

图号	版号
33-NZ17071K-A02	0

甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目

组团 5：甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦 光伏项目 深化可行性研究报告

第 2 卷 330kV 升压储能站报告

（收口版）

中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

2025 年 7 月

批准： 田家平

田家平

审核： 沈洪流 陶 涌 王世英

沈洪流 陶涌 王世英

校核： 王世英 王 东

王世英 王东

编写： 王 雪 高尤毅 李 根 梁 宇 安嘉妮

王雪 高尤毅 李根 梁宇 安嘉妮

金鹏飞 尹乐平 吴 沁 赵红飞 王 坚

金鹏飞 尹乐平 吴沁 赵红飞 王坚

张 行 李世伟 申耀铎 薛偲琦 张雪琪

张行 李世伟 申耀铎 薛偲琦 张雪琪

目录

1. 概述	1
1.1. 工程概述	1
1.2. 深化可研主要技术方案	5
2. 电力系统	11
2.1. 电网基本情况	11
2.2. 接入系统方案	16
3. 电气一次	17
3.1. 设计依据	17
3.2. 电气主接线	18
3.3. 短路电流计算及主要设备选择	19
3.4. 绝缘配合及过电压保护	27
3.5. 电气平面布置及配电装置	31
3.6. 站用电及照明	32
3.7. 防雷接地	37
3.8. 电缆敷设及防火封堵	39
4. 电气二次	40
4.1. 系统二次	40
4.2. 系统通信	49
4.3. 一体化监控系统	51
4.4. 元件保护	55
4.5. 直流电源及交流不间断电源系统	56
4.6. 其他二次系统	61
4.7. 二次设备组柜及布置	64
4.8. 电流互感器、电压互感器二次参数选择	64
4.9. 二次设备的接地、防雷、抗干扰	66
5. 储能系统	67
5.1. 概述	67
5.2. 技术方案	70

6. 分布式调相机	76
6.1. 调相机原则接线及布置	76
6.2. 不停电电源和直流系统	79
6.3. 控制、测量、保护和自动装置	79
6.4. 过电压保护及接地	82
6.5. 电缆及电缆敷设	83
6.6. 照明	84
6.7. 辅助监控系统	84
6.8. 火灾报警系统	85
7. 土建	85
7.1. 升压储能站总平面布置	85
7.2. 建筑	88
7.3. 结构	93
8. 水工及暖通	97
8.1. 站区供排水条件	97
8.2. 给排水系统	97
8.3. 采暖通风与空气调节	99
9. 消防	100
9.1. 概述	100
9.2. 消防总体设计方案	101
9.3. 消防措施	102
9.4. 消防给水系统	110
9.5. 消防电气设计	113
9.6. 通风空调系统的消防设计	114
9.7. 消防监控系统	114
9.8. 施工消防规划	114
10. 环境保护、水土保持	115
10.1. 环境保护	115
10.2. 水土保持	120

11. 劳动安全和职业卫生	124
11.1. 概述	124
11.2. 劳动安全、职业病设施设计	126
11.3. 劳动安全与职业卫生专项投资概算	132
11.4. 预期效果评价	132
12. 施工组织设计及大件运输方案	133
12.1. 编制依据	133
12.2. 施工条件	133
12.3. 施工总布置	135
12.4. 施工交通运输	136
12.5. 工程用地	137
12.6. 主体工程施工	138
12.7. 施工总进度	144

1. 概述

1.1. 工程概述

1.1.1. 编制依据

1.1.1.1. 遵循的主要法律、法规

《中华人民共和国土地法》

《中华人民共和国环境保护法》

《中华人民共和国文物保护法》

《中华人民共和国水土保持法》

《中华人民共和国环境噪声污染防治法》

《电磁辐射环境保护管理办法》

国家发展和改革委员会令 2024 年第 27 号《电力监控系统安全防护规定》

中华人民共和国国务院令第 588 号电力设施保护条例（修订）

国家能源局《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）

1.1.1.2. 遵循的主要规程规范

《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008

《66kV 及以下架空电力线路设计标准（2025 版）》GB50061-2010

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014

《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065-2011

《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013

《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018

《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019

《电力设施抗震设计规范》GB50260-2013

《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB/T11022-2020

《电力变压器选用导则》GB/T17468-2019

《高压/低压预装式变电站》DL/T537-2018

《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T5002-2005

《电力系统调度自动化设计规程》DL/T5003-2017

《变电站总布置设计技术规程》DL/T5056-2024

《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T5218-2012

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222-2021

《高压配电装置设计规范》DL/T5352-2018

《电力系统污区分级与外绝缘选择标准》Q/GDW152-2006

《工程结构通用规范》GB55001-2021

《混凝土结构通用规范》GB55008-2021

《建筑抗震设计标准（2024 年版）》GB/T50011-2010

《构筑物抗震设计规范》GB50191-2012

《混凝土结构设计标准（2024 年版）》GB/T50010-2010

《钢结构设计标准》GB50017-2017

《建筑设计防火规范(2018 年版)》GB50016-2014

《变电站建筑结构设计技术规程》DL/T5457-2012

1.1.1.3.其他资料

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告第 1 卷总报告》

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告第 3 卷第 19 册古浪黄花滩 1#100 万千瓦光伏接入系统设计报告》

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告第 3 卷第 20 册古浪黄花滩 2#100 万千瓦光伏接入系统设计报告》

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告第 4 卷第 3 册第 5 分册组团 5 升压储能站可行性研究报告》

电规总院编制的《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地项目可行性研究报告第 4 卷第 3 册第 6 分册 330kV 架空线路》

1.1.2. 工程建设规模

甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏项目位于甘肃省古浪县，规划装机容量为 200 万千瓦。新建两座 330kV 升压储能站（1#330kV 升压储能站、2#330kV 升压储能站），用于甘肃古浪陇电入浙黄花滩 200 万千瓦光伏及 480MW/960MWh 储能系统的汇集送出。

根据光伏用地地块分布，1#升压储能站拟接入的光伏系统装机容量为 800MW，2#升压储能站拟接入的光伏系统装机容量为 1200MW。每个升压储

能站按照接入光伏系统容量的 24%/2 小时放电时长配置储能系统，按照各站所需补偿的无功容量配置无功补偿装置。

表 1.1-1 330kV 升压储能站建设规模

序号	项目	1#330kV 升压储能站	2#330kV 升压储能站
1	主变压器	3×280MVA	4×320MVA
2	330kV 出线	3 回	1 回
3	35kV 出线	32 回光伏+9 回储能	48 回光伏+15 回储能
4	电化学储能系统	190MW/380MWh	290MW/580MWh
5	35kV 无功补偿装置	2×50Mvar+2×45Mvar	6×55.5Mvar
6	分布式调相机	1×50Mvar	6×50Mvar

1.1.3. 设计范围及分工

1.1.3.1. 设计范围

本设计不含送出线路和对端间隔的设计，330kV 升压储能站设计范围主要有以下内容：

- (1) 站区总平面及进站道路。
- (2) 站内各级电压配电装置及站用电系统。
- (3) 无功补偿及分布式调相机系统。
- (4) 电化学储能系统。
- (5) 微机综合自动化系统及继电保护、安全自动装置。
- (6) 调度自动化系统及系统通信。
- (7) 站内综合楼、35kV 配电装置设备室、二次设备室等生活、生产建筑物。
- (8) 消防水池、综合泵房、危废品库等辅助生产及附属建构筑物。
- (9) 站内给排水设施。
- (10) 站内采暖通风设施及消防设施。
- (11) 附属设施，如电缆沟（隧道）、接地、防雷、围墙、消防通道等。

1.1.3.2. 设计分工

- (1) 与送出线路分界：330kV 升压储能站设计以 330kV 出线门型架外侧

绝缘子串为界，避雷器和电压互感器的引线及金具包含在内。

(2) 与光伏发电场的分界：330kV 升压储能站设计以 35kV 光伏发电场进线开关柜为界，不含光伏发电场进线电缆终端及光伏发电场本体相关控制保护通信系统设备。

1.1.4. 站址条件

1.1.4.1. 气象条件

距离项目场区较近的两个气象站是古浪气象站和武威气象站，两气象站分别距场区中心约 44km、51km，以古浪气象站和武威气象站的实测气象资料（统计年限为 1994~2023 年）作为本工程的设计参考。

表 1.1-2 两气象站气象要素特征表

项目	古浪气象站	武威气象站
累年平均大气压(hpa)	793.6	846.6
累年平均气温(°C)	6.6	9.1
极端最高气温(°C)	35.0(2010.7.29)	40.8(1997.7.22)
极端最低气温(°C)	-25.4(2023.1.24)	-27.2(2023.1.24)
累年平均最高气温(°C)	37.1	37.1
累年平均最低气温(°C)	-20.6	-21.1
累年最热月(7 月)平均气温(°C)	22.0	25.0
累年最冷月(1 月)平均气温(°C)	-13.5	-12.8
累年平均相对湿度(%)	49.3	48.6
累年最小相对湿度(%)	0	0
累年平均水汽压(hpa)	5.8	6.8
累年平均降水量(mm)	360.2	181.2
累年最大年降水量(mm)	482.2(2019)	263.4(2018)
累年最小年降水量(mm)	240.4(2013)	85.2(2013)
累年最大 24 小时降水量(mm)	53.8	53.7
累年平均蒸发量(mm)	1932.1	802.5
累年平均雷暴日数(d)	15.2	10.4

累年平均年雾日数(d)	3.1	2.2
最多年雾日数(d)	10	8
累年最大积雪深度(cm)	15(1995.3)	4.9(2016.1)
累年平均风速(m/s)	2.9	1.8
累年最大风速(m/s)	14.3(NNW, 2023.5.24)	16.6(WNW, 2016.6.9)
累年瞬时最大风速(m/s)	25.0	28.6

1.1.4.2. 进出线走廊条件

根据站址位置，1#和 2#330kV 升压储能站的 330kV 出线均先向西架空出线再向北架空出线，1#330kV 升压储能站的 35kV 出线向南、向北电缆出线，2#330kV 升压储能站的 35kV 出线向南、向北电缆出线。

330kV 升压储能站站址地势较平缓、进出线走廊较开阔，进出线走廊满足要求。

1.1.4.3. 地质条件

工程区区域构造稳定性较好，工程区 50 年超越概率 10%时的地震动峰值加速度为 0.15g，相应地震烈度为Ⅶ度。场址区冻土为季节性冻土，最大季节性冻土深度为地面以下 1.2m。场区地下水埋藏深较大，季节性冻土带内土层含水量较低，一般呈干燥或稍湿状态，冻土构造类别为整体构造，冻土类型为少冰冻土。

场地风积砂场地（大部分地段）地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，地基土对钢结构具微腐蚀性。场址区地下水位埋深均大于 30m，故可不考虑地下水对基础的影响。

1.2. 深化可研主要技术方案

1.2.1. 电气一次

1.2.1.1. 电气主接线

(1) #1 升压储能站

主变压器：设 3 台 330/35kV 的 280MVA 主变压器，本期一次性建成。

330kV 电气主接线：建设 330kV 出线 3 回，主变进线 3 回，采用双母线接线。

35kV 电气主接线：每台主变压器 35kV 侧考虑单母线分支接线，母线间无分段开关互相连接。

主变 330kV 中性点选择经隔离开关接地方式，配置一套中性点成套设备。每台主变的 35kV 侧系统均采用经小电阻接地方式。

(2) #2 升压储能站

主变压器：设 4 台 330/35kV 的 320MVA 主变压器，本期一次性建成。

330kV 电气主接线：建设 330kV 出线 1 回，主变进线 4 回，采用双母线接线。

35kV 电气主接线：每台主变压器 35kV 侧考虑单母线分支接线，母线间无分段开关互相连接。

主变 330kV 中性点选择经隔离开关接地方式，配置一套中性点成套设备。每台主变的 35kV 侧系统均采用经小电阻接地方式。

1.2.1.2.主要电气设备选择

(1) 变压器采用户外、三相双绕组（带平衡绕组）、导向油循环风冷、有载调压电力变压器。

(2) 330kV 按 63kA、35kV 按 31.5kA 短路电流水平选择设备。

(3) 330kV 配电装置选用户外 AIS 设备。

(4) 35kV 配电装置采用屋内开关柜布置方案，选用空气绝缘柜。内装真空和 SF6 断路器；35kV 避雷器选用金属氧化物避雷器。

(5) 主变低压侧采用 35kV 绝缘铜管母线出线，其余 35kV 回路采用电缆进出线。

(6) 站址污秽等级按 d 级考虑。

1.2.2. 电气二次

1.2.2.1.变电站运行管理模式

330kV 升压储能站设计运行模式为“无人值班、少人值守”，本工程每座升压储能站设置 1 套一体化监控系统，可实现升压站、光伏、储能设备的综合监视和控制。

1.2.2.2. 继电保护

(1) 330kV 系统保护及与之相关的设备、网络等按照双重化原则进行配置。

(2) 每台主变压器配置两套电气量保护、一套非电量保护。

(3) 站用变设置三段式过流、过负荷和低压零序过电流保护。

(4) 35kV 光伏进线、储能进线开关柜设置三段式过电流保护、零序电流保护和过负荷保护。

(5) 35kV 调相机、SVG 开关柜设置三段式过电流保护、零序电流保护和过负荷保护。

(6) 35kV 站用变设置本体保护、二段式过电流保护、零序电流保护和过负荷保护。

(7) 35kV 调相机按调相机-变压器组单元配置保护装置，包括电气量保护和非电量保护。

1.2.3. 储能系统

推荐本项目采用标准化集装箱式液冷磷酸铁锂储能系统，单套储能系统容量 5MW/10MWh。

(1) 电池集装箱采用一体化设计，舱内集成有储能锂电池组、配电系统、消防系统、温控系统等。单个电池集装箱总容量为 5015kWh，每个 5MW/10MWh 储能单元含 2 组 5015kWh 的电池集装箱。

(2) PCS 中压集成一体机由 PCS 与一台变压器组成。交流侧中压采用 37kV/690V 干变+断路器的方案。电池集装箱与 PCS 直流侧连接采用直流铜电缆连接。

(3) 储能 380V 配电装置、就地二次设备、辅控系统、火灾报警系统等集成在电池舱一体机预制舱内。

(4) 为储能系统配置双回路站用电源。

1.2.4. 分布式调相机

在每座 330kV 升压储能站内设分布式调相机，本工程合计设 7 台调相机，总容量 350Mvar。其中，#1 升压储能站内设置 1 台单机容量为 50Mvar 的分布式调相机并预留 1 台调相机安装位置，#2 升压储能站内设置 6 台单机容量为

50Mvar 的分布式调相机。

单台分布式调相机均采用调相机—主变压器组接线，不设出口断路器，经调相机主变升压至 35kV 后，接入 330kV 升压储能站相应主变的 35kV 配电装置母线上。每个升压储能站内调相机设 2 台厂变，均引自升压储能站 35kV 配电装置母线段。

1.2.5. 土建

1.2.5.1. 总平面布置

本项目设置 2 座 330kV 升压储能站，其中，1#330kV 升压储能站位于西区光伏场区，1#330kV 升压储能站用地面积为 60000m²；2#330kV 升压储能站位于东区光伏场区，2#330kV 升压储能站用地面积为 63200m²。

升压储能站四周为 2.5m 高实体围墙，进站大门均设置于升压站南侧，出入口处采用 9m 宽电动大门。两个升压站站址均不受百年一遇洪水影响，站区竖向采用连续平坡式布置，站区排水采用自然散排方式。升压储能站按功能分区，分为生活区、升压变电区和储能区，总体布置如下：

生活区位于升压储能站西南侧，升压变电区主要位于站区北侧，储能区位于站区东侧。升压储能站进站道路从南侧接入，生活区位于站内西南侧，包括综合楼、综合泵房及消防水池、危废库及辅房、事故水池和消防水池、污水设备间及清水池等。升压变电区布置在站区西北侧，升压变电区从西向东依次为 330kV AIS 配电装置及二次设备楼、330kV 主变压器、35kV 配电装置楼、调相机区域，动态无功补偿装置布置在储能区南侧。储能区布置于站区东侧，布置有储能电池舱、储能升压舱及储能站用电设备舱。生活区与升压变电区、储能区通过 1.8m 高铁制围栅分隔。

1.2.5.2. 建筑方案

每座升压储能站主要建筑物有综合楼、35kV 配电装置楼、二次设备楼、危废库及辅房、综合泵房、污水设备间、雨淋阀室等。

(1) 综合楼

1#升压储能站的综合楼呈回字形布置，中间设室外景观庭院。总建筑面积 4731.83m²，三层框架结构，建筑高度 12.25m，其中裙房一层，建筑高度 6.05m。根据功能要求，裙房部分呈一字型布置于综合楼南侧，共一层，主要

功能包含有集控室、安全工器具室、检修办公室、备品备件间、厨房、餐厅及门卫室等；主楼部分呈一字型布置于综合楼北侧，共三层，一层包含有会议接待、会议室、资料室、外委人员办公室、运行办公室、党建工作室、办公室、库房及卫生间，二至三层有值班休息室、洗衣间及活动室。综合楼建筑类别为公共建筑，耐火等级为二级。

2#升压储能站的综合楼建筑面积 1391.52m^2 ，两层框架结构，建筑高度 8.65m 。一层包含有集控室、安全工器具室、办公室、值班休息室、厨房、餐厅等，二层有办公、会议室、资料室、活动室及值班休息室等。建筑类别为公共建筑，耐火等级为二级。

（2）35kV 配电装置楼

35kV 配电装置楼呈 L 型布置，1#升压储能站配电装置楼建筑面积为 2765m^2 ，2#升压储能站配电装置楼建筑面积为 3122m^2 。建筑高度为 7.35m ，主要布置有 35kV 移开式开关柜、站用变及其配电装置，设有 7 个对外出入口，疏散门净宽均大于 0.8m ，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为丁类。

（3）二次设备楼

1#和 2#升压储能站二次设备楼建筑面积为 371.28m^2 ，均采用单层框架结构，二次设备室高度 6.2m 。二次设备楼分为二次设备室和蓄电池室，二次设备室主要布置有交直流一体化电源、继电保护装置等二次设备屏柜，蓄电池室主要布置蓄电池组。所有房间都直接对外开门，疏散门净宽均大于 0.8m ，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为丁类。

（4）危废库及辅房

危废库及辅房建筑面积 145.8m^2 ，单层框架结构，建筑高度 5.1m 。该建筑所有房间直接对外开门，危废库设置一个安全疏散口，防洪物资库设置两个安全疏散口，疏散门净宽均大于 0.8m ，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为丙类。

（5）综合泵房等

综合泵房建筑面积 198.0m^2 ，单层框架结构，建筑高度 5.1m 。该建筑所有

房间直接对外开门，设置两个安全疏散口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

污水设备间、雨淋阀室均为单层框架结构，建筑面积和高度满足工艺需求。

1.2.5.3. 结构

35kV 配电装置楼、二次设备楼及综合楼为混凝土框架结构，基础采用独立基础，天然地基。结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

雨淋阀室、综合泵房、危废库及辅房均为单层混凝土框架结构。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为丙类，基本烈度为 7 度，按照 7 度采取抗震措施，抗震等级为三级。

1.2.6. 水工及暖通

(1) 给排水

本项目生活及消防水源拟接自黄花滩净水厂。

1#升压储能站按 80 人 24h 值守设计生活给水系统，拟在综合泵房内各设置 1 只不锈钢生活水箱和 1 套生活水变频供水装置，净水厂来水贮存于水箱内，经紫外消毒后，升压供至各用水点。

2#压储能站无人值守，10 人值班设计生活给水系统，拟在综合泵房内各设置 1 只不锈钢生活水箱和 1 套生活水变频供水装置，生活水贮存于水箱内，经紫外消毒后，升压供至各用水点。

生活污水通过污水管道收集进入生活污水调节池，经一体化污水处理设备处理达标后，储存在清水池（300m³），用于站区绿化和道路喷洒。

(2) 采暖、通风与空气调节

升压站内需要供暖的房间内采用电暖器供暖。泵房和各类库房采用自然通风；危废品库采用自然进风，机械排风的通风方式。

1.2.7. 消防

升压站部分消防设计主要包括各建（构）筑物的消防灭火系统、消防报

警系统、建筑防火等，升压站内设有消防给水系统；在综合办公楼、配电装置楼、辅助用房、调相机舱等建（构）筑内设置手提式灭火器；在主变压器附近设置推车式磷酸铵盐干粉灭火器以及砂箱、消防铲和消防桶等。330kV 主变采用水喷淋灭火系统。

预制舱内消防由供货厂家按照国家规范及当地消防主管部门的要求设置消防设备，包括消防灭火设备、消防检测设备、控制报警设备及联动设备消防设施等，舱体设置消防感烟感温探头、手动报警按钮和警报器。预制舱内设消防灭火器材的专用放置空间，按照《建筑灭火器配置设计规范》进行灭火器数量配置。

2. 电力系统

2.1. 电网基本情况

2.1.1. 电网基本情况

甘肃电网处于西北电网的中心位置，是西北电网的主要组成部分，目前交流电网最高电压等级为 750kV，主网电压等级为 750/330kV。目前甘肃电网通过平凉～乾县 2 回、麦积～宝鸡 2 回 750kV 线路，与陕西电网相联；通过兰州东～官亭 2 回、武胜～郭隆 3 回、沙州～鱼卡 2 回 750kV 线路与青海电网相联；通过白银～黄河 2 回 750kV 线路、平凉～六盘山 2 回 750kV 线路与宁夏电网相联；通过敦煌～哈密、沙州～烟墩 4 回 750kV 线路与新疆电网相联。2017 年±800kV 酒泉～湖南特高压直流投入运行，起点酒泉换流站以 3 回 750kV 线路接入酒泉地区 750kV 莫高变电站，终期最大送电容量为 8000MW。

截至 2022 年底，全省装机规模达到 67807.6MW。其中，火电装机 23125.7MW，水电装机 9718.2MW、风电装机 20729.6MW，光伏装机 13964.1MW，光热装机 210MW，储能装机 60MW，占比分别为 34.10%、14.33%、30.57%、20.59%、0.31%、0.09%。其中，可再生能源装机占比 65.81%，非水可再生能源装机占比 51.47%。

2022 年甘肃省全社会用电量达到 1500.69 亿 kWh，较上年增长 0.40%。全社会最大用电负荷 20710MW。

截至 2022 年底，甘肃省境内±800kV 换流变 1 座；750kV 变电站共计 11 座，变电容量达到 41700MVA。

2022 年甘肃 750kV 电网接线见图 2.1.1-1。

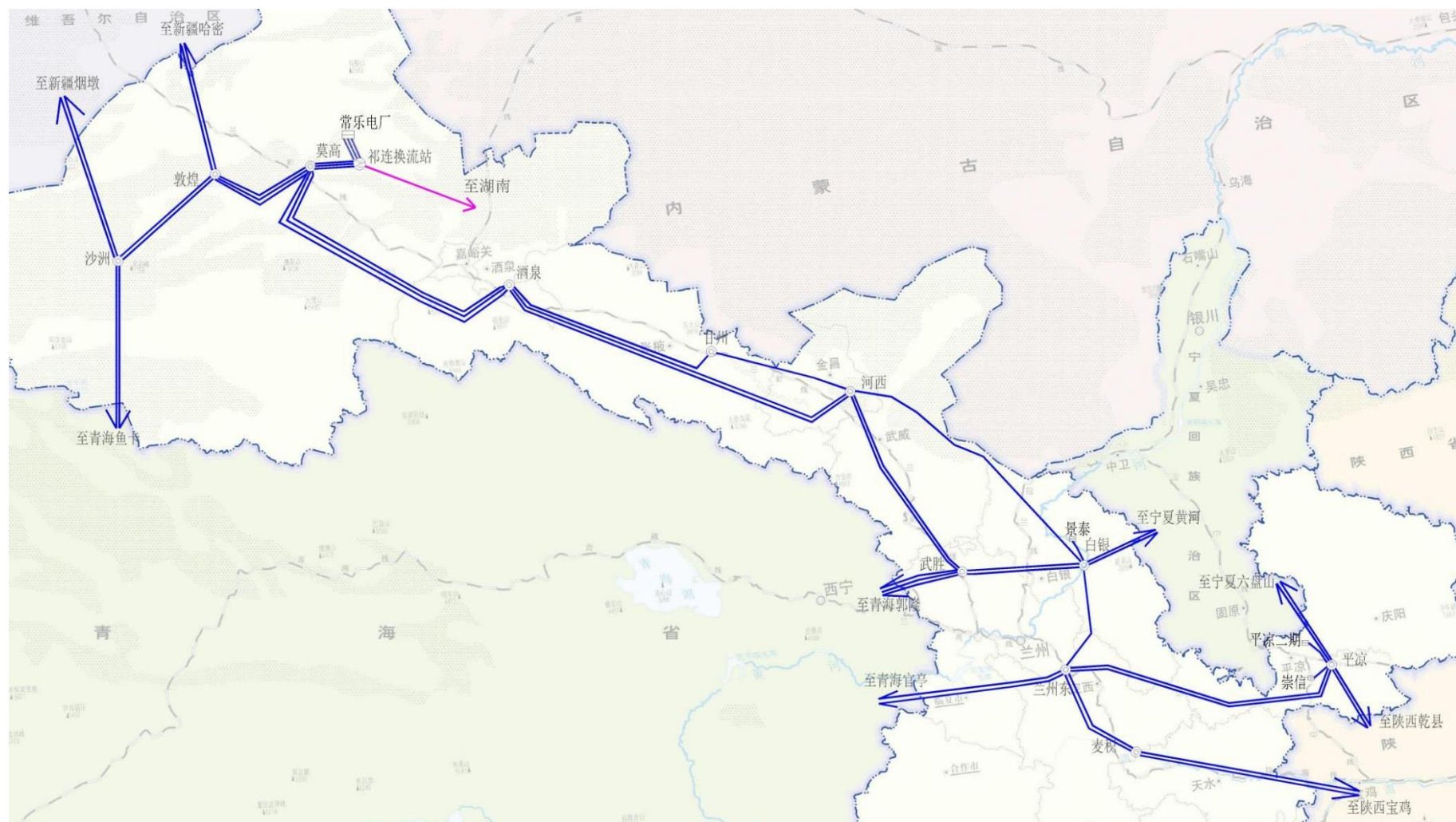


图 2.1.1-1 2022 年甘肃 750kV 电网接线图

金昌电网位于河西走廊东段，担负着金昌市一区一县工农业生产和人民生活供电任务，目前，金昌电网内有 750kV 变电站 1 座，容量 4200MVA，金昌电网以 330kV 金昌变、双湾变、东大滩变、上河湾变为主供电源，网内有 330kV 变电站 4 座，总容量 3240MVA。2022 年最大用电负荷 1460MW。

武威电网担负着武威市一区二县一自治县工农业生产和人民生活供电任务，目前，武威电网内有 330kV 变电站 5 座，变电容量 2880MVA。2022 年最大用电负荷 1340MW。

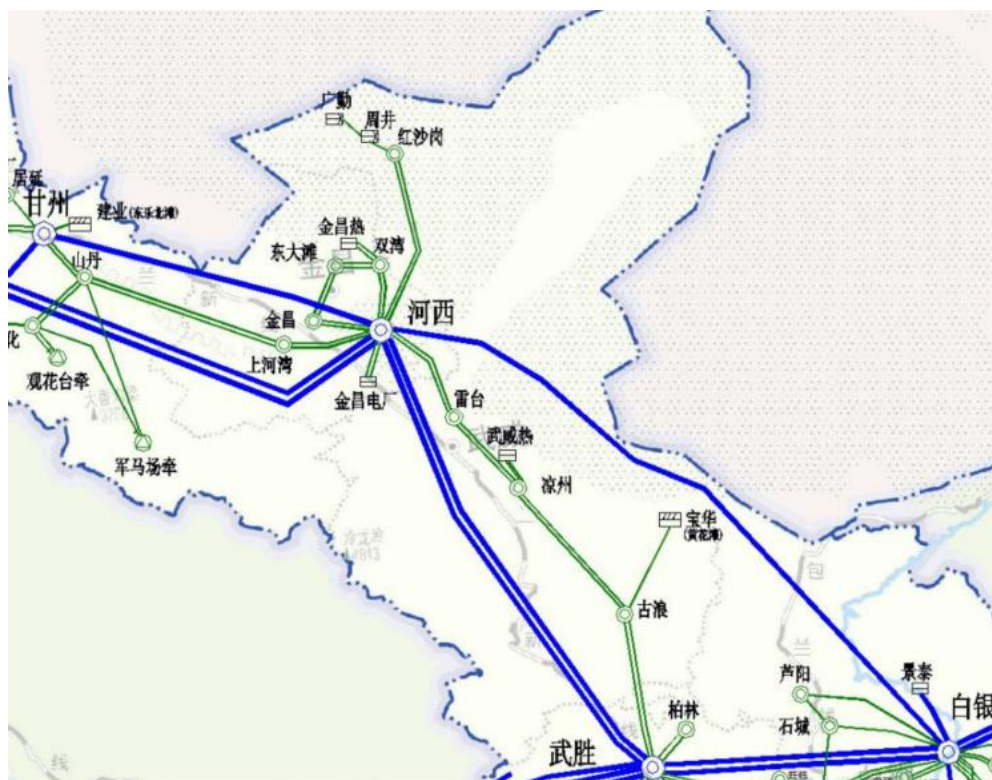


图 2.1.1-2 2022 年甘肃 750kV 主网架图

2.1.2. 甘肃电网电源现状及发展

根据甘肃水能、煤炭和新能源等规划的最新成果与电源前期工作情况，2025 年，甘肃省内用电源装机将达到 90780MW。其中：水电装机容量为 10000MW，占比 11%；煤电及装机容量为 24080MW，占比 26.5%；风电装机容量为 21030MW，占比 23.2%；光伏及光热发电装机容量为 28690MW，占比 31.6%；生物质及三余装机 98 万千瓦，占比 1.1%；新型储能装机 6000MW，占比 6.6%。2030 年，甘肃省内用电源装机将达到 142080MW。其中：水电装机容量为 10000MW，占比 7%；抽水蓄能装机 8700MW，占比 6.1%；煤电装机容量为 27400MW，占比 19.3%；风电装机容量为 34920MW，占比 24.6%；光伏及光热发电装机容量为 48080MW，占比 33.8%；生物质及三余装

机 98 万千瓦，占比 0.7%；新型储能装机 12000MW，占比 8.4%。

2023~2025 年甘肃内用电源装机构成见表 2.1.2-1。

表 2.1.2-1 甘肃电网“十四五”内用电源装机规模（单位：万千瓦）

序号	项目	2025 年	2030 年
合计		9078	14208
1	常规水电	1000	1000
2	抽水蓄能	0	870
3	核电	0	0
4	风电	2103	3492
5	太阳能发电	2869	4808
6	生物质发电+三余	98	98
7	气电	0	0
8	煤电	2408	2740
9	新型储能	600	1200

（1）火电

目前省内核准在建祁韶直流配套电源常乐电厂 3、4 号机组 2×1000MW（计划 2023 年投运），陇东直流配套正宁电厂二期 2×1000MW、灵台电厂 2×1000MW。其他省内核准的火电项目共 5 项，总容量 6720MW。兰州新区热电 2×350MW、常乐电厂扩建 2×1000MW、张掖电厂扩建 2×1000MW、窑街热电 2×350MW。预计到 2025 年，甘肃内用火电装机达到 24080MW。

考虑外送配套煤电，在“陇电入浙”特高压直流配套煤电投产前，甘肃省内火电装机预计为 34080 万千瓦。

（2）水电

甘肃省水力资源分属黄河流域、长江流域嘉陵江水系和由疏勒河、黑河、石羊河三大水系组成的河西内陆河流域。

截至 2022 年底，甘肃水电装机达到 9718MW，“十四五”期间主要建设包括酒泉讨赖河三道湾 90MW 水电站等项目，预计到 2025 年，甘肃水电装机达到 10000MW。

（3）新能源

截至 2022 年底，甘肃新能源装机规模 34903.7MW，其中风电装机 20729.6MW，光伏装机 13964.1MW，光热装机 210MW。

预计 2025 年全省新能源装机将达到 81220MW，其中风电装机 38530MW，光伏

及光热装机 42690MW；预计 2030 年全省新能源装机将达到 142600MW，其中风电装机 59720MW，光伏及光热装机 82880MW。

2.1.3. 甘肃电网负荷现状及发展

甘肃省是我国重工业及原材料生产基地，甘肃电网是西北电网用电水平较高的地区，工业用电尤其是高耗能企业用电所占比例高。根据甘肃电网发展规划最新成果，甘肃电力负荷预测见表 2.1.3-1。甘肃电网 2025 年最大用电负荷为 26950MW，相应“十四五”年均增长率为 5.2%；全社会用电量为 1790 亿 kWh，相应“十四五”年均增长率为 7.2%。

表 2.1.3-1 甘肃电网负荷水平预测（全口径）（单位：亿 kWh，万 kW）

年份	2020 年 (实际)	2022 年 (现况)	2025 年	2030 年	“十四五” 年均增长率	“十五五” 年均增长率
最大发电 负荷	2091	2071	2695	3396	5.2%	4.7%
全社会用 电量	1376	1501	1790	2199	5.4%	4.2%

2.2. 接入系统方案

2.2.1. 接入系统方案

通过与接入系统设计单位的初步沟通，古浪黄花滩西区 800MW 光伏项目 1#330kV 升压储能站拟通过新建 2 回 330kV 送出线路接入凉州北 750kV 汇集站，线路长度约 2×55km，导线型号采用 LGJ-2×630mm²。最终以接入系统批复为准。

古浪黄花滩 1200MW 光伏项目 2#330kV 升压储能站拟通过新建 1 回 330kV 联络线路接入 800MW 光伏项目 1#330kV 储能升压站，线路长度约 32km，导线型号采用 LGJ-4×300mm²。最终以接入系统批复为准。

2.2.2. 系统对主要设备参数的要求

1) 200 万千瓦光伏发电场交流侧额定装机容量 200 万千瓦，西区光伏发电场交流侧额定装机容量 80 万千瓦，拟接入 1#升压储能站；东区光伏发电场交流侧额定装机容量 120 万千瓦，拟接入 2#升压储能站。

2) 主变参数要求：

330kV 升压站	1#330kV 升压储能站	2#330kV 升压储能站
额定容量	3×280MVA	4×320MVA

额定电压	345±8×1.25%/37kV	345±8×1.25%/37kV
连接组别	YN,yn0+d11	YN,yn0+d11
短路阻抗	U _k =18%	U _k =18%

2) 无功补偿容量要求:

考虑项目投产后,本项目功率因数为 1,容量 800MW 的光伏需在升压站配置的容性无功补偿容量为 331.73Mvar;容量 1200MW 的光伏需在升压站配置的容性无功补偿容量为 491.07Mvar。

3. 电气一次

本工程总规划容量 2000MW。规划建设 2 座(1#和 2#)330kV 升压储能站,1#330kV 升压储能站容量为 800MVA,2#330kV 升压储能站容量为 1200MVA。

本工程升压站抗震烈度为 7 度,站内电气设施按抗震设防烈度提高 1 度设防,即按 8 度设防。

3.1. 设计依据

- 《绝缘配合第 1 部分:定义、原则和规则》GB311.1-2012
- 《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB11032-2020
- 《高压 / 低压预装式变电站》GB17467-2020
- 《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008
- 《66kV 及以下架空电力线路设计标准 (2025 版)》GB50061-2010
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014
- 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065-2011
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013
- 《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018
- 《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019
- 《电力设施抗震设计规范》GB50260-2013
- 《高压交流开关设备和控制设备标准的共用技术要求》GB/T11022-2020
- 《电力变压器选用导则》GB/T17468-2019
- 《高压/低压预装式变电站》DL/T537-2018
- 《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T5002-2005
- 《电力系统调度自动化设计规程》DL/T5003-2017

《变电站总布置设计技术规程》DL/T5056-2024

《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T5218-2012

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222-2021

《高压配电装置设计规范》DL/T5352-2018

《电力系统污区分级与外绝缘选择标准》Q/GDW152-2006

发展和改革委员会令第 27 号《电力监控系统安全防护规定》

《国网十八项电网重大反事故措施》（2018 修订版）

3.2. 电气主接线

3.2.1. 升压站设计规模

3.2.1.1. 1#升压站设计规模

- (1) 本期及远景规模为 3 台 330/37kV 主变压器，3 台 280MVA；
- (2) 330kV 出线，本期 3 回，最终 3 回；
- (3) 35kV 出线（光伏+储能），本期 41 回，最终 41 回；
- (4) 35kV 侧接入 38 套 5MW/10MWh 的磷酸铁锂电化学储能系统；
- (5) 35kV 侧配置 50Mvar 调相机 1 台。35kV 母线上共配置 2 台容量为±50Mvar 的 SVG 设备和 2 台容量为±45Mvar 的 SVG 设备。

3.2.1.2. 2#升压站设计规模

- (1) 本期及远景规模为 4 台 330kV、320MVA 变压器；
- (2) 330kV 出线，本期 1 回，最终 1 回；
- (3) 35kV 出线（光伏+储能），本期 60 回，最终 60 回；
- (4) 35kV 侧接入 58 套 5MW/10MWh 的磷酸铁锂电化学储能系统；
- (5) 35kV 侧配置 50Mvar 调相机 6 台。35kV 母线上共配置 6 台容量为±55.5Mvar 的 SVG 设备。

3.2.2. 电气主接线

3.2.2.1. 主变压器

1#330kV 升压储能站拟安装 3 台 330/35kV 主变压器，本期一次性建成。1#~3# 主变为 280MVA 有载调压油浸式导向油循环风冷三相双绕组（带平衡绕组）电力变压器，容量比为 280/280。

2#330kV 升压储能站拟安装 4 台 330/35kV 主变压器，本期一次性建成。1#~4#

主变为 320MVA 有载调压油浸式导向油循环风冷三相双绕组（带平衡绕组）电力变压器，容量比为 320/320。

3.2.2.2. 330kV 侧接线

1#站升压储能站规划建设 330kV 出线 3 回，2#站升压储能站规划建设 330kV 出线 1 回，1#站主变进线 3 回，2#站主变进线 4 回，升压站 330kV 电气主接线采用双母线接线，双母线接线具有投切灵活，扩建方便，供电可靠性高，便于试验等优点；330kV 选用双母线接线可以满足本升压站安全运行要求。

3.2.2.3. 35kV 侧接线

每台主变压器 35kV 侧考虑单母线分支接线，1 号主变压器 35kV 侧对应 I、II 段母线，2 号主变压器 35kV 侧对应 III、IV 段母线，3 号主变压器 35kV 侧对应 V、VI 段母线，4 号主变压器 35kV 侧对应 VII、VIII 段母线。母线间无分段开关互相连接。

1#升压储能站：1#主变 35kV 侧每段母线接 6 回新能源出线，1 回母线设备，1~2 回 SVG（或调相机），1~2 回储能回路出线；2#~3#主变 35kV 侧每段母线接 5 回新能源出线，1 回母线设备，1 回 SVG（或调相机），1~2 回储能回路出线。其中 IV 与 V 段母线分别接有全站站用工作变压器（全站共 2 台）。

2#升压储能站：35kV 侧每段母线接 6 回新能源出线，1 回母线设备，1 回 SVG（或调相机）。其中 V 与 VII 段母线分别接有全站站用工作变压器（全站共 2 台）。

3.2.2.4. 主变中性点接地方式

主变 330kV 中性点选择经隔离开关接地方式，配置一套中性点成套设备。

每台主变 35kV 侧系统均采用小电阻接地方式。小电阻接地电流应大于电容电流。变压器中性点接地方式最终应按接入系统报告及其审查意见要求进行确定。

3.3. 短路电流计算及主要设备选择

3.3.1. 短路电流计算的依据、条件和结果

根据系统提资，330kV 短路电流暂按 63kA 考虑，35kV 短路电流暂按 31.5kA 考虑。

3.3.2. 导体和主要电气设备的选择原则和依据

导体及设备选择原则和依据根据短路电流计算结果、DL/T5222-2021《导体和电器选择设计规程》进行。

电气设备均按正常持续工作条件选择，三相短路进行校验。在选择主要电气设备

时，对设备的额定电流、短路开断电流、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的选择需考虑一定的裕度。

设备运行环境条件如下：

海拔高度：1700 米

多年平均温度：9.1℃

累年极端最高温度：40.8℃

累年极端最低温度：-27.2℃

年平均雷暴日：10.4d

污秽等级：d 级

地震设防烈度：按 7 度，地震加速度为 0.10g

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），本站址区地震动峰值加速度为 0.10g（ g 为重力加速度），抗震设防烈度为 7 度。根据 GB 50260-2013《电气设施抗震设计规范》6.1.1 条“重要电力设施中的电气设施，当抗震设防烈度为 7 度及以上时，应进行抗震设计；一般电力设施中的电气设施，当抗震设防烈度为 8 度及以上时，应进行抗震设计；安装在屋内二层及以上和屋外高架平台上的电气设施，当抗震设防烈度为 7 度及以上时，应进行抗震设计。”因此，站内电气设施按抗震设防烈度提高 1 度设防，本变电站电气设施需要进行抗震设计。全站建筑内电缆支架、灯具吊架采用抗震措施。

3.3.3. 导体和主要电气设备的选择结果

（1）导体选择

1#升压储能站 330kV 本期及远景出线 3 回，主变进线 3 回，采用架空出线，考虑载流量及导体电晕临界电压，导线截面采用 $2 \times 630\text{mm}^2$ 。2#升压储能站 330kV 本期及远景出线 1 回，主变进线 4 回，采用架空出线，考虑载流量及导体电晕临界电压，导线截面采用 $4 \times 300\text{mm}^2$ 。导体选择结果见表 3.3-2。

表 3.3-2 导体选择表

电压等级 (kV)	倍数 k	回路类型	回路持续工作 电流 (A)	导体类型	导体型号	载流量 (A)
330 (1#站)	-	母线	-	软导线	-	3150
	1.1	主变压器	606	软导线	JL/G1A-400/35	786

		进线				
	1	线路出线	-	软导线	2xJL/G1A-630/45	1572
330（2#站）	-	母线	-	软导线	-	4000
	1.1	主变压器进线	606	软导线	JL/G1A-630/45	1193
	1	线路出线	-	软导线	4xJL/G1A-300/30	2386
35（1#站）	-	母线	-	开关柜	-	3150
	-	主变压器进线	4682/ 3901	铜管母线	5000A	5000
	-	站用变回路	23	电缆	ZC-YJY23-26/35-3×240	441
	-	储能回路	390	电缆	ZC-YJY23-26/35-3×240	441
	-	SVG 回路	780	电缆	ZC-YJY63-26/35-1×630	1008
35（2#站）	-	母线	-	开关柜	-	3150
	-	主变压器进线	4682	铜管母线	5000A	5000
		站用变回路	23	电缆	ZC-YJY23-26/35-3×240	441
	-	储能回路	390	电缆	ZC-YJY23-26/35-3×240	441
	-	SVG 回路	866	电缆	ZC-YJY63-26/35-1×630	1008

（2）主变压器选择

变压器采用户外、三相双绕组（带平衡绕组）、导向油循环风冷、有载调压电力变压器。

表 3.3-3 主变选择参数表

项目		参数	
型式		三相双绕组（带平衡绕组），油浸式，有载调压	
型号		SFZ20-280000/330	SFZ20-320000/330
容量	高压侧（MVA）	280	320
	低压侧（MVA）	280	320
额定电压	高压侧（kV）	345	345
	低压侧（kV）	37	37
调压范围		±8×1.25%	±8×1.25%

接线组别		YN,yn0+d11	YN,yn0+d11
阻抗电压	Uk%	18	18
冷却方式		ONAF	ONAF

(3) 配电装置选择

本站配电装置选择参数详见表 3.3-4。

表 3.3-4 配电装置选择参数表

位置	配电装置型式	额定电流 (A)	短路电流 (kA)	避雷器 布置形式	电压互感器 布置形式
主变高压侧	户外 AIS 设备	3150	63	外置	外置
主变低压侧	户内开关柜	3150	31.5	外置	无
低压侧	户内开关柜	1250	31.5	内置	内置

(4) 330kV 设备选择

330kV 采用户外 AIS，进出线间隔设备额定电流按 3150A 选择；330kV 母线额定电流按 3150A 选择。330kV 设备的选择见表 3.3-5。

表 3.3-5 330kV 主要设备选择结果表

序号	设备名称		型式及主要参数	备注
1	AIS	断路器	363kV, 3150A, 63kA/3s	
		隔离开关	363kV, 3150A, 63kA/3s	
		接地开关	363kV, 63kA/3s	
		快速接地开关	363kV, 63kA/3s	
		电流互感器	363kV, (500, 600, 2000) /1A 363kV, (600, 2500) /1A	1#站 2#站
		电压互感器	三相, 363kV (330/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/0.1kV 0.2/0.2(3P)/0.2(3P)/6P 10/50/50/100VA	
		主母线	363kV, 3150A	
		分支母线	363kV, 3150A	
2	线路电压互感器		三相, 363kV (330/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/0.1kV 0.2/0.2(3P)/0.2(3P)/6P	

序号	设备名称	型式及主要参数	备注
		10/50/50/100VA	
3	避雷器	Y10W-300/727	

(5) 35kV 设备选择

本工程暂考虑采用移开式金属绝缘封闭开关柜，按照短路电流水平，35kV 设备额定开断电流为 31.5kA，动稳定电流峰值 80kA。主变开关柜选用 3150A、31.5kA 真空断路器；站用变、出线开关柜选用 1250A、31.5kA 真空断路器，SVG 选用 1250A、31.5kA SF6 断路器。无功装置投切尤其是空母线系统投切时，容易出现涌流、截流和电弧重燃等现象，进而产生过电压。为抑制投切过电压，调相机和 SVG 等无功发电设备支路选用 SF6 断路器。35kV 主要设备选择结果见表 3.3-7。

表 3.3-7 35kV 主要设备选择结果

序号	设备名称		型式及主要参数	备注
1	小电阻成套装置		成套装置	
2	站用变		2000kVA 干变（1#站），1250kVA 干变（2#站） 35kV，37±2×2.5%/0.4kV，D _{yn} 11	
3	移开式开关柜	断路器	40.5kV，3150A（主变）/1250A（出线、站用变回路）， 31.5kA，真空 40.5kV，1250A（SVG、调相机），31.5kA，SF6	
		三工位隔离开关	40.5kV，3150A（主变回路）/1250A（其余回路）， 31.5kA/4s	
		电流互感器	干式，35kV 出线回路：5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S 主变回路：5P30/5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S SVG 回路：5P30/5P30/5P30/0.2/0.2S 站用变回路：5P40/5P40/5P30/0.2/0.2S	
		电压互感器	干式，35kV， (35/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/3)kV， 0.2/0.2(3P)/0.2(3P)/6P	母线设备
		熔断器	电压互感器保护用，35kV，0.5A，31.5kA	母线设备
		避雷器	YH5WZ-51/134/YH5WR-51/134（SVG、调相机）	
4	避雷器		Y5WZ-51/134	主变出口

(6) 10kV 设备选择

按照短路电流水平，10kV 设备额定开断电流为 31.5kA，动稳定电流峰值 80kA。10kV 主要设备选择结果见表 3.3-8。

表 3.3-8 10kV 主要设备选择结果

序号	设备名称		型式及主要参数	备注
1	箱式站用变	干式变压器	10kV, 10±2×2.5%/0.4kV, D,yn11	
		真空断路器	12kV, 1250A, 31.5kA/4s	
		隔离开关	12kV, 1250A, 31.5kA/4s	
		接地开关	12kV, 31.5kA/4s	
		电流互感器	干式, 10kV, 800/1A, 5P40 100/1A, 5P40/0.2S/0.2S	
		电压互感器	干式, 10kV, (10/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/3)kV, 0.2/0.5(3P)/0.5(3P)/3P	
		熔断器	电压互感器保护用, 10kV, 0.5A, 31.5kA	
		避雷器	YH5WZ-17/45	

(7) 无功补偿装置

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T19964-2024), 对于通过 110kV 光伏发电汇集系统升压至 330kV 电压等级或者通过 220kV (或 330kV) 光伏发电汇集系统升压至 500kV (或 750kV) 电压等级接入电网的光伏发电群中的光伏电站, 无功容量配置应满足下列要求:

①容性无功容量能够补偿光伏电站满发时汇集线路及箱式变、主变压器的感性无功及光伏电站送出线路的全部感性无功之和;

②感性无功容量能够补偿光伏电站自身的容性充电无功功率及光伏电站送出线路的全部充电无功功率之和。

变压器无功损耗计算:

$$\text{空载无功损耗 } \Delta Q_0 = \frac{I_0 \%}{100} \cdot S_N$$

$$\text{负载无功损耗 } \Delta Q_T = \frac{U_K \% \cdot S^2}{100 \cdot S_N}$$

$$\text{变压器无功损耗 } \Delta Q_{LT} = \Delta Q_0 + \Delta Q_T = \left(\frac{I_0 \%}{100} + \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S^2}{S_N^2} \right) \cdot S_N$$

$U_K \%$ 为短路阻抗, $I_0 \%$ 为空载电流百分数, S 为变压器负载容量, S_N 为变压器额定容量。

线路无功损耗计算:

$$\text{感性无功功率 } \Delta Q_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X = \frac{S^2}{U^2} \cdot X = 3I^2 x l$$

$$\text{容性充电功率 } \Delta Q_B = -(U^2 \cdot B) = -2U^2 \pi f c l$$

S 为线路输送功率， I 为负载电流， U 为额定电压， B 为线路总电纳， X 为线路总电抗， x 为线路单位长度电抗， c 为线路路单位长度电容， f 为频率， l 为单位长度。

本工程西区光伏电站及 1# 升压储能站拟安装总容量为 800MVA 的箱变，箱变短路阻抗按 7% 考虑，箱变共需无功补偿容量约 58.9Mvar；安装 3 台 280MVA 主变短路阻抗 18%，主变共需无功补偿容量 146.2Mvar；35kV 集电线路无功损耗 68.7Mvar，充电功率 46.8Mvar；330kV 送出线路无功损耗 37.1Mvar，充电功率 31.1Mvar。所需的容性无功补偿容量计算见下表。

序号	项目		无功值 (Mvar)
1	箱变	无功损耗	-58.9
2	升压站主变	无功损耗	-146.2
3	35kV 集电线路	无功损耗	-68.7
		充电功率	+46.8
4	330kV 送出线路	无功损耗	-37.1
		充电功率	+31.1
5	合计	无功损耗	-310.8
		充电功率	+77.9

注：充电功率按 1.1 倍额定运行电压时计算。

本工程东区光伏电站及 2# 升压储能站拟安装总容量为 1200MVA 的箱变，箱变短路阻抗按 7% 考虑，箱变共需无功补偿容量约 88.3Mvar；安装 4 台 320MVA 主变，短路阻抗 18%，主变共需无功补偿容量 219.2Mvar；35kV 集电线路无功损耗 103.0Mvar，充电功率 62.4Mvar；330kV 送出线路无功损耗 121.1Mvar，充电功率 47.7Mvar。因此，升压站需安装 -110.1Mvar ~ 531.6Mvar 动态无功补偿装置。所需的容性无功补偿容量计算见下表。

序号	项目		无功值 (Mvar)
1	箱变	无功损耗	-88.3
2	升压站主变	无功损耗	-219.2
3	35kV 集电线路	无功损耗	-103.0
		充电功率	+62.4

4	330kV 送出线路	无功损耗	-121.1
		充电功率	+47.7
5	合计	无功损耗	-531.6
		充电功率	+110.1

注：充电功率按 1.1 倍额定运行电压时计算。

综合以上理论计算，1#330kV 升压储能站所需补偿感性无功容量 77.9Mvar，容性无功容量 310.8Mvar，建议配置不少于±310Mvar 的动态无功补偿装置（SVG）；2#330kV 升压储能站所需补偿感性无功容量 110.1Mvar，容性无功容量 531.6Mvar，建议配置不少于±531Mvar 的动态无功补偿装置（SVG）。由于本工程 2 座 330kV 升压储能站需配置调相机，调相机可等容量替代 SVG，故综合来看，1#330kV 升压储能站可配置 190Mvar 动态无功补偿装置，约占主变容量的 23.75%；2#330kV 升压储能站可配置 331Mvar 动态无功补偿装置，约占主变容量的 27.58%。

现阶段暂按 1#升压储能站 330kV 主变 35kV 侧共安装 1 套 50Mvar 调相机、2 套±50Mvar 的 SVG 动态补偿装置、2 套±45MvarSVG 动态补偿装置；2#升压储能站 330kV 主变 35kV 侧共安装 6 套 50Mvar 调相机、6 套±55.5Mvar 的 SVG 动态补偿装置。最终补偿容量无功补偿专题研究后，进一步确定。

本工程 SVG 无功补偿装置具有响应速度快、低电压特性好、运行损耗小等特点，因此推荐选用动态无功补偿装置（SVG），根据容量及升压站布置推荐按直挂式 SVG 设计，根据《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施》10.4.1.12 条：“新投运 SVG 装置应采用全封闭空调制冷或全封闭水冷散热方式”。综上所述，无功补偿装置冷却方式按水冷考虑。动态无功补偿装置（SVG）技术参数见表 3.3-9：动态无功补偿装置（SVG）技术参数表。

表 3.3-9 动态无功补偿装置（SVG）技术参数

名称	主要技术参数	备注
隔离开关	型号：GW5 额定电压：40.5kV 额定电流：1250A 额定短路关合电流峰值：80kA	
电抗器	型式：空心 额定频率：50Hz 电压变比：37kV 电抗：6.5%	
逆变功率单元	型式：IGBT 额定频率：50Hz	

名称	主要技术参数	备注
	额定容量：-45Mvar~+45Mva 额定容量：-50Mvar~+50Mva 额定容量：-55.5Mvar~+55.5Mva 额定电压：37kV 容量调节范围：额定感性容量到额定容性容量连续可调 冷却方式：水冷 平均损耗：<0.8% 谐波特性：<3%IN 响应速度：≤10ms 穿越能力：无功补偿装置具备高低电压穿越能力。	

（8）小电阻成套设备

本项目场内 35kV 集电线路均采用电缆和架空线混合接线，因此 35kV 侧的单相接地电容电流按如下经验公式计算，

电缆线路：

$$I_c = 1.13 \times 0.1 \times U_e \times L$$

架空线路：

$$I_c = 3.3 \times U_e \times L \times 10^{-3}$$

式中：U_e—电网线电压（kV）

L—电缆长度（km）

本阶段各主变 35kV 母线下电缆长度约 100km，架空线约 23km，电容电流计算为 $1.13 \times 0.1 \times 35 \times 100 + 3.3 \times 0.035 \times 23 = 398.2A$ ，大于 10A。故该光伏电站 35kV 中性点采用经小电阻接地的接地方式。

电阻的参数选择如下：

选定的单相接地电流： $I_d = k \times I_c = 600A$ ， $k = 1 \sim 2$ 。

电阻的额定电压为： $U_R \geq 1.05 \times U_N / 1.732 = 21.22kV$ 。

取电阻值： $R_N = U_N / (1.732 \times I_d) = 33.7 \Omega$ 。

3.4. 绝缘配合及过电压保护

3.4.1. 电气设备的绝缘配合

高海拔地区使用的绝缘子，在海拔不超过 1000m 地区进行外绝缘耐受电压试验时，应对试验电压进行修正。

$$U = K_a U_0$$

$$K_a = e^{\frac{m(H-1000)}{8150}}$$

式中：

U 高海拔用绝缘子在海拔不超过 1000m 地区试验时的外绝缘试验电压,kV；

U0 绝缘子额定耐受电压，kV；

H 设备使用地点海拔高度，m；

m 海拔修正因子，工频、雷电电压修正因子 m=1.0，操作过电压修正因子 m=0.75。

H=2000m，工频、雷电电压修正 Ka=1.131，操作过电压修正 Ka=1.096。

3.4.1.1.330kV 电气设备的绝缘配合

(1) 避雷器选择

330kV 氧化锌避雷器按国标 GB/T11032-2020《交流无间隙金属氧化物避雷器》及 DL/T804-2014《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》选型，其主要参数见表 3.4-1。

表 3.4-1 330kV 氧化锌避雷器参数表

项目	避雷器
额定电压（kV，有效值）	300
最大持续运行电压（kV，有效值）	228
操作冲击 1kA 残压（kV，峰值）	618
雷电冲击 10kA 残压（kV，峰值）	727
陡波冲击 10kA 残压（kV，峰值）	814

(2) 330kV 电气设备的绝缘水平

根据 GB/T50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》，330kV 电气设备的绝缘水平，由雷电冲击耐压决定，以避雷器雷电冲击 10kA 残压为基准，配合系数取不小于 1.4，330kV 电气设备绝缘水平参数的选择经核算满足配合要求。

表 3.4-2 330kV 电气设备绝缘水平参数表

额定电压	试验电压类型	部位	内、外绝缘	外绝缘 2000m 海拔
330kV	雷电冲击耐受电压	断口	1175+295	1330+295
		对地	1175	1330
	操作冲击耐受电压	断口	850+295	935+295
		对地	950	1045

	工频 1 分钟耐受电压	断口	510+210	580+210
		对地	510	580

3.4.1.2.35kV 电气设备的绝缘配合

(1) 避雷器选择

35kV 氧化锌避雷器按国标 GB/T11032-2020《交流无间隙金属氧化物避雷器》及 DL/T804-2014《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》选型，其主要参数见表 3.4-3。

表 3.4-3 35kV 氧化锌避雷器参数表

项目	避雷器
额定电压 (kV, 有效值)	51
最大持续运行电压 (kV, 有效值)	40.8
操作冲击 250A 残压 (kV, 峰值)	114
雷电冲击 5kA 残压 (kV, 峰值)	134
陡波冲击 5kA 残压 (kV, 峰值)	154

(2) 35kV 电气设备的绝缘水平

35kV 电气设备的绝缘水平，由雷电冲击耐压决定，以避雷器雷电冲击 5kA 残压为基准，配合系数取不小于 1.4，35kV 电气设备绝缘水平参数的选择经核算满足配合要求。

表 3.4-4 35kV 电气设备绝缘水平参数表

设备名称	设备耐受电压值				
	雷电冲击耐压（kV）			1min 工频耐压 （kV，有效值）	
	全波		截波		
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘
变压器	200	185（210）	220	85	80（95）
并联电抗器	200	185（210）	220	85	80（95）
电流互感器，电压互感器	200	185（210）	220	85	80（95）
其他电器	185	185（210）		95	95（110）
断路器断口间	185	185（210）		95	95（110）
隔离开关断口间	215	215（245）		118	118（135）

() 内为海拔修正后的试验电压

3.4.1.3. 10kV 电气设备的绝缘配合

(1) 避雷器选择

10kV 氧化锌避雷器按国标 GB/T11032-2020《交流无间隙金属氧化物避雷器》及 DL/T804-2014《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》选型，其主要参数见表 3.4-5。

表 3.4-5 10kV 氧化锌避雷器参数表

项目	避雷器
额定电压（kV，有效值）	17
最大持续运行电压（kV，有效值）	13.6
操作冲击 250A 残压（kV，峰值）	38.3
雷电冲击 5kA 残压（kV，峰值）	45
陡波冲击 5kA 残压（kV，峰值）	51.8

(2) 10kV 电气设备的绝缘水平

10kV 电气设备的绝缘水平，由雷电冲击耐压决定，以避雷器雷电冲击 5kA 残压为基准，配合系数取不小于 1.4，10kV 电气设备绝缘水平参数的选择经核算满足配合要求。

表 3.4-6 10kV 电气设备绝缘水平参数表

设备名称	设备耐受电压值				
	雷电冲击耐压（kV）			1min 工频耐压（kV，有效值）	
	全波		截波		
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘
变压器	75	75（85）	90	35	35（40）
电流互感器，电压互感器	75	75（85）	90	42	42（50）
其他电器	75	75（85）		42	42（50）
断路器断口间	75	75（85）		42	42（50）
隔离开关断口间	85	85（100）		49	49（60）

（）内为海拔修正后的试验电压

3.4.2. 电气设备的外绝缘要求及绝缘子串的选择

升压站站址所在地暂按 d2 级（3.0cm/kV）污秽区域。根据基建技术〔2014〕10

号《国网基建部关于加强新建输变电工程防污闪等设计工作的通知》中“站址位于 c 级及以下污区的设备外绝缘和绝缘子串片数均提高一级配置；d 级污区按照 d 级上限配置；e 级污区按照实际情况配置，适当留有裕度”，所以本工程爬电比距按 d 级上限配置，选取 30mm/kV（系统最高电压）。

$$N \geq \frac{\lambda U_{pm}}{K_e L_0}$$

$$N_H = N[1 + 0.1(H - 1)]$$

式中：

N_H 修正后的绝缘子片数；

N 海拔 1000m 及以下地区绝缘子片数；

H 海拔高度，取 2000m；

U_{pm} 系统最高相电压，363/ $\sqrt{3}$ kV；

L_0 每片绝缘子的几何爬距，545mm；

K_e 绝缘子爬电距离的有效系数，标准型绝缘子取 1；

λ -1000m 以下地区统一爬电比距，mm/kV（取 52mm/kV）

计算得，330kV 绝缘子片数为 22 片，考虑绝缘子老化、均压环的影响等因数，取零值绝缘子片数为 2，则 24 片。

3.5. 电气平面布置及配电装置

根据工程建设的需要，变电站布置按终期规模统一考虑。根据变电站所处位置、自然条件、电气主接线及配电装置设备选择本工程电气总平面布置方案如下：

（1）1#升压储能站

升压站电气布置由西向东依次为 330kV AIS 配电装置、3 台 330kV 主变、35kV 配电装置楼、调相机区域、储能区域。二次设备布置在 330kV AIS 配电装置北侧的继电器室内。调相机区域从南往北依次为 2 台调相机。4 台 SVG 设备布置在储能区域南部，站区的东南部。

330kV 配电装置为户外 AIS 布置，本期及终期出线 3 回，主变进线 3 回，采用架空出线。35kV 配电装置为户内移开式开关柜，双列布置，本期出线均采用电缆出线。主变压器户外布置在 330kV 配电装置和 35kV 配电装置楼中间；35kV 无功补偿装置

户外布置。站用变成套装置布置在 35kV 配电装置室，采用干式设备。

（2）2# 升压储能站

升压站电气布置由西向东依次为 330kV AIS 配电装置、4 台 330kV 主变、35kV 配电装置楼、调相机区域、储能区域。二次设备布置在 330kV AIS 配电装置北侧的继电器室内。调相机区域从南往北依次为 6 台调相机。6 台 SVG 设备布置在站区南部的中间区域。

330kV 配电装置为户外 AIS 布置，本期及终期出线 1 回，主变进线 4 回，采用架空出线。35kV 配电装置为户内移开式开关柜，双列布置，本期出线均采用电缆出线。主变压器户外布置在 330kV 配电装置和 35kV 配电装置楼中间；35kV 无功补偿装置户外布置。站用变成套装置布置在 35kV 配电装置室，采用干式设备。

本工程升压站地处海拔约 1700m，海拔修正后，330kV 配电装置出线间隔宽度 19m，出线相间距离 5.3m，出线相-构架柱中心距离 4.2m，出线挂点高度 18m。

表 3.5-1 配电装置按海拔 1700m 修正的最小安全净距（mm）

符号	适应范围	系统标称电压（kV）	
		35	330J
A1	1.带电部分至接地部分之间； 2.网状遮栏向上延伸线距地 2.5m 处与遮栏上方带电部分之间	420	2700
A2	1.不同相的带电部分之间； 2.断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	420	3030
B1	1.设备运输时，其外廓至无遮栏带电部分之间； 2.交叉的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间； 3.栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间	1170	3450
B2	网状遮栏至带电部分之间	520	2800
C	1.无遮栏裸导体至地面之间； 2.无遮栏裸导体至建筑物、构筑物顶部之间	2920	5200
D	1.平行的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间； 2.带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间	2420	4700

3.6. 站用电及照明

3.6.1. 站用电源

本工程远景设置 2 台工作站用变压器和 1 台备用站用变压器，2 台工作变分别接于不同主变 35kV 侧母线。备用变电源考虑从站外系统站 10kV 侧引接。380/220V 所用电系统为单母线分段接线，用空气开关分段，重要负荷采用双回路供电。在站用电

0.4kV 侧配备备用电源投切装置，正常时 2 台工作站用变各带一段 0.4kV 母线分别运行；当任一台工作站用变故障或退出运行时，备用站用变投入停运的工作变压器所接入的低压母线。

1#升压储能站站用变容量取 2000kVA，2#升压储能站站用变容量取 1250kVA，站用变容量统计结果表如下表所示。

表 3.6-1(a) 1#升压储能站站用变容量统计表

序号	名称	负荷容量 (kW)	计算容量 (夏季) (kW)	计算容量 (冬季) (kW)	负荷性质
一、动力负荷					
1	充电装置电源	120	120	120	经常、连续
2	330kV 配电装置端子箱	3.5	3.5	3.5	经常、连续
3	变压器冷却装置、有载调压装置	160	160	160	经常、连续
4	35kV 开关柜	1	1	1	经常、连续
5	UPS	58	58	58	经常、连续
6	逆变电源	8	8	8	不经常、连续
7	检修电源	200	0	0	不经常、短时
8	SVG 设备负荷	240	240	240	经常、连续
9	一体化升压设备	5.5	5.5	5.5	经常、连续
10	电热水炉	22	22	22	经常、连续
11	变频生活供水装置	2.2	2.2	2.2	经常、连续
12	一体化水处理设备	15	15	15	经常、连续
13	电动单梁悬挂式起重机	1.6	0	0	不经常、短时
14	电动葫芦起升机构	7.5	0	0	不经常、短时
15	电动葫芦运行机构	0.8	0	0	不经常、短时
16	起重机运行机构	0.8	0	0	不经常、短时
17	消防水泵配套电机	330	0	0	不经常、短时
18	消防稳压泵配套电机	10	0	0	经常、短时
19	移动式潜水排污泵配套电机	15	0	0	不经常、短时
20	综合楼一层动力	30	30	30	经常、连续
21	综合楼二层动力	15	15	15	经常、连续
22	综合楼三层动力	15	15	15	经常、连续

23	全站备用照明	10	10	10	不经常、连续
24	应急照明双电源配电箱	2	2	2	不经常、连续
25	库房、泵房暖通风机	2	2	2	经常、连续
26	综合楼暖通风机	8	8	8	经常、连续
27	35kV 配电装置室暖通动力负荷	2.5	2.5	2.5	经常、连续
28	其他负荷（厨房等）	250	175	175	经常、连续，按 70%考虑
小计	P1		895.7	895.7	
二、加热负荷					
1	35kV 配电装置室电暖器 (50W/m ²)	58	0	58	经常、连续
2	泵房电暖器 (50W/m ²)	10	0	10	经常、连续
3	辅房电暖器	8	0	8	不经常、连续
4	综合楼电暖器 (70W/m ²)	331	0	265	经常、连续，按 80%考虑
6	综合楼空调	182	182	0	经常、连续
7	二次设备室空调	15	15	0	经常、连续
8	330kV 配电装置加热负荷	6	0	6	经常、连续
9	35kV 配电装置加热负荷	35	0	35	经常、连续
10	综合楼浴霸	10	0	5	经常、连续，按 50%考虑
小计	P2		197	457	
三、照明负荷					
1	35kV 配电装置楼照明	15	15	15	经常、连续
2	二次设备室照明	15	15	15	经常、连续
3	综合楼照明	50	50	50	经常、连续
4	户外照明	30	30	30	经常、连续
5	库房照明	10	10	10	经常、连续
6	消防泵房、生活泵房照明	10	10	10	经常、连续
小计	P3		130	130	
合计	$\Sigma S > 0.85P1 + P2 + P3 =$		1088.3	1348.3	

表 3.6-1 (b) 2#升压出能站站用变容量统计表

序号	名称	负荷容量 (kW)	计算容量 (夏季) (kW)	计算容量 (冬季) (kW)	负荷性质
一、动力负荷					
1	充电装置电源	120	120	120	经常、连续
2	330kV 配电装置端子箱	4	4	4	经常、连续
3	变压器冷却装置、有载调压装置	240	240	240	经常、连续
4	35kV 开关柜	1	1	1	经常、连续
5	UPS	58	58	58	经常、连续
6	逆变电源	8	8	8	不经常、连续
7	检修电源	200	0	0	不经常、短时
8	SVG 设备负荷	300	300	300	经常、连续
9	变频生活供水装置	0.37	0.37	0.37	经常、连续
10	一体化水处理设备	2.5	2.5	2.5	经常、连续
11	电动单梁悬挂式起重机	1.6	0	0	不经常、短时
12	电动葫芦起升机构	7.5	0	0	不经常、短时
13	电动葫芦运行机构	0.8	0	0	不经常、短时
14	起重机运行机构	0.8	0	0	不经常、短时
15	消防水泵配套电机	330	0	0	不经常、短时
16	消防稳压泵配套电机	10	0	0	经常、短时
17	移动式潜水排污泵配套电机	15	0	0	不经常、短时
18	综合楼一层动力	15	15	15	经常、连续
19	综合楼二层动力	15	15	15	经常、连续
20	全站备用照明	10	10	10	不经常、连续
21	应急照明双电源配电箱	2	2	2	不经常、连续
22	库房、泵房暖通风机	2	2	2	经常、连续
23	综合楼暖通风机	8	8	8	经常、连续
24	35kV 配电装置室暖通动力负荷	2.5	2.5	2.5	经常、连续
25	其他负荷（厨房等）	100	70	70	经常、连续，按 70%考虑
小计	P1		859.4	859.4	

二、加热负荷					
1	35kV 配电装置室电暖器 (50W/m ²)	58	0	58	经常、连续
2	泵房电暖器 (50W/m ²)	10	0	10	经常、连续
3	辅房电暖器	8	0	8	不经常、连续
4	综合楼电暖器 (70W/m ²)	98	0	78	经常、连续, 按 80%考虑
6	综合楼空调	54	54	0	经常、连续
7	二次设备室空调	15	15	0	经常、连续
8	330kV 配电装置加热负 荷	6	0	6	经常、连续
9	35kV 配电装置加热负荷	35	0	35	经常、连续
10	综合楼浴霸	5	0	2.5	经常、连续, 按 50%考虑
小计	P2		69	267.5	
三、照明负荷					
1	35kV 配电装置楼照明	15	15	15	经常、连续
2	二次设备室照明	15	15	15	经常、连续
3	综合楼照明	20	50	50	经常、连续
4	户外照明	30	30	30	经常、连续
5	库房照明	10	10	10	经常、连续
6	消防泵房、生活泵房照 明	10	10	10	经常、连续
小计	P3		130	130	
合计	$\Sigma S > 0.85P1 + P2 + P3 =$		929.5	1128.0	

注：在火灾情况下非必要负荷由火灾报警系统联跳切除。

3.6.2. 站用配电装置的布置

(1) 站用变压器

3 台站用变“一”字型户内布置，布置在站用电室内。经各专业汇总统计站内交流负荷，1#升压站站用工作变容量按 2000kVA 选择，2#升压站站用工作变容量按 1250kVA 选择。工作站用变采用户内干式设备，电压比为 $37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.4\text{kV}$ ，接线组别 Dyn11，额定阻抗 $U_k = 6\%$ ，布置于站用变室内。站外电源 10kV 变压器考虑为箱

式变压器，全容量备用，采用户内干式设备，电压变比 $10\pm 2\times 2.5\%/0.4\text{kV}$ ，接线组别 Dyn11，额定阻抗 $U_k=6\%$ 。

（2）站用电屏

380/220V 站用电屏布置在站用电室内，配电屏选用抽屉式低压开关柜。站用变压器高压侧采用电缆引线，低压侧采用架空封闭式母线桥进线。

3.6.3. 工作照明、事故照明

变电站内设置正常工作照明和应急照明。正常工作照明采用 380/220V 三相四线制；应急照明部分包括备用照明、疏散照明及疏散指示灯具。站内设置 1 套集中控制型应急照明系统，并设置 1 面备用照明电源切换屏，其中应急照明系统应急放电时间不低于 120min，应急照明回路采用耐火线缆。

户外设备区照明主要是主变区的照明，采用低位投光灯照明，照明电源通过各区域户外照明交流动力箱自就近站用电屏（站用电分电屏）引接，并实现可在主控楼控制；站前区及道路照明考虑与建筑、站区规划整体协调，采用节能型路灯。

配电装置楼采用节能灯照明及设置事故照明，人员安全的疏散出口及疏散通道设置疏散照明；电缆沟采用手提式应急灯照明。

所有户外设备区照明，具备在主控室进行控制的功能。

3.7. 防雷接地

3.7.1. 防直击雷保护

根据 GB50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》和 GB/T50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》，结合各配电装置的实际布置以及电气设备的耐雷水平相应采取防雷保护措施。

储能区域的升压变、直流配电柜、35kV 高压开关均装设避雷器进行雷电侵入波保护和操作过电压保护。储能区域内设置 4 根 35m 高独立避雷针，与变电区避雷针进行联合保护，实现全站电气设备的直击雷防护。

为防止雷电对电气设备的直接袭击，330kV 配电装置、35kV 配电装置、主变压器区域采用构架避雷针进行保护。建筑屋顶考虑采用避雷带，在规定要求的屋角、屋脊、屋檐和檐角等易受雷击的部位敷设，并在整个屋面组成不大于 $10\text{m}\times 10\text{m}$ 的网格。引下线不少于两根，其间距要满足规程要求。

储能户外预制舱与接地网不少于两点连接。

3.7.2. 接地

站内所有电气设备不带电的金属外壳均可靠接地。本工程接地装置及设备接地的设计按《交流电气装置的接地设计规范》和《防止电力生产事故的二十五项重点要求》的有关规定进行设计。

黄花滩光伏 1#330kV 升压储能站站址区位于季节性冻土区，根据已有的资料及《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011，工程区地基土的标准冻结深度为 120cm。根据本次勘察并结合附近已有的工程资料，场地可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性影响，地基土对混凝土结构、钢筋混凝土中的钢筋具有微腐蚀性，地基土对钢结构具有弱腐蚀性。根据附近工程经验，站址区地下水位以上场地土的土壤视电阻率一般为 $412\sim 811\Omega\cdot m$ 。

黄花滩光伏 2#330kV 升压储能站站址区位于季节性冻土区，根据已有的资料及《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011，工程区地基土的标准冻结深度为 120cm。根据本次勘察并结合附近已有的工程资料，场地可不考虑地下水对建筑材料的腐蚀性影响，地基土对混凝土结构、钢筋混凝土中的钢筋具有微腐蚀性，地基土对钢结构具有弱腐蚀性。根据附近工程经验，站址区地下水位以上场地土的土壤视电阻率一般为 $436\sim 759\Omega\cdot m$ 。

对于 110（66）kV 及以上电压等级新建、改建变电站，在中性或酸性土壤地区，接地装置选用热镀锌钢为宜，在强碱性土壤地区或者其站址土壤和地下水条件会引起钢质材料严重腐蚀的中性土壤地区，宜采用铜质、铜覆钢（铜层厚度不小于 0.25mm）或者其他具有防腐性能材质的接地网。对于室内变电站及地下变电站应采用铜质材料的接地网。根据初勘报告，本工程场地土对钢筋具有微腐蚀性，表层土壤电阻率 $600\sim 2600\Omega\cdot m$ ，下部土壤电阻率 $100\sim 1200\Omega\cdot m$ 。因本工程单相接地电流较大，330kV 及 35kV 配电装置均布置于户内，为利用故障电流及雷电流散入大地，本工程主接地网采用 50×4 镀锡扁铜，垂直接地极采用紫铜棒，户外设备引下线采用 50×4 镀锡扁铜，户内接地材料采用 50×4 镀锡扁铜。

升压站场地表层铺碎石，在站区范围内敷设以水平接地体为主的人工接地网，接地网均压带采用等间距布置。为加强散流，在站内部分位置设置垂直接地极，并与主接地网连接。在继电器室、配电装置室等屏、柜下电缆沟内应敷设接地体，用于壳体

接地，并与站内主接地网相连。在架构避雷针、独立避雷针及避雷器处设集中接地装置，集中接地装置与接地网连接。为避免冻土对接地网的影响，接地网埋深加大，本工程水平接地网暂考虑敷设深度-1.41m。

本站接地按有关技术规程的要求设计，在保护室屏柜下层的电缆室(或电缆沟道)内，沿屏柜布置的方向逐排敷设截面积不小于 100mm² 的铜排(缆)，将铜排(缆)的首端、末端分别连接，形成保护室内的等电位地网。该等电位地网应与变电站主地网一点相连，连接点设置在保护室的电缆沟道入口处。为保证连接可靠，等电位地网与主地网的连接应使用 4 根及以上，每根截面积不小于 50mm² 的铜排(缆)。

升压储能站接地电阻按《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T50065-2011)要求 $R \leq 2000/I_g$ 设计。因场址内的土壤视电阻率较高，可考虑将升压站接地网与光伏厂区接地网可靠连接，并采用物理长效降阻剂、接地降阻模块以及接地深井等方式将升压站接地电阻控制在合理范围内。接地网的接触电位差按不超过 $U_t = \frac{174 + 0.17\rho_s C_s}{\sqrt{t_s}}$

设计，跨步电位差按不超过 $U_s = \frac{174 + 0.7\rho_s C_s}{\sqrt{t_s}}$ 设计。

3.8. 电缆敷设及防火封堵

3.8.1. 电缆设计原则

户内 330kV 配电装置采用电缆沟及穿管暗敷等方式；35kV 配电装置室考虑设电缆夹层；通信机房以及计算机房设有活动地板，在地板下敷设电缆。户外采用电缆沟敷设方式，电缆支架采用复合电缆支架。

3.8.2. 电缆型式及规格

- 1) 电力电缆：采用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套铜芯电缆。
- 2) 控制电缆：采用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套铜带屏蔽的铜芯电缆，屏蔽层两端接地，电缆截面不小于 1.5mm²。其中电流回路电缆截面不小于 4mm²，电压回路电缆截面不小于 2.5mm²。
- 3) 消防系统用电力电缆及控制电缆均采用耐火型电缆。

3.8.3. 电缆敷设原则

根据 GB50217-2018《电力工程电缆设计标准》要求：同一通道内电缆数量较多

时，若在同一侧的多层支架上敷设，应符合下列规定：宜按电压等级由高至低的电力电缆、强电至弱电的控制和信号电缆、通信电缆“由上而下”的顺序排列；当水平通道中含有 35kV 以上高压电缆，或为满足引入柜盘的电缆符合允许弯曲半径要求时，宜按“由下而上”的顺序排列；在同一工程中或电缆通道延伸于不同工程的情况，均应按相同的上下排列顺序配置。

故电缆在同一通道中位于同侧的多支架上敷设，排列顺序由高至低依次为高压电力电缆、低压电力电缆、控制和信号电缆、通信电缆/光纤。

3.8.4. 防火和阻燃措施

(1) 电缆沟层间防火通过设置防火隔板、耐火槽盒、阻燃管等实现。每层敷设的动力电缆应设置“L”型防火隔板进行分隔；重要回路控制电缆的其中一个回路应设置“L”型防火隔板进行分隔；在控制电缆与电力电缆之间设置层间耐火隔板；通信光缆敷设于耐火槽盒进行分隔。

(2) 在电缆沟的接口处，公用主电缆沟与引接分支电缆沟的接口处，屏、柜、箱的底部电缆孔洞等处，采用耐火材料进行封堵。

(3) 电缆沟内每隔 60m 处设置阻火墙。

(4) 对直流电源、应急照明、火灾报警系统的全部电缆，屏、柜、箱底部 2m 长的电缆，户外电缆进入户内后 2m 长的电缆，阻火墙两侧各 2m 长的电缆，采用电缆防火涂料进行涂刷。

(5) 对靠近含油设备的电缆采用穿管敷设，邻近的电缆沟盖板用水泥沙浆作预密封处理。

4. 电气二次

4.1. 系统二次

4.1.1. 系统保护及安全自动装置

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》、《光伏电站接入电网技术规定》的规定，结合电网系统继电保护配置习惯及本工程的具体情况，确定如下保护配置方案。

4.1.1.1. 330kV 线路保护

升压站 330kV 线路两侧各配置 2 套完全独立的全线速动光纤电流差动保护，每套保护还配置有独立的阶段式相间距离、接地距离及零序电流方向保护做后备保护，并且每套保护应具有远方跳闸功能。每套线路保护配置综合重合闸装置，可实现单相、

三相、禁止即停用重合闸方式。在三相重合闸方式时，应可实现检同期或检无压重合。重合闸装置应只实现一次重合闸，对于线路两侧的重合闸，应可实现顺序重合。线路两侧保护厂家、型号及版本需一致。两套保护装置采用不同厂家的产品，独立组屏，保证线路在各种运行情况下至少都有一套全线速动保护投入，使线路发生的各种故障都能被快速切除，保证电力系统安全稳定运行。每回线路的保护屏上配置一套断路器分相操作箱。断路器非全相保护由断路器本体实现。每套保护均采用 2 路专用光纤通道。

4.1.1.2. 330kV 母线保护

升压站 330kV 母线为双母线接线，升压站 330kV 母线均按双重化原则配置 2 套在系统各种运行方式下母线故障时均能正确动作、快速切除故障母线的母线保护装置（包括电流差动保护、断路器失灵保护功能等），失灵保护与母线差动保护共用出口。保护动作跳开母线上所有间隔，保证系统安全稳定运行。每套母线保护装置组 1 面柜。

4.1.1.3. 35kV 母线保护

为了保证系统安全稳定运行，升压站 35kV 母线每个单母线均配置 1 套微型母线保护。

4.1.1.4. 故障录波装置

为了分析电站事故过程中的动作情况，了解系统事故过程中继电保护装置的动作行为，各电站升压站均配置微机故障录波器对站内相应的各种模拟量和开关量进行录波，用于电力故障动态记录与分析。

每台装置容量配置均为 96 路模拟量、128 路开关量。录波回路包括：330kV 线路、主变、35kV 汇集线、站变、SVG 出线、FC 出线、调相机出线、直流系统各段母线对地电压等。全站录波装置独立组网，录波信息直接上送至调度，并应满足接入调度双平面和二次系统安全防护要求。

本工程每座升压站配置故障录波装置 5 台，组 5 面柜。

4.1.1.5. 保护及故障信息子站

为有效利用保护和故障录波器的各种信息，提高对故障的分析处理能力，加快事故处理速度，需将升压站内不同的继电保护装置和故障录波信息集中，统一进行处理，并可提供统一的分析界面，按照《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2006）要求，本期每个升压站配置保护故障信息处理子站 1 套。

保护故障信息处理子站柜布置于在二次设备室，由保信子站主机及网络设备构

成。保信子站主要功能为：调用保护和故障录波的数据、进行远方保护定值的调用、进行事故分析等高级应用。保护信息接入调度数据网 I 区，录波信息独立组网接入调度数据网 II 区。

4.1.1.6. 防孤岛保护功能

电网失压时，系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态称为孤岛现象。非计划性孤岛效应的发生，可能危及线路维护人员和用户的生命安全，干扰电网的正常合闸，以及使得孤岛中的频率和电压失去控制。

每个升压站应配置一套防孤岛保护，当监测到孤岛时，必须在规定的时限内将该光伏电站与电网断开，防止出现孤岛效应。防孤岛保护动作时间应与电网侧备自投、重合闸动作时间配合。

4.1.1.7. 安全稳定控制装置

安全稳定控制系统依据《电力系统安全稳定导则》(GB38755-2019)所规定的安全稳定标准进行配置，按满足电力系统同步运行稳定性的分级标准的要求，设置不同功能的安全稳定控制系统，建立起保持电力系统安全稳定运行的三道防线，使系统在某一特定严重程度的扰动下，通过切机、机组减出力、解列等措施，防止事故进一步扩大，保证系统不会全面崩溃瓦解，使系统保持在某一规定的安全水平（状态），并应保证电力系统安全稳定的可靠性要求。

按照电力系统安全稳定导则建立三道防线，采用分层分区控制，尽可能避免大规模的区域性安全稳定控制系统，每个升压站 330kV 安全稳定控制装置暂按双重化配置考虑。

为保证故障状态下电力系统和新能源电站的安全稳定运行，本工程每个升压站各出线考虑配置 1 套频率电压紧急控制装置。当 330kV 侧出现频率或电压异常时，可调节电站有功、无功出力。

根据《新能源场站全景监控通用技术规范》(Q/GDW12056-2020)，通过 35kV 及以上电压等级并网或装机容量在 40MW 及以上的风电场和光伏电站应加装全景监控系统。该系统主要由安全稳定控制层、紧急态监控层、场区网络层和源端终端层组成。

每个升压站配置 1 套安全稳定控制子站装置及相应通信接口装置，组 1 面屏布置于二次设备室；配置 1 套紧急态监控装置及相应通信接口装置，服务主机系统、核心交换机、环网交换机等组 1 面屏布置于二次设备室

4.1.1.8. 故障测距装置

本工程古浪黄花滩 1#800MW 光伏项目 330kV 接入凉州北 750kV 汇集站线路长度约 $2 \times 55\text{km}$ ，古浪黄花滩 2#1200MW 光伏项目 330kV 接入 1#800MW 光伏项目线路长度约 32km，每个升压站均配置 1 套故障测距装置。

故障测距采用双端故障测距装置，模拟量采样。

4.1.2. 系统调度自动化

4.1.2.1. 远动系统

(1) 调度关系

各升压站远动信息量满足调度要求并直采直送，信息通过调度数据网传至调度主站。

(2) 远动系统设备配置

各升压站配置计算机监控系统，远动通信设备采用两台冗余热备的 I 区数据通信网关机（兼图形网关机），数据网关机采用无硬盘型专用装置，通信规约统一采用 IEC61850。I 区数据通信网关机按双机冗余配置，站内所有的远动信息均通过数据通信网关机向调度端传输。

(3) 远动信息的采集及内容

远动信息采取“直采直送”原则，直接从 I/O 测控装置获取远动信息。远动信息内容应满足《电力系统调度自动化设计规程》DL/T5003 的要求。为实现调度端对其运行情况的监控和对风光储的运行管理的要求，需监控以下信息：

遥测量：

330kV 线路的三相电压、三相电流、有功功率、无功功率、有功电度、无功电度、功率因素；

变压器和 35kV 线路、站用变的三相电流、有功功率、无功功率；

无功补偿装置的三相电流、无功功率；

330kV 和 35kV 母线电压、频率；动态无功补偿装置无功功率、电流；主变分接头档位；

35kV 开关柜断路器动触头温度、电缆接头温度；

光伏发电单元的运行状态，包括逆变器和单元升压变运行状态等；

光伏电站并网点电压、电流、频率；

光伏电站主升压变高压侧出线的有功功率、无功功率、发电量；

光伏电站主升压变压器分接头档位；

光伏电站气象监测系统采集的实时辐照度、环境温度、光伏组件温度；

光伏发电总有功功率、无功功率；

蓄电池正反向电流、蓄电池电压、充电器进线电流和电压、直流母线电压、直流系统正对地电压、直流系统负对地电压；

遥信量：

330kV、35kV 断路器位置信号；

隔离刀闸、隔离手车、接地刀闸位置信号；

380V 断路器位置信号；

直流主回路开关位置信号；

保护动作总信号、重合闸动作信号；

事故总信号；

保护装置故障、告警信号；

控制回路断线信号；

直流系统异常信号等；

遥控量：

有功控制指令；

无功/电压控制指令；

有功、无功/电压控制投退指令、以及对相关限制的设置指令。

330kV、35kV 断路器分合；

330kV、35kV 电动隔离开关、电动接地开关的分合。

主变有载分接开关分接头的升降档操作。

主变中性点隔离开关的分合。

站用电 380V 进线断路器的分合。

（4）远动信息传输

远动信息传输采用两个平面数据网通信互为备用的方式向各级调度传输远动信息，网络通信采用 DL/T634.5104-2002 规约。

4.1.2.2. 电能质量监测装置

根据《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW1617-2015）等要求，在升压站

配置一套电能质量监测装置，用于监测 330kV 出线侧的电能质量，监测内容包括电压和频率偏差、三相电压和三相电流幅值相位不平衡度、负序电流、谐波、电压波动等，送入电网的电能质量必须满足国家标准。相关监测装置应为满足《电能质量监测装置技术规范》(DB32/T1841-2011)及 GB/T19862《电能质量监测设备通用要求》要求的 A 级电能质量监测装置。

4.1.2.3. 同步相量测量装置 (PMU)

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》要求，对于接入 220kV 及以上电压等级的大型光伏电站应装设同步相量测量单元 (PMU) 一套，接入数据网接入设备，将功角相量信息通过数据网方式送到省调主站系统。为光伏电站的安全监控与电力调度部门提供统一时标下的光伏电站暂态过程中的电压、相角、功率等关键参数的变化曲线。PMU 应具备双套主机。

本工程在每座升压变电站配置一套同步相量测量系统，包括同步相量测量单元、数据集中处理单元和网络交换机等设备。采集的信息量应满足调度要求。同步相量测量装置应采用站内统一对时源对时。

本工程应采集的同步相量信息为：

330kV 线路三相电压、三相电流；

330kV 母线三相电压；

35kV 母线三相电压；

35kV 各集电线、储能线、SVG、调相机、站用变及主变低压侧三相谐波电压幅值/角度/频率测点，三相间谐波电压幅值/角度/频率测点；

35kV 各集电线、储能线、SVG、调相机、站用变及主变低压侧三相电压、三相电流；

主变高、低压侧三相电流；

无功补偿设备三相电流。

4.1.2.4. 互联网大区交互平台

本工程在升压站计算机监控系统配置 1 台专用网厂信息交互平台专用终端工作站，具备调度运行、保护、自动化参数设置、调度两票管理等功能，采用互联网与网厂信息交互平台实现信息交互。

4.1.2.5. 电力现货交易系统

按照国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司《关于印发电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）的通知》（发改办能源【2018】1518 号文），光伏项目在并网前应申请独立账号，配置 1 套电力现货交易系统，通过Ⅱ区调度数据网登录甘肃电网电力交易系统，进行现货申请及交易。

4.1.2.6. 光功率预测系统

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》，本项目各光伏升压站配置光功率预测系统一套，并根据预测结果进行发电功率、上网电量的预测与申报工作。光伏电站每 15 分钟，自动向电网调度机构滚动上报未来 15min~4h 的光伏发电功率预测曲线；每日 12 时前，向所辖电网调度机构报送次日发电计划建议，内容包括日发电计划曲线建议（96 点）、日最大发电能力、可调出力范围和日光照度预测曲线。

光功率预测系统配套提供发电环境监测系统，采集信息包括但不限于总辐射、直接辐射、环境温度、湿度、光伏电池板温度、风速、风向、气压等气温环境信息，辐照仪安装角度要与组件倾角保持一致；倾斜辐射、水平辐射、散射辐射数据齐全、完整，便于后续数据对标分析。

本期光伏升压站配置光功率预测系统各 1 套（含微气象环境监测子站），功率预测服务器通过防火墙与综合通信管理终端通信。

4.1.3. 电能量计费系统

4.1.3.1. 电能计量点设置

根据 DL/T448《电能计量装置技术管理规程》，贸易结算用的计量装置原则上应设置在供用电设施的产权分界处，本期上网关口计量点暂按设在升压站出线侧考虑，每个升压站 330kV 出线侧按照双表配置有功 0.2s 级、无功 0.5 级电子式双方向多功能电能表考虑。

4.1.3.2. 电能量计量系统配置

升压站 330kV 主变高压侧、低压 35kV 侧配置有功 0.2S、无功 1.0 级单块电能表，站内其他 35kV 光伏集电线路、35kV 站用变出线、35kV 储能出线、SVG 装置间隔、调相机间隔等回路各安装精度为有功 0.2S、无功 2.0 单块多功能电能表。

在 330kV 升压站配置双套电能采集终端，负责升压站内计量点的电能量数据的采集和处理，通过光传输通信设备将电能量信息接入系统侧。

4.1.3.3. 电能量信息采集内容

电能量信息采集包括：以上各计量点的正向有功电度、负向有功电度、正向无功电度、负向无功电度、带时标的单点信息等。

4.1.3.4. 电能量信息传输

电能表的计量数据均以 RS485 串口送入电能量采集装置，电能量采集装置通过调度数据网通道将电能量信息上送至系统侧。

电能量采集终端和关口计量表需得到当地电网公司相关部门的认可及校验。

4.1.4. 调度数据通信网络接入设备

为保证电网调度的可靠性，升压站可由电网调度直接调控，配置 2 套调度数据网设备，分别以 2×2M 方式接入电力调度数据接入网。

设备包括 2 台路由器、2 台实时交换机和 2 台非实时交换机。其具体配置原则应与当地电网电力调度数据接入网建设保持一致。

4.1.5. 电力监控系统网络防护

4.1.5.1. 二次安全防护系统

二次安全防护设备根据发改委 2024 年第 27 号令《电力监控系统安全防护规定》要求，按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则配置。

a) 横向边界防护

①生产控制大区和管理信息大区边界安全防护，应当部署电力专用横向单向安全隔离装置。

②控制区（安全Ⅰ区）与非控制区（安全Ⅱ区）边界防护，应当能采用具有访问控制功能的网络设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设备，实现逻辑隔离、报文过滤、访问控制等功能。

b) 纵向边界防护

生产控制大区系统与调度端系统通过电力调度数据网进行远程通信时，应当采用认证、加密、访问控制等技术措施实现数据的远方安全传输以及纵向边界的安全防护。

综上所述，本工程边界安全防护设备拟按如下方式配置：

生产控制大区与管理信息大区之间配置正、反向电力专用物理隔离装置各 1 套。

生产控制大区安全区Ⅰ、Ⅱ区之间配置 2 台横向隔离防火墙。

生产控制大区Ⅰ区配置 2 台千兆纵向加密认证装置。

生产控制大区 II 区配置 2 台千兆纵向加密认证装置。

综合数据网配置 1 台纵向隔离防火墙。

4.1.5.2. 综合安全防护系统

根据国家发改委 2024 第 27 号令《电力监控系统安全防护规定》和国能安全[2015]36 号《发电厂监控系统安全防护方案》，各升压站配置 1 套综合安全防护系统，实现恶意代码防范、入侵检测、漏洞扫描、计算机系统访问控制、安全审计、安全免疫、内网安全监视以及商用密码管理等功能。因此本期运维中心综合安全防护系统配置如下：

①入侵检测系统

生产控制大区 and 调度管理 III 区分别部署一套入侵检测系统，应当合理设置检测规则，检测发现隐藏于流经网络边界正常信息流中的入侵行为，分析潜在威胁并进行安全审计。

②安全审计系统

生产控制大区的监控系统应当具备安全审计功能，能够对操作系统、数据库、业务应用的重要操作进行记录、分析，及时发现各种违规行为以及病毒和黑客的攻击行为。对于远程用户登录到本地系统中

的操作行为，应当进行严格的安全审计。

③恶意代码防范

恶意代码防范应当及时更新特征码，查看查杀记录。恶意代码更新文件的安装应当经过测试。禁止生产控制大区与管理信息大区共用一套恶意代码管理服务器。

生产控制大区 and 调度管理 III 区各配置 1 套入侵检测系统。

生产控制大区 and 调度管理 III 区各配置恶意代码防范系统。

生产控制大区配置 1 套安全审计系统。

④USB 安全防护设备

能够识别全站 USB 设备的接入状态，识别可能存在的异常数据传输模式、隐藏的存储区域、未经授权的代码执行等。

生产控制大区安全区 I、II 区各配置 1 台 USB 安全防护设备。

⑤日志审计

通过收集、分析和监控各类服务器系统日志更好地监控和保障信息系统运行。

生产控制大区安全区 I、II 区各配置 1 台日志审计。

4.1.5.3. 网络安全监测装置

根据调网安[2017]150 号《电力监控系统网络安全管理平台基础支撑功能规范(试行)》、《电力监控系统网络安全管理平台应用功能规范(试行)》，按照“监测对象自身感知、网络安全监测装置分布采集、网络安全管理平台统一管控”的原则，构建电力监控系统网络安全管理体系，实现网络空间安全的实时监控和有效管理。实现对本期电力监控系统的设备上采集、处理，同时把处理的结果通过通信手段送到调度机构部署的网络安全管理平台。监测对象采用自身感知技术，产生所需网络安全事件并提供给网络安全监测装置，同时接受网络安全监测装置对其的命令控制。

考虑到本工程相关系统较多，需要安装探针数量多，故本工程在升压站 I 区、II 区分别配置 II 型网络安全监测装置。配置 1 套网络安全工作站。

4.2. 系统通信

4.2.1. 光缆建设方案

古浪黄花滩 1#800MW 光伏项目以 2 回 330kV 送出线路接入 750kV 凉州北变电站，随并网线路径，自黄花滩 1#800MW 光伏 330kV 升压站至 750kV 凉州北变电站架设 4 根 24 芯 OPGW 光缆（G.652 光纤配置），线路路径长度约为 55km，光缆长约 4×58km（光缆裕度系数按 1.05 考虑）。

黄花滩 1#800MW 光伏 330kV 升压站内进场 24 芯导引光缆长度约为 8×0.5km。

古浪黄花滩 2#1200MW 光伏项目以 1 回 330kV 送出线路接入古浪黄花滩 1#800MW 光伏项目升压储能站，随并网线路径，自黄花滩 2#1200MW 光伏 330kV 升压站至 1#800MW 光伏 330kV 升压站架设 2 根 24 芯 OPGW 光缆（G.652 光纤配置），线路路径长度约为 32km，光缆长约 2×33.6km（光缆裕度系数按 1.05 考虑）。

黄花滩 2#1200MW 光伏 330kV 升压站内进场 24 芯导引光缆长度约为 4×0.5km。

4.2.2. 设备配置方案

（1）光传输设备

分别建设黄花滩 1#330kV 升压储能站—750kV 凉州北变、2#330kV 升压储能站—黄花滩 1#330kV 升压储能站的 2 条 1+1622M 电路，分别接入西北网一平面华为光传输网、甘肃省网一平面光传输网（SW-A-I）。

光传输系统配置：在黄花滩 1#330kV 升压储能站和 2#330kV 升压储能站分别配置 2 套 2.5G 光传输设备，在每套设备上配置 2 块 4 口 622M 光口板。

(2) 配线设备

在本期 2 座 330kV 升压储能站分别配置综合配线柜，含 2×48 芯的光配单元、 2×32 系统的数字配线单元和 100 回的音频配线单元。

(3) 调度交换系统

为满足系统调度通信的需要，在每座 330kV 升压储能站设置 1 台系统程控调度交换机，做系统调度用，容量为 48 用户端口，带调度台和数字录音系统。调度程控交换机以 2 个不同路由的 2M 数字中继方式就近接入甘肃省电力调度交换网汇接点（甘肃省调、省调备调），在接入端调度交换机上各扩容 1 块 2M 中继板。

同时配置公网电话 1 部，用于施工通信和调度电话备用通道。

4.2.3. 通道组织

1) 至调度端通道

升压站调度通信和调度自动化通道组织

至西北网调主用通道：黄花滩 1#330kV 升压储能站-750kV 凉州北变(I 回 OPGW 光缆)-西北网电路 1-西北网调；黄花滩 2#330kV 升压储能站-黄花滩 1#330kV 升压储能站(I 回 OPGW 光缆)-西北网电路 1-西北网调。

至西北网调备用通道：黄花滩 1#330kV 升压储能站-750kV 凉州北变(II 回 OPGW 光缆)-西北网电路 2-西北网调；黄花滩 2#330kV 升压储能站-黄花滩 1#330kV 升压储能站(II 回 OPGW 光缆)-西北网电路 2-西北网调。

至甘肃省调主用通道：黄花滩 1#330kV 升压储能站-750kV 凉州北变(I 回 OPGW 光缆)-三级省网电路 1-甘肃省调；黄花滩 2#330kV 升压储能站-黄花滩 1#330kV 升压储能站((I 回 OPGW 光缆)-三级省网电路 1-甘肃省调。

至甘肃省调备用通道：黄花滩 1#330kV 升压储能站-750kV 凉州北变(II 回 OPGW 光缆)-三级省网电路 2-甘肃省调；黄花滩 2#330kV 升压储能站-黄花滩 1#330kV 升压储能站((II 回 OPGW 光缆)-三级省网电路 2-甘肃省调。

2) 保护通道

本期新建单回 330kV 线路，需要有 2 套保护，每套保护需要有主、备两个通道。升压站-750kV 变电站采用一专一复方式。

线路保护一：A 通道采用专用芯保护，利用 1#（2#）330kV 升压储能站-对侧变电站的 I 回直达光缆；B 通道采用复用 2M 光纤电路，安排在黄花滩 1#（2#）330kV

升压储能站-对侧变电站的 II 回直达光缆中，复用甘肃省调设备组织的 1 个 2M 通道；

线路保护二：A 通道采用专用芯保护，利用 1#（2#）330kV 升压储能站-对侧变电站的 I 回直达光缆；B 通道采用复用 2M 光纤电路，安排在 1#（2#）330kV 升压储能站-对侧变电站的 II 回直达光缆中，复用西北网调设备组织的 1 个 2M 通道。

3）稳控通道

升压站向区域主站（750kV 凉州北变）的稳控通道：

A 通道：1 个 2M 通道，安排在升压站向区域主站（750kV 凉州北变）的省调设备中；

B 通道：1 个 2M 通道，安排在升压站向区域主站（750kV 凉州北变）的西北网调设备中。

4.2.4. 通信电源和通信设备布置

通信电源按变电所电气一体化供电设计，每座 330kV 升压储能站通信机房设置两套 DC/DC-48V/200A 通信电源转换设备，一体化电源应能维持对通信设备供电 4 小时。

通信设备布置在二次设备间内，通信共需 12 面屏。

变电站不设通信监控系统，变电站通信设备由通信系统网管管理，环境监控纳入变电站监控平台统一监控，信号能上传至调度端。

4.3. 一体化监控系统

4.3.1. 概述

本基地一体化智慧运营管控体系按照“集控中心-区域维检中心-风光火储场站”三个层级建设。充分利用自动化、数智化等技术措施满足规程规范中运行监控、巡视检查、事故处理、定期维护等要求，最大程度减少人工现场运维工作量。

每座升压储能站设置 1 套一体化监控系统，可实现升压站、光伏、储能设备的综合监视和控制，监控信息的标准化管理功能，并设置统一的主机兼操作员站，由站端一体化监控主机实现统一管控。同时，支持接收电网调度或基地集控中心集控系统下发的控制指令，并将场站运行信息等内容分别上送至电网调度监控平台及基地集控中心集控系统平台。

站端一体化监控系统设计需以“架构简化、业务融合、能力提升”为目标，对常规新能源场站安全 I 区及安全 II 区各类监视控制相关子系统分别进行整合集成，简化

通信和控制链路，减少硬件部署，提升站控系统数据接入、协同共享能力，统一新能源场站站端监控系统建设标准，支撑实现基地安全、高效、协调运行。

4.3.2. 网络架构

330kV 升压储能站监控系统采用分层、分布、开放式双以太网星型结构。间隔层的测控装置直接接入站控层网络与站控层通信。在站控层及网络失效的情况下，间隔层能独立完成就地数据采集和控制功能。

网络传输介质在同一小室内采用超 5 类屏蔽双绞线，出小室需要经户外电缆沟或电缆竖井时采用多模非金属光缆。

4.3.3. 主要功能

4.3.3.1. 主设备监控

每个升压站站配置 1 套一体化监控系统，集储能监控系统、光伏监控系统及升压站计算机监控功能于一体，实现联合有功、无功控制。

一体化监控系统实现对升压站、光伏、储能设备的综合监控，其中升压站设备包括出线、变压器、母线及其有关的断路器、隔离刀闸、接地刀闸等，并表示出运行状态，测量参数：P、Q、 $\cos \phi$ 、U、I、F、分接头档位位置；光伏设备提供由光伏分区、光伏阵列、光伏集电线、光伏逆变器、就地升压器等多维度下的发电设备实时监测功能，实时监测设备的运行状态及参数，实时监测与故障诊断告警集成；储能设备可展示储能系统电池类型、装机能量、额定充电功率、额定放电功率、额定充电电量、额定放电电量等电池台账数据以及 PCS、BMS、就地变压器等相关数据，能够采集储能系统重电池管理系统、储能变流器、变配电设备和辅助系统等设备运行信息，实现对储能电站的监视和控制，并根据其功能定位实现系统调峰、系统调频、无功支撑等控制策略。

4.3.3.2. 快速功率集成控制

一体化监控系统配置 1 套符合集控及电网调度接入要求的快速功率集成控制子系统，具备一次调频、惯量支撑及 AGC/AVC 控制功能。该子系统包含场站控制器、当地功能装置，可接受电网调度或集控系统命令，本系统最终应根据电网接入系统报告进行配置。

场站控制装置具备远动、场站功率控制、有功指令优化跟踪、自动电压控制等功能，可接入光伏逆变器、储能 PCS、SVG 等受控设备，可接受电网调度或集控系统

命令，实现对光伏逆变器、储能 PCS、SVG 等发电或无功调节设备的控制。场站控制策略可根据现场运行实际进行定制化开发，且策略修改智能便捷。

系统能够监视 AGC/AVC 远方状态、AGC/AVC 投退状态、理论有功功率、有功计划值、实际有功功率、全场有功控制上限、全场有功控制下限、电压目标值、电压实际值、全场无功可发上限、全场无功可发下限等数据的展示。

系统能够根据电力系统运行需要投/退一次调频功能，一次调频应与 AGC 协调配合。结合光伏、储能运行状态，协同优化光伏、储能的一次调频响应出力，在最经济的情况下使整个光储单元满足电网一次调频要求。

4.3.3.3. 光功率功率预测

系统具备功率预测功能，具备中长期功率预测，短期功率预测、超短期预测、理论功率、可用功率、辐照仪气象数据等所有上传调度相关运行信息功能，相关功能及性能指标满足相应并网考核要求。电站每 15 分钟，自动向电网调度机构滚动上报未来 15min~4h 的光伏发电功率预测曲线；每日 12 时前，向所辖电网调度机构报送次日发电计划建议，内容包括日发电计划曲线建议（96 点）、日最大发电能力、可调出力范围和日光照度预测曲线。系统具备 0-240h 中期预测功能。

在各光伏电站设置微气象环境监测子站 1 套，用于场站光辐射及环境数据信息的采集。

4.3.3.4. 防误闭锁

系统需具备微机五防功能，站端五防子系统可支撑集控侧集中五防主站实现集中开票、分散操作功能；支持直接以通信方式将接收到的操作票通过场站中控室的通讯适配器传给电脑钥匙，再进行现场倒闸操作。子站能够与主站实时在线对位，自动更新设备状态变化，保证主站与子站设备状态上的一致性。

4.3.3.5. 设备状态监测

系统能够具备监测升压站 35kV 开关柜、储能变流器升压变一体机以及光伏箱变内无线测温信息的功能，可对温度数据进行监视管理、分析并实时展示、报警提示等。系统应能自动过滤随机波动影响和环境温度变化导致的温度变化风险误报。

4.3.3.6. 电池监测与智能运检

具备通过对储能变流器、储能电池、电池管理系统所采集海量历史数据的细化分析，对储能变流器和电池的寿命状态和潜在缺陷进行分析，对储能电站进行安全状态评估和故障预警，提供设备健康状态分析、故障主动预警、故障专家诊断等分析辅助

功能，避免被动故障告警而可能出现的安全风险，提高电站运行的安全性和可靠性。通过与移动式运维终端的配合，实现故障定位、智能检修决策等功能，为现场运检作业提供主动预警和智能辅助决策支持。

4.3.3.7. 同步对时系统

每个升压站设置 1 套统一的同步对时系统，同步时钟装置由标准同步时钟本体和时间同步信号扩展装置组成。标准同步时钟本体应能接收北斗卫星发送的信息，作为主时钟的时间基准，同时能接收另一台标准同步时钟发出的带有年月日时分秒全时间信息，作为主时钟的备用外部时间基准，站控层采用 SNTP 对时方式，间隔层采用 IRIG-B（DC）时码对时方式。同步对时系统为变电站内所有的监控系统站控层设备、保护装置、测控装置、故障录波装置、安全自动装置、储能 BMS、储能 PCS 及其他智能设备等提供对时功能。

在各场站安全 II 区配置 1 套时间监测装置。时间监测装置具备频率测量、自身运行状态和异常告警信息的输出功能，并支持通过网络、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。

根据《电力系统治安反恐防范要求》 站内每套对时系统设置防干扰安全防护隔离装置 1 套，具备常规电磁干扰信号入侵监测和实时告警能力、卫星信号拒止条件下高精度时间同步保持和干扰信号安全隔离能力。

4.3.3.8. 远动功能

监控系统配置 2 台 I 区数据通信网关机，采用双主机工作模式，通过以太网与站级计算机系统相连接，实现站内实时信息向各级调度和电力数据网上发送或接收调度指令。数据网关机设备具有远动数据处理、规约转换及通信功能，满足调度自动化的要求，并具有串口输出和网络口输出能力，能同时适应通过常规模拟通道和调度数据网通道与各级调度端主站系统通信的要求。

4.3.3.9. 数据要求

根据《甘肃电力调度中心关于下发<甘肃电网新能源及新行储能运行单元信息接入实施方案>的通知》（甘电调传文【2025】），本光伏电站应上传整站运行信息、单台变流器运行信息，监控系统具储能电池及储能变流器的运行状态监视及异常告警监视功能。光伏电站数据分为全站数据、单光伏发电单元数据、单逆变器数据和箱变数据；储能系统数据分为全场数据、单换流器数据和箱变数据。具体根据《甘肃电网新能源

及新行储能运行单元信息接入实施方案》执行。

4.4. 元件保护

4.4.1. 330kV 主变压器保护

330kV 主变配置主保护和后备保护，采用主后一体化装置。

(1) 主保护

纵联差动保护（双重化配置）：包括差动速断、比率差动保护，保护动作跳开变压器各侧断路器。

非电量保护：主要配置本体重瓦斯、有载重瓦斯、压力释放、油压突变、油温过高、绕组温度过高等保护动作于变压器各侧跳闸和发信；配置本体轻瓦斯保护、油温升高、绕组温度升高、油位异常等保护动作于发信。

(2) 330kV 侧后备保护（双重化配置）

带偏移特性的阻抗（含相间、接地）保护：

动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

复合电压闭锁过流保护：动作后延时跳开主变压器各侧断路器，复合电压取自 330kV 侧和 35kV 侧；

零序过流保护：动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

中性点零序电流保护，动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

中性点间隙零序电流保护，动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

零序电压保护，动作后延时跳开主变压器各侧断路器；

过负荷保护：动作于发信号。

(3) 35kV 侧后备保护（双重化配置）

两段式过流保护：过流 I 段 I 时限跳分段的断路器，II 时限跳本侧断路器，过流 II 段延时跳各侧断路器；

复合电压闭锁过流保护：动作后跳主变两侧开关；

零序电流保护：延时动作于跳各侧断路器；

过负荷保护：动作于发信号。

4.4.2. 35kV 站用变保护

电流速断保护，瞬时动作于跳闸；

过电流保护，带时限动作于跳闸；

过负荷保护，延时动作于发信号；

本体保护，变压器高温报警，超温跳闸；

零序过流保护，带时限动作于跳闸。

站变低压侧中性点零流保护，带时限动作于跳闸。

4.4.3. 35kV 光伏出线、35kV 储能出线、SVG、调相机 SFC 间隔回路保护配置（保护测控一体化装置）

电流速断保护，瞬时动作于跳闸；

过电流保护，带时限动作于跳闸；

过负荷保护，带时限动作于发信号；

零序过流保护，带时限动作于跳闸。

4.4.4. 调相机主回路

详见 6.3.3 节。

4.5. 直流电源及交流不间断电源系统

4.5.1. 直流电源

1)设计原则

本站考虑采用交、直流一体化电源系统，直流系统应具备防交流穿入功能。全站直流、交流、UPS、逆变电源(事故照明)等采用一体化设计、一体化配置、一体化监控，在变电站内建设一体化的站用交、直流电源系统管理平台和信息平台，电源系统按布置区域分别配置 1 套一体化的智能总监控器，并在各屏或各区域配置分散监测模块，作为站用交、直流电源的信息共享平台,综合分析各种数据和信息，对整个系统内的各子系统分别实施控制和管理。通过 RS485 接入站内通信接口服务器，进而将电源系统的各种监测信息上传至站监控系统。

全站考虑共配置 1 套电源系统，额定电压采用 DC220V。

电源的一体化监控平台可完成母线绝缘检测，各馈线绝缘检测，蓄电池监测，蓄电池巡检，馈线开关监测如开关位置、事故跳闸告警、负荷电流、漏电流等，380V 交流母线自动投入，电量检测等功能。

直流系统主接线采用单母线分段接线，控母、合母合一（无降压硅链），两段母线通过一把闸刀相连。直流系统采用 3 台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。蓄电池出口回路、充电装置直流侧出口回路、直流馈线回路和蓄电池试验放电回

路等均采用专用直流断路器保护。

各级直流断路器的配置应保证级差配合，具有可靠性、选择性、灵敏性和速动性。供电网络采用辐射供电方式。直流电源具有完整的防雷措施，具有 RS-485 通信接口将信息上送至站内监控系统。直流电源重要信息同时通过硬接点方式接入站内监控系统。

直流系统主要由交流配电单元、高频开关充电模块、集中监控器、直流馈线单元、蓄电池组及微机蓄电池监测、微机直流绝缘监测等单元组成。

本站按少人值守设计。本期蓄电池和充电器容量均按远景全部设备负荷的要求选择，电气负荷停电时间按 2 小时计算，事故照明及通信负荷按 4 小时事故放电时间选定。在正常操作条件下，2 组蓄电池和两段母线均带一部分设备负荷。

直流负荷供电采用辐射方式。本期考虑设置 3 面直流充电柜、2 面直流联络柜和 2 面直流馈线柜。

蓄电池采用双层双列布置于蓄电池室，直流充馈电屏布置于二次设备室。

经直流计算，蓄电池容量为 1000Ah，配置两组蓄电池，每组蓄电池采用全密封阀控式铅酸（贫液）蓄电池（每组蓄电池的数量均按每只浮充电压 2.23V，放电末期电压 1.85V 计算，取 104 只），按浮充电方式运行；充电模块电流为 $(6 \times 30 + 1 \times 30)$ A，充电装置采用高频开关电源。每段母线各带一套充电装置和一组蓄电池。

直流系统设有绝缘状态监测及接地故障定位装置、电池监测装置、集中监控装置，并能通过统一接口与变电站自动化系统通信，达到远方监控目的。

2) 直流负荷统计及蓄电池容量计算选择结果如下。

1#升压储能站负荷统计表

序号	负荷名称	装置容量 (W)	负荷系数	计算电流 (A)	经常负荷电流 (A)	事故放电时间(min)及放电电流(A)				
						初期	持续			
						0~1	1~60	60~120	120~180	180~240
1	控制, 保护, 继电器	4500	0.6	12.27	12.27	12.27	12.27	12.27	-	-
2	监控系统, 智能组件	5200	0.8	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91	-	-
3	通信 DC/DC 装置	7200	0.8	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18
4	监控后台	40000	0.6	109.09	109.09	109.09	109.09	109.09		-
5	事故照明	10000	1	45.45	45.45	45.45	45.45	45.45	45.45	45.45

6	断路器跳、合闸	5000	0.6	13.64		13.64				
	合计				57.36	225.55	211.91	211.91	71.64	71.64
					I _{jc}	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅

2#升压储能站负荷统计表

序号	负荷名称	装置容量(W)	负荷系数	计算电流(A)	经常负荷电流(A)	事故放电时间(min)及放电电流(A)				
						初期	持续			
						0~1	1~60	60~120	120~180	180~240
1	控制,保护,继电器	5000	0.6	13.64	13.64	13.64	13.64	13.64	-	-
2	监控系统,智能组件	6000	0.8	21.82	21.82	21.82	21.82	21.82	-	-
3	通信 DC/DC 装置	7200	0.8	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18
4	监控后台	40000	0.6	109.09	109.09	109.09	109.09	109.09		-
5	事故照明	10000	1	45.45	45.45	45.45	45.45	45.45	45.45	45.45
6	断路器跳、合闸	5000	0.6	13.64		13.64				
	合计				61.64	229.82	216.18	216.18	71.64	71.64
					I _{jc}	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅

4.5.1.1. 蓄电池选择

(1) 蓄电池个数的确定

选用 GFM 型免维护蓄电池，其浮充电压 2.23V，按正常浮充运行时保证直流母线电压为额定电压的 105%计算：

$$n = 1.05 \times 220 / 2.23 = 103.59$$

按保证事故放电末期，直流母线电压满足 0.875U_e 的要求计算，电池终止电压取 1.87V，则

$$n = 0.875 \times 220 / 1.87 = 102.94$$

综合以上计算，选择蓄电池 104 只。

(2) 蓄电池容量选择

不同阶段的负荷电流统计表

事故时放电	事故时放电电流(A) (1#站)	事故时放电电流(A) (2#站)	事故放电时间(min)
-------	------------------	------------------	-------------

M1	$I_1 = 225.55$	$I_1 = 229.82$	1
M2	$I_2 = 211.91$	$I_2 = 216.18$	60-1 = 59
M3	$I_3 = 211.91$	$I_3 = 216.18$	120-60 = 60
M4	$I_4 = 71.64$	$I_4 = 71.64$	240-120 = 120

通过阶梯计算法得：

(1) 1#330kV 升压储能站

第一放电阶段 M1 所需的容量为 550.53Ah，

第二放电阶段 M2 所需的容量为 862.90Ah，

第三放电阶段 M3 所需的容量为 768.95Ah。

第四放电阶段 M3 所需的容量为 815.44Ah。

四个阶段的容量比较的最大的为蓄电池的计算容量，Cc 取 862.90Ah

随机负荷计算容量 $C_r = 10.74\text{Ah}$

可靠系数 Kk 取 1.4，蓄电池事故放电容量

$C_s = 873.64\text{Ah}$

选择蓄电池容量为 1000Ah。

(2) 2#330kV 升压储能站

第一放电阶段 M1 所需的容量为 561.61Ah，

第二放电阶段 M2 所需的容量为 880.29Ah，

第三放电阶段 M3 所需的容量为 780.70Ah。

第四放电阶段 M3 所需的容量为 826.01Ah。

四个阶段的容量比较的最大的为蓄电池的计算容量，Cc 取 880.29Ah

随机负荷计算容量 $C_r = 10.74\text{Ah}$

可靠系数 Kk 取 1.4，蓄电池事故放电容量

$C_s = 891.03\text{Ah}$

选择蓄电池容量为 1000Ah。

4.5.1.2. 充电设备选择

(1) 浮充电设备

1#站： $I_{r1} = 0.01C_{10} + I_{jc} = 0.01 \times 800/10 + 57.36 = 58.36\text{A}$

2#站： $I_{r1} = 0.01C_{10} + I_{jc} = 0.01 \times 800/10 + 57.36 = 62.64\text{A}$

(2) 均衡充电设备

1#站: $I_{r2}=1.0\sim 1.25I_{10}+I_{jc}=1.25\times 100+57.36=157.36A$

2#站: $I_{r2}=1.0\sim 1.25I_{10}+I_{jc}=1.25\times 100+57.36=161.64A$

(3) 初充电设备

1#站: $I_{r3}=1.25I_{10}=1.25\times 100=120A$

2#站: $I_{r3}=1.25I_{10}=1.25\times 100=120A$

1#站: 充电装置额定电流 $I_c=\text{Max}(I_{r1}, I_{r2}, I_{r3})=157.36A$

2#站: $I_c=\text{Max}(I_{r1}, I_{r2}, I_{r3})=161.64A$

综上, 2 个站的浮充电装置的额定电流取 180A, 本期选用 7X30A。

4.5.2. 电力专用 UPS 电源

每座 330kV 升压站配置一套电力专用不间断电源系统作为计算机监控系统、调度自动化系统、火灾自动报警系统、视频监控系统电源, 容量为 $2\times 40kVA$ 。

电力专用不间断电源系统配置两台 UPS 主机, 两台 UPS 主机并列运行, 并列装置具有闭锁功能, 各台单路交流输入, 接于不同的交流源。当一台主机故障时, 另一台自动投入, 切换时间小于 4ms。每台 UPS 正常工作于在线式工作方式, 即由交流三相输入, 经整流、逆变部件后向负载供电; 当交流消失时直流经逆变部件供电; 当逆变部件输入异常或故障时, 由静态切换开关转至旁路供电, 分别向母线供电, 重要设备分别从两段母线取电。UPS 的直流输入取自站内直流系统, 不另单独配置蓄电池。

名称	负荷类型	运行方式	功率因数	换算系数 K	单装置功耗(W)	数量	装置功耗合计(W)	负荷计算容量
监控主机	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	1000	3	3000	2058
综合应用服务器	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	1000	1	1000	686
电力调度数据网设备	计算机负荷	经常、连续	0.95	0.7	50	20	1000	665
二次安防设备	计算机负荷	经常、连续	0.95	0.7	1000	1	1000	665
电能量远方采集终端	计算机负荷	经常、连续	0.8	0.8	500	2	1000	640
光功率预测装置	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.8	1200	1	1200	940.8
AGC/AVC	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.8	1000	1	1000	784
一次调频设备	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.8	800	1	800	627.2
保信子站	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.8	200	1	200	156.8
后台显示器	计算机负荷	经常、连续	0.9	0.7	500	2	1000	630

五防主机	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	500	1	500	343
视频监控系统	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	1000	1	1000	686
通信数据网设备	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	500	1	500	343
一次设备在线监测系统	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	500	1	500	343
光伏监控系统	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	10000	1	10000	6860
新能源综合监控系统	计算机负荷	经常、连续	0.98	0.7	1000	1	1000	686
						总容量	Sc=	17113.8

根据《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》DL/T5491-2014 附录 C 计算得 UPS 容量核算：

可靠系数 Kk 取 1.25

功率校正系数 Kf 取 0.8

降容系数 Kd=0.91，海拔按 1800m

UPS 计算容量 $S = Kk * Sc / (Kf * Kd) = 29385VA$

考虑到 UPS 单机负载率要求，UPS 容量选用 40kVA。

4.5.3. 事故照明逆变电源

330kV 升压站配置一台 10kVA 逆变电源作为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。直流由升压站 220V 直流系统提供，不另单独配置蓄电池。

4.6. 其他二次系统

4.6.1. 视频及环境监控系统

升压站设置一套全数字式视频及环境监控系统，可对升压变电站的环境和设备进行防盗、防火、防人为事故的监视。通过通信网络通道，将被监视的目标实时图像及报警信号上传到升压站控制室，实现远程监控功能。系统主要由视频图像工作站、站端处理单元、磁盘阵列、动力环境主机、工业以太网交换机、环网交换机、网络摄像机、门禁系统及电子围栏、红外线对射系统、环境监测设备等前端设备组成。系统配

置通信接口实现与升压站和火灾自动报警系统通信和联动监视。

视频及环境监控系统通过交换机、防火墙、路由器等设备经综合数据网将信息上传至新能源基地运维中心，由运维中心实现远方统一集中监控和智能运维。

系统在升压站的各电气一次设备室、二次设备室、主变区及光伏场区配置网络高清定焦摄像机和网络高清中速球机，用于对设备进行全方位监视；在升压站出入口及制高点配置网络高清高速球机，用于对建筑物及周边环境进行全天候监视；沿升压站围墙四周设置电子围栏和红外对射装置，对升压站进行有效布防。在升压变电站控制室、控制楼二次设备室、蓄电池室等设置温湿度传感器，在电缆沟设置水浸探头，在控制楼二次设备室、配电室、SVG 室安装门禁系统，控制、鉴别和记录进入的人员。

指定专门的部门或人员定期对机房供配电、空调、温湿度控制等设施进行维护管理。

4.6.2. 火灾自动报警及消防广播系统

升压变电站设置一套火灾自动报警系统。火灾自动报警及消防联动系统根据《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013 要求进行设计。设置总线型火灾自动报警控制柜（联动型）一面，控制柜安装在中控室，采用集中报警控制方式。

火灾自动报警系统设备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、声光报警装置、消防专用电话、消防联动控制器等。

根据电气设备布置以及各设备房间的特点，在不同探测区域和报警区域配置不同类型和原理的探测器或探测器组合，如光电感烟、感温探测器、极早期空气采样探测器、光纤或电缆感温探测器、火焰探测器等。当火灾确认后火灾报警控制器能启动声光报警装置及时提醒和疏散人群，能联动切断有关部位的非消防电源，能联动启动火灾应急照明灯，并可根据消防联动控制要求对相关消防设备如：消防水泵、防烟和排烟风机、防火阀、消火栓、自动灭火系统等实施自动联动控制。在各楼层主要通道设置可直接启动消防泵的消火栓按钮，在火灾自动报警联动控制器上设置启动消防泵、防烟和排烟风机的后备手操。

控制柜中设置智能型消防专用电话主机，各手动报警按钮设置电话插孔，在消防水泵房、变配电室设置消防专用电话分机。

火灾报警控制器自带备用电源，正常工作电源交流 220V 由逆变电源提供，当交流电源消失时，自动切换至备用电源供电，保证系统正常运行。

火灾自动报警系统配置标准通信接口用于实现与视频监视系统的联动,配置火灾报警动作和故障信号接点接入计算机监控系统。

消防广播系统采用智能网络型广播系统,全数字化网络传输,在升压站可实现对光伏场区紧急广播、业务广播、背景广播,且主系统对今后扩容预留接口。本工程广播系统平时可作为背景广播使用,一旦发生危险情况(与火灾自动报警系统接口),即转入紧急广播及消防广播。

升压站主变压器采用水消防方式,消防信号的采集与控制由火灾报警控制器统一实现,消防泵房内设置水消防电控系统 1 套,具体设备由水工专业开列。

4.6.3. 一次设备在线监测系统

本工程升压站相关电气设备设置一套独立于变电站计算机监控系统的设备在线状态监测系统,系统由现地监测单元、网络设备及监测主站组成。采用分层分布式结构,实现多路信号的同步高速采集和信号就地处理,并通过以太网把监测数据传送到站端主机。在被监测设备(如主变油色谱在线监测等)上安装现地监测单元,通过以太网线或 RS485 总线分别接入升压站在线监测网络设备,在线状态监测系统工作站获取在线监测单元实时采集数据后,实现数据整合、监测预警、故障诊断、状态评价、风险评估、维修策略等高级服务功能。一次设备状态监测系统与升压站站控层网络相连,经基地运维中心接入设备(交换机、纵向加密、路由器)实现信息上送,实现运维中心人员远方信息集中监视及运维管理。

系统主要包括:

(1) 330kV 主变状态在线监测

在每座升压站设置一套变压器油色谱在线监测系统,监测系统通过检测变压器油中氢气、乙炔、乙烯、甲烷、乙烷、一氧化碳等多种油中溶解气体和微水的含量,判断主变内部的过热和放电性故障并具备远方控制功能。

(2) 避雷器在线监测系统

在每座升压站配置一套避雷器在线监测系统,系统同步采样避雷器所在母线的电压、频率和避雷器接地线上的电流。采用特殊算法计算出电流和电压的夹角、避雷器泄露电流中阻性电流和容性电流的分量。根据电流和电压的夹角关系折算出电容量和介质损耗,建立一套实时监测避雷器运行状态的系统,为避雷器状态评价、风险分析、故障诊断、检修策略决策提供技术支撑。

避雷器在线监测系统将所在母线电压、频率、电流以及放电次数等数据通过在线装置传回中控室，降低运维工作量。

4.7. 二次设备组柜及布置

全站设置 1 个公用二次设备室，用于布置站控层设备、通信设备、直流及 UPS、交流电源、故障录波；主变保护和测控装置分别独立配置，集中布置于公用二次设备室。330kV 保护和测控装置分别独立配置，集中布置于公用二次设备室；35kV 采用保护测控一体化装置，就地分散布置于开关柜内。每组蓄电池采用支架方式独立布置于专用蓄电池室。

4.8. 电流互感器、电压互感器二次参数选择

根据本工程电气一次部分设备选型结果，本工程全站各电压等级均配置常规电流互感器、常规电压互感器。

4.8.1. 电流互感器的二次参数选择

（一）配置原则

（1）电流互感器二次绕组的数量和准确级应满足继电保护、自动装置、电能计量和测量仪表的要求。

（2）保护用电流互感器的配置应避免出现主保护死区。

（3）330kV、35kV 电流互感器均按三相配置。

（4）两套主保护分别接入电流互感器的不同二次绕组，后备保护与主保护共享二次绕组；故障录波器与保护共享一个二次绕组；测量、计量分别独立配置二次绕组。

（5）电流互感器二次额定电流采用 1A，二次负荷选择 20VA（计量绕组及 35kV 除外）。

（6）测量、计量电流互感器绕组准确级采用 0.2 级、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。

（7）保护用的电流互感器准确级：保护用的电流互感器准确级：330kV 线路保护可采用 P 类电流互感器，但其暂态系数不宜低于 2；母线保护、失灵保护可采用 P 类电流互感器。P 类保护用电流互感器的准确限值系数宜为 5% 的误差限值要求。

（二）电流互感器配置

项目	330	35
主接线	双母线	单母线双分支

项目	330	35
台数	3 台/间隔	3 台/间隔
二次额定电流	1A	1A
准确级	330kV 线路： 0.2S/0.2/5P/5P-断口-5P/5P/5P （母线侧）； 主变 330kV 侧：（母线侧） 5P/5P/5P/5P/5P-断口- 5P/5P/5P/0.2/0.2/0.2S 330kV 母联：05P/5P/0.2-断口 -0.2S/5P/5P（母线侧）； 主变高压侧套管：5P/5P/0.2 主变中性点和间隙：5P/5P	主变 35kV 侧：0.2S/0.2/5P/5P/5P/5P； 线路支路：5P/5P/5P/0.2S/0.2 站用变支路：5P/5P/5P/0.2S/0.2 SVG 支路：5P/5P/5P/0.2S/0.2
二次绕组数量	主变压器：10； 出线：7 母联：6 主变 330kV 侧套管：3	线路、站用变、SVG、调相机等支路： 5； 主变低压侧进线 CT：6
二次绕组容量	二次侧电流 1A, 5P/TPY20VA, 0.2/0.2S5VA	二次侧电流 1A, 5P/TPY20VA, 0.2/0.2S5VA

4.8.2. 电压互感器的二次参数选择

（一）配置原则

（1）本工程计量点设置在 330kV 线路侧，按照 I 类关口考虑，计量采用独立绕组，因此，330kV 线路间隔按装设三相 TV 考虑。

330kV 线路 TV 二次侧要求有 1 个计量用(0.2 级)Y 型绕组、1 个测量保护用(0.2 级，3P 级)Y 型绕组、1 个保护用(3P 级)Y 型绕组和 1 个保护用(6P 级)开口三角型绕组。

（2）330kV 母线电压互感器二次侧均要求有 1 个计量用(0.2 级)Y 型绕组、1 个测量保护用(0.2 级，3P 级)Y 型绕组、1 个保护用(3P 级)Y 型绕组和 1 个保护用(6P 级)开口三角型绕组。

（3）35kV 母线装设三相电压互感器。35kV 线路通过开关柜顶小母线获取母线电压。

（4）两套主保护的电压回路宜分别接入电压互感器的不同二次绕组，故障录波器可与保护共享一个二次绕组。

（5）采用电压互感器二次负荷为 50VA。35kV 电压互感器二次负荷参经常规站通用设计选择。

(6) 计量用电压互感器的准确级，最低要求选 0.2 级；保护、测量共享电压互感器的准确级为 0.2 (3P)。

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

(8) 计量用电压互感器二次回路允许的电压降应满足不同回路要求；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二次电压的 3%。

(二) 电压互感器配置

项目	330	35
主接线	双母线	单母线双分支
台数	母线：三相； 线路、主变压器 330kV 侧：三相	母线：三相，线路两相
准确级	母线、主变压器 330kV 侧、 线路:0.2/0.2 (3P) /3P/6P	母线：0.2/0.2 (3P) /3P/6P
二次绕组数量	母线、线路、主变高压侧：4；	母线：4
额定变比	母线、线路： $(330/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/0.1\text{kV}$	母线： $(35/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/3)\text{kV}$
二次绕组容量	母线：10/50/50/50VA 线路：10/50/50/50VA	母线：10/50/50/50VA

4.9. 二次设备的接地、防雷、抗干扰

4.9.1. 二次接地

根据开关场和一次设备安装的实际情况，继电保护室、电缆沟、全站敷设与厂、站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：

①升压站内敷设二次专用地网并与一次主接地网可靠连接，所有二次屏柜均按规程规定与二次地网可靠连接。

②在继保控制室、二次电源设备室，按屏柜布置的方向敷设截面不小于 100mm² 的接地铜排，并首末连接形成二次设备室内等电位接地网，二次设备室内的等电位接地网必须用 4 根及以上、截面不小于 50mm² 的接地铜排（缆）与升压站主接地网一点可靠连接。

设备区 35kV 开关柜室及主变本体端子箱等分别使用截面不小于 100mm² 的铜缆与二次设备室内等电位接地网可靠连接。

4.9.2. 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。

4.9.3. 抗干扰

a) 微机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，以及来自开关场电压互感器每组星形二次绕组引出线至控制室应各自使用独立电缆，控制电缆和动力电缆应分层布置，电压互感器开口三角绕组引出线至控制室单独使用电缆。

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，尽可能避开高压母线、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。

i) 控制室、二次设备间屏蔽的措施,只考虑防止频率为 10MHz~15MHz 以下的电磁波,故可用 40mmX4mm 的扁钢在小间屋面和四周焊接成 2mx2m 的方格网,并和周边接地网相连(门窗沿周边敷设扁钢而后接地)。15MHz 以上的屏蔽由装置本身采取措施。

5. 储能系统

5.1. 概述

5.1.1. 储能系统作用

储能在支撑高比例新能源外送通道中发挥不可或缺的作用,是确保绿色电力安全可靠高效利用、保障高比例可再生能源发电系统正常运行的必然选择,在促进新能源消纳、容量支撑、稳定运行保障等多个方面发挥重要作用。在新能源电站中配置储能

系统主要发挥了以下 7 个方面的积极作用，从而提升了电网的消纳能力。

(1) 削峰填谷，缓解电网调峰压力

当电源发电出力大于负荷需要时，光伏电站处于限电状态，电站可发功率大于实际功率，此时可以将多余的电量在保证光伏电站出力满足调度要求的前提下，存储于储能系统中。当光伏电站不限电时，储能系统将存储电能释放，这样一方面增加了电网调峰的灵活性，降低了调峰压力，另一方面使光伏电站减少了电量损失。

(2) 跟踪计划出力，提高光伏电站可调度性

由于储能系统有功功率调节响应速度快，在储能系统最大出力范围内，能够实现光储联动，使得光伏电站的实际出力能够实时跟踪调度下发的指令，增强了光储电站的可调度性。

(3) 参与调峰调频，提高网源协调能力

光伏电站通过保留有功备用或配置储能设备，并利用相应的有功控制系统或加装独立控制装置来实现调峰调频功能，电网高频扰动情况下，可以通过减少光伏电站有功功率，降低电网高频扰动。

储能系统通过积极参与电网调峰调频，能有效提升系统的调峰、备用能力，改善常规电源出力约束，提升电网接纳光伏发电的能力。

(4) 储能装置接入系统后，有助于提升断面的有功功率，但由于其容量的局限性，不能将有功提升至故障前水平，但在一定程度上保证了系统的稳定性。

(5) 储能系统的接入对于无功功率和电压也存在一定的提升作用，增强了系统的稳定性。

(6) 当发生三相永久故障时，储能系统的接入可以有效地平抑故障功率波动，缩短过渡过程，有利于电网系统在较短时间内更快地达到新的稳定状态，增强了电网系统的暂态稳定性。

(7) 储能系统可以提高光储联合运行系统的响应速度，相比于传统的火电机组，储能系统可以较大幅度缩短响应时间，有助于短时间内平抑系统波动。

5.1.2. 储能系统设计原则

(1) 安全可靠

在极限情况下，即使发生故障也在受控范围，不发生爆炸、燃烧等危及电站安全运行的故障。

系统可靠性包括了成熟性、容错性和易恢复性三个方面。成熟性是指系统为避免由本身存在的故障而导致失效的能力。本项目的软硬件配置应符合低失效度、低故障度和高有效度的要求。容错性是指在出现故障或违反规定接口的情况下，系统维持规定性能级别的能力。

本项目的软硬件配置应符合高防死度和高防错度的要求。易恢复性是指在失效发生的情况下，系统重建规定的性能级别和恢复直接受影响的数据的能力。本项目的软硬件配置应符合高重用度和高修复度的要求。

（2）先进性

系统的先进性体现在选用业界目前广泛使用的产品和解决方案，技术选型具有前瞻性，保证在未来数年内处于主流并能获得充足的技术支持。

储能系系统有良好的快速响应和充放电能力；较高的充放电转换效率。

高能量密度：当采用磷酸铁锂电池储能系统时，选择 314Ah 电芯，提高储能单元能量密度，从而提高整体系统的控制能力，减小占地面积。

（3）实用性

系统选用的软硬件方案要充分结合中国业务特点和电池储能电站系统架构现状，在保证系统可靠性和可用性的前提下，最大程度的达到实用、好用的目的。易于安装和维护；具有较好的环境适应性、较宽的工作温度范围；实现界面友好、操作直观、功能贴合实际、系统响应迅速、部署方便、运行稳定等特性，促进用户运行操作更加便利，提高运行工作效率。

（4）标准性

系统配置必须符合标准性的原则，软硬件选型应普遍采用遵循业界规范的、由国内外主流组织或企业参与和支持的标准产品。

（5）节约投资

系统的软硬件配置选型在符合上述几项重要原则的基础上，还要兼顾节约投资的需要，优先选用功能价格比高和性能价格比高的软硬件产品。

（6）环保

在电池生产、使用、回收过程中不产生对环境的破坏和污染。

5.1.3. 储能电池选型及系统规模

根据《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地可行性研究报告》及其审查意见确定的总

体原则，通过可行性研究阶段第 4 卷第 3 册第 5 分册内对太酸锂储能系统、磷酸铁锂储能系统、飞轮储能系统、液流电池储能系统、钠盐电池储能系统及超级电容系统进行经济技术比选，认为磷酸铁锂电池技术路线较为成熟、目前作为政府重点推广的电池类型，是储能电池的主流技术路线，具备能量密度高、通过 BMS 安全管理策略、防火分区及模块级气体消防+水浸没消防等措施确保较为安全可靠、放电深度、效率和充放电倍率高等优点。且磷酸铁锂电池更具市场化应用优势，适用于本项目大规模集中应用的场景，确定本项目采用磷酸铁锂储能电池。

通过对比集中式、组串式、高压直挂式和低压级联式储能升压方案，认为集中式储能的建设成本、运维便捷性、工程经验等方面具有一定的优势，本工程储能升压方式为集中式升压系统。

结论：基地组团 5 黄花滩光伏 1#、2#升压储能站分别建设 190MW/380MWh 和 290MW/580MWh 的集中式磷酸铁锂储能系统（跟网型），合计储能规模为 480MW/960MWh。

5.1.4. 储能系统集成

集中式储能系统每个储能单元由 1 台 5MW PCS 变流升压一体机和 2 台电池舱组成，容量为 5MW/10MWh。5MW PCS 变流升压一体机内包括 1 台 5250kVA 干变和 4 台 1250kW 集中式储能变流器（PCS）。1#、2#升压储能站各配置 38 和 58 个储能单元，每 3~5 个储能单元组成 1 回汇集线路，接入升压站 35kV 母线。1#330kV 升压储能站接入 9 条储能回路，2#升压储能站接入 15 条储能回路。储能系统布置在升压站一侧，靠近消防水源位置。储能系统的考核点设置在 35kV 储能进线回路。

电芯采用目前技术较成熟的高能量密度 314Ah 磷酸铁锂电芯。运行期内，容量衰减率不超过 20%，交流侧效率不低于 85%，放电深度不低于 90%，电站可用率不低于 90%。系统循环寿命不低于 6000 次。

5.2. 技术方案

5.2.1. 设计依据

GB51048-2014	电化学储能电站设计规范
GB/T 34120-2023	电化学储能系统储能变流器技术要求
GB/T 34131-2023	电力储能用电池管理系统
GB/T 36276-2023	电力储能用锂离子电池

GB/T 36547-2024	电化学储能电站接入电网技术规定
GB/T 36558-2023	电力系统电化学储能系统通用技术条件
GB/T 42288-2022	电化学储能电站安全规程
GB/T 42726-2023	电化学储能电站监控系统技术规范
GB/T 44026-2024	预制舱式锂离子电池储能系统技术规范
GB/T 44112-2024	电化学储能电站接入电网运行控制规范
TCEC 373—2020	预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范
TCECS 1731-2024	锂离子电池储能电站防火技术规程

5.2.2. 总体方案

浙能陇电入浙直流配套新能源古浪黄花滩 200 万千瓦光伏项目配套建设电化学储能系统 480MW/960MWh，全部采用跟网型集中式磷酸铁锂储能型式（储能选型参见《甘肃腾格里沙漠河西新能源基地可行性研究报告》），1#、2#升压储能站分别建设 190MW/380MWh 和 290MW/580MWh。

本项目推荐采用标准化集装箱式液冷磷酸铁锂储能系统，采用预制舱模块化设计，主要由电池舱、一体机、配电系统、BMS 系统、消防系统、温控系统等组成。

（1）电池集装箱采用一体化设计，舱内集成有储能锂电池组、配电系统、消防系统、温控系统等。单个电池集装箱总容量为 5015kWh，每个 5MW/10MWh 储能单元含 2 组 5015kWh 的电池集装箱。

（2）PCS 中压集成一体机由 4 台 1250kW 的 PCS 单机与一台容量为 5250kVA 的变压器组成。交流侧中压采用 37kV/690V 干变+断路器的方案。电池集装箱与 PCS 直流侧连接采用直流铜电缆连接。

（3）储能 380V 配电装置、就地二次设备、辅控系统、火灾报警系统等集成在电池舱一体机预制舱内。为储能系统配置双回路站用电源。

5.2.3. 储能部分电气一次

5.2.3.1. 电气接线

根据接入系统方案，组团 5 共计配置 480MW（2h）储能系统，分别配置在组团 5 黄花滩光伏 1#330kV 升压储能站、黄花滩光伏 2#330kV 升压储能站，1#、2#升压储能站分别建设 190MW/380MWh 和 290MW/580MWh，均采用集中式储能系统方案。

储能系统拟采用液冷设备。根据设备选型配置结果，每座升压储能站拟配置容量

为 5MW/10MWh 的磷酸铁锂储能单元。每套储能单元包含 2 套 5015kWh 电池舱及 1 台升压变流一体机；每台升压变流一体机包含 4 台 1250kW 跟网型 PCS 及 1 台 5250kVA 干式双绕组变压器。

每 3~5 套子系统通过 1 回集电线路汇集后接至新建升压储能站 35kV 母线上，各升压储能站分别接入 9/15 回储能回路，分布在站内 35kV 母线上。

5.2.3.2. 储能系统站用电

储能单元低压负荷主要包含两类：一类是预制舱内的空调、照明、温控系统及视频监控系统等动力负荷；第二类就是电池预制舱内的消防等应急负荷。

根据 GB51048-2014《电化学储能电站设计规范》规定，大型储能电站站用电系统宜采用双回路供电。本工程储能系统的站用电采用自供电+独立储能站用电电源的双回路供电方式，二者互为备用，能够为每个储能单元供电。

每个储能单元的辅助用电（包括 2 个储能柜和 PCS 舱用电）一路取自储能站用电系统，另外一路电源取自 PCS 交流侧，两路电源接入储能单元内的智能控制柜；正常状态下由该储能单元的 PCS 辅助变自供电，当 PCS 辅助变故障时，通过 ATS 自动切换至备用电源，由储能站用变供电，供电保障辅助系统供电可靠性。每套储能单元的备用储能站用变接入站内不同主变的 35kV 母线，1#升压站共配置 3 套储能备用站用变系统，2#升压站共配置 4 套储能备用站用变系统，分别采用单母线接线，均就地布置在储能系统附近的预制舱内。

储能单元内的智能控制柜集成在储能变流一体机上，内部集成模块化单元的通讯、控制及辅助供电功能。经过柜内的辅助变压器变压后给每个电池集装箱提供辅助供电。

为保证消防供电的可靠性，消防供电采用独立的双回路供电：一路消防电源取自智能控制柜，另一路消防电源直接取自该储能单元备用站用变系统的低压配电柜；当主电源出现故障，自动切换至备用电源。

1#升压站内每 13 个储能单元配置 1 套储能备用站用电系统，每套储能站用电系统配置 1 台容量为 1600kVA 的 SCB14-1600/37/0.4kVA 储能站用变，单母线接线，三相四线制。2#升压站内每套储能站用电系统配置 1 台容量为 1800kVA 的 SCB14-1800/37/0.4kVA 储能站用变，单母线接线，三相四线制。

5.2.3.3. 平面布置

全站电气总布置按最终规模设计，严格执行 GB51048 电化学储能电站设计标准中

相关布置要求，储能设备区按照不大于 50MWh 为一个储能防火分区进行布置。

本项目单套储能系统拟采用“一”字形布置，电池集装箱横向排布于变流升压系统集装箱一侧。变压器采用干变，相邻电池集装箱之间距离不小于 4m，升压变流一体机距离电池舱不小于 5m，不设置防火墙。场地受限不满足上述间距的区域采用防火墙隔开。储能电池预制舱、PCS 升压变预制舱均采用户外布置方式，场地内电气设备均采用电缆进出线。电池集装箱面对道路时长边之间预留 3m 的维护距离，预留 4m 的消防通道。

组团内储能与光伏合建 2 座 330kV 升压站，储能场地内布置储能电池系统、PCS 逆变升压系统。站内设消防环道，满足设备的运输。

5.2.4. 储能系统保护及自动化

5.2.4.1. 储能自动化系统

根据国家能源局西北监管局文件：西北监能市场【2024】98 号，本项目每站配置 1 套独立的储能 AGC，对上与调度系统配置，对下与监控系统、PCS 协调控制系统配合，能接受电网调度指令或者电站 AGC/AVC 系统的控制指令进行能量控制，实现储能电站调度管理。

本工程每站配置独立的储能一次调频系统 1 套。储能一次调频装置与储能 AGC 系统、储能监控系统通信，实现信息交互。一次调频系统采集并网点电压、电流获取并网点三相电压幅值、频率、功率信息，在频率波动越限且电压在限幅时，一次调频装置启动，实现频率稳定功能。

5.2.4.2. 储能保护

1) PCS 保护配置

PCS 交流侧配置交流断路器，能够在故障时实现可靠故障切除。

PCS 应具备如下保护功能，确保各种故障情况下的系统和设备安全。

分类	保护配置
本体保护	功率模块过流、功率模块过温、功率模块驱动故障
直流侧保护	直流过压/欠压保护、直流过流保护、直流输入反接保护
交流侧保护	交流过压/欠压保护、交流过流保护、频率异常保护、交流进线相序保护、电网电压不平衡保护、输出直流分量超标保护、输出直流谐波超标保护
其他保护	冷却系统故障保护、通讯故障保护

PCS 应支持 IEC104、61850 等规约，并应能配合站端计算机监控系统及电池管理系统完成储能单元的监控及保护。

2) 直流保护配置

直流连接单元是指电池本体与 PCS 之间的连接部分，主要包括直流电缆和直流开关（负荷开关、隔离开关），电池出口侧装设直流负荷开关+熔断器，PCS 直流侧装设隔离开关，由电池本体的保护实现跳开电池出口侧负荷开关。

3) 电池本体保护配置电池本体的保护主要由电池管理系统（BMS）实现。BMS 应全面检测电池的运行状态，包括单体/模块和电池系统电压、电流、温度和电池荷电量等，事故时发出告警信息。BMS 应可靠保护电池组，具备过压保护、欠压保护、过流保护、过温保护和直流绝缘监测等功能。BMS 应支持 IEC104 等规约，配合 PCS 及站端计算机监控系统完成储能单元的监控及保护。

4) 储能站用电 35kV 侧配置站用变保护，实现电流速断、过电流、变压器本体保护功能。

5) 储能 35kV 集电线路接入升压站 35kV 间隔，升压站开关柜内配置保护测控装置，实现电流速断、过电流保护等功能。

6) 储能就地升压变 35kV 侧配置交流断路器，并配置变压器保护测控装置：实现电流速断保护、过电流保护、过负荷保护功能，保护装置定值与储能系统集电线路 35kV 配电装置的保护整定进行配合，避免发生越级跳闸和拒动情况；变压器保护测控装置实现非电量保护功能，由 35kV 开关切除故障。

变压器保护测控装置采集断路器及变压器本体信号，经交换机上传至监控后台。

5.2.5. 电池舱消防系统

储能设备在消防系统上的设计，依照 GB50116-2013《火灾自动报警系统设计规范》、GB50370-2005《气体灭火系统设计规范》，在储能站内设置 1 套高灵敏度的火灾自动报警系统，配备温感、烟感探测器，在检测到火灾险情后通过警铃和声光报警器发出火灾报警，把火灾信息上传至消防主机，并同时启动柜内灭火系统进行灭火。

该系统接入光伏站内火灾报警系统，具有自动检测火灾、自动报警、自动启动灭火和自动上传消防状态功能，同时具有自检功能，定期自动巡查、监视故障及故障报警，保障储能电站的消防安全。

电池舱内自带气体灭火系统，气体灭火系统应遵循先断电、后灭火的原则，先行

断开舱级储能变流器断路器和足级继电器后，方可启动灭火器进行灭火。

每台储能电池预制舱按电池模块级保护方案，设置 1 套全氟己酮气体灭火系统，实现模块级监测、模块级喷射气体消防+舱级水喷淋的组合灭火方式。每套全氟己酮灭火系统的设计方案为复合型可燃气体探测器和火灾探测器预警系统结合的全氟己酮灭火系统。该系统支持自动、远程、手动三种控制方式，探测器均为防爆型产品。该系统主要由探测报警系统（H2 探测器、VOC、CO 复合探测器、感温探测器、感烟探测器等）、主设备（消防控制主机、全氟己酮灭火装置、电动球阀等）、灭火剂输送及喷放系统（灭火剂输送管道、分区控制阀、专用喷头等）、现场显示及控制（气体释放灯、声光警报器、手自动转换开关、紧急启停按钮）、远程消防监控柜组成。

自动灭火系统与电池管理系统、火灾探测器及可燃气体探测装置、空调、排风系统联动，具备远程被动指令和应急机械启动功能。自动灭火系统的最小保护单元为模块级。

防火和灭火控制策略符合下列要求：

a) 当一个可燃气体探测器第一阈值告警时，由电池管理系统关闭空调、启动风机、跳开舱级储能变流器和簇级继电器，并解锁门禁系统；

b) 当火灾报警控制器接收到相关信息并满足下列一项条件时，应联动启动灭火系统：

1) 当一个可燃气体探测器检测的可燃气体浓度达到第一阈值且一个感温探测器动作且舱级储能变流器断路器跳闸；

2) 当一个感温探测器和一个感烟探测器同时动作且舱级储能变流器断路器跳闸；

c) 当两个可燃气体探测器检测的可燃气体浓度均达到第二阈值且判断舱级储能变流器断路器跳闸时，可根据既定策略启动灭火系统；

d) 当舱级储能变流器断路器拒跳时，由消防远程集中监控中心或电力调度控制中心（以下简称“集控中心”）人工远程视频判断火灾，通过消防监控后台远程应急启动灭火系统；

e) 当固定式自动灭火系统启动时，应由电池管理系统联动关闭风机。

水消防相关描述及配置见消防章节。

5.2.6. 储能电芯更换

磷酸铁锂电芯在寿命周期中存在衰减，使用 10 年时实际容量会衰减至 70%左右，

影响系统正常运行。且储能单体电芯状态下滑，电解液隔膜间会产生锂析晶现象，严重时可穿破隔膜，造成内部短路，存在火灾等隐患。因此储能设备全寿命周期中需更换一次电芯，以保证设备安全可靠运行。更换时间一般为运行期第十年。

6. 分布式调相机

6.1. 调相机原则接线及布置

本工程设 2 座 330kV 升压储能站，因本工程的接入系统报告尚未批复，本工程暂按规划院可研和 2 座 330kV 升压储能站的规模，在#1 升压储能站内设置 1 台单机容量为 50Mvar 的分布式调相机，并预留 1 台调相机的位置，在#2 升压储能站内设置 6 台单机容量为 50Mvar 的分布式调相机。本工程共配置 7 台分布式调相机，总容量 350Mvar。

6.1.1. 调相机主要技术参数

分布式调相机，按电机结构方式可分为隐极或凸极两个流派。凸极机重量较大，重心低，噪音小，应用较少，生产的厂家较少；隐极机重量较小，噪音较凸极机为大，应用最为普遍，生产厂家多。

按冷却方式，分布式调相机可分为空空冷却、空气直接冷却或空水冷却三种。空空冷却方式是采用冷却空气闭式循环方式，系统可靠性高，维护工作量最小，整体换热效率高，缺点是用于闭式循环的风道尺寸最大，机组布置复杂，预制舱/厂房高度较高，安装/检修均较复杂。空气直接冷却方式采用直接外部空气冷却，换热效率最高，结构最简单，缺点是风道尺寸较大，厂房/机组内容易形成负压，噪音较大；厂房/预制舱内需设置新风系统；机组内清洁度较差，需定期清洁；预制舱/厂房高度较高；安装工作复杂，检修也复杂。空水冷却也是采用冷却空气闭式循环，采用户外机和泵站进行水（液体）循环，布置灵活，冷却功率扩展方便，可满足外部极端天气变化；机组内清洁度较高，安装工作简单，缺点是冷却系统较复杂，存在一定的维护工作量，外部设备噪音和功耗较大。

因本工程调相机主机尚未招标，本深化可行性研究报告调相机采用暂考虑采用空空冷却或空水冷却方式的隐极调相机，励磁方式采用静态励磁，其他主要参数为：

额定容量： 50MVar

额定电压： 10.5kV

额定频率： 50Hz

额定转速： 3000r/min

定子绕组绝缘等级： F(B 级温升考核)

转子绕组绝缘等级： F(B 级温升考核)

定子铁芯绝缘等级： F(B 级温升考核)

短路比： ≥ 1

直轴超瞬变电抗（饱和值） $X_{d''}$ ： $\leq 10\%$

定子绕组接线方式： Y

冷却方式： 空空冷却或空水冷却

承受负序能力：

稳态（ I_2/I_n ）： $\geq 8\%$

暂态（ $(I_2/I_n) 2t$ ）： ≥ 8 秒

励磁方式： 静态励磁

励磁变型式干式

噪声： $< 85\text{Db(A)}$ （距外壳水平 1m，高度 1.2m 处）

6.1.2. 电气主接线

单台分布式调相机均采用调相机—主变压器组接线，不设出口断路器，经主变升压至 35kV 后，接入 330kV 升压储能站相应主变的 35kV 配电装置母线上。

调相机与调相机主变压器用封闭/绝缘母线相连接。

调相机采用 SFC 装置变频启动方式启动，每座升压储能站调相机均设 2 组 SFC 变频装置，2 组 SFC 变频装置可分别为每台调相机组提供启动电源。升压储能站其中的 2 台主变压器 35kV 段各提供一路电源。启动时通过专用的隔离变压器经 SFC 整流和变频后接入 SFC 切换柜，柜内切换开关切换至需要启动的调相机所对应的输出回路后，经由 SFC 隔离开关接至调相机。

厂用电采用 2 台厂变互为备用，为调相机辅机和控制保护电源供电。调相机辅机电源均为低压负荷，低压厂用电压为 380/220V。

故本工程电气主接线推荐不采用高压工作段，分别从 35kV 各母线段引接电源的方案。

6.1.3. 电气设备布置

按推荐方案，每个升压储能站的调相机设 2 台厂变，均引自升压储能站 35kV 配

电装置母线段。380V 系统采用中性点直接接地的方式。

调相机布置一般有预制舱和厂房布置两种方式。

预制舱布置方式具有设备高度集成，结构紧凑，安装方便，布置灵活，扩展性强，缺点是检修时空间略小。厂房布置方式具有维护空间大，安装空间充足，检修方便的优点，缺点是建设时间长，厂房冬季施工受气候影响较大施工不便，后期扩展不便等。两种布置方式包括设备在内的所有费用相差不多（厂房费用略高，对比数值见下表 6.1.3-1），考虑到新能源建设周期普遍较短，加之分布式调相机厂均采用集成模块化的方式，运输便利，安装工作量小，并采用包括智能巡检方式，可极大减少运维工作量，实现设备信号远程监控，免维护，实现站点少人或无人值守，建议采用预制舱模式。

6.1.4. 主要设备规范及参数

因调相机主机未订货，主要参数为暂定值，订货后将按实际数据复核，调整参数。

6.1.4.1. 调相机系统

见 6.1.1 节。

6.1.4.2. 主变压器

主变拟采用三相双线圈铜绕组无励磁调压油浸式风冷变压器。

额定容量：63MVA

额定电压：37±2×2.5%/10.5kV

阻抗电压：U_d=8%

冷却方式：ONAF

接线组别：D_ynl1

6.1.4.3. 35kV 厂用变

额定容量：1600kVA（2#站），1000kVA（1#站）

额定电压：35±2×2.5%/0.4kV，无载调压

阻抗电压：U_d=6%

冷却方式：AN/AF

接线组别：D，yn11

6.1.4.4. 调相机封闭母线

额定电流 4000A

额定电压 10kV

最高电压 12kV

额定雷电冲击耐受电压（峰值 kV）：75kV

额定短时工频耐受电压（一分钟有效值 kV）：42kV

热稳定电流（4s、有效值）：50kA

短路动稳定电流（峰值）：125kA

6.1.4.5 低压开关柜

低压厂用电系统开关柜拟采用抽屉柜。

6.2. 不停电电源和直流系统

6.2.1. 不停电电源（UPS）

每座升压储能站为调相机单独配置三套不停电电源（UPS）装置。其供电的对象为调相机系统的计算机监控系统、调相机保护系统、火灾报警系统等。

UPS 的主机柜、旁路柜和配电柜布置在调相机二次设备电源预制舱。

6.2.2. 直流系统

本工程每座升压储能站调相机部分设置二组蓄电池对动力、控制负荷、UPS 和直流应急照明负荷供电。直流系统采用辐射供电方式。

每个升压储能站调相机部分共 2 组 220V 阀控式密闭铅酸蓄电池，无端电池，每组 104 只电池，8 小时放电容量为 500Ah，事故末期放电电压每只电池 1.87V，每只蓄电池均衡充电电压 2.35V。直流母线电压变化范围为 192.5-247.5V。两组蓄电池配 3 套充电器高频开关模块，其额定输出电流为 150A。直流母线的短路电流按 10kA 考虑。充电器交流电源来自厂用 380V 配电装置。

220V 直流系统采用单母线接线。

每组 220V 直流系统配有能检测母线及各馈线接地故障的微机型绝缘监测装置，母线或馈线回路发生接地时，发出报警信号。

每组 220V 直流系统配置一套微机监控系统。

6.3. 控制、测量、保护和自动装置

6.3.1. 控制

本工程每座升压储能站调相机部分控制方式采用三机一控的控制方式，工程师室布置于二次预制舱内。

调相机变压器组电气信息量均采用 I/O 硬接线连接，纳入 DCS 监控。不设后备仪表及辅助光字牌屏。

调相机变压器组系统的自动同期装置、AVR、故障录波以及调相机变压器组的保护装置等设置独立的装置。所有的继电保护和安全自动装置直接连接到强电控制的跳合闸回路中，保证继电保护的独立性。

在 DCS 内的监控设备有：

调相机变压器组 35kV 断路器（每升压储能站内）

调相机励磁系统（包括磁场断路器、AVR）

35kV 调相机主变

35kV 厂用变

单元机组厂用电动机

在 DCS 内的监视设备有：

主变压器温度和信号系统

35kV 主变温度和信号系统

UPS

220V 直流系统

调相机组采用 SFC 变频启动方式。启动时通过专用的隔离变压器经 SFC 整流和变频后接入 SFC 切换柜，柜内切换开关切换至需要启动的调相机所对应的输出回路后经由 SFC 隔离开关接至调相机。

调相机厂用电源通过 DCS 实现软手操控制。

由于本工程调相机升压后经 35kV 接入升压储能站 35kV 配电装置母线，调相机接入侧 35kV 断路器同期合闸操作由调相机同期屏实现。

6.3.2. 测量

电气测量表计按《电力装置电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063-2017）的要求配置。向 DCS 传送的模拟量信号为 4~20mA，有功电度/无功电度表带有脉冲无源输出接点。调相机的电量测量在调相机电压端。

6.3.3. 继电保护

6.3.3.1. 保护设计主要原则

调相机-变压器组采用单套主后一体微机型保护装置。变压器本体非电量保护不

起动失灵保护。调相机断水保护由制造厂提供的断水减负荷曲线的要求在 DCS 中实现。

6.3.3.2. 调相机变压器组保护配置

- (1) 调相机差动保护
- (2) 定子 100% 接地保护
- (3) 失磁保护
- (4) 负序保护
- (5) 过激磁保护
- (6) 调相机低电压保护
- (7) 电压闭锁过流保护
- (8) 调相机突加电压保护
- (9) 频率保护
- (10) 电压回路断线保护
- (11) 调相机转子一点接地
- (12) 调相机定子匝间保护
- (13) 闪络保护
- (14) 调相机过负荷保护
- (15) 调相机过电压保护
- (16) 主变差动保护
- (17) 主变低电压闭锁过流保护
- (18) 主变过负荷保护
- (19) 主变非电量保护

6.3.3.3. 励磁变压器保护配置

- (1) 励磁变压器速断保护
- (2) 励磁变压器过流保护
- (3) 励磁绕组过负荷保护

6.3.3.4. SFC 隔离变保护配置

- (1) 差动保护
- (2) 高压侧复压过流保护
- (3) 低压闭锁过流保护

- (4) 过负荷保护
- (5) 低压侧过流保护
- (6) 非电量保护
- (7) 静止变频器直流一点接地保护
- (8) TV 断线、TA 断线报警功能

6.3.3.5.其他

35kV 调相机变进线柜保护配置、35kVSFC 隔离变进线柜保护配置、35kV 低压厂变保护配置见本报告电气二次部分。

6.3.4. 自动装置

- (1) 每台调相机组设置一套自动准同期装置 (ASS)。
- (2) 每台调相机组设置一套故障录波器。
- (3) 每台调相机组设置一套数字式励磁电压调节装置 (AVR)。
- (4) 每台调相机配置一套调相机本体监测系统；每台主变配一套变压器在线监测装置。

6.4. 过电压保护及接地

6.4.1. 过电压保护

6.4.1.1.直击雷保护

调相机区域采取避雷针保护方式。由升压储能站统一考虑。

6.4.1.2.雷电侵入波及操作过电压保护

为防止线路雷电侵入波损坏电气设备，在主变高压侧装设氧化锌避雷器。该避雷器按防止内过电压要求选择。

为保护调相机的绝缘，调相机出口装设一组氧化锌避雷器。

6.4.2. 接地

- (1) 调相机主变高压侧中性点为不接地方式。
- (2) 调相机中性点经配电变压器接地。其二次侧电阻的选择按接地故障时电阻性电流 $\geq$ 调相机电压侧电容电流总和同时考虑由于发热造成电阻电流降低的因素。由此使接地故障时调相机电压健全相的过电压控制在 2.6 倍相电压值以下。

- (3) 厂用电系统

厂用 380/220V 系统为直接接地系统。

(4) 本工程的地下接地材料与升压储能站一致，列入升压储能站部分。调相机区域内室内接地网与升压储能站地下接地网联为一体，以降低接触电势及跨步电压。从而更有利于维持设备稳定运行、保证设备和人员安全、方便施工预制。预制舱内设备由预制舱厂家提供接地。

6.5. 电缆及电缆敷设

6.5.1. 电缆选择

6.5.1.1. 电缆选择原则

电缆选择的原则是与 330kV 升压储能站技术要求一致。

6.5.1.2. 各类电缆的主要技术规范

(1) 电力电缆

35kV 电缆选用交联聚乙烯绝缘钢带铠装电力阻燃电缆，采用电缆沟或埋管敷设；1kV 低压电力电缆采用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套护套内钢带铠装单屏蔽的铜芯阻燃电缆。

(2) 控制电缆

交联聚乙烯绝缘，聚乙烯护套，铜芯阻燃电力电缆。

(3) 控制电缆

采用交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套铜带屏蔽的铜芯阻燃电缆，屏蔽层两端接地，电缆截面不小于 1.5mm^2 。其中电流回路电缆截面不小于 4mm^2 ，电压回路电缆截面不小于 2.5mm^2 。

6.5.2. 电缆敷设

(1) 调相机站房内电缆敷设以电缆沟和架空桥架为主，通向设备采用埋管敷设。

(2) 电缆在同一通道中位于同侧的多支架上敷设，考虑电力电缆转弯半径较大，本站电缆在沟道内排列顺序由低至高依次为高压电力电缆、低压电力电缆、控制和信号电缆、通信电缆、光缆。

(3) 电缆桥架及所有钢管采用热浸镀锌。所有桥架及金属导管必须可靠接地。

6.5.3. 电缆防火

(1) 本工程直流、UPS 及消防系统电缆采用耐火电缆。

(2) 在通向控制室电子设备室下的电缆沟的竖井或墙洞及各种电气盘柜底部开孔处使用电缆防火堵料、填料或防火包等材料封堵，其耐火极限不小于 1h。电缆竖

并通过每一层楼板处，要设置防火封堵。竖井在垂直段的中间也要设置防火封堵。

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

6.6. 照明

6.6.1. 照明网络

照明电源系统主要根据运行的需要及事故处理时照明的重要性而定。其电源系统分为两种，即一般的交流厂用电源和不停电电源。一般交流厂用电源来自厂用 380V 低压配电屏，主要供正常照明使用；不停电电源是由蓄电池直流母线经逆变器变换为交流供电的电源，主要供工程师室、继电器室配电装置室等重要场所的事故照明灯使用。

6.6.2. 主要照明方式

调相机区域的主要照明方式如下：

序号	建筑物或场所名称	照明方式简述
1	继电器室	高效铝格栅荧光灯
2	调相机厂房	深照型、配照型三防灯
3	屋外主变	户外投光灯(低架安装)
4	道路和辅助区域	草坪灯

说明：屋外部分由升压储能站统一考虑照明。

6.7. 辅助监控系统

升压储能站统一配置一套一体化辅助监控系统，实现对图像监视系统、安全警卫系统、火灾报警系统、门禁系统统等各个子系统的智能联动控制功能。智能辅助控制系统实时接收个终端装置上传的各种模拟量、开关量及视频图像信号，分类存储各类信息并进行分析、判断和统计，有效实现各辅助系统的功能整合、信息共享、信息远传。

调相机区域配置一面扩展分屏，仅配置辅助系统前端设备，增加的设备接入升压储能站辅助监控系统，由升压储能站内的辅助系统来完成所有成套系统的整合。

调相机区域内图像监视系统监视范围应包括整个调相机区域。在各监视点宜按一体化云台摄像机配置。

安全警卫系统还应包括调相机事故报警、电力设备状态变化及故障报警、消防报警、防盗报警、防火报警、、门禁报警、非法闯入及画面异动报警等多种报警类别。安全警卫均由升压储能站统一配置。

6.8. 火灾报警系统

调相机区域不设单独的火灾报警系统，仅设置一面火灾报警区域盘，接入升压储能站火灾报警主盘。区域盘布置于调相机工程师站。火灾检测报警控制系统采用自动和手动两种触发装置。该系统由火灾报警控制器、重复显示器、联动控制器、火灾检测探头、手动报警按钮、现场火灾报警器、对讲电话系统、固定电话系统、事故广播系统、中央计算机系统及相应的网络等附件构成。

7. 土建

7.1. 升压储能站总平面布置

7.1.1. 站址选择

7.1.1.1. 选址原则

光伏发电场场址范围广，场址区域为沙漠，升压站位置的选择直接影响到 35kV 集电线路长度及投资。升压站站址选择应兼顾土地利用、工程设施安全、集电线路投资、交通运输及施工安装条件等，升压储能站位置的选择应遵循以下原则：

1) 站址选择应首先考虑升压站建设的功能要求，满足系统送出方案可行及各电源点接入方案合理。

2) 合理考虑空间布置。升压站布置需要考虑光伏发电场区电流汇入、出线布置等因素，考虑电缆线路的集约布置，降低电缆成本。根据接入本升压站的终期光伏布置情况，使场内集电线路长度尽量短。兼顾送出线路阴影对光伏的影响，减少送出线路占地面积。

3) 合理利用土地。升压站总布置设计应遵守《中华人民共和国土地管理法》的相关规定，符合国家土地使用政策，因地制宜，节约用地，提高土地利用率。尽量利用荒地、劣地、坡地、不占或少占农田。应合理利用地形，应处于一个地形相对较高、开阔、平缓的场地上，减少场地平整土（石）方量、建筑物拆除，利于进出线和设备运输等，降低工程造价。

4) 合理考虑基础布置。站址应选择良好的地质条件建设，应在设计基础埋深处

具有可靠持力层，避免地基塌陷等风险。避开滑坡、泥石流、溶洞、矿产采空区。站址不宜压覆矿产及文物，应避免与军事航空和通信设施相互干扰。

5) 合理考虑环境及生态保护。站址选择应符合环境和生态保护的要求，尽量减少对人类、及动物的影响。

6) 防洪。根据《变电工程总布置设计规程》要求，330kV 变电站的防洪标准不小于 100 年一遇高水位。

7) 其他。升压站选址还应综合考虑运维人员生活便利、进站道路、大件设备运输、给排水设施、站用水源、站用电源、防排洪设施等等多种因素，重点解决站址的可行性问题，避免出现颠覆性因素。

7.1.1.2. 选址概述

本项目位于古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，属风积沙丘区，地形起伏不平。项目场址按照地理位置分为东区和西区两个部分。西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，场址周边有多条乡村道路穿过。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利，东、西两个场址相距约 25km，有乡村道路连接两个场址。

7.1.2. 总平面布置

本工程建设两座 330kV 升压储能站，分别布置于东、西区光伏场区中。升压变电站根据站址地理位置、周围环境及电气总平面布置，并考虑运行管理的方便，将 330kV 升压储能站总体布局分为三个区，分别为：生活区、升压变电区和储能区。

(1) 1#升压储能站

1#330kV 升压储能站位于西区光伏场区西侧，升压储能站用地面积为 60000m²。进站道路从位于站区南侧的乡村道路接入。

生活区位于升压储能站西南侧，升压变电区主要位于升压储能站北侧，储能区位于升压储能站东侧。升压储能站进站道路从南侧接入，生活区位于站内西南侧，包括综合楼、综合泵房及消防水池、危废库及辅房、事故水池、污水设备间及清水池等。升压变电区布置在站区的北侧，升压变电区从西向东依次为 330kV AIS 配电装置及二次设备楼、330kV 主变压器、35kV 配电装置楼、调相机区域，动态无功补偿（SVG）装置布置在储能区南侧，预留部分动态无功补偿（SVG）装置位置。储能区布置于站

区东侧，布置有储能电池舱、储能升压舱及储能站用电设备舱。生活区与升压变电区、储能区通过 1.8m 高铁制围栅分隔。

整个升压站布置合理紧凑，电缆引线方便且距离较短。在满足实用的前提下进行环境绿化和职工福利设施建设。

（2）2#升压储能站

2#330kV 升压储能站位于东区光伏场区西侧，升压储能站用地面积为 63200m²。进站道路从位于站区南侧的乡村道路接入。

生活区位于升压储能站西南侧，升压变电区主要位于升压储能站北侧，储能区位于升压储能站东侧。升压储能站进站道路从南侧接入，生活区位于站内西南侧，包括综合楼、综合泵房及消防水池、危废库及辅房、事故水池、污水设备间及清水池等。升压变电区布置在站区的西北侧及中部，升压变电区从西向东依次为 330kV AIS 配电装置及二次设备楼、330kV 主变压器、35kV 配电装置楼、调相机区域，动态无功补偿装置（SVG）布置在升压变电区南侧，并预留两台动态无功补偿装置（SVG）的位置。储能区布置于站区东侧，布置有储能电池舱、储能升压舱及储能站用电设备舱。生活区与升压变电区、储能区通过 1.8m 高铁制围栅分隔。

整个升压站布置合理紧凑，电缆引线方便且距离较短。在满足实用的前提下进行环境绿化和职工福利设施建设。

7.1.3. 竖向布置

根据《变电工程总布置设计规程》(DL / T5056-2024)规定，本项目新建两座升压储能站电压等级为 330kV，升压站防洪标准应采用 100 年一遇的高水(潮)位。依据本项目的防洪评价报告，本项目站址位于沙漠边缘，站址位置相对较高，两个站址均不受百年一遇洪水影响。

两个升压站均位于东、西区地块中地势相对较高的位置，站址均为较为平缓的沙丘，地形高差起伏较小，且升压站占地面积相对较小，故两个升压站站区竖向均采用平坡式布置，站区排水采用自然散排方式。站内建筑物室内外高差采用 450mm。

7.1.4. 道路工程

两个升压储能站的进站道路均由附近乡村道路引接。两个升压站的进站道路均采用 6m 宽水泥混凝土路面，最小圆曲线半径为 9m，最大纵坡为 8%，进站道路和站内

道路均采用郊区型道路，水泥混凝土路面，路面与地面基本平齐，便于散排。

站内道路宜尽量成环形道路布置，满足消防检修要求。站区大门至主变压器、调相机周边的运输道路宽度 5.5m，转弯半径 12m，兼做消防环形道路，其余道路宽度 4.0m，其余道路转弯半径考虑为 9m，满足主变压器运输、SVG 设备运输及消防环道转弯半径要求。

7.1.5. 围墙及大门

1#升压站和 2#升压站四周均采用 2.5m 高的砖砌实体围墙。1#和 2#升压站分别均在南侧设置 1 处出入口，出入口处采用 9m 宽电动大门。在入口墙面醒目位置设置建设单位企业 LOGO。升压站内部电气设备区和储能区均设置 1.8m 高围栅进行安全隔离。

7.1.6. 地下设施

站内管沟布置应统筹规划，避免过多集中和过多交叉，使之走径顺直短捷，节省投资和占地。电缆沟采用电缆沟采用 2400x2000mm、2000x1800、1100×1000mm、800×800mm。电缆沟均采用钢筋混凝土结构，过道路采用电缆隧道方式，电缆沟盖板统一采用卡扣式防风沙盖板。电缆沟由于埋深较浅，位于冻土层以上，电缆沟四周采用 300mm 厚粗砂包裹。

7.2. 建筑

7.2.1. 建筑设计

每座 330kV 升压储能站内共有 7 座建筑物，各单体建筑面积及总建筑面积见下表。

表 7.2-1 单体建筑面积及总建筑面积

站址	序号	名称	层数	面积（m ² ）	备注
1#升压储能站	1	综合楼	3	4731.83	
	2	35kV 配电装置楼	2	2765	
	3	二次设备楼	1	371.28	
	4	综合泵房	1	198.0	
	5	危废库及辅房	1	145.8	

	6	雨淋阀室	1	26.0	
	7	污水设备间	1	108.5	
	合计			8346.41	
2#升压 储能站	1	综合楼	1	1391.52	
	2	35kV 配电装置楼	2	3122	
	3	二次设备楼	1	371.28	
	4	综合泵房	1	198.0	
	5	危废库及辅房	1	145.8	
	6	雨淋阀室	1	26.0	
	7	污水设备间	1	108.5	
	合计			5363.1	

（1）综合楼

1#升压储能站的综合楼呈回字形布置，中间设室外景观庭院。总建筑面积 4731.83m²，三层框架结构，建筑高度 12.25m，其中裙房一层，建筑高度 6.05m。

根据功能要求，裙房部分呈一字型布置于综合楼北侧，共一层，主要功能包含有集控室、安全工器具室、检修办公室、备品备件间、厨房、餐厅及门卫室等；主楼部分呈一字型布置于综合楼南侧，共三层，一层包含有会议接待、会议室、资料室、外委人员办公室、运行办公室、党建工作室、办公室、库房及卫生间，二至三层有值班休息室、洗衣间及活动室。综合楼建筑类别为公共建筑，耐火等级为二级。

综合楼门厅布置于东侧，位于主楼与裙房中间，方便使用的同时分区功能明确，厨房后期出入口设置于综合楼西侧，与主要人流方向区分，西侧设置连廊，使之内部互通。整体共设置 5 个安全出入口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防要求。

2#升压储能站的综合楼建筑面积 1391.52m²，两层框架结构，建筑高度 8.65m。一层包含有集控室、安全工器具室、办公室、值班休息室、厨房、餐厅等，二层有办公、会议室、资料室、活动室及值班休息室等。建筑类别为公共建筑，耐火等级为二级。共设有 3 个安全出入口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防要求。

（2）35kV 配电装置楼

1#升压储能站的 35kV 配电装置楼呈 L 型布置。建筑面积为 2765m²，建筑高度为 7.35m，主要布置有 35kV 移开式开关柜、站用变及其配电装置，设有 7 个对外出

入口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

2# 升压储能站的 35kV 配电装置楼呈 L 型布置。建筑面积为 3122m²，建筑高度为 7.35m，主要布置有 35kV 移开式开关柜、站用变及其配电装置，设有 7 个对外出入口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

（3）二次设备楼

1# 升压储能站的二次设备楼建筑面积为 371.28m²，单层框架结构，建筑高度为 6.2m。主要布置有交直流一体化电源、继电保护装置等二次设备屏柜及蓄电池室，所有房间都直接对外开门，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

2# 升压储能站的二次设备楼建筑面积为 371.28m²，单层框架结构，建筑高度为 6.2m。主要布置有交直流一体化电源、继电保护装置等二次设备屏柜及蓄电池室，所有房间都直接对外开门，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

（4）危废库及辅房

危废库及辅房建筑面积 145.8m²，单层框架结构，建筑高度 5.1m。该建筑所有房间直接对外开门，危废库设置一个安全疏散口，防洪物资库设置两个安全疏散口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为丙类。

（5）综合泵房

综合泵房建筑面积 198.0m²，单层框架结构，建筑高度 5.1m。该建筑所有房间直接对外开门，设置两个安全疏散口，疏散门净宽均大于 0.8m，满足消防设计要求。建筑使用年限为 50 年，耐火等级为二级，火灾危险性为戊类。

（6）雨淋阀室、污水设备间

雨淋阀室建筑面积 26m²，污水设备间 108.5m²，均采用单层框架结构。

7.2.2. 主要设计依据

《民用建筑设计统一标准》GB50352-2019

《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 版）

《建筑内部装修设计防火规范》GB50222-2017

《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019

《光伏电站设计规范》GB50797-2012

《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T5218-2012

《建筑防烟排烟系统技术标准》GB51251-2017

《无障碍设计规范》GB50763-2012

《建筑与市政工程无障碍通用规范》GB55019-2021

《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015-2021

《办公建筑设计规范》JGJ/T67

《建筑防火通用规范》GB55037-2022

《民用建筑通用规范》GB55031-2022

《建筑与市政工程防水通用规范》GB55030-2022

《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015-2021

国家及地方相关规划建筑设计条例、法规、规范

7.2.3. 建筑装饰

建筑装饰在降低工程造价的同时要满足消防和文明生产的要求,力求做到简洁实用、线条流畅。具体如下:

1) 屋面:采用不上人屋面。二级防水,采用 3 厚 SBS 改性防水卷材+1.5 厚橡胶沥青非固化防水涂料组合的复合防水层,保温材料采用聚苯乙烯挤塑保温隔热板,厚度根据节能计算为准。

2) 墙体:综合楼采用保温结构一体化,其余建筑外墙采用 300 厚蒸压加气混凝土砌块,内墙采用 200 厚蒸压加气混凝土砌块。

3) 门窗:所有房间窗户均采用断桥隔热铝合金窗;配电装置楼和综合泵房采用钢制防火门和钢制门,综合楼采用木制防火门和木质门、铝合金门。

4) 顶棚:会议室、办公室、资料室、门厅、走道设置石膏板吊顶;卫生间设置铝扣板吊顶;蓄电池室耐酸涂料顶棚,其余顶棚均为无机涂料顶棚。

5) 内墙面:卫生间和水箱间内墙面贴釉面砖,蓄电池室耐酸涂料内墙面,其余的内墙面均为无机涂料内墙面。

6) 外墙面:涂料外墙面,岩棉保温层。设聚合物砂浆+防水涂料两道防水。

7) 楼地面: 控制室、二次设备室为防静电活动地板; 蓄电池室铺耐酸地砖; 35kV 配电室、低压配电室水泥基自流平地面; 卫生间地面铺防滑地砖; 车库、备品备件、检修场地、消防泵坑耐磨混凝土地面, 其余建筑物的地面铺普通地砖。

内部装修一览表				
楼栋	装修材料房间名称	楼/地面	内墙面	顶棚
综合楼	门厅、走道、连廊	地砖地面	无机涂料	矿棉板吊顶
	办公室、餐厅、会议室、会议接待、资料室、门卫室	地砖地面	无机涂料	矿棉板吊顶
	厨房、卫生间、洗衣间	防滑地砖地面	瓷砖墙面	铝合金条板吊顶
	备品备件间、安全工器具室、库房	地砖地面	无机涂料	无机涂料顶棚
	集控室	防静电地板	无机涂料	无机涂料顶棚
	值班休息室、活动室	木地板楼面	无机涂料	矿棉板吊顶
	楼梯间	防滑地砖楼/地面	无机涂料	无机涂料顶棚
35kV 配电装置楼	配电装置室	自流平地面(A 级)	无机涂料	无机涂料顶棚
二次设备楼	二次设备室	防静电地板	无机涂料	无机涂料顶棚
	蓄电池室	耐酸地砖地面(A 级)	无机涂料	无机涂料顶棚
综合泵房 污水设备间 雨淋阀室	综合水泵房	地砖地面	无机防霉涂料	无机防霉涂料
危废库及辅房	危废库、防洪物资库	地砖地面	无机涂料	无机涂料顶棚

7.2.4. 建筑节能

建筑节能设计主要考虑冬季保温、防寒, 夏季防热、防潮、防暴风雨。

(1) 建筑物及房间的朝向设置

本站建筑朝向选择的原则是冬季能获得足够的日照并避开主导风向, 夏季能利用自然通风并防止太阳辐射。建筑物尽量采用南北向平面布置, 建筑物布置符合节能要求。然而建筑的朝向、方位以及建筑总平面设计应考虑多方面的因素。各个房间尽量利用天然能源, 改善建筑物室内热环境的设计, 朝西向不利造成的影响则通过暖通处理和对门窗等细部采取节能措施进行弥补。

(2) 建筑体型

站内主要建筑物设计均为规则形状, 尽量减少外表面积, 符合节能要求。

(3) 门窗节能

外门窗是建筑能耗散失的最薄弱部位，其能耗占建筑总能耗的比例较大，其中隔热损失为 1/3，冷风渗透为 1/3。所以，在保证日照、采光、通风、瞭望要求的条件下，尽量减小建筑物的外门窗洞口的面积，提高外门窗的气密性，减少空调外渗，提高外门窗的隔热性能。减少外门窗本身的散热量，其节能措施有：

1) 控制建筑物的窗墙比。

2) 使用断桥铝合金中空玻璃窗、中空 Low-E 玻璃，改善门窗的隔热性能。要求门窗的气密性不小于 4 级($1.5 > g_1 > 0.5$ ； $4.5 > g_2 > 1.5$)，隔声性能不低于 4 级($35 < R_0 < 4$) 的。

(4) 外墙节能

墙体是建筑物外围护结构的主体，其所用材料的隔热保温性能直接影响建筑的传热量。变电站所有外墙体均采用一体化保温板。

(5) 屋面节能

屋顶作为建筑物最上层的外围护结构，应具有良好的保温隔热的性能。屋顶构造设计应主要满足冬季保温的要求，尽量减少室内热量的散失。

本工程屋面隔热的措施，主要是建筑物屋顶采用挤塑式聚苯乙烯隔热保温板保温隔热层，其惰性较大、传热系数小，隔热一流，适合楼顶的隔热。

维护结构主要保温措施如下：

屋面保温措施为：挤塑聚苯板（B1 级）。

外墙面保温措施为：采用保温结构一体化技术。

外门窗采用断桥铝合金型材窗 Low-E 中空玻璃。

7.3. 结构

7.3.1. 设计依据

7.3.1.1. 主要设计技术标准

本工程主要采用的我国现行的设计规范和标准（包括电力系统的行业标准）有：

《工程结构通用规范》GB55001-2021；

《钢结构通用规范》GB55006-2021；

《砌体结构通用规范》GB55007-2021；

《混凝土结构通用规范》GB55008-2021；

《建筑与市政地基基础通用规范》GB55003-2021；
《建筑与市政工程抗震通用规范》GB55002-2021；
《光伏发电站设计规范》GB50797-2012；
《建筑结构可靠性设计统一标准》GB50068-2018；
《工程结构可靠性设计统一标准》GB50153-2008；
《中国地震动参数区划图》GB18306-2015；
《建筑工程抗震设防分类标准》GB50223-2008；
《建筑抗震设计标准（2024 年版）》GB/T50011-2010；
《构筑物抗震设计规范》GB50191-2012；
《建筑结构荷载规范》GB50009-2012；
《混凝土结构设计标准（2024 年版）》GB/T50010-2010；
《钢结构设计标准》GB50017-2017；
《砌体结构设计规范》GB50009-2011；
《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011；
《建筑桩基技术规范》JGJ94-2008；
《建筑地基处理技术规范》JGJ79-2012；
《建筑设计防火规范(2018 年版)》GB50016-2014；
《电力工程地基处理技术规程》DL/T5024-2020；
《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T50046-2018；
《变电站建筑结构设计技术规程》DL/T5457-2012；
及其它相关的国家、地方、行业规范规程。

7.3.1.2. 工程地质

本工程场区场地为沙漠，沙丘多呈波浪状外观，沙漠植被相对较好，经过一定的治理，主要为固定沙丘，局部为半固定沙丘。上部主要为全新世风积砂层，一般厚度大于 20m，底部为卵砾石层。

根据勘察钻孔揭露的地层，并参考周边已建工程及区域地质资料，西区厂址地层岩性主要有：

①中细砂(Q4eol):浅黄～褐黄色,干燥,稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石，少量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚在 2.0-3.5m。

②中细砂(Q4eol):浅黄～褐黄色,干燥,中密为主。主要矿物成分为石英、长石，少

量白云母。以细砂为主，但中砂含量高局部以中砂为主，分选性好，层厚一般大于 10m。

东区厂址地层岩性主要有：

①中细砂(Q4eol):浅黄~褐黄色,干燥,稍密-中密。主要矿物成分为石英、长石,少量白云母。以细砂为主,局部以中砂为主,分选性好,层厚在 1.8-4.2m。

②中细砂(Q4eol):浅黄~褐黄色,干燥,中密为主。主要矿物成分为石英、长石,少量白云母。以细砂为主,局部以中砂为主,分选性好,层厚一般大于 10m。

地下水埋深度一般大于 20m,埋藏较深,地下水对光伏发电项目工程建设影响相对小,可不考虑地下水对钢筋混凝土结构的腐蚀性影响。升压站区浅层土对混凝土结构具微腐蚀性,对钢筋混凝土结构中的钢筋的腐蚀性具有微腐蚀性,对钢结构具有微腐蚀性。

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)(1/400 万)及《建筑抗震设计标准》(GB50011-2010)(2024 修订版),厂址所在区域 II 类建筑场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.15g,相应抗震设防烈度为 VII 度,对应的反应谱特征周期是 0.45s,设计地震分组为第三组。

根据《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011),本场地季节性标准冻土深度为 120cm。

7.3.1.3. 主要设计技术参数

- (1) 结构设计使用年限: 50 年;
- (2) 结构设计安全等级: 二级;
- (3) 地基基础设计等级: 丙级;
- (4) 环境类别: 地上结构为二 b 类,地下结构为二 b 类;
- (5) 基本风压 $W_0=0.55\text{kN/m}^2$ ($n=50$),地面粗糙度 A 类;
- (6) 基本雪压 $S_0=0.20\text{kN/m}^2$ ($n=50$);
- (7) 抗震: 抗震设防烈度 7 度(地震动峰值加速度为 0.15g),设计地震分组第三组。
- (8) 主要荷载标准值: 普通上人屋面 2.0kN/m^2 ,不上人屋面 0.5kN/m^2 。

7.3.1.4. 主要建筑材料

- (1) 基础、地梁、柱、梁、板混凝土: 不低于 C30
- (2) 基础垫层混凝土: C20

(3) 构造柱、圈梁、过梁混凝土：C25、C30

(4) 钢筋：HPB300、HRB400

(5) 高强螺栓：采用摩擦型高强螺栓(10.9 级)

(6) 钢材：Q235B、Q355B、Q235C、Q355C

(7) 焊条：E43XX 用于 Q235 及 HPB300 级钢筋，E50XX 用于 Q355、HRB400 级钢筋

(8) 填充墙：蒸压加气混凝土砌块

7.3.2. 建筑物结构

35kV 配电装置楼为排架结构，混凝土立柱，屋面采用钢屋面，地上一层，地下有电缆层。电缆层采用筏板基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。35kV 配电装置楼结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

二次设备楼为排架结构，混凝土立柱，屋面采用钢屋面。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。二次设备楼结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

综合楼为三层混凝土框架结构。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。综合楼结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为乙类，基本烈度为 7 度，按照 8 度采取抗震措施，抗震等级为二级。

雨淋阀室、综合泵房、危废库及辅房均为单层混凝土框架结构。基础采用独立基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。结构安全等级为二级，地基基础设计等级为丙级，抗震设防类别为丙类，基本烈度为 7 度，按照 7 度采取抗震措施，抗震等级为三级。

7.3.3. 设备基础

主变基础为混凝土筏板基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。防火墙基础为条形基础，天然地基，基础持力层为中细砂层。

出线构架、主变构架采用钢管杆结构，横梁采用三角形钢桁架，基础为钢筋混凝土独立基础。其他户外电气设备支架柱采用钢管柱，基础为钢筋混凝土独立基础。避雷针采用圆钢管结构，基础为钢筋混凝土独立基础。所有钢构件采用分段整体热镀锌

防腐，现场连接损坏处可采用刷（喷）锌防腐。所有外露铁件（包括接地扁钢）均采用热镀锌防腐。

储能电池舱和 SVG 预制舱基础采用现浇钢筋混凝土独立基础或条形基础，储能 PCS 舱基础采用现浇钢筋混凝土筏板基础，天然地基。基础顶面高出地面一定距离，地面至基础顶面设置砖砌踏步。

事故油池为地下构筑物，采用钢筋混凝土箱型结构。

8. 水工及暖通

8.1. 站区供排水条件

8.1.1. 水源

本项目生活及消防水源拟接自黄花滩净水厂，供水能力 1.2 万~1.6 万吨/天，引接点距离场区中心约 13km，供水管道管径为 DN100，供水压力 0.2~0.4MPa。

1#升压站最大小时生活用水量约 2.0m³/h，2#升压站最大小时生活用水量约 0.15m³/h，1#、2#升压站各自消防补水平均小时流量均不小于 10.2m³/h，消防补水管管径不小于 DN100。净水厂供水能满足两升压站用水需求。采用此方案业主应与有关部门沟通，接引 DN100 给水管至场区围墙外。

8.1.2. 排水

本项目附近无可利用市政排水管网。

8.2. 给排水系统

8.2.1. 设计依据

《室外给水设计标准》GB50013-2018

《室外排水设计标准》GB50014-2021

《建筑给排水设计标准》GB50015-2019

《变电站和换流站给水排水设计规程》DL/T5143-2018

8.2.2. 给水系统设计

1#站 80 人 24h 值守，2#站无人 24h 值守，考虑 10 人 8h 工作。1#站生活用水量取 300L/（人·天），每天用水时间 24h，小时变化系数取 2.0；2#站生活用水量取 40L/（人·班），每班用水时间 8h，小时变化系数取 3.0，未预见用水量和管网漏失水量按 15%，折算最大时生活用水量 1#站约 2.00m³/h，2#站约 0.15m³/h，最高日用水量

1#站 27.6m^3 ，2#站 0.46m^3 。长距离供水，供水压力不满足直供要求。拟在综合泵房内各设置 1 只不锈钢生活水箱和 1 套生活水变频供水装置，净水厂来水贮存于水箱内，经紫外消毒后，升压供至各用水点。

生活水变频供水装置含水泵 2 台（1 用 1 备），单泵参数：1#站 $Q=8\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=45\text{mH}_2\text{O}$ ， $N=2.2\text{kW}$ ，2#站 $Q=1\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=28\text{mH}_2\text{O}$ ， $N=0.37\text{kW}$ ，配套气压罐及变频控制柜。

组合式不锈钢生活水箱公称容积：1#站 15m^3 ，2#站 1m^3 。

8.2.3. 排水系统设计

8.2.3.1. 雨水系统

站址处暴雨强度公式： $q = \frac{107x(1+2.00\lg P)}{t^{0.497}}$

q ——设计暴雨强度 $[\text{L}/(\text{s} \cdot \text{hm}^2)]$ ；

P ——设计重现期（a），以 5 年计；

t ——设计降雨历时（min），取 1min；

经计算暴雨强度 $q=81.7\text{L}/(\text{s} \cdot \text{hm}^2)$ 。

经查武威年平均降雨量 262.9 毫米，降雨很少，所以建筑屋面雨水采用有组织排水，通过雨水立管散排至室外，室外雨水散排。

8.2.3.2. 生活污水系统

生活污水通过污水管道收集进入生活污水调节池，经一体化污水处理设备处理达标后，储存在清水池（ 300m^3 ），用于站区绿化和道路喷洒。

一体化污水处理设备参数：1#站 $30\text{m}^3/\text{d}$ ，2#站 $5\text{m}^3/\text{d}$ 。

8.2.3.3. 电缆沟排水

在电缆沟局部低点做集水坑，排入单独专用渗水井，在电缆沟最低点做总集水坑，当水量过多时使用移动式潜水泵提升排出站区围墙外。

站内配置移动式潜水泵 2 台，参数： $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=12\text{mH}_2\text{O}$ ， $N=7.5\text{kW}$ 。

8.2.3.4. 事故排油系统

主变事故排油经水封井、事故排油管收集至事故油池，在油池内进行油水分离，分离出的水排入事故水池，主变一次消防后使用移动式潜水泵提升排至站区围墙外。事故油池内的废油及时回收，防止污染环境，事故水池内的水应及时清空，确保事故发生时，事故油池正常工作。本工程主变的油量按 65t 考虑，在站内设 1 座有效容积

不小于 80m^3 的事故油池，能贮存一台主变 100% 的油量。事故水池容积按主变一次消防用水量加事故油池容积设计，容积不小于 480m^3 。

8.3. 采暖通风与空气调节

暖通设计范围为综合楼、电气一次配电楼、调相机主厂房、集控楼、二次设备楼等建筑物内的暖通设计。暖通设计应遵循 GB50229-2019《火力发电厂与变电站设计防火标准》、DL/T5218-2012《220kV~750kV 变电站设计技术规程》等的有关规定。

8.3.1. 采暖

本项目位于甘肃省武威市，采用武威市气象资料，日平均温度 $\leq 5^{\circ}\text{C}$ 的日数为 155 天，因此，冬季有人工作、值班和休息的房间以及冬季有温度控制要求的工艺设备间将采用电取暖的方式维持室内温度。

8.3.2. 空调

1# 升压储能站和 2# 升压储能站综合楼各房间设置独立的分体式空调机，其中集控室、餐厅、值班室、会议室及各办公室设置分体立柜式空调机，各值班休息室设置分体壁挂式空调机。集控室配置精密型空调进行温湿度控制。

二次设备楼设置分体立柜式精密型空调进行温湿度控制，蓄电池室设置防爆分体柜式空调机。

电控设备间设置分体立柜式空调机。

8.3.3. 通风

8.3.3.1. 综合楼

1# 升压储能站综合楼、2# 升压储能站综合楼采用新风系统，采用微正压设计。

8.3.3.2. 电气一次配电楼

电气一次配电楼设置新风系统，设置分体立柜式空调机维持室内温度不高于 35°C 。

8.3.3.3. 调相机室

调相机房采用自然进风、机械排风系统，由设在房间底部的防雨防沙百叶窗进风，上部的屋顶风机机械排风。通风系统的进风温度按夏季室外通风温度 26.4°C 计算，排风温度按 35°C 计算。

8.3.3.4. 励磁间

励磁间采用自然进风、机械排风系统，由设在房间底部的防雨防沙百叶窗进风，

上部的屋顶风机机械排风。

8.3.3.5. 二次设备楼

1# 升压储能站二次设备楼、2# 升压储能站二次设备楼采用新风系统。其中蓄电池室新风系统设备均为防爆型。排风量按换气次数不小于 6 次/小时计算。

8.3.3.6. 综合泵房

泵房采用自然进风、机械排风系统，由设在房间底部防雨防沙百叶窗自然进风，上部的轴流风机机械排风。

8.3.3.7. 卫生间

卫生间设机械排风系统，通风风量按换气次数不小于 10 次/小时设计计算，由低噪音吸顶式房间通风器排出室外。

9. 消防

9.1. 概述

9.1.1. 设计依据

- 《建筑防火通用规范》GB55037-2022
- 《消防设施通用规范》GB55036-2022
- 《电化学储能电站安全规程》GB/T42288-2022
- 《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
- 《气体灭火系统设计规范》GB50370-2005
- 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005
- 《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
- 《电化学储能电站设计规范》GB51048-2014
- 《自动喷水灭火系统设计规范》GB50084-2017
- 《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019
- 《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》TCEC373—2020
- 《磷酸铁锂电池储能电站消防技术与工程应用》
- 《电化学储能电站设计标准》（征求意见稿）

9.1.2. 设计原则

(1) 贯彻“预防为主、防消结合”的消防方针，各专业根据工艺流程特点，在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主的措施，在建筑物的防火间距及建筑物结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。在加强火灾监测报警的基础上，对重要设备采用相应的消防措施，便于消防救援。

(2) 全站同一时间内的火灾次数按 1 次考虑。

(3) 全站设一套独立的稳高压消防给水系统。

(4) 电气一次配电楼、二次设备楼、危废库及辅房、2#站集控楼配置室外消火栓灭火系统，1#站综合楼配置室内外消火栓灭火系统。

(5) 预制电池舱采用全氟己酮灭火加半固定开式水喷淋系统。

(6) 主变采用室外消火栓和水喷雾系统。

(7) 站内所有建筑及预制舱配置移动式灭火器及消防器材。

9.2. 消防总体设计方案

9.2.1. 消防通道

本工程两个升压站，进站道路均从南侧社会道路引接，入口宽度为 6m。升压站内部均设置有可环通的道路，主变及调相机的运输道路宽 5.5 米，其余道路宽度 4.0 米，主变运输道路转弯半径 12m，满足设备运送及消防车施救的要求。升压储能站内新建 7 栋建筑，分别为综合楼、电气一次配电楼、二次设备楼、危废库及辅房、综合泵房、雨淋阀室和污水设备间。电气设备选型考虑防火要求，电力电缆采用阻燃电缆，建筑内通道净宽 $\geq 1.4\text{m}$ ，楼梯净宽 $\geq 1.1\text{m}$ ，坡度 $\leq 45^\circ$ ，在主要建筑物前设置宽度为 5.5m 消防车通道，道路转弯半径为 9m，保证消防车辆的通行，消防人员通过消防通道可到达各建筑物。站内设置火灾报警系统。

9.2.2. 防火间距

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019，2 座 330kV 升压储能站的防火间距设置如下：

表 9.2.2-1 升压储能站各建筑物防火间距（单位：m）

建筑物名称	综合楼	35kV 配电楼	二次设备楼	综合泵房	危废库及辅房	雨淋阀室
综合楼	—	25	33.5	95.5	87.1	104.2
35kV 配电楼	25	—	28.3	83.2	60.2	8.5

二次设备楼	33.5	28.3	—	—	—	—
综合泵房	95.5	83.2	—	—	24.8	—
危废库及辅房	87.1	60.2	—	24.8	—	—
雨淋阀室	104.2	8.5	—	—	—	—

9.2.3. 灭火设备

根据《建筑灭火器配置设计规范》的要求，本工程各建筑物室内、预制舱外均配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。室外主变压器采用水喷雾灭火系统，附近配置手推式磷酸铵盐干粉灭火器，再设砂箱、一些砂袋、砂桶、铁锹等消防工具。

在升压站内设消防给水系统和消火栓等消防设施。

9.2.4. 消防电源与通信

消防用电负荷按 II 类负荷供电设计。消防用电设备采用独立的双回路供电，两路电源在最末一级配电箱处自动切换，满足消防电源供电要求。

站内火灾报警系统和消防联动控制器由站内 UPS 供电，且采用独立的供电回路，容量满足全部负荷的 120%连续工作 3 小时。

升压站内重要场所均设有消防电话。

9.3. 消防措施

9.3.1. 建（构）筑物火灾危险性分类与耐火等级

本工程主要建（构）筑物的火灾危险性分类及耐火等级划分见下表

表 9.3-11#、2#升压储能站主要建（构）筑物的火灾危险性分类及耐火等级划

序号	建（构）筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
1	综合楼	-	二级
2	二次设备楼	戊	二级
3	35kV 配电装置楼	戊	二级
4	综合泵房	戊	二级
5	危废库及辅房	丙	二级
6	雨淋阀室	戊	二级
7	污水设备间	戊	二级
8	事故油池	丙	一级

9	主变	丙	一级
---	----	---	----

本工程建筑物的火灾危险性类别为戊和丙类，耐火等级为二级。各建筑物划分为独立的防火分区，各防火分区和其中的丙类场所均用耐火极限大于 3h 的防火隔墙和耐火极限大于 0.9h 的乙级防火门进行防火分隔。

9.3.2. 室内外消火栓系统

室外消防水管沿本期区域成环状布置，环状管网采用两路供水，当其中一路发生故障时，另一路仍能通过消防用水总量。管网用阀门分段，每段内消火栓的数量不超过 5 只，以便检修及供水安全可靠。电池舱区域消火栓间距不大于 60m。

1#站综合楼室内消火栓系统采用 2 路引接管接自室外消防管网，并在室内成环，室内消火栓布置保证同层任何部位均有 2 支消防水枪的 2 股充实水柱同时到达，消火栓栓口动压不小于 0.35MPa，且消防水枪充实水柱不小于 13m。

9.3.3. 变压器水喷雾灭火系统

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》，单台容量为 125MVA 及以上的油浸变压器应设置水喷雾灭火系统或其他固定式灭火系统。本工程每座升压站内的主变容量都 >125MVA 的变压器，鉴于水喷雾灭火系统对于变压器具有更好的灭火效率，本工程主变消防采用水喷雾灭火系统。

水喷雾灭火系统主要由过滤器、信号蝶阀、雨淋阀组、管网、高速水雾喷头和火灾探测及自动控制系统等组成。平时雨淋阀后的管网为空管，雨淋阀前的管网充满压力水。当火灾发生，火灾自动报警系统探测器报警后，火灾报警系统控制盘发出控制指令将自动启动雨淋阀，消防水进入管网，所有高速水雾喷头一起喷放实施灭火。在雨淋阀动作后，雨淋阀组的水力警铃会发出报警声响，压力开关向火灾报警控制盘发出雨淋阀动作报警信号。

在雨淋阀前安装有一个信号蝶阀，当雨淋阀需要检修时，雨淋阀前的信号蝶阀关闭。信号蝶阀的状态信号在控制盘上均有显示，以保证正常使用时信号蝶阀在开启位置。

水喷雾系统具有自动控制、集控室手动控制和就地应急启动三种控制方式。

变压本体水喷雾强度不低于 20L/min.m²，集油坑水喷雾强度不低于 6L/min.m²。水喷雾水源接自室外消防管网，雨淋阀前管道成环状布置并设置过滤器。雨淋阀布置

在雨淋阀室内。

9.3.4. 预制电池舱灭火系统

(1) 系统功能

本消防系统可实现的功能有分级预警、联动控制、手动控制、程控喷射。

(2) 预警及控制系统

a) 分级预警

当发生火灾时，系统会对火灾信息进行处理，并对火情进行分级报警，给予不同程度的应对策略，具体分级报警策略如下：

一级报警（初级报警）：烟温感之一报警，触发警铃动作。

二级报警（高级报警）：探测模块检测 VOC、CO、温度超标或烟感温感同时报警。发出声光报警器报警，并按照策略喷射灭火剂。

报警区分如下表

区分	探测模块	烟温感
一级报警		烟感或温感报警
二级报警	VOC、CO、温度超标	烟温感同时报警

b) 联动控制

当达到二级报警时，联动关闭风机，经过 30s 后消防主机按照预定策略喷射灭火剂。

c) 手动控制

人工根据现场情况通过显控主机手动启动灭火系统，对电池舱进行模组级喷射。或者用紧急启停按钮实现模组级全浸没喷射（机械启动）。

d) 远程指令控制

场站消防主机通过控制模块连接电池舱气体灭火钢瓶电磁阀，当现场人员通过其它途经确认电池集装箱发生火灾，可远程启动电磁阀进行灭火。

e) 程控喷射

达到二级报警时，消防抑制主机按照预定程序进行灭火药剂喷射。

(3) 全氟己酮灭火系统设计方案

a) 模组级监测、模组级全浸没喷射

药剂喷射方面，在模组内布置雾化喷头，每个喷头通过管道连接至消防柜上的泵

组式抑制药剂口。

监测方面，以单个电池模组为单位，每个模组设置 1 个监测模块，单个电池舱共设置 48 个监测模块，对电池实现模组级监测。

当任意一个监测模块二级报警时，监测模块上传报警信息，抑制主机开启进行模组级全浸没喷射，将药剂喷向 48 个模组。

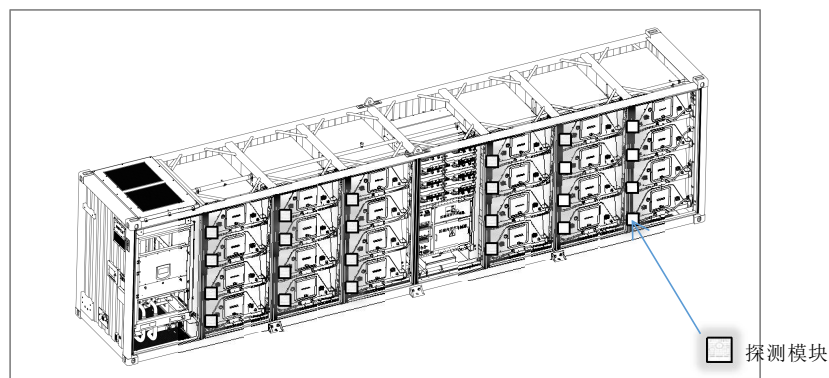


图 9.3.4-1 探测模块示意

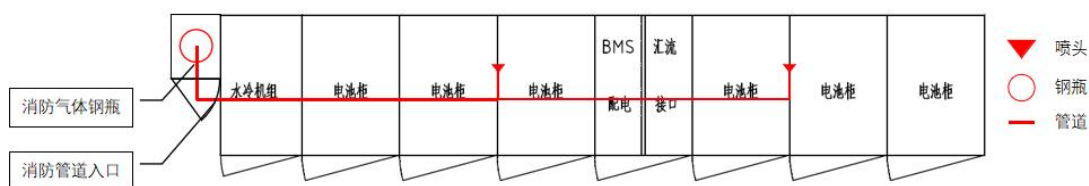


图 9.3.4-2 管道部分示意

b) 全氟己酮消防管路

全氟己酮主管道采用 G1/2 消防无缝钢管，螺纹连接。

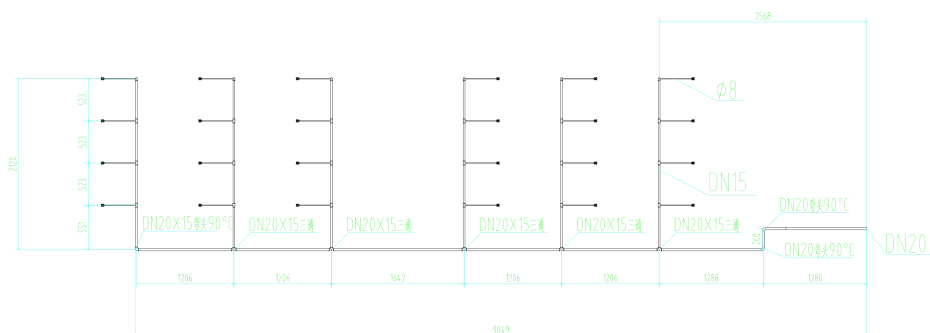


图 9.3.4-3 管道布局示意

c) 烟感、温感监测

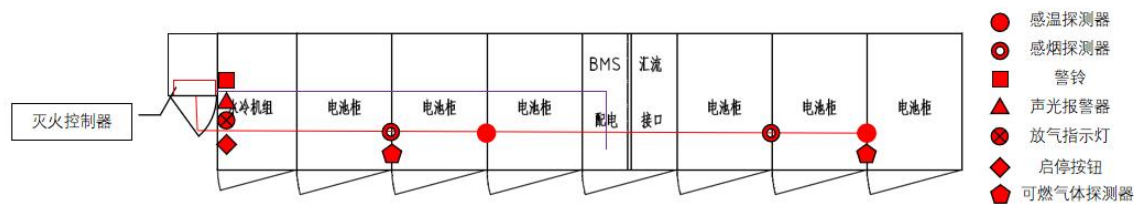


图 9.3.4-4 报警部分示意

在电池舱顶部放置 2 个烟感和 2 个温感，接入消防系统中，对电池舱的烟雾、温度指标进行监测。

d) 防爆通风系统

集装箱顶部设置两个复合型防爆可燃气体探测器，并能探测 H₂ 和 CO 浓度值；排风排烟系统与可燃气体探测器进行联动，在电池舱顶部设置 2 个排风扇，平时处于关闭状态，确保箱体的密封性。当触发可燃气体探测器报警时，同时开启进气口和排风扇；当触发二级喷射信号时，关闭通风系统，确保药剂灭火浓度。

e) 放气勿入、声光报警、紧急启停

在电池舱设置声光报警装置，当达到二级报警时，发出声、光警报；设置放气勿入指示灯，当气体灭火装置动作时，有放气勿入的警示。并设置紧急启停按钮，可人工开启气体灭火装置进行灭火动作。

f) 与其他设备通信

消防控制主机输出 CAN/干接点等信号，用于上传舱内探测器工作及预警状态，与舱内 BMS、EMS、PCS 等设备交互通信。

g) 消防主机药剂用量

储能灭火剂计算书

6.5 灭火剂的设计用量

6.5.1 防护区灭火设计用量或惰化设计用量应按下列式计算：

$$W = K \times \frac{V}{S} \times \frac{C_1}{100 - C_1} \quad 6.5.1$$

式中： W ——灭火设计用量或惰化设计用量（Kg）；

C_1 ——灭火设计浓度或惰化设计浓度（%）；

S ——灭火剂过热蒸气在 101kPa 和防护区最低环境温度下的比容（m³/Kg）

V ——防护区的净容积（m³）；

K ——海拔高度修正系数，按附录 B 的规定取值。

6.5.2 灭火剂在 101kPa 大气压不同温度下的过热蒸气比容，应按下列式计算：

$$S = K_1 + K_2 T \quad 6.5.2$$

式中： T ——防护区内最低环境温度（℃）；

$K_1=0.0664$ ；

$K_2 = 0.000274$ （NFPA 规定为 0.0002741）。

全氟己酮的灭火浓度约为 4%-6%。

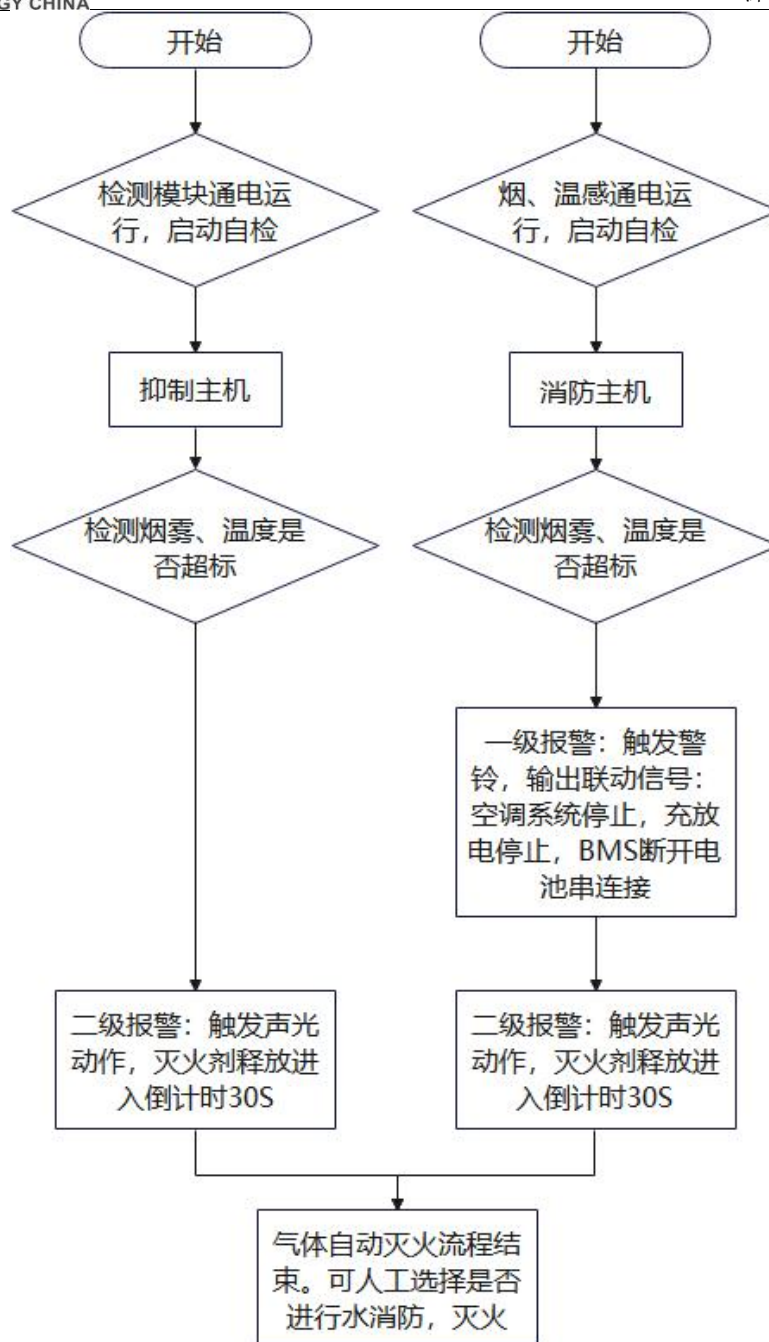
V 是保护区体积 m³，防护区体积约为： $V=6.06 \times 3.10 \times 2.44=45.84\text{m}^3$

C 是设计的灭火浓度，取 6%，取海拔修正系数为 0.83。

T 是防护区最低温度取 20℃

按照抑制主机多次喷放逻辑，设计药剂量按三次喷放药剂量来配置。

h) 报警逻辑流程图

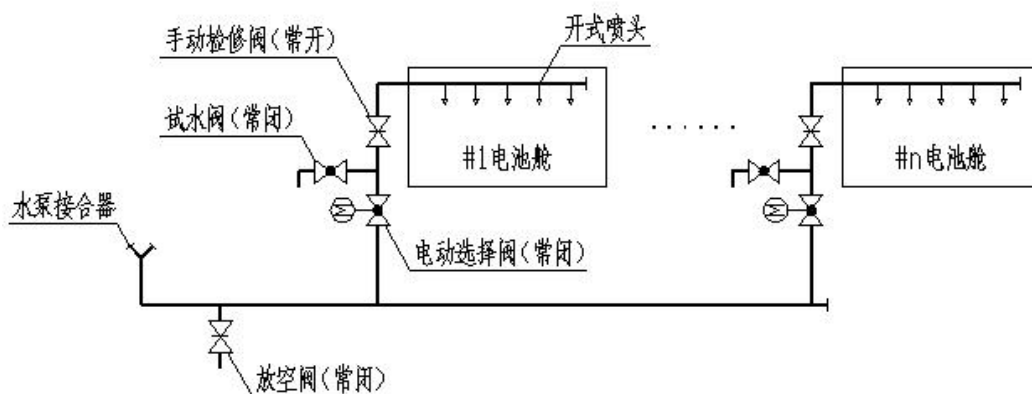


(4) 半固定开式水喷淋系统设计方案

锂电池热失控导致的火灾事故，即使气体消防动作扑灭了明火，由于电池内部大量的热量集聚，无法有效导热和冷却，会诱发有害化学反应进而引起连锁反应，导致二次复燃，严重时甚至产生爆炸。因此在每个集装箱内设置一套半固定开式水喷淋系统作为应急备用措施。该系统由水泵接合器、供水管道、电动选择阀和开式喷头组成。

本项目拟在每个电池舱内设一套水喷淋管道及喷头、舱外设电动阀，并将若干个电池舱的喷淋管道汇合后接至保证安全距离处的水泵接合器。喷淋系统平时为空管状态，不存在管道冻胀、渗漏及误喷等风险。一旦全氟己酮灭火系统失效，由人工确认，手动将消防水源接入水泵接合器，同时电动阀和火灾报警联动，当接收到启动信号后，打开对应事故电池舱的电动阀，对该电池舱实施喷淋降温，防止火灾事故进一步扩大。

应急处置人员手动接入水泵接合器时，应设置观察哨，随时发现有发生爆炸的可能，提前发出指令，迅速撤出扑救，确保应急处置人员自身安全。



半固定开式水喷淋系统示意图

9.3.5. 移动式灭火器和消防器材

本项目在所有建筑内、预制舱外配置手提式干粉灭火器。在主变周围布置推车式干粉灭火器和消防砂箱。在预制电池舱区域设置消防砂箱并配消防铲、消防桶等消防设施。单个砂箱容量不小于 1m^3 ，最大保护距离为 30m。

此外，本项目还在站内设置成品消防器材柜，柜内配置灭火器、水枪、水带、灭火毯等便携式灭火器材，手持对讲机等通信器材，消防头盔、灭火

防护服、防护靴、破拆工具等防护器材，并在运维值班室内配置正压式呼吸器，放置于专用应急设备柜中。运维人员定期组织对灭火器材及应急处置装备进行检查，确保设备完好可用。厂内还将配置消防值班人员，定期开展消防业务培训演练。

9.4. 消防给水系统

9.4.1. 消防给水系统设计

为保证消防供水安全可靠并便于管理，本项目两站各设一套独立的稳高压消防给水系统。该系统由消防泵房（含消防水泵和稳压装置）、消防水池、消防管网、消火栓、雨淋阀、高速水雾喷头等组成。

9.4.2. 消防水量及水压计算

表 9.4.2-1 消防水量计算表

序号	消防对象		消防水量 (L/s)	合计 (L/s)	火灾延 续时间 (h)	消防用水 总量 (m³)
1	电气一次配电楼 (丁类二级无充 油设备)	室外消火栓	15	15	2	108
2	二次设备楼(丁类 二级无充油设备)	室外消火栓	15	15	2	108
3	危废库及辅房(丙 类二级 S< 300m²V< 1500m³)	室外消火栓	15	15	3	162
4	主变(280MVA 油量 65t)	室外消火栓	30	150	2	389
		水喷雾	335x0.33 +100x0.1 ≈120		0.4	
5	电池舱	室外消火栓	20	35	3	270
		开式水喷淋	15		1	
6	1#综合楼(民用多 层二级 V~19000m³H< 50m) /2#集控楼(民用 单层二级 V~3000m³)	室外消火栓	25/15	40/15	2	288/108
		室内消火栓	15/不设		2	

同一时间内的火灾次数按一次计算，本项目两站消防设计流量均为 150L/s，一次消防设计用水量均为 389m³。

表 9.4.2-2 消防水头计算表

序号	消防设施所需水头 (mH ₂ O)		1#综合楼/2#集控楼 室外消火栓	综合楼 室内消火栓	主变 水喷雾	电池舱 室外消火栓	电池舱 开式水喷淋
1	建（构）筑物最高消火栓 或最不利点灭火装置 (m)		12	8	7	3	3
2	消防水池最低水位 (m)		-3	-3	-3	-3	-3
3	水 枪	直径 (mm)	19	19		19	
		实际流量 (L/s)	6.5	5.7		6.5	
		充实水柱 (m)	15	13		15	
		出口需要水头 (mH ₂ O)	27			27	
4	水 龙 带	直径 (mm)	65	65		65	
		长度 (m) (衬胶水带)	120	20		120	
		水带水头损失 (mH ₂ O)	8.9			8.9	
		栓口水头损失 (mH ₂ O)	2			2	
5	消火栓栓口或喷头 (mH ₂ O)			35	35		10
6	管网水头损失 (mH ₂ O)		~10	~15	~35	~20	~20
7	合计 (需要总水头) (mH ₂ O)		~62.9	~61	~80	~63.9	~36

根据上表可知，本工程两站消防设计水头均约为 80mH₂O。

9.4.3. 消防给水设备

本项目两站各设一座有效容积为 400m³ 消防水池，水源为净水厂来水。消防水池的补水时间小于 48h。各设 3 台 50%容量的电动消防泵（2 用 1 备，相互连锁）和 1 套消防稳压设备，带消防控制柜和自动巡检装置。消防泵和消防稳压装置布置于综合泵房内。

消防水泵根据消防水泵出水干管上的压力开关直接自动启动。当稳压装置不能维持并恢复管网水压到设定值时，先自动启动主消防泵，当主泵事故时，自动启动备用泵。消控室消防控制盘上设有消防水泵启、停及事故信号，并设有远程手动启泵按钮。泵房内设就地启、停开关。消防泵正压进水。

电动消防泵（轴流深井泵）参数：Q=75L/s，H=80mH₂O，N=110kW。

稳压装置保证消防给水系统经常维持水压为一定值并控制消防主泵启动。稳压装置由 2 台稳压泵（1 用 1 备，相互连锁）和 1 只气压罐组成，布置于消防泵房内。当消防管网内水压低于设定值时，稳压泵自动启动，使管网水压恢复到设定值，并维持 10~30s 后停泵。

稳压泵参数：Q=3L/s，H=90mH₂O，N=5kW。气压罐总容积 750L，有效容积 150L，充气压力 0.4MPa。

在 1#站综合楼顶设置 1 只有效容积为 18m³ 的高位消防水箱，用于供给建筑物初期火灾时的消防用水量。消防水箱的补水时间小于 8h。

9.5. 消防电气设计

9.5.1. 消防电源

消防用电负荷按 II 类负荷供电设计。消防用电设备采用独立的双回路供电，两路电源在最末一级配电箱处自动切换，满足消防电源供电要求。

9.5.2. 消防应急照明

升压储能站内主要疏散通道及安全出口等处，均设置有火灾事故照明灯及疏散方向标志灯。火灾事故照明灯及疏散方向标志灯采用自带蓄电池作为备用电源，连续供电时间不少于 30min，继续工作应急照明连续供电时间不少于 3h。主要通道地面上的最低照度不低于 1.0lx。

9.5.3. 消防通信

升压储能站内重要场所均设有消防电话。

9.6. 通风空调系统的消防设计

9.6.1. 通风系统防火设计

配电室和二次设备室设置独立的排风系统，事故通风系统的与正常通风系统相结合，排风系统兼做事故通风系统。通风机和电机为防爆型，进风口采用防火风口。火灾发生时，停止相关部件的通风系统的运行。

9.6.2. 采暖系统防火设计

严禁采用明火采暖。

9.7. 消防监控系统

火灾报警系统设计根据《火灾自动报警系统设计规范》的要求设计，该系统包括智能光电感烟探测器及感温探测器、控制模块、声光报警器、指示灯、手动报警按钮等组成，在消防系统中起侦测火情的作用，在发生火情后，发出报警信号反馈到联动控制柜。

9.8. 施工消防规划

9.8.1. 工程施工场地规划

本工程施工场地临建工程主要有综合加工厂、材料仓库、设备仓库、混凝土拌合站、临时生产、生活建筑。

9.8.2. 施工消防规划

(1) 工程施工道路与外部公路相连通，道路宽度大于 3m，并有充足的回转场地，场内通道不堆放材料等杂物，可作消防车道及紧急疏散通道。道路的具体规划、布置见施工总布置图。

(2) 消防电源从施工专用电源获取。施工用电电缆电线截面积按工作电流及短路电流进行选择，并留有一定裕度。

(3) 临建区域内，每 100m² 配 2 具 10L 的干粉灭火器。临时木工房、机具间等，每 25m² 配 1 具种类合适的灭火器。消防设施周边不堆放物品阻塞通道。

(4) 施工现场设置的办公室、宿舍、厨房、厕所等临时设施采用混凝土硬底、砖

砌墙体、轻钢屋架、压型钢板盖顶的临时房屋或者活动板房、集装箱等形式的活动房屋。

9.8.3. 易燃易爆仓库消防

(1) 固定动火作业场布置在可燃材料及其加工场、易燃易爆危险品库房等全年最小频率风向的上风侧，宜布置在临时办公用房、宿舍、可燃材料仓库、在建工程等全年最小频率风向的上风侧。

(2) 易燃易爆危险品库房远离明火作业区、人员密集区和建筑物相对集中区域。可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房远离架空电力线下。

(3) 易燃易爆危险品库房与在建工程的防火间距大于 15m，可燃材料堆场及其加工场、固定动火作业场与在建工程的防火间距大于 10m，其他临时用房、临时设施与在建工程的间距大于 6m。

(4) 可燃材料及易燃易爆危险品按计划限量进场。进场后，可燃材料存放于仓库内，易燃易爆危险品分类专库储存，库房通风良好并设置严禁明火标志。

(5) 及时清理施工产生的可燃、易燃建筑垃圾或余料。

10. 环境保护、水土保持

本项目环境影响评价和水土保持方案工作目前尚未开展，本阶段依据国家及行业有关法律、法规、标准及规范进行设计。最终采取的措施以批复的环境影响报告和水土保持方案为准。

10.1. 环境保护

10.1.1. 设计依据

10.1.1.1. 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 28 日；
- (5) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；
- (7) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；

(8)《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日；

(9)《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令第 16 号，2020 年 11 月 30 日。

10.1.1.2. 执行标准

(1)《环境空气质量标准》(GB3095-2012)) 二级标准；

(2)《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 新污染源二级排放标准；

(3)《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准；

(4)《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准；

(5)《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011)；

(6)《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准。

10.1.2. 环境质量现状及保护目标

10.1.2.1. 环境质量现状

环境空气质量：根据《2023 年武威市生态环境状况公报》，2023 年剔除沙尘天气后，古浪县优良天数比率 85.4%；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度 56 微克/立方米，细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度 23 微克/立方米，二氧化硫（SO₂）年均浓度 9 微克/立方米，二氧化氮（NO₂）年均浓度 17 微克/立方米，一氧化碳（CO）日平均第 95 百分位浓度值 0.6 毫克/立方米，臭氧（O₃）日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度值 142 微克/立方米，六项污染物浓度均达到或优于国家环境空气质量二级标准。

声环境质量：根据《2023 年武威市生态环境状况公报》，武威市区域环境噪声总体水平达到“一级”标准，评价为“好”等次；城市道路交通噪声昼间等效声级加权均值为 62.7 分贝，道路交通噪声强度等级达到“一级”标准，评价为“好”等次；布设城市各类声环境功能区监测点位 10 个，全年共监测 80 点次，其中昼、夜间各监测 40 点次，全年昼间监测达标 40 点次，达标率 100%，夜间监测达标 40 点次，达标率 97.5%。

土壤环境质量：根据《2023 年武威市生态环境状况公报》，全市土壤环境质量总体良好稳定，无受污染耕地，重点建设用地全部安全利用。

生态环境质量：根据《2023 年武威市生态环境状况公报》，古浪县生态环境质量变化为“基本稳定”。

10.1.2.2. 环境保护目标

项目场址周围无珍稀动植物资源、自然保护区、风景旅游区、国家、省、市级重点保护单位和军事设施。

10.1.3. 境影响分析及污染防治措施

10.1.3.1. 施工期环境影响及污染防治措施

(1) 环境空气影响分析

施工期对环境空气造成的污染，主要来自土方开挖、回填、堆放及运输，建筑材料的运输卸载以及道路扬尘，主要污染物为粉尘等。

项目位于空旷区域，植被稀少，本项目建设期土方开挖、回填以及建筑材料堆卸引起的扬尘会在局部加重该区域中大气颗粒物的浓度。此外，施工现场机械尾气的排放会对局部环境空气产生不良影响。但随着施工的结束，这些影响也将消失，不会对环境产生影响。

控制对策：对于扬尘的控制，首先，要加强现场管理，合理安排工期，避免大风天气施工，最大程度减少扬尘对周围大气环境质量的影响；对车辆行驶道路必须及时清扫洒水，以降低施工区域扬尘。其次，在运输、装卸泥沙等散装易产生尘建筑材料时，必须采用封闭车辆运输，防止散落。

(2) 水环境影响分析

在施工中设备冲洗废水很少，且水中污染因子很少，主要为悬浮颗粒物，沉淀处理后可回用。另外，施工生活区内设化粪池，对施工生活污水进行初级处理，处理后的生活污水用于施工场地及道路喷洒。该部分废水不会形成地表径流水流,因此施工期产生的废水不会产生不良影响。

(3) 声环境影响分析

施工中的噪声主要来源于施工机械，建设期噪声具有阶段性、临时性和不固定性。在多台机械设备同时作业时，各台设备产生的噪声会互相叠加。施工过程中产生的噪声虽然较大，但随着距离的增加，噪声不断地衰减，对站址所在区域不会产生不良影响。

(4) 固体废物影响分析

施工期的固体废物主要是施工弃土石和施工人员生活垃圾。施工弃土石是一种临时性的短期行为，至工程建成投入运行而告终。因此只要加强固体废物管理，及时、

安全处理施工垃圾，就不会对环境产生污染。此外还有少量建筑垃圾和弃渣，其中有一部分建筑材料可回收利用，剩余部分均用汽车运走。在施工期由于施工人员多而且较为集中，将会产生一定量的生活垃圾，这些生活垃圾可对环境产生一定的污染，对公共卫生及公众健康会带来不利影响。施工期产生的生活垃圾可定期收集后统一送往指定的垃圾处理处置场所集中处置，对周围环境无不良影响。

（5）生态环境影响分析

电站建设过程中会对区域土地产生一定扰动。施工期对区域生态环境的影响主要表现为对土壤扰动后，地表植被破坏，可能造成水土流失。本工程厂址附近区域未发现珍稀、濒危野生动物，因此，本工程的建设对区域内野生动物的影响程度很小，但由于项目所在区域地表植被覆盖率较低，生态环境本底较差，加之项目施工过程的扰动，易产生水土流失，因此应强化项目建设过程中水土流失防治措施，具体措施见水土保持章节。

10.1.3.2. 运行期环境影响及污染防治措施

（1）水环境影响分析

本项目为储能电站，不产生工艺废水。少量生活污水经地埋式一体化污水处理系统处理后定期清运，不外排，对周围环境无不良影响。

（2）声环境影响分析

本项目运行噪声源主要来自于主变压器和电池储能舱、PCS 舱辅助设备（如制冷空调、风机等）运行时所产生的噪声。

为尽可能减小电站对外界的噪声影响，可采取以下辅助措施：对电站主要设备的噪声提出噪声水平限值要求；合理地选择设备和进行总平面布置等。从保护运行人员角度，在运行及管理人员集中、噪声较强烈的厂房设置运行值班室，必要时可对室内墙壁、顶棚等声反射面进行吸声处理，门窗均采用密封门窗来隔声。

采取上述措施后，储能电站厂界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类[昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）]噪声排放限值要求，对外环境无明显影响。

（3）固体废物对环境影响分析

本项目营运后固废来源主要为废锂电池、职工生活垃圾、废变压器油和废蓄电池。

锂电池一般不含有毒有害成分，环境危害性较小，废旧锂电池的收集、贮存、处置执行一般工业固体废物的相关管理要求。磷酸铁锂离子储能系统设计寿命约为 12

年，如运营过程中出现故障，则立即通知厂家进行维修或则更换，不在厂区贮存。其使用寿命结束后，产生的废旧锂电池交由厂家回收利用。

运行期管理人员产生的生活垃圾，设置垃圾箱分类收集，由环卫部门定期有偿清运。

废变压器油一般在发生事故时排油或变压器维护时产生废变压器油，事故发生时可经排油管排至事故油池。事故油池及集油管道的防渗参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）要求执行。通过采取上述措施，当变压器漏油时，可以将影响阻断在项目厂区内，不会对地表水及土壤造成影响。少量废变压器油（属 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 900-220-08）最终委托有资质的单位处理。

变电站采用免维护蓄电池，使用寿命一般为 10 年，根据《国家危险废物名录》（2021 年版，环境保护部令第 15 号），废铅酸蓄电池属危险废物（类别代码为 HW31，废物代码为 900-052-31）。蓄电池待使用寿命结束后，统一更换，交由有资质单位处理，严禁随意丢弃。废旧铅酸蓄电池暂存于危废暂存间，危废暂存间的设置满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及 2013 年修改清单的要求。

综上所述，本项目各项固体废弃物能妥善落实处置途径，不会对周边环境产生不良影响。

（4）电磁环境影响分析

通过同类项目类比分析，本工程投运后，场界四周的工频电场强度、工频磁感应强度满足《电磁环境控制限值》（GB8702-2014）中 4000V/m、100μT 的标准限值要求。

10.1.4. 环境管理与监测计划

10.1.4.1. 环境管理

工程建设主管部门和地方环保行政主管部门按有关法律法规对工程环境保护工作进行监督和管理。工程设兼职环境管理人员 1 人，施工期负责监督检查承包商就施工区环保措施的实施情况及质量，并接受主管部门的监督和管理；营运期负责光伏电站的环境管理工作，检查营运期环保措施，确保环保设施的正常运行。一旦发生环境纠纷应及时向地方环境保护部门汇报，并采取相应的控制措施。

10.1.4.2. 环境监测

根据储能电站环境特点及工程特征，制定环境监测计划见表 10-1。

表 10-1 主要环境监测计划一览表

监测内容	监测位置	监测时间、频率	监测项目
噪声	厂界四侧	工程试运行期 1 次	LeqA，昼夜各监测 1 次，每次 10min
电磁	厂界四侧	工程试运行期 1 次； 运行过程中不定期监测	工频电场、工频磁场

10.1.4.3. 环保投资概算

环保投资具体见表 10-2。

表 10-2 环保投资估算表

序号	项目	投资额（万元）
1	施工期洒水扬尘	5
2	废水处理设施	10
3	固废分类收集、贮存等	10
4	低噪声设备费用	10
5	环评编制费	25
6	环保监测费、监理费	10
7	环保竣工验收收费	25
8	合计	95

10.2. 水土保持

10.2.1. 设计依据

- (1) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日；
- (2) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）；
- (3) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）；
- (4) 《水利水电工程水土保持技术规范》（SL575-2012）；
- (5) 《水土保持监测技术规程》（SL277-2002）；
- (6) 《水土保持工程设计规范》（GB51018-2014）；
- (7) 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；
- (8) 《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》（GB/T22490-2008）；
- (9) 《甘肃省水土保持条例》（2023 年 12 月 1 日施行）；
- (10) 《甘肃省水土保持规划（2016-2030 年）》（甘肃省水利厅水土保持局，2016 年）；
- (11) 《2023 年甘肃省水土保持公报》（甘肃省水利厅，2024 年）；

(12) 甘肃省发展和改革委员会、甘肃省财政厅、甘肃省水利厅联合发布《关于水土保持补偿费收费标准的通知》(甘发改收费〔2017〕590 号)；

(13) 《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》(甘政发〔2016〕59 号)。

10.2.2. 项目水土流失现状及成因分析

(1) 水土流失现状

根据《甘肃省水土保持公报 2023 年》统计水土流失数据显示，古浪县水土流失面积为 2444.07km²，轻度侵蚀面积为 1768.53km²，中度侵蚀面积为 321.77km²，强烈侵蚀面积为 164.43km²，极强烈侵蚀面积 66.95km²，剧烈侵蚀面积 122.39km²。

本项目地处荒漠地区，属风积沙丘区，地形起伏不平，地表植被稀疏，风大沙多，沙尘暴频发，风沙危害极为严重。项目区已经进行了治沙工作，有治沙草方格，场区沙漠与林地带状相间分布，治沙面积约 40km²。土地属性主要为沙地、灌木林地及其他草地间隔分布，规划光伏仅布置在沙地区域。

(2) 水土流失成因

工程施工对土壤的扰动包括升压储能站占地、进站道路等永久占地，以及施工场地等临时占地。这些占地均有可能造成土壤侵蚀，从而加大工程区土壤侵蚀强度。同时，工程建设中产生部分挖方，破坏了原有地表，形成松散裸露地表，使土壤降低抗蚀作用，在受到暴雨、大风时容易产生水土流失。对此如果不采取有效防治措施，将导致地表土壤抗蚀能力降低，加剧土壤水土流失。

10.2.3. 水土流失防治目标及防治责任防治范围

根据《全国水土保持区划(试行)》，项目所在地位于北方风沙区。根据甘肃省人民政府印发的《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》(甘政发〔2016〕59 号)，项目区涉及省级水土流失重点治理区一内陆河流域省级水土流失重点治理区。

根据《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434-2018)相关规定，本项目所在区属于干旱地区，水土流失治理度、林草植被恢复率和林草覆盖率可降低 3%~5%，因此对水土流失治理度、林草植被恢复率、林草覆盖率均降低 3%；原地貌土壤侵蚀强度为轻度，土壤流失控制比应不小于 1，因此确定土壤流失控制比为 1。

综上，本项目水土流失防治标准执行北方风沙区一级防治标准。施工期防治目标

为渣土防护率 85%；设计水平年防治目标为水土流失治理度 82%，土壤流失控制比 1，渣土防护率 87%，林草植被恢复率 80%，林草覆盖率 17%。

按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018），本工程的水土防治责任范围包括项目永久占地和临时占地。

10.2.4. 水土保持措施

项目建设过程水土流失主要表现在升压储能站场地平整，建筑物地基开挖、回填过程造成的土壤扰动及电缆、管线的埋设过程中所产生的水土流失。在土建施工过程中，场区内部扰动地表，采取砾石覆盖措施，保护已扰动的裸露地表，减少施工期的水土流失。

为防止水土流失，应做好以下水土保持措施：

①有计划地按土方平衡的原则开展施工。建构筑物基础场地平整、土石方开挖与混凝土浇筑的进度应遵照土方平衡的原则，按计划进行。场地平整和土石方开挖的数量，以不影响混凝土浇筑进度为准，不宜大面积、大数量的进行，导致土石方暴露时间过多、过长。

②严格控制作业场地面积。

③施工完成后，开挖土方应及时回填，回填土要按从地表向下颗粒由粗到细的原则分层回填、逐层夯实，避免扬沙。

④施工期土石方开挖阶段最好避开雨季，若雨季施工，要有排水、挡土、土工布围遮挡等措施，以防水土流失。

⑤建筑基础、电气设备基础以及明沟和电缆沟开挖等，尽量做到土石方挖方和填方平衡，多余土石方按当地渣土管理部门要求及时清运到指定地点统一处置。

⑥施工结束后，施工单位必须对施工场地、电缆沟及管道开挖等临时占地进行土地整治并及时复绿。对进场道路和场内施工主干道路面进行硬化，同时设置边坡防护、加强周围绿化种植，确保道路路基及边坡稳定。

⑦项目建设周期相对较长，建议在项目开发实施过程，绿化工程应与主体工程同步实施，同步完成。

根据本项目的特点，结合当地的自然环境，针对项目建设过程中对自然地表的扰动采取相应的工程措施、绿化措施、以及临时防护措施，能有效地控制项目建设过程中和运行期间产生的水土流失。

在施工招标文件中要求施工单位提供的施工组织计划中有水土保持、文明施工的内容。施工监理单位中应有专门人员负责水土保持和文明施工工作。各施工单位在正式施工前应对所有参加施工的人员进行文明施工教育，使施工人员了解水土保持工作的重要性。

10.2.5. 水土保持监测

水土保持监测的目的是为了掌握工程建设期水土流失及其防治情况，了解各项水土保持设施运行情况，验证水土保持措施实施后水土流失变化和发展趋势，并为水土保持措施竣工验收提供依据。

水土保持监测工作由工程建设单位负责组织实施，委托具有水土保持监测资质的单位承担，按水土保持方案的要求由监测单位编制监测实施计划并负责实施。

本工程水土保持监测分区、监测内容、方法、时段和频率见表 10-3。

表 10-3 水土保持监测计划表

监测分区	主要监测内容	监测时段	监测频次	监测方法
升压储能站区	扰动原地表面积、土地恢复完成情况及治理达标面积、土壤流失量情况	建设期	正在实施的水土保持措施建设情况、扰动地表面积等至少每月调查记录 1 次；施工进度、水土保持植物措施生长情况至少每季度调查记录 1 次；水土流失灾害事件发生后 1 周内完成监测；定位监测根据监测内容和方法采用连续观测或定期观测，排水含沙量监测应在雨季降雨时连续进行。	调查监测法 遥感监测法
进站道路区	扰动原地表面积、土地恢复完成情况及治理达标面积、土壤流失量情况	建设期	施工期：由于项目建设期跨过雨季，正在实施的水土保持措施建设情况、扰动地表面积等至少每月调查记录 1 次。	调查监测法

10.2.6. 水土保持投资估算

本工程水土保持新增投资为 113 万元。

10-4 本工程水土保持新增投资估算表

序号	项目		水土保持新增投资 (万元)	备注
1	1.1	工程措施	86	撒播草籽、临时苦盖、洒水降尘
	1.2	植物措施		
	1.3	临时措施		

	1.4		水土保持监测费用		
2	2.1	独立 费用	建设管理费	3	
	2.2		水土保持监理费	3	
	2.3		水土保持方案编制费	/	含在主体工程中
3	3.1	水土保持补偿费		21	1.4 元/m ²
4		合计		113	

11. 劳动安全和职业卫生

11.1. 概述

11.1.1. 执行标准、规范

- (1) 《建筑设计防火规范（2018 年版）》GB50016-2014；
- (2) 《电化学储能电站设计规范》GB51048-2014；
- (3) 《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T34131-2017；
- (4) 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013；
- (5) 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005；
- (6) 《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010；
- (7) 《安全防范工程技术标准》GB50348-2018；
- (8) 《工业企业设计卫生标准》GBZ1-2010；
- (9) 《工作场所有害因素职业接触限值第 1 部分化学有害因素》GBZ2.1-2019；
- (10) 《工作场所有害因素职业接触限值第 2 部分物理因素》GBZ2.2-2007；
- (11) 《工业企业噪声控制设计规范》GB/T50087-2013。

11.1.2. 主要危险、有害因素分析

11.1.2.1. 施工过程危险有害因素分析

(1) 高处作业

高处坠落是指从离地面 2m 及 2m 以上的作业点坠落所致的伤害。施工时存在高空坠落危险因素，可能导致人员伤亡、死亡。

(2) 坍塌

本工程坍塌危险主要存在于施工期的基础开挖过程中，施工中若基坑支护不当，地质情况不良等可能造成基坑壁坍塌。施工材料堆放过高、管理不当也存在坍塌的危险，可能导致设备或材料损坏，人员伤亡、死亡。

（3）物体打击

物体打击会对建筑工作人员的安全造成威胁，容易砸伤，甚至出现生命危险。特别在施工周期短，劳动力、施工机具、物料投入较多，交叉作业时常有出现。这就要求在高空作业的人员对机械运行、物料传接、工具的存放过程中，都必须确保安全，防止物体坠落伤人的事故发生。

（4）机械伤害

本工程施工中使用的机械设备多，存在机械伤害因素，可能导致人员伤亡、死亡。

（5）触电伤害

因施工现场环境复杂多变，施工周围环境潮湿，用电多为临时性，使得电气设备的工作条件变坏，容易发生漏电引起人身触电事故。

（6）噪声

施工人员在使用打桩机、推土机、挖掘机等高噪声设备，机械设备、电气设备、管线安装时接触高噪声设备，可能造成施工人员听力损伤。

（7）高温

土建施工多为室外作业，夏季施工时受到太阳辐射产生的高温影响，施工易中暑。

（8）全身振动、局部振动

施工人员在使用打桩机、推土机、混凝土搅拌棒作业时接触全身振动或局部振动，对工人健康有一定影响。

（9）粉尘及化学毒物

混凝土配制、装饰装修、筑路、养护施工人员会接触到粉尘，设备安装焊接时施工人员会接触电焊烟尘、锰及其无机化合物、一氧化碳、臭氧、氮氧化物等，粉尘及化学毒物可能对工人呼吸系统产生影响。

（10）电焊弧光

设备安装焊接时施工人员接触电焊弧光，可能对工人视力造成影响。

（11）火灾

施工中使用起重、电焊、照明等用电设备，数量多、用电量大，若用电管理不规范，超负荷，可能造成电气火灾。施工中还经常进行电焊、气割等明火作业，火灾危险性较大。设备除锈、防腐施工时时，大多涂料及其辅助用品等为可燃物，一旦遇明火，很容易发生火灾事故。

此外，施工期间如果遇到秋冬季节，天干物燥，施工时如果不注意防火，容易引发植被火灾，酿成事故。

（12）冬季严寒天气

冬季风雪天气严重影响作业视线，增加各类作业风险；若遇强降雪或大风天气，增加脚手架、围栏倾倒风险。此外，低温使部分电缆绝缘材料变脆，易在弯曲、拖动时开裂破损，导致短路、漏电风险。

11.1.2.2. 运行期危险有害因素分析

（1）锂电池触电伤害

站区锂电池与 PCS 设备，如人员不慎触碰到绝缘不良的导线、电缆等部位，存在触电伤害的危险。

（2）电气设备、锂电池火灾伤害

本工程布置有若干电气设备、锂电池，着火后产生大量有害烟气，可能导致设备损坏或人员窒息、烧伤、死亡。

（3）主变压器、风机等设备的噪声污染

主变压器、逆变器室布置有一些通风机，这些设备的低频噪声会引起运行人员的听力伤害。

（4）电气设备的电磁辐射伤害

本工程布置的部分电气设备会对人体产生电磁辐射，长期处于电磁辐射环境下会导致运行管理人员身体伤害。

11.2. 劳动安全、职业病设施设计

11.2.1. 施工期劳动安全、职业病设施设计

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

（2）建设单位应认真学习，严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》（国务院 393 号令，2004 年 2 月 1 日施行），并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

（3）噪声

施工人员在使用打桩机、推土机、挖掘机等作业时接触高噪声设备，施工单位如能选择低噪声设备，并对产生高噪声的施工设备采取隔声、消声、隔振降噪并减少高噪声设备作业点密度，为工人配发防护耳罩，采用轮班作业等措施可有效降低噪声对施工人员的健康影响。

（4）高温

土建施工多为室外作业，夏季施工时受到太阳辐射产生的高温影响，施工单位可采取避开中午作业时间，在各种机械和运输车辆的操作室和驾驶室设置空调等措施降低高温对工人的健康影响。

（5）全身振动、局部振动

施工人员在使用打桩机、推土机、混凝土搅拌棒作业时接触全身振动或局部振动，施工单位可采取采用自动、半自动操作装置，减少手及肢体直接接触振动体，安装防振手柄，作业人员佩戴防振手套，挖土机、推土机、铺路机等司机设置减振设施，采取轮流作业方式等措施降低全身振动、局部振动对工人的健康影响。

（6）电焊弧光

设备安装焊接时施工人员接触电焊弧光，施工单位可通过采用自动或半自动焊接方式，为施工人员配发面罩、防护镜减少电焊弧光对施工人员的健康影响，在产生电焊弧光的施工现场应使用不透明或半透明的挡板将该区域与其他施工区域分割来降低电焊弧光对其他人员的影响。

（7）粉尘及化学毒物

设备安装焊接时施工人员会接触电焊烟尘、锰及其无机化合物、一氧化碳、臭氧、氮氧化物等。施工单位可通过采取通风措施，为工人提供防毒防尘口罩、防护手套、防护工作服等个人防护用品来降低作业场所粉尘、化学毒物对作业人员的影响。

（8）消防安全管理

施工期用电应符合《建设工程施工现场供用电安全规范》（GB50194-2014）的规定。施工用电应明确管理机构并由专业班组负责运行及维护，在施工用电设施投入使用前，应制定运行、维护、使用、检修等管理制度，严禁非电工拆装施工用电设施。施工现场临时用电应采取 TN-S 系统配置及“一机一闸一漏”等安全措施。

加强电气设备质量管理，按规程要求进行各项试验，完善防护设施，强化施工、检修管理；

加强施工过程人员的培训，完善施工现场安全警示标志；

仓库等临建设施应合理布置，确保安全距离；

做好消防水管网的防护措施，确保正常投入使用；

施工现场设置临时消防车道，并保证临时消防车道的畅通，禁止在临时消防车道上堆物、堆料或挤占临时消防车道。严禁占用场内通道堆放材料；

做好现场的防火工作，配备必要的消防器材，如干粉灭火器、CO₂ 灭火器 等，保证施工现场消防通道畅通无阻。现场严禁吸烟，应设立禁烟区标志。非火警 严禁动用或拆除现场消防器材。用电焊机等设备时，要戴好防护眼镜，周围严禁火 种或可燃物，防止火花飞溅，防止火灾发生。

锂电池属于危险物品，电池运输应由有资质单位单位承担且按相关要求运输。

电池安装仅允许经过适当培训的合格人员安装、操作和维护电池，且必须穿戴个人防护设备，接入电池的电缆都必须按规定接入。

每次动火作业结束后及时关闭氧气、乙炔阀门或电源。

施工设备用电应安装剩余电流动作保护器，防止由于配电导线绝缘破损失 效、相线碰壳、相线断线等接地故障引起人身触电。

（9）土建施工管理

在基坑开挖的过程中，由于坡度过大、水流侵蚀等危害可造成基坑坍塌，应定期排查，及时对隐患进行治理。在地面以下施工的场所作好支护，防止坍塌事故的发生。

脚手架搭设或拆除应严格按照《建筑施工扣件式钢管脚手架安全技术规范》（JGJ130-2011）等标准规范的要求，所搭设的脚手架应牢固安全，搭设脚手架人员应取得特种作业人员资格证，严格遵守高处作业安全规定，脚手架搭设完成后使用前应进行检查，检查合格的挂设安全标志。

根据《大体积混凝土施工标准》（GB 50496-2018）的要求对混凝土进行养护，应专人负责保温养护工作，并应进行测试记录，大体积混凝土拆模后，地下结构应及时回填土，地上结构不宜长期暴露在自然环境中，并对混凝土进行现场取样。

因施工需要进入他人作业场所，必须以书面形式告知对方。

交叉作业应加强从业人员的安全教育和培训，提高从业人员的技能，自我保护意识，预防事故发生的应急措施和综合应变能力，做到“四不伤害”。

作业人员在同一作业区域内进行高处作业、模板安装、脚手架搭设拆除时；应在施工作业前对施工区域采取全封闭、隔离措施，应设置安全警示标识，警戒线或派专人警戒指挥，防止高空落物、施工用具、用电危及下方人员和设备的安全。

施工各方应共同维护好同一区域作业环境，切实加强施工现场消防、保卫、治安，文明施工管理；必须做到施工现场文明整洁，材料堆放整齐、稳固、安全可靠（必须有防垮塌，防滑、滚落措施）。确保设备运行、维修、停放安全；设备维修时，按规定设置警示标志，必要时采取相应的安全措施（派专人看守、切断电源、拆除法兰等），谨防误操作引发事故。

浇筑时要防止低温天气对混凝土产生裂缝的相关影响，宜采取以下温度控制措施：

- （1）布设冷却水管，采用循环水降低混凝土内温度，并适当使用缓凝减水剂；
- （2）保证有足够的混凝土输送罐车和混凝土输送泵车（或混凝土输送泵），保证浇筑能连续施工；
- （3）设置温度监控仪器，进行温度跟踪监测，将温差控制在允许控制范围之内；
- （4）夏季施工应降低水泥入模温度，控制混凝土内外温差，如可采取骨料用水冲洗降温，避免曝晒等。及时对混凝土覆盖保温、保湿材料。
- （5）混凝土浇筑后须进行表面洒水保湿养护 14 天，待承台混凝土强度达到 75% 以上方可安装机组塔架。土方回填应在混凝土浇筑 7 天后进行。回填时应分层回填、电动打夯机分层进行夯实，并预留沉降量。
- （6）基坑或基槽开挖前，应对建筑物及其周围 3~5m 的地下坑穴进行探查与处理；基坑或基槽开挖到设计标高后，应进行验槽；隐蔽工程完工时，应进行质量检验和验收，并将有关资料及记录存入工程技术档案。
- （7）电缆进入电缆沟、建筑物、盘柜以及穿入管子时，出入口应封闭，管口应密封。电缆线路隐蔽工程应有完整的隐蔽工程检查记录、电缆敷设记录及验收合格记录等。

(8) 强夯作业前应清除场地上空和地下障碍物，与邻近建构筑物或带电线路保持一定的安全距离；在施工过程中，必须分工明确，专职安全员、维修工定期每班进行设备运转检查，严格执行设备安全操作规程；夯锤起吊后任何人不得由壁杆下经过或站立于壁杆转运半径之内；强夯作业面应保持平整，履带着地保持水平；确保夯机自动脱钩器运转灵活，夯锤上升接近规定高度时，需加强观察，防止因脱钩器失灵，夯锤上升过高而发生事故；在相应施工区域设置明显警示、提示标牌，拉设警戒线。

11.2.2. 运行期劳动安全、职业病设施设计

(1) 工程防火设计

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

电站区域周边和出入口及发电设施醒目位置设置“禁止带火种”、“禁止吸烟”、“禁止出入”“当心触电”等警示标志，采取防止无关人员进入带电设施周围的措施。

本工程建筑物防火设计满足现行有关防火设计规范的要求。

(2) 工程防爆安全设计

主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。

蓄电池室内的通风机及其电机为防爆型。当蓄电池室内未设置氢气浓度检测仪时，排风机保证连续运行；当蓄电池室内设有带报警功能的氢气浓度检测仪时，排风机保证与氢气浓度检测仪连锁自动运行。

设备的选型和采购均符合现行相关规范。

(3) 防电气伤害

所有可能发生电气伤害的电气设备均可靠接地，工程接地网的设计满足相关规程规范的要求。

对于可能遭遇雷击的建筑物屋顶、设备等采取避雷带或避雷针保护。

对于误操作可能导致人身触电或伤害事故的设备或回路，设置电气闭锁装置或机械闭锁装置等防护措施。

电气设备的防护围栏符合下列规定：

a) 栅状围栏的高度不小于 1.2m，最低栏杆离地面静距不大于 0.2m。

b)网状围栏的高度不小于 1.7m，网孔不大于 40mm。

c)所有围栏的门均装锁，并有安全标志。

（4）防机械伤害

采用的机械设备的布置满足有关国家安全卫生有关标准的要求，在设备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-1999）、《机械安全避免人体各部位挤压的最小间距》（GB12265.3-1997）、《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）等有关标准的规定。

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

对转动机械设备，均按规定加设防护罩或防护栏杆；现场平台设荷重警告牌。

（5）防坠落伤害

工作现场所有楼梯、平台、坑池和孔洞等，需置盖板和栏杆，栏杆高度不低于 1.2m，同时设置防落物隔板。楼梯、平台采取防滑措施。

需登高检查和维修设备处设钢平台、扶梯，其上下扶梯尽可能不采用直爬梯。上人屋面设置净高大于 1.2m 的女儿墙或栏杆。凡离地面或楼面高 1m 以上的高架平台均设置栏杆。

地沟、消防井的盖板强度要符合有关要求，经常检查盖板的完好情况，发现问题，及时修缮。

高处作业坠落危险场所设置易于辨认的安全色标或设置醒目的警告标志牌。

（6）防毒、防化学伤害

本项目蓄电池室、开关柜室拟设置机械通风，避免有害物质在室内的积聚。

选择的梯级利用动力退役电池的电解质六氟磷酸锂可能产生氟化氢气体，破损泄漏时，劳动者可能会接触到氟化氢，进行维修、更换时配备防护眼镜、防毒半面罩、防护手套等个人防护用品。

（7）防噪声及防振动

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。

为运行人员配备临时隔声的防护用具。

（8）防电磁辐射

330kV 主变周围设置围栏，对这些电气设备作业人员只进行巡检。在接触微波(频率为 300MHz~300GHz 的电磁波)辐射的工作场所，对作业人员的辐射防护要求要满足《作业场所微波辐射卫生标准》(GB10436--1989)的规定，选用满足防护微波辐射要求的产品。

(9) 防暑、防寒

本项目 PCS 及变压器室设置机械通风，同时 PCS 设备自带散热风机及风道将大部分热量直接排出至室外。

本项目管理用房办公室设挂式空调机，用于调节气温。

夏季高温季节为巡检及室外作业工人配备含盐清凉饮料、藿香正气水等物品，防高温中暑。

11.3. 劳动安全与职业卫生专项投资概算

本工程劳动安全和工业卫生防护措施投资估算包括主体工程已计列的防噪声、振动、防电磁辐射、照明、消防系统，新增职业卫生防护措施投资包括：职业病危害警示标示、个人使用的职业病防护用品、教育培训、应急预案和职业病防护设施预评价、竣工验收评估费等。各分项投资估算见表 11-1。

表 11-1 劳动安全和职业卫生投资表

序号	设备名称	投资额 (万元)	备注
1	防机械伤害、防坠落伤害		包含在主体工程中，不重复列项
2	防电伤害		
3	消防系统		
4	照明		
5	劳动安全和工业卫生标识	2	
6	个人使用的职业病防护用品	3	
7	教育培训、应急预案	5	
8	职业病防护设施预评价、竣工验收费	15	
9	安全设施预评价、竣工验收评估费	15	
10	合计	40	

11.4. 预期效果评价

本期工程尽管存在一定的危险、有害因素，但在设计、施工、安装、调试、监理、运行和检修中严格执行国家和电力行业有关技术标准，主要危险、有害因素的危害程

度可显著降低，在安全方面的风险是可以接受的。

针对职业病危害因素采取了防噪声、防电磁辐射、防毒、防寒、防高温等防护措施；为作业人员配备个人防护用品；在产生有噪声、电磁辐射等作业场所设置警示标识，在正常运行时能够有效控制职业病危害，符合国家及地方有关法律、法规、规章、规范及标准的要求。

12. 施工组织设计及大件运输方案

12.1. 编制依据

- (1) 《建筑施工组织设计规范》 GB/T50502-2009；
- (2) 《混凝土泵送施工技术规程》 JGJ/T10-2011；
- (3) 《混凝土结构工程施工规范》 GB50666-2011；
- (4) 《公路工程技术标准》 JTGB01-2014；
- (5) 《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB50300-2013；
- (6) 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准》 GB50168-2018；
- (7) 《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》 GB50147-2010；
- (8) 《电气装置安装工程质量检验及评定规程》 DL/T5161.1~17-2018；
- (9) 《220kV~750kV 变电站设计技术规程》 DL/T5218-2012；
- (10) 《混凝土结构工程施工及验收规范》 GB50204；
- (11) 《民用建筑设计统一标准》 GB50352-2019；
- (12) 《建筑设计防火规范》 GB50016-2014（2018 版）；
- (13) 《建筑内部装修设计防火规范》 GB50222-2017；
- (14) 《无障碍设计规范》 GB50763-2012；
- (15) 《建筑与市政工程无障碍通用规范》 GB55019-2021；
- (16) 《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB55015-2021；
- (17) 《办公建筑设计规范》 JGJ/T67；
- (18) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229-2019；
- (19) 《电力设备典型消防规程》 DL5027-2015；
- (20) 其它相关规程。

12.2. 施工条件

12.2.1. 自然条件

拟建站址区域地貌单元主要为沙丘地貌，植被稀少，为流动-半固定沙丘，地形较为起伏，沙丘形态多呈沙山、沙垄、新月型沙丘和新月型沙丘链，拟建项目场地地形起伏较大，水系不发育，交通条件较好。

12.2.2. 工程概况

本项目工程主要包括综合楼、电气配电装置室、二次设备楼、综合泵房、危废库及辅房、雨淋阀室、进站道路、升压站内集电线路等。

12.2.3. 工程所在地及对外运输交通条件

本工程位于武威市古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，属风积沙丘区，地形起伏不平。西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，西区场址距黄花滩镇运距约 20km，距古浪县运距约 55km，距武威市运距约 90km，场址周边有多条乡村道路穿过。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，距黄花滩镇运距约 45km，距古浪县运距约 85km，距武威市运距约 120km，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便利，东、西两个场址相距约 25km，有乡村道路连接两个场址。

12.2.4. 主要设备及建筑材料

本项目施工所需的砂石料、水泥、砖材、钢材、木材和油料等建材材料可从武威市及附近乡镇购买，通过公路运输至施工现场。本工程基础施工采用商品混凝土，商砼场位于古浪县，运距约 55km。

12.2.5. 机械维修

必要的机械维修可在附近城镇的相关厂家进行维修，一般小修在施工场地或场区维修车间解决。

12.2.6. 通讯系统

拟在办公生活营地安装电话和传真机，主要管理人员均配备手机，确保对外通讯畅通。施工区配备无线对讲机，确保指挥、调度的迅速、灵活、畅通。手机也可以作为内部联系工具。

12.2.7. 施工特点

(1) 升压站施工，工程量小，不必动用大型吊装设备，施工时需频繁移动施工机具，施工强度低，速度快，难度不大。

(2) 施工场地地形较为平坦，总体视野开阔，部分沙丘高低起伏不平，进场前需做好场平。

(3) 升压站设备运输重量约 300t，安装较为简单。

(4) 项目施工工期紧，宜于多人分场地同时安装、施工。

12.3. 施工总布置

12.3.1. 施工总布置原则

升压站建设投资大、工期紧、高空作业多、施工场地移动频繁；总布置规划需体现布置紧凑、用地集中节约，确保工程施工过程中各道工序能有序展开。

施工总布置包括施工人员的生活设施在内，统筹安排工程所需的仓库、设备堆放场地等施工设施和场地，同时，在施工总体布置规划时要体现工程永临相结合的原则，减少工程的不合理损耗，节约各类资源。遵循施工工艺要求和施工规范，保证合理工期，根据本工程的特点，在施工总布置中考虑以下原则：

(1) 施工总布置遵循因地制宜，利于生产、生活，方便管理，安全可靠、经济适用的原则；

(2) 充分考虑升压站的布置特点，分区划片，合理交叉，由于本工程规模较大，为了到达分期分批投入运营，将整个升压站进行分区划分，合理安排先后的施工期限和顺序，合理安排分部分项工程及工序交叉作业；

(3) 工程施工期间应避免环境污染，施工布置必须符合环保要求，在新能源电站的建设中，对于具体的工程项目的实施，仍然要遵循充分节约能源、切实保护环境的原则。在整个新一代电网友好型新能源电站建成运营后，更能充分显示出开发新能源，对人类所创造出的经济效益、社会效益和绿色环保效益；

(4) 根据工程区域地质条件及施工布置，统筹规划，合理布置施工设施与临时设施，尽可能做到永临结合，节约用地；

(5) 结合当地的条件，合理布置施工供水与施工供电。

12.3.2. 施工用水

本工程建议采用外购水的方式解决施工用水，施工高峰期用水每天约 560m^3 。生活用水也采用外购水的方式解决，生活用水按施工高峰期 350 人考虑，每天需要 20m^3 水。

12.3.3. 施工用电

施工用电分为生产用电和生活用电，可在附近 10kV 线路接入，为整个场区提供施工电源，并结合移动式柴油发电机补充施工用电。

12.3.4. 施工通信

项目所在区域程控电话网络覆盖率达 100%，宽带网络、移动通信全部覆盖。施工现场的对外通信可视实际情况采用架设通讯光缆的方式满足光伏电场通讯需要，配置时应力求永临结合；内部通信则采用无线电通信方式解决。

12.3.5. 场地平整

本工程所占面积较大，生产生活区等场地均需进行场地整平，但由于场区内地形起伏不高，主要是进行清除表层植被，局部沟壑填平等工作。

12.3.6. 施工临时建设

本工程升压站规模较大，施工生产区尽量就近布置。施工区域生活和办公用房布置在升压站附近，生产生活设施主要包括货物堆场、建材加工区、办公楼、员工宿舍、运动场、餐厅等。施工机械就近停放在升压站区，不专门设置设备停放场，在施工期间损坏的设备送至地方机械设备修理厂修理，现场不专设机械设备修理站。

12.4. 施工交通运输

12.4.1. 场外交通

本工程位于武威市古浪县北部的腾格里沙漠西南边缘地带，属风积沙丘区，地形起伏不平。西区场址位于古浪县黄花滩镇北侧，场址北侧紧临武威市凉州区，南侧临近 G2012 及 S316 省道，西区场址距黄花滩镇运距约 20km，距古浪县运距约 55km，距武威市运距约 90km，场址周边有多条乡村道路穿过。东区场址位于古浪县海子滩镇西北部，距黄花滩镇运距约 45km，距古浪县运距约 85km，距武威市运距约 120km，场址南侧临近干武线铁路，场址中部和东部均有乡村道路穿过，外部交通运输条件便

利，东、西两个场址相距约 25km，有乡村道路连接两个场址。

12.4.2. 场内交通

根据项目的总体布局，本着方便检修、巡视、消防的原则，场内道路尽量利用原有道路和荒地呈区域封闭型设计。道路应紧靠升压站旁边通过，以满足设备一次运输到位，以及升压站安装需要，尽量减少二次转运。

本项目进站道路尽量利用已有道路，本工程进站道路路基宽 7m，路面宽 6m。

站内道路采用郊区型道路，水泥混凝土路面，站区大门至主变压器的运输道路宽度 5.5m，转弯半径 12m，兼做消防环形道路；其余道路宽度 4.0m，其余道路转弯半径考虑为 9m，满足主变压器运输、SVG 设备运输及消防环道转弯半径要求。

12.4.3. 主要设备运输方案

本工程涉及较多重、大件设备，最重设备为 330kV 主变，运输重量约为 300t。设备采用陆路运输，公路运输从厂家出发，经公路运输运抵现场。

车辆运输费、沿途措施费等均由设备厂家考虑，不单独计列费用。进站道路考虑为 6m 宽，转弯半径 9m，水泥混凝土路面，施工前应首先完成道路一次路面硬化工作，以此作为施工道路。

大型物件运输保护措施：

- (1) 运输前，应对运输路线进行全线实地勘查。
- (2) 根据货物尺寸及重量，结合车板尺寸按照科学装配条件进行装载，设备每车限装一件，装载平稳，不倾覆、不磨损。
- (3) 装车前可在平板车的框架式平台上放置（或满铺）油毡或木板，以防止滑动。
- (4) 选择好支承点，在车板与设备之间加垫枕木。货物必须要做到装载平稳、不偏载、支垫承重部位接触良好，重量分布均匀；加固应能承受住运输中各种力的作用，保证产品在运输过程中不移位、不倾覆、不磨损。
- (5) 运输过程中，要控制车速，保持行驶平稳。
- (6) 设备在进行装车时，取好设备的重心、平板车的中心线，完成货物在连接板上的装载。

12.5. 工程用地

12.5.1. 工程用地政策

- 1) 符合当地政府总体规划。
- 2) 节约用地，不占用政府土地规划红线外的土地。
- 3) 建设用地单位在申请备案前要取得用地预审批准文件。
- 4) 项目经备案后，项目建设单位应依法申请使用土地，涉及农用地和集体土地的，应依法办理农用地转用和土地征收手续。
- 5) 施工期的施工道路，尽量利用既有的大车道、乡间道路等，减少了不必要的破坏，降低工程造价。

12.5.2. 工程用地方案

本工程中升压站占地为永久征地。每个升压站内设有一个临建设施，不另外占地。1#升压站的永久征地面积为 60000m²，2#升压站的永久征地面积为 63200m²。

12.6. 主体工程施工

12.6.1. 进站道路施工方案

本工程新建道路为进站道路。道路土方开挖采用 1m³ 反铲开挖，1m³ 反铲集渣，自卸汽车运输。道路面层采用 C30 水泥混凝土路面，采用挖掘机装载，自卸汽车运输，推土机摊铺，人工配合平地机整平，8t 压路机碾压密实。

道路的土方填筑利用道路开挖的土方就近填筑，土方填筑采用压路机压实。

12.6.2. 升压站施工方案

升压站内建筑物均为混凝土结构，施工顺序大致为：施工准备—场地平整、碾压—基础开挖—基础施工—砖墙砌筑、框架柱梁浇筑—梁、板、屋盖混凝土浇筑—电气管线敷设及室内外装修—电气设备入室。

（一）基础施工

升压站场地清理采用推土机配合人工清理。然后用振动碾，将场地碾平，达到设计要求。

升压站内所有建筑物的基础开挖，均采用小型挖掘机配人工开挖清理。人工清槽后、经验槽合格方可进行后序施工。

基础混凝土浇筑和地下电缆沟墙的砌筑、封盖及土方回填施工，同时做好各种沟、管及预埋管道的施工及管线敷设安装，重点是高低压配电房、综合楼的地下电缆、管

沟等隐蔽工程。在混凝土浇筑工程中，应对模板、支架、预埋件及预留孔洞进行观察，如发现有变形、移位时应及时处理，以保证施工质量。混凝土浇筑后须进行表面洒水保湿养护 14 天。在其强度未达到 7 天强度前，不得在其上踩踏或拆装模板及支架。

升压站的设备基础施工。先清理场地、碾压后进行设备基础施工。按设计图要求，人工开挖设备基础，进行钢筋绑扎和支模。验收合格后，可进行设备基础混凝土浇筑。

（二）建筑物主体施工

建筑物主体为混凝土框架结构，先进行框架混凝土柱浇筑，然后进行梁、板浇筑。当柱和过梁的强度达到要求后进行填充墙施工。

在梁板柱的钢筋绑扎好后，立模浇筑混凝土。浇筑混凝土时应分段分层连续进行，浇筑层高度应根据结构特点、钢筋疏密决定，一般为振捣器作用部分长度的 1.25 倍，最大不超过 50cm。柱子混凝土应一次浇筑完毕，如需留施工缝时应留在主梁下面。无梁楼板应留在柱帽下面。在与梁板整体浇筑时，应在柱浇筑完毕后停歇 1~1.5h，使其获得初步沉实，再继续浇筑。梁、板应同时浇筑，浇筑方法应由一端开始用“赶浆法”，即先浇筑梁，根据梁高分层浇筑成阶梯形，当达到板底位置时再与板的混凝土一起浇筑，随着阶梯形不断延伸，梁板混凝土浇筑连续向前进行。混凝土浇筑完毕后，应在 12h 以内加以覆盖和浇水，浇水次数应能保持混凝土有足够的润湿状态，养护期一般不少于 7 昼夜。已浇筑楼板、楼梯踏步的上表面混凝土要加以保护，必须在混凝土强度达到 2.5MPa 以后，方准在面上进行操作及安装结构用的支架和模板。在混凝土框架拆模后进行砖墙砌筑，墙体砌筑为人工。

建筑材料和混凝土吊运采用汽车吊。混凝土由搅拌车运输至现场，插入式振捣棒人工振捣密实。

（三）电气设备安装与调试

本期工程电气设备施工主要为升压站内主变压器及相应设备、电缆敷设和箱变接地网布设。

主变压器采用 350t 汽车吊吊装就位。吊装时索具必须检查合格，钢丝绳必须系在设备的吊钩上。主变压器的安装程序为：施工准备→基础检查→设备开箱检查→起吊→就位→附件安装→绝缘油处理→真空注油试验→试运行。

电气设备安装前应做密封性和完整性检查。变压器就位时，变压器基础轨道应水平，轨距与轮距相配合；密封处理法兰连接处应用耐油密封垫密封，法兰连接面应平

整、清洁；有载调压切换装置安装时传动机构应固定牢靠，连接准确，操作灵活，无卡阻现象，摩擦部分涂以润滑油；屏、箱、柜以及可开启的门，都应用裸铜软线与接地的金属构架可靠接地。接地闸刀下端应通过扁钢或铜排与地网直接相连接。

12.6.3. 站区集电线路施工

（一）电缆沟开挖

按测定径路划双线采用机械开挖。在道床边开挖时用彩条布进行防护，避免污染道碴。

电缆线路径路测量严格按设计确定的径路进行，测量采用百米钢尺。在查明的地下管线径路上设立标志。

电缆沟开挖采用机械进行开挖，电缆沟开挖完成后，会同现场监理工程师对电缆沟进行检查，在监理工程师签字认可后，方可敷设电缆。同时准备好直埋电缆防护材料及电缆标志桩。

（二）电缆敷设

电缆到货后按规定进行外观检查和绝缘电阻试验、直流耐压试验及泄漏电流试验，检查电缆线路的相位，保证电缆的电气性能指标合格，方可运抵现场。

敷设电缆之前，应对挖好的电缆沟认真地检查其深度、宽度和拐角处的弯曲半径是否合格，保护管是否埋设好，管口是否已掰成喇叭口状，管内是否已穿好铁线或麻绳，管内有无其他杂物。当电缆沟验收合格后，方可在沟底铺上 100mm 厚的细土或沙层，并开始敷缆。

采用人工敷缆法时，电缆长、人员多，因此对动作的协调性要求较高。为了提高工作效率，应设专人指挥（2~3 人，其中一人指挥），专人领线，专人看盘。在线路的拐角处，穿越公路及其他障碍点处，要派有经验的电缆工看守，以便及时发现和处理敷缆过程中出现的问题。敷缆前，指挥者应向全体施工人员交待清楚“停”、“走”的信号和口笛声响的规定。线路上每间隔 50m 左右，应安排助理指挥一名，以保证信号传达的及时和准确。

（三）电缆防护

电缆在沟内摆放整齐以后，上面应覆盖以 100mm 厚度以上的细沙或软土层，然后盖上保护盖板（砖）。保护盖板内应有钢筋，厚度不小于 30mm，宽度以伸出电缆两侧 50mm 为准。

（四）电缆沟回填

电缆敷设好后，回填前先自检合格后，再通知监理工程师进行检查，检查合格并书面签认后，才能进行下道工序。沟槽回填应分层压实，回填时，沟槽中不得有积水，回填材料中不允许用腐植土、垃圾、胶泥等不良材料回填，应符合设计要求及施工规范规定，电缆沟回填土分层夯实，每回填 20-30cm 夯实一次，并应作有堆高防沉土层，整条电缆沟培土应高于自然地面，中间部分高出 20~30cm 向两边呈斜坡，保证降雨后自然下沉，以防松土沉落形成深沟。

12.6.4. 消防设施施工方案

（一）主变压器消防

根据《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）的要求，在主变压器底部设有贮油坑，容积为主变压器油量的 20%，贮油坑的四周设挡油坎，高出地面 100mm。坑内铺设厚度为 250mm 的卵石，卵石粒径为 50~80mm，坑底设有排油管，能将油水混合物排入事故油池中，通过压差管道，将消防废水排至事故水池中，实现油水分离。事故油池容积约为 70m³，变压器一次消防用水量约为 99m³。

主变压器设有防直击雷保护及完善的继电保护装置。变压器本体设有安全保护装置，装有气体继电器，并装有压力释放装置，当内部表压力达到 0.5 标准大气压时，能可靠释放压力。

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）的要求，单台容量在 125MVA 及以上的变压器应设置水喷雾灭火系统或其他固定式灭火装置。本工程主变压器设置水喷雾灭火系统。同时在变压器区域配置推车式干粉灭火器，1m³ 防火砂箱等灭火器材。此外主变压器均设有消防车通道，消防车可以到达变压器附近停靠灭火。

（二）电缆消防

电缆截面满足额定负荷电流和短路热稳定要求。

电缆从室外进入室内的入口处及主主控室电缆沟内的电缆进入箱变高压室或箱变高压室等采取了防止电缆火灾蔓延的阻燃封堵及分隔措施。具体措施是：

（1）电力电缆选用聚乙烯绝缘电缆，控制电缆选用阻燃电缆。

（2）所有电缆穿越的孔洞，均采用软质耐火材料封堵，孔洞两端 1.5m 以内的电缆均喷涂防火涂料保护。

12.6.5. 特殊天气施工

（一）暴雨季节施工措施

项目位置气候干旱，全年降水稀少，但降水集中于夏季和秋季，易出现短时强降雨。

（1）现场总平面布置，应考虑生产、生活临建设施、施工现场等排水措施；

（2）做好施工现场排水防洪准备工作，加强排水设施的管理，经常疏通排水沟，防止堵塞；现场规划施工时，统筹考虑场地排水，道路二侧设明排水沟；

（3）做好道路维护，保证运输畅通；

（4）加强施工物资的储存和保管，在库房四周设排水沟且要疏通，配置足够量的防雨材料，满足施工物资的防雨要求及雨天施工的防雨要求，防止物品淋雨浸水而变质；

（5）配备足够量的排水器材，满足现场、库区或必要时电缆沟道的排水需要。

（二）冬季施工措施

当室外日平均气温连续 5 天稳定低于 5°C 或最低温度低于 0°C 的施工过程称为冬季施工，本工程应尽量避免在冬季施工，但工程所在地纬度高，气候干旱，冬期长，如确需在冬季施工，则应制定详尽的施工计划，合理的施工方案及切实可行的技术措施，同时组织好施工管理，争取在短时间内完成施工。

（1）土方工程

施工现场的道路要保持畅通，运输车辆及行驶道路均应增设必要的防滑措施。在相邻建筑侧边开挖土方时，要采取对旧建筑物地基土免受冻害的措施施工时，尽量做到快挖快填，以防止地基受冻。基坑槽内应做好排水措施，防止产生积水，造成由于土壁下部受多次冻融循环而形成塌方。开挖好的基坑底部应采取必要的保温措施，如保留脚泥或铺设草包。土方回填前，应将基坑底部的冰雪及保温材料清理干净。

（2）钢筋工程

钢筋负温冷拉时，可采用控制应力法或控制冷拉率方法。对于不能分清炉批的热轧钢筋冷拉，不宜采用控制冷拉率的方法。

在负温条件下采用控制应力方法冷拉钢筋时，由于伸长率随温度降低而减少，如控制应力不变，则伸长率不足，钢筋强度将达不到设计要求，因此在负温下冷拉的控制应力应较常温提高。

负温下钢筋焊接施工，可采用闪光对焊，电弧焊(帮条，搭接，坡口焊)及电渣压力焊等焊接方法。

焊接钢筋应尽量安排在室内进行，如必须在室外焊接，则环境温度不宜太低，在风雪天气时，还应有一定的遮蔽措施，焊接未冷却的接头，严禁碰到冰雪。

(3) 混凝土工程

混凝土工程进入冬季施工后，混凝土要按新配合比例添加防冻剂，另外根据现场实际情况对原材料加热，一般为对水加热，采用一次投料次序，水温不超过 80℃，适当延长搅拌时间，避免水泥与水直接接触，混凝土从搅拌站集中搅拌、运输至入模需要一定时间，为减少混凝土在浇筑及运输过程中的热量损失，应尽量缩短混凝土的运输时间及空气中停放时间，保证混凝土的入模温度不低于 10℃。浇筑后立即进行覆盖，先盖一层塑料布，再盖两层草袋。

(4) 砌体工程

普通砖、空心砖、混凝土小型空心砌块，加气混凝土砌块在砌筑前，应清除表面污物，冰雪等。遭水浸后冻结的砖和砌块不得使用。石灰膏等宜采取保温防冻措施，如遭冻结，应经融化后方可使用。砂宜采用中砂，含泥量应满足规范要求，砂中不得含有冰块及直径大于 1cm 的冻结块。砌筑砂浆的稠度，宜比常温施工时适当调整，并宜通过优先选用外加剂方法来提高砂浆的稠度。在负温条件下，砂浆的稠度可比常温时大 1~3cm，但不得大于 12cm，以确保砂浆与砖的粘结力。

(5) 钢结构工程施工

钢结构施工时除编制施工组织设计外，还应对取得合格焊接资格的焊工进行负温下焊接工艺的培训，经考试合格后，方可参加负温下钢结构施工。

在焊接时针对不同的负温下结构焊接用的焊条、焊缝，在满足设计强度前提下，应选用屈服强度较低，冲击韧性较好的低氢型焊条，重要结构可采用高韧性超低氢型焊条。

(6) 钢结构安装

编制安装工艺流程图，构件运输时要清除运输车箱上的冰、雪，应注意防滑垫稳；构件外观检查与矫正，机具、设备，负温下安装作业使用的机具，设备使用前就进行调试，必要时低温下试运转，发现问题及时修整。

负温下安装用的吊环必须用韧性好的钢材制作，防止低温脆断。

（三）高温季节施工措施

1、动员职工，根据施工生产的实际情况，积极采取行之有效的防暑降温措施，充分发挥有降温设备的效能，添置必要的设施，并及时做好检查维修工作。

2、关心职工的工作、生活，注意劳逸结合，调整作息时间，严格控制加班加点，入暑前做好高温、高空作业工人的检查，对不适合高温、高空作业的适当调换工作。

3、钢筋混凝土工程

为了防止夏季钢筋混凝土施工时受高温干热影响，而产生裂缝等现象，施工时应认真做好混凝土养护工作，混凝土浇捣前必须使木模吸足水分，遇到面积较大时，要用草包加以覆盖，并浇水保持混凝土湿润。混凝土施工气温宜在 5℃至 35℃时进行，尽量做到随捣随抹，施工完毕要根据气候情况及时覆盖草包，避免曝晒，及时进行浇水养护。

一般养护时间不得少于七昼夜。厚度较薄的混凝土顶板工程尽量安排在夜间施工，使混凝土的水分不致蒸发过快而形成收缩裂缝。

4、砌体工程

高温季节砌砖，要特别强调成块的浇水，除利用清晨或夜间提前将集中堆放的砖块充分浇水湿透外，还应在临砌之前适当地浇水，使稀块保持湿润，防止砂浆失水过快影响砂浆强度和粘结力。

砌筑砂浆的稠度要适当加大，使砂浆有较大的流动性，灰缝容易饱满，亦可在砂浆中掺入塑化剂，以提高砂浆的保水性和易性。砂浆应随拌随用，对关键部位砌体，要进行必要的遮盖、养护。掺微沫剂的砂浆，必须严格遵照使用说明拌制。

5、抹灰工程

抹灰前应在砌体表面洒水湿润，防止砂浆脱水造成开裂、起无、脱落，抹灰后要加强养护工作。

外墙面的抹灰，应避免在强烈日光直射下操作。砂浆级配要准确，应根据工作量，有计划地随配随用，为提高砂浆保水性，可按规定要求掺入外加剂。

12.7. 施工总进度

12.7.1. 施工进度安排原则

根据目前的设计、施工的经验及水平、主要设备订货情况，项目尽早开工，同时要求施工机械的安排能同时满足要求。升压站组件施工要尽量避开冬季，赶在冬季前

完工，缩短施工总工期。本工程总工期为 10 个月。

12.7.2. 施工进度计划

2 个升压站及进站道路的施工总工期为 10 个月。

