



国家工咨乙级

东营辉阳清洁能源有限公司
渔光互补四期 1350MW 太阳能光伏发电
站项目

可行性研究报告

项目编号：P0919K

广东永光新能源设计咨询有限公司
2023 年 11 月

批 准： 杨景龙

审 核： 高长征

校 核： 肖彦 赵捷 陈甯
郭东凯

编 写： 史立强 赵书 杨景龙
高玉娟 李强

工程咨询单位乙级资信证书

资信类别： 专业资信

单位名称： 广东永光新能源设计咨询有限公司

住 所： 广东省佛山市顺德区大良街道逢沙村萃智路1号车创置
业广场2栋1201室（住所申报）

统一社会信用代码： 91440606MA4UNPQ78Y

法定代表人： 孙韵琳 技术负责人： 周琦

证书编号： 91440606MA4UNPQ78Y-21ZYY21

业 务： 电力（含火电、水电、核电、新能源）



发证单位： 广东省工程咨询协会

2021年11月15日

广东省发展和改革委员会监制

目录

1 综合说明	1
1.1 概述.....	1
1.2 太阳能资源.....	3
1.3 工程地质.....	4
1.4 工程任务和规模.....	7
1.5 总体方案设计与发电量预测.....	7
1.6 电气设计.....	8
1.7 总平面布置及土建工程.....	9
1.8 消防设计.....	11
1.9 施工组织设计.....	11
1.10 工程管理设计.....	11
1.11 环境保护和水土保持设计	11
1.12 劳动安全与工业卫生.....	12
1.13 节能降耗.....	12
1.14 工程设计概算.....	13
1.15 财务评价与社会效果分析.....	13
2 太阳能资源	15
2.1 区域太阳能资源分析.....	15
2.2 项目所在地气象条件.....	18
2.3 太阳能资源分析.....	20
2.4 太阳能资源评价结论及建议.....	26
3 工程地质	27
3.1 自然地理条件.....	27
3.2 工程地质.....	27

4 工程任务与规模	40
4.1 工程任务.....	40
4.2 区域经济概况.....	40
4.3 接入系统初步方案.....	41
4.4 工程建设必要性.....	41
4.5 工程建设规模.....	43
5 光伏系统总体方案设计及发电量计算.....	44
5.1 光伏组件选型.....	44
5.2 光伏阵列运行方式选择.....	50
5.3 逆变器选型.....	52
5.4 光伏发电方阵设计.....	61
5.5 发电方阵接线方案设计.....	66
5.6 辅助技术方案.....	67
5.7 光伏发电工程年上网电量计算.....	67
6 电气设计	71
6.1 编制依据及主要引用标准.....	71
6.2 电气一次.....	72
6.3 电气二次.....	86
6.4 通信.....	119
7 总平面布置及土建设计	126
7.1 场址条件.....	126
7.2 总平面布置.....	127
7.3 土建工程设计.....	130
7.4 给排水设计.....	137
7.5 暖通系统设计.....	138

8 消防设计	140
8.1 消防设计依据.....	140
8.2 设计原则.....	140
8.3 消防总体设计方案.....	140
8.4 建筑物火灾危险性等级.....	140
8.5 升压站消防设计.....	141
8.6 电气消防设计.....	142
8.7 光伏阵列消防.....	142
8.8 施工消防.....	142
9 渔业养殖方案	146
9.1 概述.....	146
9.2 项目总体思路与目标任务.....	150
9.3 渔业规划与布局.....	152
9.4 养殖区建设方案.....	154
9.5 主要养殖技术方案.....	157
9.6 生态环境修复与保护.....	163
9.7 光伏项目建设与水产养殖的影响分析及效益评价	166
10 施工组织设计	169
10.1 施工条件.....	169
10.2 施工总布置.....	170
10.3 施工交通运输.....	172
10.4 工程建设用地.....	172
10.5 主体工程施工.....	172
10.6 施工总进度.....	175
11 工程管理设计	177
11.1 工程管理机构.....	177

11.2 工程管理设施.....	177
11.3 电站运行维护、回收及拆除.....	177
12 环境保护与水土保持设计	185
12.1 环境保护.....	185
12.2 水土保持.....	193
13 劳动安全与工业卫生.....	196
13.1 设计总则.....	196
13.2 光伏电站站址和总平面布置、周边环境安全分析	201
13.3 工程劳动安全与工业卫生危害因素分析	204
13.4 劳动安全与工业卫生对策措施.....	207
13.5 安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度	213
13.6 事故应急预案.....	215
13.7 工程量.....	217
13.8 预评价建议措施采纳情况.....	218
13.9 存在的问题与建议.....	218
14 节能降耗	220
14.1 设计原则和依据.....	220
14.2 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标.....	221
14.3 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标.....	222
14.4 主要节能降耗措施.....	222
14.5 节能降耗效益分析.....	226
14.6 结论.....	226
15 工程投资概算	228
15.1 编制原则及依据.....	228
15.2 工程设计概算.....	231

16 财务评价与社会效果分析	232
16.1 概述.....	232
16.2 财务评价.....	232
16.3 社会效果评价.....	237
16.4 结论.....	238
16.5 财务评价附表.....	238
17 结论及建议	239
17.1 结论.....	239
17.2 建议.....	240

附表目录

1) 可行性研究设计概算表

- (1) 工程总概算表
- (2) 设备及安装工程概算表
- (3) 建筑工程概算表
- (4) 其他费用概算表

2) 可行性研究财务评价计算表

- (1) 项目总投资使用计划与资金筹措表
- (2) 总成本费用估算表
- (3) 资产折旧摊销估算表
- (4) 利润与利润分配表
- (5) 借款还本付息计划表
- (6) 财务计划现金流量表
- (7) 项目投资现金流量表
- (8) 项目资本金现金流量表
- (9) 投资各方现金流量表
- (10) 资产负债表
- (11) 财务指标汇总表
- (12) 敏感性分析表

附图目录

图号	图名
A02-Z01	光伏场区总平面布置图
A02-Z02	升压站平面布置图
A02-D01	220kV升压站电气主接线
A02-D02	220kV升压站电气总平面布置图
A02-D03	220kV升压站全站防雷图
A02-D04	220kV升压站220kV GIS平面布置图
A02-D05	220kV升压站35kV开关柜平面布置图(一)
A02-D06	220kV升压站35kV开关柜平面布置图(二)
A02-D07	220kV升压站电气总断面图
A02-D08	电网接入系统示意图
A02-D09	系统继电保护及安全自动装置配置图
A02-D10	升压站微机监控系统示意图
A02-D11	升压站二次设备布置图
A02-D12	一体化电源系统主接线系统图
A02-T01	综合用房二层建筑平面图
A02-T02	综合用房三层建筑平面图
A02-T03	综合用房1~21轴立面图
A02-T04	综合用房21~1轴立面图
A02-T05	综合用房侧立面图
A02-T06	综合用房1-1剖面图
A02-T07	545Wp组件2x26平单轴跟踪支架示意图
A02-T08	545Wp组件2x39平单轴跟踪支架示意图
A02-T09	545Wp组件2x52平单轴跟踪支架示意图
A02-T10	655Wp组件2x28平单轴跟踪支架示意图
A02-T11	655Wp组件2x42平单轴跟踪支架示意图
A02-T12	箱变/箱逆变一体机基础示意图

A02-T13	电缆桥架支架示意图
---------	-----------

第一章 综合说明

1 综合说明

1.1 概述

1.1.1 项目名称

东营辉阳清洁能源有限公司渔光互补四期1350MW太阳能光伏电站项目。

1.1.2 工程概况

东营辉阳清洁能源有限公司刁口一期至五期4000MW农（渔）光互补光伏发电项目位于东营市利津县刁口乡，由东营辉阳清洁能源有限公司投资建设，规划容量为4000MW，依据建设条件落实情况，各期容量分别一期200MW、二期450MW、三期500MW、四期1350MW、五期1500MW，计划在2022年、2023年两年内全部建成投产。本期1350MW（四期）已具备建设条件，根据计划及进度安排，四期分为两部分建设，第一部分建设750MW，计划于2023年建成投产。第二部分建设600MW，具体投产时间待定。

本可研针对四期第一部分建设750MW（交流侧容量）光伏电站项目进行论述。

1.1.3 建设规模

本项目采用545Wp和655Wp两种双面双玻单晶硅组件，300kW和320kW两种组串式逆变器，根据地块面积大小、地形的不同、综合经济比选，本项目采用平单轴跟踪支架系统，每个阵列上布置2、3或4串光伏组件，均采用2块组件竖排布置形式，320kW组串式逆变器对应的每个光伏发电方阵交流侧容量采用4.48MW，300kW组串式逆变器对应的每个光伏发电方阵交流侧容量采用4.5MW，全站共计167个光伏发电方阵。共设计安装794612块545Wp光伏组件，828072块655Wp光伏组件，本项目直流侧装机容量为975.4507MWp，交流侧装机容量为750MW，光伏支架按照组件倾角45°时最低点高程为3.7m设计。本项目容配比为1.3:1。

本项目新建一座220kV升压站，拟定以220kV电压等级出线2回接入刁口500kV汇集站。

1.1.4 站址地理位置

本项目位于山东省东营市利津县刁口乡。

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区，黄河经东营市流入渤海。东营市地理位置为北纬36° 55′ ~38° 10′，东经118° 07′ ~119° 10′。东、北临渤海，西与滨州市毗邻，南与淄博市、潍坊市接壤。南北最大纵距123公里，东西最大横距74公里，

土地总面积8243平方公里。

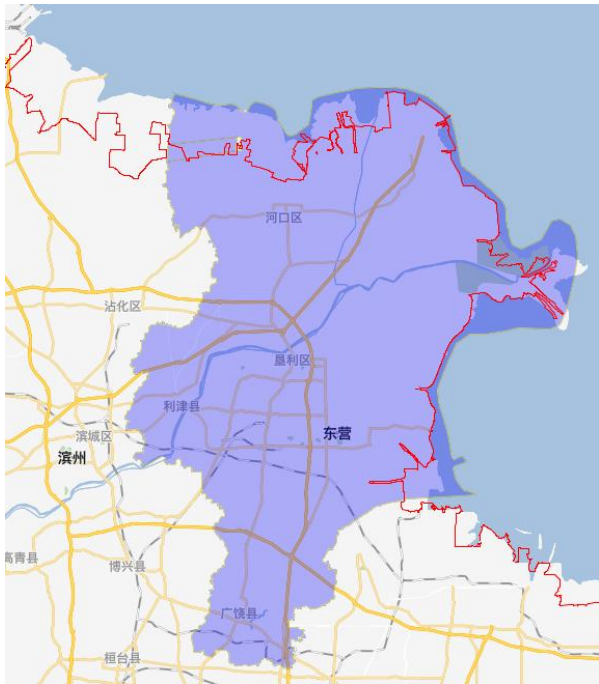


图1.1-1 东营市地理位置图

利津县，隶属于山东省东营市，位于山东省东北部，渤海西南岸，黄河近口段左侧。地跨东经 $118^{\circ} 07' - 118^{\circ} 54'$ ，北纬 $37^{\circ} 22' - 38^{\circ} 12'$ 。东依黄河，东北濒临渤海，东与垦利区、东营区为邻，南与博兴县隔河相望，西与滨州市滨城区、沾化区接壤，北与河口区相交。县境呈西南至东北向狭长带状，南北长102.5千米，东西宽8.5—25千米，总面积1665.6平方千米。

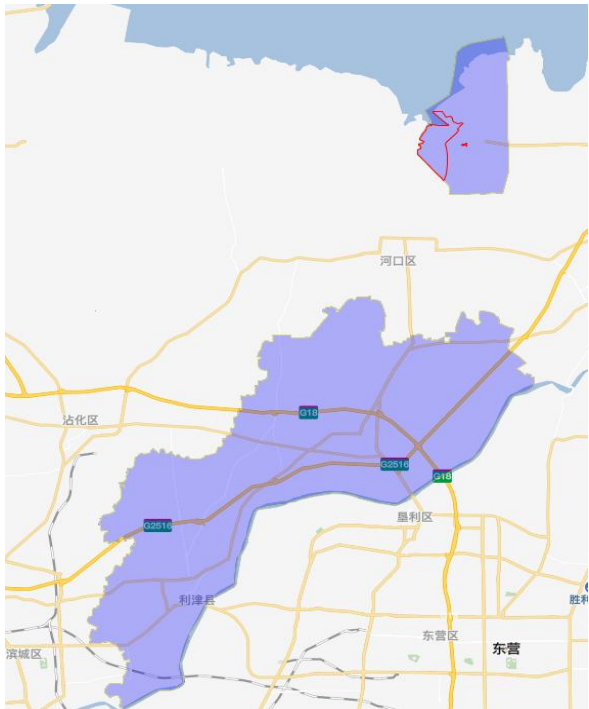


图1.1-2 利津县地理位置图

本期场址位于山东省东营市利津县刁口乡，地处涵洞河以南，海铺村以北，防潮堤以西，挑河以东。项目场址土地性质为未利用地，现状主要为水塘，符合土地利用总体规划，不涉及生态红线敏感区域，场址中心地理坐标为北纬 38.029° ，东经 118.585° ，距离东营市城区直线距离约64km。项目场址整体平坦开阔，周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道S310相邻，交通便利。

1.1.5 设计依据

本项目设计的主要内容包括工程任务与规模、太阳能资源、工程地质、光伏系统设计及发电量预测、电气设计、总平面布置及土建设计、工程消防设计、渔业养殖方案、施工组织设计、工程管理设计、环境保护和水土保持设计、劳动安全与工业卫生设计、节能分析、工程设计概算、财务评价与社会效果分析等。

本报告依据的主要规程、规范为：（各专业相关规程、规范详见各章节）

- 1) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 32043-2018）；
- 2) 《光伏电站设计规范》（GB 50797-2012）；
- 3) 《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW617-2011）；
- 4) 《光伏系统并网技术要求》（GB/T 19939-2005）；
- 5) 《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）；
- 6) 《光伏发电工程施工组织设计规范》（GB/T 50795-2012）；
- 7) 《光伏电站施工规范》（GB 50794-2012）

1.2 太阳能资源

山东省太阳能资源较为丰富，年总辐射在 $4480\sim 5800\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间，处于B类区（很丰富区）和C类区（丰富区）。山东省位于 $N34^{\circ}25'\sim 38^{\circ}23'$ 、 $E122^{\circ}43'\sim 144^{\circ}36'$ 之间，南北最大长度约420km，东西最大宽度约700km，境内有沿海、平原、丘陵、山地等多种地形，使之太阳辐射的差异较大。山东省年太阳总辐射量分布呈现南少北多的趋势，其中，低值出现在鲁西南，在 $4650\text{MJ}/\text{m}^2$ 以下，高值出现在鲁北和黄河三角洲，在 $5550\text{MJ}/\text{m}^2$ 以上。

本项目利用Solargis软件获取项目所在地太阳辐射数据，项目场址处工程代表年总辐射量为 $5288.4\text{MJ}/\text{m}^2$ ，该地区多年平均日照时数为2582.5h。根据《太阳能资源评估方法》（GB/T 37526-2019）中太阳能资源丰富程度的分级评估方法，该区域的太阳能资源丰富程度属B类区，即“资源很丰富”（ $5040\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}\sim 6300\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ ），

具有一定的开发潜力，具备规模化发展太阳能光伏发电的资源条件。

1.3 工程地质

本工程参照暂按附近项目地勘资料进行编制，待将来项目正式岩土工程勘察报告完成后再进行修订。

本期场址位于山东省东营市利津县刁口乡，地处涵洞河以南，海铺村以北，防潮堤以西，挑河以东。规划占地面积约26766.44亩，不涉及生态红线敏感区域，距离东营市城区直线距离约64km。项目场址整体平坦开阔，周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道S310相邻，交通便利。

1.3.1 场地土层工程地质特性

拟建场址区勘察深度内揭露地层主要为第四系全新统海陆相交互沉积层（ Q_4^{al+mc} ），韵律沉积明显。地表分布有第四系人工填土层（ Q_4^{ml} ）。岩性为素填土、粉土、粘土、淤泥质粉质粘土、粉质粘土、粉砂和粉细砂。地层情况描述如下：

①层素填土：褐黄色，稍湿，松散~稍密。以粉土为主，夹有粉质粘土，偶见少量砖屑、灰屑等，为近期人工回填形成。场区普遍分布，厚度：0.50~2.60m，平均1.76m；层底标高：-1.58~0.63m，平均-0.59m；层底埋深：0.50~2.60m，平均1.76m。静力触探锥尖阻力平均值1973kPa，侧壁摩阻力平均值34.1kPa。

②层粉土：黄褐色，湿，稍密~中密，局部夹薄层粉砂，含云母片、黑斑、少许粘粒，稍有光泽，干强度与韧性低，摇震反应中等。场区普遍分布，厚度：1.20~8.90m，平均3.51m；层底标高：-10.38~-2.17m，平均-7.10m；层底埋深：3.50~11.40m，平均5.28m。静力触探锥尖阻力平均值3751kPa，侧壁摩阻力平均值57.2kPa。

③层粉质粘土：黄褐色~棕黄色，软塑~可塑，局部流塑，含粉粒较高、分布有多层粉土薄层，稍有光泽，干强度与韧性中等，无摇震反应。场区分布较普遍。厚度：0.60~3.80m，平均2.23m；层底标高：-11.78~-3.95m。平均-6.29m；层底埋深：5.30~12.80m，平均7.47m。静力触探锥尖阻力平均值421kPa，侧壁摩阻力平均值9.2kPa。

③-1层淤泥质粘土：灰褐色~灰黑色，软塑~流塑，含少许铁锈斑、粉性大、近粉质粘土、局部夹粉土薄层，切面光滑，干强度与韧性高，无摇震反应。场区普遍分布，厚度：0.70~4.90m，平均2.21m；层底标高：-12.48~-5.82m，平均-8.45m；层底埋深：6.90~13.50m，平均9.62m。静力触探锥尖阻力平均值848kPa，侧壁摩阻力平均值18.1kPa。

④层粉质粘土:黄褐色~灰褐色,软塑~可塑,含粉粒较高、分布有多层粉土薄层,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应。场区普遍分布,厚度:1.10~9.80m,平均 3.57m;层底标高:-17.63~-7.12m,平均-12.02m。层底埋深:8.20~18.80m,平均 13.19m。静力触探锥尖阻力平均值 429kPa,侧壁摩阻力平均值 8.6kPa。

⑤层粉土:褐黄色~灰黄色,稍密~中密,很湿,含云母片、粘粒较高、无光泽、干强度与韧性低、摇震反应中等。场区普遍分布,厚度:1.20~6.90m,平均 3.25m;层底标高:-19.13~-12.34m,平均-15.27m;层底埋深:13.50~20.30m,平均 16.44m。静力触探锥尖阻力平均值 544kPa,侧壁摩阻力平均值 118.3kPa。

⑤-1 层粘土:棕黄色,软塑~可塑,含铁锈斑、腐植物、碎贝壳,切面光滑,干强度与韧性高,无摇震反应。仅有少数钻孔分布,厚度:1.50~3.30m,平均 2.20m;层底标高:-21.58~-15.49m,平均-17.53m;层底埋深:16.50~22.50m,平均 18.61m。静力触探锥尖阻力平均值 858kPa,侧壁摩阻力平均值 12.0kPa。

⑥层粉质粘土:灰黄色~灰黑色,软塑~可塑,含铁锈斑、贝壳残核碎片,粘粒较高,土质均匀,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应,局部夹薄层粘土、粉土。场区普遍分布,厚度:0.20~7.80m,平均 2.74m;层底标高:-23.19~-13.94m,平均-18.65m;层底埋深:15.10~24.20m,平均 19.82m。静力触探锥尖阻力平均值 836kPa,侧壁摩阻力平均值 17.8kPa。

⑥-1 层粘土:棕黄色,软塑~可塑,含铁锈斑、腐植物、碎贝壳,切面光滑,干强度与韧性高,无摇震反应。场区仅有少数分布,厚度:0.90~3.60m,平均 2.00m;层底标高:-23.34~-16.77m,平均-21.24m;层底埋深:17.80~24.50m,平均 22.36m。

⑦层粉土:黄褐色~灰褐色,密实,湿,含云母片、黑斑、粘粒,无光泽,干强度与韧性低,摇震反应迅速。场区普遍分布,厚度:0.90~6.50m,平均 2.56m;层底标高:-26.08~-17.50m,平均-21.79m;层底埋深:18.20~27.00m,平均 22.96m。静力触探锥尖阻力平均值 340kPa,侧壁摩阻力平均值 59.0kPa。

⑧层粉质粘土:灰黄色~灰黑色,软塑~可塑,含铁锈斑、贝壳残核碎片,粘粒较高,土质均匀,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应,局部夹粘土。场区普遍分布,厚度:1.00~5.90m,平均 2.37m;层底标高:-30.34~-18.8m,平均-24.16m;层底埋深:19.50~31.50m,平均 25.33m。静力触探锥尖阻力平均值 122kPa,侧壁摩阻力平均值 29.0kPa。

⑨层粉土:黄褐色~灰褐色,密实,湿,含云母片、黑斑、粘粒,无光泽,干强度与韧

性低，摇震反应迅速。场区普遍分布，厚度：1.30~10.70m，平均 3.71m；层底标高：-33.94~-20.70m，平均-28.05m；层底埋深：21.40~35.10m，平均 29.18m。静力触探锥尖阻力平均值 13910kPa，侧壁摩阻力平均值 192.7kPa。该层以下深度内静探未揭露。

⑩层粉砂：褐灰色密实，饱和，砂质较纯，含少许粘粒，夹薄层粉土。主要矿物成分为石英、长石、云母，分选性好，级配差。场区普遍分布，厚度：2.10~19.80m，平均 11.56m；层底标高：-46.48~-33.07m，平均-39.84m；层底埋深：34.20~47.50m，平均 40.91m。

⑩-1 层粉土：黄褐色~灰褐色，密实，湿，含云母片、黑斑、粘粒，无光泽，干强度与韧性低，摇震反应迅速，局部夹粉细砂薄层，呈韵律沉积。厚度：1.20~9.70m，平均 5.89m；层底标高：-48.87~-36.84m，平均-44.07m；层底埋深：37.80~50.00m，平均 45.10m。

⑪层细砂：褐灰色密实 饱和，砂质较纯 含少许粘粒夹薄层粉土主要矿物成分为石英、长石、云母。分选性好，级配差。该层天能穿透，在勘探深度内其厚度：1.50~11.50m，平均 5.18m；层底标高：-49.08~-43.57m，平均-46.71m；层底埋深：45.00~50.00m，平均 47.78m。

1.3.2 结论与建议

1、拟建场址区地貌成因类型为海积平原，地貌类型为海滩。经人工填平压实后，小范围内地形较平坦。各勘探点孔口地面标高最大值3.26，最小值0.70m，相对高差2.55m。

2、拟建场区内地基土工程性质较差，强度较低，根据现场岩土条件，建议光伏组件区采用预应力高强混凝土管桩，但需要满足抗倾覆。

综合用房采用条形基础；升压站设备基础等采用独立基础或筏板基础。对于综合用房、主变等主要建（构）筑物需进行地基处理，建议采用水泥土搅拌桩进行地基处理，复合地基承载力需现场检测满足设计要求。

3、拟建场址区的地下水类型为海水补给的第四系孔隙潜水，水化学类型为Cl-SO₄-Na+K-Mg型水。地表水水化学类型为Cl-Na+K-Mg型水。勘察期间，各钻孔地下水埋深0.40~3.80m，平均水位埋深1.32m左右。附近沿海出现风暴潮，据1963年—1982年资料分析，风暴潮出现周期P=1%、2%、10%所对应的风暴潮潮位高程分别为3.95m、3.70m、3.10m。近百年风暴潮潮位高程3.5m以上的风暴潮共6次，分别为1845年、1890

年、1938年、1964年、1969年及1992年。

场区地下水对混凝土结构具强腐蚀性,对钢筋混凝土结构中钢筋具弱腐蚀性,对钢结构具中等腐蚀性。场区地表水对混凝土结构具强腐蚀性,对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀性,对钢结构具中等腐蚀性。

4、场地除存在地震液化现象外,无其他影响工程安全的不良地质作用。

5、场址区抗震设防烈度7度,设计基本地震加速度为0.15g,设计地震分组为第一组,场地垂直方向平均卓越周期为0.46s,场地垂直方向平均卓越周期为0.43s。

6、拟建场地的土层等效剪切波速值 $V_{se}=150-172\text{m/s}$,场地土类型为软弱土~中软场地土,建筑场地类别为III类。属对建筑抗震不利地段。

7、桩基施工中应注意噪音、泥浆污染等环境问题。

8、该区最大冻土深度为0.50m。

1.4 工程任务和规模

本工程主要任务是发电,项目建成后,预计电站运营期内平均年上网电量为111590.2万千瓦时,将为东营市提供大量的清洁能源,同时可减少化石资源的消耗,减少因燃煤等排放有害气体对环境的污染,对于促进当地旅游业,带动地方经济快速发展将起到积极作用。

本光伏电站场址区域总面积约为26766.44亩,共设计安装794612块545Wp光伏组件,828072块655Wp光伏组件,本项目直流侧装机容量为975.4507MWp,交流侧装机容量为750MW。均布置在海域范围内。根据本光伏发电项目的建设规模和场址位置、电网现状及规划,初步拟定新建一座220kV升压站,拟以2回220kV电缆接入500kV汇集站220kV侧,采用电缆线路,线路路径长度约0.3km。

1.5 总体方案设计与发电量预测

1.5.1 总体方案设计

本项目装机容量为975.4507MWp,采用模块化设计、集中并网的设计方案,以4.48MW/4.5MW为1个光伏发电单元,共167个光伏发电单元。

本项目选用545Wp、655Wp规格双面双玻光伏组件,545Wp光伏组件采用26块一串,655Wp光伏组件采用28块一串。

本项目逆变器采用300kW、320kW的组串式逆变器。

本项目采取 $0.8\text{kV} \xrightarrow{\text{升压}} 35\text{kV} \xrightarrow{\text{升压}} 220\text{kV}$ 两级升压的方式,详细系统配置见下表:

组件型号/Wp	单串组件数	系统规格/kVA	逆变器规格	单个方阵逆变器台数	单个系统实际容量(kW)	系统数量	容量(MWp)	总容量(MWp)
545	26	4480(箱变)	320	14	5852.21	37	216.53177	975.4507
655	28	4480(箱变)		14	5832.12	46	268.27752	
545	26	4500(箱变)	300	15	5852.21	37	216.53177	
655	28	4500(箱变)		15	5832.12	47	274.10964	

箱变输出的35kV交流电，经场区集电线路送至新建220kV升压站，以2回220kV线路送出。

本项目光伏阵列采用平单轴跟踪支架系统，545组件阵列东西间距11.5米，655组件阵列东西间距12米。

1.5.2 发电量预测

根据总装机容量、倾斜面辐照量、系统效率以及光伏组件标称效率衰减等，计算出光伏电站首年发电量为153918.1万千瓦时，首年利用小时数1577.9h；25年年均发电量为145436.9万千瓦时，年均利用小时1491.0h，25年总发电量约为363.6亿千瓦时。

1.6 电气设计

1.6.1 电气一次

东营刁口渔光互补项目总装机容量为4000MW，本期（四期第一部分）工程建设规模750MW，本期工程包括1座220kV升压站，1座升压站终期建设规模为1350MVA，本期逆变器建设749.84MW（主变建设容量为2x300MVA+1x250MVA）。本期750MW容量的光伏发电装置，通过逆变、升压、汇流后，经30回集电线路分别接至升压站内3台主变对应的35kV配电装置，经主变升压后，通过220kV电缆线路接入500kV刁口汇集站220kV配电装置。220kV电缆线路路径长度约0.3km。最终接入方案以接入系统报告及其审查意见为准。

本期设置1座220kV升压站，内设2个电气组合单元，其中1个组合单元按照2台300MVA主变配置，另1个组合单元按照1台250MVA主变配置，预留1台主变位置，布置在同一区域内，同一电压等级的配电装置同区布置，但互不连接。按1座升压站进行统一调度。主变采用有载调压变压器，共2台300MVA主变+1台250MVA主变，变比均为220/35kV。220kV出线共计2回，每个组合单元均采用单母线接线；每台主变35kV侧采用两段单母线接线；35kV系统及各段母线均采用小电阻接地方式。

本工程升压站站用电源采用双电源，其中1回引自本站35kV母线，另一回引自

10kV 市电。

1.6.2 电气二次

本工程按“无人值班、少人值守”的原则设计，采用以计算机为基础的控制方式，并留有远期实现无人值班的接口和功能。

在升压站配置一套升压站计算机监控系统，该系统是站内综合自动化的通讯枢纽，是全站的信息综合点，它负责对升压站主要设备获取测量数据和状态信号，并对所得信息作汇总、分析、存贮和报告输出，同时还负责与远方调度(控制中心)之间的联系，实现数据、状态量的传输和控制命令的传达，另外，它还与电子式电表、直流电源系统、图像监控系统等其它智能模块或设备相连接，共同完成全站的综合管理功能。

光伏并网逆变器的计算机监控系统和升压站计算机监控系统经以太网交换机连接，组成全场的计算机监控系统。

光伏并网逆变器的监控系统由并网逆变器厂家配套提供，作为并网逆变器的自动监控和保护测控之用。就地升压变、集电线路、主变压器、220kV出线的集中监控和调度部门远方监控“四遥”功能由升压站综合自动化系统完成。

光伏电站采用微机型继电保护装置。各种保护装置的配置应符合GB50062-2008《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》和 GB14258-2008《继电保护和安全自动装置技术规范》有关规定及国家电网公司发布的“电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点”的要求。

1.6.3 储能系统

本工程储能系统采用租赁方式。按租用30%，2小时储能，即225MW/450MWh方案考虑。

1.7 总平面布置及土建工程

本工程共安装标准功率为545Wp的光伏组件794612块以及655Wp的光伏组件828072块，直流侧装机容量为975.4507MWp，交流侧装机容量为750MW。本项目采用平单轴跟踪支架系统，每个545Wp组件阵列布置光伏组件2×26、2×39、2×52块，每个655Wp组件阵列布置光伏组件2×28、2×42块，均采用2块组件竖排布置形式。

根据《建筑与市政工程抗震通用规范》(GB 55002-2021)、《建筑与市政地基基础通用规范》(GB 55003-2021)、《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)、《混凝土结构设计规范(2015年版)》(GB50010-2010)、《光伏电站设计规范》

(GB50797-2012)、《光伏支架结构设计规程》(NB/T10115-2018)、《太阳能发电站支架基础技术规范》(GB 51101-2016), 光伏电站内建筑物、构筑物地基基础设计等级为丙级, 光伏电站内建筑物、构筑物的结构安全等级为二级, 光伏支架安全等级为三级, 地震基本烈度为7度, 光伏电站防洪等级为I级。

本项目光伏支架采用平单轴跟踪支架系统, 电站暂按最高潮水位3.95m考虑, 光伏支架按照组件倾角45°时最低点高程为3.7m设计。光伏电站运维时应制定严格的预报和应急管理制度, 当预报潮水位高于3.1m时, 跟踪光伏支架应人为干预使其自动调整至保护状态。光伏支架基础采用PHC预制管桩基础, 桩长为5m~8m, 平均桩长约6.5m。

本项目采用1772台组串式逆变器以及108台汇流箱, 逆变器、汇流箱拟采用钢构件固定在光伏支架上, 不另行设置基础。

本工程采用122套箱变及6套箱逆变一体机, 箱变、箱逆变一体机采用钢平台+PHC预制管桩基础。

本工程35kV集电线路电缆采用电缆桥架敷设、直埋与架空相结合的方式。

表1.7-1 技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量
1	光伏阵列区租地面积	亩	26766.44
2	电站征地面积	亩	49.095
3	建设规模	MW _p	975.4507
4	升压站实体围墙总长度	m	877
5.1	升压站素混凝土道路面积	m ²	3037
5.2	碎石地面	m ²	5000
5.3	绿化	m ²	1000
5.4	浆砌片石排水沟总长度	m	500
5.5	6m宽电动伸缩大门	座	1
5.6	1.8m高浸塑钢丝网围墙总长	km	38.3
6.1	光伏场区拓宽改造道路长度(4m宽泥结碎石路)	km	8.37

升压站内的建(构)筑物设计为:

(1) 综合用房为三层框架结构, 建筑高度为17.00m, 层高分别为3.0m、5.0m、8.0m, 建筑面积5025.082m²。综合用房布置综合配电室、GIS室、二次设备室、蓄电池室、值班室、卫生间、备用间等。综合用房按照终期规模1350MW一次建成。

(2) 主变、接地变、无功补偿设备等电气设备基础采用钢筋混凝土独立基础，事故油池、污水处理设施、一体化水消防集装箱等水工构筑物均采用钢筋混凝土筏板基础。设备基础按照本项目750MW建设规模进行建设。

1.8 消防设计

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

升压站不设专职消防队，但需配备1~2名兼职消防人员，初期火灾由站内兼职消防人员自行组织灭火，同时通知当地消防队支援共同扑灭火灾。消防总体设计采用综合消防技术措施，从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、逃生等各方面入手，力争减少火灾发生的可能性，一旦火灾发生也能在短时间内予以扑灭，使损失减少到最低，同时确保火灾时人员的安全疏散。

1.9 施工组织设计

本项目场址位于山东省东营市利津县刁口乡境内，距离东营市城区直线距离约64km。项目场址整体平坦开阔，周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道S310相邻，交通便利。

本工程所需砂石料、砖砌体、水泥、钢筋、油料等均可从东营市就近购买。

本工程建设总工期为12个月，计划2023年12月底全部投产发电。

1.10 工程管理设计

根据生产和经营需要，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。

光伏电站建设期结束后成立光伏电站运营公司。运营公司做好电站运行和日常维护及定期维护工作，电站的大修、光伏组件的清洗、光伏阵列钢支架油漆的维修养护、卫生保洁等工作均采用外委方式进行，以减少管理成本，提高经济效益。

1.11 环境保护和水土保持设计

对场址及其周围地区的调查和分析可知，本工程的建设对周围的自然环境和社会环境的影响有利有弊。有利的方面主要体现在本光伏电站建成后将为当地提供大量的清洁能源，与燃煤电厂相比，每年不仅可减少多种大气污染物的排放，还可减少大量灰渣的排放，改善环境质量。同时光伏电站还可为当地增加一个旅游景点，促进当地旅游业的发展，带动第三产业发展，促进当地经济建设。工程建设对环境的不利影响主要体现在施工期，如施工粉尘、噪声、废水和生活垃圾对施工人员的影响等，但影

响的范围小，时间短，可通过采取适当的防护措施以及加强施工管理，可将不利影响减小至最低程度。

本工程的建设不会制约当地环境资源的永续利用和生态环境的良性循环，只要采取防、治、管相结合的环保措施，工程建设对环境的不利影响将得到有效控制，而且光伏发电本身就是一个清洁能源项目，从环境角度分析，不存在制约工程开发的环境问题，本工程建设是可行的。

1.12 劳动安全与工业卫生

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

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

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

1.13 节能降耗

本工程采用绿色能源-太阳能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻节能、环保的指导思想，在技术方案、设备和材料选择、建筑结构等方面，充分考虑了节能的要求。通过贯彻落实各项节能措施，本工程节能指标满足国家有关规定的要求。

本电站建成后预计每年可为电网提供电量145436.9万kWh，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤44.3万吨，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫(SO₂)排放量约232.7吨，二氧化碳(CO₂)约121.0万吨，氮氧化物(NO_x)约260.3吨。

可见光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极的作用，并有明显的节能、环境和社会效益。可达到充分利用可再生能源、节约不可再生化石资源的

目的,将大大减少对环境的污染,同时还可节约大量淡水资源,对改善大气环境有积极的作用。

本工程将是一个环保、低耗能、节约型的太阳能光伏发电项目。

1.14 工程设计概算

工程设计概算参照《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》(NB/T32043-2018)、《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016)、《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016),结合国家、部门及地区现行的有关规定、定额、费率标准进行编制。

关于发布《关于建筑业营业税改征增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见》的通知(可再生定额[2016]61号文)。

可再生定额[2019]14号《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》。

本概算材料价格按工程所在地近期材料价格进行编制。

工程静态投资 403340.86 万元,单位投资 4134.92 元/kW;工程动态投资 410088.65 万元,单位投资 4204.09 元/kW。项目含流动资金总投资 413015.00 万元。

本工程资本金按总投资的 20%计算,其余为银行贷款。建设期贷款利息按 4.2%。

1.15 财务评价与社会效果分析

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的基础上,对项目进行财务效益分析,考察项目的盈利能力、清偿能力等财务状况,以判断其在财务上的可行性。

本工程财务评价计算期采用 26 年,其中建设期 12 个月,生产经营期 25 年。

项目总投资的 20%使用资本金,其余为银行贷款。

生产流动资金按每千瓦 30 元计算,约 2926.35 万元,流动资金总额的 30%使用资本金,70%从银行贷款,贷款利率按 3.55%计算。

本项目按照全额上网,含税电价按 0.35 元/kWh,租用 30%,2 小时储能。经测算项目投资税前财务内部收益率为 5.87%,高于《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)中的项目融资前税前财务基准收益率 5%,项目资本金税后财务内部收益率为 5.80%。

贷款偿还期为 15 年。所得税前投资回收期 13.72 年,总投资收益率(ROI)3.22%,项目资本金净利润率(ROE)为 7.63%,项目投资财务内部收益率(所得税前、税后)分别为 5.87%、4.93%,本项目盈利能力尚可,经济上可行。

第二章 太阳能资源

2 太阳能资源

2.1 区域太阳能资源分析

2.1.1 我国太阳能资源的地理分布

评价某一地区太阳能资源丰富程度,最重要的气象资料是太阳辐射数据和日照小时数。根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019),以太阳能年水平面总辐照量为指标,对太阳能的丰富程度划分为4个等级,如表2.1-1所示。

表 2.1-1 年水平面总辐照量 (GHR) 等级

等级名称	分级阈值 MJ/m ²	分级阈值 kW·h/m ²	等级符号
最丰富	$GHR \geq 6300$	$GHR \geq 1750$	A
很丰富	$5040 \leq GHR < 6300$	$1400 \leq GHR < 1750$	B
丰富	$3780 \leq GHR < 5040$	$1050 \leq GHR < 1400$	C
一般	$GHR < 3780$	$GHR < 1050$	D

我国是太阳能资源相当丰富的国家,年总辐照量在 860~2080kWh/m² 之间,年直接辐照量在 230~1500kWh/m² 之间,年平均直射比在 0.24~0.73 之间,年日照时数在 870~3570h 之间。我国太阳能资源空间分布图如图 2.1-1 所示。

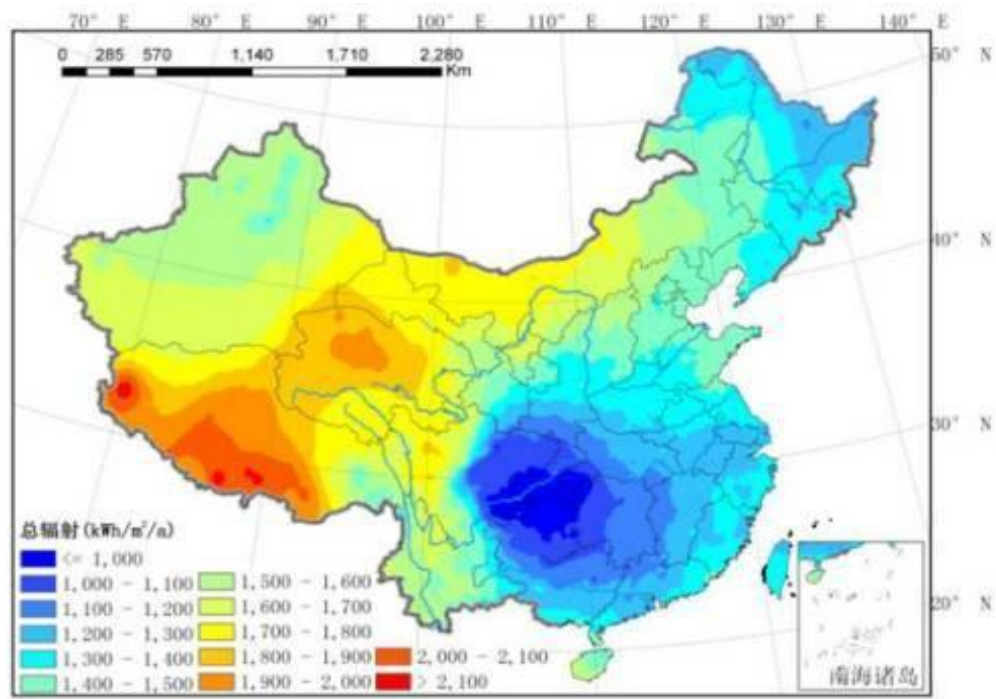


图 2.1-1 太阳能资源空间分布图

从图中可以看出：

新疆东南边缘、西藏大部、青海中西部、甘肃河西走廊西部、内蒙古阿拉善高原

及其以西地区构成了太阳能资源“最丰富带”，其中西藏南部和青海格尔木地区是两个高值中心；新疆大部分地区、西藏东部、云南大部、青海东部、四川盆地以西、甘肃中东部、宁夏全部、陕西北部、山西北部、河北西北部、内蒙古中东部至锡林浩特和赤峰一带，是我国太阳能资源“很丰富带”；中东部和东北的大部分地区都属于太阳能资源的“丰富带”；只有以四川盆地为中心，四川省东部、重庆全部、贵州大部、湖南西部等地区属于太阳能资源的“一般带”。

年总直接辐射量的空间分布特征与总辐射比较一致，在青藏高原以南以及内蒙古东部的部分地区，直射比甚至达到 0.7 以上。

年总日照时数的空间分布与年总辐射量基本一致，“最丰富带”的年日照时数在 3000h 左右，“很丰富带”的年日照时数在 2400~3000h 之间，“较丰富带”的年日照时数在 1200~2400h 左右，“一般带”的年日照时数在 1200h 以下。

2.1.2 山东省太阳能资源的地理分布

山东省太阳能资源较为丰富，各地年总太阳总辐射量 4542.61~5527.32MJ/m² 之间，处于 II 类区（很丰富区）和 III 类区（较丰富区）之间，分布情况见图 2.1-2 所示。山东境内有沿海、平原、丘陵、山地等多种地形，使之太阳辐射的差异较大。其中成武站年总辐射量最小为 4542.61MJ/m²，蓬莱年总辐射量最多为 5527.32MJ/m²，相差约 1000MJ/m²。山东省各地太阳总辐射量因地区差异较大，其中胶东半岛南部太阳总辐射量较小，北部蓬莱、龙口一带较大，呈现出南少北多的特点，鲁北垦利、河口一带太阳总辐射量较大，鲁西南、鲁西一带较小，该地区夏季云量较多，对太阳总辐射的影响显著。鲁东南和鲁西南年太阳总辐射量较接近，山东西部年太阳总辐射量呈现出明显的南少北多特征。



图 2.1-2 山东省年太阳总辐射量分布图（单位 MJ/m²）

山东全省各地太阳总辐射量的年变化规律是一致的，从 1 月开始至 5 月，太阳总辐射呈现逐月上升的趋势，5 月各地的太阳总辐射达到全年的峰值，之后下降，12 月降至低谷，成为全年太阳总辐射量最小的 1 个月。

山东省年平均日照时数的分布从北往南减少，变化梯度大致呈西南～东北走向，全省变化范围为 2200h～2800h。半岛中东部和鲁北的大部分地区在 2600～2800h 之间，鲁南最少，多数在 2200～2400h 之间变化，其他地区多在 2400～2600h 之间，蓬莱以 2807h 居全省之首，鲁西南的成武只有 2148h。日照时数季节分布特点是春季最多，夏季次之，冬季最少。山东省日照时数分布情况见图 2.1-3 所示。

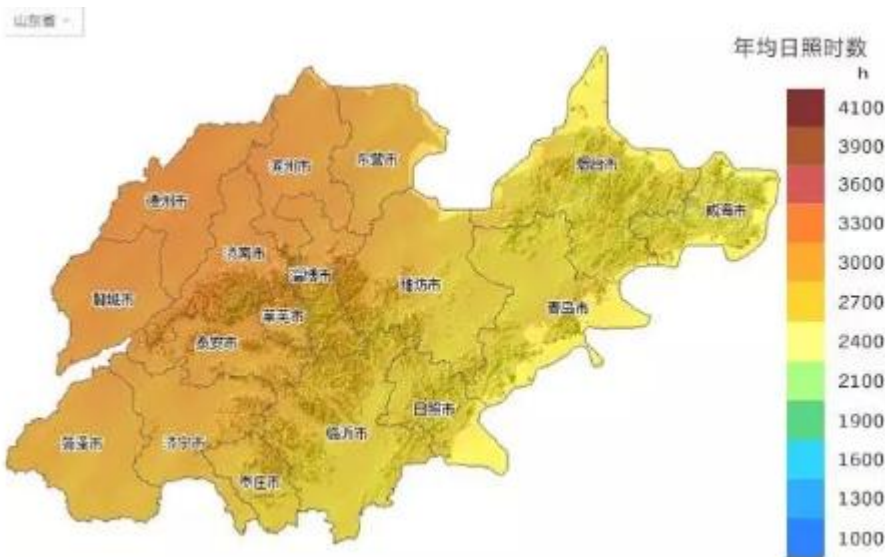


图 2.1-3 山东省年均日照时数分布图（单位 h）

2.2 项目所在地气象条件

2.2.1 地理条件

东营地处中国华东地区、山东东北部、黄河入海口的三角洲地带，东临渤海，与日本、韩国隔海相望，北靠京津唐经济区，南连山东半岛蓝色经济区，向西辐射广大内陆地区，是环渤海经济区的重要节点、山东半岛城市群的重要组成部分，处于连接中原经济区与东北经济区、京津唐经济区与胶东半岛经济区的枢纽位置。东营市属暖温带大陆性季风气候，地势沿黄河走向自西南向东北倾斜。

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区，黄河在东营市境流入渤海。东营市地理位置为北纬 $36^{\circ} 55' \sim 38^{\circ} 10'$ ，东经 $118^{\circ} 07' \sim 119^{\circ} 10'$ 。东、北临渤海，西与滨州市毗邻，南与淄博市、潍坊市接壤。南北最大纵距 123 公里，东西最大横距 74 公里，土地总面积 8243 平方公里。

本项目场址坐标 N 38.02064393° 、E 118.58093262° ，海拔高度在 0m。该场址地形简单，地貌相似。

2.2.2 场址区基本气象资料

东营市地处中纬度，背陆面海，受亚欧大陆和西太平洋共同影响，属暖温带大陆性季风气候，基本气候特征为冬寒夏热，四季分明。春季，干旱多风，早春冷暖无常，常有倒春寒出现，晚春回暖迅速，常发生春旱；夏季，炎热多雨，温高湿大，有时受台风侵袭；秋季，气温下降，雨水骤减，天高气爽；冬季，天气干冷，寒风频吹，多刮北风、西北风，雨雪稀少。主要气象灾害有霜冻、干热风、大风、冰雹、干旱、涝灾、风暴潮灾等。境内南北气候差异不明显。多年平均气温 12.8°C ，无霜期 206 天，不小于 10°C 的积温约 4300°C ，可满足农作物的两年三熟。年平均降水量 555.9 毫米，多集中在夏季，占全年降水量的 65%，降水量年际变化大，易形成旱、涝灾害。

其多年常规气象要素特征值见表 2.2-1。

表 2.2-1 东营市基本气象参数

1	多年平均气温	$^{\circ}\text{C}$	12.8
2	多年极端最高气温	$^{\circ}\text{C}$	41.9
3	多年极端最低气温	$^{\circ}\text{C}$	-22.4
4	多年最大积雪厚度	cm	27
5	多年平均风速	m/s	3.4
6	年主导风向	—	ES
7	年降水量	mm	555.9

8	多年平均无霜期	天/年	206
9	多年平均雷暴日数	天/年	32.2
10	多年极大风速	m/s	26.4

2.2.3 特殊气候影响

东营市光伏电站有影响的气象因素包括温度、风、雨、雪、雷暴等。

1、温度影响分析

该地区多年极端最高气温为41.9℃，多年极端最低气温为-22.4℃，多年平均气温为12.8℃。本项目主要在光伏组件串并联方案、电气设备选择以及系统效率折减等方面考虑温度对整个光伏电站的影响。

1) 在进行光伏组件串并联方案设计时，要考虑在极端温度下，组件串联后的最大开路电压不能超过组件的最大系统电压，不能超过逆变器的最大允许电压；工作电压要在逆变器工作电压的跟踪范围之内。

2) 光伏组件的设计温度一般为 25℃，温度过高会造成组件输出功率降低，本项目选用单晶硅光伏组件，计算发电量时要充分考虑温度给系统效率带来的折减。

2、风速影响分析

该地区多年平均风速 3.4m/s，极大风速 26.4m/s，风有助于增加光伏组件的强制对流散热，降低组件板面的工件温度，从而在一定程度上提高发电量。同时，风载荷也是光伏支架及基础的主要载荷，因此该地区风速会对光伏电站运行有一定影响，本项目中光伏支架及基础的设计会采取一定的抗风措施，以保证在极大风速下不发生破坏。

3、雷暴影响

雷电是项目所在地出现较多的气象灾害，年平均雷暴日数32.2天。

光伏阵列支架本身就是金属导体，只要注意突出部位，并将支架良好接地，即可达到防雷效果，可保证光伏组件安全。光伏系统直流汇流箱、并网逆变器内部的直流侧均具有防雷保护装置，对线路作直击雷保护。

4、雨、雪天气影响分析

项目所在地多年平均降水量为555.9mm，降水季节分布不均，多集中在夏季。降雨对光伏组件的发电效率影响不大，因为降雨可起到对组件的清洁作用，对于提高发电效率有利。

对光伏系统发电效率造成影响的主要是降雪，因此在降雪天气出现时，应及时清

扫电池板。

总之，本项目将通过设备选型和相关设计技术的优化，将气象因素对光伏电站的负面影响降低到最低程度。

2.3 太阳能资源分析

2.3.1 辐照数据来源

（1）NASA数据

NASA是美国航空航天局的简称，借助先进的卫星观测和数据处理技术，NASA启动的SSE项目建立了全球地表气象数据库，其数据从1983年开始成立至今不断更新补充，因此可提供全球各地1195个地点的最新多年平均地表气象数据。NASA数据也是太阳能软件RETScreen的数据源。其优点是使用方便，数据多样，覆盖全球。NASA数据广泛应用于缺乏实测数据的地区的太阳能资源评估。但是受卫星数据的局限性，其在对复杂地形的山区、有宽大水体（如海洋、湖泊）的地区、总云量较大的地区以及污染较严重的城市等地区数据进行监测时会出现比较大的误差。

根据NASA计算结果，项目所在地辐射数据如下表所示。

表 2.3-1 项目场址 NASA 辐射数据表(1983-2005)

月份 \ 辐照量	总辐照量		直接辐照量		直射比
	MJ/m ²	kWh/m ²	MJ/m ²	kWh/m ²	---
1 月	309.2	85.9	234.4	65.1	0.76
2 月	364.0	101.1	269.3	74.8	0.74
3 月	517.7	143.8	364.7	101.3	0.70
4 月	607.0	168.6	410.4	114.0	0.68
5 月	679.7	188.8	433.1	120.3	0.64
6 月	649.1	180.3	387.7	107.7	0.60
7 月	600.5	166.8	331.6	92.1	0.55
8 月	570.2	158.4	335.9	93.3	0.59
9 月	499.0	138.6	325.1	90.3	0.65
10 月	403.9	112.2	273.2	75.9	0.68
11 月	300.2	83.4	213.8	59.4	0.71
12 月	270.0	75.0	200.9	55.8	0.74
合计	5770.4	1602.9	3780.0	1050	0.67

（2）Meteonorm 数据

Meteonorm 是一款瑞士公司为太阳能行业制作的辐射数据库，数据源采用气象站

数据，在缺少气象站的地区则采用数学模型进行插值计算。并且可以生成逐时辐射数据。由于其覆盖地域广、分辨率高、兼容性好、数据准确性较为可靠，Meternorm 在世界范围内得到广泛的应用。本软件数据涵盖了约 8325 个气象站的气象实测数据，包括总辐射量、直接辐射量、温度、降水量、湿度、风速等。

对于没有辐射数据的地点，本软件可以利用项目站址处周边一个或多个具有辐射数据的气象站，采取 1992 年国际能源署公布谢氏权值插值公式进行推算，谢氏权值插值公式能够根据参考气象站的辐照数据推算代表气象站的辐照数据，（还可推算出代表气象站的温度、降水量等其他气象参数），并对推算出的数据根据纬度和地形条件进行修正。计算方法如下：

$$G_h(x) = \sum Xi[G_h(x_i) + (z_i - z_x)g_v]$$
$$w_i = [1 - \delta_i] / \delta_i^2$$
$$Xi = w_i / w_k$$
$$w_i = [(1 - \delta_i) / \delta_i^2] / \sum w_k \text{ with}$$
$$\delta_i = d_i / R \quad d_i < R$$
$$d_i^2 = f_{NS}^2 \cdot \{s^2 + [v \cdot (z_i - z_x)]^2\}$$
$$f_{NS} = 1 + 0.3 \cdot |\Phi_i - \Phi_x| \cdot [1 + (\sin \Phi_i + \sin \Phi_x) / 2]$$

	v	g _v
Gh	150	0.0
Ta	400	0.001
Td	400	0.002
FF	300	0.0
RR	200	0.0
Rd	300	0.0
Sd	400	0.002

公式中各参数表示内容如下：

- Gh ——逐月水平面总辐射量，MJ/m²；
Ta——大气温度，℃；
Td——露点温度，℃；
FF——风速，m/s；
RR——降水量，mm；

Rd——降水量大于 0.1mm 时的降水天数；

Sd——有效日照时数，h；

w_i ——权值；

R ——最大相对距离（不得超过 2000km）；

i —— 参考气象站的个数；

v, g_v ——纵坐标值和垂直坡度（查表得出）；

w_k —— 权值的和；

z_x, z_i —— 海拔高度（m）；

ϕ_i, ϕ_x —— 参考气象站纬度，代表气象站的纬度；

s——两气象站水平距离，m；

通过软件查取，利用谢氏权值插值公式计算项目场址的各月太阳辐射量，结果见表 2.3-2。

表 2.3-2 项目场址 Meeonorm 辐射数据表(1992-2000)

月份 \ 辐 照 量	总辐照量		直接辐照量		直射比
	MJ/m ²	kWh/m ²	MJ/m ²	kWh/m ²	——
1 月	239.4	66.5	108.4	30.1	0.45
2 月	297.7	82.7	116.6	32.4	0.39
3 月	443.9	123.3	193.0	53.6	0.43
4 月	534.2	148.4	217.1	60.3	0.41
5 月	645.8	179.4	275.8	76.6	0.43
6 月	569.5	158.2	179.6	49.9	0.32
7 月	572.4	159.0	227.5	63.2	0.40
8 月	511.2	142.0	168.5	46.8	0.33
9 月	429.1	119.2	197.3	54.8	0.46
10 月	359.3	99.8	140.4	39.0	0.39
11 月	238.7	66.3	89.3	24.8	0.37
12 月	209.2	58.1	86.4	24.0	0.41
合计	5050.4	1402.9	1999.8	555.5	0.40

(3) Solargis 数据

Solargis 是太阳能评估和规划交互式工具，利用卫星遥感数据、GIS（地理信息系统）技术和先进的科学算法得到高分辨率太阳能资源及气候要素数据库，涉及范围已涵盖欧洲、非洲和亚洲。上述参数在中国范围内分辨率可达到 250 米。内日瓦大学

认为市场上最优秀的太阳能资源前期工具。查取此软件项目场址的辐射数据如下表所示：

表 2.3-3 项目场址 Solargis 辐射数据表 (2007-2020)

月份 \ 辐照量	总辐照量		直接辐照量		直射比
	MJ/m ²	kWh/m ²	MJ/m ²	kWh/m ²	
1 月	267.1	74.2	121.3	33.7	0.45
2 月	307.8	85.5	137.2	38.1	0.45
3 月	492.1	136.7	244.8	68.0	0.50
4 月	557.3	154.8	271.8	75.5	0.49
5 月	647.6	179.9	320.4	89.0	0.49
6 月	605.9	168.3	273.6	76.0	0.45
7 月	550.1	152.8	221.8	61.6	0.40
8 月	522.0	145.0	240.5	66.8	0.46
9 月	455.8	126.6	228.2	63.4	0.50
10 月	376.2	104.5	182.2	50.6	0.48
11 月	265.3	73.7	122.0	33.9	0.46
12 月	241.2	67.0	112.3	31.2	0.47
合计	5288.4	1469.0	2476.1	687.8	0.47

(4) 辐射数据对比

从上述三种数据逐月辐射量对比图上可以看出，项目场址处三种辐射资源的变化趋势基本一致，整体 NASA 数据偏高，Meteonorm 数据偏小，Solargis 数据居中。

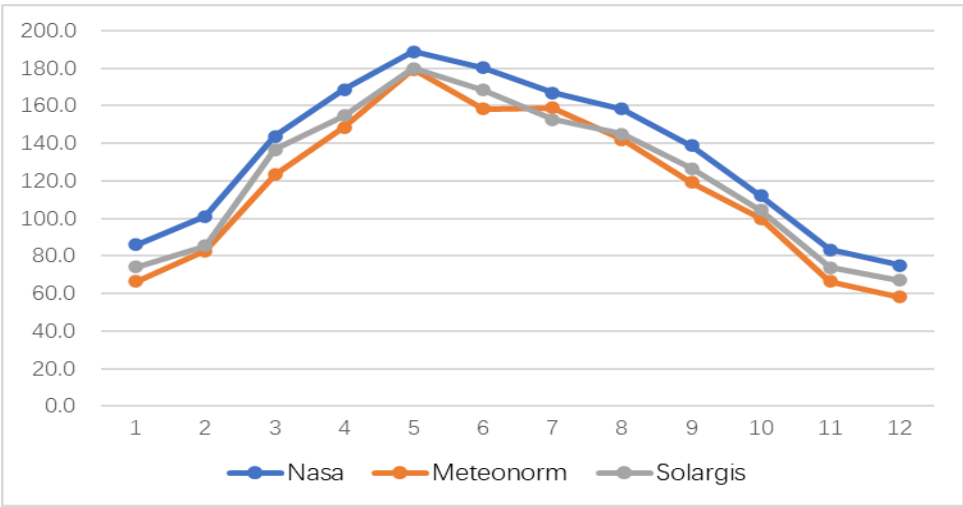


图2.3-1三种辐射数据对比图

根据相关文献统计得出，发现多数地区 NASA 的数据偏大，仅有 19 个地区数据偏

小，主要集中在西部，特别是西藏拉萨，要比 1961~1980 年实际测量的数据小 24%，也比 1982~2000 年实际测量的记录小 9%，鉴于 NASA 数据与实际观测到的数据偏差较大，因此，本项目不宜采用 NASA 数据。

最近几年，大部分已经投入运营的光伏电站反馈实测辐射数据比 Meteonorm 数据要大，光伏电站的发电量也比按 Meteonorm 数据预测的发电量高，Meteonorm 获取的辐射数据偏保守。

根据《中国分省太阳能资源图集》中山东省太阳能分布图得知，项目场址的辐射量大致在 1500kwh /m²左右，这与 Solargis 辐射数据较为接近。

因此，本项目现阶段辐射数据采用 Solargis 软件气象数据。

2.3.2 辐照数据的分析

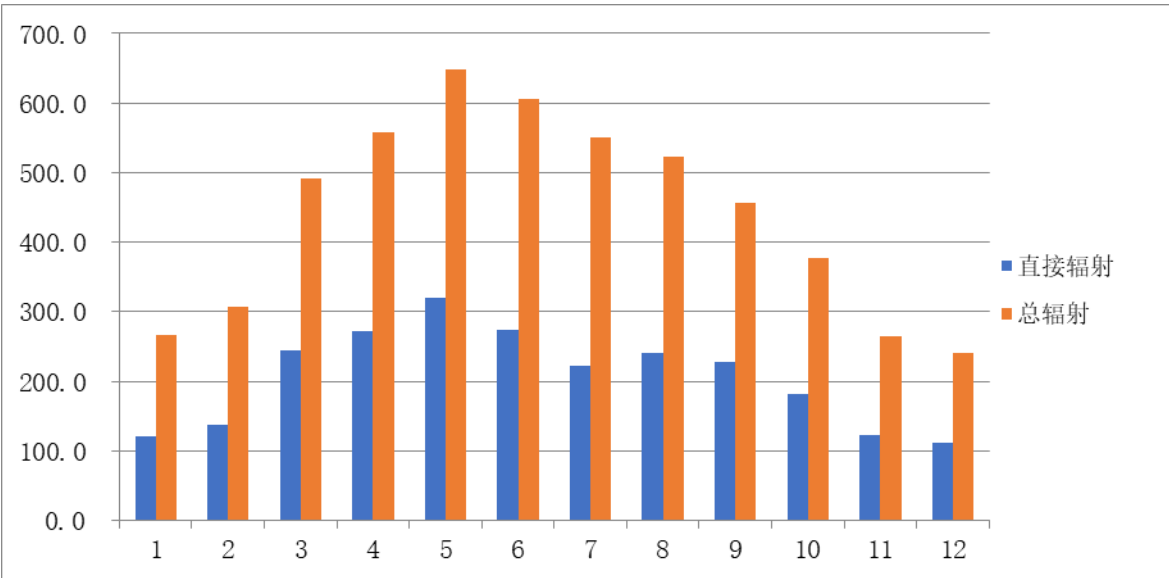


图2.3-2逐月太阳辐照量变化

Solargis 统计结果显示，项目场址全年总辐照量 5288.4MJ/m²，从年内变化量来看，有明显的单峰趋势，以夏季最大，冬季最小，总辐照量比较大的月份分布在 4~7 月，其中 5 月最大；总辐照量比较小的月份分布在 11、12、1 月，其中 12 月份最小。

2.3.3 日照时数分析

对项目所在地区 1996-2015 年的日照时数进行统计，结果如下：

表 2.3-4 项目所在地逐月平均日照时数表

月份	日照时数	月份	日照时数
1	189.1	7	201.5
2	184.8	8	223.2

3	229.4	9	225
4	231	10	220.1
5	263.5	11	189
6	243	12	182.9
合计值	2582.5	平均值	215.2

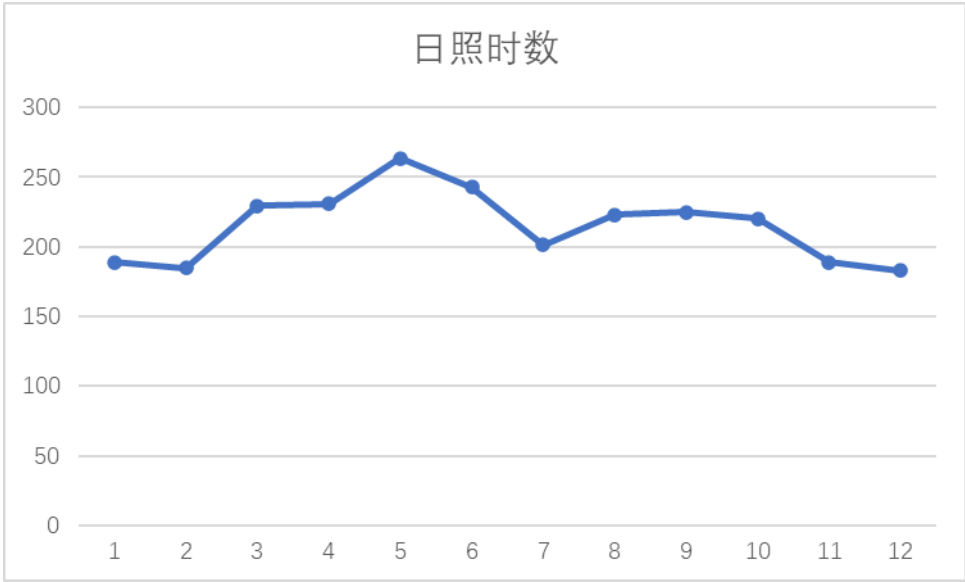


图2.3-3 逐月日照时数分布图

统计结果显示，该地区的平均年日照时数约2582.5h，月平均日照时数在215.2h，日照时间一般。年内变化量来看，与太阳辐射量变化基本一致。

2.3.4 太阳能资源稳定程度评估

项目场址月平均日辐照量最低值为12月的 $2.16\text{kWh}/\text{m}^2$ ，月平均日辐照量最高值为5月的 $5.80\text{kWh}/\text{m}^2$ ，两者的比值为0.37。根据我国太阳能资源稳定度的等级划分，项目所在地的太阳能资源属于B类“稳定”区域。

表2.3-5 太阳能资源稳定程度等级

等级名称	分级阈值	等级符号
很稳定	$GHRS \geq 0.47$	A
稳定	$0.36 \leq GHRS < 0.47$	B
一般	$0.28 \leq GHRS < 0.36$	C
欠稳定	$GHRS < 0.28$	D

2.3.5 太阳能资源直射比等级

从表2.3-3看出，项目所在地的年平均直射比为0.47，根据太阳能资源直射

(DHRR) 等级划分可以看出, 属于 C 级, 散射辐射较多。

表 2.3-6 太阳能资源直射比 (DHRR) 等级

等级名	分级阈值	等级符号	等级说明
很高	$DHRR \geq 0.6$	<i>A</i>	直接辐射主导
高	$0.5 \leq GHRS < 0.6$	<i>B</i>	直接辐射较多
中	$0.35 \leq GHRS < 0.5$	<i>C</i>	散射辐射较多
低	$GHRS < 0.35$	<i>D</i>	散射辐射主导
注: DHRR 表示直射比, 计算 DHRR 时, 首先计算代表年水平面直接辐			

2.4 太阳能资源评价结论及建议

2.4.1 太阳能资源评价结论

1) 日照时间较长

项目所在地工程代表年日照时数达到2582.5h, 月平均日照时数在215.2h, 日照时间较长。

2) 太阳能资源总量丰富

项目场址处工程代表年总辐射量为5288.4MJ/m², 根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019) 中太阳能资源丰富程度的分级评估方法, 该区域的太阳能资源丰富程度属B类区, 即“资源很丰富”(5040~6300MJ/m²·a), 具有一定的开发潜力, 具备规模化发展太阳能光伏发电的资源条件。

3) 太阳能资源年内变化较为稳定, 最佳利用时间集中。

太阳辐射季节变化非常明显, 总辐射比较大的月份分布在4~7月, 其中5月最大, 总辐射比较小的月份分布在11~1月, 其中12月份最小。

综上所述, 本项目场址太阳能资源丰富, 年内变化基本趋势稳定, 最佳利用时间集中, 具备开发建设太阳能光伏发电项目的资源条件。

2.4.2 建议

在进行光伏发电工程太阳能资源分析时, 须取得长期观测站多年逐月辐射资料、多年逐月日照资料, 以及现场太阳观测站1年以上的测光数据, 建议业主设立太阳辐射观测系统以及包括风向、风速、温度等观测的综合测站, 待取得实测数据后, 依据《光伏并网电站太阳能资源评估规划》相关要求, 进行实测数据检验、处理和订正。

第三章 工程地质

3 工程地质

由于本工程现阶段尚未在场址区域内开展地质勘探及调查等工作,因此本工程暂按搜集到附近区域的有关地质资料进行编制,待将来根据场区内地质勘探及调查工作结束后的成果进行修订。

3.1 自然地理条件

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区,黄河在东营市境流入渤海。东营市地理位置为北纬 $36^{\circ} 55'$ ~ $38^{\circ} 10'$, 东经 $118^{\circ} 07'$ ~ $119^{\circ} 10'$ 。东、北临渤海,西与滨州市毗邻,南与淄博市、潍坊市接壤。与日本、韩国隔海相望,北靠京津唐经济区,南连山东半岛蓝色经济区,向西辐射广大内陆地区,是环渤海经济区的重要节点、山东半岛城市群的重要组成部分,处于连接中原经济区与东北经济区、京津唐经济区与胶东半岛经济区的枢纽位置。南北最大纵距123公里,东西最大横距74公里,土地总面积8243平方公里。

东营市公路通车里程2913.4公里,公路密度每百平方公里39公里。10条干线公路以东营黄河大桥为枢纽,南与济青高速公路相连,北通北京、天津,是胶东半岛和鲁中山区进入京津的必经之地。

本项目位于东营市利津县刁口乡,光伏发电直流侧装机容量为975.4507MWp,交流侧装机容量为750MW,规划建设一座220kV升压站。项目场址场址与省道S310相邻,交通便利。

3.2 工程地质

3.2.1 工程概况

本项目位于山东省东营市利津县刁口乡。

项目采用545Wp/655Wp单晶硅双面半片光伏组件、300kW/320kW组串式逆变器,光伏组件及组串逆变器分别安装在平单轴跟踪支架上,全站共计128个光伏发电方阵。共设计安装794612块545Wp光伏组件,828072块655Wp光伏组件,本项目直流侧装机容量为975.4507MWp,交流侧装机容量为750MW。光伏电站共设置122个箱式变压器,6个箱逆变一体机,1772台组串式逆变器。项目新建一座220kV升压站,拟定以220kV电压等级出线2回接入500kV汇集站。

3.2.2 勘察目的、任务要求

根据《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T10100-2018)中4.0.1节要求,依据拟建工程场地的复杂程度,判定场地等级为二级;依据场地地基的复杂程度,判定地基等级为二级。因此,综合判定本工程勘察等级为乙级。

本阶段光伏工程场地勘察的主要目的是:初步查明光伏工程的光伏组件区、升压站的工程地质条件。在已收集的地质资料的基础上,通过工程地质测绘、钻探、原位测试及室内试验等勘探手段,查明工程区的工程地质问题,为各建筑物基础设计提供地质依据。

根据相关规程、规范,本次勘察的任务是:

- a) 进行区域地质资料的收集与分析,确定工程区的地震动参数;
- b) 初步查明场址区的地形地貌特征;
- c) 初步查明光伏工程的光伏组件、升压站、场内道路等建筑物区的地层结构及岩土的物理力学性质,分析评价地基土的稳定性、均匀性与承载力,提出地基处理和施工方案建议;
- d) 初步查明地下水埋藏条件,初步判定地下水、场地土工程建设的影响;
- e) 初步查明不良地质作用与地质灾害类型、成因、分布范围、发展趋势和危害程度,取得对不良地质作用与地质灾害的防治措施所需地质资料,取得相关的岩土工程参数。

3.2.3 勘察依据和参考资料

- a) 《光伏发电工程地质勘察规范》(NB/T10100-2018);
- b) 《岩土工程勘察规范(2009年版)》(GB50021-2001);
- c) 《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011);
- d) 《建筑抗震设计规范(2016年版)》(GB50011-2010);
- e) 《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015);
- f) 《建筑地基处理技术规范》(JGJ79-2012);
- g) 《水电工程区域构造稳定性勘察规程》(NB/T35098-2017)h) 《工程地质手册》(第五版)。

3.2.4 勘察工作及工程量

由于本工程现阶段尚未在场址区域内开展地质勘探及调查等工作,待将来根据场区内地质勘探及调查工作结束后的成果进行补充。

3.2.5 场区岩土工程条件

1) 地形、地貌及区域地质

拟建场址区地形平坦,地貌成因类型为海积平原,地貌类型为海滩。各勘探点孔口地面标高最大值 3.26m,最小值 0.70m,相对高差 2.55m。

根据我院区域地质资料,拟建场地大地构造上位于华北地台新生代凹陷东南部,济阳凹陷区东北部的义和庄凸起区,其北部是渤海湾,东临沾化凹陷,东部约 100 公里为沂沭断裂带的北延部分,南以义南断裂带与陈家庄隆起区分界,西部为车镇凹陷。

该场地区域地层从老到新主要分布有太古界泰山群到中生界三叠系的几乎全套地层,缺失元古界地层。主要工程地质层为第四系覆盖层,成因以冲积为主,夹带有海陆交互沉积和韵律沉积特征,厚度大于 300 米,由南向北呈增厚趋势。

场区属于华北平原地震亚区,控制该区的主要地震带为郯城—营口地震带,1969 年 7 月 18 日在营口—郯城断裂及北东向渤海断裂交汇处发生的 7.4 级强震,七度区曾达到利津县城附近,未来该区仍有发生 5.5—5.75 级地震的可能。

2) 地层结构

拟建场址区勘察深度内揭露地层主要为第四系全新统海陆相交互沉积层 (Q_4^{al+mc}),韵律沉积明显。地表分布有第四系人工填土层 (Q_4^{ml})。岩性为素填土、粉土、粘土、淤泥质粉质粘土、粉质粘土、粉砂和粉细砂。地层情况描述如下:

①层素填土:褐黄色,稍湿,松散~稍密。以粉土为主,夹有粉质粘土,偶见少量砖屑、灰屑等,为近期人工回填形成。场区普遍分布,厚度:0.50~2.60m,平均 1.76m;层底标高:-1.58~0.63m,平均-0.59m;层底埋深:0.50~2.60m,平均 1.76m。静力触探锥尖阻力平均值 1973kPa,侧壁摩阻力平均值 34.1kPa。

②层粉土:黄褐色,湿,稍密~中密,局部夹薄层粉砂,含云母片、黑斑、少许粘粒,稍有光泽,干强度与韧性低,摇震反应中等。场区普遍分布,厚度:1.20~8.90m,平均 3.51m;层底标高:-10.38~-2.17m,平均-7.10m;层底埋深:3.50~11.40m,平均 5.28m。静力触探锥尖阻力平均值 3751kPa,侧壁摩阻力平均值 57.2kPa。

③层粉质粘土:黄褐色~棕黄色,软塑~可塑,局部流塑,含粉粒较高、分布有多层粉土薄层,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应。场区分布较普遍。厚度:0.60~3.80m,平均 2.23m;层底标高:-11.78~-3.95m。平均-6.29m;层底埋深:5.30~12.80m,平均 7.47m。静力触探锥尖阻力平均值 421kPa,侧壁摩阻力平均

值 9.2kPa。

③-1 层淤泥质粘土:灰褐色~灰黑色,软塑~流塑,含少许铁锈斑、粉性大、近粉质粘土、局部夹粉土薄层,切面光滑,干强度与韧性高,无摇震反应。场区普遍分布,厚度:0.70~4.90m,平均 2.21m;层底标高:-12.48~-5.82m,平均-8.45m;层底埋深:6.90~13.50m,平均 9.62m。静力触探锥尖阻力平均值 848kPa,侧壁摩阻力平均值 18.1kPa。

④层粉质粘土:黄褐色~灰褐色,软塑~可塑,含粉粒较高、分布有多层粉土薄层,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应。场区普遍分布,厚度:1.10~9.80m,平均 3.57m;层底标高:-17.63~-7.12m,平均-12.02m。层底埋深:8.20~18.80m,平均 13.19m。静力触探锥尖阻力平均值 429kPa,侧壁摩阻力平均值 8.6kPa。

⑤层粉土:褐黄色~灰黄色,稍密~中密,很湿,含云母片、粘粒较高、无光泽、干强度与韧性低、摇震反应中等。场区普遍分布,厚度:1.20~6.90m,平均 3.25m;层底标高:-19.13~-12.34m,平均-15.27m;层底埋深:13.50~20.30m,平均 16.44m。静力触探锥尖阻力平均值 544kPa,侧壁摩阻力平均值 118.3kPa。

⑤-1 层粘土:棕黄色,软塑~可塑,含铁锈斑、腐植物、碎贝壳,切面光滑,干强度与韧性高,无摇震反应。仅有少数钻孔分布,厚度:1.50~3.30m,平均 2.20m;层底标高:-21.58~-15.49m,平均-17.53m;层底埋深:16.50~22.50m,平均 18.61m。静力触探锥尖阻力平均值 858kPa,侧壁摩阻力平均值 12.0kPa。

⑥层粉质粘土:灰黄色~灰黑色,软塑~可塑,含铁锈斑、贝壳残核碎片,粘粒较高,土质均匀,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应,局部夹薄层粘土、粉土。场区普遍分布,厚度:0.20~7.80m,平均 2.74m;层底标高:-23.19~-13.94m,平均-18.65m;层底埋深:15.10~24.20m,平均 19.82m。静力触探锥尖阻力平均值 836kPa,侧壁摩阻力平均值 17.8kPa。

⑥-1 层粘土:棕黄色,软塑~可塑,含铁锈斑、腐植物、碎贝壳,切面光滑,干强度与韧性高,无摇震反应。场区仅有少数分布,厚度:0.90~3.60m,平均 2.00m;层底标高:-23.34~-16.77m,平均-21.24m;层底埋深:17.80~24.50m,平均 22.36m。

⑦层粉土:黄褐色~灰褐色,密实,湿,含云母片、黑斑、粘粒,无光泽,干强度与韧性低,摇震反应迅速。场区普遍分布,厚度:0.90~6.50m,平均 2.56m;层底标高:-26.08~-17.50m,平均-21.79m;层底埋深:18.20~27.00m,平均 22.96m。静力触探锥尖阻力平均值 340kPa,侧壁摩阻力平均值 59.0kPa。

⑧层粉质粘土:灰黄色~灰黑色,软塑~可塑,含铁锈斑、贝壳残核碎片,粘粒较高,土质均匀,稍有光泽,干强度与韧性中等,无摇震反应,局部夹粘土。场区普遍分布,厚度:1.00~5.90m,平均 2.37m;层底标高:-30.34~-18.8m,平均-24.16m;层底埋深:19.50~31.50m,平均 25.33m。静力触探锥尖阻力平均值 1224kPa,侧壁摩阻力平均值 29.0kPa。

⑨层粉土:黄褐色~灰褐色,密实,湿,含云母片、黑斑、粘粒,无光泽,干强度与韧性低,摇震反应迅速。场区普遍分布,厚度:1.30~10.70m,平均 3.71m;层底标高:-33.94~-20.70m,平均-28.05m;层底埋深:21.40~35.10m,平均 29.18m。静力触探锥尖阻力平均值 13910kPa,侧壁摩阻力平均值 192.7kPa。该层以下深度内静探未揭露。

⑩层粉砂:褐灰色密实,饱和,砂质较纯,含少许粘粒,夹薄层粉土。主要矿物成分为石英、长石、云母,分选性好,级配差。场区普遍分布,厚度:2.10~19.80m,平均 11.56m;层底标高:-46.48~-33.07m,平均-39.84m;层底埋深:34.20~47.50m,平均 40.91m。

⑩-1 层粉土:黄褐色~灰褐色,密实,湿,含云母片、黑斑、粘粒,无光泽,干强度与韧性低,摇震反应迅速,局部夹粉细砂薄层,呈韵律沉积。厚度:1.20~9.70m,平均 5.89m;层底标高:-48.87~-36.84m,平均-44.07m;层底埋深:37.80~50.00m,平均 45.10m。

⑪层细砂:褐灰色密实 饱和,砂质较纯 含少许粘粒夹薄层粉土主要矿物成分为石英、长石、云母。分选性好,级配差。该层天能穿透,在勘探深度内其厚度:1.50~11.50m,平均 5.18m;层底标高:-49.08~-43.57m,平均-46.71m;层底埋深:45.00~50.00m,平均 47.78m。

3) 地下水条件

拟建场址区的地下水类型为海水补给的第四系孔隙潜水,地下水的升降受海水潮汐控制,涨潮时水位接近地表。河口海域属不规则半日潮,每昼夜发生 2 次高潮或低潮,2 个高潮与 2 个低潮的高度相差不大,涨落潮时间也很接近。1 个月内有 2 次大潮、2 次小潮,大潮时间出现在每月农历初二、初三和十六、十七,小潮时间为农历初七、初八和二十二、二十三。据沾化县海防潮位站 1954~1978 年资料分析,历年平均日高潮水位海拔 1.85 米,淹没范围 1~1.5 公里;月高潮水位 2.47 米,淹没范围 1.5~2.5 公里;特高潮水位 3.75 米。

附近沿海出现风暴潮,据 1963 年—1982 年资料分析,风暴潮出现周期 $P=1\%$ 、 2% 、 10% 所对应的风暴潮潮位高程分别为 3.95m、3.70m、3.10m。近百年风暴潮潮位高程 3.5m 以上的风暴潮共 6 次,分别为 1845 年、1890 年、1938 年、1964 年、1969 年及 1992 年。

勘察期间,钻孔内地下水稳定埋深在 0.40m~3.80m 之间,平均水位埋深在 1.32m 左右。水质分析结果如下。

钻孔水, SO_4^{2-} 含量为 9606.96mg/L, PH 值等于 6.5, 无侵蚀性 CO_2 , HCO_3^- 含量为 4.38mmol/L, Cl^- 含量为 17362.7mg/L, 水化学类型为 CL-Na+K-Mg 型水; 地表水, SO_4^{2-} 含量为 3224.94mg/L, PH 值等于 6.0, 无侵蚀性 CO_2 , HCO_3^- 含量为 3.90mmol/L, Cl^- 含量为 6825.47mg/L, 水化学类型为 Na+K-Mg-Cl- SO_4 型水。

按规范(GB50021-2001)有关规定,工程场地环境类型为 II 类,场区地下水对混凝土结构具强腐蚀性,对钢筋混凝土结构中钢筋具弱腐蚀性,对钢结构具中等腐蚀性。场区地表水对混凝土结构具强腐蚀性,对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀性,对钢结构具中等腐蚀性。建筑材料腐蚀的防护,应符合《工业建筑防腐蚀设计规范》(GB50046)的规定。

4) 冻土深度

依据《中国季节性冻土标准冻深线图》及当地气象资料,本区最大冻土深度为 0.50m。

5) 气象条件

东营地区属亚干旱气候,年平均气温 12.2°C ,最高气温 42.2°C ,最低气温 -22.4°C 。常风向为 SW 向,强风向为 SW 向,最大风速 22m/s,平均风速 3.0m/s,无风频率为 14%,初霜期为 10 月 26 日,终霜期翌年 4 月 6 日,封冻期 12 月 16 日,开冻期翌年 2 月 16 日,最大冰厚 0.30m,年平均降水量 550mm,最大日降水量 213mm,降水量多集中于 6-8 月份,约占全年降水量的 68%。

3.2.6 场地岩土工程评价

3.2.6.1 地基土的物理力学性质指标

1) 土工试验成果统计

根据土工试验成果,地基土的物理力学性质指标统计按《岩土工程勘察规范》(GB50021-2001)及《火力发电场岩土工程勘察资料整编技术规定》(DL/T5093-1999)等有关统计计算原则、方法进行,其中对粗差数据的剔除采用戈罗伯斯检验法,信度

$\alpha=0.05$ 。统计结果列于表 3.1。

表 3.1 地基土主要物理力学性质指标统计结果表

层号	岩土名称		含水率 w %	比重 Gs —	重 度 γ kN/m ³	干 重 度 γ _d kN/m ³	孔 隙 比 e ₀ —	饱 和 度 S _r %	液 限 w _L %	塑 限 w _P %	塑性 指数 I _p —	液性 指数 I _L —	剪切试验 q		压缩试验 天然		标贯 实测 击数 N 击	锥尖 阻力 q _c MPa	侧 壁 摩阻力 f _s kPa	颗粒组成(%)				承载力 特征值 建议值 f _{ak} kPa	压 缩 模 量 建议值 E _s MPa	
													C kPa	Φ 度	a _{0.1-0.2} MPa ⁻¹	Es _{0.1-0.2} MPa				2.0 ~ 0.50 mm	0.50 ~ 0.25 mm	0.25 ~ 0.075 mm	<0.005 mm			
1	素填土	最 小 值															6.0 ~ 9.0	1.112 ~ 3.107	18 ~ 53							
		最 大 值																								
		数据个数															4	8	8							
		平 均 值															7.8	1.972	34							
		标 准 差															1.3	0.698	13							
		变异系数															0.16	0.35	0.37							
标 准 值															6.3	1.501	26									
2	粉土	最 小 值	21.2 ~ 27.2	2.70 ~ 2.70	187.3 ~ 194.2	148.0 ~ 160.2	-0.835 ~ -0.821	-89 ~ -69	26.8 ~ 29.2	17.3 ~ 19.6	9.3 ~ 9.9	0.41 ~ 0.79			0.11 ~ 0.29	0.62 ~ 1.53	3.0 ~ 20.0	2.027 ~ 6.276	30 ~ 97				0.6 ~ 5.0	3.7 ~ 12.5		
		数据个数	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5			5	5	19	8	8	9	9	9	9			
		平 均 值	24.0	2.70	191.4	154.4	-0.828	-78	28.2	18.6	9.6	0.56			0.19	1.03	9.5	3.751	57				2.2	8.2		
		标 准 差	2.2		3.4	5.2	0.006	8	1.1	1.0	0.2	0.16			0.08	0.39	6.1	1.540	24				1.8	2.6		
		变异系数	0.09		0.02	0.03	-0.01	-0.10	0.04	0.05	0.02	0.28			0.42	0.38	0.64	0.41	0.41				0.83	0.32		
		标 准 值															7.0	2.710	41							
3	粉质粘土	最 小 值	32.2 ~ 43.3	2.71 ~ 2.73	166.7 ~ 183.4	116.3 ~ 135.8	-0.803 ~ -0.770	-154 ~ -109	32.8 ~ 44.3	19.8 ~ 28.7	11.8 ~ 16.5	0.72 ~ 1.15			0.42 ~ 0.82	0.28 ~ 0.48	1.0 ~ 23.0	0.234 ~ 0.825	5 ~ 12							
		数据个数	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9			9	9	8	7	7							
		平 均 值	37.1	2.73	178.3	130.2	-0.794	-127	38.1	22.8	15.3	0.93			0.60	0.35	5.6	0.420	9							
		标 准 差	3.4	0.01	4.7	5.8	0.010	13	3.3	2.9	1.5	0.11			0.11	0.06	7.2	0.209	3							
		变异系数	0.09	0.00	0.03	0.04	-0.01	-0.11	0.09	0.13	0.10	0.12			0.19	0.16	1.27	0.50	0.32							
		标 准 值	39.2		175.3	126.5	-0.788					1.00			0.67	0.3	0.8	0.266	7							
3-1	淤泥质粘土	最 小 值	33.9 ~ 53.6	2.74 ~ 2.76	168.7 ~ 182.4	109.8 ~ 136.2	-0.803 ~ -0.754	-196 ~ -116	37.6 ~ 50.5	20.2 ~ 27.7	17.3 ~ 26.5	0.79 ~ 1.38			0.62 ~ 1.00	0.25 ~ 0.32	2.0 ~ 6.0	0.179 ~ 2.065	4 ~ 47							
		数据个数	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8			8	8	10	8	8							
		平 均 值	43.0	2.74	174.2	122.2	-0.779	-152	42.3	23.3	19.0	1.03			0.80	0.28	3.2	0.848	18							
		标 准 差	6.9	0.01	5.4	9.5	0.017	28	4.6	2.8	3.1	0.19			0.12	0.03	1.0	0.679	14							
		变异系数	0.16	0.00	0.03	0.08	-0.02	-0.18	0.11	0.12	0.16	0.18			0.15	0.09	0.32	0.80	0.79							
		标 准 值	47.7		170.6	115.8	-0.767					1.15			0.88	0.3	2.6	0.389	8							
4	粉质粘土	最 小 值	26.1 ~ 38.2	2.71 ~ 2.73	176.5 ~ 189.3	127.7 ~ 148.4	-0.821 ~ -0.790	-132 ~ -86	30.9 ~ 41.4	20.3 ~ 24.6	10.4 ~ 16.8	0.54 ~ 0.96			0.20 ~ 0.63	0.33 ~ 0.90	2.0 ~ 17.0	0.197 ~ 1.003	5 ~ 10							
		数据个数	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14			14	14	14	8	8							
		平 均 值	31.3	2.71	183.9	140.3	-0.810	-105	34.1	21.5	12.6	0.77			0.46	0.44	6.0	0.430	9							
		标 准 差	3.2	0.01	3.7	5.7	0.008	12	2.7	1.2	1.7	0.13			0.10	0.14	4.4	0.259	2							
		变异系数	0.10	0.00	0.02	0.04	-0.01	-0.12	0.08	0.06	0.13	0.16			0.22	0.31	0.74	0.60	0.23							
		标 准 值	32.8		182.2	137.5	-0.806					0.83			0.50	0.4	3.9	0.255	7							
5	粉土	最 小 值	22.7 ~ 26.4	2.70 ~ 2.70	182.4 ~ 199.1	144.3 ~ 162.0	-0.837 ~ -0.816	-87 ~ -74	26.6 ~ 30.6	17.1 ~ 21.1	8.4 ~ 10.0	0.39 ~ 0.61			0.13 ~ 0.35	0.52 ~ 1.30	4.0 ~ 32.0	1.285 ~ 11.942	20 ~ 268				0.5 ~ 46.7	6.6 ~ 14.6		
		数据个数	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5			5	5	13	8	8	8	8	8				
		平 均 值	24.1	2.70	190.1	153.2	-0.827	-79	28.3	19.0	9.3	0.55			0.21	0.92	17.5	5.442	118				11.0	11.4		
		标 准 差	1.5		7.5	7.4	0.009	6	1.5	1.5	0.6	0.09			0.09	0.31	10.0	3.230	82				15.9	3.2		
		变异系数	0.06		0.04	0.05	-0.01	-0.07	0.05	0.08	0.06	0.16			0.43	0.34	0.57	0.59	0.69				1.45	0.28		
		标 准 值															12.5	3.260	63							
5-1	粘土	最 小 值	28.7 ~ 52.7	2.72 ~ 2.75	163.8 ~ 189.3	109.3 ~ 147.1	-0.817 ~ -0.753	-190 ~ -96	39.6 ~ 52.4	22.3 ~ 32.6	14.8 ~ 19.8	0.37 ~ 1.07	10 ~ 34	4.9 ~ 9.7	0.35 ~ 1.19	0.21 ~ 0.57	3.0 ~ 17.0	0.858 ~ 0.858	12 ~ 12							
		数据个数	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	2	2	5	5	5	1	1							
		平 均 值	41.0	2.74	178.5	127.5	-0.787	-144	44.0	26.2	17.8	0.81	22	7.3	0.68	0.38	7.4	0.858	12							
		标 准 差	10.1	0.01	10.7	15.7	0.027	41	6.0	4.4	2.1	0.29	17	3.4	0.38	0.16	5.5									
		变异系数	0.25	0.00	0.06	0.12	-0.03	-0.28	0.14	0.17	0.12	0.36	0.76	0.47	0.56	0.41	0.74									
		标 准 值															2.2	0.858	12							
6	粉质粘土	最 小 值	23.7 ~ 40.1	2.71 ~ 2.73	174.6 ~ 200.1	126.7 ~ 161.8	-0.836 ~ -0.789	-139 ~ -77	29.7 ~ 40.7	18.3 ~ 24.1	10.8 ~ 16.8	0.35 ~ 1.05	4 ~ 19	3.2 ~ 8.1	0.29 ~ 0.64	0.33 ~ 0.59	4.0 ~ 19.0	0.476 ~ 2.115	11 ~ 30							
		数据个数	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	2	2	8	8	10	8	8							
		平 均 值	31.4	2.72	184.6	141.0	-0.810	-106	34.9	21.0	13.9	0.74	12	5.6	0.43	0.47	8.8	0.836	18							
		标 准 差	5.3	0.01																						

续表 3.1 地基土主要物理力学性质指标统计结果表

层号	岩土名称		含水率 w %	比重 Gs —	重度 γ kN/m ³	干重度 γ _d kN/m ³	孔隙比 e ₀ —	饱和度 S _r %	液限 w _L %	塑限 w _P %	塑性指数 I _P —	液性指数 I _L —	剪切试验 q		压缩试验 天然		标贯 实测 击数 N 击	锥尖 阻力 q _c MPa	侧壁 摩阻力 f _s kPa	颗粒组成(%)				承载力 特征值 建议值 f _{ak} kPa	压缩 模量 建议值 E _s MPa
													C kPa	Φ 度	a _{0.1-0.2} MPa ⁻¹	Es _{0.1-0.2} MPa				2.0 ~ 0.50 mm	0.50 ~ 0.25 mm	0.25 ~ 0.075 mm	<0.005 mm		
6-1	粘土	最小值	28.9	2.73	180.4	131.9	-0.815	-127	38.7	22.2	15.7	0.38	7	2.9	0.41	0.37	5.0	0.908	16						
		最大值	36.8	2.74	186.3	144.5	-0.796	-97	41.5	23.3	18.5	0.84	8	5.3	0.55	0.45	6.0	0.908	16						
		数据个数	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4	4	2	1	1						
		平均值	33.5	2.74	184.6	138.4	-0.806	-114	40.0	22.9	17.2	0.61	7	4.4	0.48	0.41	5.5	0.908	16						
		标准差	3.9	0.00	2.8	5.7	0.008	14	1.3	0.5	1.1	0.22	0	1.3	0.07	0.04	0.7								
		变异系数	0.12	0.00	0.02	0.04	-0.01	-0.13	0.03	0.02	0.07	0.36	0.06	0.29	0.14	0.10	0.13								
标准值											6.5	2.5			3.8	0.908	16								
7	粉土	最小值	19.3	2.70	189.3	149.3	-0.842	-88	25.2	16.5	8.0	0.31			0.09	0.61	4.0	1.614	29			3.1	4.8		
		最大值	26.8	2.70	200.1	167.7	-0.823	-62	30.1	20.5	9.6	0.66			0.29	1.86	32.0	6.660	108			80.0	7.5		
		数据个数	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	1	1	4	4	14	8	8	5	5	5	5		
		平均值	22.7	2.70	193.0	157.4	-0.831	-74	27.3	18.5	8.8	0.48	21	23.1	0.17	1.21	18.0	3.403	59			45.5	3.9		
		标准差	3.2		4.9	7.8	0.008	11	2.1	1.7	0.7	0.19			0.09	0.51	9.7	1.760	30			29.5	3.7		
		变异系数	0.14		0.03	0.05	-0.01	-0.15	0.08	0.09	0.07	0.39			0.53	0.42	0.54	0.52	0.52			0.65	0.95		
标准值															13.3	2.214	38								
8	粉质粘土	最小值	19.3	2.71	179.5	136.9	-0.847	-113	23.6	13.2	10.4	0.36	6	3.5	0.24	0.34	6.0	0.485	9						
		最大值	33.5	2.73	206.9	173.4	-0.804	-62	37.2	23.3	16.6	0.81	30	9.7	0.57	0.70	37.0	2.336	66						
		数据个数	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	9	8	8						
		平均值	27.7	2.72	190.9	150.1	-0.821	-92	33.5	19.4	14.1	0.58	19	6.8	0.38	0.52	14.4	1.224	29						
		标准差	5.6	0.01	10.6	14.9	0.018	21	5.6	3.5	2.5	0.16	10	2.2	0.15	0.14	11.8	0.708	19						
		变异系数	0.20	0.00	0.06	0.10	-0.02	-0.22	0.17	0.18	0.18	0.28	0.52	0.32	0.38	0.28	0.82	0.58	0.66						
标准值	32.3		182.1	137.7	-0.806					0.71	10.9	5.0	0.50	0.4	7.1	0.746	16								
9	粉土	最小值	17.0	2.70					20.4	12.3	7.6	0.40					8.0	5.073	59			12.3	5.2		
		最大值	20.9	2.70					26.7	17.0	9.7	0.58					43.0	21.406	289			77.9	8.9		
		数据个数	3	3	1	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	1	12	8	8	7	7	7	7		
		平均值	18.4	2.70	195.2	166.8	-0.841	-55	23.0	14.5	8.5	0.46	9	30.5	0.09	1.76	30.2	13.910	193			56.0	3.2		
		标准差	2.2	0.00					3.3	2.4	1.1	0.10					10.5	5.796	72			25.2	4.1		
		变异系数	0.12	0.00					0.14	0.16	0.13	0.22					0.35	0.42	0.37			0.45	1.30		
标准值															24.7	9.994	144								
10	粉砂	最小值															17.0	17.775	173			53.6			
		最大值															51.0	22.593	314			90.1			
		数据个数															26	3	3	30	30	30	30		
		平均值															41.2	20.867	258			73.1			
		标准差															11.0	2.608	90			10.1			
		变异系数															0.27	0.12	0.35			0.14			
标准值															37.4	16.946	123								
10-1	粉土	最小值	18.0	2.70					20.4	13.3	7.1	0.61					49.0					11.3	3.7		
		最大值	23.1	2.70					23.8	14.6	9.2	0.92					50.0					47.5	13.0		
		数据个数	3	3	1	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	1	2			8	8	8	8		
		平均值	20.2	2.70	191.2	155.3	-0.829	-75	22.3	14.2	8.2	0.73	13	19.3	0.23	0.74	49.5					32.7	7.0		
		标准差	2.6	0.00					1.7	0.8	1.1	0.17					0.7					12.1	2.8		
		变异系数	0.13	0.00					0.08	0.05	0.13	0.23					0.01					0.37	0.40		
标准值															47.8										
11	细砂	最小值															8.0					59.8			
		最大值															50.0					90.6			
		数据个数															4			5	5	5	5		
		平均值															36.3					78.2			
		标准差															19.6					15.7			
		变异系数															0.54					0.20			
标准值															13.8										

2) 标准贯入试验成果统计

根据标准贯入试验成果，按《火力发电场岩土工程勘察资料整编技术规定》(DL/T5093—1999)的有关规定进行取舍，其中对试验点深度大于 21.00m 的只统计其实测击数。按《火力发电场岩土工程勘察资料整编技术规定》(DL/T5093—1999)的 7.3.2 条，统计计算标准贯入试验击数的标准值 N_k 。

$$\gamma_s = 1 - (1.704 / \sqrt{n} + 4.678 / n^2) \delta \quad (7.3.2-1)$$

$$N_k = \gamma_s \times N_s \quad (7.3.2-2)$$

式中： γ_s — 统计修正系数；

δ — 变异系数；

n — 试验次数；

N_s — 试验锤击数平均值；

N_k — 试验锤击数标准值。

依据《火力发电场岩土工程勘察资料整编技术规定》(DL/T 5093—1999) 的 7.4.4 的规定，计算标准贯入试验经杆长修正后的锤击数 N 。

$$N = N_s - 1.645 \sigma / \sqrt{n} \quad (7.4.4)$$

式中： N — 标准贯入试验经修正后的锤击数(击)；

N_s — 经杆长修正后的试验锤击数平均值；

n — 试验次数；

σ — 标准差。

3.2.6.1 地基土承载力特征值的确定

根据现场标准贯入试验指标及室内土工试验成果的统计值，采用多种常用的计算方法或经验方法，确定地基土的承载力特征值。

考虑到各种计算方法的适用条件，结合野外钻探结果和当地建筑经验，综合确定各层地基土的承载力特征值 f_{ak} 列于表 3.2 中：

表 3.2 地基土承载力特征值 fak

层序	地层名称	承载力特征值 f_{ak} (kPa)
①	素填土	70
②	粉土	110
③	粉质粘土	70
③-1	淤泥质粘土	30
④	粉质粘土	75
⑤	粉土	150
⑤-1	粘土	80
⑥	粉质粘土	110
⑥-1	粘土	90
⑦	粉土	150
⑧	粉质粘土	140
⑨	粉土	160
⑩	粉砂	190
⑩-1	粉土	180
⑪	细砂	190

3.2.7 地震效应

1) 场地土类型与建筑场地类别

项目地抗震设防烈度为 7 度。根据《国华瑞丰（利津）风力发电（二期）工程勘察风机位土层剪切波速、地脉动测试报告》，土层等效剪切波速值=150~172m/s, 平均值为 168.4 m/s, 场地土类型为软弱土~中软土，场地覆盖层厚度大于 50m, 场地类别为 III 类，设计基本地震加速度为 0.15g，设计地震分组为第一组，场地垂直方向平均卓越周期为 0.46s，场地水平方向平均卓越周期为 0.43s。

2) 地震液化判别

本场地建筑抗震设防烈度为 7 度。《建筑抗震设计规范》GB50011-2010（2016 年版）规定，应对场地 20m 内土层进行液化判别。场区内区的②层粉土、⑤层粉七、⑦层粉土均不满足规范(GB50011-2001)初判条件，需进一步判别。用标贯法对 20m 深度以内以上地层进行进一步液化判别。按规范(GB50011-2001)43.4-1 公式

$N > N_{cr}, N_{cr} = N_0 [0.9 + 0.1(d_s - d_w)] \sqrt{3/\rho_c}$ （式中：Ncr 为液化判别标准贯入击数临界值，No 液化判别标准贯入击数基准值 8 击，ds 饱和土标准贯入深度，pc 粘粒含量百分率，

dw 地下水位埋深 2.00m)。

在 33 个标准贯入试验钻孔中,不液化的 3 个孔,液化的 30 个孔。液化钻孔占试验孔的 90%。

从场地地基土液化点的平面分布看,分布于整个场地,液化的勘探点液化指数为 $I=0.43\sim 39.53$ 。

综合分析,分布于场地内的拟建建(构)筑物场地液化等级为轻微~中等~严重,最大液化深度为 20.00m。

3.2.8 地基评价

1) 地基土工程性能评价

拟建场地地基土主要由粘性土、淤泥质土、粉土及砂土等组成。①层、②层在场地均有分布,其中①层素填土层位稳定,回填时间短,固结差,结构较松散,不均匀,力学性质较差;②层粉土层位稳定,压缩性中等,力学强度较高。③层粉质粘土较为软弱,力学性质差,下部除局部地段呈透镜体分布的淤泥质土地层偏软,强度低。其他地层层位稳定,分布较为连续,压缩性中等~高,力学强度较高,均匀性较好。

2) 地基基础方案分析

拟建场区内地基土工程性质较差,强度较低,根据现场岩土条件,建议光伏组件区采用预应力高强混凝土管桩,但需要满足抗倾覆。

综合用房采用条形基础;升压站设备基础等采用独立基础或筏板基础。对于综合用房、主变等主要建(构)筑物需进行地基处理,建议采用水泥土搅拌桩进行地基处理,复合地基承载力需现场检测满足设计要求。

3.2.9 不良地质作用

场地除存在地震液化现象外,无其他影响工程安全的不良地质作用。

3.2.10 结论与建议

1、拟建场址区地貌成因类型为海积平原,地貌类型为海滩。经人工填平压实后,小范围内地形较平坦。各勘探点孔口地面标高最大值 3.26,最小值 0.70m,相对高差 2.55m。

2、拟建场区内地基土工程性质较差,强度较低,根据现场岩土条件,建议光伏组件区采用预应力高强混凝土管桩,但需要满足抗倾覆。

综合用房采用条形基础;升压站设备基础等采用独立基础或筏板基础。对于综合用房、主变等主要建(构)筑物需进行地基处理,建议采用水泥土搅拌桩进行地基处

理，复合地基承载力需现场检测满足设计要求。

4、拟建场址区的地下水类型为海水补给的第四系孔隙潜水，水化学类型为Cl-SO₄-Na+K-Mg型水。地表水水化学类型为Cl-Na+K-Mg型水。勘察期间，各钻孔地下水埋深0.40~3.80m，平均水位埋深1.32m左右。附近沿海出现风暴潮，据1963年—1982年资料分析，风暴潮出现周期P=1%、2%、10%所对应的风暴潮潮位高程分别为3.95m、3.70m、3.10m。近百年风暴潮潮位高程3.5m以上的风暴潮共6次，分别为1845年、1890年、1938年、1964年、1969年及1992年。

场区地下水对混凝土结构具强腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具弱腐蚀性，对钢结构具中等腐蚀性。场区地表水对混凝土结构具强腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀性，对钢结构具中等腐蚀性。

4、场地除存在地震液化现象外，无其他影响工程安全的不良地质作用。

5、场址区抗震设防烈度7度，设计基本地震加速度为0.15g，设计地震分组为第一组，场地垂直方向平均卓越周期为0.46s，场地垂直方向平均卓越周期为0.43s。

6、拟建场地的土层等效剪切波速值V_{se}=150-172m/s，场地土类型为软弱土~中软场地土，建筑场地类别为III类。属对建筑抗震不利地段。

7、桩基施工中应注意噪音、泥浆污染等环境问题。

8、该区最大冻土深度为0.50m。

第四章 工程任务与规模

4 工程任务与规模

4.1 工程任务

本工程可行性研究报告就以下方面进行论证：

- ※确定项目任务和规模，论证项目开发的必要性及可行性；
- ※对光伏电站厂址所在地太阳能资源进行评估；
- ※确定光伏组件、逆变器、箱变等设备规格；
- ※确定光伏组件的安装、布置方案，并预测发电量；
- ※提出技术可行、经济合理的光伏电站主接线方案、集电线路方案；
- ※确定电站总平面布置，包括光伏方阵布置、箱变、升压站、集电线路、道路、围墙等；
- ※确定各建筑物结构形式、尺寸；
- ※对渔业养殖方案进行论述；
- ※拟定光伏电站定员编制，提出工程管理方案；
- ※进行环境保护和水土保持设计；
- ※拟定劳动安全与工业卫生方案；
- ※编制工程投资估算，项目财务评价和社会效果评价。

4.2 区域经济概况

山东省十三五期间全省生产总值提前1年实现比2010年翻一番，2020年达到7.3万亿元。人均生产总值突破1万美元。粮食总产连续7年稳定在1000亿斤以上，打造乡村振兴齐鲁样板取得重要进展。“四新”经济增加值占地区生产总值比重达到30.2%，高新技术产业产值占规模以上工业总产值的45.1%，比2015年提高12.6个百分点。高新技术企业超过1.4万家，是2015年的3.5倍。上市公司新增102家，达到334家，市值过千亿元的8家。

2020年，东营市实现生产总值2981.19亿元，全市生产总值比上年增长3.8%，居全省第4位。一般公共预算收入增长1.7%，居全省第9位。制定落实一系列惠企纾困政策，市县乡组建341支服务队下沉帮助工作，企业新增减税降费30亿元以上，规上工业增加值增长6.3%，居全省第6位。积极扩大对外贸易，开展轮胎、石油装备品牌海外推广行动，完成进出口1344.3亿元，居全省第6位，其中出口455.3亿元，增长33%。

着力推动消费回补，市县财政投放消费券2600万元，拉动消费1.3亿元，社会消费品零售总额增幅逐季上升。引导银行机构支持实体经济发展，扭转了贷款负增长的被动局面，各项贷款余额较年初增长81.6亿元。

4.3 接入系统初步方案

本项目装机容量为750MW，根据本项目规划容量及周边电网概况，电力规划暂以220kV电压等级接入系统。

结合地区电网发展规划，本项目配套建设1座220kV升压站，站内建设3台250MVA主变。项目拟定以220kV电压等级出线2回，接入站址东侧500kV刁口汇集站，送出线路路径距离约300m，最终以接入意见为准进行修正。

4.4 工程建设必要性

1) 开发利用太阳能资源，符合能源产业发展方向

当前，全球性的能源短缺、环境污染、气候变暖正日益严重地困扰着人类社会，寻求绿色替代能源，发展低碳经济，促进和实现可持续发展已成为世界各国面临的共同选择。太阳能是大自然赋予人类取之不尽、用之不竭的洁净绿色可再生能源，世界各国、各地区都将太阳能资源利用作为国家或地区可持续发展战略的重要内容。

我国是世界上最大的煤炭生产和消费国，能源将近76%由煤炭供给，这种过度依赖化石燃料的能源结构已经造成了很大的环境、经济和社会负面影响。大量的煤炭开采、运输和燃烧，对我国的环境已经造成了极大的破坏。大力开发太阳能、风能、生物质能等可再生能源利用技术是保证我国能源供应安全和可持续发展的必然选择。

2020年11月17日，习近平总书记在金砖国家领导人第十二次会晤时曾提到，“中国为应对气候变化将提高国家自主贡献力度，采取更有力的政策和举措，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。”2020年12月12日，习近平总书记在气候峰会上讲话时又一次提到“到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，森林蓄积量将比2005年增加60亿m³，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿kW以上。”

总书记的两次讲话，充分展现了国家大力开发利用太阳能、风能、生物质能等可再生能源的决心，这也是改善生态环境，践行习近平总书记“金山银山，不如绿水青山”的环保理念，保证我国能源供应安全和可持续发展的必然选择。

2) 场址区域具备建设并网光伏电站的条件

项目建设场址区域为东营市利津县。区域内对外交通较便利，并网条件好，太阳能资源较丰富，开发建设条件较好，是建设太阳能光伏电站较为适宜的站址；另一方面，建设渔光互补项目，将渔业与光伏电站相结合，使得该区域土地能得到充分利用。

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

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

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

4) 建设光伏电站可促进地方经济发展和当地旅游业的发展

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

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

5) 改善生态、保护环境的需要

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

源和可再生能源的份额，我国的经济和社会发展就将被迫减速。

本电站建成后预计每年可为电网提供电量145436.9万kWh，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤44.3万吨，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO₂）排放量约232.7吨，二氧化碳（CO₂）约121.0万吨，氮氧化物（NO_x）约260.3吨。

因此，本项目的建设不仅有较好的经济效益，而且具有明显的社会效益及环境效益。

4.5 工程建设规模

综上所述，从太阳能资源利用、电力系统供需、项目开发条件和根据地区光伏发电项目总体规划，本期项目建设750MW光伏电站是合适的，建成后可增加向电网的电量供应，促进地区经济可持续发展、促进能源电力结构调整、改善生态、保护环境、促进当地经济发展。

第五章 总体方案设计与发电量预测

5 光伏系统总体方案设计及发电量计算

5.1 光伏组件选型

5.1.1 光伏组件的类型

太阳能光伏电池从其选用的材料可分为两类：体材料、薄膜材料。体材料电池具有代表性的有：硅电池（包括单晶硅 Mono-si、多晶硅 Multi-si、带状硅 Ribbon/Sheet-Si）、化合物电池（砷化镓）；薄膜电池具有代表性的有：硅基薄膜电池（非晶硅电池、微晶硅电池）、铜铟硒电池 CIS、碲化镉电池 CdTe、染料敏化电池等。

（1）晶体硅光伏电池

自从太阳能电池诞生以来，晶体硅作为基本的电池材料一直保持着统治地位。但是晶体硅太阳能电池的成本较高，通过提高电池的转化效率和降低硅材料的生产成本，进一步推动了晶体硅太阳能电池在光伏技术中的领先地位。

单晶硅电池是最早出现、工艺最成熟的太阳能光伏电池，也是光伏组件大规模生产中效率最高的。2019年大规模生产的单晶硅电池平均转换效率可达到22.3%，单晶硅片平均厚度在 $180\mu\text{m}$ 。由于受硅单晶棒形状的限制，单晶硅电池须做成圆形，对光伏组件布置也有一定影响。

多晶硅太阳能电池的生产工艺与单晶硅基本相同，使用了多晶硅铸锭工艺取代单晶硅棒生长工艺，成本低廉。2019年大规模生产的多晶硅电池平均转换效率可达到19.3%，多晶硅片厚度在 $180\sim 185\mu\text{m}$ ，略低于单晶硅电池的水平。和单晶硅电池相比，多晶硅电池虽然效率有所降低，但是节约能源，节省硅原料，达到工艺成本和效率的平衡。



图5.1-1 单晶硅太阳能电池



图5.1-2 多晶硅太阳能电池

（2）非晶硅电池和薄膜光伏电池

非晶硅电池是在不同衬底上附着非晶态硅晶粒制成的，工艺简单，硅原料消耗少，衬底廉价，并且可以方便的制成薄膜，具有弱光性好，受高温影响小的特性，但非晶硅光伏组件转化效率低于晶体硅太阳能。非晶硅薄膜太阳电池是在廉价的玻璃、不锈钢或塑料衬底上附上非常薄的感光材料制成，比用料较多的晶体硅技术造价更低，其价格优势可抵消低效率的问题。目前已商业化的薄膜光伏电池材料还有：铜铟硒（CIS、CIGS）、碲化镉（CdTe），它们的厚度只有几微米。



图5.1-3 非晶硅电池太阳能电池

5.1.2 单晶硅组件与多晶硅组件的市场情况

2021年，全国组件产量达到182GW，同比增长46.1%，以晶硅组件为主。其中，排名前五企业产量占国内组件总产量的63.4%，其中前5家企业产量超过10GW。预计2022年组件产量将超过233GW。

光伏市场方面，2021年全国新增光伏并网装机容量54.88GW，同比上升13.9%。累计光伏并网装机容量达到308GW，新增和累计装机容量均为全球第一。全年光伏发电量为3259亿千瓦时，同比增加25.1%，约占全国全年总发电量的4.0%。预计2022年光伏新增装机量超过75GW，累计装机有望达到约383GW。

2021年，规模化生产的p型单晶电池均采用PERC技术，平均转换效率达到23.1%，较2020年提高0.3个百分点，先进企业转换效率达到23.3%；采用PERC技术的黑硅多晶

电池片转换效率达到21.0%，较2020年提高0.2个百分点；常规黑硅多晶电池效率提升动力不强，2021 年转换效率约19.5%，仅提升0.1个百分点。

2021年市场上硅片尺寸种类多样，包括156.75mm、157mm、158.75mm、166mm、182mm、210mm 等，且各占有一定的市场份额。其中，158.75mm 和 166mm 尺寸占比合计达到50%，156.75mm 尺寸占比下降为 5%，未来占比将持续降低；166mm 是现有电池产线可升级的最大尺寸方案，因此将是近2年的过渡尺寸；2021年182mm和210mm 尺寸合计占比由2020年的4.5%迅速增长至45%，未来其占比仍将快速扩大。

5.1.3 光伏组件选型确定

1) 多晶硅与非晶硅的对比

在前面介绍的三种类型太阳电池中，虽然非晶硅太阳电池具有最低的转换效率，但它同时也兼具提供最低每瓦组件成本的优势。依据目前多晶硅与非晶硅组件效率来看，多晶硅组件效率大约是非晶硅组件效率的2~3倍，非晶硅组件效率较低，使其基础、支架安装及土地成本增加。此外由于非晶硅具有致命的光致衰退问题，即所谓的S-W效应，也就是光电转换效率会随着光照时间的延续而衰减，使电池性能不稳定，这也直接影响了它的实际应用。目前晶硅组件价格不断下滑，使得非晶硅的价格优势大为缩减，更加缺乏竞争力。

2) 单晶硅与多晶硅对比

2021年，单晶占市场约90%份额，多晶下降到约10%，技术创新不足，功率提升空间也不大，厂家已经陆续将多晶生产产线调整为单晶，目前市场上主流厂家已不再生产多晶产品，市场上能够采购到的多晶产品主要为厂家库存，而且单、多晶价格基本相同。由于目前多晶硅组件功率基本没有提升，因此厂家将研发重点都放在单晶硅组件上，单晶硅产品有了很多新的技术路线，产品系列也很多，对比目前多晶硅单块功率最大组件与同板型单晶硅产品，因为组件的转换效率有了将近3%的提高，使得单晶组件在面积提升不大的情况下，单块功率提升了18.9%，这就使得光伏电站在占地面积、支架基础投资、汇流箱、电缆等投资方面都有很大的节省。而且多晶硅组件逐年衰减高于单晶硅，25年发电量方面又处于劣势。

因此，本项目推荐选用单晶硅光伏组件。

3) 双玻组件技术介绍

2013年以来，随着国内外前期投资的光伏电站的陆续并网发电并运行一段时间后，质量问题大规模出现，其中蜗牛纹、PID衰减等问题尤为突出。这些问题除了野

蛮施工外，往往和水汽穿透背板导致EVA树脂快速降解有密切的关系。EVA遇水即开始分解，其分解产物含醋酸，醋酸腐蚀光伏电池上的银栅线、汇流带等，使组件的发电效率逐年下降。一些近水的光伏发电项目，比如渔光互补、滩涂电站、农业温室以及早晚露水大的地区的光伏项目很快就成了高危项目。

双玻组件应运而生，双玻组件把背板用玻璃来代替，具有以下优点：

（1）玻璃的透水率几乎为零，不需要考虑水汽进入组件诱发EVA胶膜水解的问题因此尤其适用于海边、水边和较高湿度地区的光伏电站。

（2）玻璃是无机物二氧化硅，耐候性、耐腐蚀性超过任何一种已知的塑料。紫外线、氧气和水分导致背板逐渐降解，表面发生粉化和自身断裂。使用玻璃则一劳永逸的解决了组件的耐候问题，也顺便结束了PVF和PVDF哪个更耐候的争端，更不用提耐候性、阻水性差的PET背板、涂覆型背板和其它低端背板。该特点使双玻组件适用于较多酸雨或者盐雾大的地区的光伏电站。

（3）玻璃的耐磨性非常好，也解决了组件在野外的耐风沙问题。大风沙的地方，双玻组件的耐磨性优势明显。

（4）双玻组件不需要铝框，没有铝框使导致PID发生的电场无法建立，其大大降低了发生PID衰减的可能性。

（5）玻璃的绝缘性优于背板，其使双玻组件可以满足更高的系统电压，以节省整个电站的系统成本。

（6）双玻组件的防火等级由普通晶硅组件的C级升级到A级，使其更适合用于居民住宅、化工厂等需要避免火灾隐患的地区。

2021年，单面组件仍是市场主流，市场占比为86%。随着下游应用端对于双面组件发电增益的认可，以及安装方式的逐步优化，双面发电组件的应用规模将会不断扩大。

本项目建设于水面之上，水汽等特有气象条件对项目建设材料及设备选择要求较高。水面上湿度较大，水汽对光伏组件背板的胶膜水解影响组件寿命和安全性，综合考虑项目特征，本项目选择双玻组件。

与传统组件相比，半片组件的优势主要体现在以下三个方面。

（1）降低发热，减少温度损失

由于减少了内部电流和内损耗，组件及接线盒的工作温度下降，在组件户外工作状态下，半片组件自身温度比常规整片组件温度低1.6℃左右。

(2) 减少遮挡损失

半片组件凭借其特殊的并、串结构，可以使组件在纵向排布提高支架与土地利用率的的同时减少阴影遮挡造成的发电量损失。

综合考虑财务效益、土地节约、实际应用经验以及产品供应情况的因素，本项目推荐545Wp及655Wp的单晶硅双面发电光伏组件，后期根据市场价格、供应情况再优选合适的组件。**组件的基本参数、特性曲线、组件结构见下表：**

表5.1-1 545Wp双面双玻单晶硅光伏组件技术参数表

组件峰值功率	545
开路电压Voc (V)	49.65
短路电流Isc (A)	13.92
工作电压Vmppt (V)	41.80
工作电流Imppt (A)	13.04
组件转换效率 (%)	21.3
峰值功率温度系数 (%/℃)	-0.34
开路电压温度系数 (%/℃)	-0.265
短路电流温度系数 (%/℃)	+0.05
输出功率公差 (W)	0-5
运行温度 (℃)	-40~+85
最大系统电压 (V)	1500
最大保险丝额定电流 (A)	30
外形尺寸 (长×宽×高) (mm)	2256×1133×35
重量 (Kg)	32.3

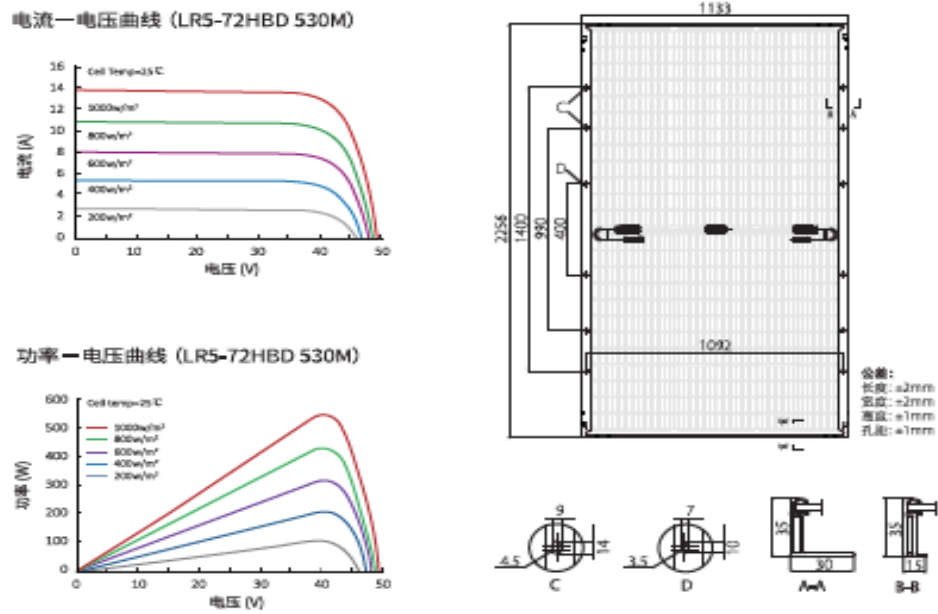


图5.1-4 545Wp光伏组件的I-V曲线图及结构图

表5.1-2 655Wp双面双玻单晶硅光伏组件技术参数表

组件峰值功率	655
开路电压Voc (V)	45.7
短路电流Isc (A)	18.4
工作电压Vmppt (V)	37.9
工作电流Imppt (A)	17.31
组件转换效率 (%)	21.1
峰值功率温度系数 (%/℃)	-0.34
开路电压温度系数 (%/℃)	-0.25
短路电流温度系数 (%/℃)	+0.04
输出功率公差 (W)	0-5
运行温度 (℃)	-40~+85
最大系统电压 (V)	1500
最大保险丝额定电流 (A)	30
外形尺寸 (长×宽×高) (mm)	2384×1303×35
重量 (Kg)	38.7

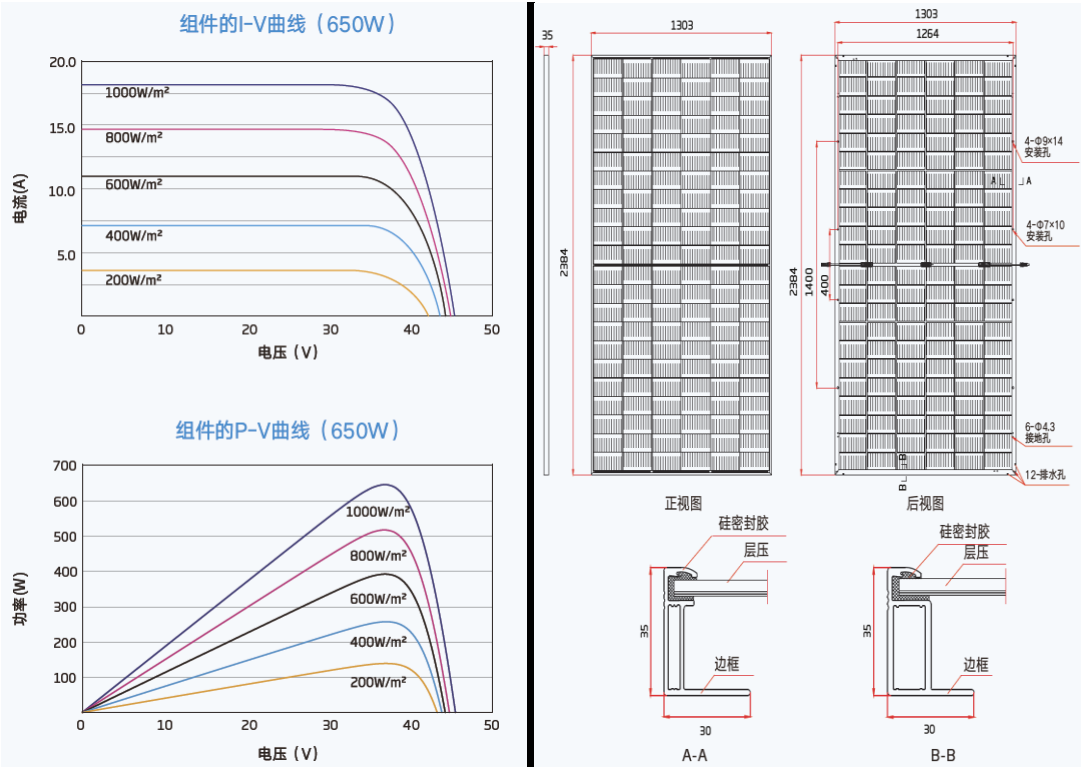


图5.1-5 655Wp光伏组件的I-V曲线图及结构图

5.2 光伏阵列运行方式选择

在光伏并网系统的设计中,光伏组件方阵的安装形式对系统接收到的太阳能辐射量有很大的影响,从而影响系统的发电能力。

光伏组件的运行方式有固定式安装式和自动跟踪式两种形式。自动跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统。单轴跟踪系统以固定的倾角从东往西跟踪太阳的轨迹,双轴跟踪系统可以随着太阳轨迹的季节性升高而变化。自动跟踪系统增加了光伏方阵接受的太阳能辐射量,与固定支架相比,不同跟踪系统对发电量的影响不同,主要受当地的纬度、气象条件、跟踪系统的类型、跟踪系统的跟踪精度等因素的影响。



图5.2-1 不同运行方式的光伏电站现场图片

(1) 固定式安装

国内外的光伏组件安装，考虑其可安装性与安全性，目前技术最成熟、成本相对最低、应用最广泛的方式为固定式安装。由于北半球正午时分的太阳高度角在春分、秋分时等于本地的纬度，在冬至为纬度减去地轴偏角，在夏至为纬度加上地轴偏角，所以北半球最佳的组件固定安装方式为朝南，且倾角接近当地纬度。如果条件允许，可以采用人工调整倾角的安装方式，即根据太阳高度角的月季差异，一年调整方阵倾角 2-6 次，以提高发电量。

(2) 单轴跟踪

单轴太阳自动跟踪器用于承载传统平板式太阳能光伏组件，可将日均发电量提高 20-35%。如果单轴的转轴与地面所成角度为 0，则为水平单轴跟踪；如果单轴的转轴与地面所成角度为当地纬度，则为极轴单轴跟踪。

对于北纬 30~40 度的地区，采用水平单轴跟踪可提高发电量 20%左右，采用极轴单轴跟踪可提高发电量 30%左右。但与水平单轴跟踪相比，极轴单轴的支架成本较高，抗风性相对较差，占地面积也要大于平单轴方案。目前，一套 100kW 的水平单轴跟踪系统的售价约 20 万元；100kW 的斜轴跟踪系统的售价约 20-25 万元。

(3) 双轴跟踪

双轴跟踪系统，是方位角和俯仰角两个方向都可以运动的跟踪系统，双轴跟踪系统可以最大限度的提高太阳能设备利用太阳能的效率。双轴跟踪器在世界上不同地方，对于电量的增加是不同的：在非常多云并且有很多雾气的地方，采用双轴跟踪可提高年均发电量 20%~25%；在比较晴朗的地方，采用双轴跟踪可提高年均发电量 35%~45%。目前，一套 100kW 的双轴跟踪系统的价格在 30-35 万元左右。

根据设备厂家提供的实测数据，在北半球的不同纬度、海拔高度下测得不同运行方式下的峰值日照小时数见图 5.2-2。

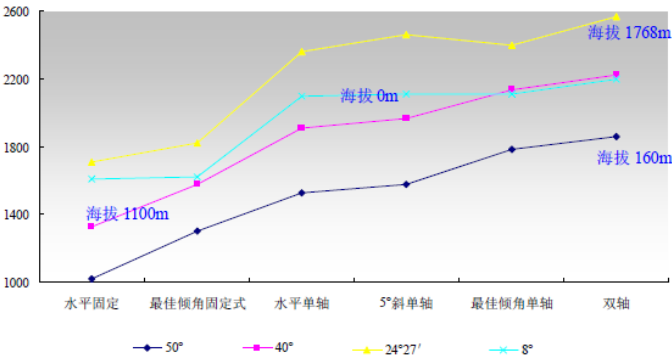


图 5.2-2 不同纬度、海拔高度下测得不同运行方式下的峰值日照小时数

从上图可以看出,与最佳倾角的固定式安装相比,水平单轴跟踪的发电量提升了17%~30%,倾斜5°单轴跟踪的发电量提升了21%~35%,双轴跟踪的发电量提升了35%~43%。其中,在低纬度地区(北纬8°和24°27′),水平单轴对发电量的提升效果较好,而在高纬度地区的效果相对较差,斜单轴和双轴对发电量的提升效果较好。采用跟踪式时,项目发电量将会有较大提高。

经对固定式和跟踪式两种运行方式的初步比较,考虑到本工程规模较大,固定式初始投资较低、且支架系统基本免维护,但发电量较少;自动跟踪式虽然后期维护费用相对较高,但发电量有显著提升,结合本项目实际用地情况,现有场地平整,适合采用平单轴跟踪系统,并且随着技术的不断发展,平单轴跟踪系统技术已非常成熟,故建议本项目选用平单轴跟踪支架系统。

5.3 逆变器选型

5.3.1 选型依据

作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备之一,其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。本电站规模大,设备分布广,维护难度大,对光伏电站的精细化监控管理、发电效率、电网友好性、设备和监控系统可靠性及可维护性指标要求较高,结合国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011的及其它相关规范的要求,在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标:

(1) 转换效率高

逆变器转换效率越高,则光伏发电系统的转换效率越高,系统总发电量损失越小,系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时,应选择效率高的逆变器。本工程要求大容量逆变器在额定负载时效率不低于95%,在逆变器额定负载10%的情况下,也要保证90%(大功率逆变器)以上的转换效率。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率,欧洲效率是对不同功率点效率的加权,这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的,因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

根据中华人民共和国工业和信息化部颁布的《光伏制造行业规范条件(2015年本)》中第二节“生产规模和工艺技术”的要求,“含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不低于96%,不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于98%(微型逆变器相关指标分别不低于94%和95%)”。

(2) 直流输入电压范围宽

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

(3) 最大功率点跟踪

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

逆变器的MPPT跟踪指标表征着其追踪光伏组串最大功率点的能力,对于大型地面电站来说,影响组件发电量的环境原因主要有早晚阴影对下排组件遮挡、灰尘覆盖不均匀、组件衰减不一致、线缆长度导致的直流压降等。

MPPT功率密度:表征着每路MPPT管理的组件功率大小,该值越小表示精细程度越高(计算方法:逆变器额定功率/MPPT跟踪路数);

MPPT跟踪路数:表征着每台逆变器能够追踪到最大功率点的个数;

MPPT跟踪效率:MPPT效率主要包括静态效率和动态效率为NB/T 32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》中要求的必测项目,按照目前光伏逆变技术的平均水平,通常要求逆变器的MPPT静态效率不得低于99%,MPPT动态效率不低于98%。

(4) 输出电流谐波含量低,功率因数高

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

(5) 具有低电压耐受能力

国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力,避免在电网电压异常时脱离,引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压耐受能力,具体要求如下:

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

根据GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》中对低电压穿越故

障的要求，逆变器必须具备低（零）电压穿越能力，要求逆变器能够在电网电压跌至0时，保持0.15s并网运行，当电压跌至曲线1以下，允许逆变器从电网中切出。

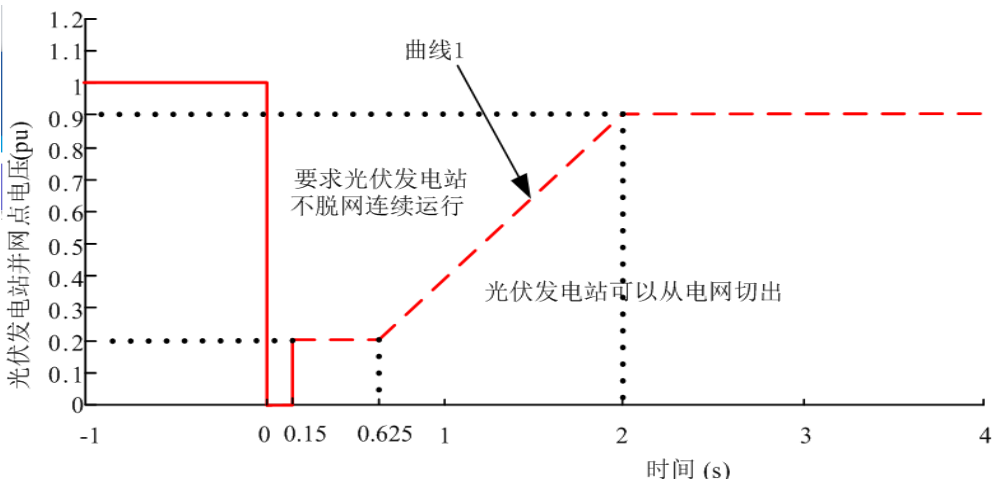


图5.3-1 逆变器低电压穿越

根据GB/T 14549-1993《电能质量 公用电网谐波》、GB/T 24337-2009《电能质量 公用电网间谐波》、NB/T 32004-2013《光伏发电并网逆变器技术规范》标准要求，光伏逆变器的输出的电能质量需优于上述标准要求。

表5.3-1 奇次谐波电流含有率限值

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

表5.3-2 偶次谐波电流含有率限值

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

(6) 系统频率异常响应

国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW617-2011中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站表5.3-3所示电网频率偏离下运行。

表5.3-3 大型和中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

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

(7) 可靠性和可恢复性

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

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网，且在系统电压频率恢复正常后，逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

(8) 具有保护功能

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

(9) 监控和数据采集

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

5.3.2 逆变器分类

(1) 组串式逆变器

组串式逆变器是基于模块化的概念，将光伏方阵中的每个光伏组串连接至指定逆变器的直流输入端，各自完成将直流电转换为交流电的设备。组串式逆变器通常使用两级三电平三相全桥拓扑结构，选用中小功率IGBT和SVPWM调制算法，通过DSP控制IGBT发出三电平方波，通过LCL或LC滤波器滤波后输出满足标准的正弦波。

组串式逆变器常见的输出功率为50kW、60kW、80kW、110kW，225kW，300 kW，320kW。300kW逆变器的最大转换效率为99.00%，中国效98.40%，320kW逆变器的最大转换效率

为99.01%，中国效98.52%，每台逆变器一般具有8~16路的MPPT，MPPT电压范围通常为500V~1500V，近年来，1500V设备不断涌现，通过交流汇流后经双绕组变压器接入35kV中压电网。

（2）集中式逆变器

集中式逆变器是将很多光伏组串经过汇流后连接到逆变器直流输入端，集中完成将直流电转换为交流电的设备。集中式逆变器通常使用单级两电平三相全桥拓扑结构，大功率IGBT和SVPWM调制算法，通过DSP控制IGBT发出两电平方波，通过LCL或LC滤波器滤波后输出满足标准要求的正弦波。

集中式逆变器现在常见的输出功率为1100 kW，1250kW，2500kW，3125kW，4400kW，4400kW集中式逆变器技术先进，在大型地面电站中应用，该款逆变器转换效率通常最大效率>98.02%，中国效率>98.55%，每台逆变器一般具有4路MPPT，MPPT电压跟踪范围为895V~1500V，近年来，1500V设备不断涌现，2-4台逆变器组成一套集成设备，通过一个双分裂绕组变压器升压后接入35kV电网。

目前，大型集中逆变器（单机 500kW、630kW、750kW、1100 kW、1250kW、3125 kW、4400 kW）可直接通过一台中压变压器与中压电网连接，省去低压变压器。

（3）集散式逆变器

集散式逆变器系统方案优势：是融合集中式逆变器与组串式逆变器各自优点推出的一种方案，集中逆变、分散式跟踪；在传统的光伏汇流箱内部增加DC/DC升压变换硬件单元和MPPT控制软件单元，实现每2串PV组件对应1路MPPT的分散跟踪功能，降低了组件参数不一致、局部阴影、仰角差异等导致的效率损失；将直流电压提升至1150~1300V左右，降低直流电缆传输线损；逆变器的交流输出电压升高到800V，减小交流线缆传输损耗和逆变器的自身发热损耗；逆变器最大效率达到>99.05%，中国效率>98.45 %。

5.3.3 逆变器选型确认

目前，应用于并网光伏电站的逆变器按照容量大小可分为50kW~320kW的组串型逆变器；1250kW、1600kW、2500kW、3125kW、4400kW的集中型逆变器及1000kW、2000kW、3150kW的集散逆变器，按照冷却方式可分为液冷和风冷方式。通常单机容量大的逆变器单位成本低，但理论上同光伏阵列中所用逆变器MPPT数量越多，追踪精度越高，系统效率也越高，因此逆变器选型是一个综合效益最大化的选择，不能取决于逆变器的某一项技术参数。

表5.3-4 三种逆变器方案优缺点对比

项目	集中式方案	组串式方案	集散式方案
主要优点	a. 逆变器数量少，便于管理； b. 逆变器元器件数量少，可靠性高； c. 谐波含量少，直流分量少电能质量高； d. 逆变器集成度高，功率密度大，成本低； e. 逆变器各种保护功能齐全，电站安全性高； f. 有功功率因素调节功能和低电压穿越功能，电网调节性好。 g. 工程实际经验多，初始成本低。	a. MPPT数量最多，减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配情况，发电效率高； b. MPPT电压范围宽，组件配置更为灵活。在阴雨天，雾气多的部区，发电时间长； c. 体积小、重量轻，搬运和安装都非常方便； d. 自耗电低、故障影响小、更换维护方便。	a. 逆变器数量较少。 b. 逆变器元器件数量少，可靠性高； c. 谐波含量少，直流分量少电能质量高； d. 逆变器MPPT数量较多； e. 直流侧电压高，减少电缆损耗； f. 组串级之路电子开关，对应组串高精度电流检测； g. 三级主动式断路保护措施；
主要缺点	a. 组件配置不灵活； b. 逆变器安装需要专用的机房和设备； c. 逆变器自身耗电以及机房通风散热耗电较高； d. MPPT不能监控到每一路组件的运行情况，在阵列布置不一时影响系统的发电量； e. 集中式并网逆变系统中无冗余能力，如有发生故障停机，整个系统将停止发电。	a. 电子元器件较多，系统监控难度较大； b. 不带隔离变压器设计，电气安全性稍差； c. 多个逆变器并联时，会产生一定的谐波； d. 设备初始投资稍高，整体造价基本持平。	a. 直流侧电压高，安全性、稳定性需要实际工程检验； b. 升压汇流箱存在大量熔丝，boost升压产生更大热量； c. 自耗电高； d. 设备初始投资介于集中和组串之间。

依照本项目的逆变器选型依据和最终的对比分析，集中式、集散式和组串式逆变器都能满足电网接入的指标要求，在可靠性方面，组串逆变器防护等级高；单位年发电量投资方面，集中式逆变器方案最低；三种逆变器方案均可实现电站智能化管理系统。考虑项目可靠性、先进性和项目收益，本阶段暂主要采用组串式逆变器，并小部分采用集中式逆变器，用于投运后分析集中式逆变器与组串式逆变器对于发电量的影响。

自2017年以来至今，越来越多的光伏项目采用了1500V系统，在拉美、中东、欧

洲等地，1500V系统已经成为主流。DC1500V系统可降低20%线缆投资成本。作为高耐压系统，DC1500V可以串接更多组件，以节约整体的BOS（平衡系统）成本，同时降低交直流侧线损及变压器低压侧绕组损耗；设备（逆变器、变压器）的功率密度提升、体积减小也有利于降低光伏系统人工成本。相较于DC1000V系统，DC1500V系统大概可以降低20%线缆的投资成本，每瓦造价可以下降0.02元。

DC1500V可提升1%-2%系统PR。将直流电压提升到DC1500V是降本增效的重要变革，可以使每一串接连更多组件，减少了逆变器使用的直流缆线和逆变器的数量，减少的线损也能充分提升输出电量，DC1500V系统线损比DC1000V系统低0.28%。整体可以将系统PR提升1%-2%之间。

鉴于1500V系统在BOS成本以及PR上的优势，本项目也采用直流1500V光伏发电系统，逆变器也随之采用1500V的集中型逆变器。根据市场情况，本项暂采用300kW、320kW组串式逆变器及4400kVA箱逆变一体机，后期应根据逆变器市场价格、供应情况等选择合适的逆变器。逆变器参数见下表：

表5.3-5 300kW组串式逆变器技术参数表

逆变器型号	300kW
输入（直流）	
最大输入电压	1500V
额定输入电压	1080V
MPPT 电压范围	500-1500V
MPPT 数量	9 路
每路 MPPT 输入组串数	4/5/5/4/5/5
每路最大输入电流	65A
输出（交流）	
额定输出功率	300kW
最大输出功率	330kW
最大输出视在功率	330kVA
最大输出电流	238.2A
额定电网电压	3W+PE, 800V
额定电网频率	50Hz
总电流波形畸变率	<1%
功率因数可调范围	0.8（超前）~0.8（滞后）
效率	
最大效率	99.00%

中国效率	98.40%
保护	
智能组串分断保护	支持
防孤岛保护	支持
输出过流保护	支持
输入反接保护	支持
直流浪涌保护	Type II
交流浪涌保护	Type II
绝缘阻抗检测	支持
残余电流监测	支持
通用参数	
尺寸（宽 x 高 x 深）	1045x730x405mm
重量	≤106kg
防护等级	IP66
隔离方式	无变压器
冷却方式	智能风冷
工作温度范围	-30~+60℃
工作湿度范围	0~100%
最高工作海拔	5000m（>4000m 降额）
通讯接口	RS485/USB/MBUS

表5.3-6 320kW组串式逆变器技术参数表

逆变器型号	320kW
输入（直流）	
最大输入电压	1500V
最小输入电压/启动电压	500V/550V
额定输入电压	1080V
MPPT 电压范围	500-1500V
满载 MPPT 电压范围	860-1300V
MPPT 数量	12 路
每路 MPPT 最大输入组串数	2
最大输入电流	12x40A（可选 14x30A/16x30A）
输出（交流）	
额定输出功率	320kW
最大输出功率	352kW
最大输出视在功率	352kVA
最大输出电流	254A
额定电网电压	3/PE, 800V

电网电压范围	640~920V
额定电网频率	50Hz/60Hz
电网频率范围	45~55Hz/55~65Hz
总电流波形畸变率	<3%
直流分量	<0.5%额定输出电流
功率因数（额定功率下）	>0.99
功率因数可调范围	0.8（超前）~0.8（滞后）
馈电相数/输出端相数	3/3
效率	
最大效率	99.01%
中国效率	98.52%
保护	
孤岛保护	具备
直流反接保护	具备
交流短路保护	具备
电网监控	具备
组串检测	具备
浪涌保护	具备
通用参数	
尺寸（宽 x 高 x 深）	1100x890x360mm
重量	≤110kg
安装方式	壁挂式
防护等级	IP66
隔离方式	无变压器
冷却方式	智能强制风冷
工作温度范围	-30~+60℃
工作湿度范围	0~100%
最高工作海拔	5000m（>4000m 降额）
通讯接口	RS485/PLC

表5.3-7 4400kVA箱逆变一体机技术参数表

逆变器型号	4400kVA
输入（直流）	
最大输入电压	1500V
最小输入电压/启动电压	895V/905V
MPPT 电压范围	895-1500V
MPPT 数量	4 路
最大直流输入数量	20（24/28 可选）

最大工作电流	4x1435A
输出（交流）	
额定输出功率	4400kW
最大输出功率	5060kW
最大输出视在功率	5060kVA
额定电网电压	25kV~35kV
额定电网频率	50Hz
电网频率范围	45~55Hz
总电流波形畸变率	<3%
直流分量	<0.5%额定输出电流
功率因数（额定功率下）	>0.99
功率因数可调范围	0.8（超前）~0.8（滞后）
馈电相数/输出端相数	3/3
效率	
最大效率	99.02%
中国效率	98.55%
保护	
交/直流过压保护	具备
交/直流过流保护	具备
交/直防雷保护	具备
电网监测/接地故障保护	具备/具备
绝缘检测	具备
过热保护	具备
通用参数	
尺寸（宽 x 高 x 深）	6600x2500x2980mm
重量	14T
防护等级	IP65
冷却方式	智能强制风冷
工作温度范围	-30~+60℃
工作湿度范围	0~100%
最高工作海拔	5000m（>2500m 定制）
通讯接口	RS485

5.4 光伏发电方阵设计

5.4.1 设计原则

在光伏发电方阵设计时，应遵循以下原则：

- （1）采用“分块发电、集中并网方案”的“模块化”技术方案。

(2) 光伏组件串联形成的组串，在考虑日照资源和线损后，其工作电压及开路电压的变化范围必须在并网逆变器正常工作的允许输入电压范围之内。

(3) 逆变器和阵列的配比按照约1:1.3配置。

(4) 太阳能光伏组件串联后，每组最高电压不允许超过光伏组件自身要求的最高允许系统电压。

(5) 冬至日真太阳时满足6小时日照。

(6) 光伏阵列的布置时须合理利用现场地形，便于运营期生产管理及维护，便于电气接线，合理选择电缆敷设路径，尽量减少各部分电缆长度差，降低电能损耗。

(7) 光伏场区电缆的选择与敷设符合相应的电气规范。

5.4.2 光伏组件串并联计算

5.4.2.1 光伏组件串联计算

光伏组件串并联数量需要与并网逆变器相匹配，匹配计算取值和公式如下：

(1) 光伏组件计算参数

冬季光伏组件工作温度，参考当地环境最低温度考虑极端情况，项目所在地夜间极限最低气温：-22.4℃；

夏季光伏组件工作温度，按当地环境最高温度，并附加组件自身发热，考虑极端情况，项目所在地区日间极限最高气温为41.9℃，组件极端高温取70℃。

(2) 光伏组件串并联组合计算

计算公式：

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

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

式中：N——光伏组件串联数（N取整）；

K_v ——光伏组件的开路电压温度系数；

K_v' ——光伏组件的工作电压温度系数；

t ——光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

$V_{dc\max}$ ——逆变器允许最大直流输入电压（V）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器MPPT电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器MPPT电压最小值（V）；

V_{oc} ——光伏组件开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏组件工作电压（V）。

本项目选用的组串逆变器直流侧输入电压范围（MPPT）为 860~1300V，允许最大直流输入电压 V_{dcmax} 为 1500V。545Wp 单晶硅光伏双面组件的 MPPT 电压为 41.80V，开路电压为 49.65V，开路电压温度系数为-0.265%/℃。

当光伏组件串联数为 26、环境温度为-22.4℃时，545Wp 组件组成的光伏组串工作电压为 1223.3V，光伏组串开路电压为 1453.05V，满足逆变器的直流侧输入电压范围（MPPT）的要求和最大直流侧输入电压范围的要求。

同理计算 655Wp 单晶硅光伏双面组件串联数取 28 满足要求。

因此本项目 545Wp 组件采用 26 块一串的方案，655Wp 组件采用 28 块一串的方案；26 块 545Wp 组件串联后容量为： $545Wp \times 26 = 14.17kW$ ，28 块 655Wp 组件串联后容量为： $655Wp \times 28 = 18.34kW$ 。

5.4.2.2 光伏组件容配比及并联计算

光伏组件容量和逆变器容量比，习惯称为容配比。光伏应用早期，系统一般按照 1:1 的容配比进行设计。光伏系统由于组件功率的衰减、灰尘遮挡以及线路损耗的存在，再加上不同地区的光照条件的差异，在系统设计配置光伏组件功率时仅考虑逆变器额定输入功率限制，会降低系统的经济性。也就是说，一定程度的提升光伏组件容量，有利于提升系统的整体经济效益。

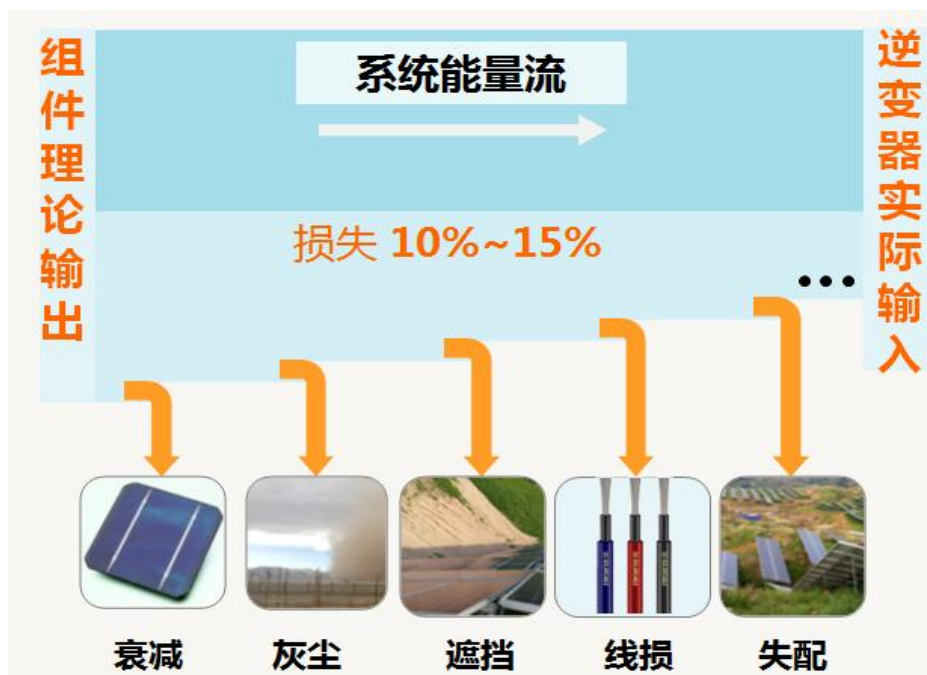


图 5.4-1 系统能量分析图

目前直流侧功率标定是指组件的额定功率，而组件额定功率在标准测试条件下（STC）的功率。根据光照资源区域划分，只有特定区域的特定时间段能达到或超过标准测试条件，而且特定时间段持续时间不长。如果从光伏系统能量流分析，直流侧还需要考虑组件衰减、污秽、遮挡、安装方位角差异、线缆损耗及组件串并联损失，逆变器的实际输入功率直流侧系统设计时按照 10%~15% 估算。以 1MW 设计为例，直流侧损耗按照 10% 估算，标准光照条件下，至逆变器直流侧输入功率为 $1000\text{kWp} \times 90\% = 900\text{kWp}$ ，而逆变器额定输入功率为 1000kWp，同时逆变器具备 1.1 倍长期过载运行能力，没有充分利用逆变器的功率。

目前国内众多业主及设计院重点关注容配比的设计问题，根据光伏资源分析及相关电站的发电量数据，逐步提高容配比系数。容配比大于 1，业内理解为超配系数，超配分为补偿性超配、主动超配。

（1）补偿性超配：系统系统设计时根据相关光照资源分析、仿真数据、系统效率估算，提高直流侧功率，保证至逆变器直流侧功率达到逆变器额定输入功率，逆变器不存在弃光现象；提高逆变器、箱变功率的利用率，进一步降低系统投资成本。

（2）主动超配：综合分析组件、支架、逆变器、线缆等核心设备成本与上网电价的关系，进一步提高直流侧功率，虽存在弃光现象，但系统的度电成本是降低的。系统角度分析：进一步提高逆变器的满载时间，提高逆变器功率输出的平稳性，更有利于实现电网的调度。目前欧洲、北美区域的光伏项目系统容配比均大于 1.3，甚至

个别项目达到 1.5。

根据项目的光照资源、系统损耗、组件安装方式及倾角，合理的优化系统容配比（组件功率/逆变器功率）可以进一步降低系统的度电成本（LCOE）。

随着光伏系统快速发展，以及对系统应用研究的不断深入，结合不同地区的实际情况，进行合理的超配是提高系统利用率、降低系统成本和提升系统收益的十分有效的方法之一。考虑到项目所在地区太阳能资源属于 B 类区，实际发生弃光的时间并不多，结合本项目光资源情况、各地块的安装容量及逆变器的输入路数，结合组件和逆变器选型，建议组件容配比选用 1.3X: 1，以增高逆变器、箱变利用效率，提升发电量。

5.4.3 倾角、方位角以及阵列间距的设计

在光伏供电系统的设计中，光伏组件方阵的放置形式和放置角度对光伏系统接收到的太阳辐射有很大的影响，从而影响到光伏供电系统的发电能力。与光伏组件方阵放置相关的有下列两个角度参量：光伏组件方位角和倾角。

（1）光伏阵列的方位角

光伏组件方阵的方位角是方阵的垂直面与正南方向的夹角（向东偏设定为负角度，向西偏设定为正角度）。一般在北半球，太阳电池组件朝向正南（即方阵垂直面与正南的夹角为 0° ）时，太阳电池组件的发电量是最大的。本项目位于北半球，光伏阵列应朝向赤道方向（即正南方）安装，故确定光伏阵列的方位角为 0° 。

（2）光伏阵列的倾斜角

项目采用平单轴的运行方式，平单轴阵列倾角 0° 。

（3）阵列间距的计算

固定式光伏阵列必须考虑阵列间距，以防止前排阵列或高大建筑物阴影遮挡后排，否则在遮荫部分，非但没有电力输出，反而要消耗电力，形成局部发热，产生“热斑效应”，严重时损坏光伏组件。

阵列间距确定原则为：一年中冬至日太阳高度角最低，阵列间距 D 应大于冬至日真太阳时上午 9:00 和下午 15:00 时的阴影的最大长度，保证在该时段不发生阴影遮挡，则光伏阵列一年之中太阳能辐射较佳利用范围内就不会发生阴影遮挡。

根据项目所在地的地理纬度、太阳运动情况、高度差等可由以下公式计算出最大阴影长度 D。

$$D = \cos \beta \times H / \tan(\arcsin \alpha)$$

$$\sin \alpha = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega$$

$$\sin \beta = \cos \delta \sin \omega / \cos \alpha$$

式中， ϕ 为当地纬度 (在北半球为正，南半球为负)；

H 为前排阵列 (或其他遮挡物) 最高点与后排组件最低位置的高度差；

δ 为冬至日的太阳赤纬角，为 -23.5° ；

ω 为时角，上午 9:00 和下午 3:00 的时角为 $\pm 45^{\circ}$ ；

α 为太阳高度角；

β 为太阳方位角。

通过计算得出，545Wp 光伏组件当东西向轴距 11.5m 时、655Wp 光伏组件当东西向轴距 12m 时相邻两组平单轴阵列不遮挡。

5.4.4 光伏阵列组件布置方式

本项目采用平单轴跟踪支架系统，每个 545Wp 组件阵列布置光伏组件 2×26 、 2×39 、 2×52 块，每个 655Wp 组件阵列布置光伏组件 2×28 、 2×42 块，均采用 2 块组件竖排布置形式。

5.5 发电方阵接线方案设计

本项目装机容量为 975.4507MWp，采用模块化设计、集中并网的设计方案，以 4.48MW/4.5MW 为 1 个光伏发电单元，共 167 个光伏发电单元。

本项目选用 545Wp、655Wp 规格双面双玻光伏组件，545Wp 光伏组件采用 26 块一串，655Wp 光伏组件采用 28 块一串。

本项目逆变器采用 300kW、320kW 的组串式逆变器。

本项目采取 $0.8\text{kV} \xrightarrow{\text{升压}} 35\text{kV} \xrightarrow{\text{升压}} 220\text{kV}$ 两级升压的方式，详细系统配置见下表：

组件型号/Wp	单串组件数	系统规格/kVA	逆变器规格	单个方阵逆变器台数	单个系统实际容量(kW)	系统数量	容量 (MWp)	总容量 (MWp)
545	26	4480 (箱变)	320	14	5852.21	37	216.53177	975.4507
655	28	4480 (箱变)		14	5832.12	46	268.27752	
545	26	4500 (箱变)	300	15	5852.21	37	216.53177	
655	28	4500 (箱变)		15	5832.12	47	274.10964	

本项目直流侧为 1500V 系统，组件出线选用 1500V 4mm² 光伏专用电缆。光伏专用电缆在支架上沿主轴敷设，同列跨支架采用穿管敷设，不同列间利用桥架敷设至逆变器。交流部分电缆敷设方式详见“6 电气设计”。

5.6 辅助技术方案

5.6.1 环境监测方案

在光伏电站内配置一套环境监测仪，实时监测日照强度、风速、风向、温度等气象参数。该装置由风速传感器、风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成。可测量环境温度、风速、风向和辐射强度等参量，其通讯接口可接入计算机监控系统，实时记录环境数据。

该装置安装在综合用房屋顶。

5.6.2 组件清洗方案

受环境影响，电池组件表面很容易积尘，影响发电效率。必须对电池组件进行清洗，保证电池组件的发电效率。光伏阵列的电池组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

本项目光伏组件计划每 4 月进行一次清洗，按照指定的路线进行清洗。清洗时间安排在日出前或日落后。不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。恶劣气候分为大风、沙尘或雨雪后的清洗。每次大风或沙尘天气后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在电池面组件上的泥点和积雪应予以清洗。

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

5.6.3 运维方案

光伏运维管理中心主要工作是监视电站设备的运行参数、统计电站发电量、接受电网调度指令；巡视检查电站设备的状态，检查电池组件、支架的完好和污染程度、检查电气设备的运行情况；根据电网调度指令和检修工作要求进行电气设备停送电倒闸操作。

本项目根据光伏厂区大小及运维周期，相应配置运维船只，光伏方阵区域预留运维船只通行的检修通道，方便运维船只到达每块光伏组件。

光伏厂区设备驱鸟设备，防止鸟粪对光伏组件产生影响。

5.7 光伏发电工程年上网电量计算

5.7.1 发电量计算原则

并网光伏发电系统的发电量计算与当地的太阳辐射量、光伏组件的总功率、系统的总效率等因素有关。首先根据太阳辐射量、环境温度以及项目所在地经纬度，利用设计软件计算倾斜面上的辐射量，并得出方阵安装的最佳倾角，再根据光伏组件总功

率、输出衰减、系统总效率等求出电站的年发电量及各月发电量。

5.7.2 光伏阵列表面的太阳辐射量

本项目平单轴阵列面上各月太阳辐射量如下表所示。

表 5.7-1 平单轴（正面）的太阳辐射量（kwh/m2）

1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
96.3	107.4	172.6	196.3	222.4	202.1
7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
182.7	179.2	164.5	135.2	95.8	86.9
合计	1841.4				

本项目采用的单晶硅双面发电组件，光伏组件倾角 45° 时最低点高程为 3.7m，通过 PVsyst 仿真，平单轴跟踪支架背面接收到的辐射量为 84kWh/m²；考虑组件双面发电系数，背面发电量增益约 3.36%。PVsyst 仿真结果见下图。

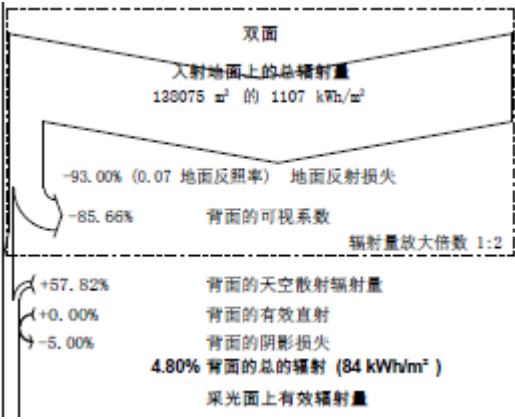


图 5.7-1 平单轴跟踪支架方阵背面发电量仿真结果

5.7.3 并网光伏系统的效率分析

光伏发电系统效率包括：阴影遮挡损失，组串失配损失、温度效应折减、交、直流线路损耗及其他设备老化损耗、逆变器效率，变压器效率及维修期检修发电损耗等。

表 5.7-2 组串式光伏发电系统的各项效率取值分析

序号	损耗类型	损耗系数	可利用率
1	阴影遮挡损失	1.44%	98.56%
2	相对透射率损失	1.04%	98.96%
3	弱光损失	0.25%	99.75%
4	污秽损失	2.50%	97.50%
5	温度损失	2.63%	97.37%
6	组件不匹配损失	2.10%	97.90%
7	背面增益	-3.36%	103.36%
8	背面辐照不匹配损失	0.47%	99.53%

9	逆变器转换效率	1.45%	98.55%
10	超配损失	0.50%	99.50%
11	直流线路损耗	1.20%	98.80%
12	交流线路损耗	1.50%	98.50%
13	变压器升压损失	0.50%	99.50%
14	系统不可利用损失	1.00%	99.00%
14	效率合计	87.44%	

表 5.7-2 集中式光伏发电系统的各项效率取值分析

序号	损耗类型	损耗系数	可利用率
1	阴影遮挡损失	1.44%	98.56%
2	相对透射率损失	1.04%	98.96%
3	弱光损失	0.25%	99.75%
4	污秽损失	2.50%	97.50%
5	温度损失	2.63%	97.37%
6	组件不匹配损失	5.00%	95.00%
7	背面增益	-3.36%	103.36%
8	背面辐照不匹配损失	0.47%	99.53%
9	逆变器转换效率	1.45%	98.55%
10	超配损失	0.50%	99.50%
11	直流线路损耗	2.00%	98.00%
12	交流线路损耗	1.37%	98.63%
13	变压器升压损失	0.50%	99.50%
14	系统不可利用损失	2.00%	98.00%
14	效率合计	83.43%	

5.7.4 组件年际折减效率

本工程中选择电池板的参数，运营 10 年后产品输出功率保证在 94.40%以上，25 年后输出功率保证在 87.20%以上（首年衰减 0.2%，逐年 0.45%，根据组件样本参数）。考虑到电池板运行中的实际情况，针对不同的年份，衰减系数应当有所差别，具体取值见表 5.7-3。

表 5.7-3 单晶硅电池板各年衰减系数取值

年份	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年
衰减系数	98.00%	97.55%	97.10%	96.65%	96.20%	95.75%	95.30%	94.85%	94.40%
年份	第 10 年	第 11 年	第 12 年	第 13 年	第 14 年	第 15 年	第 16 年	第 17 年	第 18 年
衰减系数	93.95%	93.50%	93.05%	92.60%	92.15%	91.70%	91.25%	90.80%	90.35%
年份	第 19 年	第 20 年	第 21 年	第 22 年	第 23 年	第 24 年	第 25 年		平均
衰减系数	89.90%	89.45%	89.00%	88.55%	88.10%	87.65%	87.20%		92.60%

5.7.5 上网发电量计算

根据太阳辐照量、装机容量、系统总效率等数据，可预测本光伏电站的发电量。
光伏电站发电量计算公式：

$$L=W \times t \times \eta$$

式中：

L——光伏并网电站年发电量；（单位：kWh）

W——光伏并网电站装机容量；

t——一年峰值日照小时数；

η ——光伏系统总效率；

根据总装机容量、倾斜面辐照量、系统效率以及光伏组件标称效率衰减等，计算出光伏电站首年发电量为 153918.1 万千瓦时，首年利用小时数 1577.9h；25 年年均发电量为 145436.9 万千瓦时，年均利用小时 1491.0h，25 年总发电量约为 363.6 亿千瓦时。

表 5.7-4 光伏电站 25 年上网发电量预测

年份	发电量(万 kWh)	年份	发电量(万 kWh)
第 01 年	153918.1	第 14 年	144730.1
第 02 年	153211.3	第 15 年	144023.4
第 03 年	152504.6	第 16 年	143316.6
第 04 年	151797.8	第 17 年	142609.8
第 05 年	151091.0	第 18 年	141903.1
第 06 年	150384.3	第 19 年	141196.3
第 07 年	149677.5	第 20 年	140489.5
第 08 年	148970.7	第 21 年	139782.8
第 09 年	148264.0	第 22 年	139076.0
第 10 年	147557.2	第 23 年	138369.2
第 11 年	146850.4	第 24 年	137662.5
第 12 年	146143.7	第 25 年	136955.7
第 13 年	145436.9	总发电量	3635922.4

第六章 电气设计

6 电气设计

6.1 编制依据及主要引用标准

- (1) 《变电站总布置设计技术规程》 DL/T5056-2007
- (2) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》 GB/T50062-2008
- (3) 《220kV~750kV变电站设计技术规程》 DL/T 5218-2012
- (4) 《导体和电器选择设计规程》 DL/T 5222-2021
- (5) 《低压配电设计规范》 GB 50054-2011
- (6) 《油浸式电力变压器技术参数和要求》 GB/T 6451-2015
- (7) 《电力工程电缆设计标准》 GB 50217-2018
- (8) 《交流电气装置的接地设计规范》 GB/T 50065-2011
- (9) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》 GB/T 50064-2014
- (10) 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》 GB 50169-2016
- (11) 《并联电容器装置设计规范》 GB50227-2017
- (12) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 DL/T 5137-2001
- (13) 《电力系统调度自动化设计规程》 DL/T 5003-2017
- (14) 《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB/T 14285-2006
- (15) 《继电保护和安全自动装置通用技术条件》 DL/T478-2013
- (16) 《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》
- (17) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》 DL/T 5044-2014
- (18) 《火灾自动报警系统设计规范》 GB 50116-2013
- (19) 《电能计量装置技术管理规程》 DL/T 448-2016
- (20) 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》 DL/T 5136-2012
- (21) 《电力系统调度通信交换网设计技术规程》 DL/T 5157-2012
- (22) 《电力系统自动交换电话网技术规范》 DL/T 598-2010
- (23) 《电力系统数字调度交换机》 DL/T795-2016
- (24) 《通信用高频开关电源系统》 YD/T 1058-2015
- (25) 《通信用阀控式密封铅酸蓄电池》 YD/T 799-2010
- (26) 《光伏电站设计规范》 GB 50797-2012

- (27) 《光伏发电工程验收规范》GB/T50796-2012
- (28) 《高压配电装置设计规范》DL/T 5352-2018
- (29) 《光伏电站接入电网技术规定》Q/GDW 617-2011
- (30) 《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》
- (31) 《继电保护和安全自动装置通用技术条件》DL/T 478-2013
- (32) 《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063-2017
- (33) 《电能量计量系统设计规程》DL/T 5202-2022
- (34) 《电力系统通信设计导则》DL/T 5599-2021

其他相关的国家，行业标准规范，设计手册等。

6.2 电气一次

6.2.1 接入电力系统方案

6.2.1.1 电网现状

东营电网位于山东电网北部，主供东营市三区两区和行政区域内的胜利油田负荷，供电面积7923平方公里。目前，东营电网以黄河为界，分成南、北网，黄河以北由500千伏海口站和滨州电网的沾化电厂、500千伏滨州站、500千伏富国站供电，黄河以南主要由胜利电厂、500千伏油城站、垦东站及淄博电网向北的220千伏线路供电；电网通过500千伏海口～富国单回、油城～滨州单回、油城～惠民单回线路和油城～高青单回、油城～寿光单回线路与主网相联。

截至2022年底，东营电网35kV及以上变电站197座，变压器386台、变电容量21482.6MVA。其中220kV变电站22座，变压器50台，变电容量9960MVA；110kV变电站87座，变压器175台，变电容量9354.5MVA；35kV变电站88座，变压器161台，变电容量2168.1MVA。

东营电网35kV及以上输电线路545条、长度总计4818.372km。其中220kV输电线路71条，长度共计1292.72km；110kV输电线路176条，长度共计1567.7895km；35kV输电线路298条，长度共计1957.863km。

截止2022年底，东营电网总装机容量9673.01MW。其中省调直调电厂5座，机组11台，装机容量4320MW；地方电厂23座，机组44台，总容量1028.5MW；风电场11座，风机642台，装机容量1790.6MW；集中式光伏电站20座，发电单元575台，装机容量1520MW；分布式光伏18166座，总装机容量1013.910MW；配套储能电站5座，容量为198MW/396MWh。

6.2.1.2 接入系统方案

四期新建的750MW光伏电站经逆变器、35kV升压变接至35kV集电线路后，根据容量分别汇接至光伏电站新建的1座220kV升压站，经2回新建的220kV线路接至500kV刁口汇集站，后经升压以500kV电压等级接入山东电网。

本期设置1座220kV升压站，内设2个电气组合单元，其中1个组合单元按照2台300MVA主变配置，另1个组合单元按照1台250MVA主变配置预留1台主变位置，布置在同一区域内，同一电压等级的配电装置同区布置，但互不连接。按1座升压站进行统一调度。主变采用有载调压变压器，共2台300MVA主变+1台250MVA主变，变比均为220/35kV。220kV出线共计2回，每个组合单元均采用单母线接线；每台主变35kV侧采用两段单母线接线；35kV系统及各段母线均采用小电阻接地方式。

最终方案以接入系统报告审查意见为准。

6.2.2 升压站场址选择

本项目建设一座220kV升压站。220kV升压站拟设在光伏发电工程场址地块的东侧，具体位置详见光伏电站总平面布置图。该方案具有如下优势：

- 1) 电站进场道路以及送出线方便。
- 2) 场内电缆相对较短，较为经济。
- 3) 电站后期运行、维护较方便。

6.2.3 电气主接线

6.2.3.1 220kV 升压站电气主接线

本项目工程建设750MW，包括1座220kV升压站（含2个电气组合单元），升压站终期规模按1350MVA设计，本期建设2x300MVA+1x250MVA主变。升压站规模如下：

1) 主变压器

2×300MVA+1×250MVA有载调压升压变压器，主变高压侧为220kV，低压侧电压为37kV。

2) 220kV侧接线

升压站220kV侧本期采用两个单母线接线方式。其中1段母线220kV出线1回，主变进线2回；另一段母线220kV出线1回，主变进线1回预留1回位置；另本期预留3台主变安装位置。

3) 35kV侧接线

升压站35kV侧采用每台主变双分支单母线接线。每台主变35kV侧出线10回，主变

进线2回。

6.2.3.2 中性点接地方式

1) 220kV系统中性点接地方式

本工程220kV侧中线点采用中性点经隔离开关有效接地方式。

2) 35kV系统中性点接地方式

根据相关规范及电网公司要求，光伏电站汇集线路系统单相故障应快速切除，应采用经电阻或消弧线圈接地方式，不应采用不接地或经消弧柜接地方式。为了防止35kV系统单相接地时出现弧光过电压，造成电气设备绝缘损坏，本工程采用接地变压器带小电阻接地的方式的来限制弧光过电压。当发生单相接地故障时，保护动作切除故障线路。

6.2.4 短路电流计算及主要电气设备选择

6.2.4.1 短路电流计算

因为接入系统还未审批，暂根据接入系统提供短路电流，本站2030年220kV侧短路电流为27.23kA，综合220kV设备通用型号选择，本阶段220kV侧的短路水平暂按40kA考虑；2030年35kV侧的短路电流为23.17kA，本阶段35kV侧的短路水平暂按31.5kA考虑。在选择主要电气设备时，相关参数值的选择需考虑较大的余量。待接入系统设计正式审批，并经短路电流计算后再进行复核和修改。

6.2.4.2 主要电气设备选择

选择主要电气设备时，对设备的额定电流、短路开断容量、最大关合电流峰值、额定峰值耐受电流、 t 秒额定短时耐受电流和持续时间等参数值进行选择，并考虑留有一定裕度，招标设计时再进行计算和复核。

升压站电气设备位于沿海地带，污秽等级高，湿度高，应对设备的外壳、连接部件、裸露金属部分、与大气长时间直接接触等部分进行防腐蚀特殊处理，并考虑合适的电气距离。在设备元器件的材质选择、表面处理，油漆喷涂等方面采取措施。电气设备污秽等级按IV级标准选择。

电气设备污秽等级按IV级标准选择。

(1) 主变压器

本工程变压器选择三相、双绕组、风冷型油浸式低损耗有载调压电力变压器，主要电气参数如下：

主变型号：SFZ18-300000/220

电压组合：230±8×1.25%/37

短路阻抗：14%

联接组标号：YN，d11

接地方式：经隔离开关有效接地

数量：2台

主变型号：SFZ18-250000/220

电压组合：230±8×1.25%/37

短路阻抗：14%

联接组标号：YN，d11

接地方式：经隔离开关有效接地

数量：1台

(2) 220kV配电装置

本工程220kV配电装置采用户内GIS，共设置2段220kV母线，配置2个220kV出线间隔，3个主变进线间隔，2个PT间隔。

220kV GIS：

a) 断路器技术参数：

额定电流为2500A，额定开断电流为40kA；

b) 隔离开关技术参数：

额定电流为2500A，额定开断电流为40kA；

c) CT技术参数：

变比：

800/1A（主变进线间隔）

800-1500/1A（出线间隔）

精度：

0.2S/0.2/5P30/5P30 0.2/5P30/5P30/5P30/5P30（主变进线间隔）

5P30/5P30/5P30/5P30/0.2 5P30/5P30/0.2/0.2S（出线间隔）

d) VT技术参数：

变比：

220/√3/0.1/√3/0.1/√3/0.1/√3/0.1（母线设备间隔）

220/√3/0.1/√3/0.1（出线间隔）

精度:

0.2/0.2 (3P) /0.2 (3P) /6P (母线设备间隔)

0.2/3P (出线间隔)

容量:

50VA/50VA/50VA/100VA (母线设备间隔)

50VA/100VA (出线间隔)

e) 避雷器技术参数:

额定电压: 204kV

持续运行电压: 156k

标称放电电流: 10kA

雷电冲击电流下残压 (8/20 μ s): 532kV (峰值)

(3) 35kV 配电装置

35kV 配电装置选用户内成套装置 KYN61-40.5 型金属封闭开关柜, 采用加强绝缘结构, 一次元件主要包括断路器、操动机构、电流互感器、避雷器等, 开关柜内的断路器采用真空断路器。

型号: KYN61-40.5

额定电压: 40.5kV

额定频率: 50Hz

额定电流: 1250A/2500A (主变进线柜)

1min 工频耐压: 95kV

雷电冲击耐压 (全波): 185kV

额定短路耐受电流 (4s): 31.5kA

额定峰值耐受电流: 80kA

外壳防护等级: IP4X

a) 断路器

型号: 真空型

额定电压: 40.5kV

额定电流: 1250A/2500A

额定频率: 50Hz

1min 工频耐压: 95kV

雷电冲击耐压(全波): 185kV

额定短路开断电流: 31.5kA

额定短路关合电流(峰值): 80kA

b) 电流互感器

型号: LZZBJ9-35

额定频率: 50HZ

额定电压: 40.5kV

c) 电压互感器

型号: JDZX9-35

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

级次组合: 0.2/0.2(3P)/0.2(3P)/6P

采用浇注式电压互感器, 根据电网反事故措施要求, 在35kV母线PT开关柜内装设一次消谐装置及二次微机消谐装置。

主变压器低压侧与35kV开关柜相连部分采用全绝缘管母线型式。

d) 避雷器

避雷器参数:

型号: HY5WZ1-51/134

保护器持续运行电压: 51kV

保护对象额定电压: 35kV

雷电冲击电流残压峰值: 134kA

(4) 接地变压器及电阻选择

为了防止35kV系统单相接地时出现弧光过电压, 造成电气设备绝缘损坏, 本工程采用接地变压器带小电阻接地的方式的来限制弧光过电压。当发生单相接地故障时, 保护动作切除故障线路。

本工程集电线路采用35kV直埋电缆总长度为252km, 平均每台主变接入84km, 经计算, 集电线路电容电流约为294A, 考虑升压站附加的13%电容电流, 本工程35kV系统总电容电流约为333A。

考虑过电压倍数不大于2倍 P_u , 按4倍电容电流选择小电阻电流值, 本工程选取 $I_R=400\text{A}$, 即能10s短时承受400A电流。电阻 $R=U/(1.732I_R)=53.4\Omega$, 取 53.4Ω 。接地

变压器容量按10s热稳定电流可达10.5倍设备额定电流的原则选择，为节省投资，考虑将接地变与站用变一体化设计。则本工程选择的接地变的型号为：

a) 型号：DKSC-2600/35-800/0.4

容量：2600kVA

变比： $37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4\text{kV}$

联接组标号：ZN, yn11

阻抗电压： $U_d=6\%$

电阻柜选用成套设备，电阻丝采用优质材料，阻值为 $53.4\ \Omega$ 。

b) 型号：DKSC-1800/35

容量：1800kVA

联接组标号：ZN

阻抗电压： $U_d=6\%$

电阻柜选用成套设备，电阻丝采用优质材料，阻值为 $53.4\ \Omega$ 。

c) 10kV施工变兼备用变压器

型号：SCB13-800/10

容量：800kVA

变比： $10.5 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4\text{kV}$

联接组标号：D, yn11

阻抗电压： $U_d=4\%$

(5) 无功补偿装置

根据《东营辉阳165万千瓦光伏项目无功补偿专题》，四期220kV光伏升压子站（2×300+250MVA）每台300MVA主变35kV侧每段母线配置1×（±34）Mvar的SVG装置，每台250MVA主变35kV侧每段母线配置1×（±30）Mvar的SVG装置，共6段单母线配置4组±34和2组±30Mvar的SVG装置。

SVG采用水冷直挂式。最终无功补偿容量及型式以电网公司批复为准。

(6) 35kV箱式变压器

光伏项目中，常用箱式变压器包括35kV双绕组铜芯油浸式励磁变压器、35kV干式变压器。考虑到设备性能、价格、运维、供货能力等因素，本阶段推荐采用35kV双绕组铜芯油浸式励磁变压器。实施过程中，需结合渔业养殖要求，合理布置箱变位置，充分考虑防渗漏措施，减小对渔业养殖的干扰。

本项目厂区平坦，阵列方位角及倾角均一致，适合大容量发电方阵，以减少单瓦造价，因此本项目320kW组串式逆变器对应每个单元方阵拟设置1台容量为4480kVA的35kV双绕组铜芯油浸式励磁变压器；本项目300kW组串式逆变器对应每个单元方阵拟设置1台容量为4500kVA的35kV双绕组铜芯油浸式励磁变压器。35kV箱式变压器主要技术规格分别如下：

1) 变压器型号：S11-4480/37/0.8

容量：4480kVA

额定电压高压侧：35kV

低压侧：0.8kV

变比： $37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.8\text{kV}$

联接组别：D，y11；

2) 变压器型号：S11-4500/37/0.8

容量：4500kVA

额定电压高压侧：35kV

低压侧：0.8kV

变比： $37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.8\text{kV}$

联接组别：D，y11

6.2.5 电气设备布置

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

根据升压站现场地形及220kV出线方向情况，220kV户内GIS设备布置在升压站东北侧综合用房三层，主变进线采用架空，220kV线路通过电缆夹层与电缆沟向东侧出线；35kV配电装置布置在升压站东北侧综合用房二层，开关柜采用双列布置，通过母线与主变低压侧相连，35kV线路通过电缆夹层与电缆沟向西出线；220kV主变采用户外布置，布置于综合用房南侧；SVG采用集装箱式设备户外布置，连接电抗器采用户外布置，布置在升压站东南侧；交流配电屏布置在二次设备室，35kV接地变压器成套装置采用户外安装，布置在综合用房西侧。

大门设置在变电站东北侧，向北出站，进站公路由北侧大路引接。为了便于运行维护，分别在220kV、35kV配电区、主变配电区等设置了运维、消防通道。本设计方案布局合理、各配电区分区明确。

6.2.6 集电线路

集电线路常用10kV或35kV电压等级，本项目本期规划容量为750MW，根据《光伏电站设计规范》8.2.2章节中第3条规定，本项目集电线路选用35kV电压等级。

光伏发电输出电能采用每5个方阵箱变高压侧采用首尾串接的方式并入一回集电线路，箱变35kV侧设负荷开关，单个方阵与线路的分合不影响线路上其他方阵的正常运行。单个箱变本体及低压侧元件的检修可以断开箱变高压侧负荷开关，箱变高压侧发生故障，则应跳开35kV集电线路出线开关柜断路器。

由于暂无接入系统，电缆无法进行热稳定校验。根据工程经验拟定本工程35kV电缆满足热稳定要求的最小截面为 $3 \times 95\text{mm}^2$ ，选用35kV复合导体交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚氯乙烯护套铝合金电缆，型号为YJLHAY23-26/35kV- 3×95 、YJLHAY23-26/35kV- 3×120 、YJLHAY23-26/35kV- 3×240 、YJLHAY23-26/35kV- 3×300 、YJLHAY23-26/35kV- 3×500 。本期光伏场区共设30回35kV集电线路，在每回集电线路中，从最末端起，第1台箱变出线采用YJLHAY23-26/35kV- 3×95 电力电缆；第2台箱变出线采用YJLHAY23-26/35kV- 3×120 电力电缆；第3台箱变出线采用YJLHAY23-26/35kV- 3×240 电力电缆；第4台箱变出线采用YJLHAY23-26/35kV- 3×300 电力电缆；第5台、第6台箱变出线采用YJLHAY23-26/35kV- 3×500 电力电缆。

表 6.2.6-1 35kV 电缆长度及附件一览表

1	35kV电力电缆	YJLHAY23-26/35KV-3X95	km	17.5	.
2	35kV电力电缆	YJLHAY23-26/35KV-3X120	km	13	.
3	35kV电力电缆	YJLHAY23-26/35KV-3X240	km	15	
4	35kV电力电缆	YJLHAY23-26/35KV-3X300	km	10.5	
5	35kV电力电缆	YJLHAY23-26/35KV-3X500	km	196	

光伏电缆经支架敷设至组串式逆变器，组串式逆变器与箱变连接电缆、35kV集电线路电缆在水面上均采用桥架敷设方式连接，桥架规格为200*150、400*200及800*200。根据电缆数量及截面的增大更换大截面桥架，桥架内电缆截面占桥架截面的40%以下。逆变器单根电缆到逆变器采用200*150，多根汇流时采用400*200或800*200桥架，集电线路采用400*200及800*200大截面桥架。

桥架在场区内沿支架桩敷设，桥架路径中没有光伏支架的地方进行增设桥架支撑桩，电缆在穿越塘埂、马路时，采用排管或顶管敷设。在穿越跨度较大的池塘、河流时采用架空电缆敷设，在池塘、河流两岸分别设置1基35kV铁塔，通过钢芯铝绞线跨

越水面。

30回集电线路出光伏区并汇集后至升压站时，采用电缆隧道敷设，长度约1.6公里。

本工程共采用30回集电线路，其中13个回路连接5台箱变，17个回路连接6台箱变。

本工程集电线路敷设采用架空、直埋、桥架敷设结合电缆隧道敷设方式，直埋敷设时需注意避让场内房屋等设施、电缆隧道路径中的需要核实土地性质。

在光伏厂区内，集电线路采用电缆桥架沿光伏立柱敷设或直埋敷设，沿途大部分为鱼塘。光伏厂区至升压站集电线路采用电缆隧道敷设，沿途为陆地。

6.2.7 过电压保护及接地

6.2.7.1 过电压保护

(1) 220kV升压站电气设备和建筑物的直击雷保护

220kV升压站利用避雷针、建筑物屋顶上的避雷带等防直击雷的保护措施来进行保护，保护户外SVG设备、220kV户内GIS设备、220kV主变压器，高度为35m，升压站内共建设4根避雷针。

(2) 配电装置的侵入雷电波保护

根据《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014中规定，220kV出线设置金属氧化锌避雷器，对沿线路的雷电侵入过电压进行保护。每一台箱变高压侧装设一组金属氧化锌避雷器；主变中性点装设金属氧化锌避雷器，与隔离开关和放电间隙配合使用；350kV出线和主变进线设置金属氧化锌避雷器。

6.2.7.2 接地

充分利用每个设备基础内的钢筋作为自然接地体，根据现场实际情况及土壤电阻率敷设不同的人工接地网，以满足接地电阻的要求，重点区域加强均匀布置以满足触电势和跨步电势的要求。

a) 保护接地的范围

根据《交流电气装置的接地设计规范》GB50065-2011规定，对所有要求接地或接零均应可靠接地或接零。所有电气设备外壳、开关装置和开关柜接地母线、架构、电缆支架、和其它可能事故带电的金属物都应接地。

b) 接地电阻

本工程升压站和光伏场的接地，均采用敷设水平接地网和垂直接地极相结合的复

合接地网，以减少土壤接触电阻，降低接地电阻。

220kV 升压站的保护接地、工作接地、过电压接地采用一个总的接地装置。根据《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065-2011 要求，升压站接地电阻按 $R \leq 2000/I$ 设计。本工程升压站的接地网均为以水平均压网为主，并采用部分垂直接地极组成复合环形封闭式接地网。

光伏阵列根据电站布置形成一个接地网，组件间通过 4mm^2 软铜线进行等电位连接，组串式逆变器通过 16mm^2 软铜线进行接地。

接地网格施工时考虑将鱼塘中的水抽干，将水平接地体（ -25×4 镀锡铜扁钢）深埋敷设到池塘底部，辅以敷设垂直接地极（ $\Phi 20 \times 2500\text{mm}$ 镀铜钢棒）。光伏支架与池塘底部的 -25×4 镀锡铜扁钢可靠连接。

若施工时不抽干水，则将水平接地体（ -25×4 镀锡铜扁钢）自然沉降到水底，光伏支架与自然垂入水底的 -25×4 镀锡铜扁钢可靠连接，并将其作为水平接地极，靠近岸边的部分采用 $\Phi 20 \times 2500\text{mm}$ 镀铜钢棒作为垂直接地极进行接地。

箱式变电站的接地网采用在设备四周敷设以水平接地体（ -25×4 镀锡铜扁钢）为主，辅以敷设垂直接地极（ $\Phi 20 \times 2500\text{mm}$ 镀铜钢棒）的人工接地网方案，该接地网充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体，接地网外缘闭合，主接地网敷设于地平面 1.0m 以下土层中。接地网至少 2 处以上从不同方向与光伏阵列接地网连成一体。箱式变电站内所有电气设备均应可靠接地。

6.2.8 站用电及照明

6.2.8.1 站用电

升压站站用电主要包括电气设备电源、继电保护系统、直流及通讯系统、监控系统、检修设备以及照明、通风、空调等。

本工程 220kV 升压站站用变与接地变一体化设计，接地兼站用变压器型号为：DKSC-2600/35-800/0.4， $37 \pm 2 \times 2.5\%/0.4\text{kV}$ ， $U_d=6\%$ ，接线形式为 ZN，yn11。

考虑到运行特点以及供电要求，站用电接线采用两段母线，重要负荷分别从两段母线上引接。

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

6.2.8.2 动力及照明

升压站的动力及照明电源均取自于交直流一体化系统。根据《发电厂和变电站照明设计技术规定》DL/T5390-2014、《建筑照明设计标准》GB50034-2013的要求，升压站的照明系统分工作照明和事故应急照明两个部分。

为确保设备正常运行，及时处理故障、保证工作人员安全疏散，在二次设备室、继保室、高低压配电装置室等重要场所和主要通道均设置了事故照明、应急照明及安全疏散照明。

1) 二次设备室、值班室等要求光线柔和，无阴影及照度均匀，采用嵌入式栅格荧光灯。

2) 休息室、楼梯、通道及门厅的照明采用嵌入式筒灯或吸顶灯。

3) 高低压配电装置室采用荧光灯和壁灯。

4) 升压站室外照明采用庭院灯、投光灯、泛光灯等照明。

6.2.9 电气一次设备材料清单

表6.2.9-1 电气一次主要设备材料清单

序号	名称	规格及技术规范	单位	数量	备注
光伏场区					
一	发电设备				
1	箱变智能测控系统	含 167 台智能箱变测控装置，167 台 10M 纵向加密认证装置及环网交换机、数据采集器等	套	1	
二	电缆及附件				
1	35kV 高压电缆	YJLHAY23-26/35KV-3X95	km	17.5	
		YJLHAY23-26/35KV-3X120	km	13	
		YJLHAY23-26/35KV-3X240	km	15	
		YJLHAY23-26/35KV-3X300	km	10.5	
		YJLHAY23-26/35KV-3X500	km	196	
2	冷缩电缆头	3M 或同级产品	只	334	
3	冷缩中间接头	3M 或同级产品	只	240	
4	光缆	GYTA53-24B1	km	252	
5	6 米大跨距热镀锌电缆桥架（镀锌层厚度 $\geq 80 \mu m$ ）	200W*150H	km	20	
		400W*200H	km	220	
		800W*200H	km	75	
6	低压动力电缆	YJLHAY23-1.8/3kV-3x150	km	200	
	低压动力电缆	YJLHAY23-1.8/3kV-3x185	km	305	
7	电缆终端头		套	2422	
8	电缆排管	含 12 根 $\phi 200$ MPP 管	米	1000	
9	电缆中间接头井		座	60	
三	接地				
1	黄绿接地线	BVR-0.75, 1×4 mm ²	km	324.54	
		BVR-0.75, 1×16 mm ²	km	12.11	

2	接地极	Φ11 锌覆钢（锌层 0.5mm）	km	24.375	
		Φ16 锌覆钢（锌层 1mm）	根	4875	
3	接地极防水装置		处	4875	
四	辅材				
1	软质防火堵料		t	20	
2	防火涂料		t	5	
五	电缆隧道				
1	电缆隧道	宽 x 深（2 米 x2.6 米）	km	1.6	
2	热镀锌角钢	L70x7	t	59.184	
3	热镀锌角钢	L50x5	t	48.256	
4	热镀锌扁钢	-50x5	km	15.68	
5	电缆隧道出口		个	10	
6	阻燃包	PFB 型	t	5	
7	防火隔板		m ²	120	
六	35kV 架空线路				
1	同杆四回	（含光缆工程）导线型号： JL/G1A-240/30，含导线、地线、金具等 架空线路所需附件	km	3	
220kV 升压站电气一次设备					
1	主变压器系统				
1.1	电力变压器	SFZ18-250/250MVA	台	1	
		230±8×1.25%/37YN, d11, Ud%=14%			
	电力变压器	SFZ18-300/300MVA	台	2	
		230±8×1.25%/37YN, d11, Ud%=14%			
1.2	主变中性点成套装置		套	3	
1.3	铜铝过渡单导线设备线夹	SYG-400/30	套	12	
1.4	端子箱	ZXW-2/3	个	3	
1.5	检修箱	ZXW-2/3	个	2	
1.6	排油注氮系统		套	3	
2	220kV 户内 GIS 设备				
2.1	220kV 主变进线间隔	252kV、2500A、50kA/3s	个	3	
2.2	220kV 出线间隔	252kV、2500A、50kA/3s	个	2	
2.3	220kV 母线间隔	252kV、2500A、50kA/3s	个	2	
2.4	220kV 母线	252kV、2500A、50kA/3s	m	20	
2.5	汇控柜		个	6	
2.6	220kV 绝缘子串		套	18	
2.7	钢芯铝绞线	JL/G1A-400/30	m	180	
2.8	耐张线夹	NY-400/30	套	18	
2.9	T 型线夹	TY-400/30	套	18	
2.10	单导线设备线夹	SY-400/30	套	9	
2.12	户内检修箱		个	2	
3	35kV 配电装置				
3.1	35kV 主变进线柜	KYN61-40.5, 2500A, Ik=31.5kA/4s	面	6	
3.2	35kV 集电线路柜	KYN61-40.5, 1250A, Ik=31.5kA/4s	面	30	
3.3	35kVPT 柜	KYN61-40.5, 1250A, Ik=31.5kA/4s	面	6	
3.4	35kV 接地用变柜	KYN61-40.5, 1250A, Ik=31.5kA/4s	面	3	
3.5	35kV 无功补偿柜	KYN61-40.5, 1250A, Ik=31.5kA/4s	面	6	
3.6	35kV 无功补偿装置	SVG: ±34MVar (水冷集装箱式)	套	4	
	35kV 无功补偿装置	SVG: ±30MVar (水冷集装箱式)	套	2	
3.7	35kV 母线桥	5000A	m/三	30	

			相		
3.8	35kV 半绝缘管母线	5000A	m	90	
3.9	穿墙套管	5000A, 35kV	支	9	
3.10	户内检修箱		个	3	
4	站用电系统				
4.1	接地变成套	DKSC-2600/35-800/0.4, ZN/yn11, R=54 Ω	套	1	
	装置				
4.2	接地变成套	DKSC-1800/35, ZN, R=54 Ω	套	2	
	装置				
4.3	施工变	箱变, SCB13-800, 10/0.4kV, 含 10kV 线路	座	1	施工完成后 转为站变
4.4	低压配电柜	GCK	面	8	
6	站内电缆				
6.1	站内动力电缆	ZRC-YJV22-1kV 系列	m	3000	各种型号
6.2	35kV 电力电缆	ZR-YJY23-26/35-3X300	m	1500	
6.3	35kV 电力电缆	ZR-YJY23-26/35-3 $\times$ 70	m	800	
6.4	35kV 电缆终端头	冷缩 (70~300)	套	36	
7	防火封堵		项	1	
8	升压站防雷接地				
8.1	水平接地装置	铜覆扁钢-60 $\times$ 8mm ²	km	5	
8.2	垂直接地装置	铜覆圆钢 Φ 20	根	200	2.5m/根
8.3	设备引线	铜覆扁钢-80 $\times$ 8mm ²	km	1	
8.4	等电位接地铜排	-30 $\times$ 4mm ²	m	400	
8.5	铜缆	不小于 100mm ²	m	300	
8.6	绝缘子	500V	只	500	
8.7	独立避雷针	35 米	支	4	
9	照明				
9.1	室内照明		项	1	预估
9.2	室外照明		项	1	预估
9.3	动力箱		个	8	预估
9.4	灯具		套	300	预估
9.5	电线		m	5000	预估

6.3 电气二次

6.3.1 编制依据及主要引用标准

电气二次部分编制依据和主要引用标准、规范如下：

- 1) GB50797-2012 《光伏发电站设计规范》
- 2) GB 50116-2013 《火灾自动报警系统设计规范》；
- 3) GB 50217-2018 《电力工程电缆设计标准》；
- 4) GB/T 50063-2017 《电力装置电测量仪表装置设计规范》；
- 5) DL/T 448-2016 《电能计量装置技术管理规程》；
- 6) DL/T 553-2013 《电力系统动态记录装置通用技术条件》；
- 7) DL/T 5002-2021 《地区电网调度自动化设计规程》；
- 8) DL/T 5003-2017 《电力系统调度自动化设计规程》；
- 9) DL/T 5044-2014 《电力工程直流电源系统设计技术规程》；
- 10) DL/T 5136-2012 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》；
- 11) DL/T 5137-2001 《电测量及电能计量装置设计技术规程》；
- 12) DL/T 5149-2020 《变电站监控系统设计规程》；
- 13) GB/T 19939-2005 《光伏系统并网技术要求》；
- 14) GB/T 19964-2012 《光伏发电站接入电力系统技术规定》；
- 15) GB/T 14285-2006 《继电保护和安全自动装置技术规程》；
- 16) Q/GDW 617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》；
- 17) 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》修订版；
- 18) 电监安全【2006】34 号《电力二次系统安全防护总体方案》

6.3.2 光伏区控制、保护、测量和信号

6.3.2.1 光伏场区计算机监控

对大型并网光伏发电系统而言，需要设置必要的数据监控系统，对光伏发电系统的设备运行状况、实时气象数据进行监测与控制，确保光伏电站在有效而便捷的监控下稳定可靠的运行。同时，还应对光伏发电设备系统的运行参数、状态及历史气象数据进行在线分析研究，不但确保日常维护简易、高效和低成本，还可对未来的系统发电能力进行预测、预报。

光伏厂区的监控范围包括光伏方阵、并网逆变器、箱变等电气系统的监控，其主要监测参数包括：直流配电柜输入电流、逆变器进出口的电压、电流、功率、频率、

逆变器机内温度、逆变器运行状态及内部参数、发电量、环境温度、风速、风向及辐射强度，35kV 箱变电流、电压、非电量及开关状态等，并实现对光伏厂区的常规控制、保护和报警等。

每个光伏单元内，均由逆变器厂家配置一套光伏方阵通信接口柜。柜内配置 1 套数据采集系统，组串逆变器数据通过 PLC 电缆载波方式通过交流电力电缆传输至数据采集器，该系统可在一段时间内存储本单元内逆变器、直流汇流箱和实时环境等信息，并自带小型液晶显示屏作为人机界面。同时，箱变内配置变压器测控装置，逆变器通信柜与测控装置采用以太网口通讯，通过测控装置组成的光纤环网送至升压站光伏接入柜，光伏接入设备柜内配置光电环网主交换机及工业以太网交换机、纵向加密装置等设备。

整个光伏电站内设一个二次设备室，二次设备室布置在升压站区域。在二次设备室内的运行人员以操作员站工作站为主要监控手段，完成整个光伏发电系统（包括升压站电气设备）的运行监控。本次光伏场区配置独立的监控后台，光伏场区信息通过升压站远动单元从光伏场区通讯交换机获取调度所需的信息，实现远动信息的采集和传送。

6.3.2.2 光伏场区视频监控

光伏场区不设置独立视频后台，光伏场区视频等信号通过光伏场区主光缆独立纤芯送至光伏设备接入柜（安装于升压站二次设备室内）的光端盒，再接入 220kV 升压站视频系统。升压站视频监控系统应全面考虑光伏场区摄像头的存储容量、时长及所需视频交换机的光口数量。

6.3.2.3 逆变器与箱变的保护

本项目逆变器配置保护有过电压、过电流、防孤岛保护、短路保护、欠压保护、缺相保护、低频保护、极性反接保护、防反放电保护及温度越限报警等功能。

箱变高压侧采用真空负荷开关加熔断器组合作为变压器的短路保护，低压侧采用空气断路器，箱变保护测控装置需具备低压侧速断过流保护、非电量保护等功能。

变压器及其高低压开关主要采用就地控制方式，以开关、按钮、指示灯、中间继电器、电流表、电压表、温度计、综合测控装置等构成二次控制回路，同时高、低压断路器具有远方控制功能，由测控装置实现远方遥控。

6.3.2.4 光伏场区监控系统功能

1) 测量

监测每组电池串的电、电压；逆变器直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、每天发电功率曲线、电压畸变率、电流畸变率等；箱变各低压侧三相电流、电压、功率和变压器温度。

2) 信号

监视逆变器的交、直流断路器；箱变低压侧断路器、高压侧负荷开关、箱变高低压侧门等电气设备的运行状态信号。

监视直流断路器跳闸；箱变高压侧熔断器动作、箱变非电量（包括轻瓦斯报警、箱变重瓦斯动作、变压器高温报警、变压器超温跳闸、变压器压力释放、油位异常）、低压断路器动作信号、断路器故障信号）及电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、电网电压不平衡、直流电压过高、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、光伏逆变器孤岛、DSP 故障、通讯失败等报警及故障信号。

3) 控制

控制对象包括：逆变器、箱变高压侧负荷开关、箱变低压侧断路器。

控制功能分为集中控制和分散控制。集中控制：运行人员经升压站内监控主机键盘或鼠标可对上述控制对象进行远方操作。分散控制：可在就地单元中实现手动控制。

4) 有功、无功自动调节功能

能接收 AGC、AVC 的调节信号，自动调节逆变器的有功、无功输出，满足电网调度部门的有关要求。

6.3.3 升压站控制、保护、测量和信号

6.3.3.1 升压站监控系统

1) 升压站监控系统结构

220kV 升压站计算机监控系统能实现对升压变电站运行设备可靠、合理、完善的监视、测量、控制。主要有以下功能：实时数据采集与处理；数据库的建立与维护；控制操作的同步检测；电压—无功自动调节；报警处理；事件顺序记录；画面生成及显示；在线计算及制表；电能量处理；远动功能；时钟同步；人一机联系；系统自诊断与自恢复；与其他设备接口；运行管理功能等。

(1) 测量

监测各电压等级母线电压；各电压等级馈线的有功功率、无功功率，电流、 f 、 $\cos \phi$ 、有功电能量和无功电能量；UPS 输出电压、电流；直流系统蓄电池电压电流、

充电装置直流输出电压电流、直流母线电压。

(2) 信号

监视站内各电压等级断路器及电动隔离开关等电气设备的运行状态信号。

监视站内各保护装置的动作及报警信号、运行状态信号。

监视光功预测系统、环境监测系统、AGC 和 AVC 系统、SVG 系统、自动装置、直流系统和 UPS 系统等报警信号、运行状态信号。

(3) 控制

a. 对断路器的控制操作

所有 220kV 断路器的控制操作具有四层操作可供选择。第一层控制设置在站内监控人机界面工作站上,可通过键盘或鼠标进行控制操作,作为在站内操作控制的主要操作方式。第二层控制设置在微机测控柜上,其为完全独立于计算机通讯网络,通过选择开关和控制开关直接面向对象的操作方式,采用传统的二次接线对断路器实施控制,主要作为当计算机通讯网络完全失效,而不能通过远动通道在调度中心和站内人机界面工作站上对断路器控制操作的一种后备方式。第三层控制设置在远方调度控制中心,远方调度中心运行值班人员可通过远动通道对升压站断路器实施控制操作。第四层控制在断路器就地操作机构箱上,通过选择开关和控制按钮进行操作控制,主要作为开关检修、调试时用,也是控制操作的最后后备方式。

所有 35kV 断路器的控制操作具有三层操作可供选择。第一层控制设置在站内监控人机界面工作站上,可通过键盘或鼠标进行控制操作,作为在站内操作控制的主要操作方式。第二层控制设置在远方调度控制中心,远方调度中心运行值班人员可通过远动通道对变电站断路器实施控制操作。第三层控制设置在 35kV 开关柜上,通过选择开关和控制开关进行操作控制,主要作为开关检修、调试时用,也是控制操作的最后后备方式。

b. 自动控制功能

可根据系统电压实现动态无功补偿装置的自动投切。

2) 远动功能

升压站计算机监控系统具有远动装置的功能。远动装置的主要技术指标及远动信息量应符合 DL/T 5003-2005 的要求。满足系统调度端信息采集内容、采集精度、实时性、可靠性及实用化等要求。

3) 时间同步功能

监控系统具有接受站内时间同步系统的对时功能。

4) 微机防误闭锁功能

本站采用独立的微机五防系统实现防误闭锁，配置一台五防主站，同时按本期规模配置一套锁具及附件，实现全站设备的五防功能。

6.3.3.2 元件保护

保护按《继电保护和自动装置设计技术规程》(GB/T 14285-2006)设置，本工程保护等均采用微机型保护。

(1) 主变压器保护

本站主变压器为 220kV 电压等级，除非电量保护外，变压器采用双重化保护配置，断路器应具有两组跳闸线圈，两套保护分别动作于断路器的一组跳闸线圈。

1) 纵联差动保护：作为主变压器内部及引出线短路故障的主保护；保护装置应具有躲避励磁涌流和外部短路时所产生的不平衡电流的能力，过励磁时应闭锁；纵联差动保护均瞬时动作于主变两侧断路器跳闸。

2) 主变高低压侧复合电压闭锁过流：保护延时动作于主变两侧断路器跳闸。

3) 零序电流保护：作为主变压器高压侧及 220kV 线路单相接地故障的后备保护；保护延时动作于主变压器两侧断路器跳闸。

4) 间隙零序电流保护：当电力网单相接地且失去中性点时，间隙零序电流瞬时动作于主变压器两侧断路器跳闸。

5) 主变过负荷：动作于信号。

6) 非电量保护：

a) 瓦斯保护：主变本体和有载调压开关均设有该保护，轻瓦斯动作发信号，重瓦斯瞬时动作于主变两侧断路器跳闸。

b) 主变压力释放保护：保护瞬时动作于主变两侧断路器跳闸。

c) 温度保护：温度超过规定值时动作主变压器两侧断路器跳闸，温度动作发信号。

d) 冷却系统故障保护：冷却器全停经延时动作主变压器两侧断路器跳闸、部分冷却器故障时发信号。

本光伏站每台主变压器保护配置 A、B、C 三面屏，两套主后备一体化电量保护，一套非电量保护分别组屏布置于二次设备室内。

(2) 35kV 线路保护

电路速断保护，动作于跳闸

过电流保护，带时限动作于跳闸

电压闭锁电流速断，带时限动作于跳闸

零序过电流保护，瞬时动作于跳闸

（3）35kV 动态无功补偿装置保护

配置定时限电流速断保护，动作于跳闸

过电流保护，带时限动作于跳闸

零序过电流保护，瞬时动作于跳闸

过电压保护，带时限动作于信号

欠电压保护，带时限动作于信号

不平衡电压保护，动作于跳闸

（4）35kV 接地变保护

保护配置电流速断保护、过电流保护、高压零序电流保护、低压零序电流保护及非电量保护，保护动作于跳开所接母线的的所有断路器。

（5）35kV 母线保护

35kV 每段母线均配置一套微机型差动保护装置，母线差动保护设复合电压闭锁元件，母线保护屏不设置独立的复合电压闭装置。保护出口有复合电压锁元件措施，复合电压闭锁元件与母差不共 CPU。母线保护按终期接线配置。保护装置具备 3 组通讯接口和打印机接口。所提供的通讯接口用于与升压站内故障信息管理子站和直接与监控系统连接。

（6）SVG 装置的保护和控制

SVG 装置的保护和控制由厂家成套提供，实现对站内 SVG 装置的控制与调节，实现与升压站系统的可靠通信。

6.3.3.3 布置

升压站主控室与二次设备室集中设置。本工程主变保护柜、主变测控屏、220kV 母线保护屏、35kV 母线保护屏、故障录波屏等均布置在二次设备室。35kV 线路测控保护装置及相应的电能表下放，安装在 35kV 开关柜内。

6.3.3.4 电气二次接线方案

1、二次回路设计原则

（1）电流二次回路

a) 电流互感器二次绕组应合理分配, 保证保护范围最大化。

b) 220kV 线路保护应选用 5P 级电流互感器二次绕组。

c) 采用三相四线计量方式时, 计量用的电流互感器二次回路应采取六线接法, 采用三相三线计量方式时, 计量用的电流互感器二次回路应采取四线接法。每相电流互感器的二次回路应相互独立, 各相的中性线在接地点处并接。

(2) 电压二次回路

220kV/35kV 母线电压互感器的二次绕组序号和空气开关编号对应, 宜按下列顺序排列: 0.2、0.2/3P、0.2/3P、6P。

(3) 断路器控制回路

a) 保护装置和断路器上的防跳回路应且只应使用其中一套, 优先使用断路器机构防跳。

b) 断路器就地合闸操作, 宜经断路器两侧刀闸位置闭锁。在就地手合回路中, 宜串接断路器两侧刀闸常闭辅助接点。

c) 正负电源端子之间, 跳、合闸引出端子与正电源端子之间应至少间隔 1 个空端子。

d) 断路器合闸回路监视采用 TWJ 监视, 且 TWJ 监视应能监视“远方/就地”切换把手、断路器辅助接点、合闸线圈等完整的合闸回路。

e) 操作箱的“压力低闭锁重合闸”开入回路应使用断路器操作机构压力低时闭合的接点接入。

(4) 信号回路

信号回路宜按以下顺序进行回路编号和接线:

a) 断路器双位置信号;

b) 隔离开关、接地刀闸双位置信号;

c) 气室报警、闭锁信号;

d) 断路器、隔离开关本体信号;

e) 保护动作、装置故障、操作箱信号等。

录波开关量宜按以下顺序进行回路编号和接线:

a) 断路器双位置信号;

b) 保护动作信号, 收发信接点信号;

c) 操作箱信号;

(5) 直流电源

- a) 正常运行方式下，直流负载宜平均分配在两段直流母线上。
- b) 非电量保护和差动保护直流电源应取自不同的直流母线。
- c) 直流电源采用辐射供电方式，严禁采用环网供电方式。测控装置电源和信号电源共用一组直流电源，在测控屏上通过直流断路器分开供电。
- d) 远动装置屏、交换机屏等含冗余配置设备的设备屏，应配置两路取自不同直流母线段的直流电源。

2、测量、计量、操作闭锁等二次接线

(1) 电流互感器的二次回路有且只能有一个接地点。独立的、与其他互感器二次回路没有电的联系的电流互感器二次回路，宜在升压站实现一点接地。有几组电流互感器组合的电流回路，应在第一级和电流处一点接地。备用电流互感器二次绕组，应在升压站短接并一点接地。

(2) 电压互感器的二次回路只允许有一点接地。经二次设备室零相小母线(N600)连通的几组电压互感器二次回路，应在二次设备室将 N600 一点接地，各电压互感器的中性线不得接有可能断开的断路器或接触器等。独立的、与其他互感器二次回路没有直接电气联系的电压互感器二次回路，可以在二次设备室也可以在升压站实现一点接地。

(3) 从升压站地到二次设备室的电压互感器每组二次绕组的 4 根引入线和开口三角接线的剩余绕组的 2 根引入线均应使用各自独立的电缆，不得共用。

(4) 控制电源与保护电源直流供电回路应分开。各间隔的控制电源与保护电源直流供电回路在直流馈线屏处分开。

(5) 相互独立的保护通道设备应取自相互独立的直流电源。

(6) 电流互感器、电压互感器每组二次绕组的相线和中性线应在同一根电缆内。

(7) 交、直流回路不应合用同一根电缆，强电和弱电回路不应合用同一根电缆。不同安装单位或间隔的回路不宜合用同一根电缆。

(8) 本站配置的保护的电流回路、电压回路、直流电源回路、跳闸线圈的控制回路等，不合用同一根电缆。

(9) 弱电回路的每一对往返导线，应属于同一根控制电缆。

(10) 电压 250V 以上回路不宜进入控制和保护屏。

(11) 继电保护和自动装置用电压互感器二次回路电缆截面的选择，应保证最大

负荷时，电缆的电压降不应超过额定二次电压的 3%。

(12) 为满足机械强度要求，强电控制回路导体截面应不小于 1.5mm^2 ，弱电控制回路导体截面应不小于 0.5mm^2 。

(13) 对于单屏蔽层的二次电缆，屏蔽层应两端接地，对于双屏蔽层的二次电缆，外屏蔽层两端接地，内屏蔽层宜在户内端一点接地。电缆屏蔽层的接地应连接在二次接地网上。

3、二次设备的接地、防雷、抗干扰

(1) 二次接地

根据升压站主接地网与一次设备安装的实际情况，升压站敷设与主接地网紧密连接的二次等电位接地网。等电位接地网应满足以下要求：

a) 在二次设备室、敷设二次电缆的沟道、升压站的就地端子箱等处，使用截面 120mm^2 的裸铜缆敷设与主接地网紧密连接的等电位接地网。

b) 在二次设备室柜屏下层的电缆室内，按柜屏布置的方向敷设 120mm^2 的专用铜排，将该专用铜排按目字形首末端连接，形成二次设备室内的等电位接地网。二次设备室内的等电位接地网必须用至少 4 根以上、截面 50mm^2 的铜缆与本站的主接地网在电缆竖井处 1 点可靠连接。

c) 静态保护和控制装置的屏柜下部设有截面 120mm^2 的接地铜排。屏柜上装置的接地端子应用截面 4mm^2 的多股铜线和接地铜排相连。接地铜排应用截面 50mm^2 的铜缆与二次设备室内的等电位接地网相连。

d) 沿二次电缆的沟道敷设截面 120mm^2 的裸铜排（缆），构建室外的等电位接地网等电位接地网。

e) 升压站的就地端子箱内应设置截面 120mm^2 的裸铜排，并使用截面 120mm^2 的铜缆与电缆沟道内的等电位接地网连接。

f) 保护及相关二次回路的电缆屏蔽层应使用截面 4mm^2 多股铜质软导线可靠连接到等电位接地网的铜排上。

(2) 防雷

在二次设备的交、直流电源输入处设电源防雷器，在通信信道装设通信信道防雷器。

(3) 抗干扰

a) 微机型继电保护装置所有二次回路的电缆均应使用屏蔽电缆。

b) 交流电流和交流电压回路、交流和直流回路、强电和弱电回路，以及来自升压站电压互感器每组星形二次绕组引出线至二次设备室应各自使用独立电缆，电压互感器开口三角绕组引出线至二次设备室单独使用电缆。

c) 经长电缆跳闸回路，宜采取增加出口继电器动作功率等措施，防止误动。

d) 微机保护装置应提高抗电磁骚扰水平和防护等级，光耦开入的动作电压应控制在额定直流电源电压的 55%~70%范围以内。

e) 针对来自系统操作、故障、直流接地等异常情况，应采取有效防误动措施，防止保护装置单一元件损坏可能引起的不正确动作。

f) 所有涉及直接跳闸的重要回路应采用动作电压在额定直流电源电压的 55%~70%范围以内的中间继电器，并要求其动作功率不低于 5W。

g) 遵守保护装置 24V 开入电源不出保护屏的原则，以免引进干扰。

h) 合理规划二次电缆的敷设路径，尽可能离开高压母线、避雷器和避雷针的接地点、SVG、CVT、结合电容及电容式套管等设备，避免和减少迂回，缩短二次电缆的长度。

4、电流，电压互感器的配置

(1) 电流互感器二次参数选择原则

a) 电流互感器二次绕组的数量和准确级应满足测量、计量、继电保护、自动装置的要求；

b) 保护用电流互感器的配置应避免出现主保护死区；

c) 220kV、35kV 电流互感器均按三相配置；

d) 220kV 线路及主变主保护的电流回路分别取自电流互感器互相独立的绕组。35kV 单套配置的保护使用专用的二次绕组；测量、计量应分别使用不同的二次绕组，故障录波装置可与保护共用一个二次绕组，也可单独使用一个二次绕组。

e) 220kV、35kV 电压等级选用二次额定电流为 1A 的电流互感器。

f) 测量用电流互感器准确度等级为 0.2 级，计量用电流互感器准确度等级为 0.2S 级。电流互感器二次绕组所接入负荷，应保证实际二次负荷在 25%~100%额定二次负荷范围内，额定二次负荷宜选取为实际二次负荷的 2 倍。

g) 保护用的电流互感器准确级：本站各电压等级线路采用 5P 级电流互感器二次绕组。P 类保护用电流互感器应考虑满足复合误差要求的准确限值倍数。

(2) 电压互感器二次参数选择原则

a) 电压互感器二次绕组的数量、准确等级应满足测量、计量、保护、同步向量测量和安全自动装置的要求；

b) 35kV 母线上装设三相电压互感器。在 220kV 线路侧装设单相电压互感器，电压互感器选用电磁式电压互感器。

c) 220kV 线路及主变主保护的电压回路接入电压互感器的保护用二次绕组。保护用电压互感器一般设有剩余电压绕组，供接地故障产生剩余电压用。

d) 计量采用独立的电压互感器二次绕组，准确级选用 0.2 级；测量与保护分别用一个二次绕组，准确级选用 0.2 (3P) 级；

e) 电压互感器的二次绕组额定输出，应保证二次实接负荷在额定输出的 25%~100% 范围，以保证电压互感器的准确度。

f) 计量用电压互感器二次回路允许的电压降应不大于其额定二次电压的 1%~3%；I、II 类计费用途的电计量装置用电压互感器二次回路允许的电压降应不大于其额定二次电压的 0.2%，其他电能计量装置用电压互感器二次回路允许的电压降应不大于其额定二次电压的 0.5%；保护用电压互感器二次回路允许的电压降应在互感器负荷最大时不大于额定电压的 3%。

互感器最终的精度要求以本项目接入系统报告的要求为准。

所有互感器的变比、容量和特性满足继电保护选择性、速动性、灵敏性、可靠性的要求。

光差保护两侧的电流互感器暂态特性与相应的饱和电压保持一致。

6.3.4 交直流控制电源系统

6.3.4.1 直流电源

为了给控制、继电保护、信号、综合自动化装置和事故照明等装置提供可靠的电源，220kV 升压站设置操作电源系统，包括直流和交流不停电电源 (UPS) 系统两部分。

直流电源电压采用 220V。蓄电池组选用免维护阀控式铅酸蓄电池，蓄电池组屏放置于蓄电池室。经对直流负荷初步统计，选用 2 套 600Ah 的蓄电池可满足升压站事故停电 2h 的放电容量和事故放电末期最大冲击负荷容量要求。

直流电源系统采用 2 套高频开关充电装置；系统接线采用单母分段接线。每段母线各带一套充电装置，两段母线分别配置一组蓄电池，充电装置采用高频开关电源 (模块按 N+1 配置)。配置 2 面直流充电柜，4 面直流馈电柜。

蓄电池采用全密封阀控式铅酸(贫液)蓄电池(每组蓄电池的数量暂按每只浮充电压 2.23V 计算,取 104 只),按浮充电方式运行。蓄电池组柜布置于蓄电池室内。

直流系统设有绝缘在线监测及接地故障定位装置,电池监测装置,集中监控装置,并能通过串行通讯口与计算机监控系统通讯,传送各种数据信息,达到远方监控目的。

二次设备室内的 220kV 线路保护、主变保护、故障录、信息子站以及远动设备等所需直流采用辐射式供电方式。

6.3.4.2 不停电电源(UPS)系统

为保证升压站综合自动化系统的后台计算机和网络设备的可靠运行,设置一套不停电电源系统,保证在升压站交流失压的情况下,综合自动化系统,通信设备,网络设备能有不间断的电源供给,该不停电电源系统采用升压站的直流系统作为后备电源,无须自带蓄电池。根据本站的规模,配置 1 套 $2 \times 15\text{kVA}$ 不停电电源系统,组屏 2 面。不停电电源系统采用双机分列运行方式,每段母线带 20 个馈线回路。

不停电电源主机采用静态逆变装置,由整流器、逆变器、静态转换开关、隔离变压器等组成。交流输入电压为 $\text{AC}380\text{V} \pm 10\%$, 50Hz。输出交流电压为 $\text{AC}220\text{V}$, 50Hz。正常运行时由站用 $\text{AC}220\text{V}$ 电源给整流器供电,经逆变器逆变后由静态开关向负荷供电。当事故停电失去交流电源时,或整流器发生故障时,由站内 220V 直流经逆变后向负荷供电。若逆变器故障,静态开关自动切换至旁路系统,由站内 $\text{AC}220\text{V}$ 旁路电源经静态开关向负荷供电。

站内电源系统通过 61850 同站内进行通信,最终由通讯管理机(远动机)向省调主站传送相关信息。

6.3.4.3 事故照明

升压站配置 1 套升压站事故照明电源。逆变电源装置正常工作于后备式工作方式,正常工作由交流输入,经静态开关向负载供电;交流消失,直流经逆变部件向负载供电。逆变交流输入为两路,两路电源互为备用,可手动、自动投切。某路过压、欠压、缺相,停电时自切至另一路,并具有检修旁路开关。

6.3.4.4 通信电源

全站通信电源由一体化电源系统统一考虑,配置 2 套 DC/DC 装置,模块 N+1 冗余,每套选用 4 个 30A 模块,独立组柜。

6.3.5 系统继电保护及安全自动装置

6.3.5.1 系统保护配置方案

1) 220kV 线路保护

本期每条 220kV 线路两侧均双重化配置完整的、独立的能反映各种类型故障，具有选相功能的全线速动保护，线路主保护均采用光纤电流差动保护。每套主保护均含有完整的后备保护和重合闸功能。线路主保护、后备保护均启动断路器失灵保护。双重化配置的保护采用不同厂家的装置。含电缆段的线路配置过负荷保护。

500kV 汇集站~220kV 光伏升压站线路保护装置要求具备双通道接入能力，主保护一、二的通道一均采用专用光纤芯方式，每套保护要求主用 2 芯、备用 2 芯，主保护一、二的通道二均采用复用通信光设备 2M 接口方式。

每条 220kV 线路的每套线路保护及分相操作箱组 1 面柜。本期工程配置 4 面 220kV 线路保护柜；配置 2 面保护通信接口装置柜，共安装 4 台保护通信接口装置，分别用于线路主保护一、二。

最终配置方案需以接入系统审查意见为准。

2) 220kV 母线保护

光伏电站 220kV 本期共设置两段单母线，每段单母线的母线保护按远景规模配置双重化母线差动保护装置。母线保护装置具备差动保护、失灵保护、死区保护及复合电压闭锁等功能。

本工程配置 220kV 母线保护柜 4 面，安装于二次设备室内。

3) 故障录波器

为了便于了解故障时系统的运行情况，分析继电保护装置的動作行为及事故原因，迅速确定故障性质及故障点位置，从而及时处理事故，提系统的安全运行水平，在升压站配置 4 面微机型故障录波器柜，分别为 220kV 系统故障录波柜 1 面、主变故障录波柜 1 面、35kV 故障录波柜 2 面。用于记录 220kV 线路、35kV 汇集线路、35kV 汇集母线、主变压器等的有关电气量、继电保护装置及断路器相关开关量的動作时间、直流系统的各母线段（控制、保护）对地电压等。

故障录波应满足以下技术要求：

故障录波应为嵌入式、装置化产品，所选用的微机故障录波器应满足电力行业有关标准。设备应具有模拟量记录和开关量记录功能，应具有事故追忆、远传等功能。应能连续记录多次故障波形。能记录和保存从故障前 40s 到故障后 60s 的电气量波形，至少能清楚记录 5 次谐波的波形。故障录波器应具有与当地微机监控系统通讯的接口，并能将故障记录传送至调度中心的功能。

根据电气主接线方式及建设规模，考虑配置 96 路模拟量，128 路开关量的故障录波器柜 4 面。

4) 二次设备在线监测及分析子站

根据调保〔2021〕39 号《山东电力调度控制中心关于印发山东电网二次设备在线监视与分析技术方案的通知》，为提高继电保护设备运行管理水平，全面提升二次设备状态在线监视及远方操作能力，结合二次设备数字化建设工作，山东电力调度控制中心编制了“山东电网二次设备在线监视与分析技术方案”，将保护信息系统整体升级改造为二次设备在线监视与分析。站控层采用 IEC61850 通信的新、改（扩）建 110 千伏及以上电压等级厂站以及集中式新能源场站应配置二次设备在线监视与分析子站，监控系统可不集成保护信息子站功能。

本工程根据山东电网要求配置 1 套二次设备在线监视与分析子站，部署在安全 II 区。

5) 继电保护试验设备

升压站配置继电保护试验电源柜 1 面。

6.3.5.2 安全自动装置

1) 频率电压紧急控制装置

光伏电站大规模接入电网后，将对系统的运行方式产生一定的影响，进而影响到系统的暂态稳定。光伏电站应具备参与电力系统调频和调峰的能力，并符合《电网运行准则》DL/T 1040-2007 的相关规定。为避免光伏电站对系统稳定的影响，需要配置频率电压紧急控制装置 2 套。装置具有低频、低压解列、过压解列、震荡解列、对侧无故障偷跳解列以及高频、高压切机功能，当系统出现异常时，将光伏电站解列。具体配置情况以接入系统为准。

2) 防孤岛保护装置

外部电网断电时，光伏发电系统如仍对电网输送电能，会形成局部孤岛现象。光伏发电系统应立即停止运行，否则将造成：

- （1）可能危及电网线路维护人员和用户的的生命安全；
- （2）干扰电网正常合闸
- （3）电网不能控制光伏电站的电压和频率，可能损坏配电设备与用户设备。

孤岛损害公众和维修人员的安全和供电的质量。在发生孤岛现象时，防孤岛保护装置可以快速切除并网点，使本站与电网侧迅速脱离，从而保证整个电站和相关维护

人员的生命安全。防孤岛保护装置具有过电压、低电压、频率过高、频率过低、逆功率、外部联跳、频率突变等保护等国网标准的保护功能。

本工程配置 2 套防孤岛保护装置，与频率紧急控制装置组柜放置在二次设备室内。

6.3.5.3 相关专业技术要求

1) 对光纤通道要求

本光伏升压站至 500 汇集站每条 220kV 线路的 2 套光纤分相电流差动保护分别采用本路径 2 根光缆专用纤芯通道传送保护信息。

2) 对电气专业的要求

(1) 电流互感器的类型、二次绕组的数量和准确级应满足继电保护、安全自动装置、测量仪表和计量的要求；

(2) 电压互感器及其二次绕组数量、准确等级等应满足测量、保护、计量、同步和自动装置的要求。用于计量的电流互感器准确等级为 0.2S 级，电压互感器为 0.2 级，均应有计量专用绕组。

6.3.6 调度自动化

6.3.6.1 调度关系

根据《山东电网调度控制管理规程》，本项目属山东电力调度控制中心（以下简称山东省调）和东营电力调度控制中心（以下简称东营地调）双重调度。远动信息分别送至山东省调主、备调和东营地调主、备调。最终调度关系以接入系统审查意见为准。

6.3.6.2 远动方案

升压站配置计算机监控系统一套，并设置双机冗余的远动工作站，为避免信息量的重复采集，远动与监控共用数据采集系统，站内所有远动信息的采集与传输均由监控系统的远动工作站完成。

1. 远动信息内容

按照 DL/T5003-2017《电力系统调度自动化设计技术规程》、GB/T 50866-2013《光伏电站接入电力系统设计规范》、GB/T 19939-2012《光伏系统并网技术要求》等要求采集本光伏电站相关远动信息，远动信息采集范围详细内容如下：

1) 遥测

220kV 线路的有功功率，无功功率，三相电流；

主变低压侧的有功功率、无功功率，三相电流；

35kV 线路的有功功率，无功功率，三相电流；

35kV 无功补偿回路无功功率，三相电流；

35kV 站用变兼接地变有功功率，无功功率，三相电流；

35kV 母线电压，频率；

主变分接头位置；

主变油温；

光伏电站辐照度和环境温度等。

2) 遥信

全站事故总信号；

220kV 线路主保护动作信号；

主变高低压侧断路器双位置，隔离开关、接地刀闸位置信号；

主变中性点接地刀闸位置信号；

主变主保护动作信号；

主变分接头位置信号；

AGC 投退状态；

35kV 线路断路器双位置、隔离手车位置及接地刀闸位置信号；

35kV 无功补偿回路断路器双位置，隔离手车位置及接地刀闸位置信号；

故障录波器动作及故障信号；

无功补偿装置的运行事件记录，包括无功补偿装置内断路器、隔离开关、接地刀闸位置信号、保护动作信号；

无功补偿装置自动调整功能投退状态；

光伏电站的运行事件记录，包括并网状态、单台逆变器投退状态、故障检修状态以及运行状态等。

3) 遥控

220kV、35kV 断路器分、合；

220kV 电动刀闸分、合；

主变中性点电动刀闸分、合；

预告信号复归；

无功电压控制（AVC 控制）；

有功功率控制（AGC 控制）。

4) 遥调：

主变有载调压分接头位置调节。

AGC、AVC 调节。

2. 远动系统的主要功能及技术要求

（1）远动系统主要功能

为确保调度自动化系统功能的顺利实施，升压站远动系统应具备如下功能：

具有采集、转换、处理和传输模拟量、数字量的功能；

具有遥测越限传送、遥信变位传送和全数据传输功能；

具有接收、返送校核和执行遥控命令的功能；

具有接收和执行遥调命令的功能；

具有事件顺序记录功能；

具有自恢复功能；

具有以远动规约与调度端进行通信的功能；

具有以网络方式与各调度端进行通信的功能；

具有以点对点与各调度端进行通信的功能；

具有通道监视和主、备通道自动切换的功能。

（2）远动系统技术要求

远动系统可用率： $\geq 99.99\%$

遥信正确率： $\geq 99.9\%$

遥控正确率：100%

遥调正确率：100%

遥测传送时间： $\leq 3s$

遥信变化传送时间： $\leq 2s$

遥控传送时间： $\leq 2s$

遥调命令传送时间： $\leq 2s$

事件顺序记录分辨率： $\leq 2ms$

A/D 转换误差：0.2%

遥测精度：0.2 级

远动系统遥测误差： $\leq \pm 1\%$

越死区传送整定最小值： $\geq 0.5\%$ （额定值）

（3）远动系统方案

本期工程远动系统考虑由数据处理及通信装置（远动工作站）实现，远动工作站和站内计算机监控系统合用间隔层 I/O 测控单元。I/O 测控单元所采集的远动信息不经过计算机监控系统后台处理，直接经远动工作站通过调度数据网将远动信息传送到调度中心，调度中心传送各种调节命令直接下达给 I/O 测控单元，保证远动信息传输实时性和可靠性。

根据山东电网调度自动化系统要求，考虑光伏升压站的装机容量、电压等级及其在电网中的位置，本工程在光伏升压站安全区 I 设计 2 套综合通信管理终端，冗余配置，双主运行，具备远动通信、有功功率控制、无功电压控制等功能。综合终端与光伏升压站监控系统、无功补偿装置等设备通信，读取实时运行信息，对实时信息进行定时采样形成历史数据存储于终端中，并将实时数据和历史数据通过电力调度数据网上传到主站系统，同时从主站接收有功/无功的调节控制指令，转发给光伏升压站监控系统、无功补偿装置等进行远方调节和控制。光伏升压站应实现通过综合终端模式与主站进行实时数据的通信要求。综合终端通过调度数据网 I 区与主站系统通信。

（4）远动信息传输网络及通道要求

本光伏电站相关远动信息传输通道利用电力调度数据网，站内远动工作站采用以太网口的方式接入升压站内的调度数据网络接入设备的 I 区接入交换机（实时接入交换机），远动通信规约采用 DL/T634.5104-2002。

6.3.6.3 调度数据网接入设备配置

为满足光伏电站及 220kV 升压站内信息通过调度数据网向调度端传送的要求，本工程配置 2 套电力调度数据网络接口装置（双平面），每套包括 1 台路由器和 2 台交换机，以便远动和电能量等信息通过双平面 2 路不同路由的通道及时、可靠地传送到电力系统调度端。具体装置型号应与当前电网调度数据网络相匹配。

每套调度数据网接入设备组屏 1 面，本项目共设置 2 面调度数据网屏。

6.3.6.4 二次系统安全防护设备配置

根据《电力二次系统安全防护规定》（电监会 5 号令）与《电力二次系统安全防护总体方案》（电监会 [2006]34 号）文件规定：“为了防范黑客及恶意代码等对电力二次系统的攻击侵害及因此引发电力系统事故，建立电力二次系统安全防护体系，保障电力系统的安全稳定运行；电力二次系统安全防护应当坚持安全分区、网络专用、

横向隔离、纵向加密认证的原则”。

遵照国家发展改革委 2014 年第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》、《关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36 号）文提出的原则划分安全区域，如下表：

序号	业务系统及设备	控制区	非控制区	管理信息大区
1	光伏组件监控系统	√		
2	无功电压控制	√		
3	有功功率控制	√		
4	计算机监控系统	√		
5	相量测量装置 PMU	√		
6	继电保护	√		
7	保信子站		√	
8	故障录波		√	
9	电能量采集装置		√	
10	光功率预测系统		√	
11	天气预报系统			√
12	管理信息系统			√

（1）安全 I 区与安全 II 区

安全 I 区与安全 II 区应采用 MPLS VPN 技术体制，划分为控制区 VPN（安全 I 区），非控制区 VPN（安全 II 区），在 I 区与 II 区之间配置网络防火墙。

安全 I 区内的主要业务有：光伏组件监控系统、升压站计算机监控系统、继电保护装置、安全稳定装置等、五防系统、有功功率控制、无功功率控制。

安全 II 区的主要业务有：故障录波器、保护及故障信息子站系统、电能计量系统、光功率预测系统、调度计划工作站。

（2）安全 I 区/II 区与安全 III 区

安全 I 区/II 区与安全 III 区之间设置明显可断开点，并采用网络物理隔离装置。隔离装置设备应是满足通过国家标准认证的产品。

全站横向安防的具体配置如下：

防火墙 2 台（光伏功率应用服务器—监控）；

防火墙 1 台（光伏功率气象服务器—外网气象数据）；

防火墙 1 台（光组件监控—升压站计算机监控）；

防火墙 2 台（升压站计算机监控安全 I 区—安全 II 区）；

反向物理隔离装置 1 台（光功率应用服务器—光伏功率气象服务器）；

正向物理隔离装置 1 台（安全 II 区—安全 III 区生产管理系统）；

反向物理隔离装置 1 台（安全 II 区—安全 III 区生产管理系统）。

（3）纵向加密

在调度数据网接入屏内的交换机与路由之间配置纵向加密认证装置。在 I 区纵向上和 II 区纵向上各配置 2 台纵向加密认证装置。

纵向安全配置情况如下：

百兆纵向加密装置 4 台（用于调度数据网纵向）；

千兆纵向加密装置 3 台（用于光伏组件汇控箱与光伏升压站监控系统之间，升压站侧配置 3 台）；

每台箱变配置 1 台微型纵向加密装置。

（4）其他安全防护

按照《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》等规定要求，需进一步将网络安全感知和监测范围从网络边界扩展到厂站端的服务器、工作站和网络设备等，实现网络安全防护体系从静态布防到动态管控的提升。因此，在本光伏升压站安全 II 区配置 1 台 II 型网络安全监测装置，共 1 台网络安全监测装置。另外，发电厂需建立网络安全运行监视机制，完善本地网络安全实时监视和事件告警功能，开展本地网络安全运行监视。因此，光伏电站需配置 1 台本地网络安全监视工作站，以实现对本光伏本地网络安全实时监视。

本光伏监控系统等业务系统计划逐步采用数字证书技术，对用户登录应用系统、访问系统资源等操作进行身份认证，提供登录失败处理功能，根据身份与权限进行访问控制，并且对操作行为进行安全审计。本光伏升压站配置 1 台网络入侵检测装置、1 台内网安全审计装置。按照国能安全【2015】36 号文件要求生产控制大区主机设备要求采用经过安全加固的国产操作系统。全站其他安全防护设备配置如下：

入侵检测装置 1 套；

内网安全日志审计装置 1 套；

本地网络安全监视工作站 1 台；

安全评估及等保测评 1 项；

II 型网络安全监测装置 1 台。

（5）安全加固

遵照《电力监控系统安全防护总体方案等和评估规范》国能安全【2015】36 号文提出的要求，为保证服务器不被入侵，重要的数据和文件不被更改、删除、非法拷贝；关键业务、进程不被非法停止。所有向调度上送信息的边界主机设备均要求采用

国产操作系统，禁止使用 Windows 操作系统。同时还需要具备主机加固功能，增强操作系统的安全级别。主机加固软件应能构建一个由网络边界到核心的纵深的多层次防护体系。需要安装加固软件的设备为安全 I 区、安全 II 区的主机设备，至少包括：操作员/工程师/五防工作站、光伏功率预测服务器及工作站、AVC/AGC 服务器及工作站、保信子站服务器及工作站、OMS 工作站等，并提供具有资质的第三方检测机构出具的合格的本期工程检测报告。

6.3.6.5 有功功率/无功电压控制系统

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》GB/T 19964-2012 的相关要求，本光伏电站应配置 2 套有功功率控制系统（AGC 子站），应具备有功功率调节能力、参与电力系统调频、调峰和备用的能力。光伏电站通过有功功率控制系统接受并自动执行电力系统调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令，其有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求（1min 有功功率变化最大限制为装机容量的五分之一，10min 有功功率变化最大限制为全部装机容量）。

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》GB/T 19964-2012 的相关要求，本光伏电站应配置 2 套无功电压控制系统（AVC 子站）。无功功率和电压调节控制的对象包括逆变器无功功率、开关站无功补偿装置等，优先采用逆变器及无功补偿装置进行调节。根据电力调度部门指令，光伏电站自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

6.3.6.6 远方电能计量

依据《电力装置的电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063-2008）及《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2000），各级电压母线 PT 二次侧电能计量专用回路，其导线截面应保证在最大负荷运行时，各电能表端的二次电压降不大于 0.2%U_e。

本期在光伏升压站 220kV 线路侧及主变高低压侧线路侧设关口考核点，0.2S 级单表配置。相应设计精度为 0.2S 级的多功能电能表。要求电能表带独立双 485 输出，具备失压计时功能。

在光伏升压站侧设电能量远方终端 2 套，冗余配置，采用主备运行模式，每台终端至少 4 网卡配置，至少 8 路 RS-485 接口，通过调度数据网双通道互为备用通信方式与山东省调电能量计量系统主站通信，应支持 DL/T 719 规约。

关口考核点配置的电压互感器准确度等级应选为 0.2 级，电流互感器准确度等级

应选为 0.2S 级。关口点计量表计电压回路要求专用回路，电流回路要求专用绕组。

35kV 线路、35kV 动态无功补偿、35kV 接地变等回路配 0.5S 级多功能双向有无功电度表，回路电流互感器设置 0.2S 级专用计量线圈，安装在相应的 35kV 开关柜内；站内 380V 侧配置 0.5S 级多功能双向有无功电度表，安装在 380V 配电柜内。

6.3.6.7 光伏功率预测系统

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》GB/T 19964-2012 的相关要求，本光伏电站应配置 1 套光伏发电功率预测系统，配置光伏功率预测主机、数值天气预报处理及接口服务器、PC 工作站、防火墙、反向物理隔离装置、网络交换机及环境监测系统等设备，并可实现同省调相关系统的实时数据通信。环境监测系统主要包含气象温湿度、风向、风速、气压、太阳辐射等传感器、光伏组件温度计、气象生态环境监测仪等。除传感器、温度计等设备安装在室外，其余设备组屏安装于二次设备室内。

光伏发电功率预测系统通过采集数值天气预报数据、实时环境气象数据、光伏电站实时输出功率数据、光伏组件运行状态等信息，可按照电网调度技术要求，实现标准格式的短期功率预测（预测光伏电站未来 0h-168h 的光伏输出功率，时间分辨率为 15min）、超短期功率预测（预测未来 15min-4h 的光伏输出功率，时间分辨率为 15min），以及光伏电站实时气象数据、装机容量、投运容量、最大出力等信息的上报。同时，光伏电站的功率预测与主站之间应具备定时自动和手动启动传输功能。

根据《电力监控系统安全防护规定》的要求，光伏发电功率预测系统配置隔离装置、防火墙等安防设备以满足电力监控系统安全防护规定的要求。

6.3.6.8 快速响应系统

根据山东电力调度控制中心通知【2022】116 号，2022 年 9 月 1 日之后并网的新能源场站应具备惯量响应、一次调频、快速调压功能。本期工程在升压站侧设 1 套快速响应支持装置，用于新能源电站快速功率控制，主要目的是当接收到稳控系统下发的回降或提升功率指令后，对本站中的逆变器进行有效控制，使得新能源电站功率变化达到稳控系统要求。

6.3.6.9 电能质量监测装置

根据国家电网公司光伏电场接入电网技术规定相关要求及光伏电站的负荷特性，应采取有效的电能质量治理措施，将注入电网的谐波及负序限制在国家允许范围之内。

本工程配置电能质量在线监测装置 2 套，对光伏电站可能引起的电压偏差、频率偏差、三相不平衡度、负序电流谐波、闪变、电压波动、电压暂降、暂升、短时中断等进行在线监测。

6.3.6.10 同步相量测量装置

根据中华人民共和国国家标准 GB/T19963-2011《光伏发电接入电力系统技术规定》相关要求，升压站装设 3 面同步相量测量屏。屏内配置同步相量测量装置，用于测量本期工程范围的相量信息，并装设数据集中处理单元、授时单元等设备。相量信息经调度数据网向电力调控中心主站端传送。

6.3.6.11 时钟同步系统及监测

为满足调度运行管理需要，电站应配置卫星时钟时间同步装置 1 套（共配置 2 台主机，其中每台主机需分别配置 1 台北斗时钟、1 台 GPS 时钟；构成双钟双源双重合化的模式），满足“双钟双源、北斗优先”原则，接入所有保护自动化二次设备（含综自后台、保护、测控、保护信息子站、PMU、AGC/AVC），运行信息上传至省调（信号源、经纬度、时间等）。

本工程在光伏电站安全区 II 配置 1 套时间监测装置。时间监测装置通过光纤或 RS-485 接口（IRIG-B（DC）码）监测时间同步装置（主时钟及扩展装置等）的时间精度，时间同步装置具备频率测量、自身运行状态和异常告警信息的输出功能，通过时间监测装置实现调度端对时间同步装置运行工况的监测和管理，监测信息包括时钟装置的时钟、锁定卫星数量、同步或失步状态、GPS 主备用情况、失电情况、电网频率以及其它涉及装置运行情况的信息等。时间监测装置通过网络方式（NTP 协议）实时监测功率预测服务器的时间信息，支持通过网络、串口、IRIG-B（DC）码等方式监测监控系统、测控、PMU、电能量远方终端等设备与系统的时间信息并上传主站系统。时间监测装置通过调度数据网 II 区与主站系统通信。

光伏电站配置同步时钟装置两台，扩展机 2 台，配置时间监测装置一台。

6.3.6.12 网厂信息沟通互动平台系统

升压站配置 1 套网厂信息沟通互动平台系统，用于调度生产日报、检修申请业务的数据上报和信息浏览等，接入调度管理信息网。配置 1 套网厂信息交互平台的可接入外部管理信息网终端设备，用配置 win7 及以上版本 64 位操作系统，并做好安全加固，申请专用公网 IP 和电脑 mac 地址。

升压站配置发电计划和调度报表终端 PC 机 1 台，通过调度数据网接入调度端，实现发电计划、调度报表、两个细则考核等应用功能。

6.3.6.13 网厂交互终端

升压站配置网厂交互终端 1 台，通过综合数据网接入省调 OMS 系统，实现自动化设备检修申请及相关报表报送。

6.3.6.14 调度端二次配合

为满足调度端对升压站信息的接收，修改相应软件及数据库，由此增加的费用列入本工程概算。

6.3.7 图像监控及防盗报警系统

在升压站内设置一套图象监控及防盗报警系统。该系统主要用于升压站的大门、综合用房、主变、光伏场区等设备进行远方监视，现场状况定期巡视，安全保卫，能对监视场景进行录象，便于事故分析。

图像监控系统由控制站、摄像头、视频电缆、控制电缆等组成。控制站由数字录像监控主机、监视器、键盘等设备组成。摄像头分别置于二次设备室、35kV 配电装置、综合用房主入口、升压站大门、光伏场区箱变附近等处。各摄像头与控制站间由同轴电缆和控制电缆相连。光伏场区部分视频信号经通信光缆传送至升压站，并纳入数字录像监控主机。数字录像监控主机具有计算机通信口，可以接收升压站内区域火灾报警控制系统内任何一点的火警信号，以实现图像监视、系统监视画面与火灾信号的视频联动，提高升压站的监控水平。

6.3.8 火灾自动报警系统

本光伏电站为无人值班，少人值守的方式运行，按照国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013 的有关规定，应装设一套火灾自动报警系统，由控制器、探测器、控制模块、信号模块、手动报警按钮及联系电缆等组成。在二次设备室、配电装置室等容易发生火灾处装设火灾报警探头。当发生火灾后，报警区域内任意一个火灾探测器或手动报警按钮报警后，将感烟、感温、手动报警按钮的报警信号送至火灾报警控制器。火灾报警控制器设置于二次设备室侧墙上，保证火灾发生初期就能迅速准确将信号传送至二次设备室。同时，发出控制信号控制相关区域联动设备，并启动本报警区域和相邻报警区警报装置进行报警。

6.3.9 主要电气二次设备清单

序号	名称	型号规格及技术数据	单位	数量	备注
一	控制及元件保护				
1	计算机监控系统		套	1	含以下设备
	主机兼操作员工作站	主机：国产商用服务器（I7，主频：3.0 G，内存：8G，硬盘：500G，DVD 光驱：32 倍速）24 寸液晶彩显，分辨率 1920 ×1080，光电鼠标、键盘、网卡、声卡、多媒体音箱、操作系统及应用软件等	台	3	
	光伏监控工作站	主机：国产商用服务器（I7，主频：3.0 G，内存：8G，硬盘：500G，DVD 光驱：32 倍速）24 寸液晶彩显，分辨率 1920 ×1080，光电鼠标、键盘、网卡、声卡、多媒体音箱、操作系统及应用软件等	台	3	
	系统软件	每套含系统软件、应用软件、数据库软件功能等	项	1	
	打印机	1 台 A4 激光打印机，1 台 A3/A4 网络激光打印机	台	2	
	工作台(含座椅)	14 工位	套	1	
2	微机五防闭锁系统		套	1	含以下设备
	五防监控主机		台	1	
	显示器		台	1	
	五防软件		套	1	
	操作票专家系统软件		套	1	
	五防锁具(按工程最终规模配置)		套	1	
	电脑钥匙		把	2	

	电脑钥匙充电器		套	2	
3	远动通信柜		套	1	含以下设备
	综合通讯管理终端		台	2	
	交换机		个	6	
	调制解调器		个	2	
	模拟通道防雷器		个	2	
	数字通道防雷器		个	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	3	主屏 1 面，分屏 2 面
4	网络通信柜		套	1	含以下设备
	规约转换器		个	2	
	交换机		个	8	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
5	时间同步对时主机柜		套	1	含以下设备
	时间同步单元	(GPS+BD)	台	2	
	时间同步监测装置		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
6	时间同步对时扩展柜		套	1	含以下设备
	时间同步扩展单元	(GPS+BD)	台	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
7	光伏区通信接口柜		套	2	每套含以下设备
	通信管理装置		台	1	
	交换机	20 光口，4 电口	台	1	
	光纤环网交换机	20 光口，4 电口	台	3	

	防火墙		台	1	
	千兆纵向加密装置		台	3	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
8	公用测控柜		套	2	每套含以下设备
	公用测控装置		台	3	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
9	220kV 电压转接柜		面	1	
10	35kV 电压转接柜		面	2	
11	开关柜下放装置		套	1	
	35kV 线路保护测控装置		台	30	
	35kV SVG 出线保护测控装置		台	6	
	35kV 接地变保护测控装置		台	3	
	35kV 母线测控装置		台	6	
	多功能电能表	0.5S 级有功、无功 1.0 级双向电能表 三相四线	台	39	
	间隔层网络交换机	22 电口，2 光口，10/100/1000M 自适应工业级	台	12	
12	主变保护屏 A		套	3	每套含以下设备
	主变微机保护装置	主后备保护一体装置	台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
13	主变保护屏 B		套	3	每套含以下

					设备
	主变微机保护装置	主后备保护一体装置	台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
14	主变保护屏 C		套	3	每套含以下设备
	非电量保护装置		台	1	
	高压侧三相操作箱		台	1	
	低压侧操作箱		台	2	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
15	主变测控屏		套	3	每套含以下设备
	主变测控装置	高、低、本体	台	3	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
16	220kV 线路测控屏		套	2	每套含以下设备
	220kV 线路测控装置		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
17	35kV 母线保护屏		套	6	每套含以下设备
	35kV 母线差动保护装置		台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
二	系统继电保护				
1	220kV 线路保护屏 A		套	2	每套含以下

					设备
	220kV 光纤纵差保护装置		台	1	
	分相操作箱		台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
2	220kV 线路保护屏 B		套	2	每套含以下设备
	220kV 光纤纵差保护装置		台	1	
	分相操作箱		台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
3	220kV 线路复用接口柜 A		面	1	
	通信接口装置		台	2	
	屏柜及附件	2260*600*600（高*宽*深）mm	面	1	
4	220kV 线路复用接口柜 B		面	1	
	通信接口装置		台	2	
	屏柜及附件	2260*600*600（高*宽*深）mm	面	1	
3	220kV 母线保护屏 A		套	2	每套含以下设备
	220kV 母线差动保护装置		台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	

4	220kV 母线保护屏 B		套	2	每套含以下设备
	220kV 母线差动保护装置		台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
5	220kV 故障录波屏		套	1	每套含以下设备
	故障录波装置	含：模拟量：96 路，开关量：128 路	台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
6	主变故障录波屏		套	1	每套含以下设备
	故障录波装置	含：模拟量：96 路，开关量：128 路	台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
7	35kV 故障录波屏		套	2	每套含以下设备
	故障录波装置	含：模拟量：96 路，开关量：128 路	台	1	
	打印机		台	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
8	防孤岛保护屏		套	1	
	防孤岛保护装置		台	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
9	故障解列屏		套	1	
	故障解列装置		台	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	

10	二次设备在线监视与分析子站		套	1	代替原有保护信息子站
	二次设备在线监视与分析子系统		套	1	
	交换机		台	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
11	继电保护试验电源柜		面	1	
三	调度自动化系统设备				
1	220kV 线路电度表屏		套	1	
	多功能电度表	电子式多功能电度表（3×57.7/100V 0.2S），三相四线，双向计量，双 485 接口。 1+0 配置	块	2	220kV 线路间隔
	电能量采集装置		台	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
2	220kV 主变电度表屏		套	1	
	多功能电度表	电子式多功能电度表（3×57.7/100V 0.2S），三相四线，双向计量，双 485 接口。 1+0 配置	块	6	主变间隔
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
3	调度数据网屏		套	2	以下为每套设备数量
	交换机	交换机	台	2	
	路由器	路由器	台	1	
	纵向加密认证装置		台	2	
	防火墙		台	2	

	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
4	二次安全防护		套	1	含以下设备
	全站主机安全加固		项	1	
	网络安全监测装置	含探针	套	1	
	入侵监测系统(IDS)		套	1	
	正、反向隔离装置		套	1	
	日志审计		套	1	
	漏洞扫描		套	1	
	国产防病毒软件		套	2	
	防火墙		套	2	
	等保测评及安全评估		项	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
	网络安全监测主机工 作站		套	1	
5	电能质量监测系统		套	1	
	电能质量在线监测装 置	A 类	台	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
6	PMU 相量测量屏		套	3	以下为每套 设备数量
	相量测量装置		套	2	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
7	光功率预测系统		套	1	
	光功率预测系统	含：气象数据服务器 1 套，功率预测服 务器 1 套，工程师站 1 套，软件各 1 套， 正、反向隔离装置各 1 套，防火墙 3 套， KVM 1 套，1 年气象数据服务，液晶显示	套	1	

		器 2 套，交换机 1 套，键盘鼠标等 2 套，环境监测设备 1 套。			
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
8	AGC/AVC 功率控制系统		套	2	以下为每套设备数量
	综合智能控制终端		套	1	
	交换机		套	1	
	工作站		套	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
9	快速响应支撑系统		套	2	以下为每套设备数量
	快速调频控制装置		套	1	
	频率测量装置		套	1	
	工作站		套	1	
	屏柜及附件	2260*800*600（高*宽*深）mm	面	1	
10	调度业务系统				
	调度运行管理系统		套	1	
	网厂信息交互终端		套	1	
11	山东省调、备调接口、联调费		项	1	
12	东营地调软硬件接口费		项	1	
四	电源系统				
1	交流系统	每套含交流进线柜 1 面，交流馈线柜 2 面	套	2	
2	直流系统	每套含：充电柜 (6*30A 充电模块) 1 面，馈线柜 2 面；	套	2	

3	蓄电池	含蓄电池(600Ah)	套	2	
4	UPS 电源屏	每套含 1 台 15kVA 主机	套	2	
5	通讯电源系统		面	2	
6	事故照明屏	含 1 台 10kVA 主机	面	1	
五	辅助系统				
1	视频监控系统	含光伏厂区视频设备, 工作站 1 台, 含 SF6 系统主机; SF6 气体、氧气采集器; 温湿度采集器; 监控软件; 报警灯等	套	1	
2	电子围栏系统		套	1	
3	火灾自动报警系统		套	1	
六	线缆、辅材				
1	超五类屏蔽网线		米	12000	
2	屏蔽双绞线		米	8000	
3	控制电缆	ZRC-KVVP2/22-0.45/0.75kV	km	55	
4	耐火控制电缆		km	10	
5	电力电缆	ZR-YJV22-1kV-	km	2	
6	非金属铠装光缆		米	800	
7	接地铜排	100mm ²	米	500	
8	接地铜缆	100mm ²	米	500	
9	接地铜缆	50mm ²	米	400	

6.4 通信

6.4.1 概述

6.4.1.1 升压站接入系统方案

本升压站以 220kV 电压接入系统, 电站 220kV 线路出线暂按 2 回考虑, 接入 500kV 汇集站, 线路长度 2*0.3km。最终并网方案以接入系统设计审查意见为准。

6.4.1.2 设计依据

Q/GDW617-2011 《光伏电站接入电网技术规定》

DL/T795-2016 《电力系统数字调度交换机》

DL/T598-2010 《电力系统自动交换电话网技术规范》

DL/T5157-2012 《电力系统调度通信交换网设计技术规程》

DL/T 5599-2021 《电力系统通信设计导则》

YD/T5095-2014 《同步数字体系（SDH）光纤传输系统工程设计规范》

GB50311-2016 《综合布线系统工程设计规范》

GB/T 50200-2018 《有线电视网络工程设计标准》

6.4.1.3 设计原则

根据工程规模及布局、接入系统设计，合理选择通信方式及通信设备。

6.4.2 通信系统现状

东营地区以 500kV 和 220kV 变电站为骨干节点，已建成 OPGW 光缆为主、ADSS 及其他型式光缆为辅的地区级光通信网。东营地区已建成东营地区骨干传输网按双平面架构建设，以东营供电公司为中心，依托 220kV 网架，采用 SDH 和 PTN 技术体制。SDH 光传输系统网络结构呈网格状。核心环网为 10G 设备，2.5G SDH 设备作为汇聚接入节点接入核心环网。

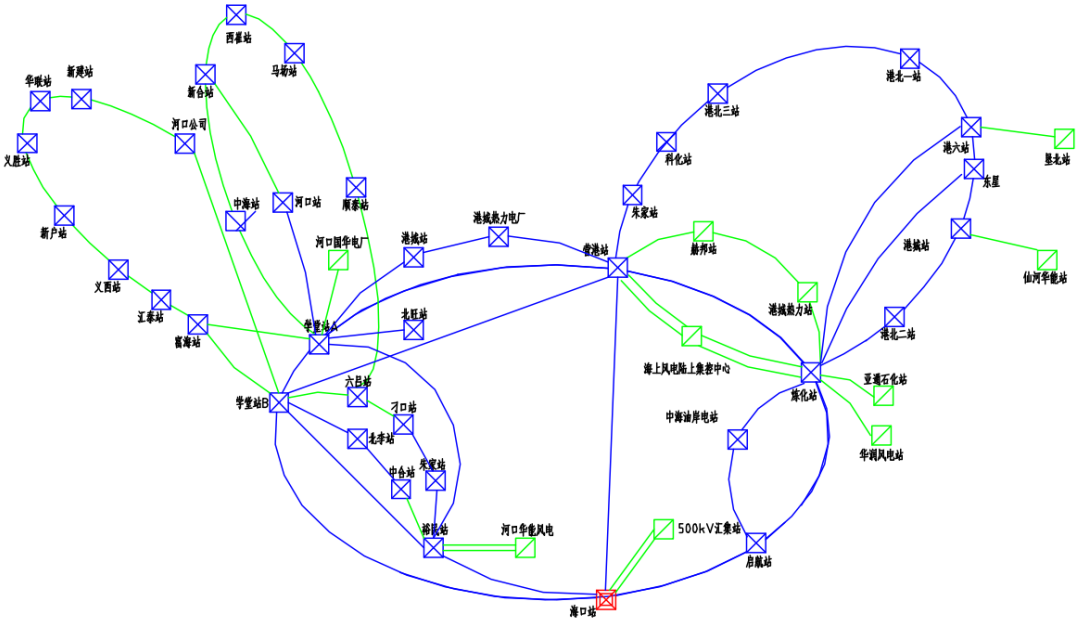


图 6.4.2-1 东营市相关 SDH 设备网络拓扑图

PTN 光传输系统网络结构以环形组网，核心层为 1 个环网，传输容量为 40GE；汇聚层传输容量 10GE，接入层传输容量 GE。

500kV 汇流站在本体工程中配置地区级 622M SDH 设备 1 套、地区级接入层 SPN 设备 1 套。

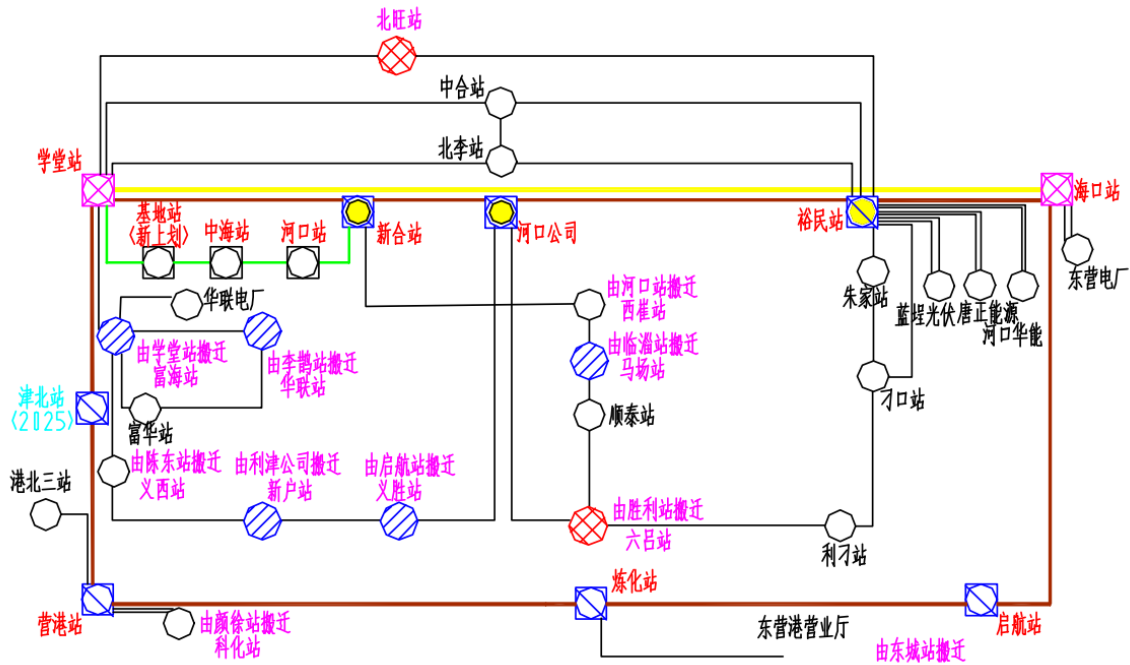


图 6.4.2-2 东营市相关 SPN 设备网络拓扑图

东营地区于 2010 年开始建设地区级数据承载网,以满足日益增长的 IP 业务传输需求及 220kV 变电站调度数据网双平面覆盖的要求。数据承载网以东营地调、220kV、500kV 变电站及供电部为节点,建成了核心层、汇聚层和接入层三层网架结构,油城、东城站位于该网络的核心层。2023 年东营公司通过《山东东营 PTN 光传输系统优化提升工程》独立二次项目,采用 SPN 技术体制升级改造东营 PTN 光传输系统,建设东营地区 SPN 网络核心、汇聚及部分接入层,覆盖 12 个核心站点、28 个汇聚站点,24 个接入站点。与本工程相关的、500kV 海口站配置 1 套核心层 50GE SPN 设备。

500kV 汇集站已配置省级 2.5G SDH 设备 1 套、地区级 2.5G SDH 设备 1 套。

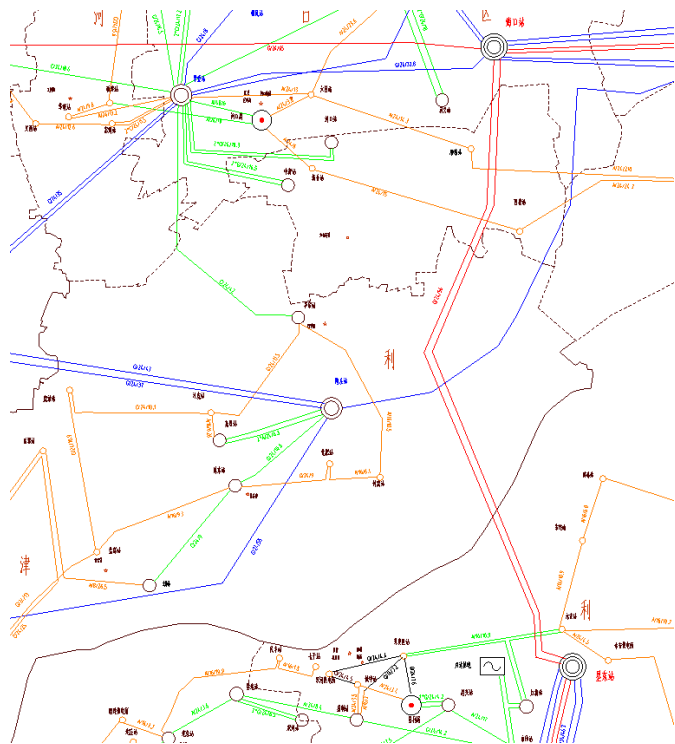


图 6.4.2-3 相关光缆网络图

6.4.3 各专业对通道的要求

6.4.3.1 调度通信和调度自动化通道

本升压站属山东省调和东营地调双重调度，远动信息分别送至山东省调和东营地调主、备调。

本期 220kV 升压站配置 2 套调度数据网接入设备，接入路由器一：接入东营地区地调接入网一，配置 1 路 $2 \times 2M$ 数字通道及 1 路 100M 数字通道分别接至东营地调、东营备调核心节点；接入路由器二：接入东营地区地调接入网二，配置 2 路 $2 \times 2M$ 数字通道分别接至东营地调、东营备调核心节点。

本升压站配置 1 路 2Mbps 数字通道接至山东电力调度管理信息网的地调节点，传送管理信息大区业务。

6.4.3.2 线路保护对通道的要求

要求新建线路两站之间具备 2 条光缆通道，线路主保护一、二 A 通道均利用直达光缆通道，直接使用光纤芯，每回线路主用 2 芯、备用 2 芯。线路主保护一、二 B 通道均利用另一回直达光缆，复用地市级 SDH 设备 2M 接口。

6.4.4 系统通信方案组织

6.4.4.1 光缆通信

随 220kV 升压站-500kV 汇流站新建 220kV 线路敷设 2 条 48 芯管道光缆，新建光缆长约 $2 \times 0.3\text{km}$ 。

220kV 升压站配置地区级 622M SDH 设备 1 套，配置 155M 光卡 2 块。500kV 汇流站地区级 SDH 设备增配 155M 光接口板 2 块。开通 220kV 升压站~500kV 汇流站 155M (1+1) 光路。

220kV 升压站配置地区级接入层 SPN 设备 1 套，配置 GE 光卡 2 块。500kV 汇流站地区级 SPN 设备增配 GE 光接口板 2 块。开通 220kV 升压站~500kV 汇流站 GE (1+1) 光路。

为满足 220kV 升压站至东营地调和备调调度软交换电话需求，为 220kV 升压站配置 1 套调度软交换接入终端，包括 2 部调度 IP 电话。对地调和备调的调度电话业务均通过调度数据网承载，同时注册至地调和地调备调的调度软交换系统。

6.4.4.2 调度通道安排

220kV 升压站由山东省调和东营地调调度，远动信息分别送至山东省调和东营地调、东营备调。

220kV 升压站-东营地区调度数据网路由器一接入通道（暂按接入东营地调节点和东营备调节点组织路由），均利用东营地区 2.5Gb/s SDH 光路，各分配 2M 带宽，其中：

（1）调度数据第一接入网：接入东营地调及备调接入网，配置 1 路 $2 \times 2\text{M}$ 、1 路 100M 通道分别接至东营地调及备调 2 个核心节点。

（2）调度数据第二接入网：接入东营地调及备调接入网，配置 2 路 $2 \times 2\text{M}$ 通道分别接至东营地调及备调 2 个核心节点。

220kV 升压站至东营地调 SDH 传输通道：220kV 升压站~500kV 汇流站~海口站~油城站~东城站~东营地调；220kV 升压站至东营备调 SDH 传输通道：220kV 升压站~500kV 汇流站~海口站~垦东站~前于站~胜利站（东营备调）。

220kV 升压站至东营地调 SPN 传输通道：220kV 升压站~500kV 汇流站~海口站~垦东站~东城站~东营地调；220kV 升压站至东营备调 SPN 传输通道：220kV 升压站~500kV 汇流站~海口站~垦东站~胜利站（东营备调）。

6.4.4.3 线路保护通道安排

要求新建线路两站之间线路主保护一、二 A 通道均利用本回线路直达光缆，直接使用光纤芯，每回线路主用 2 芯、备用 2 芯。主保护一、二 B 通道均利用另一回直达

光缆，复用地市级 SDH 设备 2M 接口。

6.4.4.4 载波通信

本期工程 220kV 升压站出线线路不开设高频通道，不需要高频加工设备。

6.4.4.5 通信设备布置和通信电源

站内通信设备集中采用通信 48V DC 电源供电。系统通信设备与站内通信设备统一安装，且集中布置。

6.4.5 主要通信设备清单

通信部分设备材料清单					
序号	名称	型号规格及技术数据	单位	数量	备注
1	地区光通信设备柜		套	1	以下为每套设备数量
	622M 光传输设备	含 155M (1+1) 光接口板 2 块	套	1	
	屏体		面	1	
2	地区 SPN 设备柜		套	1	以下为每套设备数量
	SPN 设备	含 GE 光卡 2 块	套	1	
	屏体		面	1	
3	调度软交换设备柜	含以下设备	套	1	
	调度软交换接入终端		套	1	
	屏体		面	1	
4	综合配线柜		套	1	
5	调度电话	含录音功能	套	2	
6	综合数据网设备		套	1	
7	PTN 设备		套	1	
8	对讲系统	含 1 台车载台，10 部对讲机	套	1	
9	电话电线		米	500	

10	租用公网电话网络		项	1	
11	省调接入及设备费用		项	1	
12	地调接入及设备费用		项	1	
13	光缆及附件	非金属屏蔽光缆	米	2000	

第七章 总平面布置及土建设计

7 总平面布置及土建设计

7.1 场址条件

7.1.1 场址概况及地理位置

本项目位于山东省东营市利津县刁口乡。

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区，黄河在东营市境流入渤海。东营市地理位置为北纬 $36^{\circ} 55'$ ~ $38^{\circ} 10'$ ，东经 $118^{\circ} 07'$ ~ $119^{\circ} 10'$ 。东、北临渤海，西与滨州市毗邻，南与淄博市、潍坊市接壤。南北最大纵距123公里，东西最大横距74公里，总面积8243平方公里。

7.1.2 场址自然条件

1. 气象条件

该区气象属暖温带半湿润季风气候区，由于地势平坦，无自然屏障，季风影响明显，属大陆性气候，总的特点是四季分明，光照时间长，雨量充沛。又有冬春干旱、夏季雨涝、晚秋又旱的特点。

根据东营气象局提供资料，该区多年平均气温 13.6°C ，多年极端最高气温 41.3°C ，多年极端最低气温 -22.5°C ；年内降水量多集中在7~8月份，约占全年总降水量的60%以上。多年平均降水量597.92mm，历史最大857.46mm，最小456.4mm，最多雷暴日数39天；平均气压1016.7hPa，平均水汽压11.6 hPa，该地区的空气密度为 1.2359kg/m^3 ；相对湿度为67.8%，最大冻土深度0.5m。

2. 水文

该区北东濒临渤海，海岸线长达300余公里，陆地主要河流有黄河。除干旱黄河断流，时间很短，一般常年流水。

黄河著名的我国第二大河，属于小清水水系，地千里迢迢流入山东省，经北镇东南四公里处进入该区，呈北东向蛇形弯曲。

刁口乡沿海出现风暴潮，据1963年—1982年资料分析，风暴潮出现周期 $P=1\%$ 、 2% 、 10% 所对应的风暴潮潮位高程分别为3.95m、3.70m、3.10m。近百年风暴潮潮位高程3.5m以上的风暴潮共6次，分别为1845年、1890年、1938年、1964年、1969年及1992年。

7.1.3 站区总体规划

1) 交通运输

鉴于太阳能电站所需的设备及材料重量较轻，工程量较小，设备及施工机械进厂主要通过公路运输至施工现场。场址与省道 S310 相邻，交通便利。

2) 电站水源

电站的生活、施工用水水源由市政管网引接。

3) 电站出线

本工程以 220kV 电压等级接入 500kV 刁口汇集站，出线 2 回，具体接入系统方案由接入系统设计确定。

4) 施工区

材料堆放和加工场地就近设置在光伏场区附近，方便二次搬运。

7.2 总平面布置

7.2.1 电站地理位置

本项目位于山东省东营市利津县刁口乡。

东营市位于山东省北部黄河三角洲地区，黄河在东营市境流入渤海。东营市地理位置为北纬 $36^{\circ} 55'$ ~ $38^{\circ} 10'$ ，东经 $118^{\circ} 07'$ ~ $119^{\circ} 10'$ 。东、北临渤海，西与滨州市毗邻，南与淄博市、潍坊市接壤。南北最大纵距 123 公里，东西最大横距 74 公里，土地总面积 8243 平方公里。

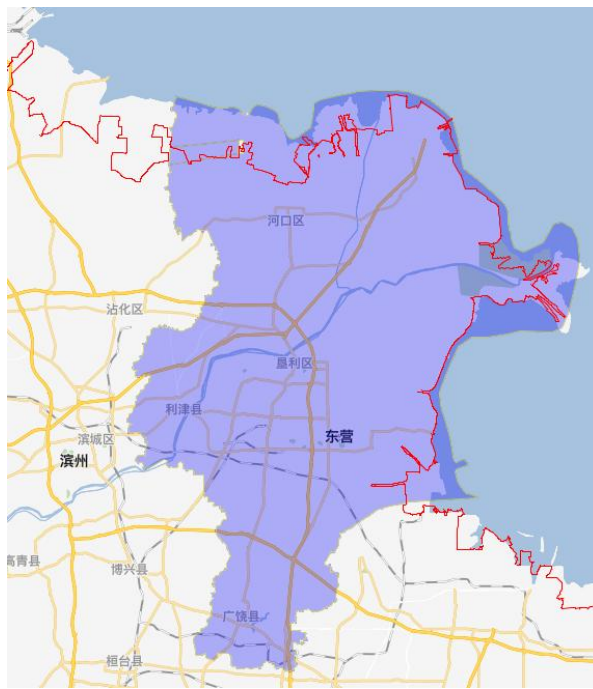


图 7.2.1-1 东营市地理位置图

利津县，隶属于山东省东营市，位于山东省东北部，渤海西南岸，黄河近口段左

侧。地跨东经 $118^{\circ} 07'$ — $118^{\circ} 54'$ ，北纬 $37^{\circ} 22'$ — $38^{\circ} 12'$ 。东依黄河，东北濒临渤海，东与垦利区、东营区为邻，南与博兴县隔河相望，西与滨州市滨城区、沾化区接壤，北与河口区相交。县境呈西南至东北向狭长带状，南北长 102.5 千米，东西宽 8.5—25 千米，总面积 1665.6 平方千米。

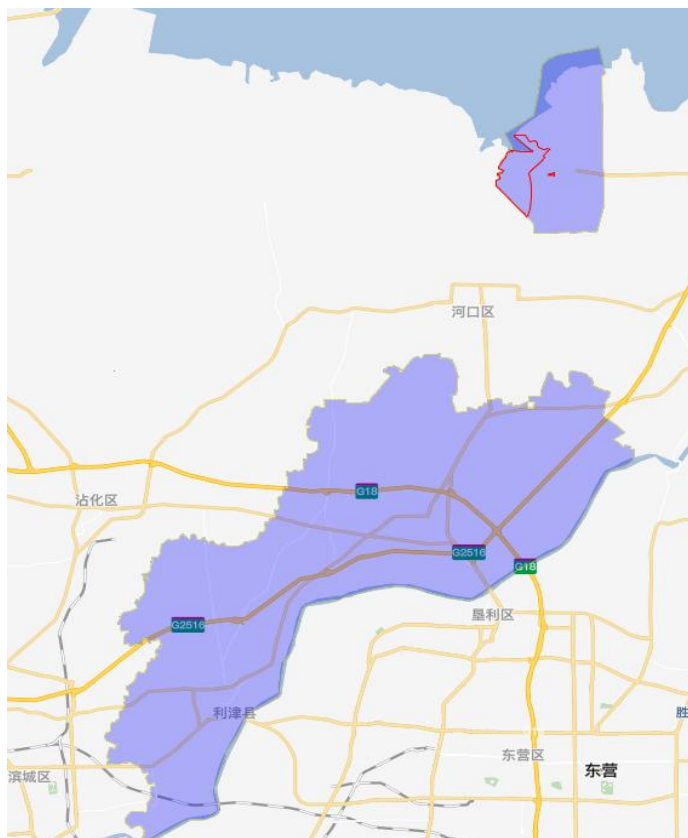


图 7.2.1-2 利津县地理位置图

本期场址位于山东省东营市利津县刁口乡，地处涵洞河以南，海铺村以北，防潮堤以西，挑河以东。项目场址现状主要为水塘，土地性质为国有未利用地，符合土地利用总体规划，不涉及生态红线敏感区域，场址中心地理坐标为北纬 38.029° ，东经 118.585° ，距离东营市城区直线距离约 64km。项目场址整体平坦开阔，周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道 S310 相邻，交通便利。

7.2.2 光伏电站总图布置

本项目直流侧装机容量为 975.4507MWp，交流侧装机容量为 750MW，全部布置于海域范围内。

本项目主要分为 220kV 升压站和光伏发电区，升压站位于整个光伏场区东侧，距离 500kV 刁口汇集站较近。

7.2.2.1 生产区的布置方案

项目拟采用 545Wp、655Wp 两种单晶硅双面光伏组件，根据地块面积大小、地形的不同，本项目采用平单轴跟踪支架系统。

电站设计为 26 块（545Wp 组件）/28 块（655Wp 组件）为一个光伏组件串。

545Wp 组件，每个阵列上布置光伏组件 2×26、2×39、2×52 块三种支架形式，采用 2 块组件竖排布置形式；655Wp 组件每个阵列布置光伏组件 2×28、2×42 块两种支架形式，采用 2 块组件竖排布置形式，全站共计 167 个光伏发电系统。

电站主要采用 300kW/320kW 的组串式逆变器，每个光伏发电方阵配置 1 台箱变。站内集电线路初步考虑采取桥架敷设为主，由 35kV 箱变连接至升压站内。

表 7.2.2-1 总平面布置技术经济指标表

序号	项目	单位	数量
1	光伏阵列区租地面积	亩	26766.44
2	电站征地面积	亩	49.095
3	建设规模	MWp	975
4	升压站实体围墙总长度	m	877
5.1	升压站素混凝土道路面积	m ²	3037
5.2	碎石地面	m ²	5000
5.3	绿化	m ²	1000
5.4	浆砌片石排水沟总长度	m	500
5.5	6m宽电动伸缩大门	座	1
5.6	1.8m高浸塑钢丝网围墙总长	km	38.3
6.1	光伏场区拓宽改造道路长度（4m宽泥结碎石路）	km	8.37

7.2.2.2 升压站的布置方案

升压站主要包括综合用房、主变、SVG、接地变及小电阻成套装置、避雷针、事故油池、生活污水处理、一体化水消防集装箱等设施。

配电设施区位于升压站东部，电气出线向北后转向东。

综合用房为三层框架结构，面向北侧，布置于升压站北部，邻近进站大门，包含综合配电室、GIS 室、二次设备室、值班室、档案室、卫生间等房间。一体化水消防集装箱位于综合用房南侧。生活污水处理设施位于综合用房南侧，为地埋式设施。

室外配电设施区从南向北依次为 SVG、主变等；接地变及小电阻成套设施位于主变西南侧，事故油池位于主变西侧，电气出线以电缆出线。

7.2.2.3 大门、围墙的布置方案

太阳能电站为新能源利用工程,具有一定的经济效益、社会效益和绿色环保效益,在其建设的同时应注意与周边环境相协调。

光伏场区拟采用浸塑铁丝网围栏,每 3m 布置一根钢立柱,立柱采用素混凝土独立基础(基础外部做防腐),围栏高度 1.8m。浸塑钢丝网围墙占地小,施工方便,在保证安全的同时还能美化周边环境。

升压站围墙为 2.2m 高实体围墙。

升压站设置进站自动伸缩门一座,以便于电站内外联系及施工等需要。

7.2.3 竖向布置

光伏场区及升压站内竖向设计为平坡式,光伏阵列顺应地形施工。

升压站场地室外标高远高于场址处近 100 年一遇最高洪涝水位+0.5m;光伏场区光伏组件及设备均位于池塘上,本工程支架按照组件倾角 45° 时最低点高程为 3.7m 设计。光伏电站暂按最高潮水位 3.95m 考虑,故光伏电站运维时应制定严格的预报和应急管理制度,当预报潮水位高于 3.1m 时,跟踪光伏支架应人为干预使其自动调整至保护状态。

为了充分利用土地,部分光伏支架需跨越现有道路,光伏支架按照组件倾角 45° 时最低点高程为 3.7m 设计,并预留后期安装清洗机器人的空间,被跨越道路需整平至高程 3.1m 以下。

7.2.4 道路及场地处理

场址内道路根据利于生产、检修而设,优先考虑利用已有道路。新建道路宽度主要有 6m、4m 两种,其中光伏场区道路为 4.0m,结构为泥结碎石路面;升压站进站道路为 6.0m,结构为素混凝土结构路面;升压站内运送主变的道路 ≥ 4.5 m、其余主要道路为宽度 ≥ 4.0 m 宽素混凝土结构路面。

7.2.5 绿化的布置原则

现场如有绿化条件,电站应以升压站为重点进行绿化,并采用灌木、花卉、草坪等相结合的方式,但应以不影响电站电气出线、管线敷设、日常管理为前提。

7.3 土建工程设计

7.3.1 工程概况

升压站内的建(构)筑物设计为:

综合用房为三层框架结构,建筑高度为 17.00m,层高分别为 3.0m、5.0m、8.0m,

建筑面积 5025.082m²。综合用房布置综合配电室、GIS 室、二次设备室、蓄电池室、值班室、卫生间、备用间等。

主变、接地变、无功补偿设备等电气设备基础采用钢筋混凝土独立基础，事故油池、污水处理设施、一体化水消防集装箱等水工构筑物均采用钢筋混凝土筏板基础。

构建筑物基础均需坐落于地基处理后的地基上。

光伏场区主要建（构）筑物包括：

- （1）平单轴跟踪支架系统采用高强预应力混凝土管桩基础。
- （2）箱式变压器采用高强预应力混凝土管桩架高+预制平台的基础形式。
- （3）逆变器拟采用钢构件固定在光伏支架上，不另行设置基础。

7.3.2 设计安全标准

升压站内房屋建筑按 7 度 (0.10g) 度抗震设防，建筑工程抗震设防类别为标准设防类（丙类），升压站内建筑物耐火等级为二级，建筑结构的安全等级为二级，建筑物屋面为不上人屋面，屋面活荷载 0.50kN/m²。升压站内建筑物设计使用年限为 50 年。

光伏场区内主要有光伏支架设计使用年限为 25 年，光伏支架基础设计使用年限 50 年。

7.3.3 设计原则

- （1）严格执行国家及行业有关的法规、标准及规范。
- （2）采用成熟的技术方案，保证建筑物的可靠性、安全性和经济性。
- （3）在保证建筑物的可靠性、安全性和经济性的条件下，积极采用新技术、新材料。
- （4）优化设计，在满足使用，方便施工的条件下节省投资，做到节能、环保。

7.3.4 土建设计依据

设计依据的规范主要有：

- （1）《工程结构通用规范》 GB 55001-2021
- （2）《建筑与市政工程抗震通用规范》 GB 55002-2021
- （3）《建筑与市政地基基础通用规范》 GB 55003-2021
- （4）《钢结构通用规范》 GB 55006-2021
- （5）《混凝土结构通用规范》 GB 55008-2021
- （6）《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB 55015-2021

- (7) 《民用建筑设计统一标准》GB 50352—2019
- (8) 《公共建筑节能设计标准》GB 50189—2015
- (9) 《建筑设计防火规范》GB 50016—2014（2018 年版）
- (10) 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218—2012
- (11) 《建筑结构制图标准》GB/T 50105—2010
- (12) 《建筑地基基础设计规范》GB 50007—2011
- (13) 《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068—2018
- (14) 《混凝土结构设计规范》GB 50010—2010（2015 年版）
- (15) 《砌体结构设计规范》GB 50003—2011
- (16) 《建筑抗震设计规范》GB 50011—2010（2016 年版）
- (17) 《钢结构设计标准》GB 50017—2017
- (18) 《建筑结构荷载规范》GB 50009—2012
- (19) 《工业建筑防腐蚀设计规范》GB 50046—2018

7.3.5 区域地震

依据《中国地震动参数区划图》（GB 18306—2015）及场地类别，场地地震烈度为 7 度（第三组），场地属 III 类场地，基本地震动加速度反应谱特征周期 0.45s。

7.3.6 设计参数选取

- (1) 基本风压：0.5KN/m²（50 年一遇），地面粗糙度为 A 类。
- (2) 基本雪压：0.35KN/m²（50 年一遇）。

7.3.7 升压站建筑设计

1) 综合用房

综合用房为三层框架结构，建筑面积 5025.082m²，层高分别为 3.0m、5.0m、8.0m，共 1 座，基础采用条形基础，抗震设防烈度 7 度，耐火等级二级，综合用房布置综合配电室、GIS 室、二次设备室、蓄电池室、值班室、卫生间、备用间等。

内外墙：采用 250mm 厚蒸压粉煤灰砌块填充墙，外墙设保温，外墙涂料采用环保型建筑涂料。

门窗采用中空玻璃铝合金门窗；门厅外门采用不锈钢边框玻璃门；内门为中级木门；综合配电室、GIS 室、二次设备室、蓄电池室均采用防火门窗。

外墙墙面为灰白色真石漆外墙面，下部 0.45m 为黑灰色剁斧石砖，内墙均为白色涂料；综合配电室、蓄电池室采用防静电地板，GIS 室、二次设备室采用架空防静电

地板，值班室、备用间采用地砖地面，卫生间采用防水地砖地面；卫生间吊顶采用铝合金条板吊顶，值休室采用防潮硅钙板吊顶，其余房间顶棚采用白色乳胶漆顶棚。

屋面防水设计应遵照 GB 50345《屋面工程技术规范》的有关规定。屋面防水层不低于Ⅱ级防水等级。

7.3.8 升压站结构设计

1) 综合用房

综合用房为三层框架结构，采用钢筋混凝土条形基础，建筑结构安全等级为二级，设计使用年限为 50 年，属丙类建筑，抗震设防烈度 7 度（0.10g）。屋面为不上人屋面，屋面活荷载 0.5kN/m²。因场地有轻微到中等的液化等级，地基应先消除湿陷性厚，再对地基进行水泥土搅拌桩处理，处理后的复合地基作为持力层。

2) 主变、接地变、无功补偿设备等电气设备基础采用钢筋混凝土独立基础，事故油池、污水处理设施、一体化水消防集装箱等水工构筑物均采用钢筋混凝土筏板基础。因场地有轻微到中等的液化等级，地基应先消除湿陷性厚，再对地基进行水泥土搅拌桩处理，处理后的复合地基作为持力层。

7.3.9 光伏支架设计

本项目为渔光互补光伏项目，在光伏板下面渔塘养鱼以提高土地利用效率，节省成本。本项目光伏支架采用平单轴跟踪支架系统，单组支架布置545Wp光伏组件2×26、2×39、2×52块或655Wp光伏组件2×28、2×42块，均采用2块组件竖排布置形式。

平单轴追踪支架厂家提供资料的桩顶荷载反力如下：

545Wp 光伏组件 2×26 平单轴跟踪支架系统荷载图								
桩顶外围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上抬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上抬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	6.5	15.0	33.4	24.2	9.1	21.1	45.0	35.8
P1~P3	7.4	11.2	37.8	27.4	10.3	15.6	50.8	40.4
桩顶内围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上抬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上抬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	4.7	12.2	25.2	16.0	6.5	17.1	33.4	24.2

P1~P3	5.3	8.0	28.5	18.1	7.4	11.2	37.8	27.4
-------	-----	-----	------	------	-----	------	------	------

545Wp 光伏组件 2×39 平单轴跟踪支架系统荷载图								
桩顶外围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	7.4	16.4	37.8	27.4	10.3	23.0	50.8	40.4
P1~P3	7.4	11.2	37.8	27.4	10.3	15.6	50.8	40.4
桩顶内围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	5.3	13.2	28.5	18.1	7.4	18.5	37.8	27.4
P1~P3	5.3	8.0	28.5	18.1	7.4	11.2	37.8	27.4

545Wp 光伏组件 2×52 平单轴跟踪支架系统荷载图								
桩顶外围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	6.4	17.1	33.0	23.8	9.0	23.9	44.4	35.2
P1~P3	6.9	10.6	35.4	25.6	9.7	14.8	47.6	37.8
桩顶内围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	4.6	14.3	24.9	15.7	6.4	20.0	33.0	23.8
P1~P3	4.9	7.5	26.7	16.9	6.9	10.6	35.4	25.6

655Wp 光伏组件 2×28 平单轴跟踪支架系统荷载图								
桩顶外围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]

	标准值				设计值			
M1~M2	6.4	17.3	32.7	23.8	8.9	24.3	43.9	35.1
P1~P3	7.1	11.4	36.2	26.4	9.9	15.9	48.8	39.0
桩顶内围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	4.6	14.4	24.6	15.8	6.4	20.2	32.7	23.8
P1~P3	5.1	8.1	27.3	17.5	7.1	11.4	36.2	26.4

655Wp 光伏组件 2×42 平单轴跟踪支架系统荷载图								
桩顶外围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	6.4	17.9	32.7	23.8	8.9	25.1	43.9	35.1
P1~P3	7.0	11.2	35.7	26.1	9.8	15.7	48.1	38.4
桩顶内围反力								
立柱	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]	侧向力 (Fy) [kN]	柱底弯矩 (Mx) [kN·m]	下压力 [kN]	上扬力 [kN]
	标准值				设计值			
M1~M2	4.6	15.0	24.6	15.8	6.4	21.0	32.7	23.8
P1~P3	5.0	8.0	26.9	17.2	7.0	11.2	35.7	26.1

根据厂家提供资料的桩顶荷载反力,结合当地的地质条件以及场区组件布置的因素选用合适的基础形式。本工程支架按照组件倾角45°时最低点高程为3.7m设计,并依此进行支架基础设计。光伏电站暂按最高潮水位3.95m考虑,故光伏电站运维时应制定严格的预报和应急管理制度,当预报潮水位高于3.1m时,跟踪光伏支架应人为干预使其自动调整至保护状态。

根据地勘情况及光伏组件布置,场址范围内地基土主要为粉质粘土,1层素填土层厚约2.0~3.3m(层底标高0.70~1.93m),2层粉土层厚约1.1~4.3m(-2.82~0.40mm),3层粉土粉砂层厚约0.60~3.50m(-3.95~-1.46mm)。本项目平单轴跟踪支架系统基础拟采用PHC预制管桩基础形式,2×26、2×39、2×52单组545Wp光伏组件支架对应桩

数分别为5根、7根、9根， 2×28 、 2×42 单组655Wp光伏组件支架对应桩数分别为6根、9根。

PHC预制管桩直径400mm，桩型为AB型，长度 $5.0\sim 8.0$ m，入土长度 $2.8\sim 3.8$ m，泥面以上 $2.2\sim 4.2$ m。同时，考虑项目场址区地下水对混凝土结构具有强腐蚀性，对钢结构具有强腐蚀性，PHC桩采取添加抗硫酸盐的外加剂、掺入矿物掺和料、钢筋阻锈剂等防锈措施以及桩身增加环氧沥青的涂层等措施。

下阶段将根据水位资料、地勘报告及试桩报告等对支架基础的形式和外形尺寸等进行进一步设计。

7.3.10 逆变器、汇流箱及电缆桥架支架基础

本项目采用1772台300kW/320kW组串式逆变器，108台24路/20路输入汇流箱。逆变器、汇流箱拟采用钢构件固定在光伏支架上，不另行设置基础。

电缆桥架支架采用镀锌钢支架，固定于光伏支架立柱、光伏支架基础或附加的电缆桥架支撑桩。电缆桥架支撑桩采用PHC预制管桩，直径300mm，桩型为AB型，长度约 $7.0\sim 9.0$ m。同时，考虑项目场址区地下水对混凝土结构具有强腐蚀性，对钢结构具有强腐蚀性，PHC桩采取添加抗硫酸盐的外加剂、掺入矿物掺和料、钢筋阻锈剂等防锈措施以及桩身增加环氧沥青的涂层等措施。

7.3.11 箱式变压器基础

本项目共配置83台4.48MW箱式变压器、84台4.5MW箱式变压器。箱式变压器拟采用PHC预制管桩和预制平台形式，PHC预制管桩直径400mm，单根桩长9m，入土深度为 $4\sim 4.5$ m。

下阶段将根据水位资料、地勘报告及试桩报告等对支架基础的形式和外形尺寸等进行进一步设计。

7.3.12 结构防腐设计

根据参考场地地质勘察结果，拟建场区地下水与海水水力联系密切，由海水水质分析结果进行腐蚀性判别。本次勘测期间采取海水试样2件，进行水质腐蚀性分析试验。场地环境类型为II类，根据试验分析结果，按《岩土工程勘察规范》(GB50021-2001)(2009年修订版)，判定拟建场地地下水对混凝土结构具强腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具弱腐蚀性，对钢结构具中等腐蚀性。场区地表水对混凝土结构具强腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具强腐蚀性，对钢结构具中等腐蚀性。

升压站构建筑物防腐：升压站地基土中的基础表面涂刷 $500\mu\text{m}$ 厚度以上环氧沥青

涂层，垫层采用C20沥青混凝土。建筑结构混凝土强度等级采用 C30，基础采用C40。站内构支架采用镀锌防腐处理，镀锌层厚度不小于 $85\mu\text{m}$ 。

根据地质勘探资料，依照相关规范对钢支架进行防腐处理。支架采用镀锌处理，镀锌层厚度不小于 $85\mu\text{m}$ 。对于连接处或现场防腐层破坏处，需立即喷锌防腐，厚度不小于 $240\mu\text{m}$ 。

7.4 给排水设计

变电站供排水系统分为给水及排水两大系统。给水分生活给水系统、生产给水系统、杂用水系统；排水分为生活污水系统、生产废水系统、雨水排水系统。

7.4.1 设计依据

- (1) 《光伏电站设计规范》GB50797—2012
- (2) 《室外给水设计标准》GB50013—2018
- (3) 《室外排水设计标准》GB50014—2021
- (4) 《建筑给水排水设计标准》GB50015—2019
- (5) 《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020-2021

7.4.2 给水系统

(1) 水源

本期工程的生活用水水源引自附近村镇自来水。

(2) 用水量

a) 生活用水量

本工程用水人数按5人计，生活用水量标准为 $150\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ ，最大日用水量为 $0.75\text{m}^3/\text{d}$ 。

b) 冲洗光伏组件用水量

根据当地气候情况，本工程拟定每4个月擦洗1次，则每年擦洗3次，用湿抹布擦洗（不含任何增添剂），按 $12\text{m}^3/\text{MW}$ 清洗抹布水量计算，清洗用水量 $16200\text{m}^3/\text{次}$ ，年清洗用水量 $48600\text{m}^3/\text{a}$ 。

c) 总用水量

本阶段只考虑本工程的生活水和电池板冲洗水水量，则本工程年总用水量为 $48874\text{m}^3/\text{a}$ 。

(3) 管材、接口及敷设方式

管理区室外生活给水管道采用钢骨架PE复合管给水管，采用热熔连接，直埋敷设；

室内给水管道采用PP-R塑料给水管，采用热熔连接，明装或暗装。

7.4.3 排水、排油系统

（1）雨水排水系统

升压站雨水采用场地散排+路侧排水沟方式，依据地势自流排出场外。

光伏厂区光伏组件底下设置鱼塘。暂不考虑对光伏场区设置排水沟，不改变场区原有水系。

（2）污水排水系统

室内生活污水排水系统采用污废合流制排水系统，污水经化粪池初步处理后自流排入污水收集池，定期抽排。污废由专业的清掏人员定期清掏。

（3）事故排油系统

主变压器底部设置储油坑并设置变压器总事故油池，总事故油池容积按主变压器总油量的100%考虑。总事故油池内的废水经油水分离后排出站外。

（4）管材、接口及敷设方式

生产办公区室外生活污水管道采用SN8型HDPE双壁波纹排水管，橡胶圈柔性连接，直埋敷设；室内污水管道采用UPVC塑料排水管，粘结连接；事故排油管道采用焊接钢管，焊接连接。

7.5 暖通系统设计

7.5.1 设计依据

本设计采暖、通风及空气调节系统设计依据为

- （1）《光伏电站设计规范》GB50797—2012
- （2）《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019—2015
- （3）《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736—2012
- （4）《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规定》DL/T5035-2016
- （5）《建筑设计防火规范》GB50016—2014（2018版）
- （6）建筑专业及工艺专业提供的条件

7.5.2 室外设计参数

冬季采暖室外计算温度	-6.6℃
冬季通风计算温度	-2.6℃
夏季通风计算温度	30.2℃
夏季空调计算干球温度	34.2℃

夏季空调计算湿球温度	26.8℃
极端最低温度	-22.4℃；
极端最高温度	41.9℃；
冬季大气压力	102.66kPa；
夏季大气压力	100.49kPa；

7.5.3 室内设计参数表

室内设计参数表

房间名称	冬季	夏季
办公室、休息室	18~20℃	26~28℃
二次设备室	18~20℃	26~28℃

7.5.4 采暖方案及设备选型

本项目属寒冷地区，冬季应采暖。室内采暖主要采用分体式冷暖空调，以满足工艺要求；电子设备间、值班室采暖采用空调加电暖器的方式，卫生间采暖采用电暖器的方式。蓄电池室内采用防爆电暖器进行采暖。

7.5.5 通风方案及设备选型

配电室：采用自然进风、机械排风的通风方式。采用轴流风机进行排风，电动防雨百叶窗进风。排风风机和电动百叶窗联动。夏季进风温度30.2℃，排风温度不超过35℃，换气量按不小于12次/h进行计算。卫生间：采用自然进风、机械排风通风方式，采用吊顶式通风器进行排风，通气次数不小于6次/h。

7.5.6 空调方案及设备选型

电子设备间、值班室等经常有人房间设置分体式空调用于夏季制冷，使室内温度保持在26~28℃，以满足值班人员的需要。空调选型时应采用节能型空调，能效比≥3.0。

7.5.7 采暖、通风及空调系统的控制

风机采用温度自动控制、手动控制两种控制方式；正常运行时，由温度控制器控制风机启停；事故时可由手动控制风机启停。

7.5.8 采暖、通风及空调系统的节能措施

空调选型时应采用节能型空调，能效比≥3.0，属于节能设备。

第八章 消防设计

8 消防设计

8.1 消防设计依据

- 1) 本工程消防设计范围为站区内，按消防自救设计消防设施。
- 2) 火灾次数按一次考虑。
- 3) 本设计执行的有关消防设计规范：
《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018年版）；
《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974-2014；
《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019；
《220kV~750kV变电站设计技术规程》DL/T 5218-2012
《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005；
《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018；
《电力设备典型消防规程》DL5027-2015；
《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013；

8.2 设计原则

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

工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证防火间距、安全出口等各项消防要求。

8.3 消防总体设计方案

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，根据消防系统的功能要求，从防火、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度，同时确保火灾时人员的安全疏散。

8.4 建筑物火灾危险性等级

本工程建筑物的火灾危险性类别和耐火等级划分见下表。

表8.4-1 火灾危险性类别和耐火等级划分表

房间名称	火灾危险性类别	耐火等级
综合用房	丁	二

8.5 升压站消防设计

8.5.1 消防给水设计

① 消防用水量及消防水压

消防用水量：根据《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014的相关规定，本项目需设置室内外消防给水系统。综合用房室内消防用水量为10L/s，室外消防用水量为15L/s，变压器室外消防用水量为30L/s，故本项目消防用水量为30L/s。

消防水压：按室外消防所需水压计算，根据《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014规范要求，为保证在建筑物最高处保持水枪的充实水柱不小于10m，消防所需水压约为0.50Mpa。

② 消防给水及设施

消防给水系统主要包括一体化消防给水设施及消防给水管网。一体化消防给水设施内包括消防水池、消防给水泵及稳压装置。

消防水池：根据所区一次消防最大用水量的要求，消防水池有效容积216m³。

消防给水泵：根据消防需水量及消防水压的要求，选用消防水泵2台，1用1备，水泵参数为：Q=30L/s，H=50m，配套电机功率为：N=45kW。

消防水泵具备就地控制和远程监控功能。消防电源采用双电源，在末端电源柜自动互投。

稳压装置由稳压泵、水箱及气压罐组成。稳压泵从水箱取水送入消防管网，与气压罐联合对消防给水系统进行稳压。稳压泵由气压罐附近的电接点压力表控制，高压停泵，低压启泵。当管网压力达到预定压力时，稳压泵停止，由气压罐供水，实现节能效果。水箱内设置浮球阀控制水箱水位，可避免不必要的溢流损失。水箱进水由市政给水管道的提供。

设置室外设置消火栓及消防水带并配置直流、水雾两用水枪。当发生火灾时，打开消火栓灭火，然后启动消防水泵，消防水泵从消防水池抽水送至消防给水管网进行灭火。

8.5.2 变压器消防

根据《建筑设计防火规范》GB50229-2014（2018年版）及《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019的有关规定，单台容量在125MVA及以上的独立变电所可燃油浸变压器应设置水喷雾消防灭火系统或其它灭火系统，本期变压器容量为2台300MVA，1台250MVA，主变消防系统采用排油注氮灭火系统，并在主变附近设置室外

消火栓、推车式灭火器2辆，1立方米消防砂箱1座和相应的消防沙铲等辅助灭火设施即满足规范要求。

8.5.3 建(构)筑物消防

综合用房墙体均用250mm厚加气混凝土砌块墙分隔防火分区，各电气房间均对室外开门，成为独立的防火分区，均设置对外的安全疏散通道。

综合用房与其他建筑之间间距大于10m，满足防火间距要求。

8.5.4 建筑灭火器及防毒面具配置

根据《建筑灭火器配置设计规范》GB50140—2005及《电力设备典型消防规程》DL5027—2015的相关规定，本工程综合用房内配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器；每台主变附近配置2辆MFTZ/ABC50型推车式磷酸铵盐干粉灭火器，并设置消防砂箱。

8.6 电气消防设计

(1) 电缆、导线均采用阻燃型。

(2) 消防照明：综合用房均设充电式应急灯，放电时间不小于30min。

(3) 消防通信：控制室设对外的直拨电话（直拨119电话）。

(4) 电缆孔洞均做防火封堵措施。

(5) 本电站设一套火灾报警系统，火灾报警系统包括火灾报警控制器，探测器，控制模块，信号模块，手动报警按钮，声光报警器等。火灾报警探测区域包括控制室，电子设备间，高、低压配电室等，火灾报警控制器采用壁挂式，布置于中控室。严禁采用明火采暖，各房间采用安全、可靠的冷暖空调器进行采暖；当发生火灾时，自动切断通风、空调设备电源。

8.7 光伏阵列消防

在光伏阵列区内每组箱变附近配置2具5kg手提式磷酸铵盐干粉灭火器和1m³消防砂箱。

在光伏阵列区围墙和阵列区内设置“严禁烟火”等警示牌，建设消防安全责任制，运行人员应对光伏阵列区定期巡检，设置较固定的巡检点，并在巡检点配置一定数量的消防砂铲、消防斧、手提柴油锯等消防工具。光伏阵列区围墙内的杂草、枯草需定期清理。

8.8 施工消防

1) 工程施工场地消防总体规划

施工区域远离易燃易爆仓库，规划合理，总体规划应使布局紧凑，保证建（构）

筑物以及电器之间必要的防火间距。各种易燃易爆原材料不宜集中布置在一起，且堆置高度不宜过高。在仓库内需留有巡视通道，同时在仓库内配置灭火器，需定期检查仓库以提前消除安全隐患。易燃易爆仓库与其它建(构)筑物需留有一定的安全距离，方便消防。

光伏电场建设阶段消防规划方案和易燃易爆仓库的消防方案由施工单位根据有关规范要求制定。

2) 施工准备阶段的消防安全

施工准备阶段是建设工程施工的初起阶段，主要进行“四通一平”，即通路、通水、通电、通讯、平整土地，并开始设置料场，搭建临时办公、住宿、仓库等配套设施。此阶段消防安全管理的重点主要是做好基础工作、完善基础设施，为实施有效管理打好基础。

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

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

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

(4) 严格落实生活及办公区 8 项基本消防安全要求：

- ①不得支搭可燃建筑或用可燃材料做隔墙；
- ②不得在建设工程内设置宿舍；
- ③生活区应设置不小于 4.0m 宽的消防车通道，并保持畅通；
- ④应配备足够的消防器材；
- ⑤宿舍内吸烟要有防火措施，不得卧床吸烟；
- ⑥办公室、宿舍区应设置应急照明和疏散指示标志，并不得使用电热器具；
- ⑦照明及电气设施应由电工按规程安装；

⑧炉火应凭证启用，距床不应小于 1.5m，烟窗与可燃物不应小于 0.7m，设专人看管，定点倒炉灰并浇水。

(5) 落实料场仓库区 10 项基本消防安全要求:

- ①不得在工程内设仓库, 应专设料场和周转库。
- ②料场仓库区应设置不小于 4.0m 宽消防车通道, 并保持畅通。
- ③应按规定配备足够的消防器材设施。
- ④按规程安装电气设备。
- ⑤不得使用电热器具。
- ⑥不得动用明火。
- ⑦应设专人负责消防安全工作。
- ⑧材料码放应满足消防安全要求。
- ⑨化学性质相抵触物品不得混存。
- ⑩防止静电危害。

3) 结构施工阶段的消防安全管理要求

结构施工阶段是建设项目施工的关键阶段。用火、用电大量增加, 职工人数增多, 可燃材料进场, 如遇冬季保温材料也将进场, 工程废料、包装料大量产生, 配合单位及分包单位增加, 消防安全管理应全面加强, 并落实以下 15 项消防安全要求:

(1) 大型设施安装应符合消防要求;

(2) 建筑高度超过 24m 的建设工程施工应安装临时消防竖管, 设置并配备消防设施、器材;

(3) 应严格控制用火, 履行用火手续;

(4) 严禁现场吸烟;

(5) 保温养护应使用难燃材料;

(6) 易燃易爆化学物品、易燃可燃材料等不得在工程内存放;

(7) 可燃包装拆除后应及时清出现场;

(8) 不得在工程内住人;

(9) 大型设备要有避雷措施;

(10) 电气应按规程安装, 使用电缆线, 并采取防雨措施;

(11) 坚持定期组织义务消防队训练;

(12) 消防安全检查每日应不少于三次;

(13) 保持消防通道畅通;

(14) 保温、防水作业要建立并落实专项消防安全措施;

(15) 定期召开消防安全领导小组会议，落实消防安全措施。

4) 装修施工的消防安全管理要求

装修施工是建设项目施工的最后阶段;改造施工比装修施工又增加了拆除原有装修装饰材料,或更换设备等施工项目。在此施工中,施工人员多集中在工程内,交叉作业多,使用火源,电源集中,设备,可燃材料,大量进入工程;油漆作业,废包装、施工废料增多,参观人员增多,极易造成管理混乱,是消防安全管理的最关键阶段,必须采取切实有效的消防安全措施并严格落实以下 17 项消防安全要求:

- (1) 严格用火管理;
- (2) 严禁现场吸烟;
- (3) 施工现场严禁存放易燃材料;
- (4) 应每班清理可燃物;
- (5) 不得在工程内设加工间;
- (6) 严禁易燃作业与用火作业交叉;
- (7) 易燃作业要有通风、排风、防静电、防电气火花措施,特别是油漆作业;
- (8) 电气安装必须符合规程,不得乱拉电源线;
- (9) 成品保护,每层应派专人看管;
- (10) 应根据需要设立现场巡逻队;
- (11) 应发放并使用“出入证”,不得随意参观;
- (12) 应配备足够的轻便灭火器材;
- (13) 不得在工程内住人、办公;
- (14) 冬季施工不得生明火保温;
- (15) 应随时检查、发现并消除火险隐患;
- (16) 确保疏散通道和消防车道畅通;
- (17) 施工未完不得将设备及家具等存放在工程内。

第九章 渔业养殖方案

9 渔业养殖方案

9.1 概述

9.1.1 项目概述

本期场址位于山东省东营市利津县刁口乡，地处涵洞河以南，海铺村以北，防潮堤以西，挑河以东。规划占地面积约 26766.44 亩，土地性质为国有未利用地，符合土地利用总体规划，不涉及生态红线敏感区域，场址中心地理坐标为 N 38.02064393°、E 118.58093262°，距离东营市城区直线距离约 64km。项目场址整体平坦开阔，周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道 S310 相邻，交通便利。

东营区沿海受季风型大陆性气候影响，冬季多偏北风，夏季多偏南风，沿海气温以 1 月最低，平均 1~4℃，7~8 月气温最高，平均 24~26.3℃。海水表层水温年平均 12℃。。

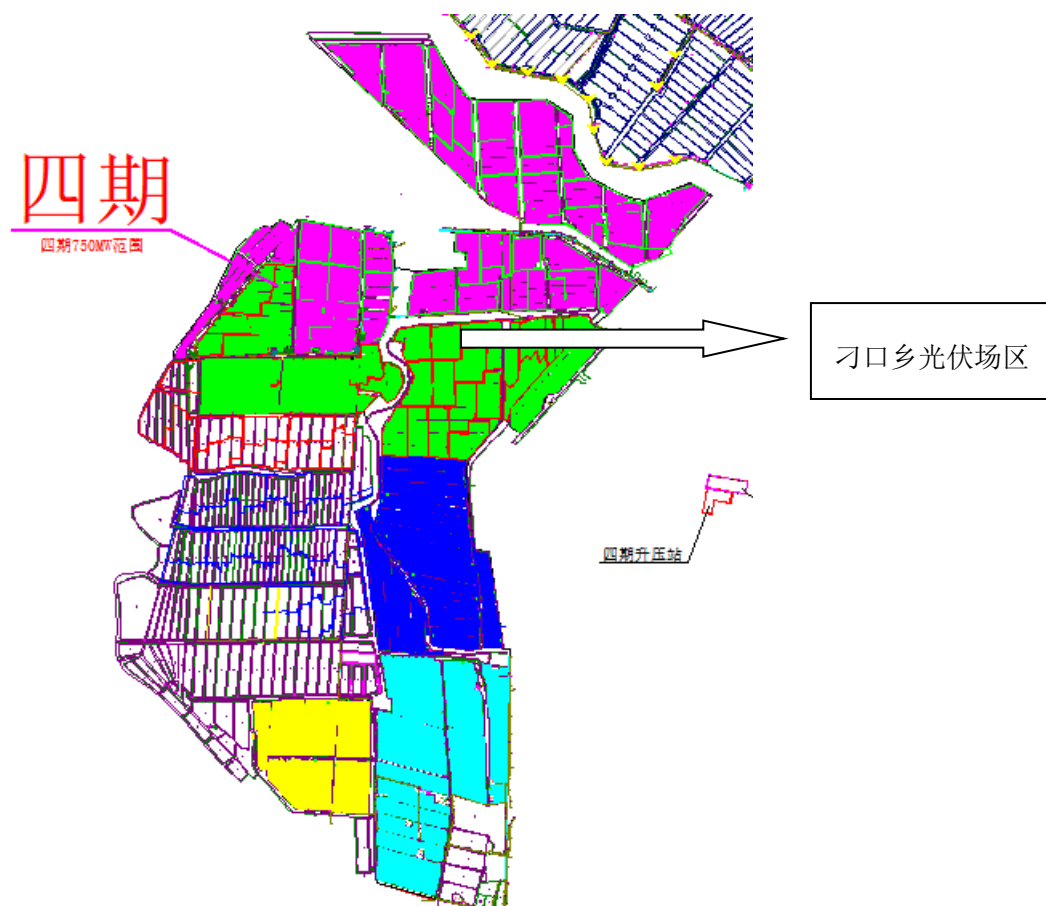


图 9.1-1 项目总体规划图

项目现场地形地貌主要为水产养殖池，平均水深 1.5 米，面积广阔，内部以养殖海虾、海参为主。

本项目直流侧装机容量为 975.4507MW_p，交流侧装机容量为 750MW，项目建成后，水面以下规划海虾和海参养殖，水面上方用于光伏发电，安装太阳能电池板。这样就形成了上层光伏发电，下层水产养殖，一地两用的新型光伏发电项目。



9.1.2 渔光互补综合发电项目背景

随着经济全球化进程不断加快，能源问题已引起党中央、国务院的高度重视，作为国民经济发展的支柱产业，电力产业的发展受到更为广泛的关注。目前“促进中部地区崛起”战略已进入关键时期，湖北省经济社会的大力发展加剧了电力的供应不足，电力“瓶颈”成为制约经济社会持续快速发展的重要因素。

太阳能是干净的、清洁的、储量极为丰富的可再生能源，太阳能发电是目前世界上先进的能源利用技术。发展光伏发电产业，不消耗煤、石油、天然气、水、大气等自然资源，亦不产生有害气体、污染粉尘，不引起温室效应、酸雨现象等，可有效地

保护生态环境,目前已受到世界各国的重视,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,我国也出台了一系列鼓励和支持太阳能光伏发电产业发展的政策措施,例如《可再生能源发电有关管理规定》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》、《可再生能源发展专项资金管理办法》、《关于开展大型并网光伏示范电站建设有关要求的通知》、《关于实施金太阳示范工程的通知》等等,在政策、投资、财税、电价方面给予支持,光伏组件和并网逆变器价格也不断下浮,目前我国已具备的规模化发展光伏电站的条件,全国各地相继投运了一大批光伏电站,积累了大量的制造、建设安装、运行和维护方面的经验,所以光伏发电是目前技术最成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的可再生能源发电方式之一。2016 年,国家发展改革委、国家能源局公布的《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》要求,到 2030 年,非化石能源发电量占全部发电量的比重力争达到 50%。光伏发电产业已经成为国家新能源产业的重点发展战略。

我国大陆海岸线自鸭绿江口至北仑河口,长达 1.8 万多千米,沿大陆海岸线分布着我国经济最发达的城市圈,这些城市人口密度高,经济实体多,使之成为我国主要的电力负荷中心,电力供应长期处于紧缺状态,依靠当地的电源供给和外部供给仍不能彻底解决负荷紧张问题,尤其是夏季空调用电高峰及冬季取暖季节等。因节能减排和环保要求的加大,燃煤和燃机电站开发受到很大程度的制约,如何通过当地自行挖掘潜力,开发负荷国家宏观制度,满足环保排放要求,做到可持续发挥在那的绿色电源点是突破用电瓶颈的关键。

沿海地区不仅分布着绵长的海岸线,在海岸线的内侧更是广阔的养殖区域,同时大部分沿海地区受太平洋气候的调节和季风环流的影响,具有四季分明、气候湿润、光照充足、雨量充沛、无霜期长的特点。大部分地区太阳能资源丰富,年平均太阳能辐射量比较稳定,属于太阳能辐射资源丰富区域,能够为光伏电站提供充足的光照资源,同时光伏电站不存在并网和消纳的问题。但沿海地区用地紧张,不适合开发大容量地面光伏电站,一种既不影响水产养殖又能够利用太阳能发电的新型光伏发电模式——渔光互补型光伏发电项目,科学的解决了这个问题。

“渔光互补”光伏发电项目是将渔业和光伏发电结合在一起,通过在水面上设立电池板,水面下规划养殖鱼虾,达到养殖和发电并行的密室,实现了一地两用,极大的提高了土地的利用效率,已成为我国沿海发达地区建设光伏电站最优的发展方式之

一。国内不少电力企业试图将水产养殖区域和分布式光伏电站土地资源配置高度契合，充分发挥“渔光互补”优势，以实现对我国蓝色国土资源的综合立体开发。

9.1.3 渔光互补综合发电项目意义及发展

随着经济全球化进程不断加快，能源问题已引起国家的高度重视，作为国民经济发展的支柱产业，电力产业的发展受到更为广泛的关注。目前，电力“瓶颈”成为制约经济社会持续快速发展的重要因素。太阳能是干净的、清洁的、储量极为丰富的可再生能源，太阳能发电是目前世界上先进的能源利用技术。光伏发电产业已经成为国家新能源产业的重点发展战略，“渔光互补”已经成为沿海发达地区建设光伏电站最优的发展方式之一。

我国是世界水产大国，水产品总量已经连续 25 年居世界首位，人均占有量也在 10 几年前超过世界平均水平，并且逐年增加。我国人民食品中约 1/3 的动物性蛋白来源于水产品，水产品生产已成为我国食品安全的重要支柱产业。我国池塘养殖面积 250 多万公顷，稻田养鱼面积 180 多万公顷，淡水养殖产量接近 2000 万吨，占全世界养殖产量的 68%。许多大宗淡水鱼类产能充足，产品价格波动较大，产量增长已经不是主要目标，而调整养殖结构、提质增效是目前水产养殖的重要任务。

渔光互补项的模式适宜于特色养殖，尤其适宜养殖喜阴的特色鱼类、虾类以及海参等其他水产，此外光伏发电也可直接用于养殖用电，降低养殖成本。与其他类型的光伏电站相比，渔光互补项目还有一个优势，由于电站建在鱼塘水上，水面的环境温度较地面的环境温度要低，组件之间的间距较传统电站也大，因此形成了良好的日照、通风、降温环境，对延长光伏发电组件寿命、提高发电效率较为有利。

本项目基于不同渔业生产系统中主要种养对象的生物学特性和环境需求，构建基于渔光互补的高效发电新模式、高效生态渔业新模式、高收益的综合发展新模式，通过提质增效保障渔业相关方的利益，同时保障光伏产业的持续发展，真正实现创新、协调、绿色、共享、开放的发展理念。通过光伏发电设施与设施渔业项目科学的结合，不仅可以为项目地区节约土地资源，为当地养殖户增加收入，促进渔业结构的调整 and 产业升级，同时也为光伏发电技术的普及和应用打开一个巨大的市场和建设途径，因此项目的建设具有重要的示范意义和广阔的发展空间。

9.2 项目总体思路与目标任务

9.2.1 总体思路与基本原则

9.2.1.1 山东省水产养殖现状

改革开放以来，在国家“以养为主”的渔业发展方针指引下，山东省水产养殖业取得长足发展，资源开发力度不断加大，养殖规模持续扩张，单产和效益不断提高，良繁体系、技术推广、水生动物疫病防治等支撑服务体系逐步建立。特别自“九五”期间实施新的产业结构调整政策以来，各级渔业行政主管部门认真谋划水产养殖业区域布局，做大优势主导产业；加快品种结构调整，优先发展特色养殖；努力实行渔业科技创新，倡导生态、健康养殖模式，加快发展节水渔业、绿色渔业，生产结构不断优化。

山东省农业农村厅日前印发了《2022 年山东省水产绿色健康养殖技术推广“五大行动”实施方案》，提出以提质增效、绿色发展为主线，以“巩固、充实、提高”为工作着力点，持续推广适合山东省实际的生态健康养殖模式和养殖尾水治理模式，骨干基地实现水产养殖用兽药使用量同比减少 5% 以上，其中抗生素类兽药使用量同比减少 10% 以上，深入开展 3 个品种的配合饲料替代幼杂鱼试验示范。

在生态健康养殖模式推广方面，将因地制宜示范推广陆基设施化循环水养殖、多营养层级综合养殖等生态健康养殖模式。在养殖尾水治理模式推广方面，大力推广应用多种形式的养殖尾水处理技术模式。在水产养殖用药减量方面，各地要指导养殖者依法依规使用投入品，推广应用疫苗免疫和生态防控技术。在配合饲料替代幼杂鱼方面，指导企业和基地总结优化配合饲料替代幼杂鱼养殖技术，开展配合饲料使用技术培训。在水产种业质量提升方面，开展全省水产养殖种质资源普查数据审核和分析，持续推进海虾等联合育种，探索建立商业化育种体系，助力水产种业振兴。

9.2.1.2 总体思路

本光伏发电项目拟选地块大部分为渔业养殖池，项目拟采用渔光互补形式开发建设。“光伏+渔业”作为光伏农业的形式之一，使光伏发电与水产养殖有机结合，在水产养殖集中地区丰富的池塘水面资源上架设光伏电池板，开发建设光伏发电项目，形成“上可发电、下可养鱼”的养殖模式。“渔光一体”产业模式具有渔光互补、一地两用的特点，能够极大提高单位面积土地的经济价值。高效渔业养殖与光伏发电互补项目是将太阳能发电、现代养殖业相结合，一方面太阳能光伏系统架设在鱼塘之上直接低成本发电，不额外占用土地；另一方面充分最大化利用。形成“上面发电、下

面养殖、科学开发、综合利用”的“渔光互补”建设模式，综合利用空间资源发展新能源。

“渔光互补”项目，让农业和新能源产业同步发展，农业资源的主题开发、深度开发与科学开发相结合，集水产养殖、可研示范、生态休闲、旅游观光于一体的特色渔业产业园、综合示范基地、清洁能源生产示范基地、工业旅游与观光农业示范基地。

9.2.1.3 基本原则

因地制宜开发利用原则。因地制宜利用东营市利津县刁口乡鱼塘进行建设，就地消纳的分布式光伏电站，鼓励分布式光伏发电与农户扶贫、新农村建设、渔业设施相结合，促进农村居民生活改善和农业农村发展。因此，为充分利用土地与空间资源，实现鱼、电、环保三丰收，有效防止大气污染，可在丰富的养殖水面上架设光伏组件进行发电，形成“上可发电、下可养鱼”的创新发展模式，既能充分利用空间、节约土地资源，又能利用光伏电站调节养殖环境，还能优化地区能源结构、改善环境，并可提高单位鱼塘产量、增产增收，在水产养殖和光伏产业上实现领域共享。

渔业可持续发展原则：东营市渔业资源丰富，主导产业主要包括海虾养殖、海参养殖、鲈鱼及黑鲷养殖等。通过海水养殖技术，构建生态渔业养殖模式，促进渔业可持续发展。

生态修复原则：海水养殖过程中产生的污染物质主要有营养盐、有机质、重金属及抗生素等药物。这些污染物质主要通过残饵、排泄物、化学药物等形式排入养殖海域中。单纯的物理化学修复方法在海水养殖水体修复中制约较大，还容易产生二次污染问题，适宜采用生态修复的方法对养殖污染海域进行原位或异位修复。生态修复处理费用较低、净化效果较好，对生态环境影响相对较小，而且还有助于恢复受损的海洋生态环境。海水养殖污染常用生态修复方法有生态浮床修复、大型藻类修复和人工湿地修复。这类生态修复以植物和藻类净化、吸收为主，对水体中有机质、营养盐净化效果较好，对重金属和抗生素净化也具有一定的作用。通过利用科学方法对海水养殖进行生态修复，为海水养殖可持续发展保驾护航。

节约、集约用地的原则：“渔光互补”这种创新模式，上层用于光伏发电，下层用于水产养殖，使土地开发能够二次利用，达到立体发展的目的，为鱼塘水域开发治理、综合利用及光伏产业的发展探索一种新的应用模式。由于只要将光伏面板支架立体布置于水面上方及鱼塘沿岸，因此不需要占用宝贵的农业、工业、住宅用地。这不仅节约了土地，提高了单位面积土地经济价值，在发电的同时也不会影响水产养殖，

具有“一地两用，渔光互补”的特点，实现了社会效益、经济效益和环境效益的共赢。

规划先行原则：“渔光互补”项目实施中，电池板的设计与安装施工，必须根据不同养殖水域、不同养殖品种和不同养殖模式，结合养殖投喂、捕捞、渔业配套设施、节能减排、养殖尾水生态湿地净化处理等进行综合规划与设计。如养殖水域低部最好设置一定的坡度(0.2%-0.7%)，预留 25%-50%的面积作为深水养鱼区，浅水区安装光伏组件；规划蓄水净化池、排污沉淀池、人工湿地、智能养殖设施，最终实现零污染、零排放的智能渔业养殖基地区。

9.2.2 发展目标与指标

本项目直流侧装机容量为 975.4507MWp，交流侧装机容量为 750MW，新建 1 座 220kV 升压站，以 2 回 220KV 线路出线接入刁口 500kV 汇流站，具体接入方式及接入等级还应与当地电网管理部门进一步核实。

项目采用上方太阳能光伏组件发电，下方兼顾水产养殖，以实现光能与土地、水资源集约化、立体化综合利用。光伏阵列的合理布置可起到遮阳作用为水产养殖提供特定的生产环境，而光伏组件亦可通过水面的降温以及光线反射作用实现发电量的提升，二者可实现互相促进，产生很好的经济效益和环境效益。

本项目改造、提升“渔光互补”养殖水域总面积约为 26766.44 亩。配备复合增氧、自动投饵、水质在线智能监测、生态净化湿地等现代渔业设施，能够保持良好生态环境，持续产出优质水产品，“渔光互补”养殖水域每亩利润与未安装光伏发电组件水域比较，经济效益提高 3 倍以上，节能减排降低低 20%以上；本项目建成后服务期 25 年，年均发电量为 145436.9 万千瓦时，年均利用小时 1491.0h，25 年总发电量约为 363.6 亿千瓦时。

9.3 渔业规划与布局

9.3.1 空间布局

项目区养殖水域主要包括“渔光互补”项目区现有养殖水域，项目区现有养殖水域总面积约为26766.44亩。站址中心坐标分别为E118.57704°，N38.01872°。地块现状整体地势平坦，土地性质为未利用地，现状为渔业养殖池。



图 9.3-1 刁口乡项目场址及地理位置示意图

9.3.2 渔业养殖定位

“光伏+渔业”作为光伏农业的形式之一，使光伏发电与水产养殖有机结合，在水产养殖集中地区丰富的池塘水面资源上架设光伏电池板，开发建设光伏发电项目，形成“上可发电、下可养鱼”的养殖模式。“渔光一体”产业模式具有渔光互补、一地两用的特点，能够极大提高单位面积土地的经济价值。高效渔业养殖与光伏发电互补项目是将太阳能发电、现代养殖业相结合，一方面太阳能光伏系统架设在鱼塘之上直接低成本发电，不额外占用土地；另一方面充分最大化利用。形成“上面发电、下面养殖、科学开发、综合利用”的“渔光互补”建设模式，综合利用空间资源发展新能源。

本项目为海水养殖，以工厂化养殖为基础，采用养殖大棚和池塘渔农生态养殖模式相结合的方式，养殖品种包括海虾、海参等。严格执行污染减量排放和达标排放制度，严控污染物向水体排放。根据环境容量，合理规划调整水产养殖布局，科学确定养殖密度，加强生产投入品管理，推进科学养殖。

9.3.3 渔业养殖模式

该生态养殖模式主要针对水产养殖池，平均水深 1.5 米，面积广阔，内部以养殖

海虾、海参为主，占地约 26766.44 亩。池塘养殖大多数采用精养和半精养方式，进行适当的密度混养，较充分地发挥了饵料、肥料和水体的生产潜力，资源利用程度较高。

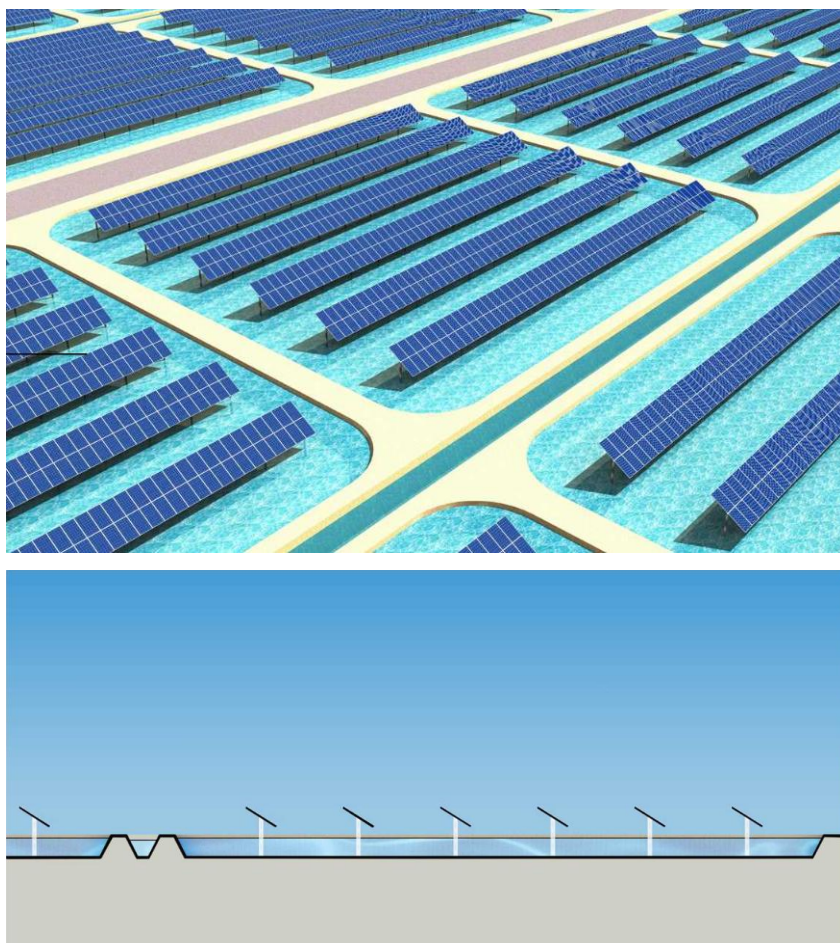


图 9.3-2 池塘渔农生态养殖三维图

9.4 养殖区建设方案

9.4.1 “渔光互补”生态养殖区建设要求

1、光伏渔业养殖用水的水质必须符合《渔业水质标准(GB 11607-1989)》规定。对于部分指标或阶段性指标不符合规定的养殖水源，应先对水体环境进行修复。

2、引入“物联网+智能在线监测水质+自动投饵+自动增氧+自动底排污+智能捕鱼”现代化的渔业设施、智能化的管理方式，促进养殖效率、效益提升，变革传统的养殖向现代渔业转型升级。

3、养殖水体溶氧连续 24h 中，必须有 16h 以上大于 5mg/L，任何时候不能低于 3mg/L。

4、养鱼模式应是集现代工业技术与现代化最先进的相关成套设备如微机、光、机

电、污水水处理（鱼池净化）技术、消毒杀菌、防病防疫等现代化科技、信息、工艺为一体的自动化集约化养鱼模式。

5、同步按照防止面源污染、内源污染、外源污染，实现零污染、零排放的环保持续健康渔业工程措施进行改造，在设计养殖场进排水渠道、光伏池塘塘埂、房屋等建筑物时应注意考虑排涝、防风等问题。需要考虑寒冷、冰雪等对养殖设施的破坏，在建设渠道、护坡、路基等时应考虑防寒措施。

6、光伏渔业养殖区域光伏组件安装面积占比控制在总面积的 70%以内，且应预留增氧投食、捕捞通道。

7、渔光互补光伏电站采用深基础混凝土预制管桩方式。

8、制定并实施各光伏场区渔业生态环境保护与治理计划和规划；组织进行渔业生态环境、渔业资源的调查、监测、监视和评价；预报渔业污染、病害及其它自然灾害的发生发展趋势；开展渔业环境监测、水质分析、渔业污染事故的调查分析鉴定、渔业资源监测、水产苗种检验、水生动物防检疫、病害防治、渔业投入品、水产品质量的监测检验等工作。

9、对鱼苗鱼种、水质、饲料、生物体等非食品、食品项目进行检测，检测标准及需要满足相关规范要求。

9.4.2 生态养殖区建设方案

9.4.2.1 建设思路

“渔光互补”池塘生态养殖区，池塘面积较大，规划设计为池塘生态渔业综合养殖区，发展池塘生态渔业，向养殖无公害水产品方向发展，采用良种和先进的健康养殖技术，形成生态高效渔业生产基地，规划建设现代渔业生态示范区。在保证充分利用现有渔业资源的基础上，尽量发挥示范养殖基地的作用，突出科技特色，建成融生产、现代渔业高新技术推广、科普教育于一体的生态、高效、集约化的池塘生态渔业示范基地。

9.4.2.2 建设目标

项目根据“渔光互补”养殖模式，综合考虑光伏上网、光伏池塘养殖，规划建设标准化池塘养殖区、名特优水产品苗种繁育基地、无公害水产品生态养殖基地、现代渔业养殖示范基地、生态净化湿地，完善养殖区管理房屋、道路、绿化、仪器设备等配套设施。

9.4.2.3 建设内容及重点项目

(1) 池塘标准化提升与改造

“渔光互补”池塘生态养殖区规划改造提升标准化池塘。改造项目主要包括新建池塘，池塘清淤、整修。根据光伏电池板的排列要求，结合水产养殖需求，改造、修整时，池塘低部最好设置一定的坡度0.2%~0.7%，预留20%~30%的面积作为深水养鱼区，浅水区安装光伏组件；安装光伏组件排列时，适当加大排列间距，以减少电池板对养殖水域的遮阴面积，光伏组件占水域面积控制在70%以内。

1) 池塘改造

选择条件适宜的水域进行标准化池塘提升与改造，在水深1~1.5 m的浅水开挖鱼塘，按单塘面积10~20亩，深2~3 m的标准规划设计，塘口宽50~60 m，塘埂兼做台田，台田面宽20~30 m，高出水面0.5~0.7 m。建塘时为了减少投资，要依据塌陷地的原有条件，顺其自然，不作较大改动，池埂用矸石和土层夯实，上宽3~5m，坡比1:3~1:4。

2) 光伏池塘清淤、整修

池塘清淤与整修是搞好光伏渔业标准化健康养殖重要一环，为光伏池塘高产稳产创造条件。通过光伏池塘清淤，一方面能够使光伏池塘由浅变深，载水量增加，鱼类生存水体变大，直接增加渔业产量，另一方面能够清除淤泥中含有的大量有机质、氮、氮、寄生虫和致病微生物等。池底淤泥厚度保持在15cm~25cm为宜，多余的淤泥必须清除。清淤的方法是光伏池塘排干池水，晾干，挖除过多的淤泥，有条件的地方可用挖掘机进行施工，效果甚佳。清完淤泥后，让池底充分曝晒和冰冻，并用生石灰、漂白粉等药物全池泼洒，达到杀菌消毒和杀灭敌害生物的目的。池塘整修主要是对池埂加固，查修设施，疏通进排水口，做好防逃、防渗、防漏和保水工作。

(2) 无公害水产品健康养殖基地

建设无公害水产品养殖基地，充分利用养殖池塘及台面，重点发展渔农（渔禽、渔菜、渔果）等多元化生态高效养殖，推广池塘健康养殖技术，建设成无公害水产品养殖基地。

(3) 现代渔业养殖示范基地

规划建设配套设施齐全的现代渔业示范区，按照现代渔业标准和要求，配备投饵、增氧设备、在线监测等集约化养殖所需的设施，打造高科技、高标准的示范养殖区。

(4) 生态净化型人工湿地

考虑到池塘水域净化,设置一级净化塘、二级净化塘、观鱼塘和可供亲水活动的戏水池、自然水沟等。该区将人工湿地净化系统与传统的园艺相结合,既有净化水质的功能,同时还具有观赏价值。同时在周围浅水区(主要是针对积水深度在0.5m左右,包含常年积水或季节性积水),则主要选择种植芦苇、香蒲等挺水植物,构建芦苇净化湿地。利用水域蓄水建立芦苇湿地,既可以提供造纸原料,又可以处理养殖排放出来的污水,消除水污染隐患,同时改善和恢复了自然生态环境,达到了社会效益、经济效益、环境效益的统一。

(5) 公共基础工程建设

主要包括生产技术服务用房、养殖区道路、进排水系统、养殖配套设施、环境绿化等。

1) 生产技术服务用房

建设生产技术服务用房,主要用于技术服务、科研、实验及办公。

2) 养殖区道路设计

本项目将在现有乡村道路基础上,规划建设各示范基地修建主要进入道路和次道路。主道路采用路宽8m宽,水泥路面6m,为主要运输进出路线。次道路宽6m,水泥路面4m,联系各分区,便于组织人流、运输、观光。

3) 进排水系统

项目按养殖区规划进排水渠道,使整个区域形成层次分明的排灌网。

4) 养殖配套设施

主要包括供电设备、养殖用具、渔用机械及其实验监测仪器等。

5) 环境绿化

对养殖示范区内及周边环境,进行综合考虑、统一规划,形成丰富层次的观赏景观,主次道行道树种植有观赏性又有经济价值的苗木,显示生态渔业美景。

9.5 主要养殖技术方案

9.5.1 海虾养殖技术

项目建设选址位于山东省东营市利津县。

海虾也称红虾、赤虾、大青虾等,是水产、海产虾的肉或全体的总称。海虾营养成分丰富,味道鲜美,可做食膳也可做为药材使用。海虾主要分布于黄海、渤海及长江口以北各海区,为中国特产。

幼虾阶段,以轮虫、枝角类、桡足类以及水生昆虫幼体等为食,成虾阶段则兼食

动物性饲料、植物性饲料。虾苗、虾种放养后，要适时追施肥料，培肥水质。

9.5.1.1 养殖方式

综合国内养殖情况，其养殖方式可分为以下几种：

（1）粗放养殖

沿海一带也叫鱼塘养殖，把海滩围堵成养殖场，池水深浅不一，大多在 0.5m-1m 以上，有进排水闸门。不清池或清池不彻底，主要纳天然苗或放养少量人工苗。施肥繁殖生物饵料或投喂少量人工配合饲料，以这样养殖方式产量较低。

（2）半精养

一般占地在 6 公顷以下，以 0.5-1 公顷为宜，养殖水深在 1-1.5m，有独立的进、排水闸门系统。清池彻底，放养人工苗。早期通过施肥繁殖天然饵料生物，中、后期投喂人工配合饲料，这种养殖方式便于管理。

（3）精养

也叫集约式养殖。每口虾池面积一般不超过 0.6 公顷，水深在 1.5-2m，有独立的进、排水系统。每 0.6 公顷应有 735-1100 瓦的增氧机 1-2 台，或专门处理水质的设备。放养健康活力强的虾苗，投喂高效、优质人工配合饲料。这种养殖方式海虾产量高，每公顷可达 8 吨以上。

另外，在海虾养殖过程中，按照进水与否和多少，可分为开放式、封闭式或半封闭式养殖：

（1）开放式养殖

这是一种利用潮差进、排水调节水质的养殖方式。近年来，海区水质不稳定，常有赤潮发生、病原媒介增加和水质污染严重的问题。因此，开放式大排、大灌的养殖方式，增加了海虾发病的几率，海虾养殖成效差、病害多。

（2）封闭式养殖

养殖池一次性进水进行养殖，即是封闭式养殖。封闭式养殖可以防止病原在养殖区内交叉感染，只要使用优质配合饲料，合理放养，配备增氧机，管理得法，可获得养殖成功。但要求有较高的水质调控技术。

（3）半封闭式养殖

就是采用封闭式养殖，结合添加海水或者淡水的养殖模式。这样养殖方式能进一步提高养殖成功的可能性。随着养殖进程，水体残饵和排泄物越积越多，水体富营养或趋势逐步加大，完全封闭养殖十分困难，因此，必须加入过滤沉淀消毒处理过的

海水或者淡水，调节水质，并配备增氧机，以保持良好的水质环境。

9.5.1.2 养殖流程

海虾养殖具有技术性强、各个环节紧密相连的特点。因此，任何一个生产环节只要疏忽大意就会影响全局。有鉴于此，整个养殖过程中务必注意每一个生产细节，尤其是关键的技术措施。海虾养殖的整个生产流程为：排除池内积水-封闭晒塘-清淤、整池、修堤-浸洗虾池-安装闸网-消毒-进水-肥水（培养饵料生物）-选购虾苗-中间培育-放苗-养成管理-收成出池。

9.5.1.3 海虾的环境要求

水温要适宜：海虾是热带虾种，生长适宜水温为 16 度-40 度，适合的水温为 22-32 度。水质 pH 值要稳定：海虾比较适应的 pH 值范围在 7.8-8.8。虾塘的质量要求高：养殖海虾的虾塘不能积水，漏水。水质要有良好的透明度：透明度可以反应出水质中浮游生物等微生物的数量，是调节海虾生长的重要因素。

9.5.1.4 海虾的投喂

（1）饵料台设置

在虾塘中设置 5-8 个饵料台。饵料台因地制宜，采用塑料盒、木条制成饵料台，也可用芦苇、竹皮、柳条和荆条等编织成圆形饵料台。每个饵料台的面积以 1 m² 大小为宜，目前最常见的就是用 1 厘米见方的木条钉成 1 个木框，再用塑料窗纱钉上，就做成了一个简易的饵料台。

当饵料台做好后，用木桩将饵料台固定在设定的投饵区，并分深水线区和浅水区，保持饵料台的一端沉入水中约 5-10 厘米，另一端沉入水中 2 厘米。

（2）四定投喂技巧

池塘饲养海虾，在虾苗下塘后的第一天不投饵料，等第二天海虾苗种适应池塘环境后再投饵料。海虾饵料的投喂要坚持定时、定质、定量、定点的四定的原则。

投放饵料的地点、时间要固定，使海虾养成定点摄食的习惯，这个固定的地点实际上就是饵料台或观察网的地点，既便于海虾的集中吃食和分散活动，又便于清理残存饵料。

9.5.1.5 海虾的捕捞

（1）捕捞原则

为了提高池塘养殖效益，可以采取捕大留小、分批上市的原则，既能及时将池塘中的大海虾上市，同时又能有效地对池塘里的海虾进行分养，提高了经济效益。

（2）捕捞时间

根据海虾的生长规律和养殖情况，除了进行捕大留小外，集中捕捞时间一般是在每年的 9 月底至 10 月初进行。

（3）捕捞工具

海虾的捕捞基本上都是采用笼捕、网捕和干塘捕捉。

（4）捕捞方法

①地笼捕

夜间在虾池四周、四角设置地笼网，虾易进不易出，可随时捕捞上市，尤其是在虾池的出水口设网，并在网具上设灯光，诱捕效果最佳。轮收轮捕时，多用此法。

②网捕

主要是采取“迷魂网”结合拉网的方法收获，捕大留小，每天可定时倒网两次。

③虾笼捕

可以用 L 形虾笼进行捕捉，这种虾笼用竹篾编制而成，竖筒长 25 厘米，横筒长 15 厘米，内径 10 厘米，入口倒须长 5 厘米，孔径 2 厘米，计有 3 个入口。竖筒两头的笼口是固定编制于筒上的，中间用套接方法编成一个整体，以便在笼中安装海虾爱吃的饵料，横筒与竖筒的一半固定为一个整体，开口于竖筒内部，另一头由一个圆形蔑盖盖住。蔑盖可以随时揭开，是用一支竹签别住的，这是海虾进入笼子后的住所，虾笼用一段红色的细塑料绳扣住两脚，然后栓到一根长长的绳上。用较粗的线绳作为缆绳，每隔 2 米扣一只虾笼，以 10-15 只虾笼为一组。一般一个人可以操作 10-20 组虾笼。捕虾时间不受天气限制，白天黑夜均可作业。通常在夜间和正常天气下收获多，所以一般是在傍晚下笼，第二天黎明收笼取虾。

④干塘捕虾

当水温降到 14℃ 以下时，海虾基本停止摄食和生长。经过上述方法捕捞后，剩余的海虾可放干池水抓捕，将成虾捕尽。

9.5.2 海参养殖技术

海参属于无脊椎动物、棘皮动物门、海参纲。我国海参分布在温带区和热带区，温带区主要在黄渤海域，主要经济品种是刺参，也是我国最为知名的海参种类，热带区主要在两广和海南沿海，主要经济品种有梅花参等。

本项目利用场址区原有海虾养殖池塘建设光伏电站，拟在光伏组件下方水域增加海参养殖，形成上层光伏发电，下层海虾、海参养殖，进一步提升水产养殖收益，提

高土地利用效率，提高单位面积土地的产值，一地多用。

9.5.2.1 养殖环境及流程

（1）池塘的建造与培水

养参池塘的建造：据刺参生物学的习性要求，结合实际情况建造适宜刺参生长的池塘，通过人工参礁的形式，满足刺参对底质要求。参礁以扇贝笼、空心砖、遮阳网、多孔管等透水性好的材料为好。礁石参礁局部污染重，水交换差，生产中发现大石头堆参礁养殖时间一长，不能为海参创造最好的生活环境。水源的水质理化指标要符合刺参养殖用水标准。

（2）清塘消毒与培水

保持水深 30cm 左右，用生石灰或漂白粉进行全池消毒，生石灰用量 $150\text{kg}/\text{km}^2 \sim 200\text{kg}/\text{km}^2$ ，漂白粉 $15\text{kg}/\text{km}^2$ ，消毒结束，池塘进水。池水稳定半月后，有益生物大量繁殖，有益藻类附着人工参礁。此时可准备投放参苗。

（3）选苗及放苗

选择体表干净完整，无粘液，色泽鲜亮，参体粗壮，伸展自然，肉刺尖挺，皮厚，自然排水能力强，嘴收缩的紧，管足附着力强，对刺激反应敏感，摄食旺盛，粪便呈短条壮参苗。

放养主要是直接投放式（适于 600 头/kg 以上的较大规格苗种）运回的参苗直接投放，均匀撒到参礁所在的水域，据生产条件适当调整，一般情况下，投放 600 头/kg 以上的大苗，以 10~20 头每平方米为宜，规格越大，单位面积投放的量可少一些。经过一个生长期的管理，可据成活率，生长情况，适时适量补充苗种。

春季放苗水温高于 12°C ，秋季放苗水温高于 9°C ，成活率高，生产效果好。盐度差小于 3 ‰，温度差小于 2°C ，且变化要缓慢进行。

（3）刺参养殖的管理

水质要求：

水温：耐受范围 $-3^{\circ}\text{C} \sim 34^{\circ}\text{C}$ ，适宜温度为 $5^{\circ}\text{C} \sim 20^{\circ}\text{C}$ ，最适生长温度 $13^{\circ}\text{C} \sim 18^{\circ}\text{C}$ ，低于 5°C 时停止摄食。较长时间低于 0°C 或高于 30°C 对养殖危害大。

溶氧：生存要求 $3\text{mg}/\text{L}$ 以上，适宜生长的溶氧要求 $5\text{mg}/\text{L}$ 以上。

盐度：适宜的盐度范围 18‰~33‰，最适的盐度范围 26.5‰~32.5‰，变化范围为渐变范围。

pH：适宜范围 7~9，最适范围 7.6~8.6。

氨氮：水(废水)中氨氮含量指标 $\leq 0.02\text{mg/L}$ 。

亚硝酸盐： $\leq 0.1\text{mg/L}$ 。

硫化氢：不得检出。

透明度：以 50cm 左右为好。

(4) 刺参的营养需求与饲料投喂

刺参的营养需求：刺参对营养的需求，有蛋白质：包括十种必需氨基酸，脂肪：多种必需脂肪酸，碳水化合物、十多种维生素和矿物质等。粗蛋白含量 20%~23%，粗脂肪含量 $\leq 3\%$ 及其它营养全面平衡的全人工配合饲料，基本能满足刺参不同生长期的需求。

投喂饲料的必要性：刺参养殖放养的密度较大，单靠天然饵料生长慢，养殖周期长，影响成活率。沙质底的池塘自然饵料缺乏，更应投喂。投喂人工饵料，可缩短养殖周期，降低染病几率，降低养殖风险，提高产量，降低养殖成本，提高经济效益。

投喂的时间和方式：选用优质的全人工配合饲料或海藻粉进行投喂。春季 3 月份~5 月份，越冬后水温回升进入刺参生长适温期，而整个冬季和早春水温低，饵料生物繁殖严重不足，此时刺参进入摄食旺盛期，应进行人工投喂。夏眠期间（7 月~9 月）不投喂，夏眠结束（9 月中旬左右）。经过几个月的夏眠时间，饵料生物有一定量的繁殖积累，开始可适当少投一点人工饵料，水温降至 18°C ，进入刺参生长最适温期，要加大投饵量。 5°C 以下基本不摄食（1 月~2 月），停止投喂。实际生产中，秋季结束夏眠的海参在不投饵的情况下，一个月内生长速度快，观察池内刺参摄食过的参礁面积越来越大，越干净，刺参爬下参礁入滩，表现出饵料缺乏，以后虽在适温范围，但生长速度下降明显，而投喂饵料的刺参池刺参生长情况良好。

(5) 刺参养殖的疾病防治

健康养殖，疾病预防为主。定期消毒池水和使用底质、水质改良剂，加上其它管理措施配合得当，刺参养殖能顺利进行。实际生产中，以二氧化氯等消毒剂为主，经济实用，每半月左右使用一次，可操作性强。再者，使用微生态制剂改良水质、底质，效果良好且无副作用，生产上应积极推广使用。科技的发展，符合健康养殖的绿色渔药一定会不断面世，给刺参养殖起到保驾护航的作用。

9.5.2.2 海参的捕捞

养殖海参一般采取人工捕捞的方式。

一般根据市场需求和池塘刺参的密度规格，适时捕捞。在实际生产中必须注意两

点：一是刺参越冬，大的个体体重减轻幅度大，死亡率高。二是刺参夏眠，大的个体耐高温性差，易染病死亡。为此，为了保证丰产丰收，越冬前、夏眠前一定要集中捕捞上市一次，将大的个体，能够上市的全部上市出售，避免越冬、夏眠带来的损失，实现效益最大化。同时可在下一个适温期适时补苗，充分发挥池塘的自然生产力和小规格刺参生长快的生长优势，提高产量，获取高利润。

9.6 生态环境修复与保护

9.6.1 项目建设对生态环境主要影响

1、本项目建设水域为水产养殖区，项目施工中光伏方阵用管桩打入水域池底以下约 2.8~3.8m，其它站房均采用管桩支撑基础，不对鱼塘或其它土地进行开挖，对陆生植被及水域池底的影响较小。项目建成后，不改变现有生态功能，并且充分利用水域生态环境，在养殖水面上建立光伏电站项目，是一产和二产的集成叠加。

2、项目太阳能光伏板遮挡一部分阳光射到水面，将减轻项目所占鱼塘的光合作用，对于水生藻类的繁殖可起到一定抑制作用，对鱼塘的水生生物存在一定影响；池塘总溶氧量的 80%是由浮游植物产生，其他进氧量只占到 20%左右。浮游植物进行光合作用产生氧的过程需要充足的光照，“渔光一体”池塘遮光后会影响到池塘浮游植物的光合作用，从而影响池塘氧的产生。此外，光伏板不同面积地遮挡了池塘，影响了光照，导致浮游植物光合作用增氧量不同，因此，池塘的总产氧量差异较大。

9.6.2 生态环境修复

光伏发电项目生态修复应秉承“保护为主，综合治理，因地制宜、适当修复，加强管理，注重效益”的方针。

以保护水体水质和现有植被为首要任务，严格控制点源污染、渔业养殖和农业种植面源污染，防止水体富营养化。在保护的基础上开展生态修复，以自然恢复和自然演替为主，人为适当干预。根据特殊的水文条件，构建和丰富湿地生境，优化湿地生态系统，以构建滨岸带生态系统为重点。结合水域生态特征进行滨岸带生态系统构建，利用土著物种进行植被构建；结合渔业养殖构建池塘鱼类种群和底栖动物种群，使得生物链完整。

水生生态主要修复范围是：水域水面、滨岸带和湖一心岛为主。陆生生态主要修复范围是：场区道路及重点路段生态修复，光伏场区周边生态修复；集电线路和道路及其周边裸地的生态修复。

项目区营造的湿地景观、设施景观、人文景观和当地自然景观及人文景观相协调，

与当地经济社会发展相协调，体现湖泊湿地的特点，体现地方特色。在充分突出水域自然生态特征和地域景观特色，充分利用和体现项目区的人文文化、湿地文化及旅游资源，与周边观光旅游相结合，突出个性，创出新意。

充分考虑水域湿地生态系统的承载能力，通过引种修复和自然恢复相结合的方式构建结构和功能完整的生态系统，维护湿地生态过程，实现湿地资源的可持续利用。

陆域迹地生态修复，道路、升压站和生活区等区域，应按已制定的施工方案控制施工范围，避免对周边土地和植被的扰动，加强对现有植被的保护。项目区土地可能具有腐蚀性，应剥离可利用的表土，临时堆存并保护好，用作后期生态恢复时所需的覆土。陆地区域光伏板板下植物应以低矮耐阴抗旱植物为主，可结合经济效益选用苗圃植物或经济植杨。

9.6.3 海水养殖生态环境修复

水产养殖污染可以通过物理、化学及生物的修复方法进行处理。

物理修复主要通过投放一些多孔环境矿物材料，如活性炭、炉渣等，使营养盐、重金属、抗生素等吸附在这些材料表面，以减少水体中污染物的含量。物理修复方法简单、易操作，但容易引起二次污染。

化学修复主要通过向水体中投放氢氧化物、碳酸化物等，使重金属离子钝化沉淀，降低其生物有效性，也可向水体中投放氧化剂，使有机质、抗生素等污染物氧化降解。化学修复方法简单，但是受环境条件影响较大，而且投入的化学物质本身存在污染问题。

生物修复主要利用植物、藻类、微生物等对污染物质的吸收与降解作用，达到降低营养盐、重金属、抗生素等污染物含量的目的。生物修复处理费用低、净化效果好，对生态环境影响相对较小，而且还有助于恢复受损海洋生境。

由于海水养殖环境的特殊性，单纯的物理和化学的修复法对养殖水域环境影响较大，且较难以实现，因此，适宜采取以生物修复为基础的生态修复措施。目前，海水养殖可采用的生态修复技术主要有生态浮床修复、大型藻类修复和人工湿地修复。

9.6.3.1 生态浮床修复技术

生态浮床修复技术利用无土栽培的原理，通过在需要修复的养殖水域构建植物生存空间，以达到利用植物吸附、吸收为主的净化污染物的目的。生态浮床主要由植物、栽培基质、浮床框架和固定设施构成。因其美观而且经济、高效，通常用于治理农村生活污水和城市河道，生态效益明显。近年来，也逐步开始应用到海水养殖污染治理

中。生态浮床主要用于净化水体中的营养物质，对重金属和抗生素净化也具有一定的效果。其作用机理主要为植物对污染物质的吸收以及植物根际微生物的生化作用。生态浮床的净化效果与植物的种类具有较大关系，某些植物对特定重金属还具有高效的富集作用。研究发现，海马齿、碱蓬、北美海蓬子等生态浮床对海水养殖污染具有较好的净化效果，可以明显降低水体中有机质、营养盐及重金属含量，改善养殖水体和沉积环境，促进水生生物生长，恢复养殖海域生态系统结构。也有研究发现，海马齿生态浮床可以有效降低海水中悬浮颗粒物浓度。生态浮床修复技术主要用于原位修复养殖海域生态环境质量。

9.6.3.2 大型藻类修复技术

大型藻类修复技术是指利用大型藻类的生长过程对污染物质进行吸收和转移，以削减水体中污染物含量。大型藻类修复技术操作简单，对营养盐具有较好地去除效果，对重金属元素也有一定的吸收能力。利用经济价值较高的大型藻类，例如生产琼胶的优良原料江蓠等进行生态修复，还可以带来较为可观的经济效益。在海水养殖修复中，常用的大型藻类有海带、龙须菜、江蓠、紫菜、孔石莼、卡帕藻、红皮藻等。有研究表明，每养殖 1t 的海带、江蓠和紫菜可分别去水体中约 2.2kg、2.5kg、6.1kg 的氮元素和 0.3kg、0.03kg、0.6kg 的磷元素。大型藻类修复技术主要用于原位修复养殖海域环境质量。目前，较为广泛应用的还有鱼、虾、贝类与大型藻类共同养殖的综合生态养殖模式。在该模式中，鱼、虾、贝等养殖过程中过量输入的有机质、营养盐及重金属元素为藻类的快速生长提供了条件，提高了藻类的生长效率和产量，为养殖户提高了经济效益，而藻类大量生长繁殖的同时，降低了养殖污染的负面影响，使养殖生态系统维持在稳定状态，增加养殖的可持续性。

9.6.3.3 人工湿地修复技术

人工湿地修复是指利用植物吸收、基质吸附及微生物生长代谢的综合作用，达到去除水体中的有机质、营养盐、重金属、抗生素等污染物的目的。人工湿地一般可分为表面流人工湿地和潜流人工湿地，在海水养殖中通常用于处理养殖外排水。海水养殖人工湿地修复中常用的植物有碱蓬、芦苇、秋茄、互花米草等。人工湿地对水体中的污染物质具有较好的去除效果。人工湿地技术也可用于原位修复滩涂海水养殖污染。但因植物对生境具有一定的需求，原位修复通常以红树林湿地修复为主。红树林湿地是众多海洋生物栖息与繁殖的场所，构建红树林综合养殖系统可以有效降低滩涂海水养殖水体污染，减少水产病害发生，并促进鱼类生长。

9.7 光伏项目建设与水产养殖的影响分析及效益评价

9.7.1 光伏项目建设与水产养殖的影响分析

9.7.1.1 渔光互补光伏电站建设特殊性分析

（1）光伏电站主要设备和材料选型

由于电站临近海边,常年受海风和台风荷载影响,同时空气相对湿度和盐分较大,为保证光伏电站长期稳定安全运行,在相关设备和材料选择方面需要注意:

光伏组件:需选择抗PID性能良好的太阳能电池板;

并网逆变器、箱变、汇流箱等室外设备:需选择防护等级在IP65以上级别;

电缆:需选择防水电缆,能够抵抗海水侵蚀。

光伏支架:应充分考虑风荷载和防腐蚀,同时支架高度应考虑水产养殖操作空间。

（2）为保证水产养殖顺利实施,在光伏电站设计时应充分考虑鱼塘长期养殖和电站运行维护的便利。

1)鱼塘内适度的透光和风浪对于池内浮游植物生长以及天然增氧是十分必要的,因此组件间距应在设计遮挡条件后给予水面0.5-1.0米的透光区域;

2)鱼塘长期养殖需定期进行翻塘修整、消毒,完善塘埂。

在光伏电站建设前应按照养殖需要完成鱼塘修整,包括塘底淤泥清理,冬眠深沟,道路护坡,补水管道、沟渠等一次处理完成,按照养殖需要3~5年修整一次的标准提前完成整塘。

3)鱼塘内接地和电缆敷设的深度和标示一定要满足定期鱼塘修整的要求,避免发生电站运行事故。

（3）在组建和汇流箱等设备距离水面距离方面应进行合理设置。

在保证最高水位和风浪高度不接触设备的前提下,尽量降低标高,降低风荷载对设备的影响,同时保证检修人员能够在船只上顺利作业,降低检修作业难度。

9.7.1.2 渔光互补光伏电站对养殖的影响分析

通过海虾和海参养殖技术简述可以看出,海虾及海参对于水质的要求较高、对病虫害的控制较为严格、对于饵料的投喂要及时。

本项目为渔光互补型复合项目,光伏阵列需在水塘内打桩,桩上部安装钢结构支架,支架上安装光伏组件。

首先,光伏阵列桩基型式为预应力混凝土管桩,对水体无污染,不会影响水质结构,不会影响水质的PH值,这点来说对于养虾基本无影响;另外,镀锌钢支架位于

管桩上部，远高于水塘水面，不会接触池塘内的水，也不会污染水质；支架上部的光伏组件也不会接触到水体，对水质也无影响。

其次，光伏组件主要靠接受阳光、进行光电转换进行发电，光伏组件的大面积安装会影响整个池塘的采光，对于海虾、海参的长成影响目前缺少更多的调查研究，尚无非常明确的定论，但本项目阵列设置留有足够的间距和采光区域，最大程度的减少对光照的遮蔽影响，以满足水产养殖对于必需光照的需求。

再次，光伏阵列在水塘内打桩后，对海虾的大网捕捞产生影响，但对其他捕捞方式，如地笼捕老、虾笼捕捞以及干塘捕虾均不造成影响。对海参的人工捕捞也不会造成影响。

最后，光伏阵列均成排布置，预留部分通道，既方便了光伏电站的检修，还能进行正常的投喂和捕捞，对于养殖池的管理基本无影响。另外，对水塘的现有道路进行了改造和扩建，宽度为 4m，设计为泥结碎石结构路面，方便了鱼塘的运输、管理和光伏电站检修。

9.7.2 效益评价

9.7.2.1 经济效益评价

“渔光一体”模式是将光伏发电与水产养殖有机结合，通过在水面上架设光伏电池板，水面下养殖鱼虾的模式，达到养殖和发电并行发展的绿色环保革命。该模式不仅不占用我国宝贵的土地资源，还能在产出清洁能源的同时，大大提高养殖户收益。这种创新模式将直接降低水产养殖成本，针对增氧机、饲料投饵机等养殖设备的机械耗电，用水上的光伏发电，可有效减少这部分养殖成本，提高经济效益。“渔光一体”每亩池塘的利润可比单纯水产养殖提高 3 倍以上。该模式改变了传统池塘养殖模式，实现大水面的规模化养殖，这种模式是新型工业与现代设施渔业的完美结合，不但实现了产业叠加和资源共享，更充分践行了习总书记所倡导的“创新、协调和绿色发展”理念，充分发挥了土地的综合利用效益。

9.7.2.2 社会效益评价

1. 技术贡献

通过本项目的带动可以对东营市及至全省的渔业产业结构可以起到优化调整的作用。

通过本项目示范和周边地区的技术推广及辐射，可迅速提高东营市水域渔业科技水平和渔民的文化素质，广大渔民通过参与项目建设，接受技术培训，可较快地提高

自身的科学文化和科技应用水平。

2. 项目的综合社会效益

本项目建成后具有明显的社会效益，预计每年可提供 300 个就业工日，缓和农村剩余劳动力的就业压力，可为利津县居民提供无公害、绿色优质水产品，丰富城镇居民的餐桌，提高人们的生活质量。本项目实施后，可以推动项目区经济发展，每年可增加渔民人均收入约 10000 元。

本项目建成后，除去减免政策优惠后，每年上交税收，增加了地方财政收入，以示范作用辐射周边地区，促进该区域国民经济可持续发展。

9.7.2.3 生态效益评价

本项采用生态渔业模式建设，不但不会产生环境污染源，而且还可以减少水土流失，提高土地的利用价值，保护自然生态环境。采用生态修复模式，规划建设生态净化湿地系统，对养殖排放水进行净化处理和循环利用，对养殖区环境进行绿化、美化，选用抗性强、观赏性好、在外观上注意季节变化，形成“三季有花、四季常青”的景象，打造生态休闲“渔光互补”示范区。本项目贯彻生态渔业综合开发与环境整治相结合的建设方针，所采取技术措施均为无公害和对环境基本不会产生不良影响的健康技术，可保证养殖区生态环境系统进入良性循环。本项目在建生态渔业示范基地过程中不产生环境污染源与污染物，符合国家环境保护有关规定和要求。养殖区种植防护林，可保证不受外界环境污染影响。

第十章 施工组织设计

10 施工组织设计

10.1 施工条件

10.1.1 地理位置和对外交通

本光伏发电项目位于山东省东营市利津县刁口乡,地处涵洞河以南,海铺村以北,防潮堤以西,挑河以东。场址中心地理坐标为北纬38.029°,东经118.585°,距离东营市城区直线距离约64km。项目场址整体平坦开阔,周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道S310相邻,交通便利。

10.1.2 地形地貌

拟建光伏工程位于东营市,海拔一般为0.50m~3.00m。地形平坦。本项目建设地点场地地理位置优越,周边较空旷。场地海产养殖场。有省道通往场址,交通方便。

10.1.3 水文、气象条件

东营市地处中纬度,背陆面海,受亚欧大陆和西太平洋共同影响,属暖温带大陆性季风气候,气候温和,四季分明。春季回暖快,降水少,风速大,气候干燥,有“十春九旱”的特点;夏季气温高,湿度大,降水集中,有时受台风侵袭;秋季气温急降,雨量骤减,秋高气爽;冬季雨雪稀少,寒冷干燥。主要气象灾害有霜冻、干热风、大风、冰雹、干旱、涝灾、风暴潮灾等。境内南北气候差异不明显。

气温:据统计,东营累年平均气温13.6℃,累年极端最高气温41.9℃,累年极端最低气温-22.4℃,气温变化对太阳能电池性能影响较大。

降水:年平均降水量555.9毫米,多集中在夏季,占全年降水量的65%,降水量年际变化大,易形成旱、涝灾害。

积雪、扬沙及浮尘:东营累年最多积雪日数31天,年均积雪日数10.3天,累年最多扬沙日数8天,年均扬沙日数3.8天,累年最多浮尘日数17天,年均浮尘日数7.3天。

相对湿度:东营气象站累年平均相对湿度65%,3、4月平均相对湿度相对较小,为57%,7、8月平均相对湿度相对较大,为79%。

风速:东营气象站累年平均风速3.4m/s,当太阳能电池组件周围的空气处于低速流动状态,可增大组件的对流换热,降低组件的工作温度,有助于提高发电量。根据东营气象站多年最大风速资料计算,东营50年一遇10m高度处10分钟平均最大风速为26.4m/s,相应的设计风压为0.50kN/m²。

雷暴：东营气象站累年平均雷暴日数为32.2天，最多雷暴日数为39天。

10.1.4 施工水电及建材供应

1) 施工用水

施工用水水源从邻近城镇供水管网引接，施工临时用水主要包括生产用水、生活用水。生产用水包括现场施工用水、施工机械用水。生活用水包括施工现场生活用水和生活区生活用水。

2) 施工用电

本工程施工用电主要包括施工工厂、临时生活区用电及基础施工用电两部分。施工用电就近从附近高压线路引接，经变压器降压后引线至各施工用电点。

3) 建筑材料

本项目所需石料以及钢筋等均可从就近东营市购买。

10.2 施工总布置

10.2.1 设计原则和施工总布置

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

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

1) 施工准备工作

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

2) 光伏组件基础先期开工

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

3) 支架施工及安装

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

4) 在保证上述三项的施工组织原则下，其他工程如电缆铺设、生产性建筑工程等

项目可以同步进行，平行建设，其分部分项可以流水作业，以加快施工进度，保证工期。

10.2.2 施工管理及生活区

根据施工总进度安排，本工程施工期的平均人数为500人，高峰人数为施工人员600人。经计算，施工临时生活办公区占地面积共约3000m²，建筑面积2000m²。

10.2.3 施工工厂、仓库布置

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

1) 材料加工

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

2) 仓库布置

本工程所需的仓库集中布置在综合加工系统附近，主要设有光伏组件库、支架库、木材库、钢筋库、综合仓库、机械停放场及设备堆场。

10.2.4 施工临时设施用地

本工程临时设施建筑面积约2000m²，占地面积约3000m²。各施工临时设施建筑、占地面积详见表10.2.4-1。

表10.2.4-1施工临时设施建筑、占地面积一览表单位：m²

序号	项目名称	建筑面积(m ²)	占地面积(m ²)	备注
1	综合仓库	1000	1000	
2	机械停放场	0	1000	
3	临时生活办公区	1000	1000	
4	合计	2000	3000	合计

10.2.5 施工用地面积

本项目用地按如下原则考虑：

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

临时性征用地包括光伏场区用地、施工临时占地、新建道路等。

本工程永久性征用地面积为49.095亩，临时性征用地面积19436.19亩。

表 10.2.6-1 施工用地一览表单位：亩

序号	项目名称	永久性征用地	临时性征用地	备注
1	光伏电站场区占地	0.00	26766.44	
2	临时施工设施	0.00	4.5	
3	永久性占地	49.095	0.00	

10.3 施工交通运输

10.3.1 场外交通

本项目位于山东省东营市，距离东营市城区直线距离约64km。项目场址整体平坦开阔，周围无高大建筑物、山体造成遮挡。场址与省道S310相邻，交通便利。

10.3.2 场内交通

本工程为渔光互补光伏项目，场区内部有多条水泥路，道路宽度4.0m可作为本项目场内道路进行使用，无需新建主干道。但需要拓宽部分塘埂作为运维道路，路面4m宽，路基5.0m宽，道路路面结构为3cm厚磨耗层+20cm厚泥结碎石，总长约8.37km。

10.4 工程建设用地

本项目征地范围为升压站区域，占地面积49.095亩，本期用地许可由业主单位办理。

10.5 主体工程施工

10.5.1 光伏场地平整

在满足光伏组件坡度布置要求的前提下综合考虑工程量、场地排水及施工组织等因素，采用局部开挖的方式进行场地平整、基础开挖和电缆沟开挖等。为了充分利用土地，部分光伏支架需跨越现有道路，光伏支架按照组件倾角45°时最低点高程为3.7m设计，并预留后期安装清洗机器人的空间，被跨越道路需整平至高程3.1m以下。

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

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

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

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

有些光伏阵列占用鱼塘之间的土路或土埂，对于土路或土埂标高较高的，需进行挖土降标高，直至上部的光伏组件能与水塘中的光伏组件保持平齐。

10.5.2 PHC 管桩基础施工

本项目拟采用PHC预应力管桩作为跟踪支架及箱变的基础。根据已建及在建渔光互补光伏电站经验，常用渔光互补电站装机施工型式有水上打桩和放水打桩（及陆地打桩），其中水上打桩为利用船只运输管桩至指定位置并利用打桩机进行打桩，适用于水深不小于1m的水上施工作业，需根据作业船只的运输能力考虑围堤充水，施工定位存在一定难度，但施工过程较为可控；放水打桩即将池塘水排干后，通过晾晒使得泥面具有一定强度后形成作业面，类似于陆地桩基施工，施工放样及定位较为精确，施工速度较快，但放水晒土需要一定时间，且施工过程中桩基运输较为困难。根据现场查勘情况，本项目现阶段现场为无水情况，但土壤强度较低，同时本项目桩基数量多，打桩持续时间长，为不影响渔业养殖，现阶段暂按水上打桩考虑，后续需根据项目具体实施时间及施工作业单位经验核实打桩方案。

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

10.5.3 光伏组件安装

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

b) 支架安装：支架安装应严格按照厂家安装手册、厂家指导安装进行。

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

10.5.4 升压站施工

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

10.5.5 升压站设备安装

a) 电缆线路安装技术要求

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

b) 主变压器安装技术要求和注意事项。

1) 主变压器到达现场后，除进行外观和数量检查外，还应检验：

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

油箱内的湿气含量应与设备发运前的含量基本一致。

2) 主变压器到达现场后，应进行器身检验。

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

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

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

4) 绝缘油必须按相关规定试验合格后，方可注入变压器中。

不同牌号的绝缘油，或同牌号的新油与使用过的油混合使用前，必须做混油试验。

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

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

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

10.6 施工总进度

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

10.6.1 编制原则

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

10.6.2 主要施工项目

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

本工程主要施工项目工艺流程如下：施工前期准备→光伏组件支架基础施工→支架安装→光伏组件安装；升压站建筑及设备基础施工→升压站电气设备安装、调试→光伏组件调试、发电投产→工程竣工。

10.6.3 总进度安排

施工周期初步确定自项目备案后 12 个月内。

表 10.6.3-1 施工进度表

施工内容	施工进度											
	第	第	第	第	第	第	第	第	第	第	第	第

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	月	月	月	月	月	月	月	月	月	月	月	月
各厂址区施工准备												
箱变基础及升压站												
光伏支架基础施工												
光伏支架及组件安装												
设备基础施工												
设备安装												
电缆敷设												
调试												

第十一章 工程管理设计

11 工程管理设计

11.1 工程管理机构

本项目建成后，站内光伏阵列和电气设备拟实行统一管理，接受专门设立的运营机构集中管理。

根据生产和经营需要，结合光伏电站的运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。结合新建本光伏电站的具体情况，本光伏电站按“无人值班，少人值守”的原则设计。

本光伏电站的机构设置和人员编制暂参照同类工程和本工程实际条件确定方案。工程管理定员标准暂定10人，其中，管理及生产辅助人员2人，包括常务、财务、生产辅助等；运行人员8人，主要负责光伏组件的巡视、日常维护和值班等，包括值班长2人，值班员6人，分两班轮值。

本光伏电站有生产基地涉及光伏阵列、配电单元等生产设备设施。

11.2 工程管理设施

a) 生产生活区主要设施

本光伏电站站区内不设置生活楼。

b) 生产、生活电源

本工程升压站内装设1台35kV站用变压器。接于35kV母线上，1台10kV站用变压器，接自市电。

c) 生产、生活供水设施

生产、生活用水水源从邻近城镇供水管网引接。

d) 工程管理区初步绿化规划

参照类似条件光伏电站工程已有的绿化经验，在升压站及生活区域周围初步规划种植适应本地区气候条件的小灌木及花草进行绿化和美化。

11.3 电站运行维护、回收及拆除

11.3.1 计划检修和维护

项目公司应准备光伏电站的检验与维护手册，内容应包括进行定期和年度检验、日常维护、大修维护和年度维护的程序和计划，以及调整和改进检验及维护的安排程序。

项目公司对于其主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和太阳辐照年内变化规律提出建议，该建议应递交调度机构并经调度机构同意后纳入计划停运。

11.3.2 检修与维护管理

11.3.2.1 组织形式

针对本工程规模大、光伏组件数量多，组织形式拟采用分散流水式作业。将整个维护工作根据工作性质分为若干阶段，科学合理地分配工作任务，实现专业分工协作，使各项工作之间最大限度地合理衔接，以更好的保证工作质量，提高劳动生产率。

11.3.2.2 组织管理

1) 坚持“质量第一”的思想，认真切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，使设备处于良好的工作状态。

2) 认真分析设备状况，科学制定维护检修计划，不得随意更改或取消，不得无故延期或漏检，切实做到按时实施。如遇特殊情况需变更计划，应提前报请上级主管部门批准。

3) 对于主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和太阳辐照年内变化规律特征提出建议，该建议应递交调度机构并经确认后纳入计划停运。

4) 年度维护检修计划每年编制一次，主要包括检修主要项目、特殊维护项目和列入计划的原因、主要技术措施、检修进度计划、工时和费用等。

5) 应提前做好特殊材料、大宗材料、加工周期长的备品配件的订货以及内外生产、技术合作等准备工作，年度维护检修计划中特殊维护检修项目所需的大宗材料、特殊材料、机电产品和备品备件，由使用部门编制计划，材料部门组织供应。

6) 在编制下一年度检修计划的同时，宜编制三年滚动规划。为保证检修任务的顺利完成，三年滚动规划中提出的特殊维护项目经批准并确定技术方案后，应及早联系备品备件和特殊材料的订货以及内外技术合作攻关等工作。

7) 建立和健全设备检修的费用管理制度。

8) 严格执行各项技术监督制度，加强质量监督管理。检修人员应熟悉系统和设备的构造、性能；熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准；熟悉安全施工规程。每次维护检修后应做好每组光伏组件的维护检修记录，并存档，设备检修技术记录，试验报告，技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存在项目公司和技术管理部门。对维

护检修中发现的设备缺陷，故障隐患应详细记录并上报有关部门。

11.3.3 工程运行

11.3.3.1 日常维护计划编制

光伏电站的日常维护计划编制主要是方便日常维护人员对光伏系统进行日常检查，及时发现隐患并得以排除，日常维护的内容主要包括：

a) 光伏组件阵列

- 1) 检查表面有无污物、破损；
- 2) 检查支架是否腐蚀、生锈；
- 3) 检查外部布线是否破损；
- 4) 检查接地线的损伤，接地端是否松动。

b) 电气部分

- 1) 接线箱、功率调节器的外壳是否腐蚀、生锈；
- 2) 接线箱、功率调节器的外部布线是否损伤；
- 3) 功率调节器工作时声音是否正常，有否异味产生；
- 4) 功率调节器换气口过滤网是否堵塞；
- 5) 电缆接线端子的检查与紧固；
- 6) 模块式插件检查与紧固；
- 7) 防雷系统检查；
- 8) 接地装置检查；
- 9) 控制柜柜体密封情况检查；
- 10) 显示器及控制按键开关功能检查。

11.3.3.2 年度例行维护安排

根据光伏发电系统的设计要求和本地区的气候、环境条件，在正常运行情况下，本光伏电站的年度例行维护周期执行下列标准：

新投运的光伏组件：运行240h(一个月试运行期后)例行维护；已投运的光伏组件：每2年例行维护3次。

11.3.3.3 光伏组件的维护方案

光伏组件的年度例行维护计划的编制应以光伏组件制造商提供的年度例行维护内容为主要依据，结合光伏发电系统的实际运行状况，在每个维护年度例行维护周期到来之前进行整理编制。编制计划内容主要包括工作开始时间、工作进度计划、工作

内容、主要技术措施和安全措施、人员安排以及针对设备运行状况应注意的特殊检查项目等。

光伏组件的采光面应经常保持清洁，因此，本光伏电站在进行光伏组件日常维护时应根据光伏组件采光面的清洁程度，先用清水冲洗光伏组件采光面，再用干净纱布轻轻擦干，切勿用硬物或腐蚀性溶剂冲洗、擦拭。光伏组件阵列外围的维护，重要的是必须安装太阳能电池方阵围栏，谨防当地牲畜和人为的破坏。

11.3.3.4 光伏阵列的防风暴潮运维方案

本工程支架按照组件倾角 45° 时最低点高程为3.7m设计，并依此进行支架基础设计。光伏电站暂按最高潮水位3.95m考虑，故光伏电站运维时应制定严格的预报和应急管理制度，当预报潮水位高于3.1m时，跟踪光伏支架应人为干预使其自动调整至保护状态。

11.3.4 工程检修方案

11.3.4.1 检修时间安排

根据本光伏电站的光能资源年内分布特点，每年12月份至次年9月份光能资源相对较小，光伏电站的维修可安排在每年的12月、1月或2月，确保光伏电站的电量损失最小和操作人员的安全。

11.3.4.2 检修计划

1)大修计划：主要确定大修项目，解决大修设备检修时间、主要材料储备、备品配件供应来源等。

2)检修准备：以书面形式编制实施计划方案、施工技术措施和组织措施及人员分工等，明确安全、质量、进度、节约等方面的要求。进行安全技术交底，并落实物资材料、技术、人员等方面的准备工作。

3)检修计划内容：

a)检修、消缺项目的施工内容、进度控制、工期。

b)特殊检修项目、消除重大设备缺陷或技术改造项目的技术措施和组织措施。

4)对主设备检修前一周，应组织检修人员学习，对项目、技术措施、质量标准、安全要求进行交底。明确各岗位责任，落实检修项目总负责人和技术负责人。指定在检修中做好工时、原始记录，材料消耗记录及技术记录图表。

5)检修工作中，运行及检修人员都必须严格执行工作票制度。开工前要办理工作票手续，并认真检查与运行系统隔离的安全措施。

11.3.4.3 检修方案

a) 检修开始后, 检修负责人应迅速组织设备解体检查和必要的测绘, 并做好原始记录。及时平衡人力、物力和检修进度。

b) 交待安全注意事项, 严格执行质量标准、工艺规程和岗位责任制。

c) 作好检修技术记录, 并及时、真实、准确、详细、清晰的登记设备台帐。

d) 认真做好检修机具、配件、材料管理工作, 经常保持检修工具、配件、材料摆放整齐、现场整洁。

e) 做好检修工时定额及材料消耗定额工作。不断积累资料, 分析对比, 使检修工时、材料消耗定额合理先进, 节约工料, 防止浪费。

f) 电气设备在进行关键性检修时, 相关责任人员应到现场监护工作。

g) 设备检修要达到下列要求:

1) 检修质量要达到规定标准并完成计划检修项目。

2) 消除设备上存在的缺陷。

3) 保护与自动装置动作可靠, 仪表指示正确, 信号正确齐全。

4) 主要经济技术指标达到设计值, 或比检修前有所提高。

5) 现场整洁, 无油污、油迹。

6) 检修技术记录和设备台帐正确、齐全。

7) 通过检修校核了配件备用图纸, 测绘了缺少的备品配件图纸

8) 凡设备变更部分, 给运行人员交代清楚, 有异动报告并存档。

9) 每天收工和检修工作结束时, 均应撤出用具, 并清扫现场。

h) 大修后设备不允许有不合格设备出现。

11.3.5 项目拆除方案

11.3.5.1 拆除工程施工准备

1) 项目公司在与施工单位在签订施工合同时, 应签订安全生产管理协议, 明确双方的安全管理责任。

2) 项目公司应向施工单位提供拆除工程的有关图纸和资料, 拆除工程涉及区域的地上、地下建筑及设施分布情况资料。

3) 项目公司应负责做好影响拆除工程安全施工的各种管线的切断、迁移工作。

4) 施工单位应全面了解拆除工程的图纸和资料, 进行实地勘察, 并编制施工组织设计和安全技术措施。

5) 当拆除工程对周围相邻建筑安全可能产生危险时, 必须采取相应保护措施, 并应对建筑内的人员进行撤离安置。当建筑外侧有架空线路或电缆线路时, 应与有关部门取得联系, 采取防护措施, 确认安全后方可施工。

11.3.5.2 光伏组件拆除方案

1) 全部光伏组件以及支架, 按照光伏组件和支架安装时的反顺序, 采用起重设备拆除, 运输到指定地点, 作残值处理。

2) 设备、器材、配件、材料等有使用价值的货物可做拍卖处理。

3) 在有条件的区域对混凝土基础采用爆破方法进行拆除, 在不允许爆破区域则采用机械破碎, 拆除后的废钢铁进行回收, 残渣运输到指定地点废弃。

4) 埋设的电缆、光缆采用开挖拆除, 并回收残值。

5) 使用推土机填埋基坑, 清理现场, 恢复原有地貌。

11.3.5.3 光伏电站拆除方案

1) 首先拆除场区内的电气设备, 其中包括: 220kV设备、35kV配电装置、站用变、0.4kV低压配电柜、通讯、远动、直流电源柜、及中控室的计算机系统。设备、器材、配件、材料等有使用价值的东西可作拍卖处理。

2) 拆除厂房、场内输变电路、电缆、围墙、以及运营期间改扩建的设施, 混凝土建筑、基础在有条件的区域采用爆破方法进行拆除, 在不允许爆破区域则采用机械破碎, 拆除后的废钢铁进行回收, 残渣运输到指定地点废弃。

11.3.5.4 拆除费用

与拆除有关的全部费用均由项目公司承担。

11.3.5.5 项目拆除安全管理

a) 人工拆除

1) 人工拆除建筑时, 施工程序应从上至下, 分层拆除, 拆除施工应分段进行, 不得垂直交叉作业。

2) 人工拆除建筑墙体时, 不得采用掏掘或推倒的方法。楼板上严禁多人聚集或堆放材料。

3) 拆除建筑的栏杆、楼梯、楼板、横梁、柱子等构件, 应与建筑结构整体拆除进度相配合, 不得先行拆除。

4) 拆除管道及容器时, 必须查清其残留物的种类、化学性质, 采取相应措施后, 方可进行拆除施工。

5) 人工拆除电气设备时，应按规定切断电源，释放相关设备能量。

b) 机械拆除

1) 机械拆除建筑时，应从上至下、逐层、逐段进行；应先拆除非承重结构，再拆除承重结构。

2) 施工中必须由专人负责监测被拆除建筑的结构状态，并应做好记录。当发现有不稳定状态的趋势时，必须停止作业，采取有效措施，消除隐患。

3) 机械拆除时，严禁超载作业或任意扩大使用范围，供机械设备使用的场地必须保证足够的承载力。作业中不得同时回转、行走。机械不得带故障运转。

4) 拆卸下来的各种材料应及时清理，分类堆放在指定场所，严禁向下抛掷。当遭受大雨、大雪、以及大风时应停止作业。

5) 拆除吊装作业的起重机司机，必须严格执行操作规程。信号指挥人员必须按照现行国家标准《起重吊运指挥信号》GB5082的规定作业。

6) 在拆除框架结构建筑，必须按楼板、次梁、主梁、柱子的顺序进行施工。

11.3.5.6 项目拆除技术管理

1) 拆除工程开工前，应根据工程特点、构造情况编制安全施工组织设计。施工组织设计，须经上级主管部门批准后实施。

2) 项目经理必须对拆除工程的安全生产负全面领导责任。项目经理部应设专职或兼职安全员，检查落实各项安全技术措施。

3) 进入施工现场的人员，必须配戴安全帽。凡在2m及以上高处作业无可靠防护设施时，必须使用安全带。在恶劣的气候条件下，如大雨大风时，严禁进行拆除作业。

4) 拆除工程施工必须建立安全技术档案，并应包括下列内容：

拆除工程安全施工组织设计或方案；

安全技术交底；

脚手架及安全防护检查验收记录；

劳务用工合同及安全管理协议书；

机械租赁合同及安全管理协议书。

5) 拆除工程施工过程中，当发生重大险情或生产安全事故时，应及时排除险情、组织抢救、保护事故现场，并向有关部门报告。

6) 施工单位必须依据拆除工程安全施工组织设计或方案，划定危险区域。施工前应发出告示，通报施工注意事项，并应采取可靠的安全防护措施。

11.3.5.7 项目拆除文明管理

1) 清运渣土的车辆应在指定地点停放。清运渣土的车辆应封闭或采用苫布覆盖，出入现场时应有专人指挥。清运渣土的作业时间应遵守有关规定。

2) 对地下的各类管线，施工单位应在地面上设置明显标志。

3) 拆除工程完工后，应及时将施工渣土清运出场。

4) 施工单位必须落实防火安全责任制，建立义务消防组织，明确责任人，负责施工现场的日常防火安全管理工作。

第十二章 环境保护与水土保持设计

12 环境保护与水土保持设计

12.1 环境保护

12.1.1 环境影响评价

12.1.1.1 对声环境的影响

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

本工程施工使用的自卸汽车等运输工具产生的噪声源，属于流动噪声源，其声级范围为75dB~92dB(A)。场外运输主要利用的是现有公路，因此场外运输车辆经过城区时需要采取控制车速、夜间禁鸣等措施降低影响。场内运输主要利用场内临时和永久公路，由于场区内没有居民，故不会造成影响。

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

12.1.1.2 对大气环境的影响

由于太阳能发电属于清洁能源，因此对大气环境的影响仅限于施工期。

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

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

12.1.1.3 对水环境的影响

工程施工期废水由混凝土拌和系统、施工机械的冲洗、混凝土养护和生活污水等产生。废水水质成分较简单，主要成分是SS、石油类、BOD5和CODCr等。由于光伏发

电是清洁能源，运行期没有生产废水，只有少量的现场运行维护与管理人员的生活污水。因此，光伏电站生产生活污水量少易处理，生产废水和生活污水经处理后绿化或者做农用。

12.1.1.4 固体废弃物对环境的影响

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

12.1.1.5 对生态环境的影响

a) 工程占地对土地利用的影响

太阳能光伏电站永久占地较小，不会改变当地的动植被分布，不会对当地的生态环境产生明显的影响。太阳能光伏发电不产生废水、废气等污物。

b) 对动植物的影响

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

12.1.1.6 潜在的电磁辐照影响

一切电气设备在运行时都会产生电磁辐照，这种辐照叫做人工工频型辐照，辐照源包括发电机、电动机、输电线路、升压站等。光伏电站，辐照源有发电机、升压站、输电线路三部分。另外，当大强度的电磁辐照长期作用于人体时，可使其健康状况受到危害。光伏电站运行时会产生一定能量的电磁辐照，但其强度较低，且本光伏电站距离居民区较远，可以认为光伏电站产生的电磁辐照不会对其附近居民身体健康产生危害。

12.1.2 工程节能与减排效益分析

光伏发电的生产过程是将当地的光能直接转变为电能。在整个流程中，不需要消

耗其他常规能源，不产生大气、液体、固体废弃物等方面的污染物，也不会产生大的噪声污染。光伏发电的节能效益主要体现在光伏发电运行时不需要消耗其他常规能源，环境效益主要体现在不排放任何有害气体和不消耗水资源。

本电站建成后预计每年可为电网提供电量145436.9万kWh，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤44.3万吨，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO₂）排放量约232.7吨，二氧化碳（CO₂）约121.0万吨，氮氧化物（NO_x）约260.3吨。

可见，建设本工程可以减少化石资源的消耗，有利于缓解环境保护压力，实现经济与环境的协调发展，项目节能和环保效益显著。

12.1.3 环境保护措施

12.1.3.1 设计原则

- 1) 依法规划设计，最大限度地恢复原有地环境功能。
- 2) 持续发展的原则。
- 3) 环保措施经济、可行、有效的原则。
- 4) 永久性措施规划设计应具有安全可靠、耐用、便于维护；临时性措施应具有安全性，且功能正常发挥。
- 5) 处理好环保措施规划设计中近期和远期、永久性和临时性的关系。
- 6) 及时性原则。根据本工程建设施工进度，合理安排环境保护措施，尽量减少对环境的不利影响。

12.1.3.2 水环境保护措施

①施工期水环境保护

1) 机械冲洗废水处理

(1) 污染源分析

修配厂布置在220kV升压站附近，含油废水主要是由机械的修配、加工产生，在机械修理和加工过程中石油类可达20mg/L~50mg/L。由于工程机械修配厂主要承担施工机械的小修及简单零件和金属构件的加工任务，因此，工业含油废水量相对较小，高峰用水量10m³/d，高峰时废水排放总量约为5m³/h。

(2) 处理目标

本工程施工区含油废水处理执行GB8978-1996《污水综合排放标准》第二类污染物最高允许排放浓度二级标准，石油类处理目标为10mg/L。

(3) 处理方案

考虑机械修配及加工的含油废水量较少，根据施工布置，工程设置隔油沉淀池1座，清水池1座，沉淀和隔除含油废水中的泥沙和浮油，并储存处理后的水作为回用水。污泥作为场地平整的填筑材料，浮油焚烧处理。

工艺流程图如下：



(4) 构筑物设计

a) 隔油沉淀池

隔油沉淀池型号为ZC-2SQ型，有效容积约5.0m³，设计停留时间10min，污水流速小于5mm/s，污泥清除周期15d，属无覆土型，砖结构。

b) 清水池

清水池尺寸按工程实际占地情况设置，设计停留时间0.5d，有效容积5.0m³。建筑结构为半地下式，侧面采用砖砌，底采用浆砌块石。

2) 生活污水处理

(1) 污染源分析

施工期间生活污水主要包括食堂废水、粪便污水、洗涤污水、淋浴污水等，所含污染物主要有BOD₅、COD_{Cr}、SS和石油类，各种污水混合后，BOD₅浓度约为200mg/L，COD_{Cr}浓度约为400mg/L。

(2) 处理目标

施工区生活污水的主要污染物为BOD₅和COD_{Cr}，本工程的污染控制目标：污水排放达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）第二类污染物二级标准。BOD₅和COD_{Cr}分别要求控制在60mg/l和150mg/l以下。

(3) 处理方案

根据施工布置，工程施工临时生活办公区紧靠升压站，同时工程施工期生活污水排放量较运行期大，因此，施工期生活污水废水处理设施考虑永临结合。

根据临时生活办公区和220kV升压站内建筑物的位置，在靠近220kV升压站位置布

置1座WSZ-A5型污水处理设备，粪便污水、食堂废水排入污水池后在一体化设备装置中进行处理，经处理达二级排放标准后排放，污泥沉渣经污泥干化池干燥后外运。

施工区生活污水处理流程见下图。



②运营期水环境保护

光伏电站运行期污水主要是管理人员的生活污水，包括粪便污水、洗涤污水、淋浴污水等，所含污染物主要有BOD5和CODCr。各种污水混合后，BOD5浓度在200mg/L左右，CODCr浓度在400mg/L左右。

室内生活污水排水系统采用污废合流制排水系统，污水经化粪池初步处理后自流排入污水收集池，定期抽排。污废由专业的清掏人员定期清掏。

12.1.3.3 大气环境保护措施

①混凝土拌和系统防尘降尘措施

混凝土拌和应采用成套封闭式拌和楼进行生产，并配置袋式除尘装置，水泥等骨料的运输采用封闭运输，同时保证拌和楼和运输容器处于良好的密闭状态、以避免运输、进料及拌和过程中的扬尘。

在拌和楼生产过程中，要制定除尘设备的使用、维护和检修制度，将除尘设备的操作规程纳入作业人员工作手册中，要加强除尘设备的维修、保养，加强对混凝土系统吸尘、收尘设备使用效果的监测，使除尘设备始终处于良好的工作状态。此外，混凝土拌和楼作业区进行洒水，降低混凝土拌和楼区粉尘排放，每天洒水不少于4次。混凝土系统作业人员应加强劳动安全和卫生保护，必须佩戴防尘口罩等个人防护用品。

②交通运输系统

1) 燃油废气的削减与控制

本工程使用的多为中大型运输车辆，尾气排放量与污染物含量均较轻型车辆高，因此，按照国家有关规定，推行强制更新报废制度，对于发动机耗油多、效率低、排放尾气严重超标的老、旧车辆，要及时更新；燃油机械设备应选用符合国家有关卫生标准的施工机械，使其排放的废气符合国家有关标准。

对施工区运输车辆进行监督管理,定期和不定期的对运输车辆排放的尾气进行监测,对未达标的车辆实施严厉的处罚措施或禁止其在施工区的使用。

2) 交通粉尘的消减与控制

对施工区道路进行管理、养护,使路面常年平坦、无损、清洁,处于良好运行状况;为减少运输过程中的粉尘产生量,采用密闭式自卸运输车辆,原料和成品运输实行口对口密闭传递。

12.1.3.4 声环境保护措施

① 噪声源的控制

工程建设中的主要声源来自开挖、钻孔、混凝土搅拌等过程中的施工机械运行、车辆运输等。噪声的危害可通过声源、传声途径、受体三个环节进行控制,其中对声源的控制是最根本的措施。施工单位必须选用符合国家有关环保标准的施工机械,在满足上述标准情况下尽量选用低噪声设备和施工工艺。

应尽量缩短高噪音机械设备的使用时间,配备、使用减震坐垫和隔音装置,降低噪声源的声级强度。此外,施工中加强各种机械设备的维修和保养,做好机械设备使用前的检修,使设备性能处于良好状态,运行时可减少噪声。

光伏电站运营期,噪声主要来自于交直流配电房内变压器和逆变器等部件发出的机械噪声,其中以电气设备内部的机械噪声为主。因此,运营期加强对光伏电站交直流配电房的维护,使其处于良好的运行状态,避免升压站运行对工作人员以及周边居民生活产生干扰。

② 交通噪声

交通道路噪声对环境影响较大的是对外交通干线。为了降低道路噪声对环境的影响,也为了保证施工中运输车辆的行驶安全,主要采取以下措施:

1) 加强道路交通管理

对外交通干线上的运输车辆在居民聚居点时应适当减速行驶,并禁鸣高音喇叭。

2) 加强道路养护和车辆的维修保养,降低机动车辆行驶速度。

12.1.3.5 固体废弃物处理措施

① 工程弃渣处理

主要为逆变升压室、施工道路和光伏组件的基础开挖的土石方。由于本工程的开挖和填筑工程量都较小,且经平衡后弃渣量较少,因此,可不设置专门渣场,就近填入附近的低洼地区。

②施工区生活垃圾处理

本工程施工期施工高峰人员达200人，生活垃圾按0.5kg/(人·d)计，则施工高峰期日排生活垃圾约100kg。按照CJJ27《城市环境卫生设施设置标准》的要求，在施工区设计垃圾桶(箱)和垃圾收集站等。施工期间生活垃圾要集中定点收集，纳入城市生活垃圾清运系统，不得任意堆放和丢弃，确保各类生活垃圾不随意排放污染环境。

③运营期生活垃圾处理

光伏电站一般只有少数运行人员，生活垃圾少，应设立垃圾桶，定点袋装收集后，交当地环卫单位送至垃圾填埋场处置。

12.1.3.6 生态保护措施

在施工建设过程中，通过采取规定车辆行驶路线、施工器材集中堆放等措施，尽量减少施工占地，最大限度的控制对地表原貌的生态破坏。施工结束后，应对220kV升压站生活区周围，根据地域条件以适时适地的原则，采取散撒草籽、种植小灌木等措施进行绿化。

12.1.3.7 施工区人群健康保护措施

为保护人群健康，施工承包商应对人员进驻施工区前进行健康检查，预防常见的、传染性较强的流行性疾病的传播和流行。同时加强施工区生活垃圾的管理，配备卫生设施和清扫人员，按期开展“消、杀、灭”活动，降低施工区各种病原微生物和虫媒动物的密度，预防和控制施工区传染性疾病和自然疫源性疾病，保障施工区工作和生活环境的卫生和健康，保护施工人员及当地群众的健康。

为防止污染光伏电站周围的环境，施工期需做好粪便清理管理工作，不能随意排泄。根据当地的要求，按照施工人口密度和数量，设置1座固定厕所，尺寸为5m×5m，共5个蹲位，男厕4个女厕1个，蹲位间距0.9m，隔断板1.0m。每个厕站内应配备相应的自来水冲洗系统，房顶高度3.5m，保持空气流通，采光良好，有夜间照明设施，地面要坚硬平整，便于清扫。

12.1.4 环境监测

12.1.4.1 污水监测

在施工期对生活污水进行监测。初步拟定监测断面1个，设在生活区污水排放口。监测项目为PH、SS、COD、BOD5、总磷、氨氮、石油类、粪大肠菌群等8项。工程施工期间，每季度监测1次，每年监测4次。监测方法按水污染监测与调查中规定的方法进行。

12.1.4.2 大气环境监测

对大气环境产生影响的主要是在施工期，运行期不会对其产生影响，因此，环境空气质量监测只考虑施工期。初步拟定在混凝土拌和区设置大气环境监测点1个，监测项目为SO₂、NO₂、TSP，并且同步监测风向和风速。工程施工期间，监测次数为1次，具体时间根据监测点施工强度确定，监测时段按大气监测有关规范选取。监测方法按国家当地环保部门规定的大气监测方法进行。

12.1.4.3 声环境监测

施工期，根据施工进度、噪声源的分布状况和敏感受体噪声源所在位置，设定噪声监测点。环境噪声监测设机组施工区1个点，监测项目主要为A声级和等效连续A声级。工程施工期为12个月，每3个月监测1天，共4次，由于本光伏发电工程只在昼间施工，故每一测点仅在昼间测量。道路交通噪声测量时应记录车流量。监测方法按当地环保部门的噪声监测方法进行。

12.1.4.4 人群健康监测

本工程人群健康监测包括：对施工区施工人员进行疫情监测，对饮用水进行卫生监测。工程施工期间，人群健康监测2次；饮用水每2个月监测1次。施工人员的健康监测由施工单位自行负责；饮用水监测可委托当地卫生防疫站负责。

12.1.5 环境管理与环境监理

12.1.5.1 环境管理

本着“谁污染谁治理”的原则，本工程将建立以建设单位为责任主体的环境管理体系，基本运行机制是：编制上属于建设单位的1个部门，工作上应服务于本工程建设，同时应注重协调好工程所在地环保部门的关系。

在建设单位内部运行管理上，应由建设单位专门部门负责，对于工程建设过程中所产生的环境问题应建立报告制度，并及时得到处理，使环境问题得到有效控制。

为确保光伏电站影响区域环境保护目标的实现和各项环保措施的落实，特提出如下环境管理实施建议：

- 1) 加强环境监督与管理，环境管理人员应深入施工现场，监督环保措施的实施；
- 2) 实现环境保护目标责任制，结合本工程招投标承包体制，把环境保护纳入施工单位的承包任务中，并将环境保护落实到整个施工过程中。

12.1.5.2 环境监理

本工程施工区环境监理将涉及到环境规划、环境监测、环保措施的实施、技术培

训及监督管理等多方面的工作。

环境监理任务主要包括：

1)对工程承包商的监理，监督其全面履行环保项目合同的执行情况，及时处理环保的有关问题。

2)对环保各单项工程的施工进行现场监理，包括设施设备、材料和建筑与安装、调试与运行以及维护等。

3)编制工程监理报表，并定期报告。

4)协助建设单位处理索赔及各类社会、自然等方面出现的问题。

5)负责环境监测、调查资料的整理、归档。

12.1.6 环境保护工程投资

12.1.6.1 编制依据

本工程投资参照水电水利规划设计总院发布的《光伏发电工程可行性研究报告编制办法(试行)》，编制此环境保护工程投资。

12.1.6.2 编制原则

本工程规划设计中具有环境保护功能的措施费用列入工程总概算。

本工程投资计算价格水平年与主体工程价格水平年一致，为2022年。

12.1.6.3 环境保护工程投资

本光伏电站工程环境保护投资费用由生活垃圾处理、人群健康、环境监测等环境保护工程项目费所组成，本项目的建筑工程费、独立费和基本预备费一并计入主体工程。

12.2 水土保持

12.2.1 水土流失防治责任范围

按照“谁开发谁保护、谁造成水土流失，谁负责治理”的原则，本工程水土流失防治责任范围包括工程建设区(永久征地、临时占地)和直接影响区。

12.2.2 水土流失预测及危害分析

12.2.2.1 水土流失预测

根据工程建设的特点及完工后运行情况，水土流失主要发生在工程建设期和自然恢复期。施工期间，伴随施工道路开挖、220kV升压站和逆变室建设等施工活动，将扰动原地表、破坏地表形态，导致地表裸露和土层结构破坏，遇大风或降雨天气将产生水土流失；工程运行期间，地表开挖、回填、平整等扰动活动基本结束，水土流失

程度将大幅度降低，但因扰动后的区域自然恢复能力降低，并具有明显的效益发挥滞后性，仍将会产生一定的水土流失。

12.2.2.2 可能造成的水土流失危害

1) 水土流失可使大量肥沃的表层土壤丧失，导致土壤肥力下降。当水土流失由面蚀发展到沟蚀，将使地面支离破碎，形成千沟万壑，破坏地面的完整，蚕蚀农田。从而导致耕地减少，质量下降。

2) 由于水土流失造成大量泥沙下泄，淤积河流水库，降低了水利设施调蓄功能和天然河道的泄洪能力，使河道变浅变宽，每遇大雨、暴雨，造成河道内洪水漫溢，加剧了下游的洪涝灾害。

3) 由于地表植被破坏，地表固水保土的能力急剧降低，导致每逢暴雨，汇流时间较短，洪水直泄而下，冲毁农田、水利工程、村庄房屋、中断交通，危害人民生命财产安全。

12.2.3 水土流失防治措施

1) 防治分区

水土流失防治采取分区防治措施。施工期间采用科学合理的临时防护措施，严格控制施工期间可能造成水土流失。根据工程建设的特点、地貌类型、各施工单元土壤侵蚀类型、侵蚀方式及其对环境的危害，将本工程水土流失防治范围划分为2个一级分区，即项目建设区和直接影响区。

依据主体工程布局、施工扰动特点、施工时序、地貌特征、自然属性、水土流失影响及各施工单元土壤侵蚀类型等特点，将项目建设区分为4个区，即主体工程防治区、施工营地防治区、弃土场防治区、临时道路防治区，分别进行水土流失预测和防治措施布设。

2) 水土保持措施布局

根据本工程新增水土流失的特点，主要采取植物措施防治水土流失，措施布局为：

- a) 施工弃渣的防治—平整、垫路；
- b) 电缆沟和临时占地的恢复措施—低矮植被恢复；
- c) 升压站绿化、美化措施—种植花灌、草进行绿化、美化。

3) 水土保持措施

a) 临时占地的水土保持措施

施工结束后，施工单位应及时拆除临时建筑物，清理和平整场地，对裸露的地面

采用撒播原地带性植被的方式进行恢复。

b) 升压站绿化、美化措施

控制楼内可绿化部位均应进行绿化，可采取灌木与草坪相结合的方式，不宜栽植高大乔木。

4) 水土保持施工组织设计

水土保持施工组织设计与主体工程相互配合、协调，在不影响主体工程施工的前提下，尽可能利用主体工程建设创造的水、电、交通等施工条件，减少施工辅助设施工程量；

按照“三同时”的原则，水土保持实施进度与主体工程建设进度相适应，及时防治新增水土流失；

施工进度安排坚持“保护优先、先拦后弃、科学合理”的原则，临时堆土、弃土造地等先采取拦挡措施；临建工程施工完毕后，按原占地类型及时进行植被恢复；

主体工程具有水土保持功能防护措施的实施，按照主体工程施工组织设计进行。

12.2.4 水土保持监测

根据光伏发电工程水土流失重点区域和水土保持措施的布局，拟对场内道路、光伏组件基础进行监测和调查。监测的内容以土壤侵蚀强度为主，监测风速、水土流失治理程度和水土流失控制率等。调查内容包括施工过程中各种水土保持措施(包括预防措施)的实施情况、水土保持措施的效果、水土流失控制程度；施工结束后水土保持工程措施的安全性能、植被恢复状况，评估水土保持设施效益等。监测时间从工程建设期到光伏发电工程完工后1年~2年。定点监测每年监测2次；每年进行不定期的现场调查和巡视，尤其在施工高峰期或场地开挖较多的情况下，应适当增加巡查工作量。

第十三章 劳动安全与工业卫生

13 劳动安全与工业卫生

13.1 设计总则

13.1.1 设计目的、基本原则

为贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，做到电站投产后符合劳动安全与工业卫生的要求，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康，为建设项目的设计、施工、监理、运行提供科学依据，推动工程项目本质安全程度的提高，根据国家有关设计标准、规程规范进行本项目劳动安全工业与卫生专项设计。

光伏发电项目劳动安全工业与卫生专项设计，必须遵循国家的有关方针、政策，并结合工程的具体情况，积极采用先进的技术措施和设施，做到安全可靠、经济合理，设施符合国家规定的标准，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和并网光伏电站的安全运行管理提供参数依据，确保施工人员生命与财产的安全。

13.1.2 设计范围和主要内容

劳动安全与工业卫生设计范围是对主要构筑物、生产设备及其光伏作业岗位和场所的劳动安全及工业卫生进行分析评价，主要包括光伏阵列、逆变箱及升压站等。

电站劳动安全与工业卫生设计的重点：分析评价电站运行过程中可能出现的劳动安全与工业卫生等方面的主要危险有害因素；从设计、运行、管理的角度提出相应的消除或减免措施；提出劳动安全与工业卫生建议。对施工过程中的主要危险有害因素只作一般性分析，不作具体评价说明。

13.1.3 主要依据文件

13.1.3.1 国家有关主要法律、法规、条例

- (1) 《中华人民共和国安全生产法》（中华人民共和国主席令[2014]第 70 号）
- (2) 《中华人民共和国可再生能源法》（中华人民共和国主席令[2005]第 33 号）
- (3) 《中华人民共和国劳动法》（中华人民共和国主席令[2009]第 28 号）
- (4) 《中华人民共和国防洪法》（中华人民共和国主席令[1997]第 88 号）
- (5) 《中华人民共和国职业病防治法》（中华人民共和国主席令[2016]第 60 号）
- (6) 《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令[2015]第 22 号）
- (7) 《中华人民共和国道路交通安全法》（中华人民共和国主席令[2011]第 47 号）

- (8) 《中华人民共和国电力法》（中华人民共和国主席令[1995]第 60 号）
- (9) 《中华人民共和国建筑法》（中华人民共和国主席令[2011]第 91 号）
- (10) 《中华人民共和国防震减灾法（修订）》（中华人民共和国主席令[2008]第 7 号）
- (11) 《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令[2008]第 6 号）
- (12) 《中华人民共和国气象法》（中华人民共和国主席令[2003]第 23 号）
- (13) 《国务院关于加强安全生产工作的决定》（国发[2004]2 号）
- (14) 《国家电力监管委员会安全生产令》（国家电力监管委员会令[2004]第 1 号）
- (15) 《电力安全生产监管办法》（国家电力监管委员会令[2004]第 2 号）
- (16) 《国家电力公司安全生产工作规定》（国电办[2000]第 3 号）
- (17) 《电力监督条例》（国务院令[2007]第 432 号）
- (18) 《建设工程安全生产管理条例》（国务院令[2003]第 393 号）
- (19) 《关于加强建设项目安全设施“三同时”工作的通知》（国家发展改革委员会、国家安全生产监督管理局 发改投资[2003]1346 号）
- (20) 《电力生产事故调查暂行规定》（国家电力监管委员会令[2004]第 4 号）
- (21) 《起重机械安全监管规定》（国家质量监督检验检疫总局令[2006]第 92 号）
- (22) 《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家电力监管委员会令[2004]第 6 号）
- (23) 《电力二次系统安全防护规定》（国家电力监管委员会[2004]第 5 号）
- (24) 《电力业务许可证管理规定》（国家电力监管委员会令[2005]第 9 号）
- (25) 《关于印发<国家电网公司十八项电网重大反事故措施>（试行）》的通知（国家电网生技[2005]400 号）
- (26) 《劳动防护用品监督管理规定》（国家安全生产监督管理总局令[2005]第 1 号）
- (27) 《建设项目（工程）职业安全卫生措施和技术措施验收办法》（劳动部劳安字[1992]1 号文）
- (28) 《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》（安监管协调字[2004]56 号）

(29)《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令[2009]第 17 号)

(30)《关于进一步加强和规范重大危险源监督管理工作的通知》(安监管协调字[2004]127 号)

(31)《关于加强安全生产事故应急预案监督管理工作的通知》(国务院安全生产委员会办字[2005]48 号)

(32)《电力安全事故应急救援和调查处理条例》(2011 年第 599 号国务院令发布)

(33)《安全生产事故报告和调查处理条例》(2007 年第 493 号国务院令发布)

(34)《电力安全事件监督管理规定》

(35)国家能源局《防止电力生产事故的二十五项重点要求》

13.1.3.2 设计采用的主要技术规范、规程和标准

(1)《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)

(2)《建筑结构荷载规范》(GB50009-2012)

(3)《混凝土结构设计规范》(GB50010-2010)

(4)《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)

(5)《室外给水设计规范》(GB50013-2006)

(6)《室内给水设计规范》(GB50014-2006)

(7)《建筑给水排水设计规范》(GB50015-2003)

(8)《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)

(9)《钢结构设计标准》(GB50017-2017)

(10)《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB50019-2015)

(11)《建筑采光设计标准》(GB/T50033-2013)

(12)《建筑照明设计标准》(GB50034-2013)

(13)《供配电系统设计规范》(GB50052-2009)

(14)《20kV 及以下变电所设计规范》(GB50053-2013)

(15)《通用用电设备配电设计规范》(GB50055-2011)

(16)《建筑物防雷设计规范》(GB50057-2010)

(17)《爆炸危险环境电力装置设计规范》(GB50058-2014)

(18)《35~110kV 变电所设计规范》(GB50059-2011)

- (19) 《66kV 及以下架空电力线路技术规范》 (GB50061-2010)
- (20) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》 (GB50062-2008)
- (21) 《交流电气装置接地设计规范》 (GB50065-2011)
- (22) 《高耸结构设计规范》 (GB50135-2006)
- (23) 《火灾自动报警系统设计规范》 (GB50116-2013)
- (24) 《建筑灭火器配置设计规范》 (GB50140-2005)
- (25) 《电气装置安装工程 电器设备交接试验标准》 (GB50150-2016)
- (26) 《工业企业总平面布置设计规范》 (GB50187-2012)
- (27) 《火力发电厂与变电站设计防火规范》 (GB50229-2006)
- (28) 《工业企业设计卫生标准》 (GBZ1-2010)
- (29) 《工业企业内铁路、道路运输安全规程》 (GB4387-2008)
- (30) 《建筑桩基础技术规范》 (JGJ94-2008)
- (31) 《电力工程电缆设计规范》 (GB50217-2007)
- (32) 《施工现场临时用电安全技术规范》 (JGJ46-2005)
- (33) 《剩余电流动作保护装置安全和运行》 (GB13955-2005)
- (34) 《用电安全导则》 (GB/T 13869-2008)
- (35) 《建筑地基处理技术规范》 (JDJ79-2012)
- (36) 《安全标志及其使用导则》 (GB2894-2008)
- (37) 《安全色》 (GB2893-2008)
- (38) 《消防安全标志设置要求》 (GB15630-1995)
- (39) 《高处作业分级》 (GB/T3608-2008)
- (40) 《高温作业分级》 (GB/T4200-2008)
- (41) 《低温作业分级》 (GB/T14440-1993)
- (42) 《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/T8196-2003)
- (43) 《危险化学品重大危险源辨识》 (GB18218-2009)
- (44) 《声环境质量标准》 (GB3096-2008)
- (45) 《作业场所微波辐射卫生标准》 (GB10436-1989)
- (46) 《工作场所有害因素职业接触限值 第 1 部分：化学有害因素》
(GBZ2.1-2007)

- (47) 《工作场所有害因素职业接触限值 第 2 部分：屋里因素》（GBZ2.2-2007）
- (48) 《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2009）
- (49) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2006）
- (50) 《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- (51) 《固定式钢梯及平台安全要求 第 3 部分：工业防护栏杆及钢平台》
（GB4053.3-2009）
- (52) 《电业安全工作规程（发电场和变电所电气部分）》（DL409-1991）
- (53) 《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》（GB50706-2011）
- (54) 《电力工程典型消防规程》（DL5027-2015）
- (55) 《变压器分接开关运行维修导则》（DL/T574-2010）
- (56) 《电气设备预防性试验规程》（DL/T596-1996）
- (57) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）
- (58) 《冻土地区建筑地基基础设计规范》（JGJ118-2011）
- (59) 《六氟化硫电气设备运行、试验及检修人员安全防护导则》（DL/T639-2016）
- (60) 《电力变压器运行规程》（DL/T572-2010）
- (61) 《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》（DL/T5136-2012）
- (62) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》（DL/T5137-2001）
- (63) 《电力工程直流系统设计技术规程》（DL/T5044-2014）
- (64) 《220kV~500kV 变电所用电设计技术规程》（DL/T5155-2002）
- (65) 《220kV~500kV 变电所设计技术规程》（DL/T5218-2012）
- (66) 《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL/T5033-2006）
- (67) 《高压配电装置设计技术规程》（DL/T5352-2006）
- (68) 《微机继电保护装置运行管理规程》（DL/T587-2007）
- (69) 《架空送电线路基础设计技术规定》（DL/T5219-2014）
- (70) 《电网运行准则》（DL/T1040-2007）
- (71) 《变电所给水排水设计规程》（DL/T5143-2002）
- (72) 《高压电气设备绝缘技术监督规程》（DL/T1054-2007）
- (73) 《架空送电线路杆塔结构设计规定》（DL/T5154-2012）
- (74) 《20kV~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》（DL/T5149-2001）
- (75) 《变电所总布置设计技术规程》（DL/T5056-2007）

(76) 《电力行业紧急救护技术规范》(DL/T692-2008)

(77) 《光伏发电工程可行性研究报告编制办法》(试行)(GD003-2011)

以上规范与标准如有最新版,均以最新版为准。

13.2 光伏电站站址和总平面布置、周边环境安全分析

13.2.1 站址的危险、有害因素分析

1) 周边环境的影响分析

拟建场地范围内未发现有影响场地稳定性的活动构造通过,无不良地质作用发育,属于稳定性场地,适宜本工程建设。

由于站区无关人员不慎可能碰撞、误碰光伏发电设施,可能导致光伏发电设施损坏影响正常运行,甚至可能导致人员触电事故。如果电力设施缺少必要的警示标志,电缆直埋位置未设置警示标志,可能导致挖断电缆,影响正常运行。站址区域生长有杂草,内含有少量农田,一方面村民的烧荒或祭祀等人为活动均可能会引发火灾,对该项目的正常运行产生不利影响。另一方面在项目施工和运行过程中,若管理不善,违章作业,防火措施不完善等,可能会造成火灾,若应急措施不到位,无法及时控制火灾发生,会酿成大火。

施工风浪大,易发生坠落风险,物体打击风险。

本项目周围村庄较多,无关人员若进入电站破坏、不慎误碰撞光伏发电设施,可能导致光伏发电设施损坏影响正常运行,甚至可能导致人员触电事故。该项目建设施工中可能对周边农业作业产生一定的影响。

2) 气象条件分析

(1) 大风

根据当地气象资料,最大风速为 26.4m/s,遇此类大风天气,若设计载荷不正确,光伏组件安装不牢,基础的施工质量达不到设计要求等,容易发生光伏组件晃动、倾覆、折断、直至垮塌等危险。

(2) 雷电

该工程厂址区年最多雷暴日数为 39 天。光伏阵列设置较低,虽然遭受直击雷的可能性较小,但也可能受闪电感应的危害,如果防雷接地装置未设置或接地阻值过大,在运行中检测、维护不及时等问题导致防雷接地装置损坏、失效,发生雷击时导致发电装置发生火灾、触电、设备损毁等危险。雷击过程中产生过电压,如果感应的过电压进入控制系统,会引起电子器件的损坏。巡检人员雷雨天气作业,可能会遭受

雷击。

（3）降雪

冬季遭遇暴雪天气时，如果积雪未及时清理，可能造成支架损坏，严重时变形、坍塌。另外，道路积雪也会给光伏组件的清洗及正常的检修、维护工作带来较大困难。该工程光伏组件安装高度最低点距水底在 2.5m 以上，地上积雪不会遮挡光伏组件。

（4）冰雹

冰雹灾害对光伏组件和建筑物产生破坏作用，较大的冰雹灾害导致设备、设施的损坏或中断运行。人员受到冰雹灾害的影响，可能被击伤。

（5）暴雨

本地区夏季易发生强降雨，若未按要求设防洪、排涝设施，则容易引发洪水、开关站建筑物等坍塌；光伏区地形较为平坦，遇有强降雨可能引发场地内涝、光伏组件基础毁坏等情况。

3）工程地质分析

经初步勘察，场地地势较为平缓。拟建场地相对稳定，适宜做一般建筑场地。场址区构造稳定性较好，地基土的均匀性较好，地下水对建筑物基础影响小，滑坡、泥石流等不良物理地质现象不发育，不存在压矿问题。适宜光伏电站建设。

4）水文地质分析

该区为鲁北平原之一部分。处于巨厚的新生代松散堆积物。为地形平坦的冲积平原水文地质区和滨海海积。地下水位埋深 0.56~1.13m。

浅层水由于地层呈水平层状分布，其含水层颗粒细、厚度薄，相变剧烈，地下水富存条件相对较差。同时由于受到海侵影响，海向地层发育，因此水质较差，几乎全为咸水区。

中深层及深层地下水含水层，含水层均呈区域性水平层状展布。其地层是在海水多次作用下的河湖相堆积，间有薄的多层海相地层。多表现为区域性连续分布，含水层岩性以粉细砂、细砂为主。在局部地区因古地形起伏变化，造成第四系与新第三系沉积和含水层厚薄不同，致使富水性有强弱的差别。在垂直分带上形成了全咸区和淡—咸—淡，咸—淡的单层结构及三层结构。浅层淡水于中层咸水之间多呈突变关系。微咸水过渡带极不明显，而深层淡水和咸水间均有明显的微咸水过渡带，表现为渐变关系。

场区属于滩涂养殖区，太阳能支架位于养殖区内，海水深度 1m 左右，地下水与

海水基本一致。

13.2.2 总平面布置的危险、有害因素辨识与分析

1) 升压站

升压站内综合用房与室外设备之间安全距离均能满足消防要求,当室内外发生火灾后,不会造成事故的扩大化。主要建(构)筑物四周建有消防道路,可以满足消防车辆通行要求。站内地面排水为有组织排水方式。

2) 光伏发电区

根据平面布置图,光伏组件的方位、倾角等满足最大发电量要求,箱变布置在各单元的靠近中心,布置合理。发电区内的道路因维护不及时路面损坏或沉降,或纵向坡度过大,道路标志标识缺失,在巡查人员开车巡视或清洗作业时,可能会引发车辆伤害事故。

13.2.3 周边环境的危险、有害因素辨识与分析

1) 低温危害

该工程冬季温度低、风大,最低为 -22.4°C ,运行维护及检修人员必须在此环境下进行野外作业,如光伏组件的维护、清洗、集电线路的维护维修等,作业中若存在如下危险有害因素,可能会发生低温危害事故。

(1) 室外作业场所环境不良

光伏电站区域极端最低温度 -22.4°C ,有造成室外作业人员低温冻伤的危险。

(2) 违章作业(120202)

作业人员违反规定,室外作业时,没有佩戴防护手套、有护耳的安全帽等劳动防护用品,可能使作业人员造成低温冻伤的危害。

2) 高温危害

该工程夏季温度较高,最高为 41.9°C ,紫外线强,运行维护及检修人员必须在此环境下进行野外作业,如光伏组件的维护、清洗、集电线路的维护维修等,作业中若存在如下危险有害因素,可能会发生高温危害事故。

(1) 室外作业场所环境不良

光伏电站区域极端最高温度 41.9°C ,夏季紫外线强、天气闷热,有引发作业人员紫外线灼伤、中暑的危险。

(2) 制度不完善

公司未给作业人员配发防暑用品,没有避开高温时段进行室外作业,可能会造成

室外作业人员中暑的高温伤害。

3) 噪声危害

运行维护及检修人员进行光伏组件吹扫作业、逆变器、变压器等大型电气设备检查、维护作业时，可能会受到噪声危害。

(1) 流体动力性噪声（210403）

在运行维护及检修人员进行光伏组件吹扫作业，吹风机会产生较强的气动性噪声，作业人员若没有佩戴耳塞等防护用品，可能会引发噪声危害。

(2) 电磁性噪声（210402）

逆变器、变压器、互感器等大型电气设备，运行中会产生电磁性噪声，若设备选型不符合国家相关卫生标准要求，个体防护不当，可能会受到噪声危害。

4) 车辆伤害

(1) 恶劣气候与环境、作业场地狭窄、道路缺陷

道路狭窄、路面不平、弯道过急等；安全标志设置位置不当、标志标识缺失、安全标志不醒目不规范，有可能造成车辆伤害。

(2) 设备、设施缺陷

带病行驶，制动失灵，车灯或安全装置损坏，有可能造成车辆伤害。

(3) 操作错误

超载运输、酒后驾车、超速行驶、操作过猛，突然起步，高速转弯；车辆运行时，将手臂、腿或头放在门架立柱或车辆的其他运动部件之间，或将身体探出车体的外轮廓线等。无证驾驶、技术不熟练等，有可能造成车辆伤害。

13.3 工程劳动安全与工业卫生危害因素分析

13.3.1 工程施工期危害安全与卫生的主要因素分析

光伏项目在施工过程中，最可能发生安全事故的工种有：空中作业、运输吊装作业、用电作业、基坑开挖作业四个工种，下面对这四个工种存在的危害因素分别进行确认。

(1) 空中作业存在的潜在危害因素有：

保护措施不当、大风作业、器械脱落等潜在危害因素。

(2) 运输吊装作业存在的潜在危害因素有：

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

素。

(3) 用电作业存在的潜在危害因素有:

无漏电保护、无证操作、设备漏电、电弧光、电焊作业未带防护用品、一闸多机、线路破损、未采取防护措施、线路绝缘破损、设备供电不符、雷雨天放电等危害因素。

(4) 基坑开挖存在的潜在危害因素有:

放坡不够、无证驾驶挖土机、夜间无红色警示灯、违反操作规程、未设上下人行爬梯、开挖土石方堆放距离过近等。

13.3.2 工程运行期危害安全与卫生的主要因素分析

13.3.2.1 火灾与爆炸因素

变压器在正常运行时,绕组和铁芯磁件外壳会产生大量的热,使变压器油温最高可达 90℃以上,如果变压器过负荷运行,油温将会更高。变压器里的绝缘材料如电缆纸、棉纱、布料、木块等在较高温度作用下将逐步发生老化,使绝缘强度降低,这样当变压器发生穿越性故障、过电压冲击、检修不慎使局部绝缘受伤、变压器油质劣化或者变压器进水受潮,都会引起变压器绝缘击穿,造成短路,产生电弧。电弧的高温,使油迅速分解气化,闪燃并着火,同时使变压器内部压力剧增,引起外壳爆裂,喷油着火。如果燃烧的油发生漫流,会使火灾事故扩大,造成巨大经济损失甚至人员伤亡。

开关站内的二次设备室、监控设备室等,因电气故障、散热不良、功率匹配不合理等会发生电气类火灾。电缆的绝缘材料、填充物和覆盖层多是可燃材料。电缆因接头密封不良,进入水、潮气导致绝缘击穿短路;电缆缆芯正常工作温度 50~80℃,在事故情况下,缆芯可达 115~250℃,高温加速绝缘材料老化,绝缘易被击穿,产生电弧。外来火源或电缆本身故障短路产生的电弧高温使可燃材料被点燃,电缆一旦发生火灾,火焰会沿电缆敷设通道快速蔓延,燃烧烟雾大、剧毒、呛人,难以迅速找到火源点,扑救困难,事故容易扩大。

13.3.2.2 电气伤害

(1) 自动控制系统故障危险

本工程对光伏电场运用计算机控制技术,控制系统本身的故障往往可能导致极其严重的后果。

(2) 雷击危险

露天电气设备,如果避雷针(线、带、网)、接闪器、接地电阻等防雷装置不规范

或被保护物间的空气中的距离和地中距离不符合规范要求，有遭受雷击的危险。

(3) 静电危险

本工程运行过程中会产生静电。若静电的产生、积累、火花放电且其能量又足以点燃爆炸性混合物，就将导致静电火灾事故的发生。静电不仅引起电力系统火灾爆炸事故，而且还对人体造成电击，引起高空坠落，引起保护和自动装置的误动作，对设备或部件造成损害等。

13.3.2.3 噪声危害

本工程在生产运营过程中，仪器控制室内噪声主要来自升压器冷却风扇的空气动力噪声和电抗器铁芯的电磁噪声，一般升压器风扇侧 1 米处的最大噪声声级可达 65 dB(A)~70 dB(A)，仪表设备均放置在独立的设备控制房，没有大的噪声污染源存在，经过设备控制房、车间和厂界围墙隔离，厂界噪声完全达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准要求,故本工程新增的产噪设备对厂界噪声影响甚微，不会对厂界声环境产生明显影响。

13.3.2.4 高、低温危害

本工程所在地夏季气温较高，高温作业人员受环境热负荷的影响，作业能力随温度的升高而明显下降。当环境温度达到 38℃时，人的反应速度、运算能力、感觉敏感性及运动协调功能明显下降。

工程所在地冬季气温较低时机组设备的运行工况、零部件的性能、可维护性等方面将会发生变化。同时在寒冬季节运行人员应注意防寒、防冻，确保运维安全。

13.3.3 重大危险源辨识

(1) 依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)对该项目施工过程中的重大危险源辨识结果见表 12.1。

表13.1 危险化学品重大危险源辨识

辨识目标	危规号/UN号	危险类别	包装类别	临界值	实际值
氧气	22001/1072	第2.2类不燃气体 第5.1类次要危险	---	200t	施工、安装检修用，100kg左右

乙炔	21024/1001	第2.1类易燃气体	---	1t	施工、安装检修用，100kg左右
硝酸铵	1942/11082	第1.1类爆炸品	---	5t	施工用，10kg左右，且不储存
结论			根据公式 $q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$ 计算，实际值 ($0.0005+0.1+0.002=0.1025$) <1 ，因此该项目构成不了危险 化学品重大危险源		

综上所述，该项目施工过程中不存在危险化学品重大危险源。

(2) 依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)和《关于开展重大危险源监督管理工作指导意见》(安监管协调字[2004]56号)对该项目生产过程中的重大危险源进行辨识。

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)对该项目生产过程中危险化学品重大危险源的辨识结果见表 13.2。

表 13.2 危险化学品重大危险源辨识

辨识目标	危规号/UN号	危险类别	包装类别	临界值	实际值
汽油	31001/1203	第3.1类易燃液体	---	200t	开关站内没有存储，仅工程车辆邮箱内的少量(小于0.1t)汽油
结论			根据公式 $q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$ 计算，实际值 (0.0005) <1 ，因此该项目构成不了危险化学品重大危险源		

该项目生产过程中不存在危险化学品重大危险源。

依据《关于开展重大危险源监督管理工作指导意见》(安监管协调字[2004]56号)可知，该项目的生产过程中，无贮罐区(贮罐)、压力管道、锅炉、压力容器等装置和容器。该项目不存在需申报的重大危险源。

通过以上辨识可知，该项目不存在重大危险源。

13.4 劳动安全与工业卫生对策措施

13.4.1 施工期劳动安全与工业卫生对策措施

根据光伏电站工程的特点，项目施工内容主要为升压站综合用房、配电用等施工，

光伏支架基础和箱式变压器基础施工、集电线路敷设、箱逆变设备的安装等。

在光伏场各类土建工程和电气设备安装等工程施工过程中,发生施工事故概率较高的危害性因素中,主要存在如下几方面:

(1) 运输吊装作业的危害因素:开关柜的运输吊装过程中,由于操作不当、吊绳断股、起重超载、支腿不平衡、起吊弧度过大、交叉作业、吊钩断裂、吊钩未挂牢、指挥失误、大风起吊等潜在危害因素,易造成设备毁坏及地面作业人员的伤亡事故。

(2) 带电作业的危害因素:带电施工作业过程中无漏电保护、无证操作、设备漏电、电弧光、电焊作业未带防护用品、一闸多机、线路破损、未采取防护措施、线路绝缘破损、设备供电不符、雷雨天放电等危害因素。

(3) 基坑开挖的危害因素:土方工程施工过程中若放坡不够、无证驾驶挖土机、夜间无红色警示灯、违反操作规程、未设上下人行爬梯、开挖土石方堆放距离过近等,易造成塌方、人员跌落等人身伤害事故和工程的返工问题。

在光伏场施工期间,应由业主单位、土建施工单位和工程监理联合组成工程安全生产管理小组,由业主单位作为主管单位,工程监理单位和施工、安装单位作为执行方落实劳动安全与工业卫生的各项保护措施。并对设备供应商,在提供完整的产品技术说明书的基础上,落实设备安装的安全辅导,确保设备安装和调试过程中的生产安全,并明确相应的责任人。

13.4.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

13.4.2.1 防火及防爆

为防止火灾的发生和蔓延,本工程在设计上充分考虑防火和灭火的方案,并采取切实有效的措施,发生火灾危险性较大的设施均单独布置;对不同类型的爆炸源和危险因素分别采取相应的防爆措施,同时,在生产过程中严格执行安全操作规程,落实各项管理措施,从根本上防止火灾和爆炸的发生。

(1) 电缆防火

本工程电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处以及长度超过 100m 电缆沟或电缆隧道,均采用防止电缆火灾蔓延的阻燃和分隔措施。电力电缆与控制电缆或通信电缆敷设在同一电缆沟时,采用防火隔板进行分隔。

(2) 工程防火

本工程消防设计要认真贯彻“预防为主,防消结合”的方针。针对本工程具体情况,在工艺设计、材料选用、平面布置中均按照有关消防规定执行。针对工程的具体情况,

采用先进的防火技术，以保障安全、经济合理为宗旨，遏止火灾事故的发生，创造良好的消防环境。针对工程具体情况，采用先进的防火技术，做到“防患于未然”，达到使用安全、方便和经济合理的目标。对重要设备采用重点对待的消防措施。

根据《建筑设计防火规范》GB50016-2014、《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014及《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229-2019的规定，综合用房室内消防用水量为10L/s，室外消防用水量为15L/s，变压器室外消防用水量为30L/s，故本项目消防用水量为30L/s。本期变压器单台容量240MVA，主变消防系统采用排油注氮灭火系统，并在主变附近设置室外消火栓、推车式灭火器2辆，1立方米消防砂箱1座和相应的消防沙铲等辅助灭火设施即满足规范要求。光伏区每座升压箱变附近设施推车式磷酸铵盐干粉灭火器。

本工程设置火灾探测报警系统，综合用房根据规范要求，配置火灾探测器。当火灾发生初期时，探测器将火灾信号经报警回路送至消防控制盘，发出声、光报警信号，通知有关人员进行检查并利用手提式灭火器手动灭火。消防控制盘布置在有人值班的控制室内。

综合用房内设置火灾应急照明。

（3）工程防爆安全设计

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。

13.4.2.2 防电气伤害

（1）电气设备触电保护

为确保电气设备以及运行、维护、检修人员的人身安全，电气设备的选用和设计符合现行国家标准《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T5044—2004)、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620—1997)、《交流电气装置的接地》(DL/T 621—1997)、《高压配电装置设计技术规程》(DL/T5352—2006)等有关规程、规定、导则。

电气设备的触电保护可分为直接接触保护和间接接触保护。其中直接接触的保护除要求电气设备的制造厂商确保电气设备本身的制造符合上述导则及有关规程、规定外，前能源部还曾与前机电部共同制定了一些切实可行的安全措施。两部规定中压开关柜必须具备五防功能，即防带电误拉刀闸和带电误入间隔等。中压开关柜实现了五

防后，将杜绝电站运行、检修、维护人员的人身安全事故。

前机电部、安保部曾以机电发(1989)37 号联合发文《关于继续加强防止电气误操作闭锁装置技术管理工作的通知》，文中重申“非五防产品不得选用和生产”，本工程采购的开关柜符合以上要求。为检修安全的需要，在各隔离开关的前部设置接地刀闸。为防止电气误操作，开关柜选用带电气或机械闭锁，具有五防功能的设备。在各隔离开关与相应的断路器、接地刀闸之间装设防止电气误操作的闭锁装置，以保证运行人员的安全。

为确保运行、维护、检修人员的人身安全，电站投产后将制定一整套运行、检修规程，做到“安全、文明、生产、创水平达标”，严格执行“两票工作制，即工作票、操作票合格率达到 100%”。实践证明电站中因严格执行两票工作制基本上杜绝了电气设备操作过程中的安全事故，经验还证明电气运行操作中的事故大都是由于未严格执行两票制而产生的。

上述细则还要求“杜绝严重误操作事故(带负荷拉刀闸，带地线合闸，有电挂接地线，误入带电间隔)等违章的人为事故”。

同时，在照明设计中使“工作场所和事故照明符合规程要求安全可靠”。如果照明设计中的照度标准低于有关规定，则在运行中不利于运行、维护、检修人员的安全，易发生各种不同程度的事故，特别是夜间发生事故，工作照明失电，抢修人员就依靠事故照明进出工作场所，如事故照明照度不符合标准就易发生安全事故，为此工程将严格按照以上文件的精神，按照工作场所的照明和事故照明标准，做好照明设计，杜绝因照明照度设计不符合标准而造成的各种事故。

为确保人身安全，本工程照明系统的设计按《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL5390-2007)中有关条文的要求进行设计，如照明灯具高度、工作场所的交直流电压、绝缘等。向插座供电的电源回路中装设漏电保护。在检修网络中，在每个检修电源开关上加装漏电保护。

(2) 防雷击、防静电措施

主、辅建(构)筑物的防雷保护设施按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997)的规定设置。

1) 直击雷保护

220kV 升压站利用避雷针、建筑物屋顶上的避雷带等防直击雷的保护措施来进行保护，保护户外 SVG 设备、220kV 户内 GIS 设备、220kV 主变压器，高度为 35m，升

压站站内共建设 4 根避雷针。

2) 接地保护

升压站接地装置按《交流电气装置的接地》(DL/T621-1997)的规定进行设计。接地网以水平接地体为主,水平接地体截面按最大短路电流下的热稳定校验。全站接地网设计原则为水平接地体为主,辅以垂直接地体的人工复合接地网。水平接地体采用热镀锌圆钢,垂直接地体采用热镀锌角钢,主接地网要求接地电阻不大于 $2000/I\Omega$ 。箱变等设备通过接地扁钢与地网连接。

光伏阵列区太阳能组件自带金属边框,金属边框与地面金属支架相连,金属支架与场地上敷设专用光伏组件接地热镀锌扁钢相连,热镀锌扁钢与光伏阵列区接地网相连,构成了接地、防雷体系。光伏组件接地电阻按不大于 4Ω 考虑。在许多工程应用中光伏组件的实测接地电阻均能小于 4 欧姆的要求,能达到接地电阻阻值要求。

3) 其他

为保证电气运行人员和接近电气设备人员的安全,本工程各种电压等级的电气设备的对地距离、操作走廊尺寸,以及带电裸露部分的安全净距,严格按《高压配电装置设计技术规程》(DL/T 5352—2006)要求进行设计。

加强从事电气工作的人员的安全培训教育,巡回检查及操作时穿戴绝缘鞋、绝缘手套、护目眼镜等。

13.4.2.3 防噪声及防振动

光伏电站按“无人值班”(少人值守)方式设计,采用以计算机为基础的全厂集中监控方案,并设置图像监控系统,因而少量的值守人员的主要值守场所布置在生产综合用房的中控室内,其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》(GBJ87-1985)规定,结合本电场的特点,限制在 60~70dB。

(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、风机、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) 选用噪声的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,或采以相应的防护措施,如在建筑上采用降噪材料等。

(4) 管道设计及其支吊架合理选择,以避免或减少流体高速流动及管道振动所

产生的噪声。

(5) 为运动人员配备临时隔声的防护用具。

13.4.2.4 防寒、防暑

配电室：采用自然进风、机械排风的通风方式。采用轴流风机进行排风，电动防雨百叶窗进风。排风风机和电动百叶窗联动。夏季进风温度 30.2°C ，排风温度不超过 35°C ，换气量按不小于 12 次/h 进行计算。卫生间：采用自然进风、机械排风通风方式，采用吊顶式通风器进行排风，通气次数不小于 6 次/h。

中控室、值班室等经常有人房间设置分体式空调用于夏季制冷，使室内温度保持在 $26\sim 28^{\circ}\text{C}$ ，以满足值班人员的需要。空调选型时应采用节能型空调，能效比 ≥ 3.0 。

配电室通风设备、二次设备室空调设备与消防报警系统联锁。当室内设有火灾探测系统时，相应的通风、空调设备应由消防控制中心根据火灾探测信号联动控制。火灾时，消防控制系统发出火灾信号，通风、空调设备停止运行，通风空调系统的电源控制箱应安装在门口便于操作的地点。

13.4.2.5 其它劳动安全和职业卫生的措施

(1) 温度与湿度的控制

采暖系统采用电暖器进行供暖。办公、中控室等有人房间设置分体式空调用于夏季制冷，使室内温度保持在 $26\sim 28^{\circ}\text{C}$ ，以满足值班人员的需要。空调选型时应采用节能型空调，能效比 ≥ 3.0 。

(2) 采光与照明

本光伏电站的综合用房中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》(GB50034-2004)的要求。

在中控室等重要工作场所设有事故照明。在综合用房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。

(3) 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) 本光伏电站机械通风系统的避风口位置，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) 本光伏电站现场生活区污水, 经必要的处理达标后定期外运。

4) 本光伏电站辅助生产建筑相关部位按消防设计原则设有事故排风、排毒措施。

5) 设备支撑构件、水管、气管、油管和风管根据不同的环境采取经济合理的防腐措施。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。

6) 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。

(4) 防电磁辐射

在高压设备区等接触电磁辐射的工作场所, 对作业人员的辐射防护要求要满足《电力行业劳动环境监测技术规范》(DL/T 799.1~799.7-2010) 的规定, 在微机前工作人员工作时间不宜超过 8 小时。

(5) 防涝设计

1) 变电站建区域内地面设有排水设施。

2) 通向厂区建筑物外部的各种孔洞、管沟、通道、电缆沟设置相应的防涝措施。

(6) 安全色和安全标志

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

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

13.5 安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针, 加强工程安全与工业卫生设施和技术措施的实施, 以保护劳动者在劳动过程中的安全与健康, 保障财产不受损失。就必须建立、健全安全生产责任制度; 健全安全技术操作规程和安全规章制度; 健全特种作业人员持证上岗和建档制度; 完善安全生产条件, 确保安全生产。实行全员, 全方位, 全过程的管理; 根据法律法规制定相关职业安全卫生制度。制度的主要内容包括: 目标、责任、承诺、奖惩规定、监督考核、总结等内容。

13.5.1 安全卫生机构设置、人员配备及管理制度

安全卫生管理机构必须和整个电站生产管理组织机构及人员配备统一考虑。工程

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

光伏电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。

建立巡回检查制度、工作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置监测仪器设备和必要的安全宣传设备

13.5.2 安全生产监督制度

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

13.5.3 消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度

（1）消防管理制度主要包括：

- a) 设备防火安全规定；
- b) 防火检查制度；
- c) 材料仓库防火安全制度；

（2）防电气误操作管理制度主要包括：

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

（3）防高空作业坠落管理制度主要包括：

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

13.5.4 工业卫生与劳动保护管理规定

各级行政正职是本单位（部门）的安全第一责任人，对安全生产负全面的领导责任。各级行政副职是自己分管工作范围内的安全第一责任人，对分管范围内的安全工作负有领导责任。各类人员必须认真落实规定中各自的安全职责，认真贯彻落实执行国家有关安全生产的方针、政策、法律及法规，并对所属部门人员履行安全职责的情况进行检查、考核。严禁违章指挥，违章作业，违反现场劳动纪律现象的发生。

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

13.5.5 事故调查处理与事故统计制度

事故调查处理与事故统计制度按照国家电力监管委员会颁布的《电力生产事故调查暂行规定》（自 2005 年 3 月 1 日起施行）进行编制。

13.6 事故应急预案

根据国家有关安全生产主管部门的相关规定，光伏电站必须设置事故应急救援预案管理机构，由光伏电站负责安全生产的总经理主管，负责应对光伏电站突发事件时有一个系统的应急救援预案。事故应急救援预案方案应根据电站项目自身特点，建立相应的规章制度。并在光伏电站控制中心内放置必要的应急救援设备器材，如灭火器、应急照明灯、逃生绳等。同时，根据国家的有关规定，在生产运行中配置一定的经费，确保事故应急救援预案的可实施性。光伏电站主要的事故应急救援预案制度如下：

（1）值班制度：开关站管理模式为无人值班、少人值守；500kV 汇集站办公楼内建立 24 小时值班制度，夜班由行政值班和生产值守人员负责，如有问题及时处理。

（2）检查制度：每月由企业事故应急救援指挥部结合生产安全工作，检查应急救援工作情况，发现问题及时整改。

（3）例会制度：每季度由事故应急救援指挥部组织召开一次指挥小组成员和各专业负责人会议，检查上季度工作，并针对存在的问题积极采取有效措施，加以改进。

（4）总结评比制度：每次训练和演习结束后应进行总结评比奖励和表彰先进。建立总结评比办法和对于事故处理中有功和有过人员的奖罚措施。

应急救援预案须在光伏电站建成投产前经有关主管部门的审批。应急救援预案应对电站在运行过程中发生的突发事件有一个较为全面的处理手段和解决方案，在事故发生的第一时间内及时作出反应，采取措施防止事故的进一步扩大，并及时向上级有关主管领导和职能部门汇报。在事故未查清之前，当班运行值班人员应迅速采取保护

事故现场和防止设备损坏的方案,并根据以人为本的理念第一时间抢救受伤人员的生命。电站运行期主要需采取的应急救援预案及措施如下:

1) 光伏电站火灾应急救援预案:若光伏电站内电气设备发生火灾事故,运行控制人员应在第一时间向社会专业机构-消防部门打电话求援,并及时向主管领导报告。同时,值班运行人员应在第一时间切断起火部位的电源控制开关,同时利用控制中心内配置的消防器材设备就地施行灭火行动。

2) 光伏电站触电应急救援预案:光伏电站若发生运行检修人员触电事故,根据带电操作规程,同伴应及时采取措施以可靠绝缘方式分离触电人员,并在安全地点尽快进行人工施救措施,如口对口呼吸、有节奏按压胸部等急救方式。同时向卫生部门的 120 急救电话求援,使专业医务人员尽快至现场抢救触电人员。

3) 光伏电站的电气误操作及开关设备事故应急预案:运行人员必须按照运行规程进行事故处理,尽可能维持系统及其它设备稳定运行;在处理事故的同时,应立即向上级主管部门汇报。根据事故发生的严重程度和情况立即通知消防、医务人员到场抢救。

4) 继电保护事故应急预案:继电保护事故后,运行人员应立即查找事故原因尽快处理事故,考虑采用备用方案,恢复正常运行。

5) 变压器损坏和互感器爆炸事故应急预案:事件发生后,运行人员应按照《变压器事故处理办法》有关要求,根据事故的大小进行处理,防止事故扩大;如变压器需退出运行,运行人员应迅速切断变压器电源,将变压器退出运行,做好安全措施。互感器爆炸事故发生后,首先迅速切断电源,在处理事故的同时,应立即向上级部门汇报。根据事故情况立即通知消防、医务人员到场抢救。

6) 接地网事故应急预案:事故发生后,运行人员应查找事故原因,尽快处理事故,维持设备稳定运行。

另外,对于光伏电站工程的施工期尚需建设必要的事故应急救援预案,建立完善的应急救援措施,确保光伏电站工程顺利实施。光伏电站施工期主要需采取的应急救援预案及措施如下:

1) 由施工企业落实施工期间的安全生产和卫生管理措施,并应配置安全生产管理专职和现场卫生管理监督员,明确各自的职责和管理范围,由施工单位现场负责人为第一直接责任人。在整个施工期间,形成定期的生产安全报告书和卫生管理报告书。

2) 施工单位用于工程的爆破器材及火工器材实行专人管理,采取使用登记制度。

形成明确使用人和使用日期等签单制度,并由施工单位现场负责人定期检查仓库内的存货。做到采购量与使用量、留存量一致的要求,明确重要器材的去向。

3) 施工区内运输: 施工运输的各类车辆应严格遵守《中华人民共和国道路交通安全法》, 必须加强对各单位在本工程中使用的车辆驾驶员的安全驾驶教育, 预防和减少交通事故发生。驾驶人机动车上道路驾驶前, 应当对机动车的安全技术性能进行认真检查, 不得驾驶安全设施不全或者机件不符合技术标准等具有安全隐患的机动车。机动车驾驶人应当遵守道路交通安全法律、法规的规定, 按照操作规范安全驾驶、文明驾驶。饮酒、服用国家管制的精神药品或者麻醉药品。或者患有妨碍安全驾驶机动车的疾病, 或者过度疲劳影响安全驾驶的, 不得驾驶机动车。任何人不得强迫、指使、纵容驾驶人违反道路交通安全法律、法规和机动车安全驾驶要求驾驶机动车。

4) 施工及检修期大件吊装、高空作业、交叉作业: 大件吊装运输作业前必须办理《大件吊运作业申请表》, 指定有起重特种作业操作证的具有一定经验的人员负责起重、吊装指挥; 大件吊运作业前应召开专题会议, 由施工部门负责大件吊运的策划、部署工作, 编制大件吊运的施工方案和安全技术措施; 施工部门接到批准的施工方案和安全技术措施后, 应组织施工作业人员熟悉施工方案和措施, 对施工人员进行具体分工, 明确各自的工作职责; 吊装现场设立现场总指挥和各岗位分指挥, 各岗位分指挥应准确执行总指挥的指令, 除借助通讯联络设备外, 应规定统一的指挥信号。遇有恶劣气候影响施工安全时, 禁止进行露天高空起重和打桩作业; 没有安全防护设施, 禁止在屋架的上弦、支撑、桁条、挑梁和未固定的构件上行走。交叉作业有两个以上施工单位在同一区域进行施工安装时, 必须签订安全生产管理协议, 明确各自的安全生产管理职责和应当采取的安全措施, 指定专职安全生产管理人员进行监督和协调。交叉作业前施工单位必须与交叉单位联系, 设计并安装安全设施。施工完毕后, 安装单位负责按规定拆除不用的安全隔离设施。

13.7 工程量

劳动安全与工业卫生投资主要分两阶段和两部分, 两阶段主要指光伏电站工程的建设阶段和运行阶段, 两部分主要指采取劳动安全与工业卫生措施的设备费和措施费。

本工程劳动安全和职业卫生专项工程投资中, 包含电站各个生产及辅助生产系统所涉及的防火、防爆、防电伤害、防机械伤害、防坠落伤害、防高温、防低温及防辐射专项评价及验收等项目, 其中大部分项目已包含在主体工程概算中。

表 13.3 专项工程项目内容

专项工程项目内容
安全标志
防火、防爆
防电伤
防寒、防暑
防振动、防噪声
应急照明
新职工安全生产教育和培训
安全应急预案编制
防寒、防暑、防烫伤
新职工职业病防护教育和培训
应急预案编制

13.8 预评价建议措施采纳情况

由于本阶段尚未出台光伏电站工程的安全预评价报告,根据国家安全生产的有关规定。光伏电站工程经采取安全防范措施,并对生产运行人员进行安全教育和培训后,为光伏电站今后的安全运行提供了良好的生产基础,有助于减少生产工作人员由于误操作而导致发生安全事故,并能避免由于生产运行人员处理事故不及时而可能导致设备损坏的后果,以及事故造成的损失会有进一步扩大的可能。对光伏电站劳动安全主要危害因素采取防护措施能有效地降低光伏电站的经济损失,并保障光伏电站生产的安全、正常运行。

由于光伏电站工程不同于一般的发电工程,有针对性地采取必要的工业卫生防护措施,才能充分保障光伏电站运行人员的身体健康,降低生产运行、维护和检修过程中由于没有采取相应的工业卫生防护措施而导致生产运行人员和巡视人员受伤害的概率,减少光伏电站安全事故隐患,在降低光伏电站经济损失的同时,能有效地保障光伏电站的正常运行和运行人员的人身安全。

13.9 存在的问题与建议

1)安全生产是个永久的话题,在执行过程中往往会被执行者忽视,得不到生产者的足够认识,习惯性违章得不到控制,使生产过程中人为的不安全因素加大,甚至导致事故的发生。加之生产管理者对安全生产的理解较为肤浅,对安全生产的投入资金不能落到实处,影响安全设施的建设和投入,都将给安全生产带来极大的隐患。

2)针对上述问题首先要加强对生产管理者及生产人员的安全意识教育,提高安全意识,作到人人要安全,将安全设施的投入落实到位,加强安全设施的建设和投入。

不安全因素和物的不安全状态两个方面严格控制不安全状态,将不安全的因素源头控制住,使劳动生产在安全的氛围下进行,这样才能确保投资方的利益得到保证。

第十四章 节能与降耗

14 节能降耗

14.1 设计原则和依据

14.1.1 设计原则

(1) 贯彻“安全可靠、先进适用，符合国情”的电力建设方针。本工程设计按照建设节约型社会要求，降低能源消耗和满足环保要求，以经济实用、系统简单、减少备用、安全可靠、高效环保、以人为本为原则。

(2) 通过经济技术比较，采用新工艺、新结构、新材料。拟定合理的工艺系统，优化设备选型和配置，满足合理备用的要求。优先采用先进的且在国内外成熟的新工艺、新布置、新方案、新材料、新结构的技术方案。

(3) 运用先进的设计手段，优化布置，使设备布置紧凑，建筑体积小，检修维护方便，施工周期短，工程造价低。

(4) 严格控制电站用地指标、节约土地资源。

(5) 电站水耗、污染物排放、定员、发电成本等各项技术经济指标，尽可能达到先进水平。

(6) 贯彻节约用水的原则，积极采取节水措施，一水多用。

(7) 提高电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高电站运行的安全性和经济性，为实现现代化企业管理创造条件。

(8) 满足国家环保政策和可持续发展的战略：高效、节水、节能，控制各种污染物排放，珍惜有限资源。设计满足各项环保要求，确保将该光伏电站建成环保绿色发电企业。

14.1.2 设计依据

本项目在建设和运行中，将遵循如下用能标准和节能设计规范：

- (1) 《中华人民共和国节约能源法》2008 年 4 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国建筑法》1998 年 3 月 1 日起施行；
- (3) JB/14—2004《机械行业节能设计规范》；
- (4) GB50189—2005《公共建筑节能设计标准》；
- (5) GB50176—93《民用建筑热工设计规范》；
- (6) GB50019—2015《采暖通风与空气调节设计规范》；

(7) 建设部令第 76 号《民用建筑节能管理规定》；

(8) 建设部令第 81 号《实施工程建设强制性标准监督规定》

(9) 建科[2004]74 号《关于加强民用建筑工程项目建筑节能审查工作的知》；

(10) 国务院国发[2006]28 号《国务院关于加强节能工作的决定》；

(11) 国务院《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》；

(12) 国家发展和改革委员会发改投资[2006]2787 号《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》；

(13) 国家发展和改革委员会发改环资[2007]21 号《国家发展改革委关于印发固定资产投资项目节能评估和审查指南(2006)的通知》。

14.2 施工期能耗种类、数量分析和能耗指标

本工程施工期消耗能源主要为电力、水资源、油料和建筑用材料等。

14.2.1 施工用电

施工电源从附近的 10kV 线路 T 接，设 1 台变压器降压后供混凝土搅拌站、钢筋(钢结构)加工厂等生产建筑的用电，另外选择使用 15 台 50kW 柴油发电机备用发电。经初步计算，本工程高峰期施工用电负荷约为 800kW。施工期耗电量概算约 150 万 kWh。

14.2.2 施工用水

本工程施工用水由建筑施工用水、施工机械用水、生活用水等组成。施工用水按永临结合考虑，接引市政管网供施工用水及将来的生活、消防、阵列清洗用水。

14.2.3 施工用油

施工期车辆主要消耗柴油，工程用车约 30 辆，消耗量约为 0.15t/辆·d，总消耗量约为 0.9t/d；另有部分管理用车消耗汽油，但耗用量较少。施工期消耗总量据概算约 135t 油料。耗油总量相对较少，对当地油料供应市场影响较小。

14.2.4 施工临时用地

本工程施工临建工程主要有综合加工厂、材料及设备仓库、混凝土搅拌站、小型修配厂等临时生产设施和生活建筑设施，电站内管理区周围空地较大，可综合考虑为施工用地，站外不设额外临时用地。

本工程光伏场区不设施工临时用地，施工临时用地主要利用光伏厂区的空地。因此，施工总布置设计中，对场地利用、功能分区、以及工艺流程进行了优化布置，并采取了一定的防护措施，以期达到合理布局、减少用地、保护环境的目的。临时用地对当地土地资源 and 环境资源无不利长期影响。

14.2.5 建筑用材料

主要建筑物材料来源充足，所有建筑材料均可通过公路运至施工现场。主要建筑物材料及生活用品可从附近采购。

14.2.6 能耗状况和能耗指标分析

本工程施工期临时电源就近接引自附近 10kV 线路，在满足当地用户用电的情况下，能满足本电站高峰期施工用电负荷 800kW 的要求。

施工期燃油就近购买，消耗量约为 0.9t/d，耗油总量较小，对当地油料供应市场影响较小。

本次计算按统一的热值标准进行能耗分析：

本工程施工期 12 个月，消耗的一次能源油料约 135t，折算成标准煤为 198.585t；二次能源电力约 150 万 kWh，折算成标准煤为 495t。施工期总能源消耗折算成标准煤为 693.585t。

综上所述，本工程施工期各项能耗指标相对较低，当地能源供应容量和供应总量满足施工要求，且对当地能源供应不构成大的影响。

14.3 运行期能耗种类、数量分析和能耗指标

本工程运行期能源消耗主要为电力、水资源、油料等。

14.3.1 建筑耗能

本工程的电力耗能是办公楼的采暖、通风、供水、照明等的能源消耗。

14.3.2 水资源消耗

本工程运行期水资源消耗主要为管理运行人员生活用水、绿化用水、浇洒道路用水及清洗电池板用水。本工程用水人数按 10 人计，生活最大日用水量为 1.5m³/d，再考虑冲洗电池板用水量，则本工程年总用水量为 7309m³/a。

14.3.3 油料消耗

本工程运行期需生产生活用车约 6 辆，主要消耗汽油，年耗油量约 17.4t/a。

14.4 主要节能降耗措施

14.4.1 工程设计节能降耗措施

（1）系统工程

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

但通过增大电流而增加有功功率损耗，从而加大电能损耗。

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

（2）厂址选择及电站布置

通过对电站厂址区外交通条件、地形、地貌及太阳能资源情况的实地踏勘与分析，并经多方案比较后，确定电站采用方形布置，以提高土地利用率；电站分两个区布置：管理区和生产区，功能分区明确，方便运行管理。本电站布置紧凑，占地面积小，土地利用率高，电缆和场内道路长度相对较小，有利于降低工程造价、降低场内线损。

（3）道路规划

电站外建设有泥结碎石道路，宽度为 4m~6m，并按永临结合考虑，以满足施工、对外联系及日常检修的需要。

采取上述措施将极大的节省道路造价，达到节能降耗目的。

（4）变电工程

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

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

（5）电气部分

优化设计，减少占地面积，节省材料用量：

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

主要措施如下：

a) 降低子线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少电晕损耗，达到节能目的。

b) 升压变压器、厂用变压器等设备选用节能产品，降低变压器损耗。

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

d) 严格控制建筑面积, 减少采暖面积, 有效降低相应的能耗。

(6) 土建部分

场区设计的合理与否关键在规划, 在本电站的规划中着重抓总体规划。规划设配合电气工艺在设计过程中充分考虑了电站集电线路、送出线路的分布。结合厂址的环境、地理位置、交通运输等条件, 充分比较并优化了电气总平面布置方案, 从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。

优化场区的道路、电缆沟及综合管线的布置, 做到布局合理, 电缆敷设路径最佳。

泵房内生活泵采用变频生活泵, 根据用水量大小来调节生活泵转速, 以达到节能的目的。

考虑到我国是一个缺水的国家, 在设计中要本着节约用水的原则, 使用节水节能型卫生器具。

根据场地设计, 合理布置绿化管线, 禁止大水漫灌以节约用水。

本工程已将生活污水进行了处理, 不会对环境造成危害, 尽量做到生活污水零排放。

建筑物围护材料避免使用实心粘土砖, 积极推广新型建筑材料, 采用能耗低的空心砌块、粉煤灰砌体。在设计过程中, 重视建筑节能设计, 降低建筑能耗, 减少采暖负荷, 在保证室内热环境及卫生标准的前提下, 做好建筑采暖、空调以及照明系统的设计, 充分利用自然采光和自然通风, 大力推广节能型门窗, 提高建筑物的保温、隔热性能。确保单位建筑面积的能耗达标。

(7) 线路工程

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

a) 路径方案

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

b) 导线选型

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

电站集电线路电压等级的选择, 通过集电线路负荷距以及经济输送容量的计算,

求得线路造价最低并且线路损耗最低，推荐采用 35kV 电压等级。

c) 绝缘配合及金具设计

结合现场污源调查，确定工程各段的污秽等级。绝缘子金具串采取均压、屏蔽等措施，加强制造工艺，减少泄漏，减少电晕，降低损耗。

d) 基础设计

结合厂址工程地质条件及光伏电站的特点，在保障安全要求的前提下，尽量减少混凝土耗量。

14.4.2 建筑节能

(1) 建筑节能设计原则

a) 贯彻国家有关法律法规，改善公共建筑室内环境，提高居民生活质量，并提高能源利用效率，创造节约型社会。

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

c) 根据本工程所处气候分区，建筑必须充分满足冬季保温要求。

(2) 建筑节能措施

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

a) 建筑总平面的布置和设计，利用冬季日照并避开冬季主导风向，利用夏季自然通风。建筑物的主朝向宜选择本地区最佳朝向或接近最佳朝向。

b) 根据本工程所处的建筑气候分区，围护结构的热工性能应达到国家节能标准的规定。围护结构的保温隔热材料宜选用高效环保型。

c) 为减少热量损失，每个朝向的窗墙面积比均不应大于 0.7 并且符合国家节能标准的规定。外窗可开启的面积不小于窗面积的 30%。

d) 外门窗应采用节能门窗。屋面考虑保温处理。

e) 外墙与屋面的热桥部位的内表面温度不应低于室内空气露点温度。

14.4.3 水资源节约

本工程运行期水消耗较少，主要为站内运行人员生活用水、绿化用水。

14.4.4 电气节能

本工程集电线路采用 35kV 电缆集电线路方案；综合用房照明灯具选用节能型灯具，以降低电气设备损耗及生活生产用电损耗。

14.4.5 油料节约

施工期和运行期所需油料均可由市场采购解决,对项目所在地区的能耗负荷影响很小。

14.4.6 建设管理的节能措施建议

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

在施工期,应制订能源管理措施和制度、防止能源无谓消耗;应对进场施工人员加强宣传,强化节能意识,注重节约成本;应对施工设备制订和工程施工特点相符合的能耗指标和标准、严格控制能源消耗;应加强对能源储存的安全防护。防止能源损失;应合理安排施工次序,做好施工设备的维护管理和优化调度。

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

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

14.5 节能降耗效益分析

本电站建成后预计每年可为电网提供电量145436.9万kWh,与相同发电量的火电相比,相当于每年可节约标煤44.3万吨,相应每年可减少多种大气污染物的排放,其中减少二氧化硫(SO₂)排放量约232.7吨,二氧化碳(CO₂)约121.0万吨,氮氧化物(NO_x)约260.3吨。

光伏电站的建设替代燃煤电厂的建设,可达到充分利用可再生能源、节约不再生化石资源的目的,将大大减少对环境的污染,同时还可节约大量淡水资源,对改善大气环境有积极的作用。可见光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极的作用,并有明显的节能、环境和社会效益。

14.6 结论

本工程采用绿色能源—太阳能,并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原

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

太阳能是一种清洁的可再生能源，太阳能光伏发电不会产生大气、水污染问题和废渣堆放问题。通过贯彻落实各项节能措施，本工程节能指针满足国家有关规定的要求。

本工程将是一个环保、低耗能、节约型的太阳能光伏发电项目。

第十五章 工程投资概算

15 工程投资概算

15.1 编制原则及依据

15.1.1 工程概况

工程计划施工工期为 12 个月。

资金来源：本项目注册资本金占总投资的 20%，其余资金为银行贷款。

工程静态投资 403340.86 万元，单位投资 4134.92 元/ kW；

工程动态投资 410088.65 万元，单位投资 4204.09 元/ kW。

（概算中包含送出工程投资 800 万元（估列））

15.1.2 编制原则及依据

1、本工程设计概算静态投资水平年为 2023 年。

2、工程量：工程量由设计人员根据工艺系统设计方案提供。

3、项目划分：概算报告编制依据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》。

4、定额及取费：建筑按照工程参照国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额》（NB/T32035-2016），不足部分参照《电力建设工程概算定额》（2018 版）进行补充计算。其他费用取费参考国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32327-2016）。

5、参考可再生定额 [2019] 14 号《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》；

6、国家发展计划委员会投资[1999]1340 号文《国家计委关于加强对基本建设大中型项目概算中“价差预备费”管理有关问题的通知》；

7、其他参考：当地相关政策、文件规定等。

15.1.3 基础价格

15.1.3.1 人工预算单价及主要材料预算价格

a) 人工预算单价按照《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T32027-2016）的规定计算的规定计算；

b) 主要材料预算价格按山东省东营市 2023 年第二季度市场价格水平确定，并计入材料运杂费及采购保管费等。

表 15.1 人工预算单价及主要材料预算价格表

名 称	单 位	预算价格
高级熟练工	元/工时	10.26
熟练工	元/工时	7.61
半熟练工	元/工时	5.95
普工	元/工时	4.90
普通水泥 42.5	元/t	540
钢筋（综合）	元/t	4820
中粗砂	元/m ³	185
石子	元/ m ³	180

15.1.3.2 主要机电设备价格

主要设备价格按业主提供价格计列,其他设备价格参考近期其他类似工程同类设备价格计列。

光伏组件单晶双面 545Wp、655Wp 1.7 元/Wp（到场价）。

15.1.4 费率标准

15.1.4.1 工程取费标准

工程取费标准见下表:

表 14.2 工程取费标准表

编号	项 目 名 称	计 算 基 础	费用标准	
			建筑工程	安装工程
一	直接费			
1	直接工程费			
2	措施费	人工+机械	13.74%	9.58%
二	间接费			
	土方工程	人工+机械	23.86%	
	石方工程	人工+机械	27.76%	
	混凝土工程	人工+机械	62.76%	
	钢筋工程	人工+机械	54.16%	
	基础处理工程	人工+机械	46.99%	
	砌体砌筑工程	人工+机械	50.9%	
	机电设备安装	人工费		139.78%

编号	项目名称	计算基础	费用标准	
			建筑工程	安装工程
三	利润	人工+机械+措施+间接费	7%	
四	税金	一+二+三	9%	

15.1.4.2 其他费用

(1) 建设用地费

根据工程实际情况数据，征地费暂按 10.20 万元/亩；租地费按 1300 元/亩计算、一付十年，海域使用金按 820 元/亩计算，建设期租地费用计入建设投资。运行期各年租地费计入运营成本。

(2) 其他费用按照《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016) 进行计列。

(3) 勘察设计费

勘察设计费参照国家能源局发布的《风电场工程勘察设计收费标准》(NB/T 31007-2011)。

15.1.5 基本预备费

基本预备费：按规定取建筑工程费、安装工程费、设备购置费、其他费用之和的 1%。

15.1.6 价差预备费

价差预备费根据国家计委计投资(1999)1340 号文精神，工程总投资中暂不计列。

15.1.7 建设期贷款利息

本项目注册资本金占总投资的 20%，建设期贷款利率按 4.2% 计算。

15.1.8 送出工程

本项目含光伏电站送出工程投资 800 万元。

15.1.9 主要技术经济指标

表 15.3 主要技术经济指标表				
工程名称	东营辉阳清洁能源有限公司渔光互补四期 1350MW 太阳能光伏电站项目	光伏组件设备价格	元/Wp	1.7
建设地点	山东省东营市	组串式逆变器	元/W	0.13

装机规模	MWp	750	主 要 工 程 量	组件	块	1622684
组件容量	Wp/块	545、655		支架	MW	975.45
年均上网电量	万 kWh	145436.9		组串式逆变器	台	2422
年利用小时数	h	1491		箱变	座	167
工程静态投资	万元	403340.86		土石方开挖	m3	173165.61
建设期利息	万元	6747.79		混凝土	m3	966.46
工程动态投资	万元	410088.65		钢筋	t	96.61
单位千瓦投资 (静态)	元/kWp	4134.92	建 设 用 地 面 积	永久用地	亩	49.09
单位千瓦投资 (动态)	元/kWp	4204.09		临时用(租)地	亩	26766.44
			总工期		月	12

15.2 工程设计概算

工程设计概算见附表

- (1) 工程总概算表
- (2) 设备及安装工程概算表
- (3) 建筑工程概算表
- (4) 其他费用概算表

第十六章 财务评价与社会效果分析

16 财务评价与社会效果分析

16.1 概述

本项目装机容量 750.032MW，年平均上网电量为 145436.9 万 kWh。

本工程财务评价计算期取 26 年，其中第一年为建设期，生产运营期 25 年。

依据《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T32043-2018）、《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》以及现行的财税政策，对本项目进行财务评价。

16.2 财务评价

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的基础上，对项目进行财务效益分析，考察项目的盈利能力、清偿能力等财务状况。

16.2.1 项目投资和资金筹措

1) 项目建设资金构成

(1) 固定资产投资

根据本阶段设计概算成果，本项目固定资产投资为 410088.65 万元，单位千瓦静态投资 4134.92 元，单位千瓦动态投资 4204.09 元。

(2) 建设期利息

本项目建设期利息为 6747.79 万元，年利率按 4.2%计息。建设期利息按 1 年计算。

(3) 流动资金

本项目流动资金按 30 元/kW 计算，约为 2926.35 万元。流动资金 30%采用自有资金，70%采用银行贷款，贷款利率按 3.55%计算。

2) 资金筹措及贷款偿还条件

本项目总投资为 413015.00 万元，其中：

1) 自筹资金：项目资本金按 20%考虑，约为 82895.64 万元，其中 82017.73 万元用于建设投资，877.91 万元用于流动资金。

2) 债务资金（长贷）：本项目长期贷款总额约为 328070.92 万元，其中建设贷款本金为 321323.13 万元，建设期利息为 6747.79 万元。正常运营后采用等额还本利息照付的还款方式，15 年内还清贷款之本息。

3) 流动资金贷款：本项目流动资金 70%采用银行贷款，约为 2048.45 万元，贷

款利率按 3.55% 计算。

16.2.2 分析和评价

1) 总成本费用计算

(1) 固定资产原值计算

资产原值 = 固定资产投资 - 可抵扣增值税

本项目的固定资产投资为 410088.65 万元，可抵扣增值税为 36446.63 万元，故本项目固定资产原值为 373642.03 万元。

(2) 光伏电站发电成本计算

光伏电站发电成本主要包括折旧费、摊销费、维修费、职工工资及福利费、劳保统筹和住房基金、保险费、利息支出和其他费用等。

发电经营成本为不包括折旧费、摊销费和利息支出的其他全部费用。

固定资产折旧：固定资产采用直线法折旧，折旧年限 25 年，残值取 5%；

维修费：第 1-3 年按照固定资产原值的 0.1% 计提，第 4-8 年按照固定资产原值的 0.3% 计提，第 9-13 年按照固定资产原值的 0.5% 计提，第 14 年-25 年按照固定资产原值的 0.7% 计提；

工资及福利：全场定员按 10 人计，工资按照标准 10 万元/人·年，福利及其他按照 60%；

保险费：按照固定资产原值的 0.25% 计列；

材料费：按照 10 元/kW 计算；

其他费用：按照 30 元/kW 计算；

租地费：陆地区域租地经营期按照一付十年计入成本第 11-20 年 34796.37 万元，第 21-26 年 20877.82 万元，海域使用金经营期每年按 2194.85 万元计算。

租赁储能：30% 储能，2 小时每年按 5850 万元计算；

2) 发电效益计算

(1) 效益测算

计算期：项目计算期约 26 年，其中含建设期 12 个月，正常运营期 25 年。

发电能力：首年上网电量 153918.1 万 kWh，以后逐年衰减，年均上网电量 145436.9 万 kWh。

上网电价：本项目为平价上网项目，上网含税电价按 0.35 元/kWh 进行收益测算。

(2) 税、费

增值税

根据《财政部税务总局海关总署公告 2019 年第 39 号》国家财税政策规定，“增值税一般纳税人（以下称纳税人）发生增值税应税销售行为或者进口货物，原适用 16%税率的，税率调整为 13%；原适用 10%税率的，税率调整为 9%”。

销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税、教育附加费和地方教育费附加，以增值税税额为基础征收，按规定本工程的税率分别采用 5%、3%和 2%。

所得税

本项目所得税按当年应纳税所得额为基数征收，应纳税所得额为利润总额扣除弥补以前年度亏损后的余额。

根据国税发[2009]80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，《企业所得税法》第二十七条第二款，《企业所得税法实施条例》第八十七条及财政部，国家税务总局、国家发展和改革委员会以财税（2008）116 号文发布的《公共基础设施项目企业所得税优惠目录（2008 年版）》，“由政府投资主管部门核准的太阳能发电新建项目”条件的，自项目取得第一笔生产经营收入所属年度起，第一至第三年免征所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

对非国家重点公共设施项目，从事节能环保、沼气综合利用、海水淡化等行业的企业：《企业所得税法实施条例》第八十八条企业所得税法第二十七条第（三）项：除国家重点公共设施项目，从事节能环保、沼气综合利用、海水淡化等行业的企业也能享受到上述“三免三减半”的优惠。

即无论本项目是否为国家重点公共设施项目，均可享受所得税“三免三减半”的优惠，即第一年至第 3 年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税（12.5%），第六年后按 25%的税率征收企业所得税。

（3）利润及分配

发电收入扣除总成本费用、实缴增值税和销售税金附加后即为发电利润，发电利润扣除应交所得税即为税后利润。

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

3）清偿能力分析

(1) 借款还本付息：

本项目长期贷款的偿还，采用等额还本利息照付的还款方式自正常运营后 15 年内还清贷款之本息。光伏电站的还贷资金主要包括还贷利润、还贷折旧和摊销等。

(2) 资产负债分析

计算表明本项目在计算期内各年资产、负债和所有者权益情况，随着光伏电站的投产发电，资产负债率逐年下降，整个计算期内资产负债比例适当，说明项目有偿债能力。

4) 盈利能力分析

本项目电价按含税电价 0.35 元/kWh. 租用储能 30%，2 小时进行收益测算。根据现金流量表可计算出以下财务评价指标：

项目投资税前财务内部收益率为 5.87%，高于《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）中项目融资前税前财务基准收益率 5%，项目投资税后财务内部收益率为 4.93%，项目投资回收期税后 14.92 年。

项目资本金税后财务内部收益率为 5.80%。

项目投资税前财务内部收益率及项目资本金税后财务内部收益率均高于行业财务基准收益率，项目盈利能力较好，财务指标汇总表如下：

表 16.1 财务指标汇总表

序号	项目	单位	数值
1	系统容量	MW	975.45
2	年售电量	MWh	1454369.00
3	项目总投资	万元	413015.00
4	建设期利息	万元	6747.79
5	流动资金	万元	2926.35
6	销售收入总额（不含增值税）	万元	1126170.69
7	总成本费用	万元	915139.06
8	销售税金附加总额	万元	10995.56
9	利润总额	万元	200036.07
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	0.3097
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	0.35

表 16.1 财务指标汇总表

序号	项目	单位	数值
12	项目投资回收期（所得税前）	年	13.72
13	项目投资回收期（所得税后）	年	14.92
14	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	5.87
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	4.93
16	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	31091.15
17	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	34627.16
18	资本金财务内部收益率	%	5.80
19	资本金财务净现值	万元	11385.73
20	总投资收益率（ROI）	%	3.22
21	投资利税率	%	2.04
22	项目资本金净利润率（ROE）	%	7.63
23	资产负债率（最大值）	%	80.00
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	82.06
25	度电成本（LCOE）	元/kWh	0.3466

5) 财务生存能力分析

根据财务利润与利润分配表和财务分析辅助表格，可编制财务计划现金流量表，考察项目计算期内的投资、融资和经营活动所产生的各项现金流入和流出，计算项目净现金流量和累计盈余资金，以分析项目是否有足够的净现金流量维持正常运营，实现财务可持续性。

本项目各年累计盈余资金都为正值，说明本项目有足够的净现金流量维持正常运营，财务生存能力满足要求。

6) 敏感性分析

可行性研究阶段所确定的条件与参数，必然存在着一定的不确定性。下面就影响项目经济性的较敏感因素——工程投资、上网电量、上网电价等方面进行单因素变化敏感性分析。

表 16.2 敏感性分析表

方案类型	变化幅度 (%)	投资回收期 (所得税后) (年)	项目投资财务内部收益率 (所得税前) (%)	项目投资财务内部收益率 (所得税后) (%)	资本金财务内部收益率 (%)
投资变化分析	-10.00	13.49	7.13	6.04	9.10
	-5.00	14.20	6.48	5.46	7.31
	0.00	14.92	5.87	4.93	5.80
	5.00	15.65	5.32	4.44	4.59
	10.00	16.37	4.80	4.00	3.53
上网产量变化分析	-10.00	17.44	4.13	3.39	2.18
	-5.00	16.09	5.02	4.17	3.96
	0.00	14.92	5.87	4.93	5.80
	5.00	13.91	6.70	5.67	7.91
	10.00	13.04	7.51	6.40	10.08
电价变化分析	-10.00	17.44	4.13	3.39	2.18
	-5.00	16.09	5.02	4.17	3.96
	0.00	14.92	5.87	4.93	5.80
	5.00	13.91	6.70	5.67	7.91
	10.00	13.04	7.51	6.40	10.08

通过上述敏感性分析可知：上网电量和上网电价是最敏感因素，其次是项目静态投资。建设单位除了在开发建设及经营过程中优化设计、降低建设成本和运营成本外，还应提高管理水平，以助于提高收益，降低风险。

16.2.3 财务评价结论

在满足年平均上网电量 145436.9 万千瓦时，含税电价按 0.35 元/kWh 的条件下，通过对项目的清偿能力、盈利能力、财务生存能力的分析，本工程的各项经济指标较好。光伏发电是可再生的清洁能源，是国家大力扶持的产业，具有广阔的发展前景。

16.3 社会效果评价

16.3.1 社会效果分析

本项目工程地质、交通运输和土地权属类别等条件适宜建设光伏电站，通过科学、合理所确定的方阵布置，能够产生良好的经济效益。按照上述内容要求就本项目建设所产生的社会效果，初步分析结论如下：

- 1) 充分开发和利用当地太阳能，建立太阳能发电站，优化了电源结构，增加了能源供给，势必建立起良好的经济发展硬环境；
- 2) 建设项目的增加，带动当地建筑业、建材业的发展；
- 3) 太阳能发电项目的增加促进相关产业发展，带来发电收入和地方税收的增加；
- 4) 改善和提高当地居民的物质生活，促进城市化的进程，进而提高当地居民的物质和精神文明的生活水平。

太阳能光伏发电符合国家产业政策和可持续发展战略，具有较好的经济效益、社

会效益和环境效益。项目建设地太阳能资源储量丰富，发展太阳能具有显著的社会效益：不仅可以改善能源结构的不合理，增加新能源在电网中的份额；同时能缓解当地电力供需的紧张情况，对发展当地经济具有深远的意义，使当地尽快发挥本地优势，加快经济建设速度。

16.3.2 节能减排效益

光伏发电所利用的太阳能是可再生能源，太阳能的大量利用可极大的减少一次能源（如煤、石油、天然气）的利用，从而减少了因开发一次能源而造成的污染物排放、毁坏植被、影响海洋生态等环境问题。在现在全球环境保护问题越来越突出的情况下，充分利用可再生能源，在提供新的电源的同时，不产生烟尘、SO₂、温室气体、废水等污染物、不会因开采造成自然界不可恢复的破坏，具有非常突出的环境效益。

光伏电站建成后，同燃煤电站采取相应环保治理措施后相比，每年可为国家节约可观的煤源及相应每年可减少多种有害气体和废渣排放。太阳能是清洁能源，充分利用太阳能发电对缓解当前的能源危机和环境压力都有着重要的意义。

16.4 结论

太阳能属于可再生的清洁能源，光伏发电符合国家产业政策和可持续发展战略，具有较好的经济效益、社会效益和环境效益。

16.5 财务评价附表

财务评价表格见后附表。

- (1) 项目总投资使用计划与资金筹措表
- (2) 总成本费用估算表
- (3) 资产折旧摊销估算表
- (4) 利润与利润分配表
- (5) 借款还本付息计划表
- (6) 财务计划现金流量表
- (7) 项目投资现金流量表
- (8) 项目资本金现金流量表
- (9) 投资各方现金流量表
- (10) 资产负债表
- (11) 财务指标汇总表
- (12) 敏感性分析表

第十七章 结论和建议

17 结论及建议

17.1 结论

1) 项目场址处工程代表年总辐射量为 5288.4MJ/m², 根据《太阳能资源评估方法》(GB/T 37526-2019) 中太阳能资源丰富程度的分级评估方法, 该区域的太阳能资源丰富程度属 B 类区, 即“资源很丰富”(5040~6300MJ/m²·a), 散射辐射占主导, 稳定程度较好, 具有一定的太阳能光伏发电项目的开发前景。

2) 光伏发电是国家鼓励的可再生能源的利用项目, 既没有燃料消耗, 又没有“三废”的排放, 因此本光伏电站的建设具有良好的环境效益和社会效益。

本项目为渔光互补光伏电站, 既充分利用该地区清洁、丰富的太阳能资源, 又可促进当地的经济发展, 提高居民生活水平, 项目建设具有良好的经济效益、社会效益和环境效益。

3) 本项目直流侧装机容量为 975.4507MW_p, 交流侧装机容量为 750MW, 采用 545W_p 和 655W_p 两种双面双玻单晶硅组件, 场区由 128 个光伏发电分系统组成, 320kW 组串式逆变器对应的每个光伏发电方阵交流侧容量采用 4.48MW, 300kW 组串式逆变器对应的每个光伏发电方阵交流侧容量采用 4.5MW, 箱逆变一体机对应的每个光伏发电方阵交流侧容量采用 4.4MW。本项目光伏阵列采用平单轴跟踪支架。

4) 根据总装机容量、倾斜面辐照量、系统效率以及光伏组件标称效率衰减等, 计算出光伏电站首年发电量为 153918.1 万千瓦时, 首年利用小时数 1577.9h; 25 年年均发电量为 145436.9 万千瓦时, 年均利用小时 1491.0h, 25 年总发电量约为 363.6 亿千瓦时。

5) 本工程概算按工程所在地近期材料价格进行编制。工程静态投资 370137.64 万元, 单位投资 3794.53 元/kW, 工程动态投资 376329.94 万元, 单位投资 3858.01 元/kW。

6) 本工程财务评价计算期采用 26 年, 其中第一年建设期, 生产经营期 25 年, 项目总投资的 20% 使用资本金, 其余为银行贷款。

本项目电价按 0.35 元/kWh, 租用 30% 储能, 2 小时的情况下, 测算项目的各项财务指标, 项目投资税前财务内部收益率为 7.25%, 高于《建设项目经济评价方法与参数》(第三版) 中的项目融资前税前财务基准收益率 5%。

项目经济上可行。

17.2 建议

- 1) 本项目尽快进行海域使用权论证，落实项目用地。
- 2) 建议建设单位尽快取得本项目前期各支持性文件，确保项目顺利建设投产。