能设备等站内二次设备的对时功能。

2.6.3.8 关口电能计量系统

拟在开关站设置一面关口电度表屏，关口表屏采用双表接线，用于35kV 送出线路电能计量，屏内设置电能量采集装置，该装置能与调度主站端监控系统及站内所有电子式电度表进行信息交换。

2.6.3.9 图像监视及安全警卫系统

本项目闭路电视监控系统采用数字化方案，拟在开关站、光伏方阵、逆变器场地等重要部位设置闭路电视监视点，根据不同监视对象的范围或特点选用定焦或变焦监视镜头。各闭路电视监视点的视频信号通过图像宽带网，将视频信号处理、分配、传送至主控室内的监视器终端，并联网组成一个统一的覆盖本工程范围的闭路电视监视系统接入视频监控系统。

2.6.3.10 火灾报警系统

35kV 开关站火灾自动探测报警及消防控制系统采用集中报警工作方式，在中控室设置壁挂式火灾报警控制器（联动型）1 台，探测器主要安装在中控室、继电保护室、35kV 预制舱室、二次预制舱等场所。在各防火分区设置手动报警按钮和声光报警器。探测器或手动报警按钮动作时，火灾报警控制器发出声光报警并显示报警点地址，并按预先编制好的逻辑关系发出控制指令，启动声光报警器，也可由值班人员在火灾报警控制器上手动操作。火灾报警控制器自带 24V 并装有蓄电池的备用电源。正常工作交流 220V 电源由动力配电箱供给，当交流电消失时，自动切换至直流备用电源供电，保证系统正常工作。

2.6.3.11 微机五防系统

本项目单独设置一套五防系统，监控系统与五防系统通信连接，五防系统通过通信接口从监控系统取得状态信息并闭锁监控系统的操作。

五防系统由五防工作站、电脑钥匙、电编码锁、机械编码锁、线路验电器、接地桩、智能型接地线管理器、智能型解锁钥匙管理器、高压母线带电显示闭锁装置等组成。适用于断路器、隔离开关、各电气网门和装拆接地线等的操作闭锁；断路器采用直流电编码锁，与控制开关同装一面屏；隔离开关、35kV 设备和各电气网门安装五防锁，五防锁就地安装。

2.6.3.12 防孤岛保护

光伏电站拟配置的逆变器具有低电压穿越、孤岛效应保护、直流过电压/过流保护、极性反接保护、短路保护、接地保护（具有故障检测功能）、交流欠压/过压保护、过载保护、过热保护、过频/欠频保护、三相不平衡保护及报警、相位保护以及对地电阻监测和报警功能。

2.6.3.13 二次防雷系统

（1）开关站设置一套二次防雷装置，在站用电进线、UPS 进线、直流母线、通信串口等设备处装设防雷器。

（2）开关站的 GPS 对时装置的天线引进控制室、继电器室的入口处加装信号防雷器。

（3）开关站的监控系统对各级调度的通信接口两端加装信号防雷器，通流容量为 10—20kA。

（4）开关站的监控系统与其他智能设备之间的串行口两端配置信号防雷器，通流容量为 10—20kA；

（5）在直流系统主母线上配置直流电源防雷器，通流容量为 30kA；

（6）开关站直流系统交流电源输入端分别加装交流电源防雷器，通

流容量 40—60kA；

（7）在交流不停电电源 UPS 的交流输入端配置交流电源防雷器，通流容量 40—60kA。

2.6.4 通信

2.6.4.1 光纤通信

（1）光缆路由及敷设方式

拟沿 35kV 开关站—110kV 前所变 35kV 线路架设 1 根 24 芯 OPGW 光缆，纤芯采用 G.652D。

（2）光传输设备

35kV 开关站配置 1 套 STM-16 地区 B 网华为光传输设备，并在这套光传输设备上增加 1 块 L16.2 光接口板。配置的大理地区 B 网传输设备采用 2.5GMbit/s 速率接入 110kV 前所变，在 110kV 前所变已有的地区 B 网光传输设备上增加 1 块 L16.2 光接口板。另配置 1 套 STM-16 保底通信网光传输设备，并在这套光传输设备上增加 1 块 L4.1 光接口板。配置的保底通信网光传输设备采用 622Mbit/s 速率接入 110kV 前所变，在 110kV 前所变已有的保底通信网设备上增加 1 块 L4.1 光接口板。

（3）系统保护通道组织

35kV 开关站—110kV 前所变 35kV 线路配置光纤电流差动保护，保护信号经专用光纤芯传送。

至云南省调保信主站的保信信息通道，采用 1 路调度数据网通道。

故障录波——云南省调，采用 1 路调度数据网通道。

（4）调度数据网设备

35kV 开关站配置 1 套大理地区级调度数据网设备，包含 1 台接入层路由器，2 台交换机，1 台纵向加密及 1 台横向防火墙。在生产控制大区和

安全三区分别部署 1 台 IDS 设备、1 套安全态势感知设备、1 套日志审计设备、1 套调度指挥网络交互系统受令终端设备。

（5）对外及站内通信

拟配置电信电话 1 部，配置电信虚拟交换机，由当地电信局敷设 4 芯光缆至光伏电场，其中 2 芯光缆接入光电转换器后接入网络交换机，提供外网接入，2 芯光缆接入EPON 的 ONU 光设备，提供外线电话及内线分机内部交换使用。

2.6.4.2 子站接入

（1）光伏场区实时运行数据采集与控制

包括逆变器输入输出侧的总输入开关、模块运行状态、运行告警等遥测信息，电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、机内温度等遥测信息。对光伏组件、汇流箱、直流配电柜的重要信息量可进行远程集中监测，包括各支路电流、电压和功率。对逆变器可进行远程集中监控，包括逆变器的启、停和各工作模式的切换控制。

（2）箱变实时运行数据采集与控制

采集数据包括箱变输入输出侧的总输入开关、模块运行状态、运行告警等遥测信息，电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、机内温度等遥测信息。

（3）开关站实时运行数据采集与控制

开关站油断路器位置信号、隔离开关位置信号、远方/就地控制信号、变压器分接头位置信号、箱变开关位置信号。电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、变压器温度等模拟量数据。

主要控制数据：线路、主变、无功补偿装置等相关断路器、隔离开关、分接头挡位调节等控制功能。

（4）功率控制系统（AGC/AVC）数据采集

各子站 AGC/AVC 子系统调节状态量信息和数值量信息、各子站有功功率、无功功率和频率电压等相关数据等。各子站 AGC、AVC 功能的投切。

（5）光功率预测系统数据采集

测光系统为光功率提供实时气象数据，包括：风速，风向，温度，湿度，气压，水平总辐射，散射，直接辐射，日照小时数，组件温度等。

2.6.5 储能系统

本项目不设置储能系统，拟租用。

2.6.6 集电线路

根据光伏组件布置方式及场内道路路径，35kV 集电线路与箱变连接采用 1 回架空+电缆直埋混合方式配置集电线路。各方阵箱式变压器之间采用电缆连接，汇集各片区容量后接入 35kV 开关站。

（1）集电线路电压等级

本项目规划容量为 22MW，集电线路选用 35kV 电压。

（2）集电线路汇集方式

本项目额定容量 22MW，共 7 个方阵，通过 1 回集电线路（2 个分支）输送至 35kV 开关站。分别为：

①分支 1 包含 1#、2#、3#共计 3 个方阵，额定容量为 10.24MW；

②分支 2 包含 4#、5#、6#、7#共计 4 个方阵，额定容量为 11.84MW。

2.6.7 架空线

拟通过 1 回集电线路输送至 35kV 开关站，架空集电线路总长 7km。

（1）导线、地线选型及其防振措施

导线拟选用 JL/LB20A-95/20 铝包钢芯铝绞线，地线拟选用

OPGW-24B1-54[64.2;20.6]光缆。导、地线均采用防震锤防振，本工程位于 1 级舞动区，根据本工程实际情况并结合相关规范要求，舞动区耐张塔、紧邻耐张塔的直线塔，除双帽防盗螺栓外，其他螺栓均采用等厚双帽螺栓防松，对地线金具加强设计。

（2）绝缘子选型

拟全线采用玻璃绝缘子。

（3）防雷与接地

全线采用架设双地线进行防雷保护，地线采用直接接地方式。本工程铁塔均采用“四点”接地，接地装置拟用人工敷设的风车式水平接地装置，接地体采用 ø10 镀锌圆钢，引下线采用 ø12 镀锌圆钢。在地形差、土壤电阻大的塔位加装杆塔专用接地模块以降低铁塔接地电阻，提高线路安全运行的可靠性。在山顶等易遭受雷击的地段，增加线路避雷器。

（4）杆塔

拟采用自立式铁塔，采用掏挖基础及人工挖孔桩基础，铁塔与基础的连接采用底脚板与地脚螺栓连接，设置 C25 素混凝土保护帽。铁塔最短腿基础顶面以上 9m 范围内的铁塔螺栓均采用防盗螺栓，其他单螺帽螺栓采用防松罩。铁塔构件、螺栓（含防盗螺栓）、脚钉、防松罩均热浸镀锌防腐。拟在位于鸟害II级以上区域的铁塔安装防鸟刺。本工程所有铁塔均安装钢绞线防坠落装置。

（5）线路抗灾措施

拟从抵御覆冰灾害、大风灾害、洪水灾害、地震灾害四个方面对设计进行加强。

2.7 公用工程

2.7.1 给排水

（1）给水系统

本项目拟定员 2 人，拟在开关站内设 1 套 108m³一体化消防水箱，保证消防所需用水量，设 1 套 4m³生活水箱，保证生活用水，包括绿化浇洒、洗车用水、道路浇洒用水，从附近村庄取水，通过引水系统并净化后，存于一体化消防水箱和生活水箱中供消防、生活取用，保证站区生产生活用水需要。光伏板清洗用水采用罐车从附近水源运水至各用水点区域。

（2）排水系统

自然降雨通过排水沟排放。开关站内的所有粪便污水，食堂废水等排入污水池后在一体化污水处理装置中进行处理，处理后用于绿化灌溉或外排。可研未明确光伏方阵排水情况。

2.7.2 采暖、通风

（1）开关内不设集中供暖设备，在综合楼各房间按需求配置空调等设备夏季制冷冬季采暖。配电室、控制室内设柜式空调机，根据电气设备工作要求调节室内湿度、温度。

（2）配电舱设置 2 台轴流风机排风，2 个双层防沙调节百叶风口自然进风；危废间设置 1 台轴流风机，换气次数按照 12 次/h 设计，1 个双层防沙调节百叶风口自然进风。

2.7.3 消防

（1）消防通道

通过光伏发电场内道路和对外道路，消防车可以到达开关站内；消防通道宽度不小于 4.0m，转弯半径不小于 9m，并保证通道净高不小于

4m。在开关站内设置回车场。

（2）防火间距

各建筑物、构筑物之间防火间距满足《建筑设计防火规范》和《光伏发电站设计规范》。

（3）耐火等级

本项目开关站建筑物的耐火等级拟达到二级。

（4）主要生产场所消防设施

①开关站内各建筑物及室外电气设备配置相应数量手提式或推车式磷酸铵盐干粉灭火器。各建筑物内均设置一定数量感温感烟探测器和手动报警器，与中控室内消防控制系统联动。配电装置室内通往室外的电缆沟、穿墙套管等孔洞均采用防火材料封堵。

②无功补偿装置配置 MFT50 推车式干粉灭火器两台。

③35kV 开关站内 35kVSVG 采用降压式，35kVSVG 配置 1 台 S20-6000/35 油浸式变压器，变压器布置在户外，变压器底部设有贮油坑，贮油坑铺设厚度不小于 250mm 的卵石。贮油坑尺寸大于变压器外廓线 1m，坑底设有排油管，在变压器附近设置事故油池，容量按单相变压器最大油量的 100%确定，事故油池有油水分离器功能。变压器事故状态下需排油时，经主变下部的贮油坑与排油管排至事故油池。

④光伏场区箱变设置 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 250mm，油坑尺寸大于主变外轮廓线 1m。

⑤电缆桥架上的动力电缆、控制电缆、消防专用电缆、通信电缆均分开敷设、加设耐火隔板；控制电缆选用阻燃电缆；所有电气柜、盘（屏）柜的底部在楼板上预留电缆孔洞，在电缆敷设完成后采用防火材料封堵；电缆穿入有防火要求房间的墙壁、楼板的孔洞，均用防火材料封堵。

⑥消防给水系统采用临时高压给水方式。经离心泵提升后贮存于消防水箱内，进入消防给水管网，管网由 2 根 DN150 的配水管引至开关站内各建筑并连成环路。室外消火栓可分别从管网接出。

⑦配电楼设有 2 个安全出口，辅助用房设有 3 个安全出口。

⑧消防用电设备的电源按二级负荷供电。开关站消防用电电源取自双回 0.4kV 站用电，双回路电源互为备用。

⑨消防用电设备采用单独的供电回路；所有的消防设备供电回路均采用阻燃电缆，以便在发生火灾时仍能保证消防用电。

⑩所有疏散通道、楼梯间及安全出口处设置安全出口指示灯和疏散指示灯，其间距不大于 15m；指示灯及疏散照明灯最低照度高于 0.5Lx。指示灯及疏散照明灯均为自带蓄电池型，当交流失电时，连续供电时间不少于 30min。

⑪开关站设置火灾自动报警系统，当有火情发生时，火灾报警控制箱可及时发出声光报警信号，显示发生火警的地点并将信号反馈到联动控制箱。

⑫房间进风口采用防火风口，通风机均自带自垂百叶，风机关闭时，百叶亦自动关闭。火灾发生并当室内温度达 70℃时，防火风口自动关闭，根据消防报警信号切断风机电源，以阻止空气流动，防止火灾扩大或蔓延。待火灾过后，手动打开排风机进行事故后排风。

2.8 劳动安全卫生管理

（1）劳动安全卫生管理

拟设置安全卫生管理机构及安全卫生监测站，机构人员的配置为 1~2 人，可以为兼职人员。本项目工程运行人员在开始工作前，拟进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后进入生产现场工作，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。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。

（2）事故应急救援预案

根据光伏电站生产特点、危险因素情况，分析该项目可能发生的重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，制定出不同类型的应急预案。

2.9 工程投资

本项目拟安装 32844 块 705Wp 双面单晶硅 N 型电池组件，由 1173 个组串，共 7 个光伏方阵组成，配置组串式逆变器 69 台，箱式变压器 7 台，项目总容量 22MW，安装容量 23.15502MWp，拟在场区内新建 1 座 35kV 开关站，以 1 回 35kV 线路接入 110kV 前所变接入电网。

光伏发电工程静态总投资 9271.46 万元，静态单位千瓦投资 4004.08 元/kWp，建设期利息 46.95 万元，动态总投资 9318.41 万元，动态单位千瓦投资 4024.36 元/kWp。本项目可研报告中未明确安全设施具体投资情况。

2.10 人力资源

本项目以“无人值班”和“少人值守”为原则，项目拟定员 2 人，全面负责光伏电站的经营管理和生产运行工作。

2.11 土建

（1）本项目光伏支架基础拟采用机械或人工成孔，根据地形设单立柱或双立柱支架。

（2）本项目组串式逆变器不单独做基础，采用螺栓将逆变器固定在光伏支架上。

（3）本项目每个方阵拟布置箱式变压器一台。采用框架架空式基础，基础平面尺寸为 6.0m×3.7m（长×宽），下部为 3.1m×1.2m（长×宽）的集油坑，架空高度为 2.0m。

（4）场内集电线路采用直埋敷设方式，直埋壕沟直接在原地面进行开挖，埋设电缆，再用软砂、砖和土回填，直埋深度为 0.92m。

（5）本项目沿光伏方阵外侧设置钢丝网围栏，围栏高度 1.8m，立柱布置间距为 3m，其上布置安全监控设备。在入口处（场内施工道路接入点）设置对开简易大门。

（6）开关站主要建筑物为框架结构，基础采用独立基础或条形基础，墙体砌筑材料为 MU10 混凝土实心砖砌体；配电舱采用预制舱结构，开关站设置不锈钢材质的大门。

（7）事故油池采用埋地式钢筋混凝土结构。

（8）污水处理装置设备基础采用埋地式钢筋混凝土结构。

（9）高度不大于 800mm 电缆沟采用砖砌沟壁，混凝土压顶形式；高度大于 800mm 电缆沟采用 C25 混凝土沟壁；在道路段时采用过车辆的重型电缆沟盖板及混凝土沟壁或做成隧道式电缆沟。处于回填区的电缆沟，电缆沟道底板增设配筋及设置反梁处理方式。

（10）拟在开关站四周设 2.5m 高砖砌围墙。

2.12 工程特性表

表 2-3 项目工程特性表

序号	项目	单位	数量
1	光伏发电工程站址概况		
1.1	装机容量	MW	22
1.2	总用地面积	hm^2	21.07
1.3	海拔	m	1978~2030
1.4	场址地理坐标范围	度分秒	经度 100°39′45.6252"~100°40′07.0082"
			纬度

			25°23′19.4924"~25°23′27.9730"
1.5	工程代表年太阳总辐射量	MJ/㎡	6202.9
1.6	工程代表年日照小时数	h	2472.9
1.7	系统综合效率	%	84.15
2	主要气象要素		
2.1	多年平均气温	℃	14.6
2.2	多年极端最高气温	℃	31.9
2.3	多年极端最低气温	℃	-4.5
2.4	多年最大冻土深度	m	无观测
2.5	多年最大积雪厚度	cm	0
2.6	多年平均风速	m/s	4
2.7	多年极大风速	m/s	17
2.8	多年平均沙尘暴日数	日	0
2.9	多年平均雷暴日数	日	50.1
3	光伏组件		
3.1	光伏组件类型	单晶硅	
3.2	峰值功率	Wp	705
3.3	开路电压（Voc）	V	48.57
3.4	短路电流（Isc）	A	18.43
3.5	工作电压（Vmppt）	V	40.31
3.6	工作电流（Imppt）	A	17.49
3.7	峰值功率温度系数	%/K	-0.29
3.8	开路电压温度系数	%/K	-0.25
3.9	短路电流温度系数	%/K	0.043
3.10	第一年功率衰减	%	≤1
3.11	第十年功率衰减	%	≤0.4
3.12	第二十五年功率衰减	%	≤12.6%
3.13	外形尺寸	mm	2384×1303×33
3.14	重量	kg	38
3.15	数量	块	32844
3.16	跟踪方式		固定
3.17	安装角度	（°）	25
4	逆变器		
4.1	输出额定功率	kW	320
4.2	最大交流侧功率	kW	352
4.3	最高转换效率		99%
4.4	欧洲效率（加权平均效率）		98.5%
4.5	输入电压范围	V	500-1500
4.6	MPPT 电压范围	V	500-1450
4.7	最大直流输入电流	A	40
4.8	额定输出电压	V	800
4.9	输出频率要求	Hz	50±4.5Hz
4.10	功率因数		>0.99
4.11	最大交流输出电流	A	254
4.12	总电流波形畸变率		<3%

4.13	防护等级		IP66
4.14	散热方式		智能风冷
4.15	重量	kg	131
4.16	机械尺寸（宽×高×深）		975×810×400
4.17	最高转换效率		99%
5	就地升压变压器		
5.1	台数	台	7
5.2	容量	kVA	2560~3520
5.3	额定电压比	kV	37±2*2.5%/0.8
6	土建施工		
6.1	光伏组件支架钢材量	t	761.6
6.2	柔性支架	wp	9731820
6.3	支架基础灌注桩钻孔	m	13211
6.4	支架基础混凝土	m^3	1106.27
6.5	支架基础钢筋	t	221.12
6.6	房屋建筑面积	㎡	376.07
6.7	施工总工期	月	6
7	概算指标		
7.1	静态总投资	万元	8791.46
7.2	动态总投资	万元	8973.89
7.3	单位千瓦静态投资	元/kW	3796.78
7.4	单位千瓦动态投资	元/kW	3816.01
7.5	设备及安装工程	万元	5889.15
7.6	建筑工程	万元	1182.24
7.7	其他费用	万元	1633.02
7.8	基本预备费	万元	87.04
7.9	送出工程	万元	480.00
7.10	静态总投资	万元	9271.46（含送出）
7.11	动态总投资	万元	9318.41（含送出）
7.12	单位千瓦静态投资	元/kW	4004.08（含送出）
7.13	单位千瓦动态投资	元/kW	4024.36（含送出）
7.14	建设期贷款利息	万元	46.95（含送出）
8	财务指标		
8.1	年平均上网电量	万kWh	3412.50
8.2	运营期平均电价（不含增值税）	元/kW·h	0.2301
	经营期平均电价（含增值税）	元/kW·h	0.26
8.3	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	5.57
8.4	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	4.80
8.5	资本金财务内部收益率	%	6.84
8.6	投资回收期	年	14.61
8.7	借款还款期	年	15
8.7	资产负债率	%	70.17

第 3 章　危险、有害因素辨识

3.1 危险有害因素辨识的目的

危险、有害因素辨识与分析是安全评价的基础，危险因素是指系统（人、机械、材料、设施、工艺、环境）中存在的，能对人造成伤亡，对物造成突发性损害的因素。有害因素是指影响人的身体健康，导致疾病，或对物造成慢性损害的因素。

主要危险、有害因素的识别，就是找出生产系统中最有可能引发重大事故，导致不良后果的材、物、工艺过程、设施和环境特征等，识别可能发生的事故、后果和条件，以便采取预防和控制措施。

3.2 危险有害因素辨识的依据

根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2022）、《生产安全事故分类与编码》（GB6441-2025）、《危险化学品目录》（2015 年版）、《危险货物品名表》（GB12268-2025）、《危险化学品目录（2015 版）实施指南》、《应急管理部办公厅关于修改〈危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）〉涉及柴油部分内容的通知》（应急厅函〔2022〕300 号）等对本项目的危险、有害因素进行辨识。

本报告对危险、有害因素的辨识方法，是根据项目各设备装置的生产工艺、设备的特点，及其在生产过程中涉及到的危险、有害物质及其危险特性等方面进行分析，以辨识存在的主要危险、有害因素。

根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2022）的规定，将危险因素分为四类：

（1）人的因素；

（2）物的因素；

（3）环境因素；

（4）管理因素；

参照《生产安全事故分类与编码》（GB6441-2025），将事故类别分为 27 类。

3.3 危险有害因素产生的原因

3.3.1 运行失控与设备故障

运行失控是指装置运行过程中偏离或超过了正常的工艺技术条件，出现危险状态。故障是指设备、组件等在运行过程中由于性能低下而不能实现预期功能的现象。在经营过程中运行失控故障的发生是可能的，故障具有随机性和突发性，故障的发生一般是随机事件。造成故障发生的原因很复杂（如设计、制造、安装、腐蚀、疲劳、检查和检修保养、人员失误、环境及其它系统的影响等），但故障发生的规律是可知的，通过定期检查、维修、保养可使故障在预定期间内得到控制（避免或减少）。

3.3.2 人员失误

人员失误系指不安全行为（指职工在劳动过程中违反劳动纪律、操作程序、方法、从业人员情绪不稳定等）产生不良后果的行为。人员失误在生产过程中是不可避免的，它具有随机性和偶然性，往往是不可预测的意外行为。影响人员失误的因素很多，但发生人员失误的规律和失误率通过大量的观测、统计分析是可以预测的。

3.3.3 管理缺陷

安全管理是为保证及时、有效地实现既定的安全目标，是在预测、分析的基础上进行的计划、组织、协调、检查等工作，是预防故障和人

员失误发生的有效手段，因此，管理缺陷是影响运行失控发生的重要因素。

3.3.4 环境的原因

不安全的环境是引起事故的物质基础。是事故的直接原因，通常指的是：

（1）自然环境的异常，即岩石、地质、水文、气象等的恶劣变异；

（2）生产环境不良，即照明、温度、湿度、通风、采光、噪声、振动、空气质量、颜色等方面的缺陷。

3.4 物质的危险性分析

本项目后期运行过程中涉及的危险有害物质主要有变压器油、硫酸（蓄电池电解液）、二氧化铅（蓄电池内）、硫酸铅（蓄电池内）、SF_6（仅在断路器内，开关站不设置备用存储）、柴油、检修过程中使用的乙炔及氧[压缩的]（不在开关站存储备用）以及乙炔瓶中含有用于溶解乙炔的丙酮。

根据《危险化学品目录》（2015 年版）、《危险货物品名表》（GB12268-2025）、《危险化学品目录（2015 版）实施指南》、《应急管理部办公厅关于修改〈危险化学品目录（2015 版）实施指南（试行）〉涉及柴油部分内容的通知》（应急厅函〔2022〕300 号）等辨识，本项目涉及的危险化学品有硫酸、二氧化铅、硫酸铅、乙炔、氧[压缩的]、丙酮、SF_6、柴油。

表 3-1 危险化学品危险性类别情况表

序号	物质名称	危险性类别	CAS 号	所在位置	备注
1	乙炔	易燃气体，类别 1 化学不稳定性气体，类别 A	74-86-2	乙炔瓶	检修
2	氧[压缩的]	氧化性气体，类别 1	7782-44-7	氧气瓶	检修
3	丙酮	易燃液体，类别 2	67-64-1	乙炔瓶	检修

序号	物质名称	危险性类别	CAS 号	所在位置	备注
		严重眼损伤/眼刺激，类别 2 特异性靶器官毒性-一次接触，类别 3（麻醉效应）			
4	SF_6	加压气体 特异性靶器官毒性-一次接触,类别 3（麻醉效应）	2551-62-4	六氟化硫断路器	
5	硫酸	皮肤腐蚀/刺激，类别 1A 严重眼损伤/眼刺激，类别 1	7664-93-9	蓄电池内部	
6	二氧化铅	氧化性固体，类别 3 皮肤腐蚀/刺激，类别 2 严重眼损伤/眼刺激，类别 2A 致癌性，类别 1B 生殖毒性，类别 1A 特异性靶器官毒性—一次接触，类别 1 特异性靶器官毒性—反复接触，类别 1	1309-60-0	蓄电池内部	
7	硫酸铅	皮肤腐蚀/刺激，类别 1 严重眼损伤/眼刺激，类别 1 致癌性，类别 1B 生殖毒性，类别 1A 特异性靶器官毒性—反复接触，类别 2 危害水生环境—急性危害，类别 1 危害水生环境—长期危害，类别 1	7446-14-2	蓄电池内部	
8	柴油	易燃液体，类别 3	68334-30-5	柴油发电机	

表 3-2 氧[压缩的]危险特性表

标识	中文名称：氧[压缩的]	CAS NO：7782-44-7
	分子式：O_2	分子量：32.00
理化特性	纯品或混合物：纯品	
	外观与性状：无色无臭气体。	
	主要用途：用于切割、焊接金属，制造医药、染料、炸药等。	
	熔点（℃）：-218.8	相对密度（水=1）：1.14（-183℃）
	沸点（℃）：-183.1	相对密度（空气=1）：1.43
	饱和蒸气压（kPa）：506.62（-164℃）	溶解性：溶于水、乙醇。
	临界温度（℃）：-118.4	临界压力（MPa）：5.08
燃烧爆炸危险性	燃爆危险：本品助燃。	
	危险特性：是易燃物、可燃物燃烧爆炸的基本要素之一，能氧化大多数活性物质。与易燃物（如乙炔、甲烷等）形成有爆炸性的混合物。	
	燃烧（分解）产物：	
	稳定性：稳定。	聚合危害：不聚合
	禁配物：易燃或可燃物、活性金属粉末、乙炔。	
	灭火方法：用水保持容器冷却，以防受热爆炸，急剧助长火势。迅速切断气源，用水喷淋保护切断气源的人员，然后根据着火原因选择适当灭火剂灭火。	
包装、操作与储运	危险性类别：氧化性气体，类别 1；加压气体	
	危险货物包装标志 ：不燃气体；氧化剂	包装类别：O53
	危险货物包装标志代码：5；11	包装方式：钢质气瓶。
	危险货物编号：22001	UN 编号：1072
	操作注意事项：密闭操作。密闭操作，提供良好的自然通风条件。操作人员必须经过专门培	

	训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与活性金属粉末接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。
	储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与易（可）燃物、活性金属粉末等分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。
	运输注意事项：氧气钢瓶不得沾污油脂。采用刚瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、活性金属粉末等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。铁路运输时要禁止溜放。
毒性、健康及环境危害性	侵入途径：吸入
	健康危害：常压下，当氧的浓度超过 40％时，有可能发生氧中毒。吸入 40％～60％的氧时，出现胸骨后不适感、轻咳，进而胸闷、胸骨后烧灼感和呼吸困难，咳嗽加剧；严重时可发生肺水肿，甚至出现呼吸窘迫综合征。吸入氧浓度在 80％以上时，出现面部肌肉抽动、面色苍白、眩晕、心动过速、虚脱，继而全身强直性抽搐、昏迷、呼吸衰竭而死亡。长期处于氧分压为 60～100kPa（相当于吸入氧浓度 40％左右）的条件下可发生眼损害，严重者可失明。
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
防护措施	工程控制：密闭操作。提供良好的自然通风条件。
	呼吸系统防护：一般不需特殊防护。
	眼睛防护：一般不需特殊防护。
	身体防护：穿一般作业工作服。
	手防护：戴一般作业防护手套。
泄漏应急处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。避免与可燃物或易燃物接触，尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

表 3-3 乙炔危险特性表

标识	中文名称：乙炔	CASNO：74-86-2
	分子式：C_2H_2	分子量：26.04
理化特性	纯品或混合物：纯品	
	外观与性状：无色无臭气体，纯品的气味类似于醚，工业品有使人不愉快的大蒜气味。	
	主要用途：该项目中用于氧炔焊割。	
	熔点（℃）：-81.8／119kPa	相对密度（水=1）：0.62
	沸点（℃）：-83.8	相对密度（空气=1）：0.91
	饱和蒸气压（kPa）：4053/16．8℃	
	溶解性：微溶于水、乙醇，溶于丙酮、氯仿、苯。	
	临界温度（℃）：35.2	临界压力（MPa）：6.14
	燃烧热（kj/mol）：1298．4	
燃烧爆炸危险性	燃爆危险：极度易燃，具有窒息性	建规火险分级：甲
	闪点（℃ ）：＜-50	爆炸下限（v%）：2.1
	引燃温度（℃）：	爆炸上限（v%）：80.0
	危险特性：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。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。能与 Cu、Ag、Hg 等化合物生成爆炸性化合物。	
	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。	
	稳定性：稳定	避免接触的条件：明火、热源。
	聚合危害：可聚合	禁配物：强氧化剂、强酸、卤素。
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。加强设备、容器、缸壁的均匀冷却，以防设备破裂。	

包装、操作与储运	危险性类别：易燃气体，类别 1；化学不稳定性气体，类别 A；加压气体	
	危险货物包装标志：易燃气体	包装类别：II
	危险货物包装标志代码：4	包装方式：钢质气瓶
	危险货物编号：21024	UN 编号：1001
	操作注意事项：密闭操作，加强通风，操作人员必须经过专门培训。持证上岗，严格遵守溶解乙炔充装规定，远离火源，热源及氧化剂，安装燃气报警器，使用防爆型电气与照明设备，有良好的接地装置，其接地电阻小于 10。配备足够的消防器材。	
	储存注意事项：乙炔的包装法通常是溶解在溶剂及多孔物中，装入钢瓶内。充装要控制流速，注意防止静电积聚。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射，应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。 废弃：允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。 包装方法：钢质气瓶。 ERG 指南分类：气体—易燃（不稳定的）。	
	运输注意事项：采用钢瓶运输时，气瓶戴好瓶帽防震圈。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不可超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、酸类、卤素等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光爆晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人几稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。	
毒性、健康及环境危害性	侵入途径：吸入	
	健康危害：具有弱麻醉作用。急性中毒：接触 10～20％乙炔，工人可引起不同程度的缺氧症状；吸入高浓度乙炔，初期兴奋、多语、哭笑不安，后眩晕、头痛、恶心和呕吐，共济失调、嗜睡；严重者昏迷、紫绀、瞳孔对光反应消失、脉弱而不齐。停止吸入，症状可迅速消失。目前未见有慢性中毒报告。有时可能有混合气体中毒的问题，如磷化氢，应予注意。 健康危害（蓝色）：0　　易燃性：（红色）4　　反应活性：3	
急救措施	皮肤接触：脱去并隔离被污染的衣服和鞋。接触液化气体，接触部位用温水浸泡复温。注意患者保暖并且保持安静。确保医务人员了解该物质相关的个体防护知识，注意自身防护。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。	
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。	
	呼吸系统防护：高浓度环境中，佩带供气式呼吸器。	
	眼睛防护：一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。	
	身体防护：穿工作服。	
	手防护：一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴防护手套。	
	其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐或其它高浓度区作业，须有人监护。	
泄漏应急处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	

表 3-4 丙酮危险特性表

标识	中文名：丙酮；二甲（基）酮；阿西通		危险货物编号：31025
	英文名：acetone		UN 编号：1090
	分子式：C_3H_6O	分子量：58.08	CAS 号：67-64-1
理化性质	外观与性状	无色透明易流动液体，有芳香气味，极易挥发。	

	熔　点（℃）	-94.6	相对密度(水=1)	0.80	相对密度(空气=1)	2.00
	沸　点（℃）	56.5	饱和蒸气压（kPa）		53.32/39.5℃	
	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇、乙醚、氯仿、油类、烃类等多数有机溶剂。				
毒性及健康危害	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。				
	毒性	LD50：5800mg/kg（大鼠经口）；20000mg/kg（兔经皮）；人吸入 12000ppm×4 小时，最小中毒浓度。人经口 200ml，昏迷，12 小时恢复。				
	健康危害	急性中毒主要表现为对中枢神经系统的麻醉作用，出现乏力、恶心、头痛、头晕、易激动。重者发生呕吐、气急、痉挛，甚至昏迷。对眼、鼻、喉有刺激性。口服后，口唇、咽喉有烧灼感，然后出现口干、呕吐、昏迷、酸中毒和酮症。慢性影响：长期接触该品出现眩晕、灼烧感、咽炎、支气管炎、乏力、易激动等。皮肤长期接触可致皮炎。				
	急救方法	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐，就医。				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	燃烧分解物		一氧化碳、二氧化碳。	
	危险性类别：	易燃液体,类别 2 严重眼损伤/眼刺激,类别 2 特异性靶器官毒性-一次接触,类别 3（麻醉效应）				
	闪　点(℃)	-20	爆炸上限（v%）		13.0	
	引燃温度(℃)	465	爆炸下限（v%）		2.5	
	建规火险分级	甲	稳定性	稳定	聚合危害	不聚合
	禁忌物	强氧化剂、强还原剂、碱。				
	危险特性	其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。				
	储运条件与泄漏处理	储运条件：储存于阴凉、通风的仓间内，远离火种、热源。防止阳光直射；保持容器密封。应与氧化剂、还原剂、碱类分开存放，切忌混储。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、还原剂、碱类、食用化学品等混装混运。 泄漏处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。				
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。				

表 3-5 SF_6 危险特性表

标识	中文名：六氟化硫				危险货物编号：22021	
	英文名：sulfur hexafluoride				UN 编号：1080	
	分子式：SF_6	分子量：146.05			CAS 号：2551-62-4	
理化性质	外观与性状	无色无臭气体。				
	熔点（℃）	-51	相对密度(水=1)	1.67	相对密度(空气=1)	5.11
	沸点（℃）	/	饱和蒸气压（kPa）		/	
	溶解性	微于水、乙醇、乙醚。				
毒性及健康危害	侵入途径	/				
	毒性	/				
	健康危害	纯品基本无毒。但产品中如混杂低氟化硫、氟化氢，特别是十氟化硫时，则毒性增强。				
	急救方法	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	本品不燃	燃烧分解物		氧化硫、氟化氢。	
	危险性类别：	第 2.2 类 不燃气体				
	闪点(℃)	/	爆炸上限（v%）		/	
	引燃温度(℃)	/	爆炸下限（v%）		/	
	禁忌物	强氧化剂、易燃或可燃物。				
	危险特性	若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。				
	储运条件与泄漏处理	**储运条件：**诸存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与易(可)燃物、氧化剂分开存放，切忌混储。储区应备有泄痛应急处理设备。铁路运输时需经生物试验证明合格，根据合格证托运。采用刚瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉;高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。铁路运输时要禁止溜放。**泄漏处理：**迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。如有可能，即时使用。痛气容器要妥善处理，修复、检验后再用。				
	灭火方法	本品不燃。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。				

表 3-6 硫酸危险特性表

标识	**国标编号:**	/	**CAS:**	9664-93-9
	中文名称:	硫酸		
	分子式:	H_2SO_4	**分子量:**	98.08

理化性质	**熔点:**	10.5℃
	密度:	相对密度(水=1)：1.83
	沸点:	330.0℃
	溶解性:	与水混溶
	外观与性状:	纯品为无色透明油状液体，无臭。
	用途:	可用于生产化学肥料，在化工、医药、塑料、染料、石油等工业提炼也有广泛应用。
危险性	健康危害：对皮肤、粘膜等组织有强烈的刺激和腐蚀作用。蒸气或雾可引起结膜炎、结膜水肿、角膜混浊，以致失明；引起呼吸道刺激，重者发生呼吸困难和肺水肿；高浓度引起喉痉挛或声门水肿而窒息死亡。口服后引起消化道烧伤以致溃疡形成；严重者可能有胃穿孔、腹膜炎、肾损害、休克等。皮肤灼伤轻者出现红斑、重者形成溃疡，愈后瘢痕收缩影响功能。溅入眼内可造成灼伤，甚至角膜穿孔、全眼炎以至失明。慢性影响：牙齿酸蚀症、慢性支气管炎、肺气肿和肺硬化。 环境危害：对环境有危害，对水体和土壤可造成污染。 燃爆危险：本品助燃，具强腐蚀性、强刺激性，可致人体灼伤。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗至少 15 分钟。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。	
消防措施	危险特性：遇水大量放热，可发生沸溅。与易燃物(如苯)和可燃物(如糖、纤维素等)接触会发生剧烈反应，甚至引起燃烧。遇电石、高氯酸盐、雷酸盐、硝酸盐、苦味酸盐、金属粉末等猛烈反应，发生爆炸或燃烧。有强烈的腐蚀性和吸水性。 有害燃烧产物：氧化硫。 灭火方法：消防人员必须穿全身耐酸碱消防服。灭火剂：干粉二氧化碳、砂土。避免水流冲击物品，以免遇水会放出大量热量发生喷溅而灼伤皮肤。	
泄漏应急处理	应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防酸碱工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、干燥石灰或苏打灰混合。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作尽可能机械化、自动化。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(全面置)，穿橡胶耐酸碱服，戴橡胶耐酸碱手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。远离易燃、可燃物。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与还原剂、碱类、碱金属接触。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。稀释或制备溶液时，应把酸加入水中，避免沸腾和飞溅。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。库温不超过 35℃，相对湿度不超过 85%。保持容器密封。应与易(可)燃物、还原剂、碱类、碱金属、食用化学品分开存放；切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。	

表 3-7 硫酸铅危险特性表

标识	**国标编号:**	/	**CAS:**	7446-14-2
	中文名称:	硫酸铅		
	分子式:	$PbSO_4$	**分子量:**	303.25
理化性质	**熔点:**	1000℃（分解）		
	密度:	相对密度(水=1)：6.2		
	溶解性:	微溶于热水、浓硫酸，溶于浓盐酸、浓碱，不溶于醇。		
	外观与性状:	白色单斜方晶体，味甜。		

	用途:	用作草酸的触媒，用于制白色染料、电池及快干漆等。
危险性	健康危害：损害造血、神经、消化系统及肾脏。职业中毒主要为慢性。神经系统主要表现为神经衰弱综合征，周围神经病(以运动功能受累较明显)，重者出现铅中毒性脑病。消化系统表现有齿龈铅线、食欲不振、恶心、腹胀、腹泻或便秘；腹绞痛见于中等及较重病例。造血系统损害出现代谢障碍、贫血等。短时大量接触可发生急性或亚急性铅中毒，表现类似重症慢性铅中毒。 燃爆危险：本品不燃，有毒，具强腐蚀性，可致人体灼伤。	
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐。就医。	
消防措施	危险特性：不燃。 有害燃烧产物：氧化铅、氧化硫。 灭火方法：消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。灭火时尽可能将容器从火场移至空旷处。	
泄漏应急处理	应急处理：隔离泄漏污染区，限制出入。建议应急处理人员戴防尘面具(全面罩)，穿防酸碱工作服。用砂土、经石或其它惰性材料吸收。收集于干燥、洁净、有盖的容器中，转移至安全场所。若大量泄漏，收集回收或运至废物处理场所处置。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴防尘面具(全面置)，穿橡胶耐酸碱服，戴橡胶耐酸碱手套。避免产生粉尘。避免与碱类接触。搬运时轻装轻卸，保持包装完整，防止洒漏。配备泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种热源。应与碱类、、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有合适的材料收容泄漏物。	

表 3-8 二氧化铅理化特性表

标 识	中文名：二氧化铅、过氧化铅		分子式：PbO_2	分子量：239.21
	英文名：lead dioxide/lead peroxide		UN 编号： 1872	CAS 号：1309-60-0
	危规号：641			
理化性质	外观与性状		棕褐色结晶或粉末。	
	熔点：无资料		相对密度（水=1）：9.38	燃烧热（KJ/mol）：无资料
	沸点：无资料		相对密度（空气=1）：无资料	溶解性：不溶于水、醇，溶于乙酸、氢氧化钠水溶液。
	临界温度：		饱和蒸气压（kPa）：	
毒性及健康危害	侵入途径	食入、吸入	燃烧性：助燃	
	健康危害	损害造血、神经、消化系统及肾脏。职业中毒主要为慢性。神经系统主要表现为神经衰弱综合征、周围神经病(以运动功能受累较明显)，重者出现铅中毒性脑病。消化系统表现有齿龈铅线、食欲不振、恶心、腹胀、腹泻或便秘腹绞痛见于中等及较重病例。造血系统损害出现卟啉代谢障碍、贫血等。短时接触大剂量可发生急性或亚急性铅中毒，表现类似重症慢性铅中毒。		
燃烧、爆炸危险性	闪点℃：无资料		爆炸下限[%(V/V)]：无资料	爆炸上限[%(V/V)]：无资料
	自然温度（℃）无资料		有害燃烧产物：氧化铅	
	禁忌物	强还原剂、活性金属粉末		
	危险特性	有氧化性。与有机物、还原剂、易燃物如硫、磷等接触或混合时有引起燃烧爆炸的危险。受高热分解放出有毒的气体。		
	灭火方法	雾状水、砂土、二氧化碳。		

急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水冲洗。眼睛接触：立即提起眼脸，用流动清水冲洗。吸入：脱离现场至空气新鲜处。必要时进行人工呼吸。就医。食入：误服者立即漱口，给饮大量温水，催吐，用清水或硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。
防护措施	呼吸系统防护：空气中粉尘浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防尘口罩。紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿胶布防毒衣。 手防护：戴乳胶手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。保持良好的卫生习惯。
泄漏应急处理	隔离泄漏污染区，限制出入。建议应急处理人员戴防尘面具(全面罩)，穿防毒服。用砂土、干爆石灰或苏打灰混合。小心扫起，转移至安全场所。若大量泄漏，用塑料布、帆布覆盖。收集回收或运至废物处理场所处置。
储运注意事项	储存注意事项:储存于阴凉、干燥、通风处。远离火种、热源。防止阳光直射。避光保存。应与易燃、可燃物，还原剂、硫、磷等分开存放。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。运输注意事项:不得与食品和饲料一起运输。

表 3-9 柴油危险特性表

名称 主要特性	**柴油**
危险性类别	易燃液体，类别 3
理化特性	（1）稍有粘性的淡黄色至棕色液体，不溶于水，溶于醇等溶剂；（2）相对密度（水=1）：0.87~0.9；（3）闭杯闪点≥60℃，沸点（℃）：282~338，熔点（℃）＜-18，引燃温度（℃）：257；
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可弓|起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可够|起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、全身消防服,在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂:雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
禁忌物	强氧化剂、卤素。
急救措施	皮肤接触:立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触:提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入:尽快彻底洗胃。就医。
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区,并进行隔离,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿-般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏:用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏:构筑围堤或挖坑收容。腺转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
操作注意事项	密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器

	损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。

注：以上（表 3-2~3-9）危险物质理化性质及危险特性表参考文献：

1、《危险化学品安全技术全书》，化学工业出版社，2008 年 1 月第 2 版；

2、《新编危险物品安全手册》化学工业出版社，2001 年 4 月第 1 版；

3、《中国安全网》国际化学品安全手册。

（1）根据《危险化学品目录》（2015 版）的相关规定，本项目不涉及剧毒化学品。

（2）根据《易制毒化学品管理条例》（中华人民共和国国务院令第 445 号，根据国务院令 666 号修订）的相关规定，本项目乙炔瓶内的溶剂丙酮和蓄电池内的硫酸属于易制毒化学品。

（3）根据《易制爆危险化学品名录》（2017 版）（2017 年 05 月 31 日公安部公告发布）辨识，本项目不涉及易制爆危险化学品。

（4）根据《中华人民共和国监控化学品管理条例》（中华人民共和国国务院令第 190 号，根据国务院令第 648 号修订）及《各类监控化学品名录》（中华人民共和国工业和信息化部令第 52 号）的相关规定，本项目不涉及监控化学品。

（5）根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》（安监总管三〔2011〕95 号）和《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管的危险化学品名录的通知》（安监总管三〔2013〕12 号），本项目检修使用的乙炔属于重点监管的危险化学品。

（6）依据《特别管控危险化学品目录（第一版）》（应急管理部 工业和信息化部 公安部 交通运输部 公告 2020 年第 1 号），本项目不涉及特别管控危险化学品。

3.5 选址、自然灾害及总平面布置的危险有害因素分析

3.5.1 选址、自然灾害的危险、有害因素分析

本项目可能受地质条件、气象条件、水文条件、自然灾害等影响，这些因素可能会造成坍塌、泥石流、物体打击等危险，其主要引发原因为：

（1）地质条件方面

本项目光伏支架、铁塔等布置时未避让冲沟、滑坡体、陡崖、危岩体等，可能造成坍塌、物体打击等危险；边坡的滚石未进行清理，可能造成物体打击等危害因素。

场区存在的不良地质作用主要为局部植被较少或光秃地段后期因长期雨水冲刷可能导致的浅层滑塌，场地内地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微腐蚀性，若未对基础钢筋等进行防腐处理或防腐处理不符合要求等，长期受地表水腐蚀，强度减弱，可能导致建筑物发生坍塌事故。

若项目用地内涉及矿权压覆，压覆区域未来开采活动可能会引起地表沉降、滑坡、坍塌等，导致光伏支架倾斜、倒塌，电缆被拉断，建筑物开裂，严重威胁人身和设备安全。

（2）气象条件方面

本项目可能会因气象条件方面的因素引发火灾、物体打击、雷电危害、雨雪等危险，其主要引发原因如下：

①项目所在地若出现大风，全年主导频率风向异常等可能会引发线路舞动、光伏支架、铁塔基础松动、设备损坏、光伏组件被吹飞、倒杆断线等事故，同时极端风速会引起支架震动，使部件疲劳或磨损，严重的会导致损坏。

②若本项目未设排水渠、拦挡防护，或设置不合理，项目所在地若发生强降雨，可能冲刷场区、支架基础、集电线路等，造成场区水土流失、光伏支架、铁塔基础不均匀沉降、支架倾倒，损坏电缆沟等，项目开关站周边排水沟设计、安装、施工缺陷等可能会引发开关站水害危险。

③项目所在地若出现冰雹和积雪，冰雹和积雪撞击太阳能电池板，可能导致电池板开裂，引发电池短路等。

④项目所在地位于山坡上，地形开阔无遮挡，增加了雷击概率，若防雷缺失、设施不完善，包括：

A、光伏电站生产区域缺少避雷设备、避雷设备不合格或避雷设备未定期检验，防雷装置接地电阻不满足设计要求；

B、箱体、屋顶未按设计要求装设防雷装置或没有良好接地；

C、逆变器、变压器的交流输出侧未按设计要求设防雷保护装置，所有的机柜无良好的接地或接地失效，雷击和电网浪涌导致设备损坏；

D、光伏支架、所有电气设备未按设计要求装设接地装置。

（3）水文条件方面

项目可能会受雨季洪水影响，引发水害、坍塌、泥石流、地基下沉等危险，其主要产生原因分析如下：

①发现不良水文现象时未采取有效的防范措施；

②项目所在地水文情况勘察不全面，发现问题未采取有效的防护技术措施。

（4）周边环境方面

①若项目周边树木及杂草等发生火灾事故，可能会引发光伏区的光伏组件、杆塔、逆变器、箱式变压器、集电线路及开关站的设备设施发生火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸等事故。

②项目周边的动物（鸟、兽等）可能对项目内的输电线路啃咬破坏，

可能导致生产故障，甚至火灾；方阵周边的围栏高度过低或破损，周边放牧的牛、马、羊等可能进入方阵破坏电缆。

③若项目周边发生滑坡、泥石流的事故，可能会对本项目造成影响。

④若项目发生火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸事故，可能会引发周边低矮灌木及杂草等发生火灾事故。

⑤光伏电站产生的电磁干扰影响周边环境，光伏电站的运行、管理对当地微气候和生态的影响等。

⑥边坡的浮石未进行清理，可能对人员、设备等造成物体打击等危害。

⑦若项目用地涉及矿权压覆，压覆区域存在采矿巷道、采空区，可能导致光伏阵列基础、箱变、道路等发生地面塌陷、沉降，造成设备损坏、电力中断，甚至人身安全事故。矿山开采可能诱发滑坡、泥石流等灾害，对光伏电站构成安全威胁。

⑧若压覆区未来开采，采矿活动（爆破、振动、粉尘、噪声）可能导致本项目频繁停机检修，发电量严重受损，运营成本激增。采矿会破坏地表植被，导致水土流失加剧，雨季时地表径流可能冲刷光伏场区，影响光伏组件及线路的正常运行，甚至引发泥石流等次生灾害。

3.5.2 总体布置危险、有害因素分析

在总平面布置方面，由于功能分区、防火间距和安全距离、风向、建筑物朝向、生产设施、厂内道路、储存设施等方面设计不合理，可能会引发火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸、厂(场)内车辆致害等危险，其主要引发原因分析如下：

（1）若项目光伏区、开关站内的设施及设备、建构筑物之间功能分区不明确、安全通道被阻塞、各设备设施相互之间存在火灾、容器爆炸、

可燃液体蒸气爆炸、中毒、窒息事故的相互影响，可能导致事故扩大化。

（2）若总平面布置的物流和人流布置不合理，出入口设置不足，可能造成交通混乱，引发厂(场)内车辆致害。

（3）若光伏区、开关站道路未进行硬化，车道的宽度、转弯半径不符合规范要求，进出口坡度、宽度设计不规范可能会引发厂(场)内车辆致害危险。

（4）如果随意改变光伏区、开关站内部各区域、设备设施的布局，可能会导致平面布置的防火间距不足，从而导致事故蔓延和相互影响。

（5）变配电装置的电气安全净距不够，可能引发触电事故。

（6）若光伏阵列的间距不足，人员巡检时可能发生碰撞。

（7）若项目光伏区、开关站等处设置的消防器材摆放不合理，发生火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸事故时，会由于消防器材取用不便，延误初期火灾的补救，造成更大范围火灾、爆炸等危险。

3.5.3 主要建构筑物危险、有害因素分析

（1）建构筑物、防火门耐火等级不满足要求；建构筑物及设备的防火间距不足或防火墙设计不满足要求；开关站与站外其他建构筑物的防火间距不足；从而导致事故蔓延和相互影响。

（2）若本项目建构筑物未按照设计进行施工、建造建筑物强度不足，可能引发建构筑物坍塌事故。

3.6 生产工艺过程中存在的危险、有害因素分析

3.6.1 火灾危险有害因素分析

1.电缆火灾

（1）电缆的绝缘材料、填充物和保护层如浸渍纸、漆布、橡胶、塑料等均属可燃物质，具有火灾危险性。

（2）引起电缆火灾的原因有外部起火引起的着火、有电缆本身缺陷引起的着火。

（3）外部起火引起电缆着火的原因主要有：①开关设备、其他电气设备短路或接触电阻过大产生高温起火将附近电缆引燃。②检修时高温焊渣等掉到电缆上引起着火。③其他可燃、易燃物质着火后将附近电缆引燃。

（4）电缆本身缺陷引起电缆着火的原因：①电缆本身在制造时有缺陷，在敷设时保护铅皮损坏或在运行中电缆绝缘受到机械损伤，引起电缆相间或与铅皮之间的绝缘击穿而发生电弧。电弧高温能引燃电缆内的绝缘材料和电缆外层的麻布等。②电缆长期受水等腐蚀使保护层破坏，绝缘强度降低，引起电缆短路起火。③在长时间运行中，由于过负荷、过热等原因使电缆绝缘加速老化、干枯，绝缘强度降低，引起电缆相间或对地击穿短路起火。④电缆外护套破损或密封不良，使电缆发生水渗浸受潮，导致绝缘击穿短路。⑤过电压使电缆绝缘击穿发生短路起火。⑥安装时电缆的曲率半径过小，致使绝缘折断受损发生短路。⑦电缆终端接头和中间接头接触不良发生短路事故，引起电缆着火。

（5）其它电气火灾危险性分析

光伏发电输电电缆的埋地段、架空段，若遭到自然的或人为的破坏，可能引起火灾。

2.光伏组件火灾

（1）光伏组件因运行环境因素、受潮、设备内部故障、操作维护不当等因素，可能引发火灾事故。

（2）光伏列阵内杂草、灌木丛生，如未及时修剪、清除，场区内外的杂草、灌木发生火灾，山火的燃烧速度快，燃烧范围广，灭火救援较困难，且光伏区占地面积大，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。

（3）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。

（4）组件产生热斑效应、电缆短路或者荒山野草发生火灾都有可能导致光伏阵列发生火灾。

3.其他火灾

（1）变压器油泄漏，遇上点火源可能发生火灾。

（2）事故油池内未清理干净，变压器油挥发蓄积，或遇上点火源可能发生可燃液体蒸汽爆炸。

（3）污水处理设施、化粪池可能会产生甲烷蓄积，遇上明火或静电、雷击，可能引发火灾和可燃气体爆炸。

3.6.2 道路(轨道)车辆致害、厂(场)内车辆致害危险性分析

道路(轨道)车辆致害指车辆在公共道路上进行生产经营活动过程中由于碰撞、刮擦、碾压、挤压、翻车等造成的事故；厂(场)内车辆致害指车辆在生产经营单位内部或生产作业场所内进行生产经营活动过程中由于碰撞、刮擦、碾压、挤压、翻车等造成的事故。本项目光伏区道路较多，且零散，运营过程中需要驱车到各个光伏发电地块巡检，山路较多，易发生道路(轨道)车辆致害和厂(场)内车辆致害，发生事故的原因是多方面的，但主要是涉及人（驾驶员、行人、装卸工）、车（机动车与非机动车）、道路环境这三个综合因素，对主要原因分析如下：

（1）违章驾车

指事故的当事人，由于思想方面的原因而导致的错误操作行为，不按有关规定行驶，扰乱正常的企业内搬运秩序，致使事故发生。如酒后驾车，疲劳驾车，非驾驶员驾车，超速行驶，争道抢行，违章超车等原因造成的厂(场)内车辆致害事故。

（2）疏忽大意

指当事人由于心理或生理方面的原因，没有及时、正确的观察和判断道路情况，而造成失误，如情绪急躁、精神分散、心理烦乱、身体不适等都可能造成注意力下降，反应迟钝，表现出瞭望观察不周，遇到情况采取措施不及时或不当，也有的只凭主观想象判断情况，或过高地估计自己的经验技术，过分自信，引起操作失误导致事故。

（3）车况不良

车辆的安全装置如转向、制动、喇叭、照明；后视镜和转向指示灯等不齐全有效，车辆维护修理不及时，带“病”行驶。

（4）道路环境

光伏发电地块之间多为崎岖山路、山村村道，因自然环境影响造成路况不良等。

（5）管理因素

开关站内及附近车辆安全行驶制度不落实，管理规章制度或操作规程不健全，非驾驶员驾车，车辆维修不及时，交通信号、标志、设施缺陷。

3.6.3 高处坠落、跌落、机械致害、物体打击危险性分析

（1）高处坠落

项目运行中对开关站、输电线路进行巡检时人员处于高度大于 2m 的临空面，防护栏缺失或在高处作业未佩戴安全绳（带）可能引起高处坠落。

（2）跌落

项目运行中对开关站、光伏场区、输电线路进行巡检时，人员在地面、台阶、坡道、低矮平台等位置可能因滑倒、绊倒、踩空发生跌落事

故。

（3）机械致害

光伏电站的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，主要设备转动部分都有防护罩，人员一般不会触及，若转动部分防护罩缺失，检修过程设备误启动可能引起机械致害。

（4）物体打击

物体打击伤害指物体从高处跌落或旋转机械的部件、工件松脱飞出打击人员身体引起伤害的危险，在高处作业时工具和材料从高处跌落，或向下抛掷物件，均易造成意外打击伤害事故发生。

高处坠落、跌落、机械致害、物体打击较多的可能发生在巡检、检维修过程中。

3.6.4 触电危险性分析

项目初期发电运行环境、接地设施、接地保护、安全电压、供电网络、照明等可能会因设置不当等原因造成人身安全伤害事故，其中发生最多的是触电事故。触电事故是一种在各行各业都有发生的人员伤亡较多的事故类型，而在电力生产行业尤为严重。在电气设备检修时，可能因安全组织措施或安全技术措施不完备的情况下而发生触电事故。人体也可能因静电电击引起精神紧张、摔倒、坠落，造成二次事故；除此之外，管理不善、制度不严，工作人员违章作业也是造成触电的重要原因。光伏电站在设备安装、调试及运行过程中，因安全防护装置不齐全或不符合规定，作业环境不良、维护管理不善、电气设备故障等原因，也可能发生触电或电气火灾的危险。暴雨时产生的雷电，对运行人员的安全存在雷击危险。

3.6.5 电磁辐射危险性分析

人员在配电装置设备、开关站周围巡视和操作时，电磁辐射可能对人体造成一定的影响。

3.6.6 污染、腐蚀、中毒、窒息危险性分析

污染：光伏电站一般不存在较大的污染源，主要有清洗设备、地面等生产废水和生活卫生废水，水量较小。在焊接作业时，产生 CO_2、N_2 等气体及焊接烟尘，会使工作区域内的空气中氧气浓度降低，并对空气造成污染。

腐蚀：潮湿环境中的设备支撑、紧固件、支架基础等多采用普通钢材制成，易致锈蚀，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。一体化电源内存放有铅酸电池，电池破损会造成硫酸等具有腐蚀性物质泄漏。

有害气体：SF_6 气体具有良好的灭火性，SF_6 气体本身是无毒的，但 SF_6 气体在高温电弧作用下生成 SF_4、HF 等物质是具有剧毒性能，一旦泄漏，可能会引起作业人员中毒事故。若 SF_6 气体快速泄漏，可能导致附近人员窒息。蓄电池破损造成泄漏，若受热将会使二氧化铅等分解产生毒害气体。事故油池内未清理干净，变压器油挥发蓄积，可能使进入油池的人员中毒。

3.6.7 孤岛效应危险性分析

光伏电站孤岛效应为本项目重大的危险有害因素。孤岛效应对光伏电站并网、设备、线路以及人员安全影响很大。所谓孤岛效应，是指当电力公司的供电因故障事故或停电维修而跳脱时，光伏电站切离电网，此时，太阳能并网发电系统和周围的负载形成的一个电力公司无法掌控的自给供电孤岛。太阳能并网发电系统处于孤岛运行状态时会产生如下

严重危害：

（1）电网无法控制孤岛系统中的电压和频率，如果电压和频率超出允许的范围，可能会对用户的设备造成损坏；

（2）与光伏发电系统相连的线路仍然带电，对检修人员造成危险，降低电网的安全性；

（3）如果负载容量大于光伏发电系统容量，光伏发电系统过载运行，易被烧毁；在进行重合闸操作时，可能会导致该线路再次跳闸，有可能损坏光伏发电系统和其它设备；

（4）此外，当大负载的突然投切时或电网不稳定时，电网电压会出现较大的波动，有可能引起孤岛检测与保护系统误动作，即出现虚假孤岛保护现象，会对电网及用户造成影响。

3.6.8 并网危险性分析

（1）如果光伏组件质量不合格，给并网运行带来隐患。电力系统对电能质量的要求非常严格，要求电源运行性能达到相应的标准。如果不满足电力系统对电能的质量要求，将会给电力系统带来很大问题。

（2）光伏发电受太阳辐照度、环境温度、风速等多元气象因素影响的电源，具有明显的波动性和间歇性。随着越来越多的光伏发电并网运行，将给电力系统的功率平衡、安全稳定与经济运行带来巨大挑战。在光伏电站配置光功率预测系统能够提高电网接纳波动性间歇式电源的能力。光伏发电功率预测系统可向电网调度机构提供光伏电站准确的超短期和短期发电功率预测曲线，不仅能够为电网的发电计划制定、调峰调频、潮流优化和安全控制等调度决策行为提供可靠依据，而且可为风、光、水、储的多能互补协调控制提供技术支撑，使电网最大限度地利用光伏发电资源。如未设置光功率预测系统，影响电力系统接纳的能力，

对运行计划安排、调峰调频工作带来困难。

（3）光伏发电站发生电压波动、频率、谐波和波形畸变的分析在并网持续运行过程中，造成输出功率的波动，并且在启动、停止和切换过程中也会产生电压波动，谐波导致的电压和电流的畸变也是影响电能质量的重要方面。光能资源的不确定性使输出功率呈波动性，影响电网的电能质量，如电压偏差、电压波动、谐波等。随着光伏发电在实际系统所中比例提高，电压波动、频率和谐波是对电网电能质量的主要负面影响之一。

3.6.9 热斑效应危险性分析

在一定条件下，一串联支路中被遮蔽的光伏组件，将被当作负载消耗其他有光照的光伏组件所产生的能量。被遮蔽的光伏组件此时会发热，这就是热斑效应，这种效应能严重的破坏太阳电池。有光照的光伏组件所产生的部分能量，都可能被遮蔽的电池所消耗。光伏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尘土、落叶等遮挡物，这些遮挡物在光伏组件上就形成了阴影，在光伏组件中行间距不适合也可能互相形成阴影。由于局部阴影的存在，光伏组件中某些电池单片的电流、电压发生了变化，其结果使光伏组件局部电流与电压之积增大，从而在这些光伏组件上产生了局部温升。光伏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”。方阵在室外工作，其输出功率和效率会受到温度和太阳能辐照度的影响。若使用的转换效率、开路电压和短路电流等光电性能不一致的组件，一旦发生热斑现象，严重时热斑的温度可能高达 200℃左右，热斑效应会使焊点融化，破坏封装材料，甚至会使方阵失效。在实际使用光伏组件中，若热斑效应产生的温度超过了一定极限将会使光伏组件上的焊点熔

化并毁坏栅线，从而导致整个光伏组件的报废。热斑现象是不可避免的，尽管光伏组件安装时都要考虑阴影的影响，并加配保护装置以减少热斑的影响。

3.7 主要设备设施存在的危险、有害因素分析

3.7.1 光伏支架危险性分析

本项目光伏支架若未按图纸施工、螺栓连接不牢固、强度不够，螺栓未按要求镀锌、安装完成后未进行整体调平等，都可能使支架发生倾倒现象，影响电池组件对太阳能辐射的接收；若遇强风、暴雪等灾害天气，会使支架不稳、坍塌。若支架制造材料存在缺陷，表面未采取防锈处理，支架加固不符合规定，运行期未定期巡视和维护、未按气候条件进行事故预测和采取对策，当电站遭遇不良气候条件或超标准地震时，可能导致支架倾倒，严重时会发生光伏方阵整体倾倒现象。

本项目部分方阵拟采用柔性支架，若支架设计、施工不满足规范要求，极端天气下易发生风致失稳与共振，造成组件边框撕裂、脱框、索夹滑移，甚至结构整体失稳；交变振动与应力波动作用于锚头，将诱发锚头疲劳断裂，导致组件脱落、支架倾覆事故。

3.7.2 光伏组件危险性分析

项目拟选用单晶硅电池组件，影响光伏组件的主要危险、有害因素包括：

（1）光伏组件不能满足以下基本要求，将影响其使用功能：工作寿命达不到设计要求；无良好的封装和电绝缘性能；无足够的机械强度，不能承受运输和使用中发生的振动、冲击和热应力；紫外辐照下的稳定性不好；因组合引起的效率损失大；可靠性不高，单体电池及互连条失效率大等。

（2）光伏组件在室外使用，如果封装不良好或封装材料与电池分离，不能满足使用中对防风、防尘、防潮、防腐蚀等条件的要求导致电池失效。

（3）光伏方阵在室外，其输出功率和效率会受到温度和太阳能辐照度的影响。若使用的转换效率、开路电压和短路电流等光电性能不一致的组件，一旦发生热斑现象，严重时热斑的温度可能高达 200℃左右，热斑效应会使焊点融化，破坏封装材料，甚至会使方阵失效。

（4）雷电、暴雨、雪、冰雹等恶劣气候也会对光伏组件造成损害。

（5）光伏组件结构存在缺陷，产品质量、安全和保护系统不完善、安全系统设计缺陷、高原气候条件、安装和维护时存在缺陷等。

（6）如树叶等附着物或阴影在光伏组件上，光伏组件几乎不发电，此时如光伏组件构成电池阵列或组件串的并联回路，那么在阵列的组件串之间产生输出电压的不平衡，输出电流的分配发生变化。如不平衡电压达到一定值以上时，受到其他组件串供给的电流，形成与原来反方向电流，即逆流。

（7）光伏组件制造过程中的有毒化学物品可能对工人健康造成威胁，但成品对运行、巡视检查人员的健康威胁不大。

（8）如树叶等附着物或阴影在光伏组件上产生的“热斑效应”，植物遮挡后，空气流通不足，光伏板散热不充分，温度升高，影响光伏组件的安全稳定运行。

（9）如光伏组件质量存在问题或者因为热斑效应导致光伏组件自燃可能引发火灾事故。

（10）若湿气进入光伏组件内部电路的工作部分可能会导致组件被腐蚀。

（11）随着光伏组件的电性能衰减导致光伏组件失效。

（12）如果光伏组件接地故障，在运行中可能有高电压窜入，导致光伏组件绝缘强度收到破坏而被击穿。

（13）本项目光伏阵列多布置于山坡上，部分支架安装高度较高，作业人员开展组件安装、巡检维护、组件清洗时，作业平台无防护栏杆、临边无防护；作业人员未佩戴安全带、安全绳，安全带挂钩未挂设在牢固可靠锚点；山坡地面凹凸不平、土质松散湿滑，雨天坡面泥泞，易引发高处坠落、跌落事故。

（14）光伏组件受光照即产生直流电，即便断开逆变器侧开关，光伏组串侧仍然带电，作业前未断开对应组串、未验电、未装设接地线，误触碰组串接线端子、电缆接头；检修、维护时，未执行工作票制度，误送电；相邻带电回路未隔离；作业人员误接触逆变器、箱变低压带电部位；高原潮湿环境设备外壳接地失效等，易引发触电事故。

（15）清洗作业时用水喷淋带电组件、电缆接头，水导电引发触电；潮湿环境绝缘下降，电缆外皮破损、接头绝缘老化破损，可能引发触电事故。

（16）组串接线虚接、接头松动，接触电阻过大发热起火；工具撞击造成组件破碎，内部电路短路打火；电缆绝缘破损发生直流短路、电弧引燃电缆及周边杂草。

（17）安装、检修动火作业（焊接、切割），场区杂草灌木未清理，一旦起火蔓延至光伏方阵；工具撞击造成组件破碎，内部电路短路打火。

（18）高处作业工具、螺栓、组件配件抛掷或坠落；山坡作业边坡浮石滚落；组件、零部件固定不牢坠落引发物体打击事故。

3.7.3 逆变器危险性分析

本项目逆变器存在的危险有害因素包括：火灾、触电、电弧烧伤等，

主要引发原因分析：

（1）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。

（2）逆变器的工作环境温度不宜超过 40℃，以自然通风为主，逆变器工作时间过长产生大量热量，一方面影响元器件的寿命，另外一方面可能引起火灾。

（3）逆变器的温度升高保护、过负荷保护、电网故障保护、低电压穿越失效可能引起火灾、触电事故。

（4）逆变器发生故障，不能有效地取出受天气变化影响的太阳能电池的输出功率，不能执行自动运行停止功能及最大功率跟踪控制功能，导致运行开始与停止不能正常控制或不能自动调节输出功率，影响输出功率。

（5）逆变器发生故障，不能执行单独（孤岛）运行防止功能及自动电压调整功能，光伏电站继续向已与电网公司的配电网断开的电力线供电，给维护检测人员带来危害。

（6）在太阳能光伏发电系统与系统连接进行逆潮流运行的场合，由于电能反相输送，受电点的电压升高，超出电网公司规定运行范围，逆变器自动电压调整功能失效，导致并网点电压上升影响电网及设备。

（7）运行过程中不能输出抑制谐波电流的电流，对电网公司的电网造成不利影响。

（8）逆变器直流检测功能失效，位于功率调节器的输出直接与系统连接在一起，所以存在直流分量，对系统侧带来变压器的磁饱和等严重的影响。

（9）与系统并网运行的太阳能光伏发电系统，在系统侧和逆变器侧发生异常时，一旦检测到异常，不能迅速停止逆变器，不能确保系统侧的安全。

3.7.4 箱式变压器危险性分析

本项目箱式变压器存在的主要危险、有害因素包括：触电（雷击）、火灾、容器爆炸、可燃液体蒸汽爆炸等，主要引发原因分析：

（1）因当地气候条件，如湿度过大，但箱式变压器内可能集聚湿气，导致设备锈蚀、误动等。

（2）箱式变压器若无防雷装置，未接地、接地不良或接地损坏，则可能遭受雷击引起火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸，可能存在人员触电。

（3）箱式变压器的差动保护、电流速断、过电流保护、变压器瓦斯保护失效，可能导致箱式变压器失效，发生火灾、容器爆炸、可燃液体蒸汽爆炸。

（4）箱式变压器周围未设置防护栏，可能导致人员误触碰发生触电。

（5）箱式变压器的油品泄漏，遇到点火源引发火灾事故。

（6）箱式变压器的人员操作平台未设置防护栏，可能导致人员发生高处坠落事故。

3.7.5 集电线路危险性分析

本项目集电线路存在的危险、有害因素分析如下：

（1）光伏电站场地开阔，占地面积大，交流直流电缆、控制电缆在整个场区方阵之间穿插布置，且部分电缆裸露在户外，若无相应屏蔽措施，易遭受直击雷或雷电过电压；

（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；

（3）直埋电缆若未设置电缆标识，闲散人员进入或周边施工开发可能损坏电缆。外界施工挖掘中，现场疏于管理、任意挖掘，导致电缆受损、绝缘破坏，造成短路、弧光闪路而引燃电缆起火；直埋电缆电压等级为 35kV 高压，如人员误碰、机械设备误挖，均可能引发触电事故；

（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℃～80℃，在事故情况下，缆芯最高温度可达 115℃～250℃。中间接头的温度更高，高温下绝缘材料逐渐老化，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；电缆无隔离防火、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无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；

（11）杆塔基础沉降、位移或受洪水、暴雨严重冲刷，易导致杆塔倾斜或倒杆；

（12）防腐措施不到位，钢材锈蚀、塔身倾斜、构件变形（弯曲、扭曲）或连接部位（螺栓、焊缝）松动，会降低铁塔整体承载力和抗风能力；

（13）杆塔附近违规取土、堆土导致基础沉降；线路附近违规施工（如机械撞击、吊车碰触）导致杆塔受损；异物（如风筝、塑料薄膜）挂线导致短路；周边火灾（如山火）导致设备损坏；

（14）导线、地线未设防震、防舞措施或失效，大风、强对流天气引发导线大幅舞动、覆冰堆积，超出铁塔设计抗风、承重荷载；螺栓松动、缺失或防盗措施失效，导致结构完整性破坏，引发失稳坍塌；

（15）铁塔螺栓松动、锈蚀脱落，辅材、挂板、绝缘子、金具因振动、风化脱落，防振锤滑跑、脱落，导线舞动拉扯塔体构件，高空坠物落下引发物体打击事故；

（16）铁塔钢绞线防坠落装置失效等引发高处坠落事故。

3.7.6 高压开关危险性分析

本项目高压配电装置是发电系统的重要组成部分，也是事故频发部分，主要危险、有害因素包括：触电、电弧灼伤、火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸等，主要引发原因分析：

（1）若高压配电装置的系统接线和运行方式异常，开关状态标识不清晰，母线及架构缺陷，绝缘不符合要求，隔离开关、断路器、电力电缆等设备运行异常存在缺陷；防误闭锁设施不可靠；互感器、耦合电容器、避雷器和穿墙无套管或存在缺陷；过电压保护装置和接地装置存在缺陷、运行异常等。

（2）若检修工艺不良，操作机构调整不当、部件失灵，合闸接触不良；断路器失灵，操作机构卡涩，跳（合）闸线圈烧毁等，引起拒分或

误动。

（3）若断路器连接部分发热、闪弧，引起弧光接地过电压，使其相间、接地短路，甚至起火。

（4）若隔离开关接触部分发热，可能发生电弧，进而转变为接地短路和相间短路。

（5）若操作电源故障，操作电源电压降低，熔断器熔断，辅助接点接触不良，引起断路器故障时拒动。

（6）若断路器内部绝缘强度降低引起短路事故。

（7）若小动物、金属杂物跨接或单相接地，引起闪弧、过电压、相间短路，使断路器爆炸。

（8）产生感应电压的电气设备外壳和构架导致电气及人员安全伤害。

（9）电气设备的外壳和钢构架在运行中的超标温升会导致人员人身伤害。

（10）六氟化硫断路器若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸危险。若 SF_6 气体中含水量超标、气体泄漏，灭弧室油位或气体压力不符合相关规定等会导致灭弧室爆炸等事故。开关瓷套管绝缘不良，密封不良，设备的含水量超高等会引起套管闪络，导致事故发生。

3.7.7 配电装置危险性分析

本项目配电装置的危险、有害因素包括：触电、电弧灼伤、火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸等，主要引发原因分析：

（1）检修工艺不良，操作机构调整不当、部件失灵，合闸接触不良；断路器失灵，操作机构卡涩，跳（合）闸线圈烧毁等，引起拒分或误动。

（2）断路器连接部分发热、闪弧，引起弧光接地过电压，使其相间、

接地短路。

（3）隔离开关接触部分发热，可能发生电弧，进而转变为接地短路和相间短路。

（4）操作电源故障，操作电源电压降低，熔断器熔断，辅助接点接触不良，引起断路器故障时拒动。

（5）断路器内部绝缘强度降低引起短路事故。

（6）小动物、金属杂物跨接或单相接地，引起闪弧、过电压、相间短路，使断路器爆炸。

（7）充油设备，泄漏后遇到点火源发生火灾。

（8）产生感应电压的电气设备外壳和构架导致电气及人员安全伤害。

（9）电气设备的外壳和钢构架在运行中的超标温升会导致人员人身伤害。

（10）设备或回路的误操作可能带来的人身触电或伤害事故。

（11）配电装置的电气安全净距不够，引发的触电事故。

3.7.8 过电压危险性分析

本项目过电压分以下几种：暂态过电电压、操作过电压、雷电过电压，危险有害因素包括：触电、火灾、电弧烧伤，主要引发原因分析：

（1）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。

（2）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，存在短路火灾隐患。

3.7.9 变压器危险性分析

（1）油浸式变压器的危险有害因素

油浸式变压器主要存在火灾、容器爆炸、可燃液体蒸汽爆炸危险；还存在声音异常、温度异常、喷油爆炸、严重漏油、套管闪络等危险；变压器如保护缺陷或保护故障则可能发生变压器因过流、过压、绝缘受损、局部放电等原因导致变压器不能正常运行；变压器受潮后，绝缘强度下降，可能发生绝缘击穿事故；变压器进入小动物，引起电缆绝缘降低和电缆短路事故。

（2）干式变压器的危险有害因素

干式变压器主要存在火灾、容器爆炸危险，变压器起火的原因如下：变压器制造质量欠佳，内部发生故障所引起，通常，线圈部分损坏，约占整个故障的 70%；其次，绝缘套管损坏也占有一定比例；再有导体连接处接触不良、铁芯故障、系统故障、雷击、小动物接近引起短路，或外界火源造成的影响；变压器突然短路故障，变压器绕组内流过很大的短路电流时，可能使变压器损坏；当变压器、互感器进入空气或水后，将使变压器等设备绝缘性能变劣，耐电强度降低，从而导致绝缘击穿事故发生。

3.7.10 继电保护系统危险性分析

继电保护装置是保证电站安全稳定运行的重要设施，监视供电系统的工作情况，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、误接线将可能导致电力系统稳定破坏、造成相关设备严重损坏。

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。

继电保护装置若设计不合理、制造质量缺陷、定值不准确、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。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。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。

3.7.11 无功补偿装置危险性分析

如果无功补偿设备制造工艺不良、运行中受潮、漏油、发生鼓包内部短路爆炸、运输安装中损伤、瓷瓶泄漏比距不足，在运行中可能发生故障或闪络；动态无功补偿装置动作不正常引起超压、动态调节的响应时间大于 30m/s，造成设备损坏；无功补偿装置如不能自动调节，电容器、电抗器支路在紧急情况下不能被快速正确投切，则可能影响电网的安全运行。

3.7.12 直流系统危险性分析

本项目直流系统危险、有害因素包括：触电、火灾等，主要引发原因分析：直流系统全站继电保护、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。

3.7.13 自动化监控系统危险性分析

本项目自动化监控系统的危险、有害因素分析如下：

（1）总体分析

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，甚至

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，危及系统机组安全运行。

③控制系统的电缆较为密集，阻火措施不完善，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/机组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，直接危及系统安全运行，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，危及系统安全运行，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，造成系统失控，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。

（2）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，阻火措施不完善，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，直接危及机组安全运行，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）。

⑨在检修过程中可能存在触电的危险。

（3）黑客及恶意代码对电力二次系统侵害危险性分析

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。

3.7.14 监控系统危险性分析

本项目由计算监控系统进行监控，一旦监控系统出现错误、失误，可能危害电站安全运行、设备受损等危害，其危险、有害因素包括触电、火灾等，导致控制系统出现错误、失误的危险、有害因素分析如下：

（1）光伏组件控制系统失灵：软件错误、控制器负荷过高、配置失误，通讯电缆或通讯接口组件故障，导致死机；通讯电缆或通讯接口过负荷，通讯堵塞死机；操作键盘或其电缆接插件损坏，系统不响应操作指令；操作系统侵入病毒，丢失信息，导致死机。

（2）温度测量装置故障：温度测量装置电源回路失电，或其导线故障，导致测量装置无输出；温度测量一次检测元件及其接线回路损坏，断线或短路，导致测量值不准；元器件安装不当，其测温感温部件没有

接触被测量部位或介质，造成测量偏低，引起运行人员误判断。

（3）保护系统失灵：保护系统设计缺陷，或功能不全；保护系统达不到设计值，超载保护失灵等。

（4）控制系统电源失电故障：电源电缆及其元部件受机械外伤断线；电源电缆绝缘老化短路或接地；电源回路过负荷熔断器熔断或熔断器容量选配不当，越级跳闸；电源回路短路，电源开关跳闸。

（5）控制接地系统故障：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以及接地线连接螺丝松动。

（6）通讯系统故障：传输线路故障，设备故障，人为损害。

3.7.15 全站时钟同步系统危险性分析

时间同步系统能够为变电站的电力系统提供必要的同步时间信息，如微机继电保护装置、远动装置、雷电定位系统等，如果时间同步系统出现问题，会导致设备仪器异常，甚至引起误动事故。

3.7.16 柴油发电机危险性分析

若柴油发电机因安装、使用、维护不当等，可能存在以下危险、有害因素，引起触电、灼烫、机械致害、中毒、窒息、火灾等危险：发电机安装、质量缺陷，发电机转动部分未设置防护罩；未制定发电机操作规程或未按照操作规程进行操作；未按规范设置排烟管口，排烟管口未安装阻火器；发电机设置不合理，其排烟管口未引出室外；发电时基座未固定引起的触电、设备损坏。

3.8 公用工程、辅助设施的危险、有害因素分析

3.8.1 给排水系统危险性分析

本项目生产配套给水系统包括一体化消防水箱、生活水箱等。排水系统主要包括站内雨水排水系统、站内生活污水排水系统，给排水存在

的主要危险、有害因素分析如下：

（1）本项目设有一体化消防水箱，从业人员作业或巡检时不慎掉入水中，可能发生淹溺事故。

（2）本项目设置有一体化消防水箱，人员进入一体化消防水箱内进行检维修、巡检时可能发生窒息、触电、淹溺等事故。

（3）给排水现场潮湿，操作电气设备和处理电气设备事故的操作中稍有不慎就可能导致触电事故的发生。

（4）污水处理装置内易产生和聚集有毒的硫化氢、甲烷等有毒有害气体，作业人员进入污水处理装置内作业时未办理作业票；未穿戴相应的劳动防护用品；作业前，未对化粪池、井、沟进行安全隔绝，未清洗、置换；未执行先通风后作业，未对化粪池、井、沟内的氧含量进行检测等可能会引发中毒、窒息等危险。若污水处理装置盖板损坏，人员不慎落入易造成淹溺事故。

（5）光伏区未设排水沟或失效，极端天气下，洪水可能冲毁光伏支架、箱式变压器基础，造成结构失稳，导致设备短路、损坏，引发全场停电等危险。

3.8.2 采暖和通风系统危险性分析

本项目拟配置机械通风系统，存在触电、机械致害、火灾等危险、有害因素，主要引发原因分析如下：电气设备在生产运行中由于产品质量不佳，绝缘性能不好；现场环境恶劣（高温、潮湿、腐蚀、振动）、运行不当、机械损伤、维修不善导致绝缘老化破损；安装工艺不规范，电气安全净距离不够；安全措施和安全技术措施不完备。

3.8.3 消防系统危险性分析

本项目消防系统包括消防供水系统（由取水泵、净化系统、一体化

消防水箱、加压泵以及输配水管组成）、火灾报警系统、灭火器等组成，存在触电、机械致害、厂(场)内车辆致害、淹溺、窒息等危险、有害因素，主要引发原因分析如下：

（1）开关站各类消防电气设备、电线电缆由于产品质量不佳，绝缘性能不好；现场环境恶劣（高温、潮湿、腐蚀、振动）、运行不当、机械损伤、维修不善导致绝缘老化破损；安全措施和安全技术措施不完备，可能引起触电事故。

（2）消防供水系统使用消防水泵等机械设备，若防护装置缺失，安全措施和安全技术措施不完备，可能引起机械致害事故。

（3）开关站设有一体化消防水箱，人员进入一体化消防水箱内进行检维修、巡检时可能发生窒息、触电、淹溺等事故。

（4）开关站发生火灾事故时外部救援及车辆运输材料，若消防通道堵塞，现场管理不当，可能发生厂(场)内车辆致害事故。

（5）若配备的消防器材摆放不合理或消防器材柜上锁不便取用，消防器材未定期进行维保，消防器材失效，火灾报警系统、水喷雾灭火系统失效等发生事故时不能及时扑救初期火灾，致使火灾事故蔓延扩大。

（6）开关站配置了干粉灭火器，若使用不当，直接对着人喷射，大量颗粒物吸入人体肺部，会导致窒息。

3.8.4 光伏组件清洗危险性分析

本项目光伏组件清洗存在触电、高处坠落、跌落等危险、有害因素，主要引发原因分析如下：

（1）光伏组件清洗过程中存在较大触电风险，若作业人员未按照安全规程进行操作，同时接触光伏组件的正负极，可能发生触电事故或损坏事故。

（2）光伏板清洗过程中若未采取防高坠措施，可能会引发高处坠落事故。

（3）光伏板清洗过程中，作业人员可能因滑倒、绊倒、踩空发生跌落事故。若未采取防防护措施，可能会引发高处坠落事故。

3.8.5 开关站用电和照明危险性分析

本项目用电和照明主要存在触电、火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸、中毒、窒息等危险、有害因素，主要引发原因分析如下：

（1）电气线路破损、接地措施不完善或绝缘安全工器具失效、电气设备故障等原因均可能导致触电；

（2）35kV 配电段母线可能发生跨步电压触电。

（3）电气线路短路、超负荷运行可能导致火灾。

（4）变压器厂家制造上出现差错，绝缘中存在弱点导致初期击穿而引发火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸等事故；变压器长时间的运行导致绝缘老化而引发火灾事故；变压器内部短路或接地故障会导致附近的电缆着火，变压器着火后可能发生爆炸伤及周围人员以及设施，产生有毒气体，造成人员中毒、窒息伤亡事故。

3.8.6 防雷防静电系统危险性分析

（1）防雷、防静电装置配置不全或失效，未定期对防雷、防静电装置进行检测，防雷、防静电装置接地电阻过大，可能引发火灾、容器爆炸、可燃液体蒸气爆炸、触电事故。

（2）防雷防静电装置的选型不合理，包括高度、型号、直径等方面导致雷电、静电危害；

（3）防雷防静电装置设计不合理导致雷电、静电危害；

（4）防雷防静电装置安装存在缺陷导致雷电、静电危害。

3.9 特殊作业危险、有害因素分析

（1）动火作业

禁火区域需要动火作业时，必须严格执行动火审批制度，在需要进行动火作业时按动火管理制度办理审批手续；高处焊接、切割等动火作业，必须设有兜接火花溅落的措施，作业现场设置专人监护。采取切实有效的防范措施后方可作业。如果在禁火区域内动火，未按要求执行动火作业要求和采取必要的安全措施，有可能发生火灾事故。

（2）临时用电作业

光伏区、开关站检维修等使用到临时用电，如果临时用电未按相关规定执行，审批手续不齐全，现场安全措施不完善，无监护人员等，有可能发生触电事故。

（3）高处作业

如果岗位人员在高处平台操作或进行检修作业时，必须严格执行高处作业审批制度，进行高处作业时，如果安全措施不完善，有可能发生高处坠落事故。

（4）其他作业危险性

岗位人员进入一体化消防水箱、化粪池、事故油池、污水处理装置内部等区域进行检修、清理作业，可能存在硫化氢、以及污水处理产生的甲烷、挥发的变压器油等气体，进行作业时未办理作业票；未穿戴相应的劳动防护用品；作业前，未对化粪池、一体化消防水箱内部进行安全隔绝，未清洗、置换；未执行先通风后作业，未对化粪池、一体化消防水箱、消防水泵房内部的氧含量进行检测等可能会引发中毒、窒息等危险。可燃性气体，遇到明火或静电等均可能发生火灾、可燃气体爆炸事故，作业过程中可能使用到临时用电，如果照明等未使用安全电压，

接线不规范，电气线路绝缘等级不够等，有可能发生触电事故。

3.10 安全管理方面的危险性分析

事故的发生是由人的不安全行为、物的不安全状态和管理上的缺陷造成的。因此，安全管理对事故的成因影响较大，安全管理缺陷主要表现在以下几个方面。

（1）安全管理组织缺陷：主要表现在安全管理组织机构的结构、人员组成不适应生产系统；未按要求配备足够的管理人员，造成安全管理工作中存在衔接不当、管理空白、专业不全等；人员职权交叉，造成管理混乱；在解决重大问题上由最高领导一人凭借经验作决策，没有征求大多数人的意见；

（2）安全规章管理制度存在缺陷：主要表现在未根据自身特点制定、完善安全生产责任制、安全生产管理制度，造成工作中无章可循，生产次序混乱；安全生产责任制未落实到每个环节、每个岗位、每个人，各自职责不明确；不同的安全规章管理制度之间缺少相互配合和促进机制；安全规章管理制度流于形式，内容不完善、不全面；安全规章管理制度要求与实际工作脱节等；

（3）从业人员：对从业人员的安全教育培训不足，安全管理人员和基层操作人员未经过培训或培训学时不足，不具备相应的安全生产知识和上岗能力；员工素质低下，知识陈旧，观念落后，致使人员安全意识差、不安全行为数量增多；忽视对外用工、外来参观、学习人员的安全教育培训等；

（4）应急救援：应急救援失效，对突发事故无预见性，事故发生后无法及时组织救援；事故应急救援不迅速；事故判断不准确，导致采取的应急救援行动和战术决策不准确；事故救援缺乏有效性；应急响应过

程中公众恐慌心理；事故救援难度大等；未定期开展应急演练，导致从业人员对公司的生产安全事故应急预案不熟悉，不了解相应事故的应急处置措施和注意事项，可能导致事故危害后果扩大。

（5）管理人员监督检查力度不足，有禁不止，有令不行，滋生违章行为等；

（6）安全管理基础工作差，底子弱，安全管理体系未形成“PDCA”的良性循环模式；

（7）未按要求办理安全设施“三同时”审批手续，造成安全生产条件的先天不足；

（8）安全资金投入不足，安全教育培训不够、个体防护不到位、安全设施配备不足、未提供事故隐患排查治理所需的资金等导致事故的发生；

（9）为节约成本，不提供符合要求的安全防护设施和个人使用的劳动防护用品；

（10）隐患排查不彻底，治理措施不得当；

（11）未建立安全生产记录档案，不利于及时、全面系统的掌握企业安全生产情况，及时反应安全生产动态；不利于分析安全生产中的危险因素和作出安全管理决策；

（12）对事故管理不当，使事故恶化，如迟报、漏报、谎报或瞒报事故，事故原因没有查清楚、群众没有受到教育等将此事故置之度外从而将小事故酿成大事故；

（13）主要负责人、安全管理员未履行其安全生产责任制，可能造成安全管理工作中存在衔接不当、管理空白、人员职权交叉，造成管理混乱。

（14）若项目用地涉及矿权压覆，且建设单位未能与矿权人达成补

偿协议并完成矿权注销手续，擅自在压覆区域开工建设，则面临因权属争议导致的强制拆除、搬迁或高额索赔风险。

3.11 危险工艺辨识

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》（安监总管三[2009]116 号）、《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号）中的规定，对照本报告工艺流程简述中的内容可知：本项目不涉及重点监管的危险化工工艺。

3.12 危险化学品重大危险源辨识

按照《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定，生产单元、储存单元内存在危险化学品的数量等于或超过临界量，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时，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，按式（1）计算，若满足式（1），则定为重大危险源：

$S=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\bullet\bullet\bullet+q_n/Q_n\geq 1$……（1）

式中：

S—辨识指标；

q_1，q_2，•••，q_n—每种危险化学品的实际存在量，单位为吨（t）；

Q_1，Q_2，•••，Q_n—与每种危险化学品相对应的临界量，单位为吨（t）。

依据《危险化学品目录》（2015 版），本项目涉及到的危险化学品有：硫酸、二氧化铅、硫酸铅、乙炔、氧[压缩的]、丙酮、SF_6、柴油。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）的内容：硫酸、二氧化铅、硫酸铅、SF_6 不纳入危险化学品重大危险源辨识范围，丙酮构成重大危险源的临界量为 500t、乙炔构成重大危险源的临界量为 1t、氧[压缩的]构成重大危险源的临界量为 200t、柴油构成重大危险源的临界量为 5000t。

本项目检修过程中使用的乙炔（丙酮）、氧气瓶，不设储存仓库，使用时直接由厂家或供货单位送至厂区，其使用量较小。本项目的柴油供柴油发电机使用，其存量远低于 5000t。

根据如上分析，本项目未构成危险化学品重大危险源。

3.13 危险、有害因素分布汇总

由危险、有害因素辨识结果可知：本项目生产运营过程中可能存在的主要危险、有害因素及其存在部位汇总如下：

表 3-10 主要危险、有害因素分布表

序号	主要危险有害因素	主要存在部位
1	火灾	光伏区、开关站的生产作业区和办公生活区、周边的山林、耕地等。
2	中毒	进入化粪池、事故油池、污水处理设备内部等区域进行检修、清理作业时、火灾事故现场等。
3	窒息	进入一体化消防水箱、化粪池、事故油池、污水处理设备内部等区域进行检修、清理作业时、火灾事故现场等。
4	机械致害	检修作业区、运转设备作业区等。
5	触电	电气设备作业场所、电气线路附近等。
6	厂(场)内车辆致害	有车辆出入的场所。
7	道路(轨道)车辆致害	有车辆出入的场所。
8	高处坠落	高于 2m 的作业平台、场所。
9	跌落	相关作业区域。
10	物体打击	检维修作业区及相关区域等。
11	坍塌	光伏方阵、开关站、铁塔、设备设施等。
12	灼烫	高温设备作业区域等。
13	淹溺	一体化消防水箱、事故油池、污水处理装置等。
14	可燃气体爆炸	污水处理装置、化粪池等。

15	容器爆炸	光伏区、升压站的电气设备作业场所、六氟化硫断路器等。
16	可燃液体蒸气爆炸	事故油池、变压器等。
17	其他（电磁辐射、腐蚀、噪声、地震、滑坡等）	电气设备作业场所、光伏区、开关站等。

第 4 章　评价方法选择和评价单元划分

4.1 评价单元划分原则及方法

4.1.1 评价单元划分原则

评价单元划分要便于评价工作的进行，有利于提高评价工作的准确性。评价单元的划分，一般将生产工艺、工艺装置、物料的特点和特征与危险有害因素的类别、分布有机结合进行划分，还可以按评价的需要将一个评价单元再划分为若干子评价单元或更细致的单元。

评价单元的划分应根据评价对象的实际情况和选择的评价方法，按照以下原则划分安全评价单元：

（1）以危险、有害因素的类别划分；

（2）以装置、设施和工艺流程的特征划分；

（3）将安全管理、外部周边情况分别划分为一个评价单元。

4.1.2 评价单元划分方法

常用的评价单元划分方法有：

（1）以危险、有害因素的类别为主划分评价单元

①对工艺方案、总体布置及自然条件、环境对系统影响等综合方面的危险、有害因素的分析和评价，可将整个系统作为一个评价单元；

②将具有共性危险因素、有害因素的场所和装置划为一个单元。

（2）以装置和物质特征划分评价单元

①按生产装置工艺功能划分；

②按布置的相对独立性划分；

③按工艺条件划分评价单元；

④按贮存、处理危险物品的潜在化学能、毒性和危险物品的数量划

分评价单元；

⑤根据以往事故资料，将发生事故能导致停产、波及范围大、造成巨大损失和伤害的关键设备作为一个单元；

⑥将危险性大且资金密度大的区域作为一个评价单元；

⑦将危险性特别大的区域、装置作为一个评价单元；

⑧将具有类似危险性潜能的单元合并为一个大单元。

4.2 评价单元的划分

划分评价单元的方法很多，最基础的方法有：以危险和有害因素的类别划分评价单元；以装置特征和物质特性划分评价单元；依据评价方法的有关规定划分评价单元等。根据评价对象的实际情况，本项目以装置布置的相对独立性来划分评价单元。

本次安全预评价报告单元划分如下：

（1）站址、总平面布置及主要建（构）筑物单元；

（2）光伏发电设备及其系统单元；

（3）电气设备及其系统单元；

（4）公用工程单元；

（5）自然灾害单元；

（6）政策符合性单元；

（7）交通工程单元；

（8）作业环境单元；

（9）安全管理单元。

4.3 评价方法选用及评价方法简介

4.3.1 评价方法选用

通过研究有关的安全法规、标准及规定，国内外安全评价方法，结合项目的特点，结合危险有害因素分析情况，本次安全评价主要选用以下几种评价方法：

（1）安全检查表法（SCL）；

（2）预先危险性分析法。

（3）事故树法；

（4）因果图分析法。

（5）各单元选用的评价方法如下表：

表 4-1 选用的评价方法表

序号	单元名称	选用的评价方法
1	站址、总平面布置及主要建（构）筑物单元	安全检查表法（SCL）
2	光伏发电设备及其系统单元	安全检查表法（SCL）、预先危险性分析法
3	电气设备及其系统单元	安全检查表法（SCL）、预先危险性分析法
4	公用工程单元	安全检查表法（SCL）、事故树法
5	自然灾害单元	预先危险性分析法
6	政策符合性单元	安全检查表法（SCL）
7	交通工程单元	预先危险性分析法
8	作业环境单元	预先危险性分析法
9	安全管理单元	因果图分析法

4.3.2 安全评价方法简介

4.3.2.1 安全检查表法

安全检查表是一种以经验为主的定性评价表，为了查找工程、系统中各种设备设施、物料、工件、操作、管理和组织措施中的危险、有害因素，事先把检查对象加以分解，将大系统分割成若干小的子系统，以提问或打分的形式，将检查项目列表逐项检查。安全检查表需结合生产企业实际情况，以及国家所颁发的有关法令、规章制度、规程、标准为主要依据，对有关内容列表逐条检查以找出系统中的不安全因素和隐患。

4.3.2.2 预先危险性分析法

预先危险性分析是在进行某项工程活动（包括设计、施工、生产、维修等）之前，对系统存在的主要危险因素（类别、分布）、出现条件和事故可能造成后果进行宏观、概略分析的系统安全分析方法。其目的是早期发现系统的潜在危险因素，确定系统的危险性等级，提出相应的防范措施，防止这些危险因素发展而导致事故，避免因考虑不周而造成损失。

（1）预先危险分析法评价程序

对被分析对象（系统）的生产目的、物料、装置和设备、工艺过程、操作条件以及周围环境等，进行充分、详细的了解。通过经验判断、技术诊断或其他方法调查确定危险源。

根据以往经验教训及同类装置（行业）生产过程中发生的事故（灾害）情况，对系统的影响、损坏程度，类比判断所要分析的系统中可能出现的情况，查出能够造成系统故障、物质损失和人员伤害的危险性，分析事故（灾害）的可能类型。

研究危险性、有害因素转变为危险状态的触发条件和危险状态转变为事故（灾害）的必要条件，并进一步寻求对策措施，检验对策措施的有效性。

确定危险、有害因素的危险等级，列出重点和轻、重、缓、急次序，以便处理。制定事故（灾害）的预防性对策。

（2）预先危险分析法危险等级参考指标

表 4-2 危险、有害因素等级划分表

级别	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员伤亡及系统损坏
II	临界的	处于事故边缘状态，暂时还不至于造成人员伤亡、系统损坏或降低系统性能，但应予以排除或采取控制措施

III	危险的	会造成人员伤亡或系统损坏，要采取防范对策措施
IV	灾难性的	造成人员重大伤亡及系统严重破坏的灾难性事故，必须予以果断排除并进行重点防范

4.3.2.3 事故树法

事故树分析是一种由上往下的演绎式失效分析法，利用布尔逻辑组合低阶事件，分析系统中不希望出现的状态。它主要用于安全工程以及可靠度工程的领域，用来了解系统失效的原因，并找到降低风险的方法，或者确认某一安全事故或特定系统失效的发生率。

4.3.2.4 因果图分析法

因果图分析法原来主要用于全面质量管理方面，近十几年来，已被广泛的使用于安全项目区域的安全管理分析中。

事故是属于一定条件下可能发生，也可能不发生的随机事件。各条件之间是互相依存与制约的关系，这种相互依存与制约的诸关系之一就是因果关系。必然引起别的现象的事件叫做“原因”；而被“原因”所引起的别的现象就是“结果”。因果关系具有继承性，即第一阶段的结果往往是第二阶段的原因。把建设项目中产生事故的原因及造成的结果所构成错综复杂的因果关系，因果图分析法采用简明的文字和线条加以全面表述，可以为管理者提供直观的借鉴。

第 5 章　定性、定量评价

5.1 站址、总平面布置及主要建（构）筑物单元

5.1.1 站址分析评价

本项目位于祥云县云南驿镇、沙龙镇境内（东经 100°39′45.6252"～100°40′07.0082"、北纬 25°23′19.4924"～25°23′27.9730"），本项目的开关站和光伏区周边主要为桉树和荒山。

依据《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）、《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）等相关法律和规范中的相关内容编制安全检查表，对站址进行分析评价，详见表 5-1。

表 5-1 站址安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	厂址选择应符合国家工业布局和当地城镇（乡）总体规划及土地利用总体规划的要求。厂址选择应严格执行国家建设前期工作的有关规定。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.1 条	本项目已取得祥云县自然资源局《建设项目用地预审与选址意见书》，站址选择符合国家建设前期工作的有关规定。	/
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	该项目交通运输、动力公用设施、废料场及环境保护工程、施工基地等与站区用地同时选择。	/
3	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	根据项目《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目岩土工程勘察报告（详细勘察阶段）》，项目站址的工程地质条件及水文地质条件满足建设工程需要，具备建设光伏电站的场地条件。	/
4	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，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	本项目站址选择在山坡地段，充分利用地形坡度，不属于盆地、积水洼地。	/
5	厂址应位于不受洪水、潮水或内涝威胁的地带，并应符合下	《工业企业总平面设计规范》	本项目设置于山坡地，不受洪水、潮水或内涝威胁	/

	列规定：①当厂址不可避免不受洪水、潮水、或内涝威胁的地带时，必须采取防洪、排涝措施；②凡受江、河、潮、海洪水、潮水或山洪威胁的工业企业，防洪标准应符合现行国家标准《防洪标准》（GB50201）的有关规定。	（GB50187-2012）第 3.0.12 条	的地带。	
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，应对山坡的稳定性等作出地质灾害的危险性评估报告。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 3.0.13 条	根据《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目岩土工程勘察报告（详细勘察阶段）》，站址处于山体斜坡地段，部分区域存在陡坎边坡，现状下不存在岩溶、滑坡、泥石流、采空区、大面积地面沉降及活动断裂等不良地质作用和地质灾害。 委托山西金瓯土地矿产咨询服务有限公司编制了《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目地质灾害危险性评估报告》。	/
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	本项目站址地段符合下列要求：①站址地震基本烈度为 8 度；②无泥石流、滑坡、流沙、溶洞等直接危害的地段；③未在采矿陷落（错动）区地表界限内；④未在爆破危险界限内；⑤未在坝或堤决溃后可能淹没的地区；⑥未在有严重放射性物质污染影响区；⑦未在生活居住区、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未在对飞机起落、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未在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业主未提供项目用地调查区	下一步设计应完善：尽快完成项目用地调查区国家探明矿产地、矿业权压覆情况查询（省、州、县三级），若涉及压覆，应调整避让。如无法避让，建设单位应委托有资质的单位编制建设项目压覆矿产资源评估报告，报主管部门审批。

			国家探明矿产地、矿业权压覆情况查询结果表；⑪未在受海啸或湖涌危害的地区。	
8	光伏发电站设计应综合考虑太阳能资源条件、土地和建筑条件、安装和运输条件等因素,并应满足安全可靠、经济适用、环保、美观、便于安装和维护的要求。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 3.0.1 条	本项目可研报告综合考虑了太阳能资源条件、土地和建筑条件、安装和运输条件等因素，满足适用、安全、经济、环保、美观，便于安装和维护的要求。	/
9	光伏发电站设计时应对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。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 3.0.8 条	本项目可研报告中对站址及其周围区域的工程地质情况进行了勘探和调查。	/
10	光伏发电站的站址规划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、电力消纳、地区经济发展规划等因素全面考虑；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。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 4.0.1 条	本项目可研报告中项目站址选择按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、电力消纳、地区经济发展规划等因素全面考虑；在选址工作中，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。	/
11	光伏发电站选址时，应结合电网接入条件、交通、运输、环境保护、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，提出推荐站址的排序。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 4.0.2 条	本项目可研报告中项目光伏发电站选址时，结合电网接入条件、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、施工等对电站的影响等条件，拟定初步方案，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。	/
12	光伏发电站的光伏方阵区按不同装机容量所对应的防洪标准应符合表4.0.3的规定。防排洪设施宜在首期工程中按规划容量统一规划，分期实施。 对位于山区且有洪水威胁区域的光伏发电站，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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第4.0.3条	本项目规划装机 22MW，站址远高于附近的河流、水库等大型水体，故不受附近河流、水库百年一遇洪水位影响。本项目可研报告中明确了开关站排水设施。	/
13	光伏发电站站址选址应结合场地条件，并应符合下列要求：	《光伏发电站设计标准（2024年	本项目光伏发电站站址选择在地势相对平坦的地	/

	①地面光伏发电站站址宜选择在地势平坦或北高南低的场地;与建筑物相结合的光伏电站,主要朝向宜为南向或接近南向，且宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。②利用山地建设的光伏发电站选址宜选择坡向朝南的山坡，坡度应满足施工和运行维护的安全性要求,并应结合用地属性、周边山体遮挡、冲沟等因素确定。 ③光伏方阵采用固定式基础的水上光伏发电站的站址,应依据水体底部地质条件和当地水文气象条件,结合施工、运行等因素经技术经济性比较后确定。④光伏方阵采用漂浮式支撑结构的水上光伏发电站的站址，应根据工程所在地的水深、水流、结冰、波浪、风速以及水位变化等自然条件,结合施工和运行的安全性和可靠性进行选择。⑤与农业、牧业和渔业相结合的光伏电站的站址,应结合当地自然条件、种植物和养殖物的生长规律和特点进行选择。	版）》（GB 50797-2012）第4.0.4条	区，光伏阵列布置范围主要为南向坡、偏南向坡，偶有部分东（西）向坡。光伏方阵不位于水上。	
14	选择站址时，应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第4.0.5条	本项目站址不属于空气经常受悬浮物严重污染的地区。	/
15	光伏发电站站址选择应避开泥石流、滑坡等地质灾害易发区。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第4.0.6条	本项目站址不位于泥石流、滑坡的地段和发震断裂地带等地质灾害易发区。	/
16	在危岩、发震断裂地带、岩溶发育、采空区和地质塌陷区等地区进行选址时,应进行地质灾害危险性评估,并应采取相应的防范措施。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第4.0.7条	本项目进行了地质灾害危险性评估，拟根据评估结果采取相应的防范措施。	/
17	除与建筑相结合的光伏发电系统以外，光伏发电站站址选择应避让自然保护区、生态保护区和水源保护地。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第4.0.8条	本项目站址不位于自然保护区、生态保护区和水源保护地。	/
18	光伏发电站站址应避让重点保护的文化遗址，不应设在有开	《光伏发电站设计标准（2024年	业主未提供项目用地调查区国家探明矿产地、矿	下一步设计应完善：尽

	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、矿藏时，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。	版）》（GB 50797-2012）第4.0.9条	业权压覆情况查询结果表。	快完成项目用地调查区国家探明矿产地、矿业权压覆情况查询（省、州、县三级），若涉及压覆，应调整避让。如无法避让，建设单位应委托有资质的单位编制建设项目压覆矿产资源评估报告，报主管部门审批。
19	光伏发电站站址选择宜利用未利用荒地,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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第4.0.10条	本项目站址在山坡上，以荒山和林地为主，土石开挖量少，没有房屋拆迁和人口迁移，可研报告中有植被保护措施。	/

5.1.2 总平面布置及主要建（构）筑物分析评价

依据《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）、《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）标准规范的相关要求，采用安全检查表法对项目总平面布置及主要建（构）筑物进行分析评价，见表 5-2。

表 5-2 总平面布置及主要建（构）筑物安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	总平面布置，应充分利用地形、地势、工程地质及水文地质条件，布置建筑物、构筑物和有关设施，应减少土（石）方工程量和基础工程费用，并应符合下列要求：①当厂区地形坡度较大时，建筑物、构筑物的长轴宜顺等高线布置；②应结合地形及竖向设计，为物料采用自流管道及高站台、低货位	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第 5.1.5 条	本项目总平面布置利用地形、地势布置光伏方阵区及开关站有关设备设施。	/

	等设施创造条件。			
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	本项目为新能源发电，生产时无产生高温、有害气体、烟、雾、粉尘、强烈振动和高噪声的设施。	/
3	工业企业的建筑物、构筑物之间及其与铁路、道路之间的防火间距，以及消防通道的设置，应执行现行国家《建筑设计防火规范》GB50016 等有关的规定。	《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）第5.1.10条	可研报告明确本项目建筑物、构筑物之间及其与道路之间的防火间距，以及消防通道的设置，应执行现行国家《建筑设计防火规范》GB50016 等有关的规定。	/
4	光伏发电站的站区总平面应根据发电站的生产、施工和生活需要，结合站址区域建设条件和建设规划，以及施工组织规划进行布置，应对站区交通运输、出线走廊和供排水设施等进行研究,立足近期，远近结合，统筹规划。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第7.1.1条	本项目光伏发电站的总平面根据发电站的生产、施工和生活需要，结合站址区域建设条件和建设规划，以及施工组织规划进行布置，对站区交通运输、出线走廊和供排水设施等进行研究,立足近期，远近结合，统筹规划。	/
5	光伏发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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第7.1.2条	本项目属新建项目，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，总平面设计符合国家土地政策、有关法规和工业建设用地的规定。	/
6	光伏发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)及辅助设施区。③站内 10kV 及以上交流集电线路。④就地逆变升压单元。⑤站内道路及通道。⑥防护功能设施(防洪、防雷、防火)。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第7.1.3条	本项目总平面布置设计包含下列内容：光伏方阵、就地逆变升压、开关站、站内集电线路、站内道路、其他防护功能设施(防洪、防雷、防火)。	/
7	光伏发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站内与站外、生产与生活、生产与施工之间相协调。③与城镇或工业区规划相协调。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	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第7.1.4条	本项目属新建项目，总平面设计符合下列要求：①站区周边有多条道路通往，交通运输方便。②站区总平面布置方便协调站内与站外、生产与生活、生产与施工之间的关系。③光伏发电站与城镇规划相协	/

	用，提高经济效益。		调。④场址位于山顶、山坡上，地形开阔，便于施工，暂不考虑扩建。⑤合理利用地形、地质条件。⑥合理利用山坡地，减少场地的土石方工程量。⑦合理利用山坡地，项目进行了可行性研究，工程按造价低，减少运行费用，提高经济效益设计。	
8	光伏发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升压站及站内建筑物和设施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。⑥光伏站区的布置应合理避让既有建(构)筑物和障碍物。⑦光伏发电站升压站或开关站的布置,应符合国家现行标准《20kV 及以下变电所设计规范》GB50053、《35kV~110kV 变电站设计规范》GB50059 和《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T5218 的规定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.5 条	本项目光伏阵区及开关站总平面布局初步设计符合下列要求：①光伏阵区结合日照方位布置，辅助、附属建筑和行政管理建筑采用联合布置。②初步设计拟因地制宜地进行绿化规划,利用空闲场地植树种草，满足当地规划部门的绿化要求。③从初步设计总平面布置图看，开关站及站内建筑物的选址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集电线路的布置根据光伏方阵的布置、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站内道路经扩宽后能满足设备运输、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。⑥站区的布置合理避让既有建(构)筑物和障碍物。⑦光伏发电站开关站的布置，符合相关规定。	/
9	地面光伏发电站站区出人口设置应使站内外联系方便。站区主要出人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(环行道路)宽度宜采用 4m。主、次干道的转弯半径应满足消防车转弯	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.6 条	本项目站区出入口设置使站内外联系方便。开关站内设置消防车道，车道宽 4m，转弯半径 9m，设尽头式回车场，满足消防通道设置要求。光伏布置充分利用	下一步设计应完善：站区主要出人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

	的要求，并应满足设备运输的通行要求。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,通向建筑物出人口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。		场内现有道路，箱式变压器布置在道路两侧，满足检修需求。屋外配电装置场地设操作小道。	(环行道路)宽度宜采用 4m。主、次干道的转弯半径应满足消防车转弯的要求，并应满足设备运输的通行要求。
10	地面光伏发电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路连接,其连接宜短捷且方便行车，宜避免与铁路线交叉。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.7 条	本项目光伏阵区、开关站的道路与通向城镇的现有公路连接。其连接短捷且方便行车，道路不与铁路线交叉。	/
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升压站（或开关站）区域的室外地坪设计标高应符合国家现行标准《20kV 及以下变电所设计规范》GB50053、《35kV～110kV 变电站设计规范》GB50059 及《220kV～750kV 变电站设计技术规程》DL/T5218 的规定。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、道路及场地的雨水窨井、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地处山坡地区光伏发电站的竖向布置，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。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.8 条	①本项目开关站周边设置围墙。②所有建筑物、构筑物及道路等标高的确定，满足生产使用方便。地上、地下设施中的基础、管线，管架、管沟等的标高和布置统一安排，暂不考虑扩建，方便排水。③利用场地开挖出来的碎石回填，减少工程土石方工程量，降低基础处理和场地平整费用，设置弃渣场，堆存废渣。④站区场地为山坡地，能较快排除地面水，可研报告中明确了开关站排水设施。⑤光伏发电站的竖向布置，在满足工艺要求的前提下，做到合理利用地形，根据《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目岩土工程勘察报告（详细勘察阶段）》，站址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。	/
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	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第	本项目开关站位于相对平缓的部位，采用站外截水沟进行截水，防止站外洪水流入开关站内。同	下一步设计应完善：地面光伏发电站的光伏方阵区场地排水宜采

	划容量进行设计，并使每期工程排水畅通。②当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地面光伏发电站的光伏方阵区场地排水宜采用自然散排。对建在山区或丘陵地区的光伏方阵区，应根据洪水侵扰情况，设置防排山洪设施。	7.1.9 条	时，利用站内排水沟进行站内洪水排放。可研未明确光伏方阵区场地排水情况。	用自然散排。对建在山区或丘陵地区的光伏方阵区，应根据洪水侵扰情况，设置防排山洪设施。
13	生产建筑物底层地面标高，宜高出室外地面设计标高150mm~300mm，并应根据地质条件计入建筑物沉降的影响。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.10 条	本项目生产建筑物底层地面高出室外地面150mm~300mm，并根据地质条件计入建筑物沉降的影响。	/
14	应结合工程具体条件，做好光伏发电站的防排洪(涝)规划，充分利用现有防排洪(涝)设施。当必须新建时，可因地制宜地选用防洪(涝)堤、排洪(涝)沟或挡水围墙。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.12 条	本项目站址地势较高，有利防洪排涝，不易被洪水和暴雨的积水侵袭。可研报告中明确了开关站排水设施。	/
15	光伏发电站的出线走廊，应根据系统规划、输电线出线方向、电压等级和回路数，按光伏发电站规划容量，全面规划，避免交叉。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.1.13 条	本项目光伏电站的出线走廊，根据系统规划、输电线出线方向、电压等级和回路数，按光伏发电站规划容量，全面规划，根际可研报告未发现交叉。	/
16	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、中型地面光伏发电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.2.1 条	本项目光伏方阵根据站区地形、设备特点和施工条件等因素合理布置。本站光伏方阵采用单元模块化的布置方式。	/
17	地面光伏发电站的光伏方阵布置应满足下列要求：①固定式、倾角可调式布置的光伏方阵安装方位角宜采用正南方向，方位角东西方向偏差不宜超过 15°。②光伏方阵各排、列的布置间距宜使每天 9：00～15：00（当地真太阳时）时段内东西向、南北向互不遮挡。当土地使用面积受限或土地成本较高时，跟踪式方阵应采用反向跟踪技术。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，并应考虑以下因素：1）当地的最大积雪深度；2）方阵区的洪涝水位设防标	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.2.2 条	本项目的光伏方阵布置满足下列要求： ①采用采用全钢固定结构和柔性支架相结合的方式，光伏阵列布置范围主要为南向坡、偏南向坡，采用 25 °南向倾角，偶有部分方阵的少量光伏支架布置于东（西）向坡。 ②光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离不低于 2.5m。并考虑当地的最大积雪深度；当地的洪水水位；植被高度等因数。	下一步设计应完善：光伏方阵各排、列的布置间距宜使每天 9：00～15：00（当地真太阳时）时段内东西向、南北向互不遮挡。

	准；3）植被高度；4）采用双面发电组件时，应根据场地反射条件和设置的背面反射措施，确定双面发电组件的安装高度。 7.2.2A 利用山地建设光伏发电站时，光伏方阵布置应考虑山体对光伏组件的遮挡，且宜随坡就势布置。 7.2.2B 光伏方阵布置在趋于稳定的采空沉陷区时，光伏方阵单列支架宜分段设置。当光伏场区涉及冲沟发育区时，布置光伏发电方阵时应做避让或采取防止冲沟发育、保护支架基础的措施。		③光伏方阵布置考虑了山体对光伏组件的遮挡，顺坡就势布置。 ④光伏方阵未布置在采空沉陷区，布置光伏发电方阵时拟做避让或采取防止冲沟发育、保护支架基础的措施。	
18	大、中型地面光伏发电站采用集中式逆变器时，逆变器宜与变压器相邻布置在光伏方阵单元的中部；采用组串式逆变器时，逆变器布置位置宜经技术经济比较后确定，且宜布置在光伏方阵内通风良好的背光区域。逆变升压变压器宜布置在光伏方阵单元的中部，且靠近主要通道处。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.2.4 条	本项目拟采用组串式逆变器，直接安装在光伏后排支架上。	下一步设计应完善：逆变器宜布置在光伏方阵内通风良好的背光区域。逆变升压变压器宜布置在光伏方阵单元的中部，且靠近主要通道处。
19	工艺管线的敷设方式应符合下列要求：①工艺管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。②电缆不应与其他管道同沟敷设。③管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.2.5 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：工艺管线的敷设方式应符合下列要求：①工艺管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。②电缆不应与其他管道同沟敷设。③管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。
20	逆变器和就地升压变压器的布	《光伏发电站设	可研报告未明确。	下一步设计应完

	置高度应符合光伏发电站站址区防洪、防涝标准的要求。除满足防洪、防涝标准以外，当光伏方阵区位于内涝易发区域时，逆变升压设备基础还应采取防治基础内积水或长时间浸水措施。	计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.2.6 条		善：逆变器和就地升压变压器的布置高度应符合光伏发电站站址区防洪、防涝标准的要求。除满足防洪、防涝标准以外，当光伏方阵区位于内涝易发区域时，逆变升压设备基础还应采取防治基础内积水或长时间浸水措施。
21	光伏方阵布置应便于光伏组件表面清洗，宜设置相应的清洗通道。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.2.7 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：光伏方阵布置应便于光伏组件表面清洗，宜设置相应的清洗通道。
22	总平面布置应符合总体规划要求，根据建设规模、站区功能分区、交通运输、环境保护，以及消防、安全、卫生、施工、检修、扩建等要求，结合场地自然条件，经技术经济比较后择优确定。	《变电站总布置设计技术规程》（DL/T5056-2024）第 5.1.1 条	本项目总平面布置符合总体规划要求，根据建设规模、站区功能分区、交通运输、环境保护，以及消防、安全、卫生、施工、检修、扩建等要求，结合场地自然条件，经技术经济比较后择优确定。	/

5.1.3 单元小结

依据《工业企业总平面设计规范》（GB50187-2012）、《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）进行安全检查分析，本项目的站址选择及总平面布置单元基本符合标准规范的要求。但下一步设计还需进一步落实以下问题：

（1）尽快完成项目用地调查区国家探明矿产地、矿业权压覆情况查询（省、州、县三级），若涉及压覆，应调整避让。如无法避让，建设单位应委托有资质的单位编制建设项目压覆矿产资源评估报告，报主管部门审批。

（2）站区主要出人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(环行道路)宽度宜采用 4m。主、次干道的转弯半径应满足消防车转弯的要求，并应满足设备运输的通行要求。

（3）地面光伏发电站的光伏方阵区场地排水宜采用自然散排。对建在山区或丘陵地区的光伏方阵区，应根据洪水侵扰情况，设置防排山洪设施。

（4）光伏方阵各排、列的布置间距宜使每天 9：00～15：00（当地真太阳时）时段内东西向、南北向互不遮挡。

（5）逆变器宜布置在光伏方阵内通风良好的背光区域。逆变升压变压器宜布置在光伏方阵单元的中部，且靠近主要通道处。

（6）工艺管线的敷设方式应符合下列要求：①工艺管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。②电缆不应与其他管道同沟敷设。③管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

（7）逆变器和就地升压变压器的布置高度应符合光伏发电站站址区防洪、防涝标准的要求。除满足防洪、防涝标准以外，当光伏方阵区位于内涝易发区域时，逆变升压设备基础还应采取防治基础内积水或长时间浸水措施。

（8）光伏方阵布置应便于光伏组件表面清洗，宜设置相应的清洗通道。

5.2 光伏发电设备及其系统单元

5.2.1 光伏发电设备及其系统分析评价

依据《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）等规范中的相关内容编制安全检查表，对该项目光伏发电设备及其系统进行

分析评价，详见表 5-3。

表 5-3 光伏发电设备及其系统安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	大、中型集中式光伏发电站的发电系统宜采用多级汇流、分散逆变、集中并网方式；分散逆变后宜就地升压，升压后集电线路回路数及电压等级应经技术经济比较后确定。分布式光伏发电站的发电系统宜采用分散逆变、就地并网方式。 大、中型光伏发电站的发电单元的容量应结合直流侧电压等级、光伏组件和逆变器的选型，经技术经济比较后确定。大、中型光伏发电站宜选用直流侧高电压系统和大容量发电单元方案。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.1.1 条	本项目可研报告推荐采用组串式逆变方案，采用多级汇流、分散逆变、集中并网系统；升压后集电线路回路数及电压等级经技术经济比较后确定。	/
2	当光伏方阵所在场地起伏较大、光伏阵列易受遮光影响、组件布置倾角和朝向不同时，光伏发电系统宜选择具有多路最大功率点跟踪功能的逆变设备。光伏发电系统中，逆变器同一个最大功率点跟踪回路接入的光伏组件串的电压、组件朝向、安装倾角、阴影遮挡影响等宜一致。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.1.2 条	本项目可研报告推荐采用组串式逆变方案，同一个逆变器接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角一致。	/
3	光伏发电系统直流侧的设计电压应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压，系统中所采用的设备和材料的最高允许电压应不低于该设计电压。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.1.3 条	本项目光伏发电系统直流侧的设计电压高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压，系统中所采用的设备和材料的最高允许电压不低于该设计电压。	/
4	光伏发电系统中光伏组件与接入逆变器之间的容量配比应综合考虑光伏方阵的安装方式、场地条件、太阳能资源、各项损耗等因素，经技术经济比较后确定。光伏组件的安装容量与逆变器额定	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.1.4 条	本项目站址位于太阳能年水平面总辐照量小于 6300MJ/㎡且不小于 5040MJ/㎡的地区，光伏发电系统中光伏组件与逆变器配置综合比例	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	容量之比应符合下列规定：①年水平面总辐照量不小于6300MJ/㎡的地区，不宜超过1.3。②年水平面总辐照量小于6300MJ/㎡且不小于5040MJ/㎡的地区，不宜超过1.5。③年水平面总辐照量小于5040MJ/㎡的地区，不宜超过1.8。④配置储能的光伏发电系统，应根据光伏系统与储能系统的耦合方式，在满足功能需求的前提下，经技术经济比较后确定。		设计为1.1，本项目未配置储能。	
5	光伏组件串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.1.5条	本项目光伏组件串的最大功率工作电压变化范围在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。	/
6	离网光伏发电系统的安装容量应根据负载特性、当地太阳能资源条件、环境条件和储能系统特性等来确定。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.1.6条	本项目为并网光伏发电系统。	/
7	光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗，当站址所在地的大气环境较差、组件表面污染较严重且又无自洁能力时，应设置清洗系统或配置清洗设备。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.1.7条	本项目光伏方阵设计便于光伏组件表面的清洗，靠近道路及方便清洗车辆进入的区域拟采用机械清洗，其他区域采用人工清洗。	/
8	光伏组件应根据类型、标称功率、转换效率、发电系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性和使用环境等条件进行选择。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.3.2条	本项目光伏组件根据类型、标称功率、转换效率、发电系统电压、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性和使用环境等条件进行选择。	/
9	海拔高度在2000m及以上高原地区使用的逆变器和汇流箱，应选用高原型（G）产品或按现行国家标准《低压系统内设备的绝缘配合第1部分：原理、要求和试验》GB/T16935.1、《光伏发电并网逆变器技术要求》	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.3.9条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：海拔高度在2000m及以上高原地区使用的逆变器和汇流箱，应选用高原型（G）产

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	GB/T37408 和《光伏发电站汇流箱技术要求》GB/T34936 的规定进行校验。			品或按现行国家标准《低压供电系统内设备的绝缘配合 第 1 部分：原理、要求和试验》（GB/T16935.1-2023）、《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T37408-2019）和《光伏发电站汇流箱技术要求》（GB/T34936-2017）的规定进行校验。
10	光伏方阵可分为固定式、倾角可调式和跟踪式三类，应根据太阳能资源、气象条件、使用环境、安装容量、安装场地面积和特点、负荷特性和运行管理方式等因素，经技术经济比较后确定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.4.1 条	本项目可研报告推荐光伏方阵的运行方式采用全钢固定结构和柔性支架相结合的方式，根据场地地形条件，选用不同的支架型式。	/
11	光伏方阵采用固定式或倾角可调式布置时，方阵倾角应结合站址当地的太阳能资源、风速、雨水、积雪等条件进行选择，并应符合下列要求：①对于场地可利用面积不受限制，且土地成本较低的并网光伏发电系统，倾角选择宜使光伏方阵单位安装容量的全年发电量最大。②对于离网光伏发电系统，倾角宜使光伏方阵的发电输出功率与用电负荷匹配，并应满足全年各月用电量需求。③对于场地可利用面积受限或土地成本较高的并网光伏发电站，应根据工程建设场地条件和安装容量需求，经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和阵列	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.4.3 条	本项目可研报告经计算比较，最佳倾角选择 25°。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	间距。			
12	光伏支架、组件连接件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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.8.1条	本项目光伏支架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。	/
13	光伏支架采用钢材时，型钢选用应符合国家现行标准《钢结构设计标准》GB50017和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB50018的规定。当光伏支架采用铝合金材料时，材质的选用应符合国家现行标准《铝合金结构设计规范》GB50429的规定。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.8.2条	本项目光伏支架材料采用钢材，材质的选用和支架设计符合规定。	/
14	支架的构造应符合下列规定：①普通碳钢构件除受拉构件外，壁厚不宜小于2mm；采用屈服强度不小于420N/m㎡的连续热镀锌、热镀铝锌合金镀层钢板及钢带时，构件最小壁厚不应小于0.8mm，并应符合现行国家标准《连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带》GB/T2518的规定。②受压和受拉构件的长细比限值应符合表6.8.9-1和表6.8.9-2的规定。③铝合金构件最小壁厚应符合现行国家标准《铝合金结构设计规范》GB50429的规定。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.8.9条	根据可研报告，光伏支架采用热轧型钢，光伏支架主梁和柱受力构件最小壁厚不小于3.5mm，次梁最小壁厚不小于1.5mm；受压和受拉构件的长细比限值符合表6.8.9-1和表6.8.9-2的规定。	/
15	支架的防腐蚀应符合下列要求：①支架在结构类型、布置、构造上应便于支架防腐的检查和维护。支架应结合使用环境、使用年限、施工和维修条件等因素，因地制宜进行防腐蚀设计；大气腐蚀环境分类应按本标准附录D中数值采用。②普通碳素钢支架防腐宜综合采用热浸	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第6.8.10条	本项目可研报告明确了支架的防腐，除高强耐候钢外，其余钢构件采用镀镁铝锌防腐方式。钢结构支架、连接板及拉条均采用镀镁铝锌防腐处理，且镀镁铝锌防腐涂层平均厚度满足双面275g/㎡；采用热镀锌构件，镀锌层厚度不小	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	镀锌、锌铝双金属涂层、锌铝镁合金镀层等措施，防腐层最小平均厚度应满足使用年限内所处大气腐蚀环境下腐蚀裕量的要求；热浸镀锌层平均厚度不应小于 55μm。③铝合金支架应进行表面防腐处理，可采用阳极氧化处理措施，阳极氧化膜的最小厚度应符合表 6.8.10 的规定。④连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带制作的支架，对于腐蚀环境种类 C1～C3 地区，结构构件镀层的镀锌量不应低于 180g/㎡（双面）或镀铝锌量不应低于 100g/㎡（双面）；对于腐蚀环境种类 C4、C5 地区，镀锌量不应低于 275g/㎡（双面）或镀铝锌量不应低于 150g/㎡（双面）。⑤耐候钢支架除应满足使用年限内所处大气环境下腐蚀裕量的要求，尚应满足腐蚀环境种类 C1～C3 地区，腐蚀裕量不应小于 0.25mm/面，C4 及以上地区，腐蚀裕量不应小于 0.5mm/面。⑥其他复合材料制作的支架应满足使用年限内所处大气环境下腐蚀裕量要求。		于 70μm。防腐前对钢结构除锈处理，除锈等级应达到 Sa2.5 的质量要求。	
16	光伏方阵场地内应设置接地网，接地网除应采用人工接地极外，还应充分利用支架基础的金属构件。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）第 8.8.3 条	本项目光伏阵列拟采取设置水平接地带和垂直接地极相结合的接地网，安装时用接地线将光伏板铝合金外框和光伏板支架可靠导通。	/
17	光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应小于 4Ω。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.8.4 条	本项目可研报告中明确了光伏方阵接地电阻值小于 4Ω。	/
18	光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。	《光伏发电站设计标准（2024 年	本项目可研报告中明确了光伏组件之间的电缆有固定措施和	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
		版）》（GB 50797-2012）第 8.9.3 条	防晒措施。	
19	利用山地建设光伏发电站时，对山体地形较陡、土壤松动、有碎石滚落等区域，应采取安全防护措施。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 13.0.8 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：对山体地形较陡、土壤松动、有碎石滚落等区域，应采取安全防护措施。

5.2.2 光伏组件预先危险性分析

表 5-4 光伏组件预先危险性分析表

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
光伏组件损坏	1、设计不合理、制造工艺不良、运行振动磨损、绝缘老化等导致相间短路； 2、制造、检修留有杂物、零部件松脱； 3、短路。	设备损坏	II	1、加强对制造厂的监造，把好出厂、交接验收质量关； 2、系统保护配置完善、定期校验，动作可靠； 3、严格执行运行、检修规程。
倾倒	1、支架材料的性能指标不符合运行环境温度技术条件要求。 2、极端天气，极端风速超过安全风速。 3、钢结构高强度螺栓的紧固件松脱、脱落、紧固件螺栓强度不够，长期运行可能发生支架倾倒事故。 4、钢制支架制造不良，材料使用不当，钢结构焊接不合格、支架腐蚀严重可引发折塔事故。	设备受损、人员伤害、经济损失	II	1、支架材料的性能指标符合运行环境温度技术条件要求。 2、做好极端大风天气预报，制定极端大风天气应急预案。 3、螺栓应符合《钢结构高强度螺栓连接的设计、施工及验收规程》的相关规定。 4、严格施工验收制度，钢结构焊接符合标准规范要求。 5、保持完好状态。
光伏组件火灾	1、电缆遇外来火源或电缆短路很容易引起电缆燃烧着火。 2、控制系统的电缆引发火灾事故。 3、设备故障，产生火花引燃周围杂物，发生火灾事故。 4、由雷击导致火灾，雷击是引起光伏组件火灾的主	人员伤害、设备严重损坏	II	1、严格动火工作票制度； 2、定期检查电器、电缆、电源主回路电缆端子的联接质量，以防止电源回路虚接而引发的电气火灾。 3、使用高灵敏度的探测器，探测火灾初级阶段时所产生的微量烟雾，对探测器进行灵活设置，以便在火灾发生的过程中提供多级报警。 4、做好接地装置引下线的导通检测；定期检查地网接地电阻，保持地电阻值

	导原因之一。光伏组件处于山脊，如没有避雷设施或设施维护不当，因雷击导致火灾的风险就特别高。			合格。
触电	1、设备带电部分外露，人接触。 2、电气设备安装不合理，多存在装置性违章现象。 3、设备触电保护器失灵。 4、检修用电设备时，违反规程； 5、不办理工作票、操作票，擅自拉合刀闸；不装设接地线、不挂标示牌； 6、外部人员进入厂内误触电。	人员伤害、设备损坏	II	1、做好绝缘、接地、保护等措施，使外露部分不带电；加强设备管理，提高设备的健康水平，定期对绝缘工器具进行校验和轮换； 2、设备由持证的专职电工进行安装； 3、杜绝违章作业； 4、户外检修作业要严格执行“两票”制度； 5、在检修用电设备时，遵循《电业安全工作规程》，采取保证安全的组织措施和保证安全的技术措施； 6、设置安全警示标志、挂标示牌。
防雷接地故障	1、未设置防雷装置； 2、防雷装置安装不满足规范要求； 3、防雷装置未经有资质单位进行定期检测，或检测结果不合格、未整改； 4、防雷装置经检测后不满足设计要求。	设备损坏、人员伤害	II	1、按规范要求设计防雷装置； 2、购买有相应资质厂家的产品，并由有资质单位安装； 3、应请具有相应资质检测单位进行定期检测； 4、防雷接地装置应经检测满足设计和规范要求后才能使用。
物体打击	1、光伏阵区山坡地施工产生的滚石、坍塌体未进行处理。 2、光伏阵区未设置完善的排水设施。	设备损坏、人员伤害	II	1、对山坡地上的滚石、坍塌体进行经常性检查及处理； 2、在光伏阵区设置完善的排水实施。

从预先危险性分析表可以看出，发生光伏组件损坏、倾倒、自动化和保护系统故障、光伏组件火灾、触电、高处坠落、雷击的危险等级为II级，临界的，应予以排除或采取控制措施。

5.2.3 集电线路预先危险性分析

表 5-5 集电线路单元预先危险性分析

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
线路断线	1、线路导线未考虑投入运行后可能出现最大负荷的裕度； 2、线路绝缘腐蚀损坏； 3、暴雨、地基不均匀沉降造成断线；	设备损坏	II	1、线路导线要考虑投入运行后可能出现的最大负荷的裕度，导线的连接应采用压缩型接续金具； 2、定期检查，并针对性的对线路腐蚀严重的加强运行监视，并及时更换；

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
	4、电缆或线路绝缘损坏发生接地短路故障。			3、对遭受暴雨、不均匀沉降的，及时提出并落实可靠的防护措施； 4、定期巡视，发现隐患及时处理。
触电	1、工作人员安全意识不强，自我保护能力较差，未检查核对线路名称及线路“三相”色别标识、未对线路进行复验电； 2、负责人、监护人，责任心不强，对工作人员能力搭配不当，出现严重的失职； 3、工作人员对工作现场作业的环境及线路等不熟悉、精神状态不佳，在具体操作时，工作思路不清晰、班组成员合作意识差等。	人员伤害	II	1、严格执行《国家电网公司电力安全工作规程》（电力线路部分），认真核对线路名称及线路“三相”色别标识；要复验电；做好安全措施； 2、加强工作负责人、监护人的责任心，严格执行工作票上所采取的安全措施； 3、进行工作时，工作人员要认真熟悉工作环境，保持良好的精神状态，要熟悉工作任务，工作思路清晰。
接地短路故障	集电线路接地短路。	设备损坏	II	1、制定线路的定期巡视和特殊巡视制度，并认真执行。若发现隐患，要及时排除； 2、经常开展安全大检查活动，提高各级人员的安全意识。做到防微杜渐，警钟长鸣；
人为破坏	电缆、电线、电力设施损坏或被盗。	触电设备损坏	II	1、制定防外力破坏管理措施，定期巡检。 2、电站周边设置安防监控系统和其他反恐、防破坏措施。
防雷接地故障	1、防雷接地未按设计和规范要求设置； 2、防雷接地电阻不满足要求； 3、未定期进行防雷接地装置检测。	雷击、设备损坏	II	1、防雷接地装置按设计施工； 2、防雷接地电阻如不满足要求，则采取其它辅助措施； 3、定期进行防雷接地装置检测。

由预先危险性分析可知，该单元中可能发生集电线路断线、触电、接地短路故障、人为破坏、防雷接地故障的危险等级为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施。

5.2.4 单元小结

从预先危险性分析表可以看出，该项目发生光伏组件损坏、倾倒、自动化和保护系统故障、光伏组件火灾、触电、高处坠落、雷击的危险

等级为II级，危险程度为临界的，应予以排除或采取控制措施；集电线路断线、触电、接地短路故障、人为破坏、防雷接地故障的危险等级为II级，危险程度为临界的，应予以排除或采取控制措施。为防止事故的发生，本报告提出了对策措施。因此，在项目设计、投产运行时，设计单位和光伏发电站应遵循本报告提出的安全对策措施，防止此类危险和灾害的发生。

通过对照《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）进行安全检查分析，本项目的电气设备及其系统单元符合标准规范的要求。但下一步设计应进一步明确以下内容：

（1）海拔高度在 2000m 及以上高原地区使用的逆变器和汇流箱，应选用高原型（G）产品或按现行国家标准《低压供电系统内设备的绝缘配合 第 1 部分：原理、要求和试验》（GB/T16935.1-2023）、《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T37408-2019）和《光伏发电站汇流箱技术要求》（GB/T34936-2017）的规定进行校验。

（2）对山体地形较陡、土壤松动、有碎石滚落等区域，应采取安全防护措施。

5.3 电气设备及其系统单元

5.3.1 电气设备及其系统分析评价

依据《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）等规范中的相关内容编制安全检查表，对该项目电气设备及其系统进行分析评价，详见表 5-6。

表 5-6 电气设备及其系统安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	光伏发电站升压站主变压器的选择应符合	《光伏发电站设计标准（2024 年	本项目未设升压站。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	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发电站的最大连续输出容量进行选取，且宜选用标准容量。	版）》（GB50797-2012）第8.1.2条		
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变压器容量宜按光伏方阵单元最大连续输出功率选取。③宜选用高压（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。防护等级不应低于IP54。④就地升压变压器可采用双绕组变压器，当多台没有高频环流抑制功能的集中式或集散式逆变器直接接入同一台就地升压变压器时，就地升压变压器应采用分裂变压器，且其分裂系数不宜低于3。⑤就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。⑥就地升压变压器应具备电气隔离功能，不应采用自耦变压器。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.1.3条	本项目光伏方阵内就地升压变压器拟选择自冷式、低损耗、无励磁调压变压器。采用容量为2560~3520kVA双绕组箱式升压变压器，型号为S20-2560~3520，防护等级IP54，就地升压变压器具备电气隔离功能。	/
3	光伏发电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏发电站的安装容量，经技术经济比较后确定，并宜符合下列规定：1、小型光伏发电站宜采	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.2.2条	本项目属中型光伏发电站，采用35kV电压等级。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	用 0.4kV～10kV 电压等级。2、中型光伏发电站宜采用 10kV～35kV 电压等级。3、大型光伏发电站宜采用 35kV 或 66kV 电压等级。			
4	当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064 的规定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.2.8 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064 的规定。
5	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 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。GIS 配电装置的母线避雷器和电压互感器、电缆进出线间隔的避雷器、线路电压互感器应设置独立的隔离开关或隔离断口。架空进线的 GIS 线路间隔的避雷器和线路电压互感器宜采用外置结构。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.2.10 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：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。GIS 配电装置的母线避雷器和电压互感器、电缆进出线间隔的避雷器、线路电压互感器应设置独立的隔离开关或隔离断口。架空进线的 GIS 线路间隔的避雷器和线路电压互感器宜采用外置结构。

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
6	大、中型光伏发电站应设直流电源系统向继电保护、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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第8.4.1条	本项目光伏发电站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。	/
7	直流电源系统的电压可采用220V或110V。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.4.2条	本项目开关站直流电源系统的电压采用220V。	/
8	10kV~35kV配电装置宜采用成套式高压开关柜配置型式。对沿海、海拔高度2000m及以上、污秽严重及土石方开挖工程量大的地区，当技术经济合理时，66kV及以上电压等级的配电装置可采用气体绝缘金属封闭开关设备；在内陆及荒漠地区可采用装配式配电装置。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.5.3条	本项目10kV~35kV配电装置采用户内成套式高压开关柜配置型式。	/
9	当技术经济合理时，光伏发电站升压站或开关站的35kV及以下配电装置宜采用预制舱式。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.5.4条	本项目开关站的35kV及以下配电装置采用预制舱式。	/
10	无功补偿装置设备的型式宜选用成套设备。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.6.3条	本项目无功补偿装置设备的形式选用成套设备。	/
11	大、中型光伏发电站的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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第8.7.3条	本项目电气二次设备布置在配电舱，配电舱面积满足设备布置和定期巡视维护的要求，并留有备用屏位。屏、柜的布置与配电装置间隔排列次序对应。	/
12	光伏发电站内的电气元件保护应符合现行	《光伏发电站设计标准（2024年	本项目可研报告中明确了光伏发电站内的	下一步设计应完善：35kV母线

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285 和《光伏发电站继电保护技术规范》GB/T32900 的规定。35kV 及以上电压等级母线宜装设母差保护。	版）》（GB 50797-2012）第 8.7.5 条	电气元件保护要求。未明确 35kV 母线宜装设母差保护。	宜装设母差保护。
13	光伏发电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。光伏发电单元就地升压变的高、低压主开关宜具备就地和远方控制功能。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.7.6 条	本项目未设跟踪器，逆变器的控制纳入监控系统，就地升压变的高、低压主开关具备就地和远方控制功能。	/
14	光伏发电站交流不间断电源装置的设置应符合下列要求：①升压站或开关站内的交流不间断电源应合并设置，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 2h。②各光伏发电单元宜分单元配置交流不间断电源，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 0.5h。③升压站或开关站内配有直流电源系统时，宜采用一体化电源，交流不间断电源装置不单独配置蓄电池。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.7.9 条	本项目开关站设交流不间断电源，其它项未明确。	下一步设计应完善：①开关站内的交流不间断电源应合并设置，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 2h。②各光伏发电单元宜分单元配置交流不间断电源，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 0.5h。③开关站内配有直流电源系统时，宜采用一体化电源，交流不间断电源装置不单独配置蓄电池。
15	光伏发电站的设备和装置的防雷设计、过电压保护和接地应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.8.1 条	可研报告中明确了光伏发电站的设备和装置的防雷设计、过电压保护和接地要求。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	规范》GB/T50064、《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065 和《光伏发电站防雷技术要求》GB/T32512 的规定。			
16	集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类及以上阻燃电缆；建筑光伏发电系统电缆应采用 C 类及以上阻燃电缆，电力电缆宜选择铜导体。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.9.2 条	本项目可研报告中明确了集中敷设于沟道、槽盒中的电缆选用阻燃电缆。	/
17	电缆敷设可采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。电力电缆和控制电缆、光缆、屏蔽双绞线等线缆宜分开排列，当采用直埋敷设时，应选用铠装电缆或采取穿管保护。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.9.4 条	本项目可研报告中明确了电缆敷设拟采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等敷设方式。电力电缆、控制电缆、消防专用电缆、通信电缆均分开敷设。直埋电缆采用铠装电缆。	/
18	电缆沟不得作为排水通路。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.9.5 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：电缆沟不得作为排水通路。
19	远距离传输时，网络电缆宜采用光纤电缆。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.9.6 条	本项目网络电缆拟采用光纤电缆。	/
20	光伏发电站中电气设备电缆出线孔与地面之间需要设置电缆保护管或保护槽盒。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 8.9.9 条	本项目电缆出线孔与地面之间设置电缆保护管或保护槽盒保护。	
21	通过 35kV 及以上电压等级并网，以及通过 10kV 电压等级与公共电网连接的光伏发电站应配置相应的自动化终端设备，采集发电装置及并网线路的遥测和遥信量，接收遥控、遥调指令，	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 9.4.1 条	本项目拟设远动工作站，通过远动工作站实现与省中调或地调的遥测、遥信、遥控等功能。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	并通过专用通道与电力调度机构相连。			
22	通过35kV及以上电压等级并网，以及通过10kV电压等级与公共电网连接的光伏发电站计算机监控系统远动设备的容量及性能指标应满足光伏发电站端远动功能及规约转换要求。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第9.4.2条	本项目远动设备的容量及性能指标满足光伏发电站端远动功能。	/

5.3.2 开关站预先危险性分析

该单元的主要危险有害因素为：变压器故障、高压配电装置故障、配电系统火灾、电缆火灾，电缆接头故障、配电设备损坏，开关设备事故、继电保护及安全自动装置故障、互感器及电容器损坏、接地网事故、电气误操作、触电以及全厂停电事故、污闪事故等，预先危险性分析情况见下表。

表5-7 开关站预先危险性分析表

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
变压器故障	1、由于变压器制造质量差，或检修失误，或长期过负荷运行时，使内部线圈绝缘损坏，发生短路； 2、接头连接不良，造成接触电阻过大，导致局部高温起火； 3、铁芯绝缘损坏，涡流增大，温度升高，引起内部可燃物燃烧； 4、外部短路时，变压器保护装置失灵或定值不当等，将引起变压器过热； 5、变压器的油质劣化，或油箱漏油、缺油等，影响油的热循环，使油的散热能力下降，导致温升超标； 6、暴雨产生洪水引起电气设备短路； 7、变压器遭受雷击，产生电弧	设备损坏、变压器着火、爆炸、较大经济损失	II	1、定期进行检修、试验，及时消除缺陷，使变压器处于良好的状态； 2、定期用红外线测温仪测温，过热缺陷及时消除； 3、使用优质变压器油，定期检查油质、油量以及是否有漏油现象，如果发现上述现象应及时进行消缺； 4、定期检测防雷、防静电系统及其接地电阻； 5、加强对设备从选型、定货、监造、交接试验、安装、监理、验收到投运的全过程管理； 6、定期进行预试及油色谱、微水分析试验数据合格； 7、加强对分接开关的检修、试验、特别是有载分接开关的检修试验按导则的要求进行； 8、防止油中进水、受潮； 9、变压器保护配置必须完善，定期校

	或电火花引燃可燃物； 8、动物跨接在变压器的低压套管上，引起短路起火； 9、设计不合理、制造工艺不良、出口或近区短路造成绕组变形损坏； 10、油中水份超标，变压器和套管进水受潮； 11、油中总烃及乙炔含量超标； 12、变压器上层油温高并报警； 13、变压器套管绝缘不良发生爆炸； 14、有载开关的故障； 15、未设置主变压器水喷雾系统，如果发生火灾，可能发生火灾扩大。			验，动作可靠，变压器本体及副油箱的重瓦斯必须投入跳闸； 10、防止套管受潮，闪络及爆炸事故，确保试验合格，油位正常；套管外绝缘应满足防污的要求； 11、应定期采用红外测温技术测量套管接头和变压器本体有无局部过热现象并及时处理； 12、应定期监测铁心接地引下线的环流，防止多点接地和短路故障； 13、超额定电流方式下运行时，若顶层油温超过 105℃时，应立即降低负载，应将过负载的数值、持续时间、顶层油温和环境温度以及冷却装置运行情况报告调度并记入变压器技术档案；
高压配电装置故障	1、开关柜“五防”配置不全、防护等级不符合要求； 2、开关设备进水受潮、电气设备短路； 3、互感器进雨水引起绝缘击穿； 4、SF_6高压开关设备漏气造成SF_6压力不足； 5、真空断路器真空度下降，导致断路器在分闸时动静触头之间产生放电击穿； 6、当地极端低温，引起弹簧材质性能降低、断裂。 7、遮断容量不够。 8、PT，CT，避雷器，开关等产品质量不符合要求，未按规定进行检修； 9、发生短路、接地，保护失灵； 10、系统谐振，避雷器爆炸，设备绝缘击穿； 11、因过电压（特别是雷击或操作产生的过电压）造成损坏； 12、分合闸速度不满足要求； 13、高压开关设备载流导体过热。	设备损坏、火灾爆炸、身体伤害	II	1、选择具有“五防”功能的开关柜； 2、对 35kV 及以上电压等级互感器每年必须进行一次介损试验； 3、防止开关设备进水受潮、短路； 4、加强对 SF_6 气体质量的监督管理，做好新 SF_6 气体管理以及运行设备的气体监测和异常情况分析。监测应包括 SF_6 压力表和密度继电器的定期校验； 5、定期对真空断路器的真空度进行校验； 6、开关应适合当地低温环境，特别是室外弹簧开关应适合当地低温环境； 7、开关的动作特性和遮断容量应满足系统要求。 8、电容器容量、电压等级应满足要求； 9、加强对设备从选型、定货、验收到投运的全过程管理； 10、严格进行工程质量验收，交接试验项目齐全，试验合格。定期检修、试验； 11、装设过电压保护器，防止过电压引起绝缘击穿，发生短路故障，造成电气着火； 12、定期用红外线测温仪测温，过热缺陷及时消除； 13、防止线圈温度过高，绝缘劣化而烧损。
电缆火灾	1、电缆头工艺不良； 2、检测、施工、运行管理不完善、不定期清扫电缆头积灰； 3、封、堵、涂、隔、包不完善；	光伏组件失控、经济损失、电缆	II	1、严格按照电缆头及中间线盒的制作工艺要求施工； 2、坚持定期试验，缺陷及时处理； 3、定期对动力电缆、电缆头及中间盒

	4、过负荷、短路、绝缘损坏； 5、明火引燃、事故扩大； 6、过负荷、短路、绝缘损坏； 7、电缆沟道进水或进入小动物，引起电缆绝缘降低。	火灾		进行测温； 4、电缆孔洞必须严密封堵，穿墙两侧应刷耐火涂料，对电缆沟的电缆做好防火隔离； 5、完善分段阻燃措施； 6、控制电缆与电缆分开敷设，并采取防火隔离措施； 7、直流蓄电池阻燃电缆敷设在不同的通道敷设； 8、35kV 电缆进配电室尽可能分散敷设； 9、监控系统、消防水泵、事故照明、UPS 及蓄电池室至直流屏电缆应采用耐火或阻燃电缆； 10、要防止小动物对电缆的危害，防止人为破坏和机械损伤造成电缆短路事故的发生； 11、装设感烟、感温报警，消防设施完善，无死角； 12、定期巡检，发现问题及时处理； 13、防止电缆过负荷运行。
电缆接头故障	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、潮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，导致绝缘击穿短路。	光伏组件失控、经济损失	II	1、电缆接头的故障绝大多数是因为制作工艺欠佳造成。所以要在提高制作工艺水平的基础上严把质量关，避免故障的重复发生。 2、尽量减少电缆接头的数量。如需要，应按工艺要求制作安装电缆头，经质量验收合格后再用耐火防爆盒将其封闭。 3、在制作电缆接头过程中应特别注意保持清洁，同时应尽量缩短制作时间，电缆剥切后，在空气中暴露的时间越长，侵入杂质、水分、气体、灰尘等的可能性就越大，从而影响接头质量。因此要求在施工之前充分做好各项准备工作，保证制作时不间断，一气呵成。
直埋电缆和电缆沟敷设电缆	1、直埋电缆的埋置深度不符合要求、未按规范要求采取保护措施、回填土前未经隐蔽工程验收合格，则电缆可能受到损坏。 2、电缆穿管若不符合设计要求，也可能引发事故。 3、电缆沟中若未按规范要求，分段设置阻火墙，可能导致事故扩大。	电缆损坏、财产损失	II	电缆的敷设应严格按照《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》（GB50168-2018）及相关标准规范设计和施工。
互感器、	1、设计不合理、制造工艺不良； 2、因过电压（特别是雷击或操	设备损坏、设备	II	1、加强对设备从选型、定货、验收到投运的全过程管理；

电容器损坏	作产生的过电压）造成电流互感器二次侧开路，电压互感器二次侧短路； 3、互感器进雨水引起绝缘击穿； 4、防雷设施不完善； 5、电容器绝缘击穿； 6、TV、TA 产品质量不符合要求，不按规定进行检修；	着火爆炸、财产损失		2、对 110kV 及以上电压等级互感器每 1 到 3 年进行一次介损试验； 3、防止线圈温度过高，绝缘劣化而烧损； 4、电容器容量、电压等级应满足要求； 5、完善防雷设施； 6、装设防雨水进入措施； 7、严格进行工程质量验收，交接试验项目齐全，试验合格。定期检修、试验；
接地网故障	1、接地电阻不合格； 2、接地引下线腐蚀断裂； 3、接地引下线动、热稳定不满足要求； 4、雷击。	人身伤害、保护失灵、设备损坏	II	1、对接地网的设计应由设计部门详细进行土壤电阻率值的计算，施工单位必须按图施工，监理到位，隐蔽工程按程序进行验收合格； 2、要确保接地装置的质量，试验连接可靠； 3、变压器中性点、重要设备及构架，宜有 2 根与主接地网不同地点连接，且每个接地引下线均应符合热稳定的要求，连接线应便于定期进行检查测试； 4、做好接地装置引下线的导通检测和定期开挖检查； 5、接地网接地电阻合格。
电气误操作	1、不执行“两票”及安规中的有关规定； 2、无闭锁装置或装置失灵； 3、解锁管理混乱。	人身伤害、设备损坏	II	1、选择具有“五防”功能的开关柜，开关站、高压配电室闭锁装置可靠； 2、强化安全管理、提高员工自我保护意识； 3、严格执行“两票”制度； 4、强化解锁管理，防止误操作。 5、电气设备应双重编号，编号齐全清晰、颜色正确。
触电事故	1、违章作业； 2、绝缘损坏、设备漏电； 3、接地设施及漏电保护不完善； 4、临时电源管理混乱，使用不当； 5、不执行“两票”及安规中的有关规定； 6、高压设备安全防护措施不完善； 7、高压设备的作业安全距离不足； 8、作业人员误入带电间隔； 9、光伏组件升压变压器防护设施及其安全警示标识不完善； 10、工作人员未正确使用或穿戴绝缘防护用品。	人员伤害	II	1、检修作业要严格执行“两票”制度； 2、检修和生活电源均应加装漏电保护器并定期试验； 3、各类电气设备外壳及配电箱柜体接地可靠、电阻合格； 4、检修前严格做好验电检查； 5、强化安全管理、提高员工自我保护意识；现场工作人员应学会应急救护法，正确脱离电源，正确掌握心肺复苏法； 6、遵守《电业安全作业规程》中有关高压设备的安全规定。 7、完善光伏组件升压变压器防护设施及其安全警示标识，并定期维护，保证完好； 8、工作人员应正确使用或穿戴绝缘防护用品。

				9、注意重复触电。 10、绝缘工器具定期试验并妥善保管。
全场停电事故	1、保护定值选择不当，保护误动、拒动事故扩大； 2、直流系统故障； 3、检修、运行人员人为责任造成的“误触、误碰、误整定、误接线”事故； 4、继电保护装置发生误动、拒动事故。 5、输出通道故障。	全场停电、光伏组件停运、事故扩大、设备损坏	II	1、加强蓄电池和直流系统的维护管理； 2、保护定值选择合理；备用电源自投可靠；保护电源的自投可靠； 3、加强继电保护人员的专业技能和职业素质培训，严格执行 18 项反事故措施； 4、按照相关规程和规定，做好保护装置选型和保护定值的整定、配合； 5、落实二次设备的抗干扰措施，防止出现二次寄生回路； 6、继电保护应按有关规程和规定进行整组试验和相关调试，经验收合格后方允许投入运行。
电气设备火灾	1、电气设备选型和安装不当； 2、电气设备在运行中产生火花或高温； 3、违反安全操作规程。	人身伤害、设备损坏	II	1、严格执行“两票”及安规中的有关规定； 2、建立健全电缆运行、维护、检查及防火、报警各项规章制度； 3、坚持定期巡视检查，对电缆接头定期测温，按规定进行预防性试验； 4、采用防火的阻燃、封堵、隔离等措施； 5、保持电缆沟盖板的严密性，防止检修火花、着火油流入电缆沟； 6、孔洞封堵严密，防止小动物进入造成短路； 7、所有电气设备符合对应环境的外壳防护等级的要求； 8、防止潮湿，装电热器排湿等； 9、设备选型外绝缘应符合污秽等级要求。
污闪	一、设备 1、设备选型不当爬电比距不够，未采取防污措施； 二、环境 1、气候条件恶劣，雾天，冰雪天，雷雨天极易发生。 2、电瓷外绝缘污秽严重。	设备损坏、大面积停电、停机	II	一、设备 1、设备选型外绝缘应符合污秽等级要求； 2、应在高压配电装置订货技术协议中对污闪留有裕度。 二、管理 1、采取防污闪措施； 2、坚持高质量的定期清扫。

由以上分析可知，该单元中可能发生变压器故障、高压配电装置故障、电缆火灾、电缆接头故障、直埋电缆和电缆沟敷设电缆、互感器、电容器损坏、开关设备事故、接地网故障、电气误操作、触电事故、全场停电事故、电气设备火灾、污闪等的危险等级为II级，是临界的，应予

以排除或采取控制措施。为防止事故的发生，本报告提出了对策措施。因此，在项目设计、投产运行时，设计单位和光伏发电站应遵循本报告提出的安全对策措施，防止此类危险和灾害的发生。

5.3.3 并网安全预先危险性分析

并网安全预先危险性分析见下表。

表 5-8 并网安全单元预先危险性分析

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
孤岛效应	1、当电网公司的供电因故障事故或停电维修而跳脱时，光伏电站未能检测出停电状态而将自身切离电网，形成光伏电站和周围的负载形成的一个电网公司无法掌握的自给供电孤岛，会发生孤岛效应。 2、孤岛效应会损害公众和电网公司维修人员的安全和供电质量，在自动或手动重新闭合供电开关向孤岛电网重新供电时有可能损坏设备。 3、未装设防孤岛被动保护装置，当孤岛效应出现后，控制系统未将电站与电网隔离，将危及输电线路上维修人员的安全，电网无法控制孤岛系统中的电压和频率，如果电压和频率超出允许的范围，可能会对用户的设备造成损坏； 4、出现孤岛后，对光伏发电系统也会造成一定的影响。如果负载容量大于光伏发电系统容量，光伏发电系统过载运行，易被烧毁；在进行重合闸操作时，可能会导致该线路再次跳闸，有可能损坏光伏发电系统和其它设备； 5、与电网公司的通信出现故障，光伏电站未提供如下信号： ①光伏电站并网状态、辐照度； ②光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数； ③并网点的电压和频率、注入电力系统电流； ④变压器分接头档位、主断路器开关状态等。	人员伤亡、设备损坏	II	1、并网逆变器带防孤岛效应装置，但不能完全杜绝孤岛效应影响的产生； 2、对于孤岛效应的检测应同时考虑被动和主动检测方式，经设计确定； 3、光伏电站需具备一定的过电流能力，在 120%倍额定电流以下，光伏电站连续可靠工作时间应不小于 1 分钟； 4、操作人员必须经过专门培训，能够判断一般故障的产生原因，并能进行排除； 5、加强与电网公司的联络协调。光伏电站向电网调度机构提供的信号至少应包括： ①光伏电站并网状态、辐照度； ②光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数； ③并网点的电压和频率、注入电力系统电流； ④变压器分接头档位、主断路器开关状态等。
光伏	1、光伏电站不具备低电压穿越能力；	脱网	II	1、光伏电站应具有低电压穿越能

电站脱网	2、动态无功补偿支撑不足； 3、电网频率异常时的响应特性不够。			力。光伏电站并网点电压跌至20%标称电压时，光伏电站能够保证不间断并网运行1s；光伏电站并网点电压在发生跌落后3s内能够恢复到标称电压的90%时，光伏电站能够保证不间断并网运行； 2、光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在电网频率偏离一定的条件下运行，满足国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》的规定； 3、光伏电站提供动态无功补偿支撑应满足要求，SVC应满足接入系统的要求的容量、速度。 光伏电站需具备一定的过电流能力。在120%倍额定电流以下，光伏电站连续可靠工作时间应不小于1min。
电能质量问题	1、光伏电站产生的谐波对电网运行的影响较大，光伏电站滤波设备选型不合理或出现故障，公共连接点的谐波电压不满足《电能质量公用电网谐波》（GB/T 14549-1993）的规定，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； 2、光伏发电装置的实际输出功率随光照强度的变化而变化，输出功率不稳定，并网时对系统会造成一定的电压波动； 3、并网运行时，由于并网逆变器连接到同一个直流母线和同样的负载，电流会在并联的逆变器之间流动，从而产生环流，会导致输出电流畸变，同时使负载不平衡； 4、无功电能的余、缺状况也可能导致供电电压偏差不满足GB/T 12325-2008《电能质量供电电压偏差》的规定； 5、该光伏电站启动时若有功功率变化较大，停机时切除功率未在电网允许的最大功率变化率范围内，也会对电网造成一定的影响； 6、该光伏电站不具备一定的耐受电压异常的能力、频率异常变化的能力，在电网电压异常时脱离电网，引起电网电源的损失； 7、电站不具备一定的有功功率控制、电压/无功调节能力，则不能响应电网	电能质量不能满足要求	II	1、光伏电站向电网发送电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡度、直流分量、电压波动和闪变等方面应满足国家相关标准。光伏电站升压侧需安装电能质量在线监测装置，通过分析确保电能输出质量； 2、光伏电站应当在并网运行后6个月内向电网企业提供有关光伏电站运行特征的测试报告，以表明并网光伏电站满足接入电网的相关规定； 3、光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压应满足《电能质量公用电网谐波》（GB/T 14549-1993）的规定； 4、光伏电站接入电网后，公共连接点处的电压波动和闪变应满足《电能质量电压波动和闪变》（GB/T12326-2008）的规定； 5、光伏电站接入电网后，公共连接点的三相电压不平衡度应不超过《电能质量三相电压不平衡》（GB/T 15543-2008）。为阻断环流的影响，下一阶段应研究阻断环流通路或其它方法进行防治； 6、公共连接点的电压偏差应满足相关标准的规定； 7、光伏电站启动时应确保输出的有功功率变化不超过所设定的最大功率变化率。光伏电站同时切除的功

	调度部门的指令，造成用户供电质量下降。			率应在电网允许的最大功率变化率范围内； 本光伏电站应具备一定的耐受电压、频率异常的能力，以及一定的有功功率控制、电压/无功调节能力。

光伏电站并网运行中可能存在孤岛效应事故、脱网事故以及电能质量等对电网的影响，危险等级均为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施。

5.3.4 继电保护和自动化系统预先危险性分析

表 5-9 继电保护和自动化系统预先危险性分析表

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
光伏组件控制系统失灵	1、软件错误、控制器负荷过高、配置失误； 2、通讯电缆或通讯接口组件故障，导致死机； 3、通讯电缆或通讯接口过负荷，通讯堵塞死机； 4、操作键盘或其电缆接插件损坏，系统不响应操作指令； 5、操作系统侵入病毒，丢失信息，导致死机。	运行人员失去对光伏组件监控操作手段，光伏组件运行处于失控状态，系统反应时间过长，计算机画面反应迟钝，影响光伏组件调节和保护动作，造成人员伤亡或设备重大损坏。	II	1、加强电源回路（电源开关、熔断器、电缆、接插件）维护管理工作； 2、勤维护检查通讯电缆及其通讯接口组件，避免外力机械损伤； 3、设备选型时应考虑合理的数据通讯总线负荷率不超过30%； 4、勤维护检查键盘（鼠标）及其电缆接插件，及时更换损坏件； 5、选择适当性能的控制器，并且留有较大的余量。
控制系统电源失电故障	1、电源电缆及其元部件受机械外伤断线； 2、电源电缆绝缘老化短路或接地； 3、电源回路过负荷熔断器熔断或熔断器容量选配不当，越级跳闸； 4、电源回路短路，电源开关跳闸。	控制设备及其系统瘫痪，造成光伏组件失控，设备损坏。	II	1、加强电源回路（电源开关、熔断器、电缆、接插件）维护管理工作； 2、定期测试电源电缆绝缘电阻，更换不合格的电缆； 3、严格检查； 4、主控紧急跳闸硬操作按钮电源，应与控制系统不分开使用电源。
控制接地系统故障	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以及接地线连接螺丝松动。	导致整个控制系统参考电压不稳，出现意想不到的突发动作，危害光伏组件安全运行，造成人员	II	1、加强控制接地系统回路维护管理工作，定期进行接地系统紧固连接螺丝工作； 2、定期测试控制系统接地系统接地电极的接地电阻值； 3、在控制接地施工设计阶段，应有完整的控制接地系统施工

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
		伤害或设备重大损坏的可能性。		设计。
一次检测元件（压力、温度测量装置故障）	1、压力变送器电源回路、温度失电，或其导线故障，导致测量装置无输出； 2、测量装置内弹性元件损坏或传压通道泄漏，致使压力表无指示或指示偏小；温度测量一次检测元件及其接线回路损坏，断线或短路，导致测量值不准； 3、测量装置和传压通道受低温冻结，使指示不准。 4、元器件安装不当，其测温感温部件没有接触被测量部位或介质，造成测量偏低，引起运行人员误判断。	错误信息会误导运行人员对光伏组件运行工况误判断、造成人为误操作，或光伏组件保护柜动、误动或自动调节失控。危害光伏组件安全运行。	II	1、加强压力、差压测量装置电源回路维护管理工作； 2、加强温度测量装置电源回路电源开关、熔断器、电缆、接插件维护管理工作；勤检查元器件，加强维护管理工作； 3、更换损坏的测量装置；勤维护检查温度测量一次检测元件及其接线回路，排除故障点；消除传压通道泄漏点； 4、加强维护管理、定期吹扫传压通道； 5、定期核对工艺流程中各相关参数的合理性，减少误判断和人为误操作。加强施工质量监督，及时发现问题并整改； 6、运行中加强关联参数分析，对不合理参数必须查找出原因，及时处理。
继电保护及安全自动装置故障	1、继电保护运行中发生误动或拒动，检修中误整定、误接线、人员误碰、元部件损坏、运行中受潮将可能导致相关重大设备严重损坏。 2、变压器保护设置不符合反措要求，或继电保护器未投入使用等。 3、保护系统设计缺陷，或功能不全； 4、保护系统达不到设计值； 5、传感器损坏或失灵； 6、超载保护、超温保护失灵。	保护失灵、设备损坏	II	1、加强设备保护系统的设计和试验工作，确保达到设计要求； 2、电气检修人员持证上岗，并严格遵守操作规程； 3、对光伏组件保护进行定期试验，确保保护系统正常动作。 4、定期检查保护系统的传感器、执行机构等部件并可靠维护，保证设备主持； 5、对极端气候和火灾性天气进行预防，提前充分做好防范措施。
通讯系统故障	传输线路故障；人为损害。	通讯故障	II	选择适合高原气候的线路；加强巡视检查。
开关站控制操作故障	各电压等级的断路器以及隔离开关、电动操作接地开关、站用变压器分接头位置、所内其他重要设备的启动/停止等自动控制失灵、手动控制失灵。	不能有效控制电气设备分合	II	进行合理设计；选择有资质单位生产、安装、调试，并定期检测；定期维护。
开关站保护故	同期保护故障；防误闭锁故障；报警故障。	不能同期并网；误投入、误操作；出现	II	进行合理设计；选择有资质单位生产、安装、调试，并定期检测；定期维护。

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	防范措施
障		故障不会报警。		

从上表可以看出，项目控制系统失灵、压力测量装置故障、温度测量装置故障、继电保护系统故障、控制系统电源失电故障、控制接地系统故障、通讯系统故障危险等级均为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施。

5.3.5 单元小结

从预先危险性分析表可以看出，该项目开关站可能发生变压器故障、高压配电装置故障、电缆火灾、电缆接头故障、直埋电缆和电缆沟敷设电缆、互感器、电容器损坏、开关设备事故、接地网故障、电气误操作、触电事故、全场停电事故、电气设备火灾、污闪等的危险等级为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施；并网运行中可能存在孤岛效应事故、脱网事故以及电能质量等对电网的影响，危险等级均为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施；项目控制系统失灵、压力测量装置故障、温度测量装置故障、继电保护系统故障、控制系统电源失电故障、控制接地系统故障、通讯系统故障危险等级均为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施。为防止事故的发生，本报告提出了对策措施。因此，在项目设计、投产运行时，设计单位和光伏发电站应遵循本报告提出的安全对策措施，防止此类危险和灾害的发生。

通过对照《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）进行安全检查分析，本项目的电气设备及其系统单元符合标准规范的要求。但下一步设计应进一步明确以下内容：

（1）当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘

配合设计规范》GB/T50064 的规定。

（2）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。GIS 配电装置的母线避雷器和电压互感器、电缆进出线间隔的避雷器、线路电压互感器应设置独立的隔离开关或隔离断口。架空进线的 GIS 线路间隔的避雷器和线路电压互感器宜采用外置结构。

（3）35kV 母线宜装设母差保护。

（4）交流不间断电源装置的设置应符合下列要求：①开关站内的交流不间断电源应合并设置，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 2h。②各光伏发电单元宜分单元配置交流不间断电源，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 0.5h。③开关站内配有直流电源系统时，宜采用一体化电源，交流不间断电源装置不单独配置蓄电池。

（5）电缆沟不得作为排水通路。

5.4 公用工程单元

5.4.1 给排水、通风及电池组件清洗分析评价

依据《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）等规范中的相关内容编制安全检查表对项目给排水、通风及电池组件清洗等进行分析评价，检查结果见表 5-10。

表 5-10 给排水、通风及电池组件清洗安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗，当站址所在地的大气环境较差、组件表面污染较严重且又无自洁能力时，应设置清洗系统或配置清洗设备。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 6.1.7 条	本项目光伏组件表面的清洗方式：靠近道路及方便清洗车辆进入的区域采用机械清洗，其他区域采用人工清洗。	/
2	光伏发电站给排水设计应符合下列要求：①应满足生产、生活和消防用水要	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB	本项目可研报告中明确了本项目给排水设计范围主要针对开关站站内	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	求，且应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的规定。②应合理利用水资源和保护水体。各类废、污水应按水质分流排水，并应根据排放要求进行处理，处理后对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB8978 的规定。	50797-2012）第11.1.1 条	的生活给水系统、雨水系统设计、污水系统设计、消防给水系统设计以及室内给排水相关的配套设施设计，并符合相关标准。	
3	光伏组件清洗系统宜采用节水型设备，清洗用水宜为中性水。采用管道水清洗光伏组件时，设计水压应符合现行国家标准《室外给水设计规范》GB50013 的规定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第11.1.4 条	本项目光伏板清洗采用靠近道路及方便清洗车辆进入的区域用机械清洗，其他区域采用人工清洗，清洗用水采用罐车从附近水源运水至各用水点区域。	/
4	累年日平均温度稳定低于或等于 5℃的日数大于或等于 90 天的地区，当建筑物内经常有人停留、工作或对室内温度有一定要求时，应设置采暖设施。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第11.2.2 条	本项目位于非采暖区，不设置采暖措施，拟在综合楼各房间按需求配置空调等设备夏季制冷冬季采暖。配电室、控制室内设柜式空调机，根据电气设备工作要求调节室内湿度、温度。	/
5	逆变器室的通风及空气调节应符合下列要求：①逆变器室的环境温度应控制在设备运行允许范围内。②逆变器室应有通风设施，确保逆变器产生的废热能排离设备。③出风口的朝向应根据当地主导风向确定。④进风口、出风口应有防尘、防雨设施。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第11.2.9 条	本项目不设逆变器室，逆变器户外安装，通风良好。	/
6	光伏发电站生活污水有条件的应集中排入站址所在地区的市政污水处理系统统一处理；没有条件的应站内收集处理。处理后宜综合利用，需要排放的，排放标准应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB8978 和当地地方标准的规定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第12.2.1 条	本项目可研报告中明确了污水处理要求。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
7	光伏发电站污水排放口的设置应满足地方环境保护标准的要求。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 12.2.2 条	本项目可研报告中明确了光伏发电站污水排放口的设置满足地方环境保护标准的要求。	

5.4.2 开关站用电、照明及二次防雷系统分析评价

根据《低压配电设计规范》（GB50054-2011）、《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）等标准、规范中的要求，对项目的开关站用电、照明及二次防雷系统进行分析评价，具体情况见下表所示。

表 5-11 开关站用电、照明及二次防雷系统安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	配电室屋顶承重构件的耐火等级不应低于二级，其他部分不应低于三级。当配电室与其他场所毗邻时，门的耐火等级应按两者中耐火等级高的确定。	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）第 4.3.1 条	本项目可研报告中明确了开关站建筑物的耐火等级为二级。	/
2	配电室长度超过 7m 时，应设 2 个出口，并宜布置在配电室两端。当配电室双层布置时，楼上配电室的出口应至少设一个通向该层走廊或室外的安全出口。配电室的门均应向外开启，但通向高压配电室的门应为双向开启门。	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）第 4.3.2 条	根据可研报告，配电室拟设 2 个出口，其它未明确。	下一步设计应完善：配电室的出口宜布置在配电室两端。当配电室双层布置时，楼上配电室的出口应至少设一个通向该层走廊或室外的安全出口。配电室的门均应向外开启，但通向高压配电室的门应为双向开启门。
3	配电室的顶棚、墙面及地面的建筑装修，应使用不易积灰和不易起灰的材料；顶棚不应抹灰。	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）第 4.3.3 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：配电室的顶棚、墙面及地面的建筑装修，应使用不易积灰和不易起灰的材料；顶棚不应抹灰。
4	配电室的门、窗关闭应密合；与室外相通的洞、通风孔应设置	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）	可研报告未明确。	下一步设计应完善：配电室的门、窗关闭应密合；与室外相通

	防止小动物进入的网罩。直接与室外露天相通的通风孔应采取防止雨、雪飘入措施。	第 4.3.7 条		的洞、通风孔应设置防止小动物进入的网罩。直接与室外露天相通的通风孔应采取防止雨、雪飘入措施。
5	带电部分应全部用绝缘层覆盖，其绝缘层应能长期承受在运行中遇到的机械、化学、电气及热的各种不利影响。	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）第 5.1.1 条	本项目可研报告中明确了站用电气装置、线路的带电部分用绝缘层覆盖。	符合
6	配电线路应装设短路保护和过负荷保护。	《低压配电设计规范》（GB50054-2011）第 6.1.1 条	本项目可研报告中明确了配电线路短路保护和过负荷保护。	符合
7	可能遭受雷击的生产设备，应有防雷等措施。	《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-2023）第 6.10.1 条	本项目可研报告中明确了相应的防雷措施设置。	符合

5.4.3 消防设施分析评价

依据《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB50797-2012）中的相关内容编制安全检查表对项目消防设施等进行分析评价，检查结果见表 5-12。

表 5-12 消防设施安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	建（构）筑物构件的燃烧性能和耐火极限应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.1.2 条	本项目可研报告中明确了对建（构）筑物构件的燃烧性能和耐火极限要求。	/
2	控制室室内顶棚和墙面应采用 A 级装修材料，地面及其他装修应采用不低于 B1 级的装修材料。电站各类建筑的室内装修防火设计应符合现行国家标准《建筑内部装修设计防火规范》GB50222 的规定。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.1.5 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：中控舱室内顶棚和墙面应采用 A 级装修材料，地面及其他装修应采用不低于 B1 级的装修材料。各类建筑的室内装修防火设计应

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
				符合现行国家标准《建筑内部装修设计防火规范》GB50222的规定。
3	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。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.1.6条	本项目可研报告中明确了带油电气设备的建（构）筑物与贴邻或靠近该建(构)筑物的其他建(构)筑物之间设置防火墙。	/
4	大、中型光伏发电站内的消防车道宜布置成环形；当为尽端式车道时，应设回车场地或回车道。消防车道宽度及回车场的面积应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的规定。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.1.7条	本项目通过光伏发电场内道路和对外道路，消防车可以到达开关站内，消防通道宽度不小于4m，转弯半径9m，开关站内设有尽头式回车场。	/
5	当油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器或油浸电抗器之间的防火间距不能满足本标准表14.2.1的要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的储油池两侧各1m。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.2.2条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：当油量为2500kg及以上的屋外油浸变压器或油浸电抗器之间的防火间距不能满足本标准表14.2.1的要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的储油池两侧各1m。
6	35kV以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。35kV及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内。总油	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.2.4A条	可研报告未明确。	下一步设计应完善:35kV以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。35kV及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	量超过 100kg 的屋内油浸变压器应设置单独的变压器室。			互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内。总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器应设置单独的变压器室。
7	光伏方阵区域的室外单台油量为 1000kg 以上的箱式变压器或逆变一体机等预装式变电站设备，应设置能容纳相应电气设备全部油量的事故贮油池或事故贮油箱。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.2.6A 条	光伏方阵区域的箱式变压器设置能容纳相应电气设备全部油量的事故储油坑。	/
8	贮油设施内应铺设卵石层，其厚度不应小于 250mm，卵石直径宜为 50mm～80mm。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.2.7 条	储油坑内铺设卵石层，其厚度不小于 250mm，卵石直径 50mm～80mm。	/
9	电缆沟道的下列部位应设置耐火极限不低于 2.00h 的防火分隔及防火封堵措施：①电缆从室外进入室内的入口处。②穿越控制室、配电装置室处。③电缆沟道每隔 100m 处。④电缆沟道分支引接处。⑤控制室与电缆夹层之间。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.3.2 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：电缆沟道的下列部位应设置耐火极限不低于 2.00h 的防火分隔及防火封堵措施：①电缆从室外进入室内的入口处。②穿越控制室、配电装置室处。③电缆沟道每隔 100m 处。④电缆沟道分支引接处。⑤控制室与电缆夹层之间。
10	电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采用防火堵料进行防火封堵，其防火堵料的耐火极限不应低于被贯穿物的耐火极限，且不应低于 2.00h。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.3.3 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采用防火堵料进行防火封堵，其防火堵料的耐火极限不

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
				应低于被贯穿物的耐火极限，且不应低于2.00h。
11	光伏区电缆采用电缆槽盒敷设时，应在电缆槽盒分支处及电缆槽盒每间距100m处进行防火封堵。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.3.4条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：光伏区电缆采用电缆槽盒敷设时，应在电缆槽盒分支处及电缆槽盒每间距100m处进行防火封堵。
12	靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.3.5条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。
13	在进行光伏发电站的规划和设计时，应同时设计消防给水系统。消防水源应有可靠的保证。 当电站内的建筑物满足耐火等级不低于二级，建筑物单体体积不超过3000m³且火灾危险性为戊类时，可不设置消防给水系统。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.5.1条	本项目可研报告中明确了光伏发电站开关站设置消防给水系统，在开关站内设置一座一体化消防泵站。	/
14	含逆变器室、就地升压变压器的光伏方阵区不宜设置消防水系统。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.5.4条	本项目可研报告中明确了消防水系统仅为开关站，未包括光伏阵区。	/
15	消防水管道、消防水池、消防水泵及消火栓系统的设计应符合现行国家标准《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974的规定。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.5.9条	本项目可研报告中明确了消防管道、一体化消防水箱的设计符合现行国家标准。	/
16	灭火器的设置应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140的规定。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB 50797-2012）第14.5.13条	可研报告中明确了灭火器的设置。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
17	大型或无人值守的光伏发电站在控制室、配电装置室、继电器室、含有可燃介质的电容器室、采用固定灭火系统的油浸变压器或油浸电抗器、电缆夹层及竖井等处应设置火灾自动报警系统。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.5.14 条	可研报告中明确了开关站设置火灾自动报警系统。	/
18	有人值班的光伏发电站的消防控制室应与电站主控制室合并设置。无人值守的光伏发电站的火灾报警控制器宜设置在综合楼门厅，并将火警信号传至集控中心。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.5.17 条	本项目设有值班人员，将消防控制室与电站主控制室合并设置。	/
19	光伏发电站的消防供电设计应符合下列要求：①消防水泵、自动灭火系统、火灾探测报警、消防应急照明应按II类负荷供电。②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。③消防应急照明可采用蓄电池作备用电源，疏散走道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应小于30min，继续工作应急照明连续供电时间不应少于 3h。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.6.1 条	本项目消防供电按II类负荷供电，消防电源采用独立的双回路供电，能在最末一级配电箱处自动切换，应急照明电源由直流逆变电源供电，采用蓄电池作备用电源，供电时间不少于 2h。	下一步设计应完善：消防应急照明继续工作应急照明连续供电时间不应少于 3h。
20	火灾应急照明和疏散标志应符合下列要求：①电站控制室、配电装置室、建筑疏散走道、消防水泵房、楼梯间、楼梯间的前室或合用前室应设置应急照明。②人员疏散用的应急照明的地面最低水平照度不应低于 3.0lx；对于楼梯	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 14.6.2 条	本项目可研报告中明确了开关站内设置应急照明和疏散指示系统，人员疏散用的应急照明的照度高于 0.5Lx。	下一步设计应完善：①楼梯间、楼梯间的前室或合用前室应急照明灯的照度不应低于 10.0lx；控制室、消防水泵房、柴油发电机室、配电装置室以及发生火灾时仍

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
	间、楼梯间的前室或合用前室，不应低于10.0lx；控制室、消防水泵房、柴油发电机室、配电装置室以及发生火灾时仍需连续工作的应急照明应保证正常照明的照度。③应急照明灯应设置在出入口的顶部、墙面的上部或顶棚上。④安全出口或疏散门正上方应设置灯光疏散指示标志。⑤疏散走道及其转角处应在距地面1.0m以下的墙面或地面上设置灯光疏散指示标志。灯光疏散指示标志间距不应大于20m；在走道转角区，不应大于1m。			需连续工作的应急照明应保证正常照明的照度；②应急照明灯应设置在出入口的顶部、墙面的上部或顶棚上；③疏散走道及其转角处应在距地面1.0m以下的墙面或地面上设置灯光疏散指示标志。灯光疏散指示标志间距不应大于20m；在走道转角区，不应大于1m。

5.4.4 安全设施分析评价

依据《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）中的相关内容编制安全检查表对项目消防设施等进行分析评价，检查结果见表5-13。

表5-13 安全设施安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
1	光伏发电站宜设置安全防护设施，该设施可包括：围栏、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。光伏方阵区宜设置围栏，围栏可采用钢丝护栏网。升压站或开关站的站区宜设置实体围墙，高度不应低于2.2m。	《光伏发电站设计标准（2024年版）》（GB50797-2012）第7.3.1条	本项目拟设置入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统，并能相互联动。光伏方阵区设置1.8m高围栏，开关站设置2.5m高的实体围墙。	/

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
2	安装于室外的安全防护设施应采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.3.2 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：安装于室外的安全防护设施应采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。
3	入侵报警系统设计应按下列要求进行：①入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB50394 的规定。②入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。③入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。④系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报警功能。⑤主控室内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.3.3 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：入侵报警系统设计应按下列要求进行：①入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB50394 的规定。②入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。③入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。④系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
				警功能。⑤中控舱内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。
4	视频安防监控系统设计应符合下列要求：①视频安防监控系统设置应符合现行国家标准《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395 的规定，并应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。②系统设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。③视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄像机要求最低照度（灵敏度）的 10 倍，当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时，应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明（应急照明）设施。④摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心（机房）较远时，可就地供电，但控制中心应能对其进行开关控制。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.3.4 条	拟设视频安防监控系统，可研未明确具体设置情况。	下一步设计应完善：视频安防监控系统设计应符合下列要求：①视频安防监控系统应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。②系统设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。③视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄像机要求最低照度（灵敏度）的 10 倍，当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时，应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明（应急照明）设施。④摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心（机房）较远时，可就地供电，但控制中心应能对

序号	检查内容	评价依据	检查情况	补充的对策措施
				其进行开关控制。
5	出入口控制系统设计应符合下列要求：①在建筑物内（外）出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统，出入口控制系统宜按现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396 的要求设计。②出入口控制系统宜由出入对象识别装置，出入口信息处理、控制、通信装置及出入口执行机构等三部分组成。③系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。	《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）第 7.3.5 条	可研报告未明确。	下一步设计应完善：①在建筑物内（外）出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统。②出入口控制系统宜由出入对象识别装置，出入口信息处理、控制、通信装置及出入口执行机构等三部分组成。③系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

5.4.5 触电事故树分析

本项目存在触电事故风险，以下对这种事故风险进行事故树分析。

（1）绘制事故树图

绘制触电事故树图见图 5-1。

（2）事故树最小割集

$T_3=X_1A_1A_2=X_1B_1A_2+X_1B_2A_2+X_1B_3A_2=X_1X_2X_{16}+X_1X_2X_{17}+X_1X_2X_{18}+X_1X_3X_{16}+X_1X_3X_{17}+X_1X_3X_{18}+X_1X_4X_5X_{16}+X_1X_4X_5X_{17}+X_1X_4X_5X_{18}+X_1X_4X_6X_{16}+X_1X_4X_6X_{17}+X_1X_4X_6X_{18}+X_1X_4X_7X_{16}+X_1X_4X_7X_{17}+X_1X_4X_7X_{18}+X_1X_8X_{11}X_{16}+X_1X_8X_{11}X_{17}+X_1X_8X_{11}X_{18}+X_1X_9X_{11}X_{l6}+X_1X_9X_{11}X_{l7}+X_1X_9X_{11}X_{l8}+X_1X_{10}X_{11}X_{16}+X_1X_{10}X_{11}X_{17}+X_1X_{10}X_{11}X_{18}+X_{18}X_{12}X_{16}+X_1X_8X_{12}X_{17}+X_1X_8X_{12}X_{18}+X_1X_9X_{12}X_{16}+X_1X_9X_{12}X_{17}+X_1X_9X_{12}X_{18}+X_1X_{10}X_{12}X_{16}+X_1X_{10}X_{12}X_{17}+X_1X_{10}X_{12}X_{18}+X_1X_{13}X_{14}X_{16}+X_1X_{13}X_{14}X_{17}+X_1X_{13}X_{14}X_{18}+X_1X_{13}X_{15}X_{16}+X_1X_{13}X_{15}X_{17}+X_1X_{13}X_{15}X_{18}$

该故障树共有最小割集 39 个（上式每一加项是一个最小割集）。

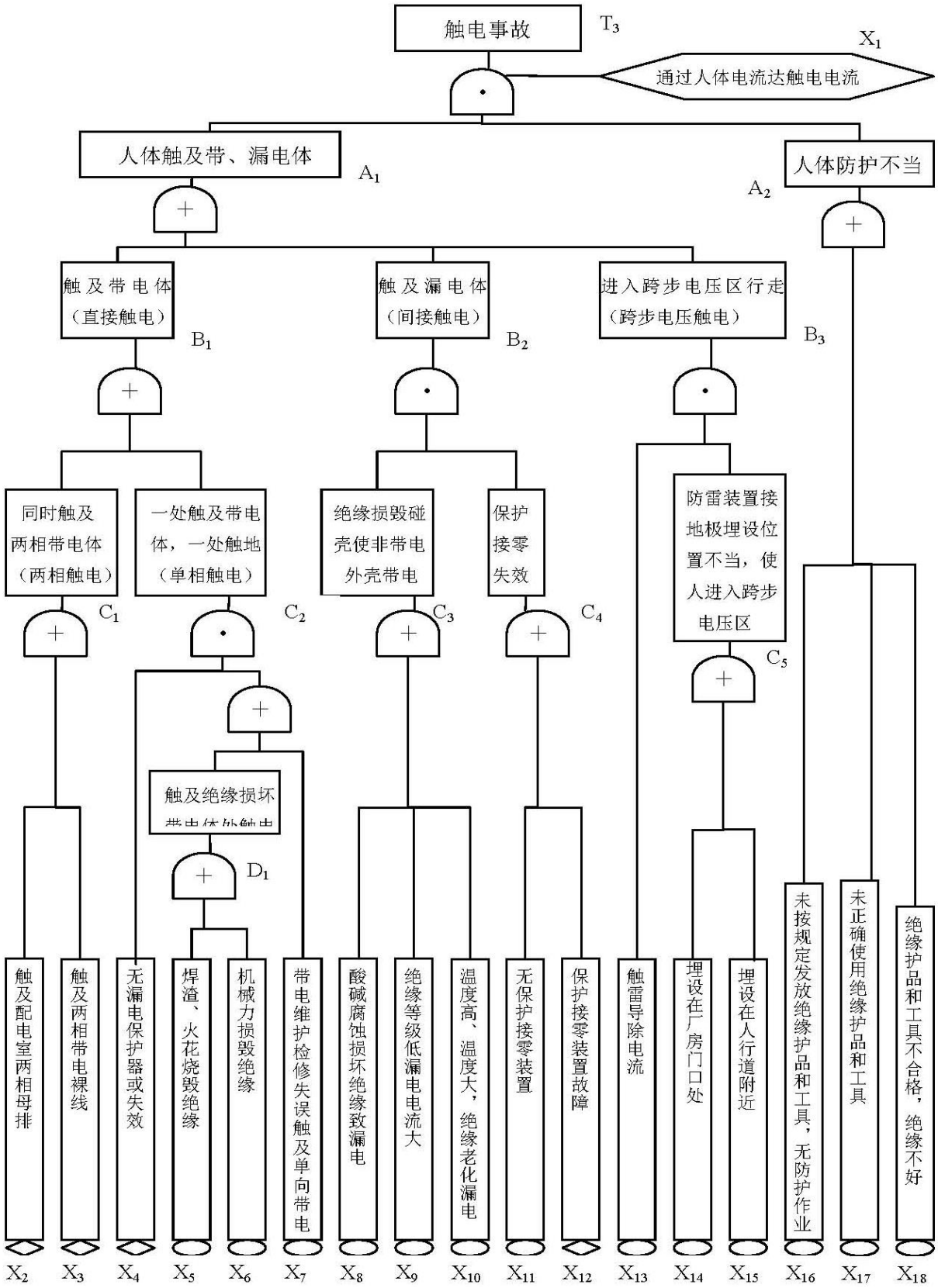

图 5-1 触电事故树图

（3）结构重要度

该故障树的基本原因事件的结构重要度系数关系为：

Iφ（1）>Iφ（16）=Iφ（17）=Iφ（18）>Iφ（11）=Iφ（12）>Iφ（4）=Iφ（5）=Iφ（6）=Iφ（7）=Iφ（13）=Iφ（14）=Iφ（15）Iφ（8）=Iφ（9）=Iφ（10）Iφ（2）=Iφ（3）

（4）触电事故树分析小结

根据可行性研究报告，该项目使用的大部分是 380／220V 的低压交流电器线路和设备，均为低压触电事故，且多为单项触电的间接触电，应采取以下防范措施。

①由持有效电工证人员进行电气设备，线路的安装、维修和检修。非电工人员不得作业。

②严格遵照电气作业规程进行作业。作业时穿戴规定的合格的绝缘劳保护品和使用专用电工工具。

③设备保护接零系统，所有电气设备内部结构均应进行保护接零，不得有一台电气设备内部结构进行保护接地。经常对保护接零系统进行检查。

④尽量避免带电作业，必须带电作业时，要严格执行带电安全作业规程。

⑤电气焊作业时，采取防火花飞溅和焊渣崩溅措施，以防将电气设备和线路绝缘烧坏。

⑥经常检查，发现绝缘老化的线路及时采取加强绝缘或更新等措施。电气设备检修时，要彻底断电，在断电刀闸上要挂“有人检修禁止合闸”安全警示牌，以防误合闸，返送电。并在检修线路或系统按规定挂地线，以防不测。停电检修前要先验电，确认不带电才能进行检修。

⑦防雷接地装置的接地极应埋设在远离厂房门和人经常通行的道路

上和边缘，以防在落雷时人进入跨步电压区。并在接地极附近设立“防止跨步电压触电”的安全警示牌。

⑧电工作业人员在窄小场所作业时要精心，以防人体和工具触及带电体。并实施监护作业制度，监护人要坚守岗位，尽职尽责。对其作业者违章立即制止、纠正。

⑨当电气设备不便以绝缘或绝缘不足以保证安全时，应用遮拦、护罩、护盖、匣箱等隔离措施进行屏护。屏护装置不能与带电体接触，且与带电体有良好地绝缘、材料应有足够机械强度、良好地耐火性，并将屏护装置接零保护。移动电气设备、手动电动工具等应安装漏电保护器，但不得代替接零保护。

⑩能使用安全电压的电气设备，要使用安全电压。临时线应按规定要求架设，确实需拉临时线，并使用绝缘良好的软橡胶电缆线，且接头处要加包绝缘，其绝缘程度与临时电缆线相当，并办理临时用电手续。

5.4.6 单元小结

通过对公用工程单元的分析评价，认为该单元在生产过程中需要重点的防范的事故风险是触电等,其次还需要严格防范的是厂(场)内车辆致害、淹溺、机械致害等事故。

通过对照《光伏发电站设计标准（2024 年版）》（GB 50797-2012）进行安全检查分析，本项目的公用工程单元符合标准规范的要求。但下一步设计应进一步明确以下内容：

（1）配电室的出口宜布置在配电室两端。当配电室双层布置时，楼上配电室的出口应至少设一个通向该层走廊或室外的安全出口。配电室的门均应向外开启，但通向高压配电室的门应为双向开启门。

（2）配电室的顶棚、墙面及地面的建筑装修，应使用不易积灰和不

易起灰的材料；顶棚不应抹灰。

（3）配电室的门、窗关闭应密合；与室外相通的洞、通风孔应设置防止小动物进入的网罩。直接与室外露天相通的通风孔应采取防止雨、雪飘入措施。

（4）中控舱室内顶棚和墙面应采用 A 级装修材料，地面及其他装修应采用不低于 B1 级的装修材料。各类建筑的室内装修防火设计应符合现行国家标准《建筑内部装修设计防火规范》GB50222 的规定。

（5）当油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器或油浸电抗器之间的防火间距不能满足本标准表 14.2.1 的要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的储油池两侧各 1m。

（6）35kV 以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。35kV 及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内。总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器应设置单独的变压器室。

（7）电缆沟道的下列部位应设置耐火极限不低于 2.00h 的防火分隔及防火封堵措施：①电缆从室外进入室内的入口处。②穿越控制室、配电装置室处。③电缆沟道每隔 100m 处。④电缆沟道分支引接处。⑤控制室与电缆夹层之间。

（8）电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采用防火堵料进行防火封堵，其防火堵料的耐火极限不应低于被贯穿物的耐火极限，且不应低于 2.00h。

（9）光伏区电缆采用电缆槽盒敷设时，应在电缆槽盒分支处及电缆槽盒每间距 100m 处进行防火封堵。

（10）靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。

（11）消防应急照明继续工作应急照明连续供电时间不应少于 3h。

（12）火灾应急照明和疏散标志应符合下列要求：①楼梯间、楼梯间的前室或合用前室应急照明灯的照度不应低于 10.0lx；控制室、消防水泵房、柴油发电机室、配电装置室以及发生火灾时仍需连续工作的应急照明应保证正常照明的照度；②应急照明灯应设置在出入口的顶部、墙面的上部或顶棚上；③疏散走道及其转角处应在距地面 1.0m 以下的墙面或地面上设置灯光疏散指示标志。灯光疏散指示标志间距不应大于 20m；在走道转角区，不应大于 1m。

（13）安装于室外的安全防护设施应采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。

（14）入侵报警系统设计应按下列要求进行：①入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB50394 的规定。②入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。③入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。④系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报警功能。⑤中控舱内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。

（15）视频安防监控系统设计应符合下列要求：①视频安防监控系统应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。②系统设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。③视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄

像机要求最低照度（灵敏度）的 10 倍，当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时，应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明（应急照明）设施。④摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心（机房）较远时，可就地供电，但控制中心应能对其进行开关控制。

（16）出入口控制系统设计应符合下列要求：①在建筑物内（外）出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统。②出入口控制系统宜由出入对象识别装置，出入口信息处理、控制、通信装置及出入口执行机构等三部分组成。③系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

5.5 自然灾害单元

5.5.1 自然灾害预先危险分析

该项目存在的自然灾害有地震地质灾害、雷电伤害、低温等，采用预先危险性分析法评价见表 5-14。

表 5-14 自然灾害预先危险分析表

危险因素	诱导因素	事故后果	危险等级	措施
地震地质灾害	1.建（构）筑物、电气设备未按标准进行抗震设计； 2.设计时未对厂区基础进行处理； 3.未制定防地震灾害应急预案和防地质灾害应急预案。	建筑物坍塌、设备损坏、人员伤害	II	1.应根据《建筑抗震设计标准》和《电力设施抗震设计规范》的有关规定，做好建（构）筑物、电气设备的抗震设计； 2.对于地质灾害危险性地段，要对边坡采取适当的截排水措施； 3.应制定《防地震灾害应急预案》和《防地质灾害应急预案》。
雷电伤害	1.雷雨天气检修； 2.作业人员雷雨天气在室外雨中狂奔或检修雷击线路时，被跨步电压击伤； 3.控制室，变、配电室防雷设施不得当，造成设备，人员遭受感应雷击； 4.雷雨天气未关闭门窗。	人员伤亡、设备损坏	III	1.雷雨天气严禁检修风机； 2.雷雨天气时，如果在室外，要远离各电线杆，立即寻找庇护场所，具有完整金属车厢的车辆也可以利用；如找不到合适的避雷场所，可蹲下双脚并拢，手放膝上，身向前屈； 4．将控制室内计算机，控制器、配

				电柜UPS等易产生感应雷击的电子设备加装一些能够防感应雷击的避雷设施，如：电线、电缆线信号线等穿于金属管内，实现可靠的屏蔽保障，在相应的线路上安装信号避雷器及电源避雷器； 5.屏蔽设施要可靠接地； 6.易遭受雷击部位禁止防止易燃易爆物品。
低温	项目区冬季气温较低，极端低温会给人体带来一系列的危害，主要体现在热量丢失过快、血液循环障碍或能量供给不足等。	人员伤害	II	尽量避免在低温下进行检修作业。
暴雪	雪覆盖会遮挡光伏组件的表面，降低光照强度，从而影响光伏组件的发电效率。雪重会增加光伏组件的承重，可能造成光伏组件的变形或损坏，影响光伏组件的寿命和性能。雪反射会增加光伏组件的背面散射光，提高光伏组件的发电效率。	人员伤亡、设备损坏	III	充分考虑这些设备在低温、超强大风荷载和积雪覆冰等气象灾害状态下的工作情况。
强降雨	站内排水、防涝措施不合理或排水、防涝设施缺陷，可能因雷暴雨或强降雨导致电站发生内涝危险。	人员伤亡、设备损坏	III	1.雨季前，应做好排洪准备，施工现场排水系统应完整畅通； 2.做好道路维护，保证运输畅通； 3.加强施工物资的储存和保管，在库房四周设排水沟且要疏通，配置足够量的防雨材料，满足施工物资的防雨要求及雨天施工的防雨要求，防止物品淋雨浸水而变质。

5.5.2 单元小结

由以上分析可知，该单元中可能发生地震地质灾害、低温的危险等级为II级，是临界的，应予以排除或采取控制措施，雷电伤害、暴雪、强降雨的危险等级为III级，是危险的，会造成人员伤亡和设备损坏，要立即采取防范措施。根据《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目地质灾害危险性评估报告》，本项目拟建主体工程均位于地质灾害危险性危险性中等（II）区及危险性小（III）区二级二区内，区内现状地质灾害不发育，存在工程建设和运营诱发的崩塌、滑坡、地面不均匀沉降、坑壁塌滑等地质灾害及不良工程地质问题，应严格按照规范进行勘察、设计、施工，同时加强监测，以消除或减轻地质灾害、不良地质作用及岩土工

程问题危害，为防止事故的发生，本报告提出了相应的安全对策措施。因此，在工程设计、投产运行时，设计单位和运行单位应遵循本报告提出的安全对策措施，防止此类危险和灾害的发生。

5.6 政策符合性单元

5.6.1 政策符合性分析评价

根据《中华人民共和国安全生产法》、《产业结构调整指导目录（2024年本）》等用安全检查表对项目政策符合性进行分析评价，详见下表。

表 5-15 政策符合性单元安全检查表

序号	检查内容	评价依据	检查情况	结论
1	国家对严重危及生产安全的工艺、设备实行淘汰制度，具体目录由国务院应急管理部门会同国务院有关部门制定并公布。法律、行政法规对目录的制定另有规定的，适用其规定。 生产经营单位不得使用应当淘汰的危及生产安全的工艺、设备。	《中华人民共和国安全生产法》第38条	该项目为新能源建设项目，不属于淘汰的危及生产安全的工艺、设备。	符合
2	不能采用国家明令淘汰的落后生产能力、工艺和产品。	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	本项目不属于国家明令淘汰的落后生产能力、工艺和产品。	符合

5.6.2 单元小结

通过采用安全检查表法对该项目政策符合性进行了分析评价，本项目符合政策要求。

5.7 交通工程单元

5.7.1 交通工程预先危险性分析

交通工程单元预先危险性见表 5-16。

表 5-16 交通工程单元预先危险性分析

潜在事故 1	**道路(轨道)车辆致害**
危险因素：	车辆运输装卸
事故后果：	人员伤害、设备损坏等
危险等级：	II级
事故原因： 1.设备、设施缺陷，如车辆有故障，如刹车不灵、无效等； 2.负荷超载，疲劳驾驶等； 3.违章作业，如驾驶员违章行驶，驾驶员精力不集中（如抽烟、谈话等），酒后驾车，车辆太快或超载驾驶等； 4.室外环境不良，如路面有缺陷、障碍物、冰雪，恶劣气候与环境（大雾、冰雪、暴雨等）； 5.道路承载力不足，道路未设开蠕滑、崩坍等不良地质作用，湿陷； 6.标志缺陷，如急转弯等危险部位未设置危险表识或缺少危险标识。	安全对策措施： 1.各种车辆的技术状况必须符合国家规，安全装置完善可靠，做好场区道路的交通布置，加强车辆管理，对车辆进行定期维护； 2.加强驾驶员的管理，提高驾驶员的队伍素质，定期组织驾驶员进行安全技术培训，提高监视员的安全行车意识和驾驶水平技术，对考核不合格或经常违章肇事的不允许从事驾驶员工作； 3.严谨酒后驾车，无证驾车，疲劳驾车，超速驾车、超载行驶； 4.保持路面状态良好； 5.场内道路施工时做好勘察，确保避免不良的地址作用；道路施工应采取夯实、换填等措施确保道路承载力满足要求；做好排水； 6.设置足够的交通标志（特别是限速行驶标志），在存在行车危险的部位设置安全标识； 7.建立车辆倾覆的救援措施。
潜在事故 2	**厂(场)内车辆致害**
危险因素	施工道路不满足要求，车辆隐患及人员疏忽
事故后果	设备损坏、人员伤害
危险等级	II级
事故原因： 1.车辆本身存在隐患； 2.物资运输车辆超重、超长； 3.车辆超速； 4.交通标识不全； 5.路况不良； 6.施工交通运输有关管理规章不健全。	安全对策措施： 1.车辆使用前应确保车辆状态完好； 2.物资运输车辆不可超重、超长； 3.场内车辆严禁超速，尤其是混凝土运输车辆； 4.增设交通标志，特别是限速行驶标志； 5.确保路况满足场内运输要求； 6.完善交通运输相关规章制度。

5.7.2 单元小结

按照预先危险性分析法，道路(轨道)车辆致害和厂(场)内车辆致害的危险等级均为II级，在项目运行期应采取控制措施。

5.8 作业环境单元

5.8.1 作业环境预先危险性分析

作业环境预先危险性分析见表 5-17。

表 5-17 作业环境预先危险性分析

潜在事故 1	**高处坠落**
危险因素：	无防护措施、作业环境不良
事故后果：	人员伤亡
危险等级：	**III级**
事故原因： 1.从业人员存在负荷超限、健康状况异常、心理异常、辨识功能缺陷等心理生理危险有害因素，如存在恐高症或高血压等。 2.生产管理及运行人员可能存在指挥错误、操作错误、监护失误等行为性危险有害因素。 3.无脚手架板，造成高处坠落； 4.梯子无防滑措施或强度不够，人字梯无拉绳等造成跌落； 5.高空人行道、屋顶杆塔、扶梯、管线架桥及防护栏等锈蚀严重或强度不够； 6.未穿防滑鞋或防护用品穿戴不当； 7.攀爬塔架内的直梯时，安全带或防坠落装置缺陷。 8.在大风、暴雨、雷电、霜、雪、冰冻等条件下登高作业不慎跌落； 9.吸入有毒、有害气体或氧气不足或身体不适； 10.管理不善，安全责任不落实，安全卫生投入不足，作业人员未能熟练掌握登高防护用品的使用。	安全对策措施： 1.加强人员选择要求，对登高作业人员在作业之前的生理、心理进行检查，作业人员必须严格执行“十不登高”； 2.生产管理及指挥人员应进行对高处作业的方案进行评审，对其应用充分的掌握； 3.事先搭设脚手架等安全措施；在高空人行道、屋顶、塔器以及其它危险的高空作业时，要装设防护栏杆或安全网； 4.塔架应设攀登设施，中间应设休息平台，攀登设施应有可靠的防止坠落的保护设施，以保证人身安全。塔架和机舱内部照明设备齐全，亮度满足工作要求。 5.上、下层同时进行立体交叉作业时，中间必须搭设严密牢固的中间隔板、罩棚等隔离设施； 6.临边、洞口要做到“有洞必有盖”、“有边必有栏”，以防坠落； 7.登高作业人员必须戴好安全帽，系好能释放动能的安全带，穿好防滑鞋及紧身工作服； 8.对平台、栏杆及安全带、安全网等要定期检查，确完好； 9.五级以上大风、暴雨、雷电、下雨、大雾等恶劣天气应停止高处作业； 10.选用合格的安全防护用品，定期检验； 11.应加强高处作业的管理，建立相关的规程规范，加强对登作业人员的安全教育、培训、考核工作，杜绝“三违”。
潜在事故 2	**物体打击**
危险因素：	管理缺失、设备缺陷、防护不当
事故后果：	人员伤害
危险等级：	II级
事故原因： 1.指挥人员监护失误，导致无关人员在起重或高处作业区域、在高处有浮物或设施不牢固将要倒塌的地方停留； 2.起重用吊具、索具有严重缺陷，存在变形、裂纹、磨损等缺陷。 3.高处有未被固定的浮物因被碰撞或因风吹等坠落； 4.未戴安全帽； 5.工具、物体等上下抛掷、掉落； 6.违章作业、违章指挥、违反劳动纪律，违反“十不吊”。	安全对策措施： 1.在进行高处作业应有一人负责指挥，无关人员勿在起重或高处作业区域、在高处有浮物或设施不牢固将要倒塌的地方停留； 2.起重作业人员要持证上岗，严格遵守“十不吊”； 3.起重设备按规定进行检查、检测，保持完好状态； 4.作业人员要穿戴好劳动防护用品； 5.需要的物件应摆放固定好； 6.将要倒塌的设施及时修复或拆除； 7.加强现场作业的安全管理工作，进行防止物体打击的检查和安全管理工作。
潜在事故 3	**机械致害**

危险因素：	防护不当、管理缺陷
事故后果：	人员伤害，设备停止运行或损坏
危险等级：	II级
事故原因： 1.作业人员存在心理异常，如情绪紧张、冒险心理以及辨识功能缺陷。 2.机械运动部位无防护设施或者防护不当； 3.检修时没有停车，带险作业，如运动状态时清理环境、擦拭设备等； 4.检修时没有有效监护，设备突然启动； 5.运动部件飞出； 6.未建立相关的管理制度和操作规程，相关人员未进行培训等。	安全对策措施： 1.应加强对作业人员的选择，存在负荷超限、心理异常人员不得参与作业； 2.机械运动部位应有相关的防护设施，人员应正确穿戴劳动防护用品； 3.检查设备及紧急停车开关时必须停车，切断电源，必须有人监护等； 4.确保设备的正常运转； 5.制订完善的设备运行和维修安全操作规程，严格执行，应急预案的编制和培训。进行安全技能、安全知识的培训，提高工人的安全意识和总体素质。
潜在事故 4	**触电**
危险因素：	设备缺陷、接地措施不合格、防护措施不当或没有
事故后果：	设备损坏、人员伤亡
危险等级：	**III级**
事故原因： 1.检修期间，电工无证作业或违章作业； 2.电气线路或电气设备绝缘性能降低，电气设备、电动工具金属外壳带电，保护接地或保护接零不当； 3.电气设备缺少屏护遮拦、护网，安全距离不够，防护用品和工具产品质量不合格，或使用不当； 4.高压线路的电线质量、安装质量及管理有缺陷，导致高压线断落地面； 5.建筑结构未做到“五防一通”（即防火、防水、防漏、防雨雪、防小动物和通风良好）； 6.高压设备等安全标志缺失，作业人员误登杆、误入带电间隔、误触带电体导致触电； 7.室内高温、空气潮湿；室外存在雷雨、大风等恶劣天气； 8.管理存在缺陷，作业人员未掌握个体防护用品的使用和维护方法及掌握应急处理和紧急救护的方法等。防护用品和工具的采购、保管、检验、报废、更换有缺陷。	安全对策措施： 1.对电气作业人员采取培训、持证上岗制度； 2.定期对设备、线路等进行维护，保证电气设备金属外壳接地（零），定期检测接地电阻符合安全要求； 3.主变等高压电气设备应装设遮拦、护网，严格执行移动或电气设备及电动工具的安全操作规程； 4.根据工种配备必需的防护用品，防护用品应质量可靠，并定期进行检测； 5.高压线路的电线质量、安装质量等应进行相关的验收，加强高压线路管理、巡查、检查制度，做好高压线断落地面的安全操作； 6.建筑结构做到“五防一通”（即防火、防水、防漏、防雨雪、防小动物和通风良好）； 7.电气设备、线杆等安全标志应齐全准确； 8.制订完善的各类电气设备的使用、保管、维修、检验、更新等管理制度并严格执行，严格防护用品和工具的采购、检验制度，确保产品质量； 9.作业人员必经上岗培训，掌握安全作业知识，能正确使用如绝缘鞋、绝缘手套、绝缘安全帽等防护用品； 10.制订预防自然灾害的应急预案。
潜在事故 5	**静电事故**
危险因素：	无可靠的接地措施、电气误操作
事故后果：	人员伤害、引发二次事故
危险等级：	II级
事故原因： 1.作业人员违章作业； 2.35kV 电缆、变压器及母线的剩余电荷会产生感应电压，如不及时导出电荷或接地装置故障等导致人员伤害；	安全对策措施： 1.保证设备可靠接地； 2.应及时将上述感应电荷导出，待检测无感应电压时，才允许进行设备的检修； 3.移动的导电容器或器具有可能受到静电危害时应接

3.移动的导电容器或器具有可能产生静电危害时未接地； 4.在有可能发生静电危害的房间里，未采用接地导静电地板，工作人员未穿导静电鞋； 5.防护用品不合要求。	地的； 4.中控舱、计算机房等房间应采用接地导静电地板； 5.在有可能发生静电危害的房间里，工作人员应穿导静电鞋。
潜在事故 6	**中毒**
危险因素：	擅自进入有限空间，通风不良等
事故后果：	人员伤害、死亡
危险等级：	III级
事故原因： 1.擅自进入有限空间作业； 2.通风不良； 3.未配备个人防护装备，未设置安全警示标识，未采取防护监护措施； 4.作业人员未进行安全培训或培训不合格； 5.未制定应急措施，应急装备不全，盲目施救；	安全对策措施： 1.必须严格实行作业审批制度，严禁擅自进入有限空间作业； 2.必须做到“先通风、再检测、后作业”，严禁通风、检测不合格作业； 3.必须配备个人防中毒窒息等防护装备，设置安全警示标识，严禁无防护监护措施作业； 4.必须对作业人员进行安全培训，严禁教育培训不合格上岗作业； 5.必须制定应急措施，现场配备应急装备，严禁盲目施救；
潜在事故 7	**噪声伤害**
危险因素：	通风机选型不当、通风机故障
事故后果：	工作效率下降
危险等级：	II级
事故原因： 通风机选型不当。 通风机故障。	安全对策措施： 选用噪声较小的通风设备。 定期对通风机进行检修。

5.8.2 单元小结

按照预先危险性分析法分析，高处坠落、电伤害的危险等级为III级，起重伤害、物体打击、机械致害、触电、中毒、噪声伤害的危险等级为II级，在项目设计施工和运行期应采取控制措施。

5.9 安全管理单元

5.9.1 安全管理分析评价

安全管理对企业安全生产目标的实现起着至关重要的作用。本项目尚处于设立阶段，本次评价采用因果图分析法对安全管理单元进行定性评价。

因果分析图是由原因和结果两部分组成。评价人员从人的不安行为（安全管理、设计者、操作者）和物质条件构成的不安全状态两大因素中从大到小，从粗到细，由表及里深入分析，得出因果分析图。

造成安全管理缺陷从而引发事故（结果）有 7 大因素（原因），包括：

（1）生产经营者素质低下；

（2）安全管理机构、人员不健全或不符合要求；

（3）未建立健全管理制度和安全规程；

（4）安全教育、培训、考核不符合要求；

（5）安全监督与检查不到位；

（6）未制定事故应急救援预案；

（7）安全设施不符合要求，安全投入不足。

第一阶段的上述 7 大因素（原因）又是第二阶段的结果，导致这些结果又有其原因。以“生产经营者素质低下”为例进一步进行分析。

导致“生产经营者素质低下”（结果）有 6 个因素（原因），包括：

（1）国家安全生产方针与安全生产劳动保护政策不落实；

（2）违背科学生产规律决策、指挥；

（3）缺乏专业技术知识；

（4）安全生产能力不足；

（5）法制观念差，未依法生产经营；

（6）安全意识薄弱，重经济效益，轻安全生产。

其它类推，此不复述。安全管理因果分析见图 5-2。

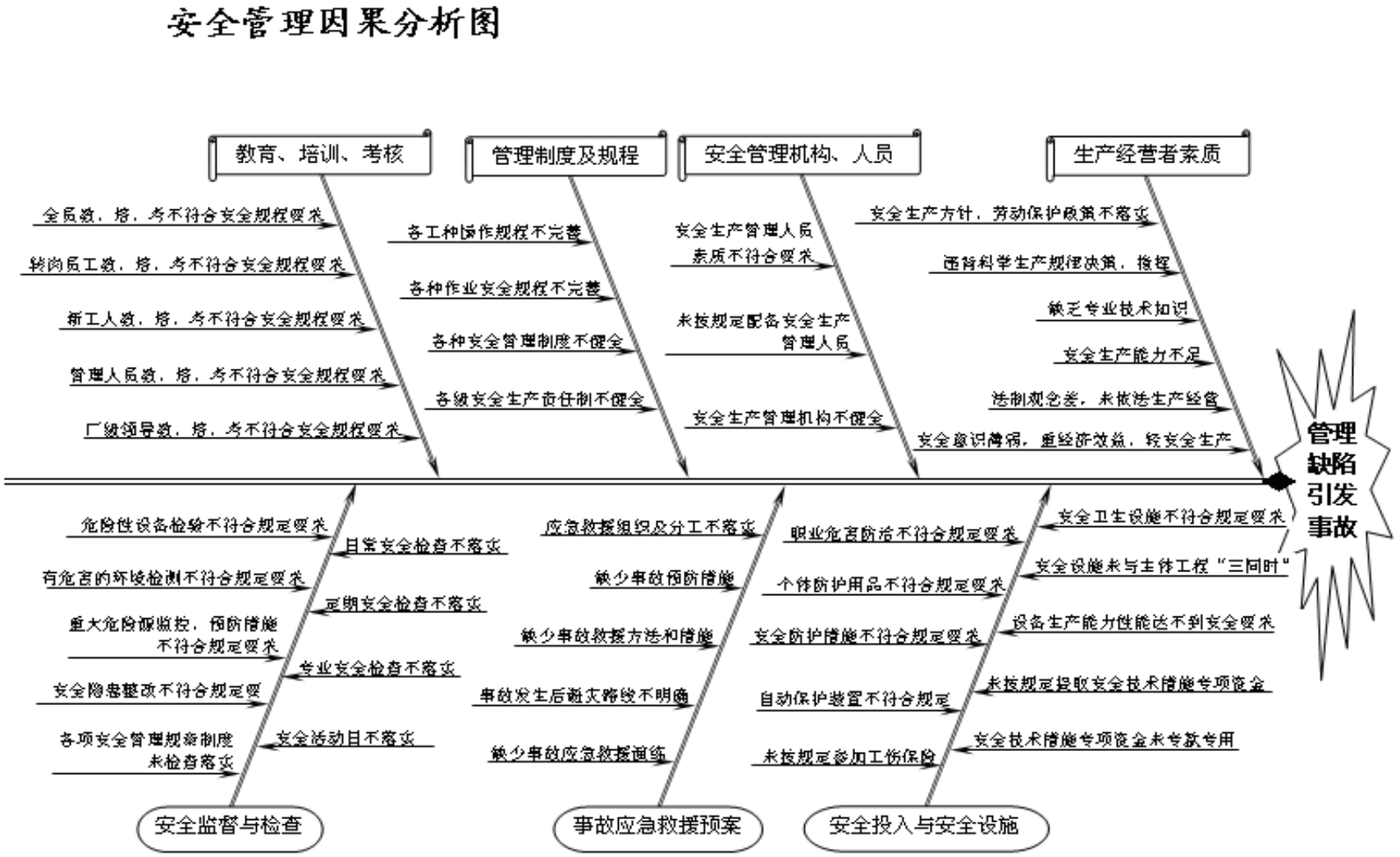

图 5-2 安全管理因果分析

5.9.2 单元小结

安全管理单元采用因果分析图法进行评价。在系统项目理论多种事故致因理论中，都把安全管理失误或不良的安全管理做为事故的本质原因或基本原因之一，安全管理工作好与否，直接关系到企业的安全。因此管理缺陷是安全生产过程中的重大危险因素。

管理缺陷引发事故因果关系简要分析如下：

（1）管理人员及从业人员素质

安全管理的优劣是企业能否实现安全生产的关键因素，而管理人员和从业人员的素质对安全管理水平有着重大影响。管理人员处于管理的核心地位，其管理范畴遍及企业的各个层面，如果决策失误、违规指挥，引发安全事故，后果是十分严重的。

岗位操作工人是人的不安全行为产生的主体，这一群体的素质越高，越能通过安全措施有效地减少或避免因人的不安全行为所导致的安全事故。

（2）安全管理机构和组织

按安全生产法要求，设置安全管理机构，配备安全管理人员，建立和完善安全管理机构和人员配置，是各类安全生产管理制度赖以认真贯彻执行的组织保证。因此安全管理就失去了组织依托，安全管理就无法实施，是导致安全事故的重要因素。

（3）建立健全安全管理制度

安全生产管理制度是企业对生产的安全状况实施有效制约的依据。通过安全生产管理制度，规范人的行为，协调人、机、环境等因素按照科学规律进行安全有序的结合，实现安全生产。忽视安全生产将无章可循，人的不安全行为和物的不安全状态会导致事故的频繁发生。

（4）安全教育、培训和考核

按照安全生产法的规定，企业的主要负责人、安全生产管理人员和生产一线操作人员，都必须接受相应的安全教育和培训。通过安全教育培训和考核，提高各类人员的安全意识、管理能力和安全操作技能，这是以人为本，预防事故发生的根本措施之一。否则，各类人员不能得到正常的安全教育、培训，他们就不具备相应的安全知识和安全操作技能，并且安全意识降低，这样势必引发各种安全事故。

（5）安全投入与安全设施

投入必要的资金和安全设施装备，是创造良好安全生产条件、保障安全生产正常进行的物质基础。性能良好的安全设施和装备，可以消除和减少物的不安全状态，有效地预防人的不安全行为引发安全事故。没有必要的资金和安全设施投入，安全生产就不可能实现。

（6）安全监督与检查

安全监督与检查是安全管理措施的动态表现，是保证国家安全生产方针、法律、法规和企业各项安全管理制度落到实处，及时发现并消除隐患，防止事故发生的有效方法和手段。没有监督与检查，安全管理就会因有章不循而成为无效的管理，必然酿成安全事故。

（7）事故应急预案

“预防为主”是安全生产的原则，然而无论预防工作如何周密，事故和灾害总是难以根本避免的。制定了切实可行的事故应急救援预案，建立和完善相应的应急组织、应急队伍、报警系统和应急救援设施，就可以在事故发生时，采取有效的预防措施，使事故控制在局部、消除蔓延条件，防止突发性重大或连锁事故发生。同时，能在事故发生后，迅速有效控制和处理事故，进行现场救援，减轻事故对人和财产的影响。

第 6 章　安全对策措施及建议

6.1 制定安全对策措施建议的依据

评价组在资料分析的基础上，依据国家相关法律、法规和规范标准对各系统所含检查内容进行检查，判别与标准的符合程度，提出本次安全预评价报告的对策措施建议。

6.2 安全对策措施建议的主要原则

6.2.1 安全对策措施建议的基本要求

（1）能消除或减弱生产过程中产生的危险、有害因素；

（2）处置危险和有害物，使其降低到国家规定的限值内；

（3）预防生产装置失灵和操作失误产生的危险、危害；

（4）能有效地预防重大事故和职业危害的发生；

（5）发生意外事故时，能为遇险人员提供自救和互救条件。

6.2.2 制定安全对策措施建议的原则

在制定安全对策措施时，应遵循如下原则：

（1）安全技术措施等级顺序

当安全技术措施与经济效益发生矛盾时，应优先考虑安全技术措施上的要求下列安全技术措施等级顺序选择安全技术措施：

①直接安全技术措施。生产设备本身应具有本质安全性能，具有故障-安全功能和失误-安全功能，不出现任何事故和危害。

②间接安全技术措施。若不能或不完全能实现直接安全技术措施时，必须为生产设备设计出一种或多种安全防护装置，最大限度地预防、控制事故或危害的发生。

③指示性安全技术措施。间接安全技术措施也无法实现或实施时，须采用检测报警装置、警示标志等措施，警告、提醒作业人员注意，以便采取相应的对策措施或紧急撤离危险场所。

④若间接、指示性安全技术措施仍然不能避免事故、危害发生，则应采用安全操作规程、安全教育、培训和个体防护用品等措施来预防、减弱系统的危险、危害程度。

（2）根据安全技术措施等级顺序要求所应遵循的具体原则：

①消除。通过合理的设计和科学的管理，尽可能从根本上消除危险、有害因素。

②预防。当消除危险、有害因素确有困难时，可采取预防性技术措施，预防危险、危害的发生，如使用安全阀、安全屏护、漏电保护装置、安全电压、熔断器、防爆膜装置等。

③减弱。在无法消除危险、有害因素和难以预防的情况下，可采取减少危险、危害的措施，如采用局部通风排毒装置、生产中以低毒性物质代替高毒性物质、降温措施等。

④隔离。在无法消除、预防、减弱的情况下，应将人员与危险、有害因素隔开，如遥控作业、安全罩、防护屏、隔离操作室等。

⑤连锁。当操作者失误或设备运行一旦达到危险状态时，应通过连锁装置终止危险、危害发生。

⑥警告。在易发生故障和危险性较大的地方，配置醒目的安全色、安全标志；必要时设置声、光或声光组合报警装置。

（3）安全对策措施应具有针对性、可操作性和经济合理性。

①针对性是指针对不同行业的特点和评价中提出的主要危险、有害因素及其后果，提出对策措施。

②提出的对策措施是设计单位、建设单位、生产经营单位进行安全

设计、生产、管理的重要依据，因而对策措施应在经济、技术、时间上是可行的，能够落实和实施的。此外，要尽可能具体指明对策措施所依据的法规、标准，说明应采取的具体的对策措施，以便于应用和操作。

③经济合理性是指不应超越国家及建设项目生产经营单位的经济、技术水平，按过高的安全指标提出安全对策措施。即在采用先进技术的基础上，考虑到进一步发展的需要，以安全法规、标准和指标为依据，结合评价对象的经济、技术状况，使安全术装备水平与工艺装备水平相适应，求得经济、技术、安全的合理统一。

④对策措施应符合有关的国家标准和行业安全设计规定的要求在进行安全评价中，应严格按有关设计规定的要求提出安全对策措施。

6.3 可研报告提出的安全对策措施建议

6.3.1 施工期间对策措施

（1）在工程施工期间，建设单位必须遵守“生产经营单位新建、改建、扩建工程项目的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”三同时的安全规定。

（2）建设单位应认真学习，严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》，并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

（3）加强施工监理，施工过程应严格按照相关规程、规范要求执行。加强施工单位资质管理。

（4）加强施工组织设计编制与审查管理，试运阶段的安全管理。

（5）加强施工营地生活设施建设，完善施工卫生建制，保障施工人

员的安全健康。

6.3.1.1 防坍塌伤害

（1）在施工布置设计中，尽可能避开不良地质区域、避开地形较陡区域，从而尽可能从源头上避免坍塌。

（2）综合安全需要及工程造价因素，结合工程实际需要，进行不同施工部位的边坡开挖及支护设计。

（3）工程永久设施、临时设施的布置，尽可能避开可能发生地面滑塌的区域。

（4）建设单位加强施工管理，做好施工开挖过程中临时防护措施，做好施工材料堆放管理。

6.3.1.2 防爆破伤害

（1）建设、施工单位须认真学习，严格贯彻执行《爆破安全规程》。

（2）爆破作业时，须正确制定爆破方案、合理选择爆破参数。

（3）做好爆破点及爆破危及区域的临时管理。

6.3.1.3 防物体打击伤害

（1）严格执行《高处作业安全操作规程》，合理安排施工作业，避免上下同时作业，以消除上层作业场所坠落物体伤害下方人员和设备的隐患。因特殊情况不能避免双层作业时，必须采取严密的安全防护措施。严格遵守有关操作规程，防止上层物体坠落下层。上下不同层次间，在前后左右方向必须有一段横向的安全距离，此距离应大于可能坠落半径。

（2）制定施工过程的安全技术措施。如上层拆除脚手架、模板及其他物件时，下方不得有其他作业人员；上下立体交叉施工时，不允许在同一垂直方向上作业；在危险区域设置牢固可靠的安全隔离层；施工人员做好自身保护（安全帽、安全带等）等。

（3）施工过程中对临边、高处作业采取安全防护措施，如规定专人负责搭设与检查，以保证安全可靠；在施工现场内落实负责搭拆、维修、保养这些安全防护设施的班组。

（4）严格执行《起重机械安全规程》，在被提升、悬挂或垫起至一定高度的机械设备或其他结构物下部进行检修或其他作业时，必须确保起吊设备的安全。就位后，必须将机体或物体支撑牢固后方可进行作业。

（5）对于搭设或拆除的安全防护设施、脚手架、起重机械或其他设施、设备，如当天未能完成时，应做好局部的收尾工作，并设置临时安全设施。

6.3.1.4 防机械致害

（1）采用的机械设备，设计中满足有关国家安全卫生有关标准的要求，在设备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-2023）、《机械安全 防止人体部位挤压的最小间距》（GB/T12265-2021）、《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/T8196-2018）等有关标准的规定。

（2）所有机械设备防护安全距离，机械设备防护罩和防护屏的安全要求，以及设备安全卫生要求，均符合国家有关标准的规定。

（3）严格执行各种设备的相关安全操作规程。

6.3.1.5 防触电伤害

（1）在带电设备旁悬挂“小心触电、禁止合闸、使用绝缘手套”等警示牌，提高员工安全意识，避免触电事故。

（2）严格执行各种设备的相关安全操作规程。

6.3.1.6 防吊装设备事故

（1）施工总进度设计中，充分考虑各种因素（如大风、降雨、雷电

等）对吊装进度的影响，合理安排工期。

（2）箱变安装平台的设计，应满足箱变吊装要求，保证有足够的空间和相应的平整度、地面承载力。

6.3.1.7 施工期火灾安全与工业卫生对策

施工消防重点分别为临时营地和材料储存区，砂石料加工和混凝土制拌区，基坑现场浇筑区。施工现场设置的临时房屋区，按每 25 ㎡设置磷酸铵盐干粉型灭火器一具。对于木模板、油料等易燃品储存区，按每 25 ㎡设置磷酸铵盐干粉型灭火器两具，并配砂箱。消防通道上不摆放物品，保持畅通。砂石料加工和混凝土制拌区在砂石加工机械和混凝土拌和站内配置磷酸铵盐干粉型灭火器两具。基础混凝土浇筑时临时用电取自移动柴油发电机，在柴油发电机和油料桶旁摆放磷酸铵盐干粉型灭火器一具，并由专人管理。

6.3.1.8 防交通事故

（1）综合安全需要及工程造价因素，结合工程实际需要，针对不同功能交通道路，采取相应的设计标准。

（2）对涉及公众交通的施工道路（包括改扩建、新建道路），严格执行现行相关公路设计规范。

（3）对仅涉及本工程建设的施工道路，尽可能执行现行相关公路设计规范，减少超规范路段。超规范路段，设置醒目警示设置。

（4）建设单位、施工单位须加强现场交通管理，严格控制车速、严禁车辆超载。

6.3.2 运行期间对策措施

6.3.2.1 防火及防爆

（1）工程防火设计

工程防火采用综合消防技术措施，消防系统从防火、监测、报警、控制、疏散、灭火、事故通风、救生等方面进行整体设计。

（2）工程防爆安全设计

箱式变压器等都设有泄压装置，布置上将泄压面避开运行巡视工作的部位，以防止在设备故障保护装置失灵，通过泄压装置释放内部压力时，伤害工作人员。设备的选型和采购均符合现行相关规范。

（3）防静电设计

防静电接地装置与工程中的电气接地装置共用时，其接地电阻不大于 30Ω。

6.3.2.2 防电气伤害

（1）所有可能发生电气伤害的电气设备均可靠接地，工程接地网的设计满足相关规程规范的要求。配电装置的电气安全净距应符合《3～110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）及《水利水电工程高压电气设备选择及配电装置设计规范》（SL/T311-2025）的有关规定。当裸导体至地面的电气安全净距不满足规定时，设防护等级不低于 IP2X 的防护网。

（2）高压开关柜具有“五防”功能即：防带负荷分、合隔离开关；防误分、合断路器；防带电接地线、合接地开关；防带他线盒隔离开关和断路器；防误入带电间隔。

（3）屋外开敞式电气设备，在周围设置高度不低于 1.8m 的围栏。

（4）在远离电源的负荷点或配电箱的进线侧，装设隔离电器，避免

触电事故的发生。用于接零保护的零线上，不装设熔断器和断路器。

（5）对于误操作可能带来人身触电或伤害事故的设备或回路，设置电气联锁或机械联锁装置，或采取其他防护措施。

（6）供检修用携带式作业灯，符合《特低电压（ELV）限值》（GB/T3805-2008）的有关规定。单芯电缆的金属护层、封闭母线外壳以及所有可能产生感应电压的电气设备外壳和构架上，其最大感应电压不大于 50V。否则，采取相应防护措施。

（7）电气设备的外壳和钢构架在正常运行中的最高温升：

①运行人员经常触及的部位不应大于 30K；

②运行人员不经常触及的部位不应大于 40K；

③运行人员不触及的部位不应大于 65K，并设有明显的安全标志。

（8）电气设备的防护围栏应符合下列规定：

①栅状围栏的高度不应小于 1.8m，最低栏杆离地面间距不应大于 0.2m；

②网状围栏的高度不应小于 1.8m，网孔不应大于 40mm×40mm；

③所有围栏的门均应装锁，并有安全标志。

6.3.2.3 防噪声及防振动

（1）为确保各工作场所的噪声限制在规定值内，要求各种设备上的电动机、变压器等主要噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定的噪声、振动标准的设备。中控室等主要办公场所选用室内机噪声值小于 60dB 的空调机，并采取必要的隔振、减振处理。

（2）在噪声源较大的设备房间采取必要的工程措施。

（3）选用噪声和振动水平符合国家有关标准规定的设备，必要时，对设备提出允许的限制值，或采取相应的防护措施，如在建筑上采用降

噪材料等。

（4）为运行人员配备临时隔声的防护用具。

6.3.2.4 防雷击

（1）光伏方阵配备防雷电保护装置。对于可能遭遇雷击的建筑物屋顶、设备等采取避雷带或避雷针保护。

（2）场外独立设置的易燃、易爆材料仓库，在直击雷保护范围内，其建筑物或设备上严禁装设避雷针，而用独立避雷针保护。并采取防止感应雷的技术措施。

6.3.2.5 防机械及防坠落伤害

（1）采用的机械设备，设计中满足有关国家安全卫生有关标准的要求，在设备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-2023）、《机械安全 防止人体部位挤压的最小间距》（GB/T12265-2021）、《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/T8196-2018）等有关标准的规定。所有机械设备防护安全距离，机械设备防护罩和防护屏的安全要求，以及设备安全卫生要求，均符合国家有关标准的规定。

（2）需上人巡视的屋面设置净高不小于 1.5m 的女儿墙或固定式防护栏杆。

6.3.2.5 温度与湿度的控制

（1）通风、空调设计

中控室、配电室、厨房、餐厅等房间采用空气调节系统或机械通风系统，其余房间采用自然通风，以保证各类工作场所的设备正常运行和工作人员的舒适工作环境。

（2）采暖设计

中控室、会议室、通信值班室、宿舍等各房间，采用中温辐射式电辐射板进行辐射采暖。

6.3.2.6 采光与照明

（1）本工程的中控室等主要工作场所的照明，充分利用天然采光，当天然采光不足时，辅以人工照明。其他各层，根据相关照明设计规范的规定，选择合适的灯具，合理布置灯源，各场所的照度满足《建筑照明设计标准》（GB/T50034-2024）的要求。

（2）在中控室等重要工作场所设有事故照明。在建筑内主要疏散通道及安全出口处均设有火灾事故照明与疏散标志。。

6.3.2.7 防尘、防污染、防腐蚀、防毒

（1）配电室屋内地面采用坚硬的、不起尘埃的材料（高标号混凝土或水磨石），清扫时采用吸尘装置。

（2）工程机械通风系统的进风口位置，设置在室外空气比较洁净的地方，并设在排风口的上风侧。

（3）工程现场生活区污水，根据《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）的有关规定，经必要的处理合格后，方可排放。

（4）设备支撑构件、水管根据不同的环境采取经济合理的防腐蚀措施。除锈、涂漆、镀锌、喷塑等防腐处理工艺符合国家现行的有关标准的规定。电缆桥架采用热镀锌处理。

（5）建筑材料的毒性、放射性均符合国家有关卫生标准规定，不得超标。

6.3.2.8 安全色和安全标志

根据《安全色和安全标志》（GB 2894-2025）的规定，充分利用红（禁止、停止或提示消防设备、设施的信息）、黄（注意、警告）、蓝

（遵守规定的指令）、绿（安全）四种传递安全信息的安全色，使人员能够迅速发现或分辨安全标志、及时受到提醒，以防止事故、危害的发生。

6.4 补充的安全技术对策措施

6.4.1 站址选择、总平面布置安全对策措施

（1）尽快完成项目用地调查区国家探明矿产地、矿业权压覆情况查询（省、州、县三级），若涉及压覆，应调整避让。如无法避让，建设单位应委托有资质的单位编制建设项目压覆矿产资源评估报告，报主管部门审批。

（2）站区主要出人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(环行道路)宽度宜采用 4m。主、次干道的转弯半径应满足消防车转弯的要求，并应满足设备运输的通行要求。

（3）地面光伏发电站的光伏方阵区场地排水宜采用自然散排。对建在山区或丘陵地区的光伏方阵区，应根据洪水侵扰情况，设置防排山洪设施。

（4）光伏方阵各排、列的布置间距宜使每天 9：00～15：00（当地真太阳时）时段内东西向、南北向互不遮挡。

（5）逆变器宜布置在光伏方阵内通风良好的背光区域。逆变升压变压器宜布置在光伏方阵单元的中部，且靠近主要通道处。

（6）工艺管线的敷设方式应符合下列要求：①工艺管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。②电缆不应与其他管道同沟敷设。③管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

（7）逆变器和就地升压变压器的布置高度应符合光伏发电站站址区防洪、防涝标准的要求。除满足防洪、防涝标准以外，当光伏方阵区位于内涝易发区域时，逆变升压设备基础还应采取防治基础内积水或长时间浸水措施。

（8）光伏方阵布置应便于光伏组件表面清洗，宜设置相应的清洗通道。

（9）开关站建筑物、构筑物之间及其与道路之间的防火间距，应执行现行国家《建筑设计防火规范》GB50016 等有关的规定。

（10）各建（构）筑物分别集中布置，建（构）筑物间距应紧凑、合理，并满足各建（构）筑物的施工、设备安装和埋设各类管道以及维护检修管理的要求。

（11）各种构筑物的结构强度、耐火等级、抗震设防烈度、通风、采光、照明等，均应按其使用特点和地区环境条件符合有关标准规定，应有抗震、防水、防漏、防风、防雪等措施。

（12）有充油电气设备房间的门，应向疏散方向开启，当门外为公共走道或其他房间时，应采用乙级防火门。

（13）应结合工程具体条件，做好防排洪（涝）规划，充分利用现有的防排洪（涝）设施。当必须新建时，可因地制宜的选用防洪（涝）堤、排洪（涝）沟或挡水围墙。

（14）场址场地周边设置隔离栅，地面围墙或隔离栅的高度，不得影响光伏组件表面光照。

（15）项目设置视频及环境监测系统，该系统可实现对光伏场区及开关站视频、安全、安防等辅助系统的控制和数据采集，实现对开关站辅助系统的实时自动控制、智能调节、在线分析、视频联动等高级功能，通过视频图形远程展示运行环境状况。

（16）开关站配置门禁系统，设置门禁；配置安全警卫系统，设置电子围栏，报警信号送到视频及环境监测系统屏，实现报警联动。

（17）开关站、光伏方阵、逆变器场地等重要部位等处设置闭路电视监视点，根据不同监视对象的范围或特点选用定焦或变焦监视镜头。各闭路电视监视点的视频信号通过图像宽带网，将视频信号处理、分配、传送至中控舱内的监视器终端，并联网组成一个统一的覆盖本工程范围的闭路电视监视系统。

（18）参观人员和实习人员在工作人员的监护下进入生产区域，外单位人员和临时工进入光伏发电站作业，经过现场安全教育和培训，了解现场设备运行情况及注意事项后，方可参加指定的工作。

（19）光伏电站光伏区火灾危险性较大的设备有箱式变压器、逆变器、汇流箱、电缆、组件等，由于光伏区杂草在秋季未得到及时的清理，在冬春季节里，易发生光伏区火灾。发生火灾后，形成的气流，会使火势越来越多，火借风势，风助火威。站内应定期对光伏区进行防火级别除草，杂草剩余高度不高于 10cm；除草后的杂草做到及时清运出场地，不得留在光伏电站站区内。

（20）站内应设置与外界的防火隔离带，防止因山火引发的站内火灾事故。

（21）凡坠落高度在 1.2m 以上的工作平台，人行通道，在坠落侧设置高度不小于 1.05m 的固定式防护栏杆。

（22）采用酸性蓄电池的蓄电池室和贮酸室应采用耐酸地面，其内墙面应涂耐酸漆或铺设耐酸材料。

6.4.2 光伏组件单元安全对策措施

（1）海拔高度在 2000m 及以上高原地区使用的逆变器和汇流箱，

应选用高原型（G）产品或按现行国家标准《低压供电系统内设备的绝缘配合 第 1 部分：原理、要求和试验》（GB/T16935.1-2023）、《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T37408-2019）和《光伏发电站汇流箱技术要求》（GB/T34936-2017）的规定进行校验。

（2）在设计选型时符合以下要求：根据当地的太阳资源来选择组件转换效率高、衰减小的光伏组件光伏组件，并出具有关检测认证书等资料；加强光伏板质量监督，必要时进行试验；充分考虑运输的条件；符合相关规范和行业标准要求；选择适应高海拔低温、强紫外线条件下运行的设备；及时处理组件表面上的树叶、鸟粪或表面污浊等遮挡物。

（3）光伏列阵行距符合设计要求，组件周围无固定遮挡物，表面无附着物。

（4）光伏组件满足安全运行的电气和机械性能要求，组件完好，性能正常。

（5）设计阶段开展柔性支架风振与荷载验算，合理设置抗风系统（如增设抗风索、阻尼器）和结构刚度，优化锚具选型，并严格把控张拉与回缩检测。施工阶段严格按设计图纸进行施工，施工完成后开展专项验收。

（6）光伏组件支架基础牢靠，各部螺栓无松动，焊接牢固，支架无变形，满足强度、稳定性和刚度要求，符合抗震、抗风和防腐等要求。

（7）用作现场安装接地的组件接线端或连接位置使用适当的符号标识或绿色标识，且其他的接线端或连接位置不使用同样的标识。

（8）定期开展组件支架结构、基础沉降和防腐检查，并做好记录。

（9）安装或更换的光伏组件，其参数要与该电池组串参数匹配。

（10）定期开展光伏组件功率测试、温度测试。

（11）制定并落实电池组件清扫规定，清扫工作对电池组件无不良

影响。

（12）光伏方阵配备防雷电保护装置。

（13）组件结构保证安装过程不破坏接地连续性。

（14）部件防止可能引起火灾、电击或人身伤害的松动或转动。

（15）任何可调节或可移动的部件都提供锁定装置，以减少可能导致火灾、电击或造成人身伤害的无意移动。

（16）产品必须的但不直接暴露在外部环境的铁或低碳钢等部件施以电镀、油漆或瓷漆等来防止腐蚀。

（17）用作有火灾和电击危险的部件外壳的聚合物满足相关要求。

（18）用作有火灾和电击危险的部件支撑或绝缘的聚合物材料满足相关要求。

（19）正常使用中组件的所有可接触的裸露导体连接在一起。

（20）接地连接通路的所有结合点机械固定，其牢固性不依赖于任何焊接。

（21）接地螺栓或螺钉的直径与接地通道导体的尺寸相对应。

（22）接地连接通道中含铁的金属部件进行金属或非金属的表面防锈蚀处理。

（23）金属与金属多级合页铰链是可接受的接地连接方式。

（24）每个组件具有以下内容的清晰并耐久的标识：制造商的名称、代号或品牌标志；类型或型号；序列号；接线端子或引出线的极性（允许用颜色标识）；组件试用的系统最大电压；生产日期和产地标识在组件上或可根据序列号查出。

（25）光伏组件金属框架接地良好。光伏方阵金属部件与防雷装置进行等电位连接并接地。

（26）所采用的光伏组件、设备、材料应为经国家有关部门鉴定验

收的合格产品，并应充分考虑其对最恶劣气候条件如冰雪、冰雹、大风、雷暴等自然灾害的抵抗能力。

（27）作业过程中正确佩戴安全防护用品，如绝缘手套、绝缘靴、安全带等。

（28）按照安全规程进行操作，不要同时接触光伏组件的正负极，以免导致触电事故或损坏事故。

（29）光伏组件底边距地面应不小于 0.3m；若场址区有洪涝危害，组件底边距最高洪涝水位应不小于 0.2m，组件引出线距最高洪涝水位应不小于 0.3m。

（30）光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应不大于 4Ω。

（31）集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类阻燃电缆。

（32）光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

（33）动力电缆和控制电缆宜分开排列。

（34）充电控制器应具有短路保护、过负荷保护、蓄电池过充（放）保护、欠（过）电压保护及防雷保护功能和温度补偿、数据采集和通信功能。

（35）对光伏发电站送出线路，应在系统侧配置分段式相间、接地故障保护；有特殊要求时，可配置纵联电流差动保护。

（36）光伏发电站调度管辖设备供电电源应采用不间断电源装置（UPS）或站内直流电源系统供电，在交流供电电源消失后，不间断电源装置带负荷运行时间应大于 40min。

（37）光伏发电站应具备频率适应性、电压适应性、低电压穿越能力。

（38）光伏发电站动态无功响应时间应不大于 30min。

（39）光伏组件金属边或金属夹件应与金属支架电气连通，连接方式宜采用螺栓连接，螺栓直径应不小于 8m，连接导体宜采用 50mm^2 铜线或带。

（40）光伏方阵等电位连接，每排光伏方阵组件金属框架应相互电气连通，组件金属框架或夹件应与金属支架可靠连接，连接点过渡电阻值不应超过 0.03Ω。

（41）光伏电源系统的工作接地，保护接地，防雷接地等单独设置防雷接地系统。方阵至控制箱（柜）的电源输入馈线端设置防雷电感应装置。

（42）方阵另设防雷装置时，避雷针设置在方阵背面的最高处，且距离方阵边缘距离大于 2m，避雷针接地线不直接从方阵支架引出。

（43）对山体地形较陡、土壤松动、有碎石滚落等区域，应采取安全防护措施。

（44）汇流箱应具有下列保护功能：①应设置防雷保护装置；②汇流箱的输入回路宜具有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不做防逆流保护；③汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施；④宜设置监测装置。

（45）室外布置的逆变器、汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，箱体或柜体的防护等级不应低于 IP54。

6.4.3 逆变单元安全对策措施

（1）逆变器具有防止人体接近壳内危险部件，防止固体异物和水进入的外壳防护措施。提供保护的外壳和安全遮拦，其零部件在不使用工具的情况下不能拆卸。

（2）安装或维修期间需打开外壳，且逆变器需通电时，对于维修过

程中可能无意触碰到的大于规定安全电压的带电零部件提供防接触保护。

（3）带电部分的绝缘防护在不使用工具的情况下不能被去除。

（4）当带电零部件和可接触导电零部件出现错误连接时，相应的保护连接能承受因此引起的最大热应力和动应力。保护连接在可接触导体零部件出现故障情况下也一直保持有效。

（5）逆变器提供保护连接。并且确保导体可触及部件与外部接地保护的电气连接。

（6）逆变器通电后外部保护接地导体始终保持连接。

（7）每个预定需通过保护连接与地相连的逆变器，都在靠近相应保护连接导体的地方提供一个连接端子。

（8）每个外部保护接地导体使用单独的连接方式。

（9）逆变器在规定湿度条件下保持绝缘配合。

（10）逆变器棱缘、凸起、拐角、孔洞、护罩和手柄等部位圆滑、无毛刺。

（11）在逆变器内部和外侧，使用适当的材料和元器件以及采用适当的结构，减少引燃危险和火焰蔓延危险。

（12）逆变器能根据电压输入情况，或故障及故障恢复后等情形，实现对应的自动开、关机操作。

（13）由于电网故障原因导致逆变器向电网停止送电，在电网的电压和频率恢复到正常范围后，逆变器能在 20s~5min 内自动重新向电网送电。

（14）逆变器设置本地通信接口，通信接口具有固定措施，以确保其连接的有效性。

（15）逆变器具有冷却系统。

（16）逆变器设有防雷保护装置。

（17）逆变器具有过电压/欠电压保护、交流输出过频/欠频保护、直流极性误接、交流缺相保护、直流输入过载保护、短路保护、反放电保护、防孤岛效应保护等保护装置。

（18）逆变器具有有功功率输出限制能力及有功功率调节功能。

（19）逆变器具有电压/无功调节功能。

（20）逆变器油漆或电镀牢固、平整，无剥落、锈蚀及裂痕等现象。

（21）逆变器机架面板平整，文字和符号清楚、整齐、规范、正确。

（22）逆变器各种升压便于操作、灵活可靠。

（23）外露可导电部分都与保护等电位连接系统连接。

（24）逆变器的控制纳入监控系统。

（25）设计、施工等阶段选择有相关资质及经验的单位严格按照相关规范、规程及要求进行设计、施工，保障各阶段的安全性、可靠性、强制认证等方面的要求，同时各阶段考虑高海拔、低温、潮湿等特殊气象条件的影响及防护、防腐要求。

（26）施工阶段严格按出厂技术条件及安装技术施工，并要求厂家提供现场技术支持。

（27）在编制运行规程阶段，必须将逆变单元的相关安全技术要求纳入运行规程；严格落实频率控制与保护，低/高电压穿越控制措施，保证光伏电站并网安全。

（28）逆变器频率保护满足云网异步联网要求。

6.4.4 集电线路安全对策措施

（1）电缆屏蔽层两端可靠接至二次接地网上。

（2）控制电缆的安装满足国家相关安装规程。电缆进入建筑物、沟

道及穿过墙和楼板、端子箱等，使用低标号水泥封堵，防止虫鼠蛇和小动物窜入。

（3）控制、通讯电缆与高低压电力电缆在同一电缆沟内敷设时，电力电缆在最上层，控制、通讯电缆在最下层，不同层敷设。

（4）电缆沟进入室内的入口处、电缆沟进入围墙处设置电缆穿孔板。电缆穿墙或楼板处，电缆进入升压柜、配电屏、检修箱、端子箱的孔洞均用耐火隔板和防火堵料封堵，施工时电气安装与土建密切配合，以确保预埋件、预留孔及埋管等准确无误和避免遗漏。电缆沟及电缆竖井内的接地扁钢与地网连接好。

（5）直埋电缆上下部铺大于 100mm 厚的软土砂层，且加盖保护板，其覆盖宽度超过电缆两侧各 50mm，保护板采用混凝土盖板。软土或砂子中没有石块或其他硬质杂物。

（6）直埋电缆在直线段每隔 50-100m 处、电缆接头处、转弯处、进入建筑物等处，设置明显的方位标志或标桩。

（7）直埋电缆回填前需经隐蔽工程验收合格，回填料分层夯实。

（8）按照《电气装置安装工程电缆线路及验收规范》（GB50168-2018）、《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》（GB50150-2016）的要求，严格控制电缆主辅材料的选择、施工工艺，保证直埋电缆通道选择、埋设工艺、防护措施合理，路径埋深安全警示标示到位；严控电缆施工关键部位人员资格，严格交接试验，确保施工质量；严格按照《电力电缆线路运行规程》（DL/T1253-2013）进行运行维护。

（9）电缆沟不得作为排水通路。

6.4.5 变压器安全对策措施

（1）变压器按有关标准的规定装设保护和测量装置；

（2）油浸式变压器本体的安全保护装置、冷却装置、油保护装置、温度测量装置和油箱及附件等符合要求；

（3）释压装置的安装保证事故喷油畅通；

（4）变压器在运行情况下，能安全的查看储油柜和套管油位、顶层油温；

（5）油浸式变压器的场所按有关规定设计规程规定设置消防设施并保持完好状态；

（6）变压器铁心接地点引至变压器底部，变压器中性点有两根与主地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地线符合热稳定要求；

（7）变压器选用具有相资质的厂家的产品；

（8）箱式变压器旁配备干粉灭火器；

（9）悬挂“止步，高压危险”的安全警示标识。

（10）箱式变压器选择有资质的正规厂家购买，购买后经强制认证，同时变压器能适应低温、潮湿及高原地区高海拔等特殊气象条件的影响，具备相应防护措施，确保变压器的安全性及可靠性。

（11）施工阶段严格按出厂技术条件及安装技术施工；在编制运行规程阶段，必须将箱式变压器的相关安全技术要求纳入运行规程；结合实际运行经验，加强电缆入舱部位的防护措施，防止电缆井积水、下部潮气积存并不断输送到箱式变压器内部；增加箱式变压器重瓦斯等保护装置定期检测要求。

6.4.6 35kV 高压升压的安全对策措施

（1）35kV 进线采用保护测控一体化装置，线路装设时限电流速断、

过流及接地保护，并具有高周减载功能。

（2）35kV 断路器采用本体防跳。

（3）35kV 防跳回路采用机构防跳。

（4）35kV 高压升压选择有资质的正规厂家购买，购买后经强制认证，同时 35kV 高压升压能适应低温、潮湿及高原地区高海拔等特殊气象条件的影响，具备相应防护措施，确保 35kV 高压升压的安全性及可靠性。

（5）升压柜各电缆室等高压舱、仪表室的加热除湿装置、其它防潮措施配置到位，其参数设置符合现场实际，保证舱室的小气象条件，消除外绝缘尺寸裕度不足带来的隐患，在运行过程中重视巡视点检要求。

（6）35kV 母线宜装设母差保护。

6.4.7 继电保护系统的安全对策措施

（1）继电保护信号如保护跳闸、保护装置异常等信号送调度或集控中心，可采用两种方式实现监控系统与继电保护的信息交换。方式 1：保护的跳闸信号以及重要的告警信号采用硬接点方式接入 I/O 测控装置。方式 2：通过通信接口实现监控系统与保护装置之间的信息交换。

（2）电力系统重要设备的继电保护采用双重化配置，依照双重化原则配置的两套保护装置，每套保护均含有完整的主、后一体的保护，能反应被保护设备的各种故障及异常状态，并能作用于跳闸或给出信号。

（3）两套保护装置的交流电流分别取自电流互感器互相独立的绕组。

（4）交流电流和交流电压回路、交流和直流回路、强电和弱点回路，均使用各自独立的电缆。

（5）直接接入微机型继电保护装置的所有二次电缆均使用屏蔽电

缆，电缆屏蔽层在电缆两端可靠接地。

（6）配置足够的保护备品、备件，缩短继电保护缺陷处理时间。

（7）在控制室、敷设二次电缆的沟道、开关站的就地端子箱及保护用结合滤波器等处，使用截面面积大于 100mm^2 的裸铜线排敷设与主接地网紧密连接的等电位接地网。

（8）严格执行工作票制度和二次工作安全措施票制度，规范现场安全措施，防止继电保护“三误”事故。

（9）严格按照标准、规范、电网接入等方面要求进行设计、选型、采购、施工、验收。

（10）按规定做好继电保护校验工作，每年检查继电保护二次回路绝缘电路值是否符合要求，做好记录，有缺陷立即查明原因加以消除。各类继电器有备品，定期试验，以便例调及故障调换。

（11）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。GIS 配电装置的母线避雷器和电压互感器、电缆进出线间隔的避雷器、线路电压互感器应设置独立的隔离开关或隔离断口。架空进线的 GIS 线路间隔的避雷器和线路电压互感器宜采用外置结构。

6.4.8 无功补偿装置的安全对策措施

（1）动态无功补偿装置（SVG）的内部故障靠其自带的配套保护判别，在连接 SVG 的 35kV 升压柜内配置微机综合保护装置，具备三相限时电流保护，过压、失压及单相差压保护等保护功能。

（2）无功补偿装置（包括集装箱、电抗器等电气设备）接地部分与安装地点接地系统可靠接地。

（3）SVG 配置一台保护测控一体化装置，装与升压柜上，配置有速断、过流保护，同时还配置有两侧零序电流保护。

（4）在电网正常运行情况下，光伏发电站无功补偿装置适应电网各种运行方式变化和运行控制要求。

（5）光伏发电站动态无功补偿装置的响应时间小于 30ms。

（6）光伏发电站配置无功电压控制系统，系统具有多种控制模式，包括恒电压控制、恒功率因数控制和恒无功功率控制等，能够根据电力调度机构指令，光伏发电站自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制光伏发电站并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度能满足电力系统电压调节的要求。

（7）光伏电站的无功补偿装置具备与光伏阵列相同的低/高电压穿越能力。

（8）电站的动态无功补偿装置（SVG）需正常投运。电站的固定无功补偿装置根据调度机构下达的无功、电压曲线及时投、退，通过调度主站 AVC 闭环控制的，闭环控制指令执行。

（9）电站的动态无功补偿装置因紧急或故障原因脱网或退出运行时，立即向调度机构汇报，查明原因、消除缺陷或故障，经调度机构认可后及时并网。

（10）当采用消弧线圈接地时，应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064 的规定。

6.4.9 直流系统的安全对策措施

（1）站用交直流一体化电源系统由站用交流电源、直流电源、交流不间断电源（UPS）等装置组成，并统一监视控制，共享直流电源的蓄电池组。

（2）一体化电源进行一体化设计、一体化配置、一体化监控，其运

行工况和信息数据能够上传至远方控制中心，能够实现就地和远方控制功能，能够实现站用电源设备的系统联动。

（3）系统具有监视交流电源进线升压、交流电源母联升压、直流电源交流进线升压、充电装置输出升压、蓄电池组输出保护电器、直流母联升压、交流不间断电源（逆变电源）输入升压等状态的功能，上述升压选择智能型断路器，具备远方控制及通信功能。

（4）系统具有监视站用交流电源、直流电源、蓄电池组、交流不间断电源（UPS）等设备的运行参数的功能。

（5）直流负荷包括全站的监控系统设备、保护装置、UPS 等，蓄电池容量按全站总负荷的 100%和全站事故停电 2 小时进行计算。

（6）交流不间断电源装置的设置应符合下列要求：①开关站内的交流不间断电源应合并设置，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 2h。②各光伏发电单元宜分单元配置交流不间断电源，交流不间断电源的持续供电时间不应低于 0.5h。③开关站内配有直流电源系统时，宜采用一体化电源，交流不间断电源装置不单独配置蓄电池。

6.4.10 计算机监控系统的安全对策措施

（1）监控系统具有较高的可靠性，监控服务器、远动通信装置、网络交换机及通信通道冗余。

（2）监控系统具备完善的数据录入工具和简便、易用的维护诊断工具。

（3）独立配置的功率预测系统相关信息能在监控系统中展示，独立配置的辅助系统相关信息能在监控系统中展示。

（4）重要的保护动作、装置故障信号等通过无源接点输入。

（5）计算机监控系统的电子设备间环境、控制系统电源及接地满足

要求。

（6）监控系统采用开放式体系结构，具备标准软件接口和良好的可扩展性，稳定性强、抗干扰能力强。

（7）监控系统满足相关规范的要求。

（8）监控系统包含有功控制、无功控制和数据监视功能。

（9）监控系统具有与电网调度机构通信及信息交换的能力。

（10）采用双击冗余的方式配置服务器和远动通信装置等设备。

（11）软件配置包含数据采集、数据处理、控制操作、防误闭锁、告警、事故顺序记录和事故追忆、画面生成及显示、计算及制表、系统时钟对时、系统自诊断、有功功率控制、无功电压控制等功能，并具备与继电保护故障信息管理系统和功率预测系统信息交互的功能。

（12）在满足性能要求的情况下，功能便于集成和扩展。

（13）控制对象范围为断路器、隔离升压、接地刀闸、光伏逆变器、无功补偿设备和其他重要设备。

（14）具有自动控制和人工控制两种方式。

（15）系统支持在站内和远方两种控制的方式，各类控制通过防误闭锁校验。

（16）站内所有指令经过防误验证，并有出错告警功能。

（17）监控系统能与站内电源系统等智能设备通信。

（18）防雷接地符合相关规范要求。

（19）应具备防止黑客及恶意代码对电力监控系统侵害。

（20）光伏柔性支架场区设置索力监测装置，实现风振和受力异常的实时预警；建立定期巡检制度，重点排查节点松动、锈蚀及基础沉降，实行隐患闭环管理。

6.4.11 交通运输安全对策措施

（1）场内道路在弯道的横净距和交叉的视距三角形范围内，不得有妨碍驾驶员视线的障碍物。

（2）场内道路应路基坚实、边坡稳固，一般路面宽度不得小于车辆的 1.5 倍，单车道应设会车位置。

（3）场内道路应根据交通量设置交通标志，其设置、位置、形式、尺寸、图案和颜色等必须符合相关标准。

（4）驾驶员必须经过有关部门培训并取得相应车辆驾驶资格，严禁违章作业。

（5）确定合理的巡检路线。

（6）建设单位应加强对社会车辆出入安全管理和外来人员治安侵入防护，出入开关站的人员和车辆必须登记，同时制定巡检安全规程，明确巡检注意事项。

6.4.12 自然灾害安全对策措施

（1）应根据《建筑抗震设计标准》（GB/T50011-2010，2024 年版）和《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）的有关规定，做好建（构）筑物、电气设备的抗震设计。

（2）做好极端大风、大雪天气预报工作，并与社会测报系统联网。

（3）尽量避免在低温下进行检修作业。

（4）采取必要的防止地下水对钢结构，及粉土对混凝土的弱腐蚀性。

（5）应结合工程具体条件，做好防排洪（涝）规划，充分利用现有的防排洪（涝）设施。当必须新建时，可因地制宜的选用防洪（涝）堤、排洪（涝）沟或挡水围墙。

（6）本项目主体工程均位于地质灾害危险性危险性中等（II）区及

危险性小（III）区二级二区内，存在工程建设和运营诱发的崩塌、滑坡、地面不均匀沉降、坑壁塌滑等地质灾害及不良工程地质问题，应严格按照规范进行勘察、设计、施工，同时加强监测。

（7）光伏板对大气降雨有束流作用，应加强光伏板前缘排导槽的设计，避免长期入渗、掏蚀影响项目区安全。部分光伏发电子方阵区所处位置坡度陡，建设及运营过程中诱发及遭受崩塌、滑坡、滚石的可能性较大，建议优化工程设计，加强边坡稳定性监测及巡查工作，视情采取地灾应急措施。

（8）项目区部分光伏发电方阵区设于河流、冲沟附近，施工过程中应减少对原始地貌的破坏，减少河流物源，避免河流、沟谷爆发泥石流对方阵区造成危害。优化工程布设，远离冲沟岸坡，调整冲沟内光伏方阵位置。

（9）工程建设中光伏电池阵列应避开冲沟、谷地布置，对较高的人工边坡及时支挡护坡，对弃土弃渣进行有效管控，对冲沟进行疏导、护岸，建立完善的截排水系统。

（10）项目区沟谷发育，局部坡度较陡，应充分监测陡峭处落石。

（11）大风、极端天气前后对柔性支架进行巡查，重点检查钢索摆动情况、索夹有无滑移松动、组件边框损伤、锚头外观有无裂纹锈蚀，发现问题及时处理。结合场区气象条件建立大风预警机制，收到极端大风预警时，加强远程及现场巡查，发现支架异常摆动、锚头异常缺陷时及时停机处置，防止发生支架失稳倾覆事故。

6.4.13 公用工程安全对策措施

（1）配电室的出口宜布置在配电室两端。当配电室双层布置时，楼上配电室的出口应至少设一个通向该层走廊或室外的安全出口。配电室

的门均应向外开启，但通向高压配电室的门应为双向开启门。

（2）配电室的顶棚、墙面及地面的建筑装修，应使用不易积灰和不易起灰的材料；顶棚不应抹灰。

（3）配电室的门、窗关闭应密合；与室外相通的洞、通风孔应设置防止小动物进入的网罩。直接与室外露天相通的通风孔应采取防止雨、雪飘入措施。

（4）中控舱室内顶棚和墙面应采用 A 级装修材料，地面及其他装修应采用不低于 B1 级的装修材料。各类建筑的室内装修防火设计应符合现行国家标准《建筑内部装修设计防火规范》GB50222 的规定。

（5）当油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器或油浸电抗器之间的防火间距不能满足本标准表 14.2.1 的要求时，应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕，其长度不应小于变压器的储油池两侧各 1m。

（6）35kV 以上屋内配电装置应安装在有不燃烧实体墙的间隔内，不燃烧实体墙的高度不应低于配电装置中带油设备的高度。35kV 及以下屋内配电装置当未采用金属封闭开关设备时，其油断路器、油浸电流互感器和电压互感器，应设置在两侧有不燃烧实体墙的间隔内。总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器应设置单独的变压器室。

（7）电缆沟道的下列部位应设置耐火极限不低于 2.00h 的防火分隔及防火封堵措施：①电缆从室外进入室内的入口处。②穿越控制室、配电装置室处。③电缆沟道每隔 100m 处。④电缆沟道分支引接处。⑤控制室与电缆夹层之间。

（8）电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采用防火堵料进行防火封堵，其防火堵料的耐火极限不应低于被贯穿物的耐火极限，且不应低于 2.00h。

（9）光伏区电缆采用电缆槽盒敷设时，应在电缆槽盒分支处及电缆

槽盒每间距 100m 处进行防火封堵。

（10）靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。

（11）消防应急照明继续工作应急照明连续供电时间不应少于 3h。

（12）火灾应急照明和疏散标志应符合下列要求：①楼梯间、楼梯间的前室或合用前室应急照明灯的照度不应低于 10.0lx；控制室、消防水泵房、柴油发电机室、配电装置室以及发生火灾时仍需连续工作的应急照明应保证正常照明的照度；②应急照明灯应设置在出入口的顶部、墙面的上部或顶棚上；③疏散走道及其转角处应在距地面 1.0m 以下的墙面或地面上设置灯光疏散指示标志。灯光疏散指示标志间距不应大于 20m；在走道转角区，不应大于 1m。

（13）安装于室外的安全防护设施应采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。

（14）入侵报警系统设计应按下列要求进行：①入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB50394 的规定。②入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。③入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。④系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报警功能。⑤中控舱内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。

（15）视频安防监控系统设计应符合下列要求：①视频安防监控系统应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。②系统

设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。③视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄像机要求最低照度（灵敏度）的 10 倍，当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时，应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明（应急照明）设施。④摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心（机房）较远时，可就地供电，但控制中心应能对其进行开关控制。

（16）出入口控制系统设计应符合下列要求：①在建筑物内（外）出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统。②出入口控制系统宜由出入对象识别装置，出入口信息处理、控制、通信装置及出入口执行机构等三部分组成。③系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动，并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

6.4.14 光伏组件组串安装、维护、清洗作业安全对策措施

（1）山地光伏高处作业严格执行高处作业审批制度，作业前开展安全技术交底；雨雪、大风（≥6 级）恶劣天气禁止开展高处作业。

（2）作业人员必须正确佩戴安全带，安全带挂接在独立牢固支架锚点，禁止挂接光伏组件边框。柔性支架作业必须配置专用安全绳、限位装置。

（3）登高工具定期检查，梯子摆放稳固，坡面作业严禁使用简易梯子；山坡危险临边区域设置警示，禁止在无防护陡坡支架横梁行走。

（4）坡面作业区域，清除边坡浮石、松散土体；作业面做好防滑处理，作业下方设置警戒区，禁止无关人员进入。

（5）光伏组串安装、检修维护作业，必须断开该组串直流回路，执行停电、验电、接地、挂牌上锁；光照条件下光伏组件直流侧始终带电，

严禁仅断开逆变器开关就开展组件侧作业；作业完成拆除接地线后方可恢复送电。

（6）光伏板清洗前，应了解现场地形地貌，做好防止人员坠落、跌落的预控措施；使用水车清洗时，应了解现场道路情况，检查车况良好，并安全谨慎驾驶；清洗过程需要使用临时电源的作业，应严格按照临时用电的安全管理规定执行。

（7）进行光伏组件清洗前，应做好防止人身触电的预控措施，应检查电站监控记录中是否有电量输出异常的记载，分析是否可能存在漏电情况，应检查组件的连接线和相关元件有无破损、粘连，在清洗作业前还需要用验电笔对组件的铝框、支架、钢化玻璃表面进行测试，排除漏电隐患，确保人身安全。

（8）清洗过程做好防止蛇、毒虫伤害及其他危险有害因素的预控措施，应避免光伏组件铝框及光伏支架的尖角造成人员受伤。

（9）清洗作业严禁直接喷射带电接线盒、电缆接头用水清洗时控制水流，不得冲击接线端子；清洗作业宜选择清晨、傍晚辐照低时段开展。

（10）禁止踩踏光伏组件、支架、电缆桥架等光伏系统设备或其它方式借力于组件板和支架。

（11）所有光伏支架、组件金属边框可靠接地，接地电阻满足设计不大于 4Ω；定期检测接地系统完整性。

（12）组串接线盒、电缆接头做好绝缘防护，破损电缆及时更换。电缆敷设做好阻燃防护，杜绝电缆挤压破损短路。

（13）作业区域设置“高压危险、禁止靠近”警示标识；严禁非作业人员触碰组串接线部位。

（14）光伏场区动火作业严格执行动火票，清理作业点周边杂草枯枝；配置灭火器，设置专职动火监护人；动火结束确认无余火隐患后方

可撤离。

（15）组串接线施工保证扭矩，接头紧固到位，防止虚接发热；组件进场做好外观检查，杜绝存在隐裂缺陷组件投入使用。

（16）定期巡检排查热斑组件，发现组件发热、变色、接线盒异常及时停机更换；定期清理光伏方阵内及周边杂草灌木，消除火灾可燃物。

（17）高处作业工具采用工具袋，严禁上下抛掷工具、螺栓等零部件；山坡作业提前清理坡面浮石，作业下方设置警戒隔离。

（18）作业人员佩戴安全帽、防护手套、防护服，防止支架锋利边角划伤；夏季做好防暑降温。

（19）组件破碎后及时处置，破碎光伏组件应隔离，防止直流触电风险。

（20）对安装、运维、清洗作业人员开展专项安全培训，重点培训光伏直流触电风险、山地高处作业风险，培训合格方可上岗。

（21）编制光伏组件安装、维护、清洗专项作业指导书、专项应急预案（高处坠落、触电、火灾应急处置），定期开展应急演练，配备急救箱、绝缘救援工具。

（22）外包清洗、检修作业，对外包单位安全资质审查，落实发包单位安全监管责任，对外包人员进行安全交底。

6.4.15 应进一步落实的安全对策措施

（1）项目建设各阶段应按照项目安全等级、防洪标准、抗震设防类别落实预防地质灾害的要求；施工阶段采取详勘、验槽等具体措施，阵列、发电单元应按实际地质条件具体布置，防止基础塌陷、冲沟破坏、局部塌方等地质灾害；对项目开挖、回填、扩充后形成的边坡、堡坎、回填区、道路沿线路基、涵洞、排水泄洪设施，进行逐点专业检查验收，

保证确实满足设计要求；对施工涉及的冲沟、边坡等进一步辨识、分析危险有害因素，根据相关规范、标准，提出防范洪涝、地质灾害的对策措施建议；在地灾防治、道路工程等方面，充分预估费用。

（2）项目有可能会对原有地貌、植被、地质稳定条件产生扰动、形成局部冲沟、剥蚀、高边坡、回填区等情况，在建设阶段，对新边坡、边坡新建场区道路路基、路面的标准应该提前明确，对放坡比、道路排水、新建道路与原有道路之间交汇、道路防护及标志等附属设施方面，也充分预估相关费用，下阶段设计列入工程量清单、并在下一阶段细化设计。

（3）光伏支架桩基坑位较多、工期较紧、地质情况不一，各参建单位应确实履行责任、贯彻设计要求，做好验槽（坑）等隐蔽的验收工作，必要时征求地质专业意见，防止各种因素导致的基础沉降、支架失稳。

（4）定期检查各阵列区雨水侵蚀情况，对新形成的冲沟、边坡坍塌、光伏支架进行定期检查、落实预警机制；场、站孕灾环境（水文、气象、地质、地貌条件）、承灾体（生产设施等体现受灾脆弱性指标）发生变化时，或发生特殊工况（如地震、水利设施变化、场站周边新建建筑或设施可能对排水等产生影响）时，应立即按新的风险因素开展动态评估，并制定相应的措施。

（5）重视光伏阵列区防火措施，避免火灾造成设备损坏及引发山火。在光伏方阵的每台箱变附近的移动式灭火器，应明确移动式灭火器的规格型号、数量；对油浸式箱变的防火设计，应按消防设计要求，设置事故排油阀排油接口、挡油隔火、事故油池等措施；施工中应严格按设计详图要求施工。

（6）考虑到组串侧没有保护电器的情况，只要有光照条件，一但直流侧短路并产生电弧，必然持续燃烧。要求 MCC 插头及线缆必须满足

防火要求；组串式逆变器防护等级必须满足要求；进出逆变器的交流、直流电缆必须采用阻燃材料套管保护，有条件的每个直流支路均单独套管避免相互影响，备用接口严格封堵。组串下方的杂草等易燃物必须清理，有条件的考虑防火覆盖。

（7）项目 35kV 汇集系统采用架空+埋地电缆方式，建议按集电线路情况，估算 35kV 侧的接地电容电流，以支持小接地系统接地电阻值、接地变容量选择。本项目 35kV 侧接地电容电流可观，一旦发生 35kV 系统单相接地估计较难熄弧，弧光接地过电压危害极大，建议对绝缘配合及过电压防护措施方面保守设计。

（8）工程区地震基本烈度为Ⅷ度，下阶段抗震设计应全面覆盖建构筑物、光伏支架，主变、箱变基础及箱变固定，对电池组件支架与基础、组串式逆变器、GIS、SVG、二次设备（屏柜）、独立避雷针，各预制舱室及内部组件、架空集电线路等应提出抗震设防要求，防止其在地震各向加速度的作用下产生位移、倾覆；相关抗震设防要求在下阶段设计采取具体措施在设备层面具体落实，施工阶段严格执行设计技术措施及具体施工工艺。

（9）各预制舱室、汇控柜、箱变、组串式逆变器、小电阻接地装置等户外成套设备等，应特别关注运行环境对设备的影响，设计防护等级应符合建设地实际情况；厂家成套装置应注意其气候适应性，采取必要的防水、防潮、防尘措施，采取必要的暖通专业措施、加热除湿、封堵措施、SF6 防护措施；对组件接头、逆变器、箱变等大宗物资的采购，技术文件应严格落实防尘、防水防潮、保护电器等方面的具体要求。其中：《南方电网公司反事故措施》提出：“开关设备的端子箱、汇控柜内应有完善的驱潮防潮装置，防止凝露造成二次设备损坏。”建议在技术要求中明确小室微气候管理的要求，加热除湿效果应整体上必须达到

要求，凝露温度传感器应安装在有效采样的位置。

（10）建议重视架空集电线路的电压防护设计，参照 NB/T 10590—2021《多雷区风电场集电线路防雷改造技术规范》、NB/T 31057《风力发电场集电系统过电压保护技术规范》的要求，采取增加线路避雷器或多间隙避雷装置、增加杆塔避雷针、降低接地电阻、改变地线保护角度、采取等电位隔离措施，特别是限制线路终端塔与机组升压变压器高压侧连接的 35kV 铠装电缆屏蔽层之间出现的反击电压，在线路终端塔升压变压器引入电缆屏蔽层与铁塔塔架（大地）间串入等电位隔离器等措施，充分降低雷击危害。

6.5 安全管理对策措施建议

6.5.1 落实企业主体责任

（1）企业应完善隐患自查、隐患上报、隐患整改、接受监督指导等机制，使事故得到及时有效的整治。

（2）主要负责人履职落实到位。企业主要负责人是本企业安全生产的第一责任人，对落实本单位安全生产主体责任全面负责，必须持证上岗，全面贯彻十条规定，保证企业证照齐全，合法经营。

（3）安全投入落实到位。企业必须按规定足额提取和使用安全生产费用。

（4）教育培训落实到位。企业必须加强全员培训，保证培训率、合格率达到 100%，抓好新员工、合同工等的三级安全教育培训，倡导以师带徒、以老带新。

（5）基础管理落实到位。企业要扎实开展标准化达标创建，把班组建设作为关键环节，从班组和岗位安全标准抓起，推动技术达标、岗位达标、专业达标和企业达标。

（6）制定相应的管理措施，设置明显的安全警示标志，配备必要的防护器具，确保在岗职工会用能用。

（7）动火作业、破土作业、设备检维修作业等高危险作业全部实施作业票管理。

（8）应急救援落实到位。企业编制完备适用的安全生产事故应急预案，配备相应的应急救援器材和设备，并组织演练。

（9）必须分级设置专（兼）职应急指挥人员，赋予其现场临机处置权，并进行全面培训，确保发生事故时能够及时高效处置并组织人员疏散。

（10）经常开展员工应急教育，确保员工在发生事故后知晓撤离路径，并能够迅速撤离。

6.5.2 机构设置及人员配备

该项目建成后应成立安全生产管理机构，配备 1 名专职或者兼职安全管理人员，具体负责该项目的安全管理工作。

6.5.3 规章制度及操作规程

（1）根据“管生产必须管安全”的原则，主要负责人是安全生产的第一责任人，各级领导负有相应的安全生产责任，在项目建设投产后应细化安全责任制，明确每个员工的安全职责，做到有岗必有责。

（2）强化生产过程管理的领导责任，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：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；组织制定并实施本单位安全生产规章制度和操作规程；组织制定并实施本单位安全生产教育和培训计划；保证本单位安全生产投入的有效实施；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；组织制定并实施本单位的生产安全事故应急救援预案；及时、如实报告生产安全事故。

（3）在项目建设投产后要健全各种设备管理制度、管理台帐和技术档案，尤其要完善设备的检维修管理制度，健全主要设备档案，应做到一台一档。

（4）要健全完善严格的安全生产规章制度，坚持不安全不生产。加强对生产现场监督检查，严格查处违章指挥、违规作业、违反劳动纪律的“三违”行为。

（5）根据《光伏发电企业安全生产标准化实施规范》（DL/T 3007-2025），企业应建立健全符合国家法律法规、国家及行业标准要求的各项规章制度并发放到相关工作岗位，规范从业人员的生产作业行为。

（6）根据《光伏发电企业安全生产标准化实施规范》（DL/T 3007-2025），企业应制定国家及电力行业有关安全生产规程。

（7）根据《光伏发电企业安全生产标准化实施规范》（DL/T 3007-2025），每年至少一次对企业执行的安全生产法律法规、标准规范、规章制度、操作规程、检修、运行、试验等规程的有效性进行检查评估；及时完善规章制度、操作规程，每年发布有效的法律法规、制度、规程等清单。

6.5.4 安全教育培训

根据《中华人民共和国安全生产法》、《光伏发电企业安全生产标准化实施规范》（DL/T 3007-2025）中的相关规定，针对安全教育培训提出以下要求：

（1）对岗位操作人员进行安全教育和生产技能培训和考核，考核不合格人员，不得上岗。

（2）新入厂员工在上岗前必须进行三级安全教育培训，岗前培训时间不得少于 24 学时。

（3）在新工艺、新技术、新材料、新设备设施投入使用前，应对有关岗位操作人员进行专门的安全教育和培训。危险性较大的岗位人员应熟悉与工作有关的氧气、乙炔、油等危险介质的物理、化学特性，培训时间不得少于 48 学时。

（4）岗位操作人员转岗，离岗三个月以上重新上岗者，应进行车间（工段）、班组安全教育培训，经考核合格后，方可上岗工作。

（5）每年对生产岗位人员进行生产技能培训、安全教育和安全规程考试，使其熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程，掌握触电急救及心肺复苏法，并确认其能力符合岗位要求。其中，班组长的安全培训应符合国家有关要求，工作票签发人、工作负责人、工作许可人须经安全培训、考试合格并公布。

（6）从事特种作业人员和特种设备作业的人员应按有关规定接受专门的安全培训，经考核合格并取得有效资格证书后，方可上岗作业。离开特种作业岗位达 6 个月以上的特种作业人员，应当重新进行实际操作考核，经确认合格后方可上岗作业。

（7）企业应对相关方人员进行安全教育培训。作业人员进入作业现场前，应由作业现场所在单位对其进行现场有关安全知识的教育培训，并经有关部门考试合格。

（8）企业应对参观、学习等外来人员进行有关安全规定和可能接触到的危害及应急知识的教育和告知，并做好相关监护工作。

6.5.5 安全投入

（1）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。

（2）公司应制定满足安全生产需要的安全生产费用计划，严格审批程序，按上级规定提取安全生产费用并落实到位，企业主要领导定期组织有关部门对执行情况进行检查、考核。

（3）根据《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，电力生产与供应企业安全生产费用应当用于以下支出：

①完善、改造和维护安全防护设备、设施支出（不含“三同时”要求初期投入的安全设施），包括发电、输电、变电、配电等设备设施的安全防护及安全状况的完善、改造、检测、监测及维护，作业场所的安全监控、监测以及防触电、防坠落、防物体打击、防火、防爆、防毒、防窒息、防雷、防误操作、临边、封闭等设施设备支出；

②配备、维护、保养应急救援器材、设备设施支出和应急救援队伍建设、应急预案制修订与应急演练支出；

③开展重大危险源检测、评估、监控支出，安全风险分级管控和事故隐患排查整改支出，安全生产信息化、智能化建设、运维和网路安全支出；

④安全生产检查、评估评价（不含新建、改建、扩建项目安全评价）、咨询和标准化建设支出；

⑤安全生产宣传、教育、培训和从业人员发现并报告事故隐患的奖励支出；

⑥配备和更新现场作业人员安全防护用品支出；

⑦安全生产适用的新技术、新标准、新工艺、新设备的推广应用支出；

⑧安全设施及特种设备检测检验、检定校准支出；

⑨安全生产责任保险支出；

⑩与安全生产直接相关的其他支出。

6.5.6 其他方面

（1）对安全生产状况应经常进行检查、分析、研究；对检查中发现的隐患应当立即处理；对不能处理的应当及时报告本单位有关负责人，设法研究解决方案。

（2）应正常开展“危险点分析”工作，向从业人员如实告知其工作岗位和作业场所存在的危险因素、防范措施及事故应急措施。

（3）及时排查治理安全隐患。要经常性开展安全隐患排查，并切实做到整改措施、责任、资金、时限和预案“五定”。建立以安全生产专业人员为主导的隐患整改效果评价制度，确保整改到位。

（4）该项目建成后应按照《国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知》（国发 23 号文）的要求，全面开展安全达标。深入开展以岗位达标、专业达标和企业达标为内容的安全生产标准化建设。

（5）加强值班人员巡班管理制度，值班员 24 小时关注电场附近有无可疑人员活动等异常现象，加强预防，严禁闲杂人员进入电站。

（6）根据《安全防范工程通用规范》（GB55029-2022）中第 3.1.3 规定：周界防护应根据现场环境和安全防范管理要求，选择设置实体防护、入侵探测、视频监控等设施，有效覆盖需要防护的区域，并应符合下列规定：

①实体防护设施应具有阻挡或延迟相应风险的能力；

②入侵探测设备应具有对攀爬、翻越、挖凿、穿越等一种或多种入侵行为的探测能力；

③视频监控装置采集的图像应能清晰显示关注目标的活动情况。

6.5.7 检修作业的安全对策措施

（1）建立健全设备检修的各级安全检修制度及责任制。检修组织要合理，明确检修负责人，安全负责人、施工人员。

（2）做好检修项目、施工内容的审定，施工方案和停开车方案的制定，计划进度的制定。重大检修项目，涉及吊装工程的必须制定吊装方案和安全技术措施物质准备。

（3）维护检修必须实行监护制。现场检修人员对安全作业负有直接责任，检修负责人有监督责任。不得一个人在维护检修现场作业。转移工作位置时，应经过工作负责人许可。

（4）维护检修前，应由工作负责人检查现场，核对安全措施。

（5）吊运零件、工具、应绑扎牢固，需要时宜加导向绳。

（6）在电感、电容性设备上作业前或进入围栏内工作时，应将设备充分接地放电后方可进行。

（7）重要带电设备必须悬挂醒目警示牌。箱式变压器必须有门锁，门锁应至少有两把钥匙。一把供值班人员使用，一把专供紧急时使用。箱式变电站钥匙由值班人员负责保管。

（8）检修工作地点应有充足照明，开关站等重要场所应有事故照明。

6.6 应急预案的编制要求

1、编制准备

编制应急预案应做好以下准备工作：

（1）全面分析该项目的危险因素，可能发生的事故类型及事故的危害程度；

（2）排查事故隐患的种类、数量和分布情况，并在隐患治理的基础上，预测可能发生的事故类型及事故的危害程度；

（3）确定事故危险源，进行事故风险评估和应急资源调查；

（4）针对事故危险源和存在的问题，确定相应的防范措施；

（5）客观评价该电站的应急能力；

（6）充分借鉴国内外同行业事故教训及应急工作经验。

2、编制程序

（1）概述

生产经营单位应急预案编制程序包括：成立应急预案编制工作组→资料收集→风险评估→应急资源调查→应急预案编制→桌面推演→应急预案评审→批准实施 8 个步骤。

（2）成立应急预案编制工作组

结合本单位职能和分工，成立以单位有关负责人为组长，单位相关部门人员（如生产、技术、设备、安全、行政、人事、财务人员）参加的应急预案编制工作组，明确工作职责和任务分工，制订工作计划，组织开展应急预案编制工作。预案编制工作组中应邀请相关救援队伍以及周边相关企业、单位或社区代表参加。

（3）资料收集

应急预案编制工作组应收集下列相关资料：

①适用的法律法规、部门规章、地方性法规和政府规章、技术标准及规范性文件；

②该项目周边地质、地形、环境情况及气象、水文、交通资料；

③该项目现场功能区划分、建（构）筑物平面布置及安全距离资料；

④该项目工艺流程、工艺参数、作业条件、设备装置及风险评估资料；

⑤该项目历史事故与隐患、国内外同行业事故资料；

⑥属地政府及周边企业、单位应急预案。

（4）风险评估

开展生产安全事故风险评估，撰写评估报告，其内容包括但不限于：

①辨识生产经营单位存在的危险有害因素，确定可能发生的生产安全事故类别；

②分析各种事故类别发生的可能性、危害后果和影响范围；

③评估确定相应事故类别的风险等级。

（5）应急资源调查

全面调查和客观分析该项目以及周边单位和政府部门可请求援助的应急资源状况，撰写应急资源调查报告，其内容包括但不限于：

①本单位可调用的应急队伍、装备、物资、场所；

②针对生产过程及存在的风险可采取的监测、监控、报警手段；

③上级单位、当地政府及周边企业可提供的应急资源；

④可协调使用的医疗、消防、专业抢险救援机构及其他社会化应急救援力量。

（6）应急预案编制

①应急预案编制应当遵循以人为本、依法依规、符合实际、注重实效的原则，以应急处置为核心，体现自救互救和先期处置的特点，做到职责明确、程序规范、措施科学，尽可能简明化、图表化、流程化。

②应急预案编制工作包括但不限下列：

A）依据事故风险评估及应急资源调查结果，结合本单位组织管理体系、生产规模及处置特点，合理确立本单位应急预案体系；

B）结合组织管理体系及部门业务职能划分，科学设定本单位应急组织机构及职责分工；

C）依据事故可能的危害程度和区域范围，结合应急处置权限及能力，清晰界定本单位的响应分级标准，制定相应层级的应急处置措施；

D）按照有关规定和要求，确定事故信息报告、响应分级与启动、指挥权移交、警戒疏散方面的内容，落实与相关部门和单位应急预案的衔接。

（7）桌面推演

按照应急预案明确的职责分工和应急响应程序，结合有关经验教训，相关部门及其人员可采取桌面演练的形式，模拟生产安全事故应对过程，逐步分析讨论并形成记录，检验应急预案的可行性，并进一步完善应急预案。

（8）应急预案评审

①评审形式

应急预案编制完成后，生产经营单位应按法律法规有关规定组织评审或论证。参加应急预案评审的人员可包括有关安全生产及应急管理方面的、有现场处置经验的专家。应急预案论证可通过推演的方式开展。

②评审内容

应急预案评审内容主要包括：风险评估和应急资源调查的全面性、应急预案体系设计的针对性、应急组织体系的合理性、应急响应程序和措施的科学性、应急保障措施的可行性、应急预案的衔接性。

③评审程序

应急预案评审程序包括下列步骤：

A）评审准备。成立应急预案评审工作组，落实参加评审的专家，将应急预案、编制说明、风险评估、应急资源调查报告及其他有关资料在评审前送达参加评审的单位或人员。

B）组织评审，评审采取会议审查形式，企业主要负责人参加会议，会议由参加评审的专家共同推选出的组长主持，按照议程组织评审；表决时，应有不少于出席会议专家人数的三分之二同意方为通过；评审会

议应形成评审意见（经评审组组长签字），附参加评审会议的专家签字表。表决的投票情况应以书面材料记录在案，并作为评审意见的附件。

C）修改完善。生产经营单位应认真分析研究，按照评审意见对应急预案进行修订和完善。评审表决不通过的，生产经营单位应修改完善后按评审程序重新组织专家评审，生产经营单位应写出根据专家评审意见的修改情况说明，并经专家组组长签字确认。

（9）批准实施

通过评审的应急预案，由生产经营单位主要负责人签发实施。

3、事故应急预案的构成及其主要内容

（1）应急预案体系的构成

应急预案应形成体系，针对各级各类可能发生的事故和所有危险源制订综合应急预案、专项应急预案、现场应急处置方案，并明确事前、事发、事中、事后的各个过程中相关部门和有关人员的职责。生产规模小、危险因素少的生产经营单位，综合应急预案和专项应急预案可以合并编写。

（2）应急预案的主要内容

该公司应根据《电力建设企业应急预案编制导则》（DL/T2519-2022）的要求，结合该项目的特点和可能造成的事故影响，编制完善应急救援预案体系。

编制综合应急预案，内容包括风险分析、应急组织机构及职责。编制专项应急预案及现场处置方案。

①综合应急预案

综合应急预案本单位为各种生产安全事故而制定的综合性工作方案，是本单位应对生产安全事故的总体工作程序、措施和应急预案体系的总纲，应当包括本单位的应急组织机构及职责、应急响应、后期处置、

应急保障、应急培训及预案演练等主要内容。

②专项应急预案

专项应急预案是本单位为应对某一种或者多种类型生产安全事故，或者针对重要生产设施、重大危险源、重大活动防止生产安全事故而制定的专项工作方案。应当包括危险性分析、可能发生的事故特征、应急组织机构与职责、响应启动、处置措施、应急保障等内容，预案应定期组织演练并记录，根据演练效果进行修订完善。

③现场处置方案

现场处置方案是本单位根据不同生产安全事故类型，针对具体场所、装置或者设施所制定的应急处置措施。现场处置方案重点规范事故风险描述、应急工作职责、应急处置措施和注意事项，应体现自救互救、信息报告和先期处置的特点。应当包括事故风险描述、应急工作职责、应急处置等内容。

为了保证救援工作及时有效，公司各应急救援队伍根据需要，将各个专业队伍的装备器材配备齐全；平时要专人维护、保管、检验，确保器材始终处于完好状态，保证能有效使用。

应急救援组织，必须在每年年初根据人员变化进行组织调整，确保组织落实，根据责任制准备各种防护、消防、指挥、通讯、报警、抢修等器材及交通工具和药品急救医疗器材，并定期检查保养。

（9）备案

应当在应急预案公布之日起 20 个工作日内，按照分级属地原则，向鹤庆县应急管理局和其他负有安全生产监督管理职责的部门进行备案。

6.7 安全专项投资估算

本项目劳动安全专项工程投资中应包括防火、防爆、防电伤害、防

坠落伤害、防噪声、防振动、防暑、防寒、照明及安全劳动监测、教育、评价和竣工验收监测等项目，其中部分项目已包含在主体工程概算中，其余专项投资费用应在工程概算中单独列出。

6.8 其他安全对策措施建议

（1）建设项目安全设施竣工后，建设单位应当对建设项目安全设施进行检验、检测。

（2）委托具备资质的单位进行建设项目安全设施设计，编制建设项目安全设施设计专篇。在建设项目安全设施设计完成后，向建设项目安全生产监督部门申请建设项目安全设施设计的审查，取得设计审查意见书。

（3）建设单位应加强对外来人员治安侵入防护，出入开关站的人员和车辆必须登记，同时制定巡检安全规程，明确巡检注意事项。

（4）在本项目全生命周期内，持续关注周边矿业权设立和开采活动动态，制定针对采矿活动引发地质灾害的专项应急预案。

6.9 试运行期间的安全对策措施建议

（1）试运行前，应从管理制度、安全操作规程、技术方案、人员培训、应急救援、物资保障等方面认真准备，制定科学、可靠的试运行方案。

（2）按照应急管理等部门的相关规定，及时报送试运行备案资料，取得相关部门同意后方可组织试运行。

（3）企业主要负责人、安全员应参加安全培训，经考核合格，持证上岗。转岗、新进的从业人员应全员参加培训，培训合格后持证上岗。

（4）拟建项目试运行过程中，防雷防静电装置设施应由具有资质的

单位进行检测，检测合格方可使用。

（5）消防设施设备应依法通过当地住建部门消防验收（或备案抽查），验收合格后方可投入使用。

（6）企业应严格控制和消除火源，在检修等作业过程中，应严格执行有关防火规定，防止火灾、爆炸事故的发生。

（7）拟建项目投入试生前应编制应急预案，并向当地应急管理部门进行备案，在投入运行后定期进行事故预案演练，结合事故应急预案演练的实际情况和《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020），不断修改完善事故应急救援预案。

（8）企业应为新进员工缴纳工伤保险费，为员工配发工作服、手套等劳动防护用品。

（9）按照现行国家标准设置安全警示标志，安全风险告知等设施，确保安全警示标志，安全风险告知齐全、清楚、正确、耐久。

（10）试运行启动前，应对全体参与人员进行安全技术交底，明确试运行范围、风险点、操作要求及应急处置措施，确保每位人员清楚自身职责和安全注意事项；加强现场保卫，严禁无关人员进入试运行区域；严格执行操作监护制，严禁违章操作；现场配备充足的消防器材，确保通道畅通。

（11）试运行期间建立设备缺陷台账，对发现的异常、报警信号进行详细记录，并明确责任方（运维、厂家、施工方）。

（12）发现缺陷后，及时组织相关方（运维、厂家）进行排查和消缺；对缺陷的排查、处理、复测过程进行闭环管理，确保所有缺陷在试运行结束前整改完毕，不留隐患。

（13）拟建项目试运行期间，应加强管理，及时发现问题，及时处理问题，不断完善，为项目竣工验收创造条件。

第 7 章　安全评价结论

7.1 主要危险、有害物质及其评价结果

本项目涉及的危险有害物质为：变压器油、硫酸（蓄电池电解液）、二氧化铅（蓄电池内）、硫酸铅（蓄电池内）、SF_6（仅在断路器内，开关站不设置备用存储）、柴油、检修过程中使用的乙炔及氧[压缩的]（不在开关站存储备用）以及乙炔瓶中含有用于溶解乙炔的丙酮。

本项目生产过程中存在危险、有害因素有：火灾、容器爆炸、可燃气体爆炸、可燃液体蒸气爆炸、中毒、窒息、机械致害、触电、厂(场)内车辆致害、道路(轨道)车辆致害、高处坠落、跌落、物体打击、坍塌、灼烫、淹溺、其他（电磁辐射、腐蚀、噪声、地震、滑坡等）等。

根据《危险化学品重大危险源辨识》进行辨识，该项目涉及的危险化学品不构成危险化学品重大危险源。

7.2 应重点防范的重大危险有害因素

通过采用“预先危险性分析法”对各单元进行分析可知：电力线路中可能发生的电力线路故障、高处坠落、电缆损坏、电缆火灾、接地短路事故、污闪事故、相间短路和断相故障、触电事故；开关站中的污闪事故、变压器火灾、温度测量装置故障、开关设备故障、SF_6 中毒、窒息事故；控制和保护系统中的控制接地系统故障、压力测量装置故障、温度测量装置故障、二次系统安全防护失效事故；主要构筑物监测系统失效事故；可能发生的电网事故的危险等级均为 II 级，危险程度为临界的，会造成人员伤亡和系统火灾事故，要重点设防。

7.3 应重视的安全对策措施及建议

（1）建议该项目单位从设计、施工、安装、试运行到验收投产及管理等各环节，对本报告中提出的危险、有害因素给予高度重视，并将各项对策措施认真落实，同时对《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目可行性研究报告》中提到的安全对策措施在上述的各环节中逐一去落实，严格执行建设项目“三同时”规定，以保证该项目的安全运行。

（2）工程的勘察、设计阶段，应加强对相关单位的管理和监督，保证工程勘察资料的准确性，为设计单位提供可靠的依据；保证设计文档的标准规范符合性，为工程建设施工提供可靠详实的施工技术资料。

（3）工程施工阶段，加强对施工单位和监理单位的管理，审查施工单位和监理单位的企业资质和经营业绩。审查施工单位的施工组织计划、施工安全管理制度、质量管理制度、重点工程的专项施工方案、施工现场临时用电方案、安全文明施工方案等，保证施工安全和工程质量。

（4）正常运行期间，按照已制定的规程规范加强设备巡检，保证设备安全可靠运行。

（5）设备检修期间，应严格执行已制定的设备检修规程和相应的安全操作规程，杜绝违章操作、违章指挥和个人习惯性违章等行为，防止触电、机械致害等人员伤害事故的发生。

7.4 危险、有害因素在采取安全对策措施后的受控程度

通过对该项目生产过程情况分析，存在一定的危险、有害因素，但在采取可行性研究报告及本预评价报告中提出的各项安全对策措施及预防手段的基础上，工程潜在的危险、有害因素可以得到有效控制，危险程度可以接受。

7.5 法律、法规、标准、规范的符合性

本项目在采取可行性研究报告及本预评价报告中提出的各项安全对策措施及预防手段后，总体符合国家有关法律、法规、标准、规范的要求。

7.6 综合评价结论

综上所述，评价组认为：国能祥云新能源有限公司观家箐光伏发电项目采取本报告提出的安全对策措施后，从安全生产角度总体符合国家有关法律、法规、规章和规范的要求。

在下一阶段中，该项目应委托具备资质的设计单位进行该项目的安全设施设计，在设计及设备选型中充分考虑国家相关规范标准和本报告提出的安全对策措施和建议，建设单位在施工中必须认真按照设计文件和本评价报告中提出的安全对策措施组织施工，确保各项安全设施安装到位并在试运行前调试使之达到使用要求；项目在建成运营后，严格遵守国家法律、法规、标准和规范的相关要求；确保管理和操作人员严格按照安全操作规程进行管理和操作。在此前提下，项目建成后能够达到国家有关法律、法规、标准和规范要求的安全生产条件。

第 8 章　与建设单位交换意见的情况

在本次评价过程中，评价单位与被评价企业联系，并到项目现场，从各个方面互通情况，充分商讨、研究交换意见。对评价单位提出的一些建设性的意见，得到了被评价企业的认可，被评价企业均引起足够重视，积极协调解决。

第 9 章　附件和附图

序　号	附件名称	页　码
附件 1	安全评价委托书	1
附件 2	资料真实性承诺书	2
附件 3	营业执照	3
附件 4	云南省固定资产投资项目备案证	4-6
附件 5	建设项目用地预审与选址意见书	7-8
附件 6	使用林地审核同意书	9-12
附件 7	祥云县林业和草原局关于观家箐光伏发电项目临时占用草原的行政许可决定	13-14
附件 8	云南省林业和草原局关于准予观家箐光伏发电项目使用草原的行政许可决定	15-16
附件 9	祥云县水务局关于准予观家箐光伏发电项目水土保持方案的行政许可决定书	17-25
附件 10	云南电网有限责任公司关于大理州祥云县观家箐光伏发电项目接入系统方案的意见	26-31
附件 11	《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目可行性研究报告》封面、目录	32-38
附件 12	《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目岩土工程勘察报告》封面、目录、结论和建议	39-43
附件 13	《云南省大理州祥云县观家箐光伏发电项目地质灾害危险性评估报告》封面、目录、结论	44-51
附件 14	总平面布置示意图	52
附件 15	开关站总平面布置图	53