

第五章 发包人要求

甘肃汇盛新能源开发有限公司山丹东乐北
滩 200MW/800MWh 独立储能电站项目工程总
承包(EPC)

技术规范书

(注：本技术规范书仅供参考，中标方需进一步复核，
并最终满足项目实际需求)

目 录

1 综合说明	1
1.1 工程概况	1
1.2 设计依据	1
1.3 设计范围	2
1.4 主要技术方案	2
1.5 投资估算及财务评价	3
1.6 项目建设必要性	4
2 系统部分	7
2.1 系统一次	7
2.2 系统保护配置方案	9
2.3 系统自动化方案	10
2.4 系统通信方案	11
3 工程地质、水文气象	13
3.1 岩土工程	13
3.1.1 区域地质构造与地震	14
3.1.2 站址工程地质条件	18
3.1.3 场地岩土工程条件分析与评价	19
3.2 水文气象	21
3.3 工程水文条件	22
3.4 气象条件	24
3.5 结论与建议	26
4 储能部分电气设计	27
4.1 储能技术发展现状及主要技术路线	27
4.2 电池类型比选	31
4.3 锂电池储能冷却方式比选	35
4.4 锂电池储能系统设计方案	36
4.5 储能站用电设计	43
4.6 储能电站防雷接地	45
4.7 储能电站二次部分设计	45
4.8 废旧电池处理方案	50
5 储能电站土建设计	51
5.1 设计中采用的标准、规范	51
5.2 站区规划和布置	51
5.3 预制舱和构筑物	53
5.4 水工部分	56
5.5 采暖和通风部分	56
5.6 储能电站消防设计	57
6 升压站电气部分	60
6.1 电气主接线	60
6.2 短路电流计算	60
6.3 绝缘配合及过电压保护	61
6.4 设备选型	63

6.5 电气设备布置及配电装置	66
6.6 防雷与接地	67
6.7 站用电源	68
6.8 照明及检修	70
6.9 电缆敷设及防火	71
6.10 监控系统	71
6.11 元件保护	73
6.12 计算机监控系统布置方案	73
6.13 抗干扰以及屏蔽措施	74
6.14 操作电源系统	74
6.15 智能辅助控制系统	75
6.16 全站同步时钟系统	76
6.17 非关口计量系统	76
6.18 状态监测系统	76
7 升压站土建设计	78
7.1 设计中采用的标准、规范	78
7.2 建设规模	79
7.3 站区总布置与交通运输	80
7.4 建筑、结构	81
7.5 变电构、支架及设备基础	81
7.6 基础及地基处理	81
7.7 采暖通风部分	82
7.8 水工部分	83
7.9 升压站消防设计	84
7.10 抗震设计	86
7.11 主要技术经济指标及其他	88
8 施工组织	89
8.1 施工条件	89
8.2 施工总布置方案	89
8.3 土建施工方案	91
8.4 电气施工方案	95
8.5 特殊气象条件下的施工措施	103
8.6 施工总进度	104
9 工程管理	106
9.1 工程管理机构	106
9.2 主要管理设施	107
9.3 电站运维	108
10 环境保护和水土保持	109
10.1 环境保护	109
10.2 水土保持	113
10.3 升压站环境保护和水土保持	115
10.4 建议	117
11 节能降耗	118
11.1 设计原则	118

11.2	设计依据	118
11.3	主要节能降耗措施	118
11.4	建设管理的节能措施建议	120
12	劳动安全与职业卫生	121
12.1	设计总则	121
12.2	工程劳动安全与工业卫生危害因素分析	122
12.3	劳动安全与工业卫生对策措施	123
12.4	劳动安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度	126
12.5	预期效果评价	129

1 综合说明

1.1 工程概况

1.1.1 储能电站

甘肃汇盛新能源开发有限公司山丹东乐北滩 200MW/800MWh 独立储能电站项目位于甘肃省张掖市山丹县，规划建设电化学储能电站 200MW/800MWh，周边交通便利，储能电站在 330kV 辉通储能升压站内扩建 1 台主变，主变规模为 $1 \times 240\text{MVA}$ ；汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目以 8 回 35kV 汇集线路接入新扩主变 35kV 侧。



图 1.1-1 项目位置示意图

1.1.2 330kV 升压站

本项目新建 330kV 升压站 1 座，终期 2 台主变，本期 $1 \times 240\text{MVA}$ ，电压等级 330/35/10kV，10kV 不出线。

本次新上主变 35kV 出线 24 回，其中 35kV 储能集电线路 8 回、储能站用 1 回、工作站用 1 回，其它 14 回（预留调相机 4 回）。

本次新上主变下安装 2 组 SVG 无功补偿装置，容量按 $\pm 30\text{Mvar}$ 考虑。预留 4 回滤波支路位置。

1.2 设计依据

- | | |
|---------------------|---------------------|
| (1) GB/T 51048-2025 | 电化学储能电站设计标准 |
| (2) GB/T 36558-2023 | 电力系统电化学储能系统通用技术条件 |
| (3) GB/T 36547-2024 | 电化学储能系统接入电网技术规定 |
| (4) GB/T 36276-2023 | 电力储能用锂离子电池 |
| (5) NB/T 31016-2019 | 电池储能功率控制系统 变流器 技术规范 |
| (6) DL/T 5222-2021 | 导体和电器选择设计技术规定 |
| (7) GB 50229-2019 | 火力发电厂与变电站设计防火标准 |

(8)DL/T5056-2024	变电所总布置设计技术规程
(9)GB50062-2024	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
(10)DL/T5136-2012	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
(11)GB/T 14285-2023	继电保护和安全自动装置技术规程
(12)GB50064-2014	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
(13)DL/T5044-2014	电力工程直流电源系统设计技术规程
(14)DL/T5390-2014	发电厂和变电站照明设计技术规定
(15)GB50116-2013	火灾自动报警系统设计规范
(16)DL/T544-2012	电力系统通信管理规程
(17)DL/T547-2020	电力系统光纤通讯运行管理规程
(18)DL/T598-2010	电力系统通信自动交换网技术规范
(19)DL/T 5003-2017	电力系统调度自动化设计规程
(20)GB50217-2018	电力工程电缆设计规范
(21)GB50168-2018	电气装置安装工程电缆线路施工及验收标准
(22)GB/T50065-2011	交流电气装置的接地设计规范
(23)DL/T795-2016	电力系统数字调度交换机规范
(24)DL/T5137-2001	电测量及电能计量装置设计技术规程
(25)DL/T5149-2020	变电站监控系统设计规程
(26)DL/T5155-2016	220kV~1000kV 变电所所用电设计技术规程
(27)GB50016-2014	建筑设计防火规范
(28)DL/T5352-2018	高压配电装置设计技术规程
(29)DL/T860	变电站通信网络和系统系列标准
(30)DL/T5218-2015	220kV-750kV 变电站设计技术规程
(31)DL/T860	变电站通信网络和系统系列标准
(32)DL/T5218-2015	220kV-750kV 变电站设计技术规程
(33)DL/T5860-2023	电化学储能电站可行性研究报告内容深度规定

其它相关的国家、行业标准规范及电气设计手册等。

1.3 设计范围

- (1) 工程总体规划及总平面规划布置;
- (2) 电化学储能电站各系统设计方案;
- (3) 厂区建(构)筑物设计方案;
- (4) 对周围环境的影响及环境治理措施、劳动安全与工业卫生防治措施;
- (5) 电化学储能电站消防设计;
- (6) 节约与合理利用资源情况;
- (7) 投资估算、经济效益分析及评价。
- (8) 储能电站送出部分。

1.4 主要技术方案

- (1) 储能电站装机容量: 200MW/800MWh。
- (2) 电池类型、设计使用寿命、储能电站能量效率:
电池选用磷酸铁锂电池, 设计适用年限为 10 年, 储能电池充放电深度 90%。
- (3) 电气主接线:

- 1) 本项目采用磷酸铁锂电化学储能电池, 587Ah, 3.2V 电芯。
储能由 32 个 6.25MW/25MWh 储能单元组成, 每个 6.25MW/25MWh 储能单元由 1 套 6.25MW 的 PCS 升压变换舱和 4 套 6.25MWh 储能电池集装箱组成。
- 2) 升压站为储能电站预留 8 个储能单元接入间隔和 1 个站用变间隔。
- 3) 32 个储能单元分为 8 回集电线路接入, 每回集电线路汇集 4 个储能单元。
- 4) 扩建主变 35kV 侧采用双分支接线, 每条分支电源出线至储能汇集线 4 回。
- 5) 储能站用电设计 1 回电源, 引自会基站站 35 千伏母线。
 - (4) 人员值守方式: 少人值守。
 - (5) 水源引接方式:
施工用水采用蓄水池水管网引接, 距离 300m。
 - (6) 地基处理方式;
构筑物基础以②1 角砾为基础持力层, ②1 角砾地基土压缩性低, 承载力较高, 满足承载力和稳定性要求。
 - (7) 消防方式:
本工程设置站内消防给水系统, 消防给水泵房和消防水池设置在储能电站, 储能电站消防用水从消防水池管网引接。容量按全站一次火灾所需的用水量配置。
储能预制舱内设置全氟己酮气体灭火系统, 由厂家集成于储能预制舱内, 全氟己酮气体灭火系统的流量、压力、浓度和灭火剂喷射时间等参数需要符合《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》规范要求。
 - (8) 总用地面积:
储能部分围墙东西长 341m, 南北宽 84m, 围墙内占地面积 2.8644 公顷, 围墙外设 2m 宽防(排)洪设施用地, 距离围墙北侧和西侧 10m 处设防洪堤。计列站外防(排)洪设施用地面积后, 储能部分总用地面积 3.126 公顷(合 46.89 亩)。
- 本期主变扩建区位于在建的甘肃辉通新能源开发有限公司 300MW/1200MWh 独立储能项目升压站北侧, 升压站内总平面布置各功能分区已经明确, 站内主干道路等交通运输已经建成, 不再新征用地。
- (9) 拆迁工程量。
无。

1.5 投资估算及财务评价

(1) 工程投资

甘肃汇盛新能源开发有限公司山丹东乐北滩 200MW/800MWh 独立储能电站项目工程静态总投资 91704 万元, 动态投资 93006 万元。

其中: 200MW/800MWh 独立储能电站静态投资 86837 万元, 动态投资 88070 万元; 330 千伏山丹东乐北滩主变扩建工程静态投资 4867 万元, 动态投资 4936 万元。

(2) 财务评价

本项目建设工期为 12 个月, 项目投资财务内部收益率为 7.32% (税后, 下同), 资本金财务内部收益率为 21.42%, 投资回收期为 8.88 年, 总投资收益率为 4.62%, 项目资本金净利润率为 13.32%。项目资本金财务内部收益率 (21.42%) 高于资本金基准收益率 (8%), 因此, 该项目财务评价可行。

1.6 项目建设必要性

1.6.1 符合甘肃绿色生态产业发展要求

按二十大会议精神、习近平总书记视察甘肃时“八个着力”重要指示精神，甘肃省着力加强生态文明建设，围绕“建设经济发展、山川秀美、民族团结、社会和谐的幸福美好新甘肃”总目标，编制了《甘肃省推进绿色生态产业发展规划》，作为指导甘肃省推进生态产业发展的重要依据和实现绿色发展崛起的纲领性文件。其中清洁能源产业为重点部分，要求大力推进能源生产和消费革命，持续优化能源结构，深化电力体制改革，促进清洁能源消纳利用，推动清洁能源产业提质增效发展。

1.6.2 促进地区国民经济可持续发展的需要

该项目所处的甘肃省张掖市，近年来呈现出了发展速度加快、经济结构优化、质量效益提高、民生显著改善、经济社会协调发展的良好局面，但与发达地区相比还存在着一定的差距。要实现地区经济的可持续发展，必须改变以往单一经济结构，需对资源进行重新配置。充分利用风能、光能、矿产、旅游、野生植物、农副产品等潜在优势，加快产业结构调整，逐步提高科技含量，增进经济效益。

随着国家加大对中西部地区的扶持力度，尤其是“西部大开发”战略的实施，为甘肃省的经济和社会发展创造了非常难得的机遇和条件。充分利用该地区清洁、丰富的能源资源，把储能的建设作为今后经济发展的产业之一，以电力发展带动产业生产，促进人民群众物质文化生活水平的提高，推动农村经济以及各项事业的发展。

1.6.3 改善能源结构、防治大气污染的需要

2020年9月，习主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上首次提出，要提高国家自主贡献力量，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和，向世界表明中国应对气候变化的坚定决心和大国担当。大力发展风、光、储，降低化石能源在电力装机中的占比，对确保碳排放早日达峰和实现碳中和具有重要意义。

当前，开发利用可再生能源已成为世界各国改善生态、加强环境保护、应对气候变化的重要措施。随着经济社会的发展，我国能源需求持续增长，能源资源和环境问题日益突出，加快开发利用可再生能源已成为我国应对日益严峻的生态环境问题的必由之路。

合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。储能是能源体系的重要组成部分，储能的建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，保护生态环境，有利于人与自然和谐发展。

1.6.4 电网侧储能的作用

电网侧配置储能系统主要能够发挥以下几个方面的积极作用，从而提升了电网侧消纳新能源的能力。

(1) “高吸低放”解决弃光限电问题

储能系统在弃电时段进行储能，将原无法正常上网的电量进行电池储能。在非弃电时段，进行储能释放，缓解系统调峰、调频压力。具体示意如图 1.7-1

所示。

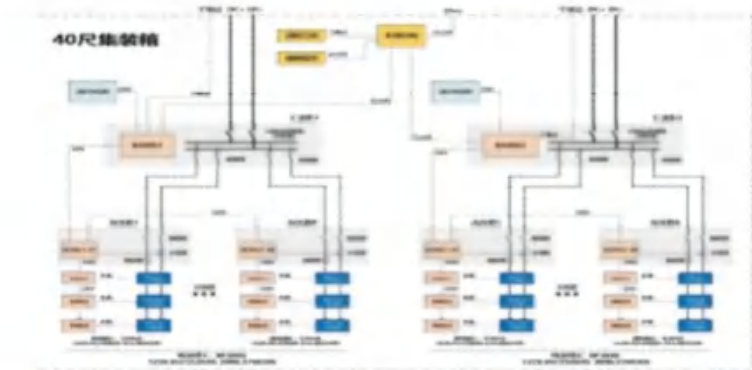


图 1.7-1 储能站“高吸低放”运行模式示意图

(2)平滑功率输出

储能系统在当地地区新能源 (包含光伏电站和风电电站)非弃风光时段采取 AGC 运行模式，即对新能源电站的出力进行平滑，减少新能源出力曲线的随机波动性对电网的影响，提高储能电站上网电能质量。具体示意如图 1.7-2 所示。

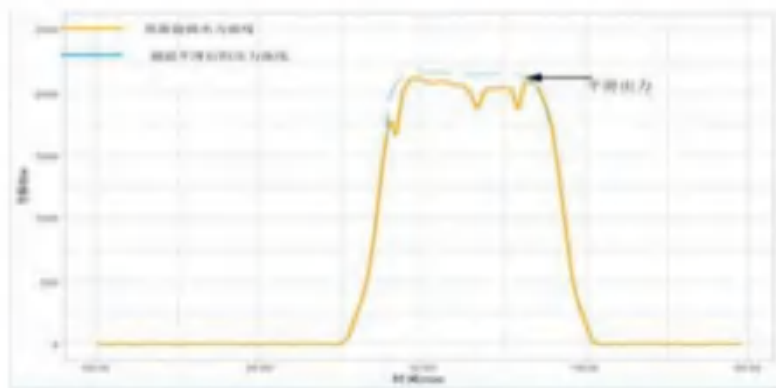


图 1.7-2 储能站的 AGC 运行模式示意图

(3)辅助调峰模式

储能系统在当地地区光伏电站早高峰来临之前的快速爬坡阶段采取辅助调峰运行模式，即在每天的低谷期进行电能存储，在早高峰来临之前，释放电能，从而减缓光伏电站的出力快爬升对系统调峰能力的冲击，减少新能源电站早高峰爬升阶段对电网的影响。具体示意如图 1.7-3 所示。

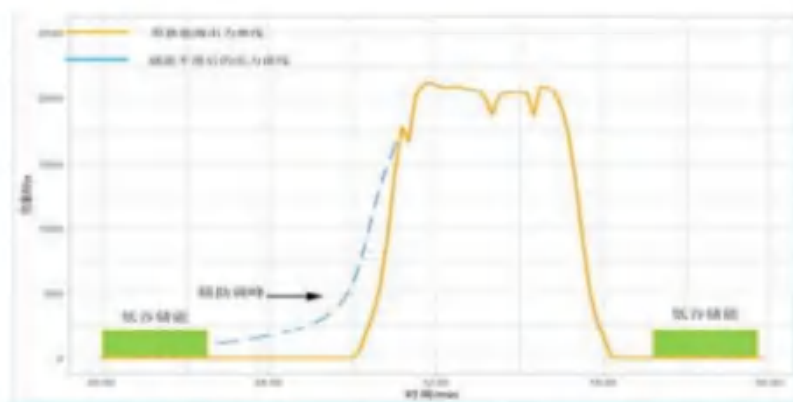


图 1.7-3 储能站的辅助调峰运行模式示意图

(4)快速响应，调频调压

储能电站可以接受电网调度，实现暂态有功出力紧急响应和暂态电压紧急支撑功能，参与电网的调频、调压辅助服务，提高电网质量和延缓传统发电设备老化和电网侧设备投资改造工作。具体示意如图 1.7-4 所示。

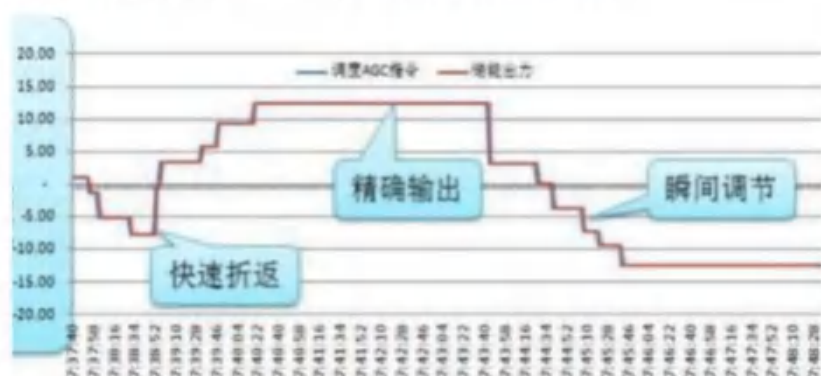


图 1.7-4 储能电站电网侧调频电压运行模式示意图

(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。

2 系统部分

2.1 系统一次

2.1.1 接入系统方案

汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目在 330kV 辉通储能升压站扩建 1 台主变，主变规模为 $1\times 240\text{MVA}$ ；汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目以 8 回 35kV 汇集线路接入新扩主变 35kV 侧。

330kV 辉通储能升压站经 1 回 330kV 线路接入建业升压站，导线型号 JL/G1A-2 $\times$ 400，线路长度约 2km；建业升压站已经 1 回 330kV 线路接入甘州变，导线型号 JL/G1A-2 $\times$ 630，线路长度约 6km。

接入系统设想方案示意图如图 2.1-1 所示。

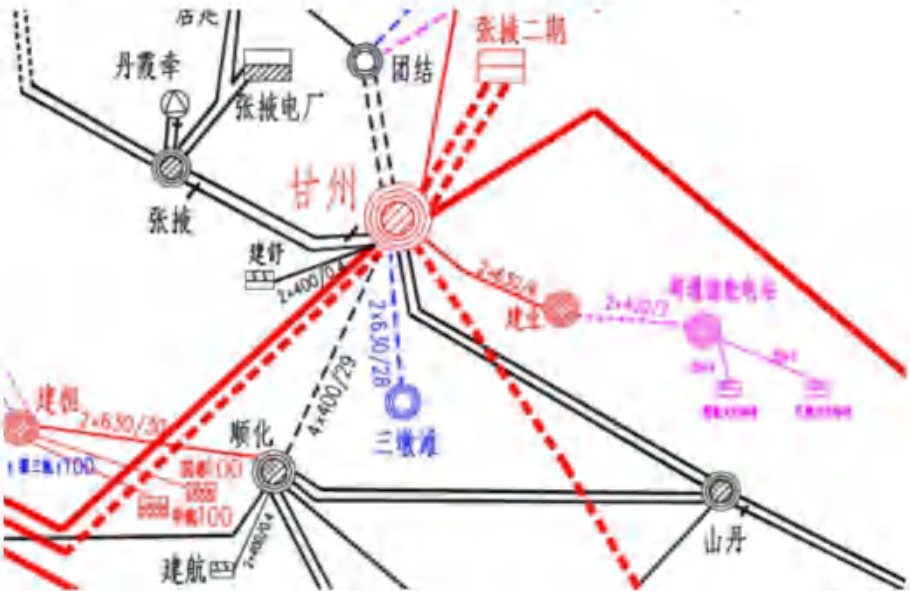


图 2.1-1 接入系统设想方案示意图

2.1.2 张掖电网现状

张掖地区 330kV 电网已覆盖全部县区，由地区 6 座 330kV 公网变电站、电厂、兰新铁路牵引站及相关线路组成，分属于甘州、酒泉两个 750kV 供电系统。其中甘州、山丹、临泽、肃南及民乐地区 330kV 电网是以 750kV 甘州变为支撑形成的供电网络，包括张掖、居延、山丹、顺化及黑河 4 座变电站。高台县 330kV 电网正常方式下由 750kV 酒泉变供电，现运行 330kV 骆驼城变电站 1 座。甘州、酒泉 2 个系统之间通过 2 回 330kV 线路相连、互为备用。

甘州区现运行张掖、居延 2 座 330kV 变电站，与张掖电厂及甘州变形成环网结构。肃南、民乐及山丹现运行黑河、顺化及山丹 3 座 330kV 变电站，形成黑河~顺化~山丹~甘州的链式供电结构。张掖电网通过山丹~上河湾双回 330kV 线路与金昌电网相连，目前通过 750/330kV 电磁环网运行。

2022 年新增 330kV 建康变(高崖子滩升压站)、建业变(东乐北滩升压站)，

2023 年 330kV 建泽变（罗成滩升压站）、建荣变（平川升压站）、建晟变（板桥升压站）、建桓变（南滩升压站）均已建成投运。

为提高河西电网运行灵活性、满足地区负荷供电可靠性、为地区新能源发展提供上网条件，750kV 甘州变扩建第 2 台主变，已于 2024 年初建成投产。为满足民乐地区负荷供电可靠性、满足地区新能源发展需要，330kV 顺化变扩建第 2 台主变，已于 2024 年 5 月建成投产。

相关主网现状接线示意图见图 2.1- 2。

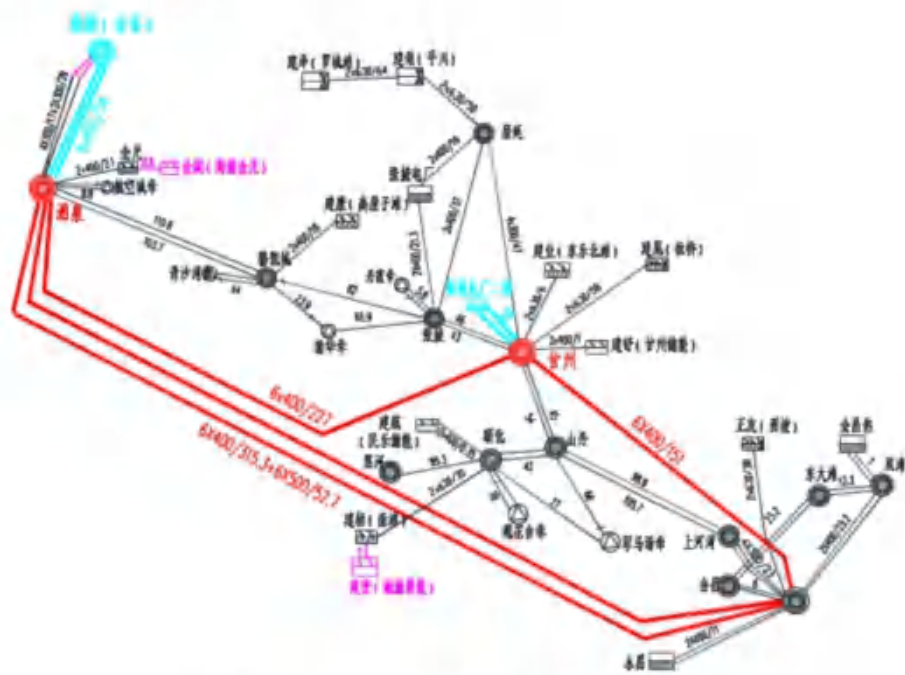


图 2.1-2 张掖 330kV 及以上电网现状接线图

2.1.3 张掖电网发展

“十五五”期间，结合甘电入川直流配套新能源项目的送出的，张掖地区规划新建 750kV 高台西变；结合甘肃北通道的建设，在张掖地区规划建设 750kV 张掖西变，同时对地区 330kV 网架进行优化；为满足地区新增负荷供电需求与兰张三四线牵引变电站供电，张掖地区规划建设绣花庙变，同时新建 330kV 长山岭牵与山羊堡牵；为满足甘州经济技术开发区负荷发展需要，建设 330kV 团结输变电工程，建成后 π 入甘州~居延线路，同步新增 1 回甘州~团结线路；为满足张掖“十四五”第三批新能源项目汇集上网，张掖地区新建平山湖 2#升压站、三墩滩升压站。

相关主网发展接线示意图见图 2.1- 3。



图 2.1- 3 相关电网现状接线示意图

2.2 系统保护配置方案

(1) 330kV 侧系统继电保护配置方案

1) 330kV 线路保护

330kV 辉通储能升压站~330kV 建业升压站 330kV 线路：330kV 辉通储能升压站本体工程已配置双重化的两套光纤电流差动保护，可以满足本工程接入的要求，维持不变。

2) 330kV 过电压保护及就地判别

过电压保护及就地判别的配置已双重化，其功能集成在 330kV 线路保护装置中，不再单独配置。

3) 其他

在 330kV 辉通储能升压站工程中母差保护、故障录波均已配置。可以满足本工程接入的要求，维持不变。

(2) 35kV 侧系统继电保护配置方案

1) 35kV 线路保护

建议为本项目每回 35kV 集电线路配置一套微机线路保护装置，含三段式相间距离保护、三段式相间方向电流保护、两段式零序及三相操作插件。具体数量与测控统一考虑。

2) 35kV 母差保护

为本项目的主变下 35 千伏母线各配置一面微机母差保护柜，适用于单母线接线，考虑为 15 个单元。

共配置 2 面母差保护柜。

3) 35kV 故障录波

为本项目的主变下的 35kV 系统配置一面微机故障录波柜。全站故障录波装

置需要单独组网。

共新上 1 面微机故障录波柜。组柜：微机故障录波装置+打印机。

4) 保护及故障信息管理系统

330kV 辉通储能升压站已配置了一套保护及故障信息管理子站，新上保护设备接入该系统，计列子站软件扩容及调试费用。

5) 防孤岛保护

防孤岛保护配置应在储能本体设计中统一考虑。

6) 35kV 电流互感器

每回 35kV 线路电流互感器均应有五个次级绕组：线路保护（录波、稳控 A）、稳控 B 一组、母差保护一组、测量一组、计量一组。

(3) 安全自动装置配置

330kV 辉通储能升压站已配置双套稳控执行站。本工程接入后，新增两面稳控从柜，具备与双套稳控主机通信的功能。接收本站主机下发的切机命令，同时将本项目信息上传至稳控主机装置。本项目安全稳定控制装置需接入省调安自集中管理系统。稳控装置需要具备宽频振荡切机功能。

注意：1) 本项目最终方案以接入系统评审意见为准。

2) 稳控最终配置方案及通道组织以设计联络会为准。

3) 本项目对现有稳控系统策略调整、系统联调并计列专题研究费、RTDS 试验费。

2.3 系统自动化方案

2.3.1 电力系统调度关系、范围及信息交互

330kV 辉通储能升压站内扩建主变由甘肃省调调管，其他由张掖地调调管。

330kV 辉通储能升压站新扩主变的远动信息送往甘肃省调（主/备调）和张掖地调（主/备调）。信息交互的主/辅用方式均采用电力调度数据网络。

通过电力调度数据网络传输信息时，要求以两路不同路由的方式接入分别接入网络内的两个不同的汇集节点，单链路带宽不小于 $2 \times 2\text{Mbit/s}$ 。远动信息采用 IEC60870-5-104 规约；计量信息采用 IEC60870-5-102 规约。

2.3.2 厂站自动化系统

本次工程辉通储能升压站继续利用已配置的变电站计算机监控系统。本次工程新扩的主变及 35kV 集电线路配置与站内计算机监控系统相适应的测控装置，实现新扩设备信息的采集。

2.3.3 电能量计量系统

(1) 计量表计的配置

依据 DL/T448-2016《电能计量装置技术管理规程》的要求与本工程实际情况，本次工程计量点的设置暂按如下考虑：

本期建设的主变 330kV 侧按照主/副表配置贸易结算计量表计，35kV 侧每个分支均按单表方案配置 1 只考核用计量表计。

本期建设的 8 回 35kV 储能线路与 1 回储能站用变线路均按主/副方案配置贸易结算计量表计。

上述配置的计量表计应为满足规程规范要求的、符合结算计量需要的、国产高端智能电度表，计量精度 0.2S 级。

(2) 电能量采集方案及设备配置

辉通储能升压站本体设计中配置有电能采集终端，本期需将新增表计的电能信息接入。

2.3.4 电能质量在线监测

辉通储能升压站本体设计中配置有电能质量监测装置，本期可继续利用。

2.3.5 宽频相量测量装置

辉通储能升压站本体设计中已配置相量测量系统一套。本次工程需将新扩主变各侧、新增 35kV 汇集线路及动态无功补偿装置的基波电压相量、基波电流相量接入。本期设计考虑暂为辉通储能升压站已配置的相量测量系统扩容，暂计列宽频相量采集屏一面(含相量测量装置两台)。新增相量采集装置需要采集的信息有：

新扩主变各侧、35kV 线路的基波电压相量、基波电流相量。

新增动态无功补偿装置的基波电压相量、基波电流相量。

频率和频率变化率。

有功、无功计算量。

低频振荡信息；

次/超同步振荡信息。

2.3.6 电力数据网络接入及监控系统安全防护

辉通储能升压站继续利用已配置的电力调度数据网接入设备、监控系统安全防护设备及网络安全监测装置。

2.3.7 网络安全监测装置

辉通储能升压站本体工程中已配置 II 型网络安全监测装置（安全 I 区、II 区各一台），可以满足本工程接入的要求，不再新上。

2.3.8 无功电压控制系统（AVC）

辉通储能升压站本体工程中已配置一套智能无功电压控制系统（AVC），可以满足本工程的接入，不再新上，本期需将新增 SVG 信息接入，计列接入调试费。

2.4 系统通信方案

2.4.1 调度管理体制

汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目的信息同时送往甘肃省调和张掖地调。本项目集控站建在 330kV 辉通储能升压站内。

330kV 辉通储能升压站新扩主变的信息同时送往甘肃省调和张掖地调。

2.4.2 设计范围

本工程设计范围如下：

330kV 辉通储能升压站新扩主变（汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目）至甘肃省调和张掖地调的信息通道。

2.4.3 相关变电所系统通信现状

●330kV 辉通储能升压站：

330kV 辉通储能升压站为拟建光通信站。站内拟配置 1 套甘肃省网—平面电路设备和 1 套张掖地区网—平面设备。站内通信电源拟配置 2 套-48V/200A 通信专用高频开关电源、2 组 400Ah 蓄电池。

330kV 辉通储能升压站拟建设至 330kV 建业变的 2 根 24 芯 OPGW 光缆，通过拟建及已建的各级光纤电路将信息传至各级调度。

2.4.4 通道组织原则

330kV 辉通储能升压站新扩主变（汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目）可直接利用 330kV 辉通储能升压站拟建的通信设备和通道进行信息传输，因此不再为其组织新的调度自动化信息通道，也不用新上设备。

330kV 辉通储能升压站调度自动化信息通道组织如下：

●330kV 辉通储能升压站～甘肃省调

主备用通道：光纤电路。

利用 330kV 辉通储能升压站～330kV 建业变～750kV 甘州变～750kV 河西变～750kV 武胜变～330kV 海石湾变～330kV 新庄变～330kV 兰州西变～330kV 桃树村变～省调三级网光纤电路将信息传至甘肃省调。

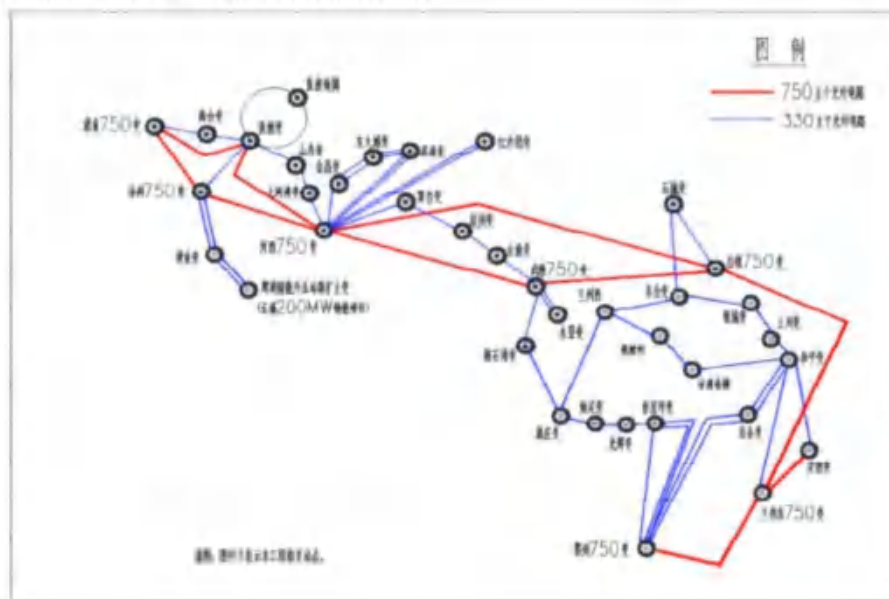
●330kV 辉通储能升压站～张掖地调

主备用通道：光纤电路。

利用 330kV 辉通储能升压站～330kV 建业变～750kV 甘州变～330kV 张掖变～张掖地调光纤电路将信息传至张掖地调。

2.4.5 设备配置

330kV 辉通储能升压站新扩主变（汇盛 200MW/800MWh 独立储能项目）能够利用 330kV 辉通储能升压站拟建的光纤电路来实现信息传输，因此本期无需重新组织通信通道，也不再为其新上设备。



3 工程地质、水文气象

3.1 岩土工程

3.1.1 工程概况

站址位于山丹县以西约 27km 处，站址南侧分别有连霍高速 G30 和国道 G312 通过，国道与站址之间有部分水泥路与部分砂石路相连，站址交通条件较好。站址属龙首山偏段山前洪积扇中部，现为戈壁滩，区内地形较起伏，大中型冲沟发育，海拔高程约 1710.0~1720.0m，东北-西南向（与大中型冲沟走向一致）自然坡度最大，约为 67‰，东-西方向自然坡度约为 37‰（东高西低），地表无树木、有杂草。



图3.1-1 地理位置与交通示意图

3.1.1.1 勘测目的与任务要求

依据事先收集到的本工程信息，该工程规模大、功能要求高，本阶段勘察目的与任务要求如下：

- 1) 搜集和分析区域地质构造和地震活动情况，确定站址地震动参数及地震基本烈度，对站址稳定性进一步作出评价。
- 2) 了解站址区的地形地貌特征。
- 3) 初步调查站址内及邻近有无不良地质作用发育的成因、分布范围，如地下洞穴、古墓及场地受滑坡、泥石流等的影响，预测发展趋势及危害程度。
- 4) 初步查明站址区的地层时代、分布范围及岩土的物理、力学性质指标，提出地基基础方案设计所需参数。
- 5) 提出场地土湿陷类型、深度及湿陷等级。
- 6) 初步判明场地土类型、建筑场地类别，查明土层中是否有液化土层。
- 7) 初步查明地下水埋深及其变化幅度，评价地下水和土是否对混凝土及金属材料具有腐蚀性。
- 8) 了解并分析、评价站址附近矿产开采对站址的影响。

- 9) 调查站址区最大冻结深度。
10) 对地基型式和地基处理方案提出建议。

3.1.1.2 勘察依据及技术标准

本次勘察工作，所依据的主要技术规程、规范及委托方提供的资料有：

- 1) 《岩土工程勘察规范》(2009 年版) GB50021-2001;
- 2) 《湿陷性黄土地区建筑规范》 GB50025-2018;
- 3) 《建筑抗震设计标准》(2024 年版) GB/T50011-2010;
- 4) 《中国地震动参数区划图》 GB18306-2015;
- 5) 《变电站岩土工程勘测技术规程》 DL/T5170-2015;
- 6) 《建筑地基基础设计规范》 GB50007-2011;
- 7) 《工程地质手册》 (第五版);
- 8) 《勘测任务委托书》 62-N0360K- T-JL06.11d-01;

3.1.1.3 勘测方法及外业工作量

根据设计提供的站址总平面布置图、岩土工程勘察任务委托书和国家现行规范相关规定，结合场地的区域地质构造特征，地形地貌、地层结构及地下水埋深等条件，事先制定了该工程可研设计阶段的《岩土工程勘察大纲》，按照本大纲的实施意见，以控制地基主要持力层为原则，达到或超过地基压缩层为准，结合场地所处的地貌单元、

3.1.2 区域地质构造与地震

3.1.2.1 区域地质构造

在区域构造上工程建设场地南北方向上被河西走廊南北两侧的深大断裂所围限(图 2-1 中 F1、F2、F3、F4、F5)。河西走廊盆地拗陷

带南界为祁连山北缘逆冲断裂系(F4、F5)，具有向盆地内部逆冲的特点；北界为以龙首山南缘断裂带(F1、F2、F3)为主的走廊北缘断裂系，

也多具向盆地内部挤压逆冲的特点。祁连山-河西走廊地区的新构造活动是在青藏高原大幅度整体抬升的背景下进行的，其运动方式以断块运动和拱曲运动为主。表现出继承性、新生性和间歇性活动的特点。现代垂直形变测量表明，河西走廊两侧主要山系仍以上升运动为主，盆地仍以下降运动为主，说明了新构造运动的继承性。然而该区的新构造运动还表现出一定的新生性。在祁连山-河西走廊地区，许多规模较大的断裂晚第三纪-第四纪早期主要为逆倾滑性质，但自中更新世以后运动性质发生了改变，区内北西西、北北西和北东东向大断裂多被水平走滑所代替，形成多条大型走滑断裂带，如祁连山北缘的海原-祁连断裂带、昌马断裂带等。除河西走廊南北两侧的深大断裂以外，工程场地区域附近再无其它断裂(见图 2-1)。根据所收集到的资料对以上断裂的活动特征及其对工程场地稳定性影响简述如下：



图 3.1-2 主要活动构造及断裂展布图

(1) 龙首山南缘活动断裂 (F1、F2、F3)

该断裂沿合黎山、龙首山的南缘呈北西西向展布，西被阿尔金山南缘断裂带所截，东在贺兰山南端、六盘山-陇山东侧分布，为大型右行走滑断裂。是祁连造山带与阿拉善地块的分界断裂。该断裂在高台榆木山以西到嘉峪关榆树沟山北，和早古生代碰撞带合并，以榆木山附近为界，以西断裂南侧是火山-沉积建造，属于早古生代活动型沉积，以东断裂南侧发育稳定的被动陆缘沉积。古生代以来沉积格局受该断裂控制，北侧为剥蚀区，南侧为沉积区。侏罗纪时，北侧由剥蚀区转为沉积区。新近纪北侧又复转为剥蚀区，而成为河西走廊北部边界。该断裂带距离工程场地最近距离约 6.0km。

(2) 祁连山北缘活动断裂 (F4、F5)

该断裂原是一条古板块俯冲带，晚第四纪演化为逆冲兼左旋走滑断裂系，总体走向北西西。此断裂系的平面展布呈波状平行排列，显示了挤压性断裂所特有的“花边状结构”特征。其中昌马-俄博-毛毛山活动断裂带由 7 条大断裂连接而成，平面几何形态上略呈波状，它的走滑速率占有较大比例，逆冲分量较小，晚第四纪以来，其西段的水平走滑速率为 2~4mm/年，东段最大可达 4~7mm/年，相应的垂直滑动速率变化在 0.6~1.2mm/年之间。1932 年 12 月 25 日昌马 7.6 级大地震时，沿断裂带形成了规模巨大的地震地表破裂变形带，至今仍保存完好、清晰可辨。沿这条地表破裂变形带的最大水平位错达 5.5m，最大垂直位错 3m。破裂变形带的总体走向北西西，与震源机制解的结果基本一致。在河西走廊前陆盆地中，接受了渐新统、中新统、上新统、更新统和全新统碎屑堆积，其总厚度可达 2500m 以上。河西走廊盆地西端被阿尔金断裂带所截切，东端隐伏于武威以东的腾格里沙漠之下。自西向东可依次划分为 7 个次级菱形构造单元，即：酒西盆地、文殊山隆起、酒东盆地、榆木山隆起、民乐盆地、大黄山隆起以及武威盆地，其间发育多条北北西向的挤压逆冲兼右旋走滑断裂，它们在第四纪期间仍有活动。据最新的研究，国内外专家估计晚第四纪期间北祁连山的上升速率为 0.9~3.1mm/年，若第四纪早期也保持这样的速率的话，那么现代的祁连山脉大部分应是在第四纪期间隆起的。该断裂距离工程场地约 50.0km 左右。

综上所述，拟建工程场地周边的断裂距离场地均相对较远，拟建场地处于相

对稳定地带，区域稳定性满足建设要求。

3.1.2.2 地震

3.1.2.2.1 线路沿线历史地震

工程建设站址区处在河西走廊中端，这一地区北西西向的构造居统治地位，长达数百公里的北西西向断层，控制了这里的地形、地貌和地震活动，它们均于元古代就已形成，但是各自在不同的地质历史时期显示了不同的活动性。特别是中生代以来，北、中、南祁连山联合成为祁连山地块，河西走廊进一步强烈拗陷，强烈的垂直差异运动

地带转移到河西走廊沉降带的周边。这样北祁连断层、祁连山前断层及走廊北山断层，构成河西地区大地震活动的主要构造格局。这个区域内的历史大地震几乎全部集中在这几条断层上。众多断层中，祁连山北缘断层的规模最大，地震活动性最高。该断层西起昌马向东经祁连、鄂博延到古浪附近，分为南北两支，北支为中卫-同心断层，南支即为海原断层，全长达 1100km。野外查明的历史大地震的破裂带分布表明，一系列的历史大地震都是这条断层重新活动的结果。它们是 1709 年中卫南 7.5 地震，1888 年景泰 6.5 级地震，1920 年海原 8.5 级地震，1927 年古浪 8.0 级地震和 1932 年昌马 7.6 级地震。(分别称做中卫-同心断层、海原断层、古浪断层和昌马断层等)。龙首山南缘断层也是一条现代活动的断层，1954 年曾发生过山丹 7.25 级地震。至于祁连山北缘大断层，曾一度被认为是一条多地震的断层，1927 年古浪 8 级地震和 1609 年红崖 7.25 级地震，都曾被认为是这条断层活动的结果。民乐-永昌隐伏断裂西段可能已开始复活，2003 年 10 月 25 日民乐-山丹 6.1、5.8 级地震是这条隐伏断层重新活动的结果。

本工程建设站址区处在河西走廊内部，避开了河西走廊南北两侧的大型活动断裂，距龙首山南缘断层最近距离约 6.0km，图 2-2 为场地区域历史地震情况及震中分布示意图，可看出，工程场地区域东北约 40km 处在 1954 年曾发生过山丹 7.25 级地震。至于祁连山北缘大断层，曾一度被认为是一条多地震的断层，由此可判断，工程场地地震危险主要来自于周边强震的影响，就近的首山南缘断层曾一度被认为是一条多地震的断层为现代地震带。因此，受其影响，站址区域附近尚不能排除发生 7 级及以上地震的可能。设计上需考虑以上特点，加强抗震设计。



图 3.1-3 区域历史地震情况示意图

3.1.2.2.2 沿线地震动参数

依据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)和《建筑抗震设计标准》判定,站址地震动峰值加速度为 $0.15g$, 对应的地震基本烈度均为Ⅶ度, 多遇地震时本工程特征周期为 $0.45s$, 设计地震分组为第三组。

拟建工程场地在 $20.0m$ 深度内的土层等效剪切波速 V_{se} 介于 $250 \sim 500m/s$ 之间, 场地覆盖层大于 $5m$, 依据《建筑抗震设计标准》第 4.1.3 至 4.1.6 条判定, 本建筑场地类别为Ⅱ类, 抗震地段类别为抗震一般地段。

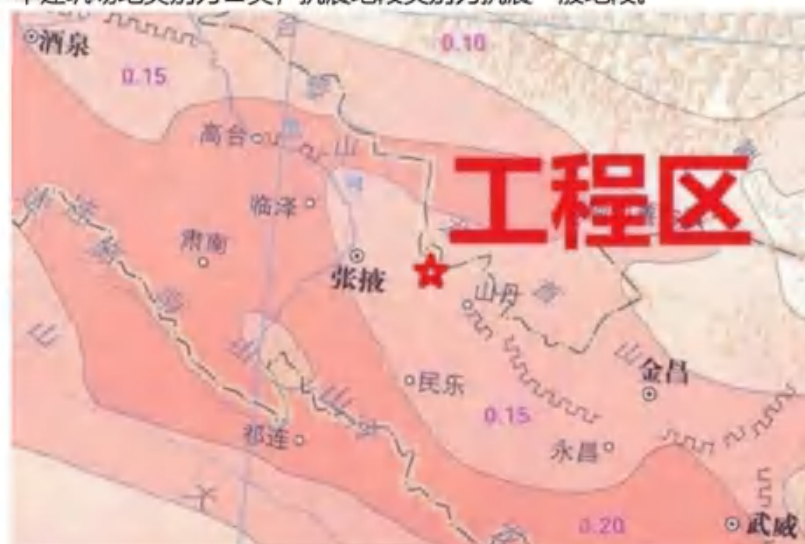


图 3.1-4 站址动峰加速度区划图

3.1.3 站址工程地质条件

3.1.3.1 地形地貌

站址属龙首山偏西段山前洪积扇中部，现为戈壁滩，其北侧离龙首山山脚最近距离约 7.5km，区内地形较起伏，大中型冲沟发育，海拔高程约 1710.0~1720.0mm，东北-西南向（与大中型冲沟走向一致）自然坡度最大，约为 67‰，东-西方向自然坡度约为 37‰（东高西低），地表无树木、有杂草。

3.1.3.2 地层结构

场地地层结构主要为第四系（Q4al+pl）冲洪积产物，按照地基土的工程特性、埋藏分布条件，地基土主要划分为 2 个地质层序，描述如下：

①碎石（Q4al+pl）：灰色~杂色，稍湿，中密，成分主要为沉积岩（石英砂岩、砂岩、砾岩），变质岩（花岗岩、闪长岩）次之，颗粒抗风化能力较强，表面呈中等风化，个别花岗岩骨架颗粒呈强风化，击打易碎。一般粒径 20~100mm，最大粒径达 200mm。混少量块石，一般粒径 250~350mm，最大粒径达 800mm，含量约占总质量的 5%，尤其在表层含量较大。碎石整体骨架颗粒质量占总质量的 50%~55%，分选性差，级配较好，空隙中主要由角砾、中细砂、粗砾砂填充，层厚 0.5~2.0m。

②1 角砾（Q4al+pl）：青灰色、棕黄色，中密，稍湿。呈亚圆~次棱角状，成分主要为沉积岩（石英砂岩、砂岩、砾岩），变质岩（花岗岩、闪长岩）次之。一般粒径 2~20mm，其中 2~5mm，约占 20~30%；5~20mm 约占 30~40%，混少量碎石，一般粒径 20~60mm，最大粒径达 200mm，约占 5~10%，混零星块石，最大粒径约 800mm，含量不超过总质量的 5%。空隙中主要由中细砂、粗砾砂填充。层厚在 10.0~15.0m。

②2 角砾（Q4al+pl）：青灰色、棕黄色，密实，稍湿。呈亚圆~次棱角状，成分主要为沉积岩（石英砂岩、砂岩、砾岩），变质岩（花岗岩、闪长岩）次之。一般粒径 2~20mm，其中 2~5mm，约占 15~25%；5~20mm 约占 30~40%，混少量碎石，一般粒径 20~100mm，最大粒径达 200mm，约占 5~15%，混零星块石，最大粒径约 800mm，含量不超过总质量的 5%。空隙中主要由中细砂、粗砾砂填充。层厚大于 20m。

3.1.3.3 建设场地水文地质条件

3.1.3.4 地下水类型

张掖盆地南有终年积雪的祁连山，北有龙首山。站址处在张掖盆地内龙首山南麓山前洪积扇中部，盆地内地下水主要受祁连山北缘断裂带、和龙首山断裂带补给，其次为大气降水和渠系、管道输入渗漏补给。站址区域的地下水主要受龙首山断裂带补给，其次为大气降水，类型为第四系洪积孔隙水，即为孔隙性潜水，透水性好。含水层岩性主要以碎石土为主。

3.1.3.5 地下水埋深

根据区域地下水资料和场区地形推算预测建设场地区域的地下水埋深在 200m 以上，依次向北地下水逐渐变深，地下水对工程建设无影响。

根据临近工程的建设经验，该区域的地下水水质综合评价结果为 IV 类，属于较差地下水，主要超标为硫酸盐（IV 类）、铁（IV 类），地下水可适用于农业和

部分工业用水，适当处理后可作生活饮用水。

3.1.3.6 冻土

该区域平均开始冻结日期为 10 月 24 日，最早年 10 月 7 日，最晚年 1 月 22 日；解冻日期平均为 3 月 31 日，最早年 2 月 9 日，最晚年 3 月 12 日。历史上最大冻土深度 1.50m。1955 年 2 月 10 日~12 日。封冻期平均为 166 天，最长达 186 天，最短 118 天。场地区域内地基土主要为碎石类土，地下水埋深较大，工程建设后，在做好防排水的条件下，主要地基属不冻胀土。

3.1.3.7 不良地质作用

根据现场实地踏勘、调查，工程建设站址区地貌类型为龙首山山前洪积扇地貌，地形坡度较大，东北-西南向自然坡度最大，约为 67.0‰，东-西方向自然坡度约为 37.0‰，南-北方向自然坡度约为 50.0‰。主要不良地质作用为站址区域内冲沟发育规模较大，其中大中型冲沟（泄洪通道）有两条，其间距在 30m 左右，冲沟深度在 1.0-3.0m，单个冲沟宽度 30-60m 左右。站址内其余地区小型辫状冲沟均有分布，冲沟走向与地形走势完全一致，比降约为 67.0‰，为间歇性干沟。场地内无滑坡、崩塌、泥石流等不良地质作用发育。

根据现有区域地质资料，工程建设站址区内无矿藏分布和压矿。

3.1.4 地基岩土参数

根据现场描述，结合当地建筑经验及原位测试、颗粒分析成果综合评价，现将场地内所揭露的各层地基土的有关物理、力学指标参数推荐如下。

表 4-3 地基土主要物理力学性质指标

地基土名称	碎石 1	角砾 2-1	角砾 2-2
指标			
天然重度 γ (kN/m ³)	21	20	20
内摩擦角 ϕ (°)	40	38	40
内聚力 C (kPa)	/	/	/
变形模量 E_0 (MPa)	28	30	32
压缩模量 E_{s1-2} (MPa)	/	/	/
承载力特征值 f_{ak} (kPa)	400	450	500
极限侧阻力标准值 q_{sk} (kpa) (干作业)	150	140	160
极限端阻力标准值 q_{pk} (kpa) (干作业)	2000	3000	4500

3.1.5 场地岩土工程条件分析与评价

3.1.5.1 场地稳定性与适宜性评价

1) 通过收资调查，拟建工程场地距北侧龙首山南缘活动断裂最近距离约 5.0km，距南侧祁连山北缘活动断裂约 50.0km，满足规范要求，拟建场地处于相对稳定地带，区域稳定性满足建设要求。

2) 工程建设站址区地貌类型为龙首山山前洪积扇地貌，地形坡度较大，东北-西南向自然坡度最大，约为 67.0‰，东-西方向自然坡度约为 37.0‰，南-

北方向自然坡度约为 50.0‰。主要不良地质作用为站址区域内冲沟发育规模较大，为间歇性干沟，其中大中型冲沟（泄洪通道）有两条。场地内无滑坡、崩塌、泥石流等不良地质作用发育。

3.1.5.2 场地抗震分析与评价

1) 现场调查、勘探表明，场地内地下水埋藏相对较深，场地内无软土与饱和土存在，在地震作用下，不存在发生地基震陷与地震液化的可能，场地属抗震一般地段。

2) 依据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）和《建筑抗震设计标准》判定，站址地震动峰值加速度为 0.15g，对应的地震基本烈度均为Ⅶ度，多遇地震时本工程特征周期为 0.45s，设计地震分组为第三组。

3) 拟建工程场地在 20.0m 深度内的土层等效剪切波速 V_{se} 介于 250~500m/s 之间，场地覆盖层大于 5m，依据《建筑抗震设计标准》第 4.1.3 至 4.1.6 条判定，本建筑场地类别为Ⅱ类，抗震地段类别为抗震一般地段。

3.1.5.3 地基土腐蚀性评价

地基土以碎石、角砾为主，稍湿，地下水埋深在 200m 以上，依据《岩土工程勘察规范》（GB 50021—2001、2009 年版）附录 G，工程建设场地环境地质条件属于各气候区地下水位以上为强透水层，该地区地面标高小于 3000m，干燥度指数大于 1.5，属于干旱区，场地环境类型划分为Ⅲ类。

参考临近多个工程地基土腐蚀性评价结果，工程场地地基土对混凝土结构具有弱腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有弱腐蚀性，对钢结构具有微腐蚀性。

3.1.5.4 基础持力层选择

工程建设站址区地貌上为第四系洪积扇。地形地形坡度较大，地面高程在 1710.0~1720.0mm 之间。站址区地层至上而下分为两个主层，即：第①层碎石土；第②层角砾层。

第①层碎石土层，灰色~杂色，稍湿，中密，各项物理力学性质较好，层厚在 0.5~2.0m 之间，局部地带厚度差异较大，属于较好的天然地基。本层在场地上厚度虽分布不均，但考虑到下层土为角砾，两者物理力学性质较为接近，可根据建筑物（构筑物）基础埋置深度，选择不同地层做为持力层。

第②层角砾层：呈中密-密实状态，层位连续，是良好的持力层，可作为天然地基。建构筑物可选用浅基础方案或桩基方案，采用桩基方案时，受大粒径碎石、块石影响，成孔困难，需采取相关措施。

3.1.6 结论与建议

6.1 拟建工程场地区域距北侧龙首山南缘活动断裂最近距离约 5.0km，距南侧祁连山北缘活动断裂约 50.0km，满足规范要求，拟建场地处于相对稳定地带，区域稳定性满足建设要求。

6.2 拟建工程场地地貌类型为龙首山山前洪积扇地貌，地形坡度较大，东北-西南向自然坡度最大，约为 67.0‰，东-西方向自然坡度约为 37.0‰，南-北方向自然坡度约为 50.0‰。主要不良地质作用为站址区域内冲沟发育规模较大，中大中型冲沟（泄洪通道）有两条，其间距在 30m 左右，冲沟深度在 1.0-3.0m，单个冲沟宽度 30-60m 左右。站址内其余地区小型辫状冲沟均有分布，冲沟群总

宽度约 100m，冲沟走向与地形走势完全一致，比降约为 67.0‰，为间歇性干沟。场地内无滑坡、崩塌、泥石流等不良地质作用发育。

6.3 现场勘探深度内未见到地下水，根据区域地下水资料和场区地形推算预测建设场地区域最南端地下水埋深在 200m 以上，依次向北地下水逐渐变深，地下水对工程建设无影响。

6.4 本地区地震基本烈度为Ⅶ度，地震动峰值加速度为 0.15g。

6.5 工程建设场地类别为Ⅱ类，场地内无软土与饱和土存在。在地震作用下，不存在发生地基震陷与地震液化的可能，场地属抗震一般地段。

6.6 工程场地地基土对混凝土结构具有弱腐蚀性，对钢筋混凝土中的钢筋具有弱腐蚀性，对钢结构具有微腐蚀性。

6.7 站址区地层至上而下分为两个主层，第①层碎石土层，灰色~杂色，稍湿，中密，各项物理力学性质较好，层厚在 0.5~2.0m 之间，局部地带厚度差异较大，属于较好的天然地基。第②层角砾层：呈中密-密实状态，层位连续，是良好的持力层，可采用天然地基，建构筑物可选用浅基础方案或桩基方案。采用桩基方案时，受大粒径碎石、块石影响，成孔困难，需采取相关措施

6.9 本地区最大冻土深度为 150cm。

3.2 水文气象

3.2.1 勘测目的与任务要求

本工程可研设计阶段的水文气象勘测工作，其目的是查明站址区及附近的工程水文、区域性的气象条件，为该工程的可研阶段提供基础资料。根据勘测任务委托书的要求，本次勘测工作的主要目的与任务要求如下：

1) 调查、计算、分析及评价站址是否受水库、河流、冲沟的影响，评价标准为百年一遇，并提出相应的防护措施。

2) 暴雨强度公式。

3) 一般气象要素资料。

4) 设计最大风速及基本风压。

3.2.2 勘测依据及技术标准

本次勘测工作，依据的主要技术规程、规范及委托方提供的资料有：

1) 《电力工程水文技术规程》DL/T5084-2021；

2) 《电力工程气象勘测技术规程》DL/T5158-2021；

3) 《建筑结构荷载规范》GB50009-2012；

4) 《堤防工程设计规范》GB50286-2013；

5) 《涵洞设计手册》（人民交通出版社）；

6) 《水力计算手册》（中国水利水电出版社）；

3.2.3 勘测方法及外业工作量

本次勘测工作，依据相关规程、规范的有关规定进行，并严格按照本工程该阶段的《勘测任务委托书》及《勘测大纲》开展工作。工程组于 2026 年 1 月，结合现场的地形地貌、水文条件等工程实际情况，在搜集和分析已有资料的基础上，通过现场勘测与洪水调查、分析、计算与评价，圆满完成了本阶段的水文气象勘测工作。

本次外业勘测工作，共完成如下外业工作量：

1) 对发源于龙首山的大型冲沟进行详细的调查、测绘、分析和计算评价对站址的影响。

2) 对发源点出现在站址上游洪积扇上部的各中、小型冲沟进行了详细的调查、测绘、分析和计算评价对站址的影响。

3.3 工程水文条件

3.3.1 区域自然地理概况

站址位于山丹县东乐镇北滩，处于甘州区与山丹县城中间位置，位于河西走廊中部，南依祁连山，北依龙首山，黑河贯穿全境，形成了特有的荒漠绿洲景象。兰新铁路、G30 连霍高速、国道 312 线横贯全境。工程区属典型的温带大陆性气候。其特点是气候干燥，日照时间长，昼夜温差大，常年多有风沙，夏季多刮东南风，其余各季多刮西北风。

3.3.2 地表汇水流域调查分析

站址区域地处欧亚大陆腹地，属典型的大陆性温带干旱气候，具有寒冷、干燥、昼夜温差大、日照时间长、降水少、蒸发大等特点。就整个甘州区来讲，年降水量 110~370mm，年平均蒸发量 1400~2900mm，地区性雨力在甘肃属于偏下水平。站址北侧为龙首山，地形地貌类型较复杂，变化强烈，高差起伏大，坡陡谷深，多数山峰岩石裸露，表面支离破碎，土壤土层薄，蓄水能力差，汇流时间短，受地形、水流切割作用明显，容易形成具备较大冲击力的地表径流，极易导致山洪暴发，同时如龙首山这种高差起伏巨大的山地为暖湿气流抬升形成云致雨，增加近锋坡面的降水强度和时间提供了条件，易引起短时间高强度的降雨，常造成严重的山洪灾害。高强度暴雨是发生山洪灾害的直接原因，站址区属于北温带季风气候区，每到汛期，特别是主汛期(6~9 月)有一段强降雨过程。

站址处在龙首山前洪积扇上，距北侧龙首山山脚直线距离约 7.5km，此区域历史上曾受到过龙首山坡面侵蚀汇流的制期冲刷、切割、沉积、再冲刷的演变过程。坡面汇流趋势是靠近山前的洪积扇地带，汇水集中，冲沟深而窄，冲沟断面明显，摆动性较小，冲沟基本固定。到中下游地带冲刷相对减弱，冲沟逐渐扩展，沟道变浅，大冲沟可能演变成了多条细小辫状冲沟，使得原来完整的戈壁滩切割成了条带状，而且有的小冲沟发源点出现在洪积扇的中上部位，以上辫状冲沟具有变迁性，稳定性相对较差。站址区域处在洪积扇中下部，如下图所示，洪水来源主要为北侧滩地洪水，洪积扇上发育的若干辫状冲沟，需考虑自然冲刷和未来冲沟变迁的可能。水文环境示意如下图所示：



图 3.2-1 水文环境示意图

3.3.3 洪峰流量计算

项目区位于山丹县东乐镇龙首山口流域山前冲积平原，该沟道为季节性洪水沟道，仅汛期（6~9月）河道中会产生洪水，平时干涸，源头海拔高程 2840m，项目区洪水主要由局地暴雨形成，流域地表植被稀少，覆盖率低，水土流失严重，遇暴雨便形成来势凶猛的洪水，洪水特性与暴雨特性相应，即年际变化大，有明显的季节性、地区性；产流方式以超渗产流为主。由于地处干旱区，土壤经常处于干旱状态，一次降水使流域达到饱和的机率极少，当雨河超过损失率，超过部分即可变为地面径流汇成洪水。洪峰一般为单峰，与产流面积小、暴雨集中、历时短有关，峰型较尖瘦，峰高量小，陡涨陡落，一般从开始起涨到峰落约 6 小时左右。项目区上游有中国华能 330KV 建舒变电站和已建的光伏发电场区，场区已预留沟道，上游洪水可通过场区预留沟道排出，影响本项目的洪水主要为储能站正北侧滩地洪水，经计算，项目区 100 年一遇洪水成果为 $14.8\text{m}^3/\text{s}$ 。

3.3.4 洪水分析及工程措施

站址处在龙首山洪积扇中部偏下，影响站址的洪水主要来源于龙首山流域，在站址区域已演变成了多条相对较小的辫状冲沟，以上辫状冲沟稳定性相对较差，具有一定的变迁性，上游的坡面洪水大多呈发散状流向站址，故影响站址区域的洪峰流量按其总流量 14.8m³/s 考虑，建议在站址北侧区域修筑防洪墙、泄洪沟等措施。

建议本工程在站址北侧和西侧距离 10m 处分别设计泄洪沟，泄洪沟采用Mu15 砂浆 40 厘米厚双层片石砌筑，邻墙侧堤防高度为 1m，所有围墙采用实体砖砌围墙，高度 2.3m，埋深 1.5 米，制度 580 米，以保证站址安全。

3.4 气象条件

3.4.1 基本气象要素

站址区域地处欧亚大陆腹地，属典型的大陆性温带干旱气候。具有寒冷、干燥、昼夜温差大、日照时间长、降水少、蒸发大等特点。本次选取代表性较强的张掖气象站和山丹气象站作为参证站，并搜集了 1971~2024 年的基本气象要素观测资料。观测项目齐全，精度可靠，连续资料序列均超过 30 年，能够满足本工程气象条件的统计精度要求。

表 3-1 参证气象站基本气象要素统计表

项目		气象站	张掖气象站	山丹气象站
气压	平均气压(hb)		853.9	823.2
	平均气温 (°C)		8.0	7.2
气温	极端最高气温 (°C)		39.8	39.8
	出现时间		2001.7.14	1997.7.22
	极端最低气温 (°C)		-28.2	-29.8
	出现时间		1991.12.27	1991.12.27
湿度	平均相对湿度(%)		51	46
	平均水汽压(hb)		6.3	5.4
降水	平均降水量(mm)		129.3	205.7
	日最大降水量(mm)		40.8	43.2
风	平均风速(m/s)		2.0	2.2
	最多风向及频率(%)		SSE, 12	ESE, 21
	最大风速(m/s)及风向		190, NNW	177, WNW
积雪	最大积雪深度(cm)		8	10
冻土	最大冻土深度(cm)		150	139
天气 日数	平均雾日数		9	7
	平均雷暴日数		7.8	13.7
	平均沙尘暴日数		45	10
	平均大风日数		7.6	8.8
	平均冰雹日数		1	4
	平均降雪日数		22.5	31.4

3.4.2 10m 高五十年一遇 10min 平均最大风速及风压

根据沿线多个气象参证站历年实测最大风速资料系列，经高度和次时订正后，采用极值 I 型 (Gumbel) 进行频率计算，得到 30 年一遇离地 10m 高 10min 平均最大风速成果见表 3.2-1。

表3.2-1沿线气象站设计风速成果表

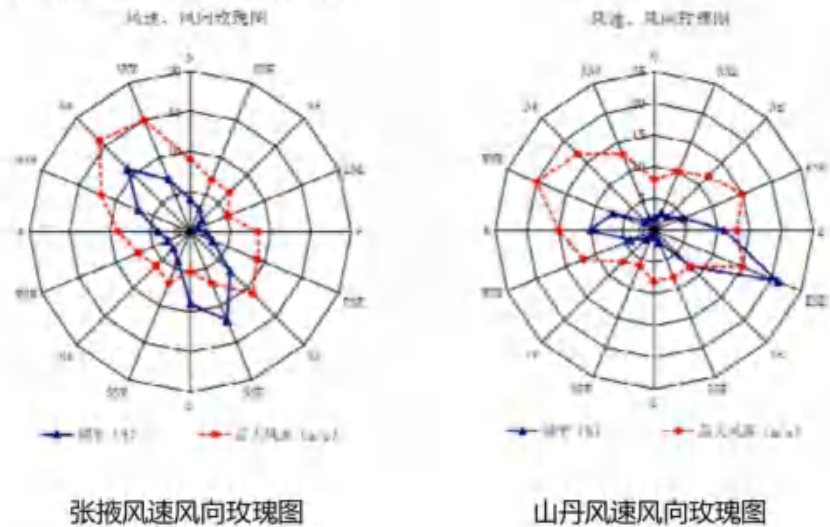
气象站	设计风速 (m/s)	
	30年一遇	50年一遇
张掖	22.1	23.9
山丹	21.1	22.2

两个气象站统计数据对本工程均具有较好的代表性，取其中较大值进行计算。张掖气象站处于张掖盆地内部，相对四周来说，地势较低，当河西走廊大风过境时，张掖市气象站观测的大风风速较站址所处的山前洪积扇肯定略低，需依据《电力工程气象勘测技术规程》对张掖市气象站统计风速进行修正，其修正后 10m 高 50 年一遇 10min 平均最大风速为 27.3m/s，对应的基本风压值为 0.39kN/m²。修正后 10m 高 30 年一遇 10min 平均最大风速为 25.2m/s，对应的基本风压值为 0.34kN/m²

《建筑结构荷载规范》中张掖市 50 年一遇基本风压为 0.50 kN/m²，相应 30 年一遇基本风压为 0.45kN/m²。

建议工程区 10m 高 50 年一遇风压为 0.50kN/m²，30 年一遇基本风压为 0.45kN/m²，设计时需考虑高度订正。

张掖、山丹风速风向玫瑰图如下



3.4.3 雪压

根据《建筑结构荷载规范》中的全国基本雪压分布图，建议工程区 50 年一遇雪压采用 0.20kN/m²，相应 30 年一遇雪压采用 0.10kN/m²。

3.4.4 暴雨强度公式

张掖地区的暴雨强度公式：

$$q = \frac{88.4 \times P^{0.623}}{t^{0.621}}$$

式中:

q —设计暴雨强度 ($L/s \times hm^2$) ;

P —重现期 (a) ;

t —设计降水历时 (min) 。

3.5 结论与建议

4.1 站址处在龙首山洪积扇中部偏下,影响站址的洪水主要来源于龙首山流域,在站址区域已演变成了多条相对较小的辫状冲沟,以上辫状冲沟稳定性相对较差,具有一定的变迁性,上游的坡面洪水大多呈发散状流向站址,故影响站址区域的洪峰流量按其总流量 $14.8m^3/s$ 考虑,建议在站址北侧区域修筑防洪墙、泄洪沟等措施。

4.2 本工程 10m 高 50 年一遇 10min 平均最大风速应为 30.8m/s,相应风压为 $0.50kN/m^2$; 10m 高 30 年一遇 10min 平均最大风速应为 29.3m/s,相应风压为 $0.45kN/m^2$ 。

4.3 本工程 50 年一遇雪压采用 $0.20kN/m^2$, 相应 30 年一遇雪压采用 $0.10kN/m^2$ 。

4 储能部分电气设计

4.1 储能技术发展现状及主要技术路线

储能技术是智能电网、能源互联网、可再生能源接入、分布式发电、微网系统等发展必不可少的支撑技术之一。储能系统能够将电能转换为化学能、势能、电磁能等形式进行储存，并在需要时重新转换为电能予以释放。在电网中采用储能系统能够有效实现需求侧管理、消除峰谷差、平滑负荷及提高电网运行的可靠性和稳定性等功能。

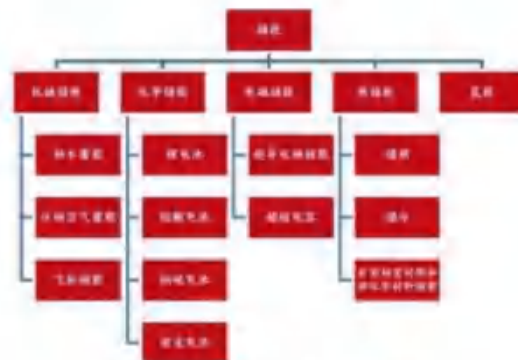


图 4.1-1 储能系统分类图

截至目前，不同储能技术特点不同，在电力系统中取得了不同程度的应用。电能可以转化为多种形式的能量进行存储，如机械能、化学能、势能、电磁能等。根据电能转化后的形态，可以将储能分为电化学、机械、电磁、相变储能四大类。电化学储能主要指电池储能，主要有锂离子电池、铅酸电池、液流电池和钠硫电池四种类型；机械储能主要指抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能三种形式；电磁储能包括超级电容储能和超导储能两种形式；相变储能主要指冰蓄冷储能，主要应用于建筑领域，在电力领域的应用相对还不够成熟。

从技术发展水平来看，抽水蓄能和压缩空气储能技术已经实用化。对于化学储能技术，铅酸电池、锂离子电池早已普遍实用化，氧化还原液流储能电池已经达到了商业化示范阶段，而超导储能和飞轮储能技术离实际应用还有相当大的距离。

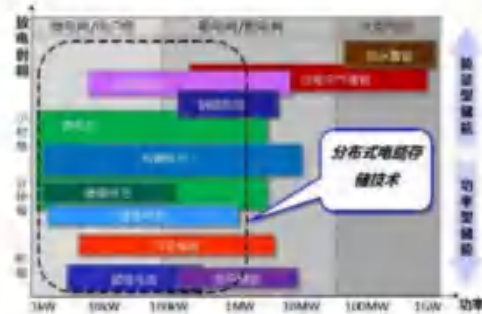


图 4.1-2 储能应用图

各种储能技术在其能量密度和功率密度方面均具有不同的表现，而同时电力系统也对储能系统不同应用场景提出了不同的技术要求，很少能有一种储能技术可以完全胜任电力系统的各应用场景。因此，必须兼顾双方需求，选择匹配的储能方式与电力应用。

4.1.1 机械储能

机械储能主要有抽水蓄能、压缩空气储能以及飞轮储能等。

(1) 抽水蓄能

抽水蓄能电站一般利用电力负荷低谷期的电能把水抽至上游水库，在电力负荷高峰期再放水至下游水库发电。抽水蓄能的效率在 70%~85%之间，响应时间在 10s~4min 之间，具有大容量低成本的特点。但是，由于抽水蓄能电厂的建设需要特殊地理条件，建设周期需要 4-5 年，目前主要用于大规模电网调峰领域。此外，抽水蓄能电厂响应时间为分钟级，对于功率波动频繁或需要紧急提供电力的场景并不适用。

我国于 20 世纪 90 年代开始抽水蓄能电站建设，兴建了广州抽蓄一期、北京十三陵、浙江天荒坪等一批大型抽水蓄能电站。截至 2021 年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模 46.1GW，占全球市场总规模的 22%，同比增长 30%；其中抽水蓄能的累计装机规模最大为 39.8GW。

(2) 压缩空气储能

压缩空气储能电站主要由压气机、储气室、电动机/发电机等部分组成。压缩储能电站是一种调峰用燃气轮机发电厂，主要是利用电网负荷低谷期剩余的电力压缩空气，将其储存在高压密封的容器内，在用电高峰期再释放空气来驱动燃气轮机发电。

(3) 飞轮储能

飞轮储能系统一般主要由以下几部分组成：转子系统、轴承系统和电动机/发电机系统、真空、外壳及控制系统等。飞轮储能主要优点是高充放电率、高循环次数，并且转换效率大于 90%及响应速度快，几乎不需要运行维护。由于充放电率对循环次数没有影响，飞轮的循环次数可以达到 10⁵~10⁷ 次，寿命一般为 20 年。目前飞轮储能在新能源中的应用是研究热点之一，主要将飞轮储能应用在平滑出力、调节电能质量等方面。

4.1.2 电磁储能

电磁储能主要包括超导储能和超级电容储能。

(1) 超导储能

超导储能主要由 3 部分组成：超导单元、低温恒温器和转换系统。超导储能系统利用由超导体制成的线圈，将电能转变为磁场能量存储起来，在需要的时候再将能量送回电网。超导储能具有长期无损存储能量的优点，能快速释放储存能量，易于实现电网电压、频率、有功和无功的调节。大规模可再生能源接入电网会使得电力系统出现严重的波动问题，为了抑制功率波动，可以应用超导磁储能系统。

(2) 超级电容储能

超级电容是根据电化学双电层理论研制而成，可提供强大的脉冲功率，充电时处于理想极化状态的电极表面，电荷将吸引周围电解质溶液中的异性离子，使其赋予电极表面，形成双电荷层，构成双层电容。超级电容储能的比功率非常高，

达到 10kW/kg, 而蓄电池的比功率一般只有几百 W/kg, 但是因为比能量低, 高功率只能持续很短的一段时间。由于高功率和高快速放电能力, 并且每天的储存损耗在 20%~40%之间, 超级电容储能适合作为能量暂时存储单元。就目前的应用而言, 主要制约因素依然是较小的容量和相对高昂的成本。

4.1.3 电化学储能

电化学储能技术是指通过一种介质或者设备, 把电能转换成电池的化学能存储起来, 基于应用需要以电能形式释放出来的循环过程。在充电时, 电网电压经过变流器整流转换为直流电压对电池进行充电; 放电时, 电池电压经过变流器转换为与电网匹配的交流电压供给负载。

电化学储能由于安装环境及移动都较为便利、模块化结构组成灵活、可靠性高、寿命长、响应速度快(20ms)以内、技术成熟、成本相对较低等特点, 具有广阔的应用前景, 成为目前研究热点和未来重点发展方向。

目前, 全球处于商业和示范应用、实验室研究或概念设计阶段的电化学储能电池已达 30 余种。传统铅酸电池已很难满足未来大规模储能应用的需求, 而铅碳电池、锂离子电池、钠硫电池和全钒液流电池等较为成熟的技术已逐步进入示范或产业化应用阶段。根据化学物质的不同, 可以分为锂离子电池、铅酸电池、液流电池及钠硫电池等。

(1) 锂离子电池

锂离子电池由于具有高的比能量、优异的循环性能和绿色环保等优势, 已基本占据便携式电子产品市场, 如手机、笔记本电脑、照相机等。锂离子电池的工作原理主要依靠锂离子在正极材料(金属氧化物)和负极(石墨)之间嵌入和脱出来实现能量的储存和释放。

磷酸铁锂电池技术特点如下:

安全性: 安全可靠、全密封、不怕火烧、不爆炸;

循环寿命长: 在@25℃室温、1C 系统、80%DOD 工况下, 电芯循环寿命不小于 5000 次;

性能价格比高: 普通常用材料、充电(放电)效率 $\geq 98.5\%$;

一致性好: 目前国内的磷酸铁锂电池厂家均采用自动化生产线, 保证了电池产品的一致性。

(2) 铅酸电池

铅酸电池用作储能系统时间较早, 因而世界各地都建成了许多基于铅酸电池的储能系统, 目前中国已经成为世界铅酸电池的主要产地。铅酸电池可以做到容量大, 成本低, 技术成熟, 但其充放电次数较短, 特别是进行了多次深度充放电后会对电池寿命有影响。目前铅酸电池储能电站主要用来进行可再生能源的功率波动平抑以及黑启动等。

铅酸电池较之其他电池成本较低, 能量密度则在各类电池中适中。在环境影响上, 基于密封阀控型的铅酸电池较高的运行可靠性, 其劣势已不甚明显, 但与新型电池相比, 仍有体积较大的缺点。

(3) 液流电池

液流电池一般称为氧化还原液流电池, 是一种新型的大型电化学储能装置, 根据活性物质的不同, 液流电池可分为全钒、锌/溴、多硫化钠/溴、铁/铬等多种技术路线。从目前技术成熟度和工程应用效果看, 全钒液流电池技术进入工程应用、市场开拓阶段, 开始实现商业化; 锌溴液流电池技术进入应用示范、市场

开拓阶段；其他液流电池仍处于研究阶段。其中应用最为广泛，前景最为明朗的是全钒液流电池，它有如下技术特点：

循环寿命长：全钒液流储能电池的充放电循环寿命可达 13000 次以上，寿命超过 15 年。充放电特性良好：全钒液流电池储能系统具有快速、深度充放电而不会影响电池的使用寿命的特点，且各单节电池均一性良好。另外，钒离子的电化学可逆性高，电化学极化也小，因而非常适合大电流快速充放电。安全、环保：全钒液流电池储能系统是在常温、常压条件下工作，这不但延长了电池部件的使用寿命，并且表现出非常好的安全性能。另外电解质溶液可循环使用和再生利用，环境友好，节约资源。电池部件多为廉价的碳材料、工程塑料，使用寿命长，材料来源丰富，加工技术成熟，易于回收。但液流电池能量密度低，占用空间大，目前还刚刚处于商业化阶段。

(4) 钠硫电池

钠硫电池是一种以金属钠为负极、硫为正级、陶瓷管为电解质隔膜的二次电池。在一定的工作度下，钠离子透过电解质隔膜与硫之间发生的可逆反应，形成能量的释放和储存。钠硫电池比能量高，并且可大电流、高功率放电。电池在 350℃下的工作电压为 1.78~2.076V。钠硫电池储能密度高，建设周期短，但由于电池工作时温度较高，因而其运行安全性需要进一步提高。

表 4.1-1 不同储能技术应用能力对比

储能类型		典型额定功率	额定容量	特点	应用场合
机械储能	抽水蓄能	100~200MW	4~10h	适于大规模，技术成熟，响应慢，需要地理资源	日负荷调节，频率控制和系统备用
	压缩空气储能	10~300MW	1~20h	适于大规模，响应慢，需要地理资源	调峰，系统备用
	飞轮储能	5kW~1.5MW	15s~15min	比功率较大、成本高、噪音大	调峰、频率控制、UPS 和电能质量
电磁储能	超导储能	1~100kW	2s~5min	响应快，比功率高、成本高、维护困难	电能质量控制、输配电稳定
	电容器	1~100kW	1s~1min	响应快，比功率高、比能量太低	输电系统稳定、电能质量控制
	超级电容	10kW~1MW	1~30s	响应快，比功率高、成本高、储能量低	与 FACTS 结合
电化学储能	铅酸电池	kW~50MW	1min~3h	技术成熟，成本低、寿命短，环保问题	电能质量、频率控制、电站备用、黑启动、可再生储能
	液流电池	5kW~100MW	1~20h	寿命长，可深放，适于组合，效率高，环保性好，储能密度低	电能质量、备用电源、调峰填谷、能量管理、可再生储能
	钠硫电	100kW~	数小时	比能量与比功率较	电能质量、备用电源、调

池	100MW		高、高温条件、运行安全问题有待改进	峰填谷、能量管理、可再生储能
锂离子电池	kW~MW	分钟~数小时	比能量高、成组寿命长、运行安全问题有待改进	电能质量、备用电源、UPS

4.2 电池类型比选

4.2.1 电池类型选择

在现有储能技术中，抽水蓄能和压缩空气储能可实现大功率、大容量电能储存，但是对建站选址要求较高，随之对建设场址要求灵活的电化学储能技术应市场需求而产生。当前电池储能技术众多、技术性能迥异，即使是同一种储能技术在不同应用领域中也有一定差异，实际工程中需根据不同的应用情景要求，综合比较选择适宜的储能技术。本工程定位电网侧储能系统，主要功能包括削峰填谷、调频调压等辅助服务。接入电网侧大规模储能对储能系统有其特殊要求：

(1) 循环寿命长。储能电池的循环寿命对于系统的可靠运行有重要影响。储能电池循环寿命长可减少电池的更换，对于节约投资建设成本、提高系统经济性意义重大。电池储能系统要求使用寿命能够达到 10-15 年，在放电深度为 80% 时，循环寿命在 5000 次以上。

(2) 响应速度快。电池储能系统间歇性运行要求系统有较好的启动特性，储能电池在充放电状态之间转换频繁，要求电池具有较快的响应速度。

(3) 充放电效率高。提高储能系统在存储过程中能量转化率将有助于提高系统整体效率，进而影响系统的单位瓦时造价成本

(4) 安全性好。由于电网的特殊性，运行安全作为电网运行需要考虑的首要问题，安全性不高的设备不能进入电网。储能系统的目的就是保证电力系统安全、高效、稳定运行。

(5) 成本适中。成本是储能电池选择的重要参考依据，是储能系统能否大规模推广应用的决定因素。

(6) 配置灵活，安装建设便捷。储能系统应配置灵活、可扩容性好等。

本期工程储能系统规划建设规模较大，铅酸及铅炭电池系统充放电倍率较低，无法完全满足本工程应用需求。全钒液流电池能量密度低，占地面积大，属能量型电池，系统配置容量很大才具有经济性，故本工程不适合采用全钒液流电池储能。

锂离子电池国内技术成熟，厂家众多，可以满足本工程应用条件和应用目的。现阶段，主流的锂电池储能技术有磷酸铁锂电池、三元锂电池、钛酸锂电池、钴酸锂电池、钛酸锂电池。

表 4.2-1 各类锂电池优缺点对比表

类型	优点	缺点	应用
钴酸锂电池	比容量高性能稳定	安全性差价格高	便携式设备动力电池
锰酸锂电池	价格便宜低温性能好	稳定性差耐高温性差循环寿命低	大中型号电芯动力电池

三元锂电池	能量密度高	耐高温性差	便携式设备动力电池
磷酸铁锂电池	安全性好、高温性能好、循环性能好	单位体积容量低低温放电性能差	动力电池储能电池
钛酸锂电池	循环性能很好安全性好	价格非常高能量密度低	动力电池储能电池

钴酸锂电池具有高比能量，其缺点是寿命相对较短，热稳定性低和负载能力有限（比功率），所以其一般用于手机，笔记本电脑和数码相机等便携式设备电池。锰酸锂电池是锰酸锂为阴极材料的锂离子电池，形成三维尖晶石结构，可改善电极上的离子流动，从而降低内部电阻并改善电流承载能力，电池内阻可实现快速充电和大电流放电。尖晶石的另一个优点是热稳定性高，安全性提高，但循环寿命和日历寿命有限。锰酸锂的容量大约比钴酸锂低三分之一。锰酸锂用于电动工具，医疗器械，以及混合动力和纯电动汽车。

从以上比较可以看出，三元锂电池、磷酸铁锂电池、钛酸锂电池相比之下较适合作为储能电池。

(1) 磷酸铁锂电池

磷酸铁锂电池，是指用磷酸铁锂作为正极材料的锂离子电池，不含钴等贵重金属，磷、铁等原料价格低且储量丰富。磷酸铁锂具有良好的电化学性能和低电阻，电池具有长循环寿命和良好的热稳定性，安全性较好。

LiFePO_4 作为电池的正极，由铝箔与电池正极连接，中间是聚合物的隔膜，它把正极与负极隔开，但锂离子 Li^+ 可以通过，而电子 e^- 不能通过，由碳（石墨）组成的电池负极，由铜箔与电池的负极连接。电池的上下端之间是电池的电解质，电池由金属外壳密闭封装。

LiFePO_4 电池在充电时，正极中的锂离子 Li^+ 通过聚合物隔膜向负极迁移；在放电过程中，负极中的锂离子 Li^+ 通过隔膜向正极迁移。锂离子电池就是因锂离子在充放电时来回迁移而命名的。

比较于其它锰酸锂、钴酸锂和三元锂离子电池，磷酸铁锂晶体中的 P-O 键稳固，难以分解，即便在高温或过充时也不会像钴酸锂一样结构崩塌发热或是形成强氧化性物质，因此拥有良好的安全性。有报告指出，实际操作中针刺或短路实验中发现有小部分样品出现燃烧现象，但未出现一例爆炸事件，但过充实验中若使用超出自身放电电压数倍的高电压充电，依然会有爆炸现象。虽然如此，其过充安全性较之普通液态电解液钴酸锂电池，已有较大改善。

磷酸铁锂电池主要优势包括以下几个方面：

- 1) 循环使用寿命长，电芯循环寿命现已可达 6000 次以上；
- 2) 电池能量转换效率高，可达 95%；
- 3) 高温性能好，磷酸铁锂电池工作温度范围宽广（ $-30^{\circ}\text{C}\sim 50^{\circ}\text{C}$ ），有耐高温特性磷酸铁锂电热峰值可达 $350^{\circ}\text{C}\sim 500^{\circ}\text{C}$ ，而锰酸锂、钴酸锂和三元锂只在 200°C 左右；
- 4) 能量密度高，体积小，重量轻，同等规格容量的磷酸铁锂电池的体积是铅酸电池体积的 $2/3$ ，重量是铅酸电池的 $1/3$ ；
- 5) 功率密度高；
- 6) 成本相对较低；
- 7) 环境友好度高，磷酸铁锂电池一般被认为是不含任何重金属与稀有金属（镍氢电池需稀有金属），无毒（SGS 认证通过），无污染，符合欧洲 RoHS 规

定，为绝对的绿色环保电池。

磷酸铁锂电池主要存在能量密度不高缺点，如振实密度与压实密度很低，导致锂离子电池的能量密度较低。低温性能较差，即使将其纳米化和碳包覆也没有解决这一问题，因此等容量的磷酸铁锂电池体积要大于钴酸锂、三元锂材料等锂离子电池。磷酸铁锂电池虽然不适合在微型电池领域的应用，但在大规模电储能领域，能量密度较低的缺点是可以其他手段进行克服的。

另外磷酸铁锂电池具有比其他锂离子电池更高的自放电，这将会引起老化进而带来均衡问题。虽然可以通过选用高质量的电池或使用先进的电池管理系统来弥补，但都会增加电池组的成本。

磷酸铁锂电池对制造过程中的杂质非常敏感，不能承受水分的掺杂，如存在水分杂质，电池循环寿命急剧缩短，甚至只有 50 个循环。

另外，磷酸铁锂电池标称电压一般只有 4.2V，单体电池容量低，当大规模成组时存在电池一致性问题。

(2) 钛酸锂电池

钛酸锂电池是一种以钛酸锂为负极材料，正极材料可为锰酸锂、三元材料或磷酸铁锂的锂离子电池。

钛酸锂材料在电池中作为负极材料使用，由于其自身特性的原因，材料与电解液之间容易发生相互作用并在充放循环反应过程中产生气体析出，因此普通的钛酸锂电池容易发生胀气，导致电芯鼓包，电性能也会大幅下降，极大地降低了钛酸锂电池的理论循环寿命。测试数据表明，普通的钛酸锂电池在经过 1500~2000 次左右的循环就会发生胀气的现象，导致无法正常使用，这也是制约钛酸锂电池大规模应用的一个重要原因。

钛酸锂电池性能改进是单个材料的性能的提升以及各关键材料的有机整合的综合体现。针对快速充电与长使用寿命的要求，除负极材料以外，还要针对锂离子电池的其他关键原材料（包括正极材料、隔膜、以及电解液），同时结合特殊的工程化工艺经验，最终形成了“不胀气”的钛酸锂电池产品，并首先实现了在电动公交客车上的批量应用。

测试数据表明，在 6C 充电，6C 放电，100%DOD 的条件下，钛酸锂单体电池的循环寿命超过 25000 次，剩余容量超过 80%，同时电芯产生的胀气现象不明显，不影响其寿命；在重庆市快速充电纯电动公交的实际应用情况也表明，在电池成组以后，电性能的表现也相当优异，可以保证纯电动公交客车的日常商业化运营。

钛酸锂电池属于功率型的储能装置，在安全性能、充放电以及循环寿命等方面的显著优势。主要优势包括以下几个方面：

- 1) 钛酸锂为零应变材料，循环性能好，全寿命充放电循环次数达到 1 万次以上；
- 2) 放电电压平稳，而且电解液不致发生分解，提高锂电池安全性能；
- 3) 与炭负极材料相比，钛酸锂具有高锂离子扩散系数，可高倍率充放电；
- 4) 钛酸锂的电势比纯金属锂高，不易产生锂枝晶，安全性高；
- 5) 能量转化效率高，高达 90%；
- 6) 功率密度高，充放电速度快；
- 7) 环境友好度高。

钛酸锂电池主要存在以下几点问题：

- 1) 相对其他类型的锂离子动力电池能量密度较低；

- 2) 胀气问题一直阻碍着钛酸锂电池的应用;
- 3) 相对其他类型的锂离子电池, 电池价格偏高, 将近磷酸铁锂电池价格的四倍。
- 4) 电池一致性仍存在差异, 随着充放电次数的增加电池一致性差异会逐渐增大。

尽管钛酸锂电池还存在一些不足, 但它在安全性能、充放电以及循环寿命等方面的显著优势, 直指当今市面上其它类型动力电池的痛点。目前, 国内从事研发钛酸锂电池的企业有银隆、微宏动力等, 随着这些企业对钛酸锂研发力度的加大, 一些技术难题也将会被陆续突破。

(3) 三元锂电池

三元锂电池是指正极材料使用镍钴锰酸锂或镍钴铝酸锂三元材料的锂电池, 三元复合正极材料是以镍盐、钴盐、锰盐(铝盐)为原料。里面三者的比例可以根据实际需要调整。

三元材料动力电池主要有镍钴铝酸锂电池、镍钴锰酸锂电池等, 由于镍钴铝的高温结构不稳定, 导致高温安全性差, 且 PH 值过高易使单体胀气, 进而引发危险, 目前造价较高。最成功的三元聚合物锂离子体系是镍钴锰酸锂的正极组合。

三元聚合物材料综合了钴酸锂、镍酸锂和锰酸锂三种材料的优点, 形成了三种材料三相的共熔体系, 由于三元协同效应其综合性能优于任一单组合化合物。

三元材料做正极的电池相对于钴酸锂电池安全性高, 但是电压较低, 目前三元材料的电芯代替了之前广泛使用的钴酸锂电芯, 在笔记本电池、动力电池领域广泛使用。

三元锂电池能量密度高, 现在技术已可以达到 250wh/kg, 远高于磷酸铁锂的 150wh/kg。电压平台是电池能量密度的重要指标, 决定着电池的基本效能和成本, 电压平台越高, 比容量越大, 所以同样体积、重量, 甚至同样安时的电池, 电压平台比较高的三元材料锂电池续航时间更长。单体三元锂电池放电电压平台高达 3.7V, 磷酸铁锂为 4.2V, 而钛酸锂仅为 2.3V, 因此从能量密度角度来说, 三元锂电池比磷酸铁锂, 锰酸锂或者钛酸锂具有绝对优势。

相对于正常钴酸锂电池, 三元锂电池循环性能更好, 能量转化效率也较高。目前, 随着配方的不断改进和结构完善, 三元锂电池的标称电压已达到 3.7V, 在容量上已经达到或超过钴酸锂电池水平。

安全性较差和循环寿命较短是三元锂电池的主要短板, 尤其是安全性能, 是一直限制其大规模配组, 和大规模集成应用的一个主要因素。大量实测表明, 容量较大的三元电池很难通过针刺和过充等安全性测试。

三元锂电池在储能领域的应用主要受制于其安全性, 三元材料热稳定性较差, 在 200 度左右将发生分解, 并且会释放氧分子, 发生燃烧连锁反应。山西某燃储联合调频项目, 采用三元锂电池, 曾两次发生自燃事故。另外采用三元锂电池的特斯拉电动汽车, 也曾多次报道发生自燃事故。

储能系统由大量电池单体组成, 电池单体的安全性能是整个储能系统安全性与可靠性最基本的保证。所以对于大规模电储能商业化项目, 在三元聚合物锂电池未彻底解决安全性问题之前, 不推荐使用三元聚合物锂电池。

综上所述, 磷酸铁锂电池初期投资最低, 综合性能较优, 现阶段储能领域应用多选用磷酸铁锂电池。

4.2.2 电芯容量选择

中国新增投运电化学储能项目中，装机规模排名前十的储能技术（主要指电池技术）提供商中磷酸铁锂电池的主要供应商有宁德时代、中天科技、力信能源、海博思创、科陆电子、信义电源、圣阳电源和中航锂电等。

目前国内生产磷酸铁锂电池厂家众多、供货量充足、技术也较为成熟。针对不同的电池容量，其标称电压和工作电压范围大致相同，但最大充电倍率和最大放电倍率存在不同，且电池容量越大，其重量能量密度和体积能量密度越大。

目前用于储能电站的磷酸铁锂电池单体容量有 280Ah、314Ah、500+Ah 多种，本项目拟采用不低于 314Ah 的电池单体，以 0.25C 充放电设计。相较于第一代 280Ah、第二代 314Ah 电芯，大容量电芯具有更高的能量密度、更优的集成效率、更低的系统成本，可有效提升储能资产投资回报率，全方位适配大型储能电站规模化、高效化运营需求。

4.3 锂电池储能冷却方式比选

4.3.1 液冷系统方案和风冷系统方案的对比

风冷系统是以空气为冷却介质，利用对流换热降低电池温度的一种冷却方式。风冷系统具有结构简单、易维护及成本低等优点。而缺点在于空气的比热容低，导热系数也很低。目前风冷系统主要的优化因素在：（1）风速（2）电池分布（3）空气流向。

液冷系统是以液体为冷却介质，通过对流换热将电池产生的热量带走。目前常用介质有水、乙二醇水溶液、纯乙二醇、空调制冷剂 and 硅油等。整体上液冷系统的换热系数高、比热容大，冷却速度快，且液体比热容不受海拔和气压的影响适用范围较广，同时液冷系统的结构较为紧凑，使得空间占比较小。液冷系统根据液体冷却介质与电池的接触方式分为直接和间接两种：（1）直接接触指电池单体或者模块沉浸在液体中，让液体直接冷却电池；（2）间接接触指在电池间设置冷却通道、冷板。

（1）电池包温度：在相同的入口温度和极限风速及流速下，液冷电池包的温度在 30-40 摄氏度，而风冷电池包的温度要在 37-45 摄氏度。液冷的温度均有性更好。

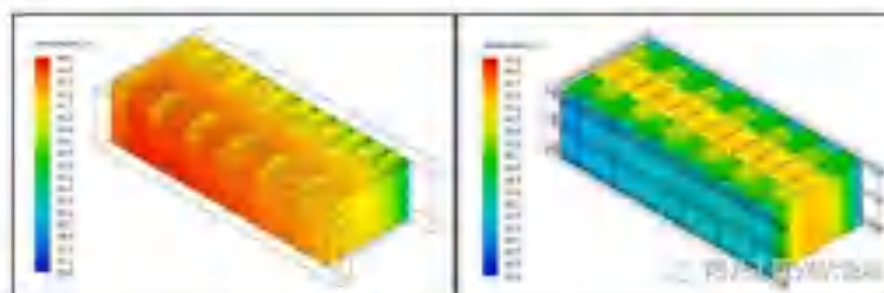


图 4.3-1 风冷液冷温度对比

（2）运行能耗：经试验研究，为了达到相同的电池平均温度，风冷需要比液冷高 2-3 倍的能耗。相同功耗下电池包的最高温度，风冷比液冷要高 3-5 摄氏度。液冷的功耗更低。

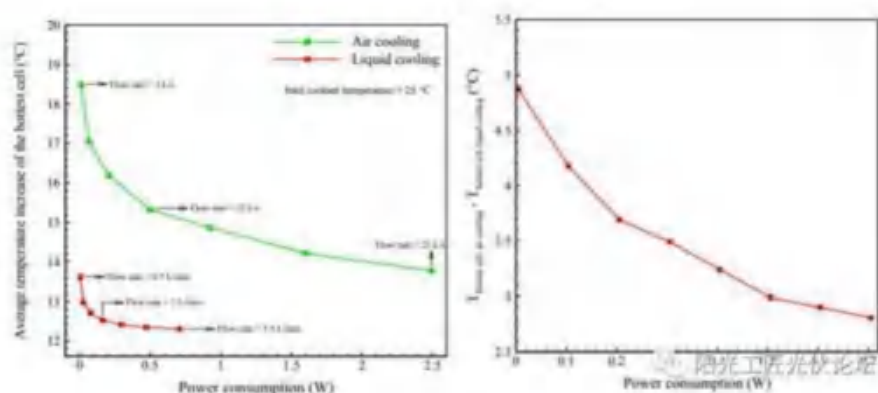


图 4.3-2 风冷和液冷的功耗对比

4.3.2 方案选择

液冷产品在温度控制、运行能耗、冷却速度及空间占比方面较风冷产品具有明显优势，。

本项目推荐采用冷却方式为液冷的储能系统设计方案。

4.4 锂电池储能系统设计方案

4.4.1 总体方案设计

(1) 本方案采用 6250kW 的 PCS 升压一体机 32 座，6250kWh 液冷电池舱 128 座。每个储能单元由 1 个 PCS 升压一体机和 4 个电池舱组成，共 32 个储能单元。

(2) 32 个储能单元分为 8 回集电线路接入，每回集电线路汇集 4 个储能单元。

(3) 本期每个储能单元自用电不超过 150kW，由 PCS 升压一体机配置的辅助变提供。储能设备重要负荷用电容量不超过 640kW。储能区域设置 1 台站用变为储能设备重要负荷供电。

4.4.2 储能电池舱设计

4.4.2.1 系统简介



图 4.4-1 设备外观效果图

储能锂电池柜采用一体化设计，柜内集成有储能锂电池组、配电系统、温控系统、自动消防系统等。电池系统系统集成化程度高，环境适应性强，有效减少现场安装调试及后期维护的工作量。

4.4.2.2 设备配置

表 4.4-1 储能电池舱设备配置表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位	备注
1	储能电池柜	6250kWh	64	套	额定容量 6250kWh, 1P104S*4S*8P
1.1	锂电池	6250kWh	1	套	采用 3.2V 587Ah (1878.4Wh) 磷酸铁锂电芯, 持续放电倍率 ≤0.25C, 含开关盒、BMS 系统等。
1.2	电池接线柜	——	1	台	集成接线铜排, 集成辅助配电功能
1.3	电池供电柜	——	1	台	集成辅助配电功能, 含 24Vdc 电源模块等设备, 自供电, 双电源切换
1.4	箱体及附件	6058×2438×2896mm (长×宽×高), 重量 45t	1	套	C4 防腐, 非步入式设计, 含液冷系统、视频监控、消防系统 (可燃气体检测+全氟己酮自动灭火系统+水消防) 及箱内设备间连接线缆等。

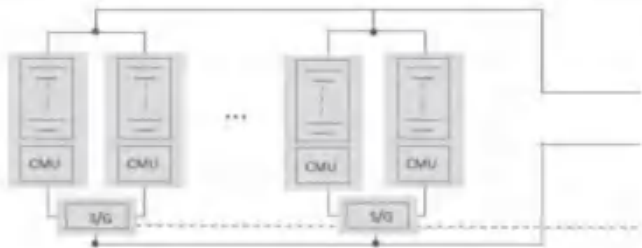


图 4.4-2 储能电池舱电路框图

4.4.2.3 系统参数

表 4.4-2 储能电池舱技术参数表

名称	技术参数
电芯	
型号	LFP 587Ah
额定容量(Ah)	587
恒功率倍率	≤0.5P
系统	
串、并联	1P104S*4S
额定能量@BOL	6250kWh

额定电压	1331.2V
工作电压范围	1040~1500V
工作温度范围	-35°C~+55°C

4.4.2.4 电池管理系统

储能的电池系统累计由电池组+BMS 组成。电池配置的 BMS 系统，包括三层架构，组串式系统中二层 BCMU 主要负责与PCS 通讯、三层 BAMU 负责与EMS 通讯，如下图所示。

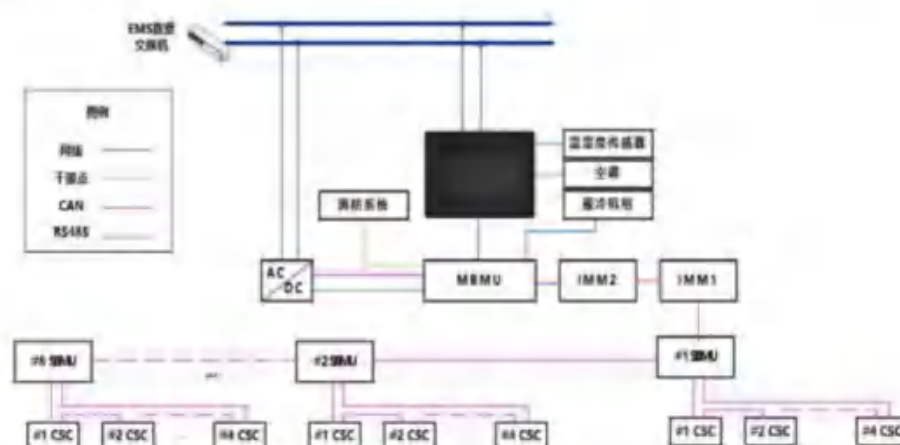


图 4.4-3 BMS 系统控制及通信框图

1、BMS功能说明

电池管理系统是由电子电路设备构成的实时监测系统，有效地监测电池电压、电池电流、电池簇绝缘状态、电池 SOC、电池模组及单体状态（电压、电流、温度、SOC 等），对电池簇充、放电过程进行安全管理，对可能出现的故障进行报警和应急保护处理，对电池模块及电池簇的运行进行安全和优化控制，保证电池安全、可靠、稳定的运行。

2、BMS 电池管理系统构成及功能描述

电池管理系统由电池模组管理单元 BMU 和电池簇管理单元 BCMU 及其电流、电压、温度检测单元组成。BMS 系统具有模拟信号高精度检测及上报，故障告警、上传和存储，电池保护，参数设置，均衡，电池组 SOC 标定和与其它设备信息交互等功能。

3、BMS对外通信

EMS 对 BMS 通过双以太网通讯，采用 IEC104 协议或 IEC61850 协议，具体参考厂家提供的 BMS 现有协议。

PCS 对 BMS 采用 CAN 通信+1 路干接点，具体参考我方提供的 PCS 现有协议。

BMS 可采集热管理、温湿度的信号，预留通信接口，通信方式为 RS485，协议为 MODBUS。

4、BMS报警

BMS 拥有三级软件保护功能，具体项目如下表：

表 4.4-5 告警等级表

一级报警 (请求降功率)	二级报警 (PCS 待机)	三级保护 (继电器切断)
单体电芯过充/过放告警; 单体电芯电压差异大告; 单体电芯充放电高温/低温告警; 温差过大告警; 总压高/低告警; 充放电电流高告警; 绝缘低告警;	单体电芯过充/过放; 单体电芯电压差异大; 单体电芯充放电高温/低温; 温差过大; 总压高/低; 充放电电流高; 绝缘低;	单体电芯过充/过放单体电芯电压差异大单体电芯充放电高温/低温; 温差过大保护总压过压/欠压充电/放电过流。绝缘低 BMU 通讯超时 BCU 通讯超时与 EMS 或 PCS 通讯超时电芯故障 NTC 故障。

4.4.2.5 温湿度监测系统

集装箱内部环境温湿度对设备正常运行有重要影响。因此在集装箱的设备走廊上方位置, 分别安装一个温湿度传感器, 实时监测集装箱内的温度和湿度值, 一旦发现温度和湿度超过设定的数值将启动空调进行温湿度的控制。

通过在集装箱重要部位安装温湿度传感器对环境温湿度实现监测, 既可在温湿度传感器界面实时看到当前的温度和湿度数值, 亦可通过电池管理系统将数据上传远程监控平台, 进行温湿度的远程实时监测。

4.4.2.6 热管理系统

热管理系统采用液冷液热, 由液冷机组、PTC、管路、温度、湿度传感器等组成。

整个热管理系统采用主动液冷、液热对储能系统进行温度控制。根据电池系统的运行工况进行热性能分析, 分析整个系统的制冷制热需求, 利用合理液冷管道设计, 以及每个电池箱内部的液冷流道优化设计, 实现对储能系统内部电芯以及关键部件的有效温度、湿度的控制, 使储能系统的工作环境适宜, 延长整个系统的使用寿命以及运行的安全可靠。

本项目采用集中式一体化设计的液冷机组, 集成制冷、制热和除湿, 根据电池温度实时调节机组运行状态, 待机、制冷、制热、自循环模式根据电池温度实时切换。

制冷: 有制冷需求则开启制冷, 内循环水泵、压缩机运行, 水泵以高转速运行; 无制冷需求时, 内循环水泵低速运行, 压缩机关闭;

制热: 有加热需求时开启制热, 内循环水泵、电加热管运行, 水泵以高转速运行; 无加热需求时, 内循环水泵低速运行, 电加热管关闭;

自循环: 液冷机组工作于自循环模式时只运行内循环水泵, 水泵以低转速运行, 其它器件均不运行;

停止: 液冷机组工作于停止模式时, 除电子控制部分保持运行外, 内循环水泵等其他器件均不运行。

电池预制舱采用自动温控系统。在每个电池箱内均流流道设计, 通过冷却剂的换热, 将工作热量带出。预制舱内设计的液冷机组及流道保证电池工作环境温度始终维持在最佳温度 $18^{\circ}\text{C} \sim 30^{\circ}\text{C}$ 范围内, 系统温差 $\leq 5^{\circ}\text{C}$, 保证储能电池系统高效、稳定、安全运行。

4.4.3 储能变流升压舱设计

本项目共有 32 台 6250kW 的变流升压一体机，每台变流升压一体机集成有储能变流器、升压变等，集成系统采用 4 台 1565kW 储能变流器交流侧直接并联方式，通过 1 台双绕组变压器升压后到 35kV 电网。整个储能变流器系统采用一体化设计，系统集成化程度高，环境适应性强，有效减少现场安装调试及后期维护的工作量。

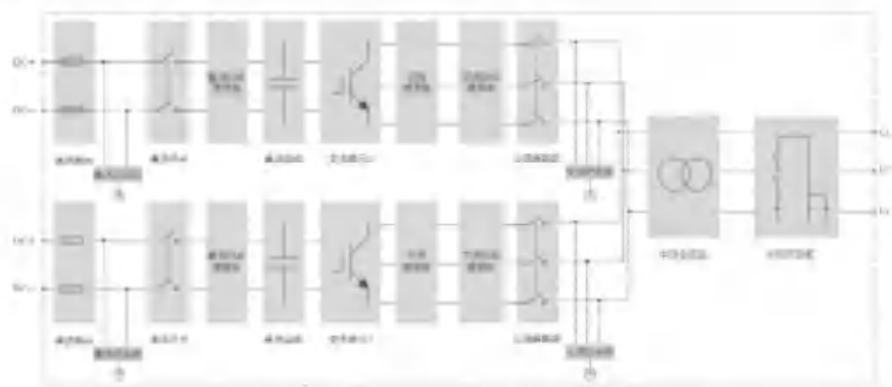


图 4.4-4 变流升压一体机电路框图

表 4.4-6 PCS 一体机参数

序号	设备名称	型号规格	数量	单位	备注
1	储能变流升压一体机	6250kW	16	套	额定功率 6250kW，并网电压等级 37kV
1.1	储能变流器	1565kW	4	台	额定功率 1565kW，交流输出 690V/50Hz，直流输入范围 1000~1500V，三相三线
1.2	升压变压器	37±2× 2.5%/0.69kV， Dy11，6600kVA	1	台	干变，双绕组，SCB14
1.3	环网柜	35kV	1	台	断路器方案
1.4	智能控制柜		1	台	外供电；含 LC300，UPS，交换机等
1.5	箱体及附件	(长×宽×高) 8300×3200× 3500 mm	1	套	含箱内设备间连接线缆等

4.4.3.1 升压变流一体机

本项目采用双向储能变流器，以实现能量的双向变换。变流器参数如下表所示。

表 4.4-7 储能变流器技术参数表

直流参数	
直流电压范围	1000~1500V
稳压精度	$\pm 1\%$
稳流精度	$\pm 3\%$
交流参数	
交流输出功率	1565kW
最大交流电流	1309A
额定电网电压	690V 可适应 $\pm 10\%$ 波动
额定电网频率	50Hz
电流总谐波失真	$< 2\%$ (额定功率时)
直流电流分量	$< 0.5\%$
额定功率下的功率因数	> 0.99
功率因数可调范围	1(超前)~1(滞后)
效率	
最大效率	99%
系统参数	
功率响应速度	$< 20\text{ms}$
充放电转换时间	$< 20\text{ms}$
海拔	0~5000m
工作环境温度	$-40\sim 60^{\circ}\text{C}$
冷却方式	智能风冷
通讯接口	RS485, Ethernet

储能双向变流器能够与监控系统协调配合，完成能量管理和电网辅助服务；具备 PQ、VF、SVG、VSG 等功能，支持高/低压穿越、快速功率调度、离网运行，电网适应能力强。

根据 GB/T 36547-2024《电化学储能系统接入电网技术规定》中要求储能电站通过 10kV 及以上电压等级接入电网时应具备一定的耐受电压异常的能力，避免在电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。所选储能变流器具有高低电压耐受能力，具体如下：

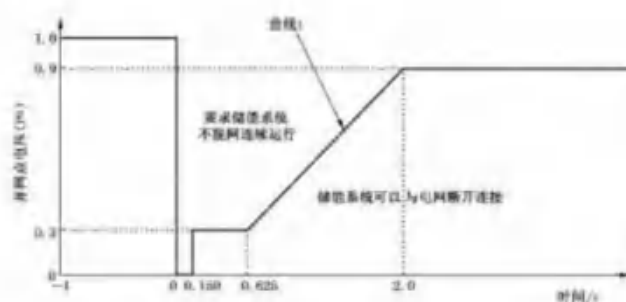


图 4.4-5 储能系统低电压穿越要求

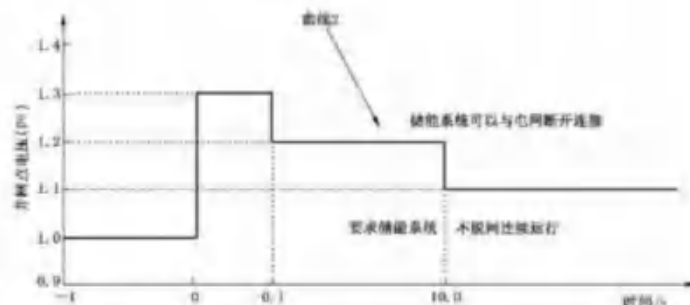


图 4.4-6 储能系统高电压穿越要求

根据 GB/T 36547-2024《电化学储能系统接入电网技术规定》中要求储能电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，PCS 频率异常时的响应特性至少能保证储能电站在下表所示电网频率偏离下运行：

表 4.4-8 储能电站在电网频率异常时的运行时间要求

频率范围	运行要求
低于 49.5Hz	不应处于充电状态
49.5Hz~50.2Hz	连续运行
高于 50.2Hz	不应处于放电状态

孤岛检测及防孤岛保护：

PCS 可实现储能系统对于电网故障或者掉电等孤岛情况的快速检测，一旦检测到孤岛可以根据设定实现并网切离网运行，或者停至储能系统电能输出进行防孤岛保护，从而提高系统供电的可靠性和安全性。

4.4.3.2 箱变

本项目共有 32 套箱变（含中压室、变压器室、计量室），与 PCS 一起构成变流升压一体机。变压器参数如下表所示。

表 4.4-9 变压器参数表

名称	参数值
变压器型号	SCB12-6600/37/0.69
变压器性能	干式、自冷、全密封、低损耗、铜制绕组
额定容量	6600kVA
额定电压	37±2×2.5%/0.69kV(暂定 PCS 出口电压)
设备最高电压	40.5kV
额定频率	50Hz
联结组标号	Dy11
阻抗电压	8%，偏差±15%
海拔	≥3000m
防腐等级	C4
冷却方式	AN/AF

绝缘耐热等级	H
损耗	满足国标
温升	125K
绕组材质	铜

变流升压一体机舱体防腐等级 C4，防护等级 IP54。

4.4.3.3 安防系统

高压室门加装电磁锁和带电显示器，带电显示器用于指示高压室内是否带电，当 35kV 侧带电时高压室门不能打开，箱变外门加装机机械锁，并提供与门的行成开关联锁的照明回路。箱变内有足够照明设施满足运行和检修的需要。变压器需按照预装式变电站结构形式的要求制造，整个箱体无外露可拆卸的螺钉、螺栓、铰链或其他构件，不应留任何缺口，以防棍棒或线材等物体进入其内部，触及带电部位。

4.5 储能站用电设计

根据《电化学储能电站设计标准 (GB/T51048-2025) 》，大型电化学储能电站宜采用双回路供电，双回路宜互为备用。储能站符合统计如下：

表 4.5-1 负荷统计表

序号	负荷类型	功率 (K)	数量	总功率 CKW)	备注
辅助设备					
1	液冷机	35	1	35	
2	空调 (电功率)	2	1	2	
3	插座等辅助设备	1	2	2	
小计 1				39	
消防设备 (需双电源)					
1	消防	2.401		2.401	
1.1	储能控制主机	0.075	1	0.075	
1.2	储能显控主机	0.5	1	0.5	
1.3	储能中继模块	0.02	1	0.02	
1.4	输入输出模块	0.002	1	0.002	
1.5	监测模块	0.01	1	0.01	
1.6	消防备用电源	0.6	1	0.6	
1.7	放气勿入指示灯牌	0.002	1	0.002	
1.8	声光报警灯	0.002	1	0.002	
1.9	烟感探测器	0.01	1	0.01	
1.10	非编码型温感火灾探测器	0.01	1	0.01	
1.11	电动球阀	0. 01	1	0.01	
1.12	防爆排风机	0.5	2	1	
1.13	电动百叶送风箱	0.03	2	0.06	
1.14	风机控制箱	0.1	1	0.1	
2	检修照明	0.02	12	0.24	

3	汇流柜	3.13	1	3.13	
3.1	柜内照明	0.01	1	0.01	
3.2	柜内风扇	0.06	2	0.12	
3.4	UPS	3	1	3	
小计 2				5.771	
合计				44.771	

本项目规模为200MW/800MWh，全站布置625MWh 电池舱128套，625MW 的PCS 升压一体机32套，根据储能厂家提供资料，按照电池舱不超过35kW/台，PCS 升压一体机10kW/台估算，每个储能单元总负荷需要变电容量150kW，由各单元PCS 升压一体机中的辅助变压器提供。

每个储能单元重要负荷（消防、排风通气、BMS）需要负荷容量不超过20kW，全站重要负荷共需约640kW。

4.5.1 独立站用变

根据《电化学储能电站设计标准（GB/T51048-2025）》，大型电化学储能电站宜采用双回路供电，双回路宜互为备用。

每个储能电池舱重要负荷用电设备主要有消防、照明、火灾报警等设备，每套储能单元自用电按不超过20kW考虑，全站按630kVA配置站用变压器。

储能部分站用电与升压站站用合并设计，与一体机中辅助变两回路互为备用为重要负荷供电。

4.5.2 辅助站用变

储能升压舱内配置一台小容量干式变压器，变压器高压侧接在PCS交流侧和升压变之间，变压器低压侧电压为400/230V，高压侧电压为PCS交流侧（集装箱内升压变低压侧）电压。为电池预制舱和升压变流舱内的辅助用电设备供电。电池直流系统取自变流舱内复制变压器。储能系统空调、风扇、照明等用电设备采用单电源供电。另外控制系统、消防系统等重要负荷采用UPS供电。

干式变压器给储能集装箱内的空调和照明、检修负荷供电。干式变高压侧可配置多功能电能表，用于计量系统损耗。干式变高压侧与连接点之间配置断路器，具备过载、过流、短路保护等功能。通讯动力柜主要含有UPS、EMU、交换机、变压器测控、各种配电输出。

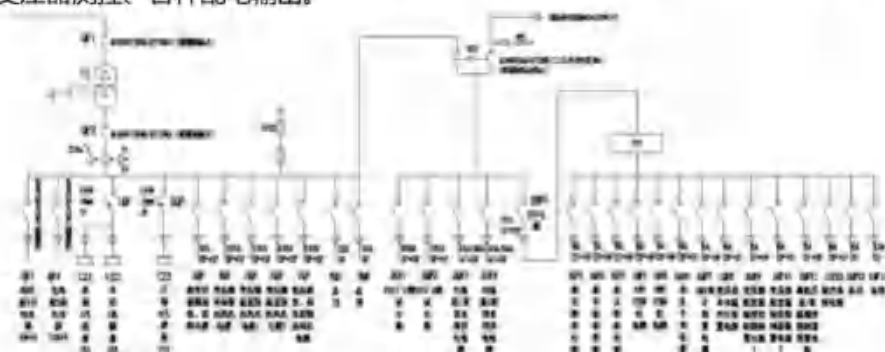


图 4.6-1 辅助系统配电示意图

4.6 储能电站防雷接地

储能设置 4 根 40m 避雷针，作为储能区域防雷保护。

储能部分接地网需与升压站主接地网可靠连接。站内接地采用以水平接地体为主，垂直接地极为辅的复合接地方式，水平接地体选用 60*8 热镀锌扁钢，垂直接地极选用长度为 2.5 米的 DN40 热镀锌圆钢。储能电站所有舱体都应主接地网可靠连接，连接点不小于 2 处，连接处采用搭接焊接方式，焊接点做好防腐处理。构架避雷针接地装置与主接地网连接，并应在其附近装设集中接地装置。

在储能集装箱设计中，所涉及的接地主要有一次接地和二次部分接地。集装箱外部提供 2 个接地点，一二次分开接地。

一次接地主要是机柜外壳保护接地和防雷接地，其中的保护接地主要是机壳安全接地，它是将系统中平时不带电的金属部分（机柜外壳，操作台外壳等）与地之间形成良好的导电连接，以保护设备和人身安全。

二次接地主要是集装箱内控制器件、端子、测量设备、屏蔽电缆等接地。可提高储能系统二次设备的抗干扰能力，降低其产生异常状况的机率，保障储能箱内相关二次回路的安全可靠性。

4.7 储能电站二次部分设计

4.7.1 储能接入电网规定

根据《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547-2024）：

(1) 通过 10 (6) kV 及以上电压等级接入公用电网的电化学储能系统宜装设满足 GB/T 19862 要求的电能质量监测装置；当电化学储能系统的电能质量指标不满足要求时，应安装电能质量治理设备。

本工程电能质量监测系统由升压站配置，需考虑储能电站的接入需求。

(2) 有功功率控制

1) 具备就地和远程充放电功率控制功能，且具备能够自动执行电网调度机构下达指令的功能。

2) 具有参与一次调频的能力，并具备自动发电控制（AGC）功能。

3) 动态响应特性满足以下要求：储能系统功率控制的充/放电响应时间不大于 2s，充/放电调节时间不大于 3s，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不大于 2s；调节时间后，系统实际出力曲线与调度指令或计划曲线偏差不大于±2%额定功率。

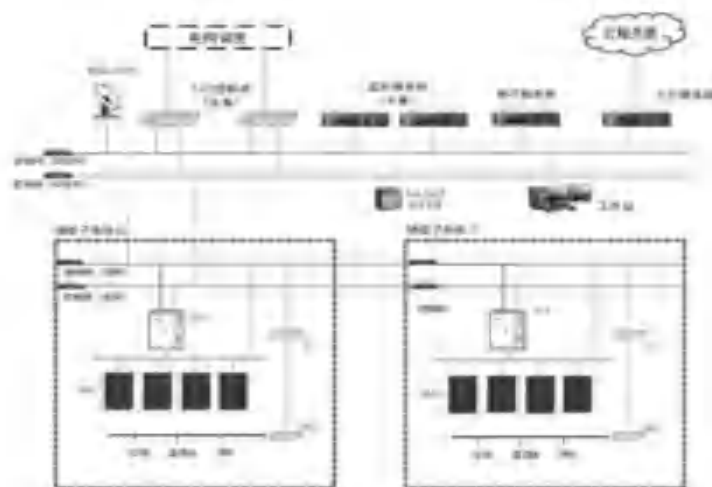
本项目储能功率变换系统已符合上述功能要求。

(3) 无功功率控制

具备就地和远程无功功率控制和电压调节功能。本项目储能功率变换系统已符合此功能要求。

4.7.2 EMS 系统

本工程配置一套储能能量管理系统（EMS），对储能系统进行能量调度和管理，负责收集全部电池管理系统数据、储能变流器数据及配电柜数据，向各个部分发出控制指令，控制整个储能系统的运行，合理安排储能变流器工作。同时，系统既可以按照预设的充放电时间、功率和运行模式自动运行，也可以接受操作员的即时指令运行。EMS 将储能电站的相关信息上传至升压站监控系统，同时获取远方调度指令，实现储能电站的多种复杂功能。



4.7.2.1 储能能量管理系统运行策略

本项目属于电网侧储能项目，建设模式为独立储能模式，收益主要来源于参与电网辅助服务、现货交易。

EMS 负责执行储能站内控制策略和能量管理策略, 根据实时监测数据与历史运行数据, 可以按照既定的能量管理策略进线储能系统充放电的实时管控, 也可以接受电网 AGC 指令运行。

EMS 系统可以根据电池的运行状况或定期对电池进行充放电动态维护。电池维护充放电方法根据电池厂家提供的电池维护指导意见和现场运行条件来制定。电池维护的控制参数和运行流程需由电池厂提供。通过动态维护来维持电池良好的运行工作状态。

基于项目情况,本站 EMS 系统采用开放式分层分布结构,PCS 控制网和数据网各自采用双网星型网络结构。站控层包括监控主机兼操作工作站、数据采集服务器、数据库服务器等设备。间隔层包括电池管理系统(BMS)、功率变换系统(PCS)等设备,完成本间隔设备的就地监视、信息远传等功能,与站控层之间通过 IEC61850/104 规约进行通讯,采用网线或光缆进行连接。能量管理系统接调度指令能实现跟踪计划、平抑波动、补偿预测曲线功能。

1) 监控主机兼操作员工作站: 工作站采用工控机, 一般情况摆放在调度台内, 方便维护管理。监控主机同时兼做操作员及工程师站, 运行人员可通过操作员兼工程师工作站对站内设备进行运行监测和操作控制, 对能量管理系统的维护仅允许在操作员兼工程师工作站上进行, 并具有可靠的登录保护。

2) 数据采集和数据库服务器: 完成对整个储能系统的数据采集、处理、显示和监视、存储功能, 并在满足权限和逻辑时, 对相应的设备进行控制, 还为运行人员提供各种控制管理功能, 并提供多种外部系统接入接口, 可进行系统维护工作时须有可靠的登录保护, 同时还兼具数据服务器的硬件配置, 满足大容量历史数据存储的需求。

3) AGC/AVC 控制服务器: 能够快速响应有功/无功控制目标, 采用优化的控制策略和分配算法, 实时控制各 PCS 设备, 从而快速、精确调整并网点有功/无功功率。电网频率过低或有功严重不足时, 可响应调度紧急控制放电需求。具备 SOC 自动维护、异常监测触发调节、闭锁调节等功能。

4.7.2.4 间隔层配置

1) 就地监控装置: 每个储能单元需配置 1 套就地监控系统, 该系统能够完成与储能电池系统及变流器相关设备的状态监控, 数据采集, 具有遥测、遥控、遥信功能, 对电池、变流器及其他配套辅助设备等进行全面完善的监测, 实时采集有关设备运行状态及工作参数并上传至储能电站储能监控及能量管理系统, 实时传递关键系统数据。故障信息实时存储、传送, 并留与储能电站储能监控及能量管理系统的通讯端口。

2) 间隔层交换机: PCS 控制网根据规模双网配置双套千兆接入交换机, 接入各个分区的测控、变流器、电池管理系统; 若干个接入交换机接入 1 对汇聚交换机, 用于接入站控层网络。信息网根据规模单网配置百兆接入交换机, 若干个电池舱接入 1 对汇聚交换机, 用于接入站控层网络。

4.7.2.5 EMS 系统功能

1) 监测及控制功能

能量管理系统对储能站内的主要设备进行运行监测, 运行监测设备包括:

A. 储能系统的主要设备变流器 (PCS)、电池管理系统(BMS)的电参数进行实时监测, 监测参数包括 PCS 的主要电参数、电池管理系统的堆数据、组串数据、以及单体电压、电流、SOC 数据、以及设备运行中的故障与报警数据。

B. 储能系统的辅助监控设备, 包括消防系统和温度控制系统, 能量管理系统根据消防系统提供的信号进行联动, 当消防报警启动时, 系统停止所有设备的运行。能量管理系统通过空调系统检测集装箱的运行温度, 并参考温度情况进行运行控制。

系统正常运行模式下, 采用自动运行模式和手动运行模式, 在自动运行模式下, 根据运行策略对 PCS 进行自动控制, 人工操作接口关闭。在手动运行模式下, 提供设备的人工操作接口, 接受人工置数控制。

系统工作站提供可视化的监测和操作界面, 系统以拓扑结构图、设备数据列表、曲线图、柱状图、分布图等多种方式显示所有的测量信息。系统操作接口简洁、方便、高效。

2) 告警和故障提示功能

系统提供分级别的告警和故障提示功能, 支持根据用户需求和设备厂家的要求, 设置告警的类型、级别以及告警方式。

系统支持的告警信号包括: 设备自身提供的报警信息, 以及能量管理系统主站提供的系统运行报警信息。

支持文字、语音、闪烁灯多种告警方式。支持告警信息的手动、自动的确认、

删除。支持历史告警信息按类型、按告警源分类查询。

系统提供对所有事件告警信息的历史储存。

3) 历史数据查询

系统按照采集的时间间隔完备的储存所有设备的原始运行数据和系统历史运行数据，数据包括：设备数据、告警数据、系统运行数据、操作控制数据等。系统支持多种关系型数据库，用户可以根据系统情况自行选择数据库。

系统提供友好方便的人机界面，完成历史数据、历史警告和故障信息、操作事件记录的查询、显示。支持按日期、按类型、设备编号查询，并以表格、曲线、柱状图等方式显示查询的历史瞬时数据记录、实时统计数据、历史统计数据。

历史存储对于实时数据能够最少保存最近二年的实时数据（根据存储数据量的大小及存储间隔，配置合适的物理存储设备）。

4) 统计分析功能

系统的分析统计功能包括储能系统的运行情况统计，包括每个储能单元的充放电量、最大最小功率、充放电循环情况统计等进行分时段统计，可以提供各个储能单元之间的数据对比。

同时，还包括对单个设备运行的情况统计，包括故障次数、安全运行累计时长等信息的统计。

5) 报表功能

系统的报表功能包括：报表制作、报表显示、报表发布、报表打印。报表子系统可以非常方便灵活地生成日报、月报、年报。

报表中可显示的数据包括：储能系统的充放电量、充放功率等各种统计值和最大最小值。

4.7.3 储能电站保护配置

(1) 35kV 就地升压变保护

35kV 就地升压变采用断路器保护。

(2) PCS 保护

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。

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、交流进线相序错误保护、电网电压不平衡度保护、输出直流分量超标保护、输出直流谐波超标保护、防孤岛保护；其它保护：冷却系统故障保护、通讯故障保护。

(3) 电池本体保护

电池本体的保护主要由电池管理系统（BMS）实现，BMS 应具备过压保护、欠压保护、过流保护、过温保护和直流绝缘监测等功能。

(4) 其他保护

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断路器（隔离开关），电池出口侧应装设断路器，PCS 直流侧可装设隔离开关。该段保护不独立设置，主要由电池本体的保护实现跳开电池出口侧断路器。

4.7.4 功率控制和调节

储能项目应接入调度端储能集中控制 AGC 系统与 AVC 系统。

依据《电化学储能系统接入电网技术规定》，电化学储能系统应具备恒功率

控制、恒功率因数控制和恒充电/放电电流控制功能，能够按照计划曲线和下发指令方式连续运行。

电化学储能系统在其变流器额定功率运行范围内应具备四象限功率控制功能，有功功率和无功功率应在如图所示的阴影范围内可调。



图 4.7.4 电化学储能系统四象限功率运行范围示意图

(1) 有功功率控制

储能项目应具备就地和远程自动发电控制(AGC)功能，且具备能够自动执行电网调度机构下达指令的功能。储能系统的动态响应特性应满足以下要求：

储能系统的充/放电响应时间不大于2s，充放电调节时间不大于3s，充电到放电转换时间，放电到充电转换时间不大于2s；

调节时间后，系统实际出力曲线与调度指令或计划曲线偏差不大于±2%额定功率。

本项目装设一套有功功率控制系统，接入调度端储能集中控制 AGC 系统。

(2) 电压/无功调节

储能项目应具有电压/无功调节能力，本项目装设一套独立的无功电压控制系统，储能系统同时具备就地和远程无功功率控制和电压调节功能，能够按照调度中心指令自动调节 SVG 发出(或吸收)的无功功率，实现对并网点电压的控制。

4.7.5 智能辅助控制系统

储能电站配置智能辅助控制系统 1 套，含储能视频子交换机、火灾报警及消防联动控制器、门禁主机、环境监测主机、电子围栏等，屏柜布置于升压站二次设备室。

电池预制舱、逆变升压预制舱和配电预制舱均按要求配置火灾报警系统，通过总线方式接入二次设备舱内的智能辅助控制柜中的区域火灾报警及消防联动控制器内，形成火灾报警联动控制系统，可实现远程消防启动。

电池预制舱、逆变升压预制舱、配电预制舱的智辅系统随舱配置，并全部接入到升压站二次设备室的智能辅助控制系统屏内。

最终配置方案以系统接入方案为准。

4.7.6 组网方案

储能电站监控通信是指对储能功率转换系统及电池系统控制及运行监视的通信网络，设计范围包括储能电站每台 PCS 升压舱之间以及每组储能单元至 EMS

监控设备的网线、光缆选型和线路设计等。光缆沿 35kV 汇集线路敷设，并根据储能单元分布情况和控制方式构成光纤网络方式，以保证各储能单元在运行控制、维护管理及故障信息上传等方面的通信需求。

本项目将储能电池舱及对应的 PCS 升压舱机分为 12 组，与储能电站汇集线路分组方式相同。每组储能单元共用 1 条光缆线路与升压站二次室的 EMS 监控设备连接，每套控制、信息交换机利用不同纤芯，形成各自独立的光纤环网，实现监控后台对每套 PCS、电池舱的监控。

4.8 废旧电池处理方案

随着储能产业的迅速发展，废旧动力电池大量报废，势必造成资源的巨大浪费和环境的严重污染。因此，从降低成本以及环境保护和提高资源利用率等方面考虑，回收利用废旧磷酸铁锂动力电池，对于实现我国新能源产业的可持续发展，具有重要意义。

目前，动力电池回收主要存在三种回收方式：物理回收、湿法回收、热法回收，各回收方式对比如下：

工艺方式	概述	优点	缺点
物理回收	精细拆解技术；可将正负极材料修复再生，重新回到生产环节。	全组分、全自动、无污染拆解，可回收磷酸铁锂电池，经济性好。	人工强度大，其他有价金属回收困难。
湿法回收	对锂电池进行破碎分选-溶解浸出分离回收的处理过程，主要包括化学沉淀、溶剂萃取以及离子交换等三种方法。	对设备和操作要求低，化学反应选择多，产品纯度高，对于电池重金属物质回收效率高。	工艺流程较长，回收过程设计腐蚀性溶剂，存在废液污染等问题。
热法回收	不通过溶液等媒介，直接实现各类电池材料或者金属的回收，主要包括机械分选法和高温热解法。	工艺简单，可回收汞、镍、锌等更多重金属。	收率较低，能耗较高，且产生一定的废弃污染。

本工程使用的磷酸铁锂电池中主要包含的金属元素为锂元素，含量占比约 1%，当电池寿命达到设计年限后，可采用物理回收方式，对电芯进行回收。

5 储能电站土建设计

5.1 设计中采用的标准、规范

《电化学储能电站设计标准》GB/T 51048-2025
《电化学储能电站安全规程》GB/T 42288-2022
《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223-2008
《建筑防火通用规范》GB55037-2022
《建筑与市政工程抗震通用规范》GB55002-2021
《工程结构通用规范》GB55001-2021
《混凝土结构通用规范》GB55008-2021
《消防设施通用规范》GB55036-2022
《砌体结构通用规范》GB55007-2021
《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012
《钢结构设计标准》GB 50017-2017
《建筑工程抗震设防分类标准》GB/T 50223-2008
《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2012
《混凝土结构设计规范》GB 50010-2010 (2024 年版)
《建筑抗震设计标准》GB 50011-2010 (2024 年版)
《电力工程地基处理技术规程》DL/T 5024-2005
《工业建筑防腐蚀设计标准》GB 50046-2018
《室外给水设计标准》GB 50013-2018
《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014
《建筑设计防火规范》GB 50016-2014 (2018 年版)
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005
《变电站建筑设计技术规程》DL/T 5457-2012
《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035-2016
《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013
《外壳防护等级 (IP 代码) 》GB 4208-2017

5.2 站区规划和布置

5.2.1 站区规划

项目规划建设总容量为 200MW/800MWh, 建设 6.25MWh 磷酸铁锂电池舱 128 座, 6.25MWPCS 升压舱 32 座, 站用变 1 座, 40m 高避雷针 4 座。

土建建设内容: 建设储能电池舱基础共 128 座; PCS 升压舱基础 32 座; 站用变基础 1 座; 钢管式避雷针及基础 4 座; 围墙、站内道路、水消防及其配套设施、电缆沟等。征地按一期规模。

5.2.2 站区总平面布置

(1) 总平面布置主要设计原则

站区总平面布置根据总体规划、工艺布置, 遵循总平面布置设计原则, 结合地形特点进行布置。

本项目总体规划是在满足工艺要求的前提下, 综合考虑电力系统规划、进出线规划、地形和工程地质条件、防排洪、进站道路引接方向等外部条件, 并结合站址的实际情况进行储能电站设计。

考虑以下要求: 出线方向适应线路走廊要求, 尽量避免线路交叉; 工程征地

按规划容量一次规划、一次征地；站内建构筑物防火间距满足规范要求；尽量节省用地；减少拆迁和对当地现有设施的影响。

(2) 站区总平面布置

(2) 站区总平面布置

储能电站呈矩形型布置，进站道路与已有道路衔接，长约 10m。

储能电站围墙东西长 341m，南北宽 84m，围墙内占地面积 2.8644 公顷，围墙外设 2m 宽防（排）洪设施用地，距离围墙北侧和西侧 10m 处设防洪堤。计列站外防（排）洪设施用地面积后，电站总用地面积 3.126 公顷（合 46.89 亩）。

站内主要布置储能电池舱 128 座，PCS 升压舱 32 座，站用变 1 座，避雷针 4 座，环形站内道路等。储能电站站内由道路划分为 8 个分区，每个分区包含有储能电池舱 16 座，PCS 升压舱 4 座，站用变位于储能电站东侧；4 座避雷针分别位于储能电站西侧、西侧、中部、东侧。储能电站设备间的空地铺 100mm 厚机械破碎石，共 2000m³。

5.2.3 大门、道路、围墙、沟道

储能电站东侧设置 1 扇电动伸缩门，宽 6m，高 2.1m。

站内道路呈环形布置，宽 4.0m，转弯半径 9m，混凝土路面，城市型，面层厚 180mm。进站道路与东侧混凝土硬化道路衔接，路面宽 5m，转弯半径 9m，两侧各设 0.5m 宽路肩，混凝土路面，郊区型。

站区围墙采用带壁柱实体砖墙，高 2.5m，墙厚 240mm，内外侧墙面均以 20mm 厚水泥砂浆抹面，并刷外墙防水涂料；围墙每隔 20m 设伸缩缝一道；壁柱截面尺寸为 370×370mm，间距 3.3m。围墙基础采用素混凝土基础，基础下设 100mm 厚混凝土垫层，基础埋深 1.5m。

电缆沟采用三种规格：800mm×800mm，1000mm×1000mm，1200mm×1400mm。主电缆沟采用现浇混凝土沟体，沟深≤1000mm 时，沟体采用现浇混凝土；沟深>1000mm 沟体采用钢筋混凝土结构，电缆沟沟壁应高出场地地坪 100mm，下穿道路电缆沟采用钢筋混凝土结构。电缆沟采用清水模施工，不再抹面，配无机复合成品盖板，盖板下设橡胶条，伸缩缝处设橡胶止水带。

5.2.4 主要建筑材料

①现浇钢筋混凝土结构如下：

混凝土：C30、C20。

钢筋：HPB300 级、HRB400 级。

型钢：Q235-B。

水泥：普通硅酸盐水泥。

②砌体结构如下：

砌块：MU15

砂浆：Mb7.5

工程建设所需要的水泥、砖、砂石、钢材等均可以在张掖市采购。

5.2.5 站区竖向布置

(1) 竖向布置主要设计原则

储能电站站区竖向布置主要设计原则如下：根据《电化学储能电站设计规范》，本项目储能电站为大型，站区标高应满足 100 年一遇防洪要求。站区采用平坡式布置，竖向布置设计结合站址自然地形条件，考虑工艺布置的影响、站区防洪要求、进站道路的衔接、站区排水便利等因素。

站区场地平整按征地规模一次完成。

(2) 竖向布置方案

储能电站站址所在区域现为戈壁滩，地形相对起伏，东北-西南向（与大中型冲沟走向一致）自然坡度最大，约为 67‰，东-西方向自然坡度约为 37‰（东高西低）。

站区竖向布置结合自然地势条件采用平坡式设计，即站区围墙由东北向西南采用 2% 的设计坡降，雨水采用散排方式，经围墙底部排水孔排至站外。

设计标高综合考虑土方平衡、进站道路布置、防洪要求进行设计。站区综合土方平衡后，场地局部高度加高，场平施工过程中应对填土按《建筑地基基础设计规范》、《建筑地基处理技术规范》相关要求分层填筑，分层碾压，压实系数不小于 0.94。

站址抬高区段围墙底部设浆砌块石护坡，围墙外围设散水。

(3) 站址土（石）方

站址土石方量：填方 6920 立方米、挖方 9220 立方米，基槽余土 2300 立方米，基槽浆砌块石护坡 380 立方米；站址土方综合平衡后需：取土 0 立方米、弃土 0 立方米。

5.3 预制舱和构筑物

5.3.1 预制舱技术要求

(1) 舱体主要技术指标应满足以下要求：

舱体能够适应项目地干旱、风沙大、昼夜温差大等气象环境。

1) 舱体防护等级：IP54；

2) 舱体耐火极限： $\geq 1.0\text{h}$ ；

3) 舱体荷载能力：地面活载 4kN/m^2 ，不上人屋面荷载不低于 0.5kN/m^2 ，最大雪压应满足当地雪荷载数值；稳定风速 40m/s ，阵风 60m/s 条件下不倾覆。

4) 舱体防腐蚀要求：舱承载骨架涂覆处理，外墙为瓦楞板，内墙为保温复合板，实际使用环境条件下，预制舱的外观、机械强度、腐蚀程度等确保满足 25 年实际使用的要求；

5) 环境温度：储存温度 $-50^{\circ}\text{C}\sim+70^{\circ}\text{C}$ ，工作温度 $-45^{\circ}\text{C}\sim+55^{\circ}\text{C}$ 下正常工作；

6) 舱内相对湿度：任何情况下无凝露；

7) 阻沙性：预制舱必须具有阻沙功能，在自然通风状态下新风进风量 $\geq 20\%$ ，阻沙率 $\geq 99\%$ ；

8) 单台空调噪音：设备 1m 处小于 80dB ；

9) 舱体使用寿命：不小于 25 年，寿命期限内具备无限次满载吊装强度。

(2) 结构要求

1) 舱体的重要性系数应根据结构的安全等级设计，设计使用年限按 25 年考虑，25 年内具备无限次满载吊装强度。

2) 舱体采用钢结构预制舱。

3) 钢结构舱体的主体框架以槽钢或矩形管焊接而成。底部为 $t=5\text{mm}$ 花纹钢板，焊接平整，能满足电池架安装的强度和平整度要求。侧板外壳采用有效厚度不低于 2.0mm 的高耐候钢板经成型加强后焊接而成，内壁采用有效厚度不低于 0.8mm 的镀锌彩钢板制作。钢结构舱体骨架应整体焊接，保证足够的强度与刚度。舱体在起吊、运输和安装时不应产生永久变形、开裂或覆盖件脱落。

4) 结构自重、检修集中荷载、屋面雪荷载和积灰荷载等，应按现行国家标

准 GB 50009 的规定采用, 悬挂荷载应按实际情况取用。

5) 地震作用应符合现行国家标准 GB 50011-2010 的规定。舱体抗震性能按下列方法评估:

①舱体抗震性能试验按照 GB 50260—2013 中 6.4 抗震试验的方法进行。在设计的地震作用下, 按规定方法试验后, 舱体防护性能不降低、舱体外立面装饰构件不应脱落、舱内辅控设备完好、舱门无损坏;

②对于由于尺寸原因不具备试验条件的舱体, 舱体框架本身的抗震性能可采用仿真分析验证。

7) 舱体与基础应牢固连接, 宜焊接于基础预埋件上。舱体下场地应具备排水、防潮措施。舱体底部与基础应紧密贴合, 不应有突出的柱脚。

8) 舱底板上应沿每排电池柜(架)布置两根扁钢, 与底板焊接作为电池柜(架)安装基础, 电池柜(架)底盘通过地脚螺栓与扁钢固定。

9) 舱体应采取有效的防腐蚀措施, 构造上应考虑便于检查、清刷、油漆及避免积水。经过防腐处理的零部件, 在中性盐雾试验最少 144h 后应无金属基体腐蚀现象。

10) 舱墙体内应采用保温材料, 保温材料的厚度根据热力学计算确定。在舱内外温差大时(舱外温度低、舱内温度高), 舱内部不应产生凝露。

11) 舱体必须具备良好的防腐、防火、防水、防尘(防风沙)、防震、防紫外线等功能, 必须保证箱体 25 年内不会因腐蚀、防火、防水、防尘和紫外线等因素出现故障, 要求如下:

①防腐功能必须保证 25 年内预制舱的外观、机械强度、腐蚀程度等满足实际使用的要求(集装箱外表面(四周加顶部)涂层总厚度不小于 110um, 其中, 油漆组成不低于如下: 富锌底漆(厚度 $\geq 30\text{um}$) + 环氧中间漆(厚度 $\geq 40\text{um}$) + 聚氨酯面漆(厚度 $\geq 40\text{um}$), 环境防护等级不低于 C3)。

②防火功能必须保证预制舱外壳结构、隔热保温材料、内外部装饰材料等全部使用不燃材料。

③防水功能必须保证箱体顶部不积水、不渗水、不漏水, 箱体侧面不进雨, 箱体底部不渗水。

④防尘(防风沙)功能必须保证在的进、出风口和设备的进风口加装可方便更换的标准通过滤网或过滤棉, 同时, 在遭遇大风扬沙天气时可以有效阻止灰尘进入预制舱内部; 必须保证预制舱防尘(防风沙)功能的长期有效性。

⑤防震功能必须保证运输和地震条件下预制舱及其内部设备的机械强度满足要求, 不出现变形、功能异常、震动后不运行等故障。

⑥防紫外线功能必须保证预制舱内外材料的性质不会因为紫外线的照射发生劣化、不会吸收紫外线的热量等。

5.3.2 建筑物

站区内建筑物: 消防泵房。

综合泵房单层布置, 建筑物长 15.8m, 宽 6.6m, 地上层高 5.4m, 地下一层层高 4.5m, 建筑面积为 104.3m²。建筑物按火灾危险性为戊类, 耐火等级为二级设计。

屋面防水等级二级, 采用有组织落地式水落管排水。

建筑物采用钢筋混凝土框架结构, 屋面为钢筋混凝土现浇梁板, 填充墙采用加气混凝土砌块、M7.5 混合砂浆砌筑, 外墙 300mm 厚, 内墙 200mm 厚。基础采用钢筋混凝土条形基础, 强度等级 C30, 基础埋深 2.5m, 下设 0.15m 厚 C20 混凝土垫层。

抗震设防烈度为7度（0.15g），抗震设防类别为丙类，框架抗震等级为二级。
采用混凝土坡道，外墙及散水内掺入抗裂纤维。装修见下表。

表5.3-1水泵房装修一览表

序号	项 目 名 称	备 注
—	地面工程	
1	水泥砂浆自流平地面	
2	混凝土散水	内掺抗裂纤维
二	屋面工程	
1	屋面	
	屋面保温	120mm厚岩棉保温层
	屋面防水	二级防水，双层三元乙丙橡胶防水卷材
2	顶棚	丙烯酸涂料
三	墙身工程	
1	外墙面层	设80mm厚岩棉保温一体板，防水涂料，局部贴砖
2	内墙面层	内墙乳胶漆
3	外墙门窗	
	自闭乙级钢质防火门	
	窗	单层双玻中空断热铝合金推拉窗（带纱窗）
	百页窗	钢制电动百叶窗

5.3.3 构筑物基础

- (1) 电池舱基础、PCS 升压舱基础、站用变基础均采用 PHC 管桩基础，桩采用 PHC300-AB-70，基础埋深 1.8m，露出地面 300mm。
- (2) 避雷针采用钢管结构，钢材为 Q235B，拼接方式为法兰连接，采用热镀锌防腐，镀锌层厚度不小于 85 μm。
- (3) 避雷针基础采用钢筋混凝土杯型基础，基础埋深 3m，二次灌浆采用 C35 细石混凝土。
- (4) 照明、监控立杆基础采用块式素混凝土基础，基础预埋地脚螺栓。

5.3.4 地基处理

场地地层结构主要为第四系（Q4al+pl）冲洪积产物，按照地基土的工程特性、埋藏分布条件，地基土主要划分为2个地质层序，描述如下：

①碎石（Q4al+pl）：灰色~杂色，稍湿，中密，成分主要为沉积岩（石英砂岩、砂岩、砾岩），变质岩（花岗岩、闪长岩）次之，颗粒抗风化能力较强，表面呈中等风化，个别花岗岩骨架颗粒呈强风化，击打易碎。一般粒径20~100mm，最大粒径达200mm。混少量块石，一般粒径250~350mm，最大粒径达800mm，含量约占总质量的5%，尤其在表层含量较大。碎石整体骨架颗粒质量占总质量的50%~55%，分选性差，级配较好，空隙中主要由角砾、中细砂、粗砾砂填充，层厚0.5~2.0m。

②1角砾（Q4al+pl）：青灰色、棕黄色，中密，稍湿。呈亚圆~次棱角状，成分主要为沉积岩（石英砂岩、砂岩、砾岩），变质岩（花岗岩、闪长岩）次之。一般粒径2~20mm，其中2~5mm，约占20-30%；5~20mm约占30-40%，混少量碎石，

一般粒径20~60mm,最大粒径达200mm,约占5~10%,混零星块石,最大粒径约800mm,含量不超过总质量的5%。空隙中主要由中细砂、粗砾砂填充。层厚在10.0-15.0m。

②2角砾 (Q4al+pl): 青灰色、棕黄色,密实,稍湿。呈亚圆~次棱角状,成分主要为沉积岩(石英砂岩、砂岩、砾岩),变质岩(花岗岩、闪长岩)次之。一般粒径2~20mm,其中2~5mm,约占15-25%; 5~20mm约占30-40%,混少量碎石,一般粒径20~100mm,最大粒径达200mm,约占5~15%,混零星块石,最大粒径约800mm,含量不超过总质量的5%。空隙中主要由中细砂、粗砾砂填充。层厚大于20m。

构筑物基础以②1角砾为基础持力层,②1角砾地基土压缩性低,承载力较高,满足承载力和稳定性要求。

5.3.5 防腐蚀

根据《岩土工程勘察报告》,本工程地基土对混凝土结构具有弱腐蚀性,对钢筋混凝土结构中的钢筋具有弱腐蚀性,地基土对钢结构具有微腐蚀性。

根据《工业建筑防腐蚀设计标准》,本项目混凝土强度采用C30,最小胶凝材料用量300kg/m³,最大水胶比0.50,胶凝材料中最大氯离子质量比0.10%,最大碱含量3.0kg/m³。基础表面刷沥青胶泥涂层,厚度≥300μm。

5.4 水工部分

5.4.1 给水系统

(1) 给水系统

1) 储能站区生活给水系统

储能站区为无人值守,不设生活给水系统。

2) 储能站区消防给水系统

①消防给水设计条件

储能站内共设置1座一体化消防泵房、消防水池,容量按全站一次火灾所需的用水量配置,消防水池水源采用水管网引接的方式。

②消防用水量

储能站区室外消火栓最大用水量为20L/s,最大一次消防用水量为216m³,满足储能电站消防用水,最终确定最大一次消防用水量为216m³。

5.4.2 排水系统

(1) 雨水

1) 全站雨水随场地坡度散排至站外。

2) 电缆沟雨水流入电缆沟渗井。

(2) 生活污水

运行期间不产生生活污水。

5.5 采暖和通风部分

5.5.1 设计范围

本项目为新建工程,设计范围包括站内电池舱、PCS升压一体机、站用变的采暖、通风与空调设计。电池舱、PCS升压一体机、站用变等预制舱内部的采暖、通风及空调由预制舱厂家按照相关规范统一配置。

5.5.2 预制舱的采暖、通风及空调设计

(1) 预制舱的采暖、通风及空调设计，应满足以下要求。

1) 各舱内应根据项目所在地气候条件设置空调、风机、风口等设施，储能电池舱采用液冷方案，舱体设置满足设备运行环境要求：

配置带故障告警输出功能的工业空调，空调应具备相关通信接口，具备远程控制功能。

本地区属高风沙地区，风机入口处应设过滤装置。

2) 所有空调设备采用高效设备，选用节能型空调，降低舱内能耗。各舱体内设置独立的空调自动控制系统。应带故障告警输出功能的工业空调一体机。

3) 设备机架宜自支撑独立安装，并应能满足抗震设防烈度 8 度地震而无构造损坏。

4) 储能预制舱内应有完整的热管理设计方案。

5) 热管理系统应能够对电池组的运行和待机温度进行严格控制，能够根据不同工况，启动不同热管理控制模式，将预制舱内所有电池温差控制在 10°C 以内，预制舱内部环境温度控制在 $15^{\circ}\text{C}\sim 35^{\circ}\text{C}$ 。

6) 热管理系统内部温度控制模式应包含高温冷却模式、低温加热模式，相应控制模式在储能系统运行、待机等不同状态应采用不同阈值参数。

7) 预制舱内部需具备环境温度测量功能，其中温度信号用来参与热管理控制。热管理功能可自动实现。

8) 空调掉电关机后，恢复供电时能够自动启动。空调应具备相关通信接口，故障、告警等信号应上传，具备远程控制功能。

9) 预制舱的内、外部风道采用与预制舱外壳相同的材料和工艺处理。

5.6 储能电站消防设计

5.6.1 设计原则

储能电站消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的设计原则，针对工程的具体情况，积极采用先进的防火技术，做到保障安全，使用方便，经济合理。

在遵守国家有关消防规范的基础上，根据本电站“无人值班，少人值守”的设计原则，合理确定各系统的自动化水平，使火灾报警、监测及系统自动化水平满足本电站的具体使用要求，做到及早发现和通报火警，防止和减少火灾危害，保护人身和财产安全。

5.6.2 消防总体设计方案

电站消防设计与电站总体布置统筹考虑，保证消防车道的布置、安全出口的布置及有关消防设施如消防供水、应急照明、自动报警、通风防排烟、灭火器配置等满足有关消防规范的要求。

根据《电化学储能电站设计标准》要求，预制舱式储能电站应设置消防给水系统，消防给水管网从消防水池引接。

在储能电池预制舱内设置固定式气体灭火系统，并在储能电池预制舱内设置可燃气体探测器、感温探测器和感烟探测器；其他预制舱内设置感温探测器和感烟探测器；电站内应建立防火安全责任制，对电站职工进行消防训练和防火安全教育，定期对消防设施进行安全检查试验，以确保消防系统及其设备的完好性，保证电站安全运行。

5.6.3 消防设计方案

(1) 消防道路

储能电站站内设置宽 4m 的环形道路，转弯半径 9m，道路净空高度大于 4m，保证消防车辆的通行。

(2) 自动灭火系统

储能预制舱内设置全氟己酮气体灭火系统，由厂家集成于储能预制舱内，布置于 pack 级电池模块中，全氟己酮气体灭火系统的流量、压力、浓度和灭火剂喷放时间、喷头间距等参数应符合《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》和《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》规范要求。

自动灭火系统的启动应根据“先断电、后灭火”的原则，先行断开舱级储能变流器断路器和簇级继电器后，方可启动灭火系统进行灭火。

(3) 火灾自动报警系统

在储能电池舱内设置氢气等可燃气体探测器、感温探测器和感烟探测器，探测器由厂家集成安装于 pack 级电池模块。

火灾自动报警及其联动控制系统，具备对本站所有消防设备实行监控管理、故障报警、信息显示、查询打印及信息上传等功能；火灾报警信号、故障报警信号和固定自动灭火系统运行状态信息应上传消防控制室；控制室应设置消防监控系统，对本地区储能电站全部火灾报警系统和消防设备实施集中图形显示，实现实时监视、火警处置、故障报警、远程应急操作、设备状态信息显示和查询打印等功能。

(4) 消防给水系统

根据《电化学储能电站设计标准》规范，本工程设置站内消防给水系统。消防给水泵房和消防水池设置在储能电站，储能电站消防用水从消防水池引接。容量按全站一次火灾所需的用水量配置。

(5) 消防用水量

储能站区室外消火栓最大用水量为 20L/s，火灾延续时间 3h。因此最大一次消防用水量为 216m³，消火栓系统水泵扬程按站区最不利点消防用水所需水压计算。

(6) 站内消火栓系统

消火栓系统由消防水池、消防水泵、消防管网等组成。

消火栓系统配置：

1) 消防管网：从消防水池接引。

2) 储能电站站区消防供水管网沿环形道路内侧敷设，并设置井下消火栓，消火栓供水管管径 DN150，采用钢丝网骨架复合塑料管。消火栓供水主管网采用直埋敷设的方式，消火栓栓口大小为 DN100 和 DN65，并具有防冻措施，消火栓设置永久固定标识。站区室内外配置一定数量的消防水枪。

3) 消防水泵房及消防水池。

(7) 消防供电

火灾自动报警系统设置交流电源和蓄电池备用电源。

消防用电设备应采用专用的供电回路，消防设备应急电源输出功率大于火灾自动报警及联动控制系统全负荷功率的 120%，蓄电池组的容量保证火灾自动报警及联动控制系统在火灾状态同时工作负荷条件下连续工作 3h 以上。

(8) 消防器材配置

全站设消防沙箱 (1m³) 10 座, 消防柜 10 个, 含消防斧、消防铲、消防桶若干, 35kg 推车式灭火器 24 个, 正压式呼吸器 4 个。

6 升压站电气部分

6.1 电气主接线

6.1.1 建设规模

甘肃汇盛新能源开发有限公司山丹东乐北滩 200MW/800MWh 独立储能电站项目新建 330kV 升压站 1 座，终期 2 台主变，本期 1×240MVA，电压等级 330/35/10kV，10kV 不出线。

本次新上主变 35kV 出线 24 回，其中 35kV 储能集电线路 8 回、储能站用 1 回、工作站用 1 回，其它 14 回（预留调相机 4 回）。

本次新上主变下安装 2 组 SVG 无功补偿装置，容量按±30Mvar 考虑。预留 4 回滤波支路位置。

6.1.2 电气主接线形式的确定

电气主接线形式应根据变电所在电力系统中的地位、变电所的规划容量、负荷性质、线路、变压器连接元件总数、设备特点等条件确定。

6.1.2.1 330kV 配电装置的接线形式

《220~750kV 变电站设计技术规程》规定：当 330~750kV 配电装置最终连接元件总数不大于 6 个，且变电站为终端变电站时，在满足运行要求的前提下，可采用线路变压器组、桥型、单母线或线路有 2 台断路器、变压器直接与母线连接的“变压器母线组”等接线。

根据系统确定的建设规模，本变电站 330kV 配电装置远期进出线共 3 个元件（1 线 2 变），综合考虑供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡或扩建等因素，本工程确定 330kV 配电装置采用单母线接线。

6.1.2.2 35kV 配电装置的接线形式

GB50059-2011《35~110kV 变电站设计规范》规定：35kV 配电装置，当出线回路在 2 回及以上时，宜采用扩大桥型、单母线或单母线分段接线。根据变电站的终期建设规模，35kV 配电装置进出线最终共 13 回，主变 1 台，35kV 动态无功补偿装置 2 套，综合考虑供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡等因素，35kV 配电装置主接线本期及终期采用单母线双分支接线，不装设联络开关。

6.1.3 变电所主变中性点的接地方式

本汇集站的 330kV 中性点经小电抗接地，阻值暂定 10 欧姆。

本汇集站的 35kV 中性点经小电阻接地，阻值暂定 101 欧姆。

6.2 短路电流计算

6.2.1 计算条件

母线归算阻抗不含本汇集站变压器阻抗。

6.2.1.2 变压器短路电压百分比

容量：240MVA

容量比：100/100/35

抽头电压：345±8×1.25%/37/10.5kV（10kV 为平衡绕组）

接线组别：YN，yn0+d

阻抗电压: Uk1-2=18%

主变高压侧中性点经小电抗接地, 阻值暂定 10 欧姆。

6.2.2 短路电流计算结果

根据短路电流计算结果 330kV 侧开关按照63kA 设备选择, 35kV 侧开关按照不低于 31.5kA 选择。

6.3 绝缘配合及过电压保护

6.3.1 330kV 配电装置的过电压保护及绝缘配合

6.3.1.1 330kV 配电装置的过电压保护

1) 本变电站采用金属氧化物避雷器限制 330kV 系统过电压水平。经过系统计算, 本站工频过电压满足规定要求, 330kV 断路器可不安装合闸电阻。

2) 330kV 配电装置避雷器的配置

330kV 架空线路入口避雷器的 $U_{r1} > 1.4 \times 363 / \sqrt{3} = 293\text{kV}$ 。

330kV 变压器侧避雷器的 $U_{r1} > 1.4 \times 363 / \sqrt{3} = 293\text{kV}$ 。

金属氧化物避雷器参数见表 6.3-1。

表 6.3-1 330kV 系统用氧化锌避雷器的保护水平表

额定电压 (有效值)	持续运行电压 (有效值)	8/20 μ s、10kA 下雷 电残压 (峰值)	30/60 μ s、2kA 下操作 残压 (峰值)
300	228	727	618

6.3.1.2 330kV 设备的绝缘配合

1) 绝缘子串选择: 经计算, 选择 $23 \times (\text{U160BP/155D})$ 型绝缘子可满足运行要求。

2) 外绝缘爬电距离

设备外绝缘爬电距离 L (cm) 按式 4.3-1 计算:

$$L \geq K_d \lambda U_m = 907.5 K_d \quad (\text{式 4.3-1})$$

λ —电气设备户外电瓷绝缘的爬电比距, cm/kV;

L—电气设备户外电瓷绝缘的几何爬电距离, cm;

K_d —电气设备户外电瓷绝缘爬电距离增大系数。

K_d 与瓷件平均直径 D_m 有关, 对于不同的 D_m 采用如下的爬电距离增大系数:

$D_m < 300\text{mm}$ $K_d = 1.0$

$300\text{mm} \leq D_m \leq 500\text{mm}$ $K_d = 1.1$

$D_m > 500\text{mm}$ $K_d = 1.2$

6.3.1.3 330kV 设备的额定绝缘水平

330kV 设备绝缘配合计算数值见表 6.3-2:

表 6.3-2 330kV 设备绝缘配合计算值

	要求的操作冲击耐受电压计算值	要求的雷电冲击耐受电压
海拔	1000	1000
相-地	$1.15 \times 618 = 711$	$1.4 \times 727 = 1018$
相-相	$1.5 \times 711 = 1067$	$1.4 \times 727 = 1018$

断口	$1.15 \times 618 + \sqrt{2} \times 363 / \sqrt{3} = 1007$	$1050 + 363 / \sqrt{3} = 1260$
----	---	--------------------------------

由上表可知：330kV 设备内绝缘额定操作冲击耐受电压选择相-地 950kV、相-相 1425kV 和断口 (850+295) kV 即可满足要求；相应额定雷电冲击电压选择相-地 1175kV 和断口 (1175+295) kV 也可满足要求。

330kV 设备的额定绝缘水平，见表 6.3-3。

表 6.3-3 330kV 设备的额定绝缘水平 (kV)

标称电压	最高电压	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定操作冲击耐受电压 (峰值)			工频 1min 耐受电压 (有效值)	
		相对地	断口	相对地	相间	断口	相对地	断口
330	363	1175	1175+295	950	1425	850+295	510	510+210

本站 330kV 设备的外绝缘水平，（按海拔 2000 米计算）见表 6.3-4：

表 6.3-4 330kV 设备的绝缘水平 (kV)

标称电压	最高电压	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定操作冲击耐受电压 (峰值)			工频 1min 耐受电压 (有效值)	
		相对地	断口	相对地	相间	断口	相对地	断口
330	363	1330	1330+334	1075	1610	961+334	577	577+238

6.3.2 35kV 配电装置的绝缘配合

6.3.2.1 35kV 配电装置的过电压保护

(1).35kV 配电装置避雷器如下配置：

主变压器低压侧靠近变压器处装设一组氧化锌避雷器；35kV 并联电容器及电抗器各装设一组氧化锌避雷器。

(2).35kV 金属氧化物避雷器参数见表 6.3-5；

表 6.3-5 35kV 系统用氧化锌避雷器的保护水平

额定电压 (有效值)	持续运行电压 (有效值)	8/20 μ s、5kA 下雷电残压 (峰值)	30/60 μ s、2kA 下操作残压 (峰值)
51	40.8	134	114

6.3.2.2 35kV 设备外绝缘爬电距离

35kV 设备外绝缘爬电距离 L (mm) 按式 6.3-2 计算：

$$L \geq K_d \lambda U_m / \sqrt{3} = 125.55 K_d \quad (\text{式 6.3-2})$$

λ —电气设备户外电瓷绝缘的统一爬电比距，mm/kV；

L—电气设备户外电瓷绝缘的几何爬电距离，mm；

K_d —电气设备户外电瓷绝缘爬电距离增大系数。

6.3.2.3 35kV 设备的额定绝缘水平

35kV 设备的额定绝缘水平见表 6.3-6：

表 6.3-6 35kV 设备的额定绝缘水平

标称电压	最高电压	设备类型	雷电冲击耐受电压 (峰值)				工频 1min 耐受电压 (有效值)			
			相对地	相间	断口		相对地	相间	断口	
					断路器	隔离开关			断路器	隔离开关
35	40.5	变压器	185/200	185/200	-	-	80/85	80/85	-	-
		开关	185	185	185	215	95	95	95	118

35kV 设备的绝缘水平，（按海拔 2000m 进行修正计算）见表 6.3-7:

表 6.3-7 35kV 设备的额定绝缘水平

标称电压	最高电压	设备类型	雷电冲击耐受电压 (峰值)				工频 1min 耐受电压 (有效值)			
			相对地	相间	断口		相对地	相间	断口	
					断路器	隔离开关			断路器	隔离开关
35	40.5	变压器	209/226	209/226	-	-	90/96	90/96	-	-
		开关	209	209	209	243	106	106	106	134

6.3.3 主变压器的过电压保护

本变电所主变压器的高压侧及低压侧均装设氧化锌避雷器。

6.4 设备选型

6.4.1 环境条件

本变电所环境条件详见土建部分。

6.4.2 系统概况

- (1).系统标称电压: 330kV, 35kV
- (2).系统最高运行电压: 363kV, 40.5kV
- (3).系统额定频率: 50Hz
- (4).系统中性点接地方式: 363kV 系统: 经小电抗接地; 35kV 系统: 经小电阻接地。
- (5). 回路工作计算电流见表 6.4-2。

表 6.4-2 回路最大工作电流

电压等级 (kV)	回路名称	计算依据	最大工作电流 (A)
330	主变进线	1.05 倍的主变额定电流	440
	母线	穿越功率 600MVA	1049
35	主变进线 (双分)	1.05 倍的主变额定电流	2078

	支)		
	母线	穿越功率 120MVA	1979

6.4.3 主变压器选择

(1).型式: 240MVA 主变采用户外, 三相, 自冷, 有载调压, 铜线圈, 低损耗三绕组升压变压器。

(2).变压器的主要技术规范

240MVA主变规范如下:

容量: 240MVA

容量比: 100/100/35

抽头电压: $345 \pm 8 \times 1.25\% / 37 / 10.5\text{kV}$ (10kV 侧为平衡绕组)

接线组别: YN, yn0+d

阻抗电压: $U_{k1-2} = 18\%$

6.4.4 330kV 设备

1)户外 HGIS 组合电器

A) SF6 气体断路器

额定电压: 363kV

额定电流: 4000A

额定开关电流: 63kA

额定短路持续时间: 3s

B) 330kV 隔离开关

额定电压: 363kV

额定电流: 4000A

额定短时热电流 (有效值): 63kA, 3S

额定动稳定电流 (峰值): 160kA

额定短路持续时间: 3s

C) 330kV 接地开关/快速接地开关 B 类

额定电压: 363kV

额定短时热电流 (有效值): 63kA, 3S

额定动稳定电流 (峰值): 160kA

额定短路持续时间: 3s

D)330kV 电流互感器

额定一次电流: 500-1000-2000A

额定电压: 363kV

额定二次电流: 1A

准确级: TPY/TPY/5P30/5P30-断口-TPY/TPY/5P30/0.2/0.2S

额定输出: 0.2S: 5VA

0.2, TPY, 5P30 级: 15VA

额定短时热稳定电流 (有效值): 3s, 63kA

额定动稳定电流 (峰值): 160kA

2) 330kV 电压互感器

额定电压比: $330/\sqrt{3} : 0.1/\sqrt{3} : 0.1/\sqrt{3} : 0.1/\sqrt{3} : 0.1\text{kV}$

准确级: 0.2/0.5 (3P) /0.5 (3P) /3P

3) 330kV 避雷器

型式：氧化锌避雷器

额定电压（有效值）：300kV

持续运行电压（有效值）：228 kV

操作冲击电流残压（1000A）（峰值）：618kV

雷电冲击电流残压（10kA）（峰值）：727 kV

6.4.5 35kV 设备

本工程 35kV 配电装置分为户外敞开式布置和户内金属铠装型移开式手车柜。主变 35kV 侧为无功补偿设备、集电线路及站用变回路等。主变进线采用户外设备，其余支路采用户内开关柜。

1) 断路器

断路器的参数如下：

型式：SF6 柱式

额定电压：72.5kV（主变低压出口断路器）

额定电流：2500A（主变低压出口断路器）

额定开断电流：31.5kA

额定短路持续时间：3s

2) 隔离开关

型式：双柱水平开启式

额定电压：40.5kV

额定电流：2500A（主变低压出口间隔）

额定动稳定电流：31.5kA

额定短路持续时间：3s

3) 主变 35kV 侧配置独立 CT。

额定电压：40.5kV

额定一次电流：2500A

额定二次电流：1A

准确级：TPY/TPY/5P30/5P30/0.2/0.2S（主变低压侧），

额定输出：TPY、5P、0.2 级 15VA，0.2S 级 5VA。

额定短时热电流（有效值）：3s 31.5kA

额定动稳定电流（峰值）：100kA

4) 35kV 避雷器

型式：氧化锌避雷器

额定电压（有效值）：51kV

持续运行电压（有效值）：40.8 kV

8/20 μ s、10kA 下雷电残压（峰值）：134

30/60 μ s、2kA 下操作残压（峰值）：114

5) 本工程 35kV 配电装置用金属铠装型移开式手车柜，配真空断路器。

额定电压：40.5kV

额定电流：1250/2500A（出线/主变进线）

额定开断电流：31.5kA

额定短路持续时间：3S

6) SVG 动态无功补偿装置

额定频率：50Hz

额定容量: $\pm 30\text{Mvar}$
额定电压: 37kV
冷却方式: 水冷
7) 小电阻
额定频率: 50Hz
电阻值: $50.5\ \Omega$
额定电压: 35kV
7) 35kV 避雷器
型式: 氧化锌避雷器
额定电压 (有效值): 51
持续运行电压 (有效值): 40.8

6.4.6 导体选择

根据导体选择规程规范, 经计算各配电装置导体选择如下:

6.4.6.1 330kV 配电装置

330kV 主变进线间隔按不小于 240MW 的负荷来选择, 根据系统计算, 330kV 母线穿越功率为 600MVA , 主变进出线间隔的导体允许长期运行载流量最小值为: 419A 。

1) 主变间隔内选用 $2\times (\text{LGJ}-400/35)$;

6.4.6.2 35kV 户外配电装置

35kV 主变进线按双分支的方式设计, 故每个分支按不小于 120MW 的负荷来选择, 母线按照通流容量为 240MW 的负荷选择, 经计算: 分支前、分支后及母线的导体允许长期运行载流量最小值依次为: 3959A 、 1979A 、 3000A 。

1) 主变分支前选用 $2\times (\text{NRLH}58\text{GJ}-1440/120)$;

2) 主变分支前母线选用管型母线: $g\ 170/154$;

3) 主变分支后选用 $2\times (\text{NRLH}58\text{GJ}-630/45)$;

4) 主变间隔及母线选用 $2\times (\text{TMY}-125\times 10)$ 。

6.5 电气设备布置及配电装置

6.5.1 概述

根据变电站的建设规模、进出线方向, 本次可研设计布置方案如下。

本期扩建的 1 号升压配电装置区按照台阶式布置, 北侧第一台阶, 由东至西设置 330kV 配电装置→主变及 35kV 配电装置及二次预制舱, 中部第二台阶升压配电装置区, SVG 及滤波器站用变区域, 升压配电装置区南侧西至东设置辅助用房—鱼尾管理区, 各个区域设置环形道路, 进站口位于站区南侧东部及东侧北部。升压站围墙东西方向尺寸为 341 米, 南北方向尺寸为 180 米。

本期扩建的储能区域位于升压站围墙外北侧。

6.5.2 330kV 电气设备布置及配电装置

330kV 配电装置选用户外 HGIS 设备, 布置采用分间隔式布置的配电装置, 母线采用悬吊管型母线。主要技术指标见表 6.5-1。

本项目场地所处海拔高度约为 1543m , 按海拔 2000m 修正, 见下表。

表 6.5-1 配电装置最小安全净距 (mm) (海拔 1600m)

符号	适用范围	35kV	330kV
A' 1	带电导体至接地构架	440	2950
A* 1	带电设备至接地构架		
A2	带电导体相间	440	3250
B1	带电导体至栅栏 运输设备外轮廓线至带电导体不同时 停电检修的垂直交叉导体之间	1190	3700
B2	网状遮栏至带电部分之间	540	3050
C	带电导体至地面	2940	5450
D	不同时停电检修的两平行回路之间水平 距离 带电导体至围墙顶部 带电导体至建、构筑物边缘	2440	4950

6.5.4 35kV 电气设备布置及配电装置

主变 35kV 侧出口总断路器、电流互感器、隔离开关、SVG 串抗、站变及其它分支回路均安装于户外。SVG 阀调节部分、35kV 出线均布置在室内。

35kV 配电装置采用户内布置形式，使用金属铠装型移开式手车柜配真空断路器，双列布置，采用电缆出线。

6.6 防雷与接地

6.6.1 防雷

本工程在主变 330kV 进线处、主变 35kV 侧进线处、每段 35kV 母线及 PCS 和升压站一体舱 35kV 出线处均设置金属氧化物避雷器，构成 330kV 及 35kV 电压等级设备的防雷电过电压保护。在主变 330kV、35kV 中性点引出线上各装设一只避雷器，保护主变中性点绝缘。

本工程升压配电区设置一根构架避雷针、1 根独立避雷针，高度为 35m，形成联合保护，确保 330kV 配电装置区、330kV 主变压器、35kV 配电装置、储能区设备等均在防雷保护范围内。

6.6.2 接地

(1) 本站土壤情况

站址位于戈壁滩区，地下水埋藏较深，可不考虑地下水的影响。根据区域水文地质资料，场地地基土对混凝土结构中的钢筋具弱~微腐蚀性，对钢结构具微腐蚀性。

(2) 接地网设计方案

汇集升压站接地网采用一以水平接地网为主，垂直接地网为辅的人工接地装置，并在构架避雷针和独立避雷针处集中接地装置。构架避雷针接地装置与主接地网连接，并应在其附近装设集中接地装置。独立避雷针和避雷线设独立的接地装置。

独立避雷针、避雷线及其接地装置与道路或出入口、带电体等空气中距离及地中距离满足《交流电气装置的过电压和绝缘配合》GB/T50064-2014 的规定。

本工程接地网材质考虑采用镀锌扁钢作为水平接地体及接地引下线。垂直接

地极采用 $\phi 50$ 热镀锌无缝钢管 (长 2.5m)。

1) 接地电阻计算

本工程综合土壤电阻率约为 $500\Omega\cdot m$ ，接地网面积约为 $61380m^2$ ，应用规程提供的简易计算公式进行计算：

工频接地电阻 $R_{\text{总}} \approx 0.5 \times \frac{\rho_s}{\sqrt{S}}$ ，接地电阻为 1.01Ω 。

根据工程接地电流计算结果，接地电阻允许值为 0.811Ω ，由计算可知，接地电阻值不能满足要求。

考虑站址实际以及地下水埋深情况，设计考虑在整个厂区采用以水平接地体为主、垂直接地体为辅的人工接地体来达到降低接地电阻的目的。经初步计算并参照类似工程的实施效果，接地电阻基本可降至 0.739Ω 左右。

2) 接触电势及跨步电势校验

接地短路（故障）电流的持续时间 t ， $5m$ 层电阻率均值 ρ_f ，

允许接触电势： $u_1 = \frac{1/4 + 0.17\rho_f}{\sqrt{t}}$ (V)；允许跨步电势： $u_2 = \frac{1/4 + 0.17\rho_f}{\sqrt{t}}$ (V)。

经计算，在变电站局部增设水平均压带和在设备操作区铺设绝缘地坪的措施后，可同时满足跨步电压及接触电势的要求。

3) 其他

在构架避雷针、避雷器、屋面避雷带引下接地点周围须加集中接地装置，以利散流。二次设备舱内二次设备用的接地点须与高压配电装置接地点分开，并尽量远离，以免干扰二次设备运行。

6.7 站用电源

6.7.1 站用电设计原则

《220kV~1000kV 汇集站站用电设计技术规程》DL/T5155-2016 第 3.1.2 条规定：110kV~750kV 汇集站站用电源应从不同主变压器低压侧分别引接 2 回容量相同，可互为备用的工作电源。并应装设一台从站外可靠电源引接的专用备用变压器。每台工作变压器的容量至少考虑两台主变压器的冷却用电负荷，专用备用变压器的容量应与最大的工作变压器容量相同。

辉通东乐滩 300MW/1200MWh 独立储能项目新建 330kV 辉通储能汇集升压站前期已上一台 37/0.4kV 干式变压器，接线组别 D，yn11，短路阻抗为 6%，容量 2000kVA 的工作站用变。

根据上述原则，因本站新扩建 1 台主变压器，因此本变电站新上 1 台容量 2000kVA 的工作变压器。

6.7.2 站用变容量选择

站用负荷统计见表 6.7-1。

表 6.7-1 站用变负荷统计表

编号	名称	额定容量 (kW)	站用变压器					负荷性质
			连接 台数	工作 台数	功率 因数	电压 (V)	同时 系数	工作容 量 (kVA)

升压站									
1	断路器电机电源	2.28	5	5		380	1	11.4	经常、断续
2	隔离开关电机电源	2.28	5	5		380	1	11.4	经常、断续
3	主变端子箱	2.28	4	4		380	1	9.12	经常、连续
4	直流充电机电源	42.1	8	4		380	1	168.4	经常、连续
5	UPS电源	15	2	1		220	1	15	经常、连续
6	主变有载调压电源	1.14	4	4		380	1	4.56	经常、断续
7	试验电源柜电源	3.8	1	1		380	1	3.8	不经常、短时
8	智能辅助控制系统柜电源	9.7	2	1		380	1	9.7	经常、连续
9	打印机电源	1.32	1	1		220	1	1.32	经常、连续
10	主变冷却器电源	29.6	8	4		380	1	118.4	经常、连续
11	检修箱	30	5	1		380	1	30	不经常、短时
12	轴流风机	0.48	1	1		380	1	0.48	不经常、短时
13	储能区消防负荷	25	9	9		380	1	225	不经常、连续
	小计 (P1)							608.58	
14	GIS加热及照明电源	3.04	5	5		380	1	15.2	经常、连续
15	消防泵	30	2	1	0.85	380	1	35.3	不经常、短时
16	稳压泵	0.75	2	1	0.85	380	1	0.88	不经常、短时
17	潜污泵等	8.45				380	1	9.9	不经常、短时
	小计 (P2)							297.91	
18	运维管理区用电	214.				38		138.7	经常、连续

		3				0			
19	室外照明	5.6	1	1		38 0		5.6	经常、连续
22	二次设备预制舱	60				38 0		40	经常、连续
	小计 (P3)							140	
	升压站总计 (kVA)	0.85*P1+P2+P3						833.9 6	
二	储能站								
1	PCS舱交流负荷 (120kW/ 舱)	10	60	60		38 0	1	500	经常、连续
	储能站总计 (kVA)							500	

根据表 4.6.6-1 的统计, 升压站交流用电负荷约为 833.96kVA, 考虑一定裕度, 按 2000kVA 选取。

本项目储能区交流用电负荷约为 500VA, 考虑一定裕度, 本期在升压站统一建设 1 座站用变舱, 每座站用变舱配置 1 台 1000kVA 站用变, 每 2 台 1000kVA 站用变均需可满足本期储能区交流负荷接入。

6.7.4 所用电接线及所用布置

1. 升压站区站用电源

交流 380/220 站用电系统与直流、通信电源整合采用交直流一体化电源。升压区站用交流 380/220V 系统远景共设置 2 段母线、2 台 35kV 工作站用变 (容量 2000kVA) 和一台 10kV 备用变。I (II) 段母线通过双电源自动转化开关 (ATS) 接入 #1(#2) 站用变和 0# 备用变。正常情况下两段母线均由工作站用变供电。#0 备用变同时作为两段母线的备用电源, 重要负荷和配电屏负荷分别由两段母线供电。

前期已上 1 台主变、1 台站用变、10kV 备用变, 本期建设 #2 站用变。#2 站用变规格与 1# 站用变一致, 采用 37/0.4kV 干式变压器, 接线组别 Dyn11, 短路阻抗为 6%, 容量 2000kVA。站用电系统布置于预制舱内。380/220 站用电系统采用单母线双分段接线, 正常时分列运行, 两段母线互为备用。

6.8 照明及检修

照明设计范围: 所区、道路及所内建筑物照明设计。

6.8.1 照明电源系统

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。其电源系统分交流电源和直流电源。交流电源来自所用交流配电屏, 主供正常照明使用; 全所停电时, 在需要人员通行的通道处及主控室、继电器室等重要场所装设 220V 直流事故照明, 事故照明正常时由交流供电, 停电时经自动切换装置切换到直流系统, 直流电源是由 220V 直流蓄电池供电。

6.8.2 照明方式

根据《发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T5390-2014) 和国网公司《关于协调统一基建类和生产类标准差异条款》的规定, 站内照明系统根据运行及消防等部门要求设置正常照明、备用照明、疏散照明。正常工作照明采用

380/220V 三相四线制，由站用电源供电。在中控室、配电装置预制舱、二次设备预制舱等按照规程规定需要在停电后继续工作的场所设置备用照明，正常时由交流系统供电，交流系统电源消失后自动转为由蓄电池供电的逆变器供电。根据消防要求，在室内各主要通道和出入口设置疏散照明，采用集中电源供电。

建筑及预制舱内的照明灯具主要采用节能 LED 灯、节能荧光灯，站区道路采用节能

LED 庭院灯作为照明，检修时另设临时照明。

6.8.3 检修系统设计

本变电所根据不同设备的检修需要，在中控综合楼内设检修器材间，在主变区、屋外配电装置区、检修间设检修箱。

6.9 电缆敷设及防火

6.9.1 电缆设计原则

6.9.1.1 电缆选型

电力电缆选择按照 GB50217-2018《电力工程电力设计标准》选择。

6.9.1.2. 电缆敷设

电缆主要采用沿电缆沟敷设的方式，部分电缆采用直埋及穿管暗敷的方式。高频同轴电缆在两端分别接地，并紧靠高频电缆敷设截面不小于 100mm² 两端接地的铜导线。

6.9.1.3. 电缆防火

对电缆沟进建、构筑物的入口及建、构筑物内各控制、保护屏柜底部的留孔，均采用防火封堵等措施，并按相关规程要求在电缆沟适当位置设置阻火包，防止电缆着火串燃。

6.9.2 电缆型式及规格

6.9.2.1 电力电缆

本变电所采用聚乙烯绝缘钢带铠装聚氯乙烯护套铜芯电力电缆，电缆截面不小于 25mm²。

6.9.2.2 控制电缆

本变电所采用聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜带屏蔽的铜芯控制电缆，电缆截面不小于 25mm²。

6.9.2.3 电缆敷设原则

电缆在同一通道中位于同侧的多层支架上敷设时，排列顺序由高至低依次为通信电缆、控制电缆和信号电缆、电力电缆。

6.9.2.4 电缆防火

在建筑物进出口处的电缆沟及所区电缆沟的适当位置设置防火墙，并在防火墙两侧各 1m 范围内涂防火涂料；对配电屏及端子箱等的孔洞采用防火堵料封堵。

6.10 监控系统

6.10.1 概述

本变电所采用目前较先进的分层分布、开放式计算机监控系统，取消常规的控制与信号屏，间隔层的控制及继电保护装置下放布置。

6.10.2 计算机监控系统监控范围

6.10.2.1 本期工程监控范围如下:

240MVA主变压器 1 台
35kV 储能线路 8 回
SVG 2 台
330kV 所有断路器、隔离开关及接地刀
35kV 所有断路器、隔离开关及接地刀
站用变压器 1 台
其它站内公用系统

6.10.3 计算机监控系统设计原则

(1) 遵循“安全可靠、经济实用、符合国情”的原则,选用成熟先进、可靠。具有良好的开放性、扩展性、满足工程需要、抗干扰能力强的产品。

(2) 计算机监控系统为开放式分层分布式网络结构,间隔层设备分散布置。

(3) 变电所内由计算机监控系统完成对全所设备的监控,不再另设其它常规的控制屏及模拟屏。

(4) 变电所内的数据统一采集,资源共享。

(5) 计算机监控系统的电气模拟量采用交流采样,取消常规变送器。在非关口点设有一般电度表,在各电量计费关口点设有电能计量关口表,分别接入单独的电能计费系统。

(6) 保护设备采用微型装置。

(7) 故障录波不占用监控系统网络资源,故障录波信息单独组网。

(8) 本变电所设置远动数据传输设备,通过光纤以太网同各种测控和保护装置通信,将各测控单元采集的数据送入远动设备库中,经规约转换后分别送到不同的调度端。计算机监控主站于远动数据传输设备信息资源共享,不重复采集,节省投资。

(9) 防误操作采用间隔内防误与站级防误相结合的方式。测控单元按间隔配置实现本间隔内的防误操作,它与站级防误系统互相交换信息即可实现全部防误闭锁功能。

(10) 全站配置 1 套时间同步系统,由主时钟和扩展装置组成。主时钟采用双机冗余配置,采用天基授时为主、地基授时为辅的模式,优先采用北斗授时信号;配置时间同步扩展装置,实现站内所有对时设备的软、硬对时,时间同步精度和守时精度满足站内所有设备的对时精度要求。

6.10.4 计算机监控系统方案

6.10.4.1 概况

本工程设置一套微机监控装置,采用双机双网(主网)配置。变电所的控制、信号、测量等均由计算机完成。主控制室取消常规的控制及测量仪表,值班人员利用计算机进行控制操作。

6.10.4.2 微机监控系统网络配置

监控系统采用现场总线网和计算机数据网(以太网)相结合的三层设备两层结构方案,采用分层分布式结构,整个系统分后台主机层、前置层和数据处理层三层设备。后台主机层由操作员工作站,远动主机及工程师站组成,设在主控制

室内。数据采集处理层设备由 I/O 单元组成，设在靠近配电装置的各继电保护小室内，它对相关设备进行测量和控制，并将数据送至前置层。

6.10.4.3 五防系统

本工程对站内现有的一套微机“五防”闭锁系统进行扩容，该系统和微机监控系统结合实施。

6.11 元件保护

6.11.1 变压器保护

1) 主保护功能如下：

二次谐波制动的比率差动保护及无制动的差流速断保护，带 CT 断线闭锁功能，并能够投退，保护动作跳开变压器各侧断路器。

2) 后备保护功能如下：

复合电压起动的二段式过流保护（装于高中侧）；

零序过电流保护（装于高中侧）；

零序过电压保护（装于高中侧）；

过负荷保护（装于高压侧）；

PT 断线告警或闭锁保；

3) 非电量保护

主变本体及有载调压开关装设重瓦斯保护，轻瓦斯动作于信号。压力释放、油位、温度、冷却器故障等非电量保护动作于信号或跳闸。

6.11.2 站用变保护

(1) 速断保护，装于所用变高压侧，瞬时动作断开变压器各侧开关。

(2) 过电流及低压零序保护，作为所用变的后备保护，动作断开变压器各侧开关。

(3) 所用 380 伏系统装设一套备用电源自动投入装置。

6.11.3 35kV SVG 保护

本工程为 SVG 支路配置以下保护。

(1) 过电流保护，反应电容器组引出线间故障，保护瞬时动作于信号和跳闸。

(2) 过负荷保护，反应电容器组的过负荷，延时动作于信号。

SVG 本体出线短路、过流、接地、过负荷等所有故障和事故情况，由 SVG 成套装置应能够快速判断故障类型，并作出切除 SVG、延时切除 SVG、发出告警等满足电网要求和设备要求的动作。

6.12 计算机监控系统布置方案

根据计算机监控系统和微机保护装置的特点以及一次设备的选择情况，本工程监控和保护装置拟采用分散式布置方案。

监控和保护装置拟采用分散式布置方案。

监控系统站控层设备布置在主控制室内，布置有操作员工作站，远动主机及工程师站、打印机等设备。数据采集处理层设备设置在主控室内。

整站配置一个继电器小室（主控室），布置 330kV 出线和主变的保护和监控设备，布置 35kV 公用保护和监控设备。35kV 出线及 SVG 设备的保护测控装置下

放安装在开关柜上。

6.13 抗干扰以及屏蔽措施

超高压变电所内的电磁兼容问题一直令人关注，当间隔层设备布置下放到配电装置就地的继电器室内时，这个问题就显得更为突出。在强调监控、保护设备自身的抗干扰能力的情况下，还必须采取屏蔽、滤波、限幅、接地等一系列抗干扰措施，以限制阻抗耦合产生的传导类干扰和空间电磁波产生的辐射类干扰，保证设备和系统的安全可靠运行。

根据近年国内对超高压变电所内的电磁兼容问题进行的大量研究测试所提出的解决继电器室电磁干扰措施，本变电所采用的抗干扰措施如下：

6.13.1 对传导类干扰采取的措施

布置于就地继电器室的所有敏感电子设备均应采用输入/输出回路隔离、硬件滤波、限幅等干扰措施，其具体措施及指标应满足相关国家标准以及电力行业标准的要求；

进入继电器室的直流电源应在设备角度考虑电源滤波装置，小室内不再另设独立的电源滤波器；

涉及到高压配电装置的电缆应采用辐射状敷设，尽量避免与高压导线并行敷设；

二次回路电缆采用屏蔽电缆，屏蔽层良好接地；

所有敏感电子装置的工作接地实现“一点接地”，不得与安全地或保护地混接；

测控屏及保护屏内装设截面不小于 100mm²、且对屏体绝缘的专用接地铜排，相互连同和首末端连接后与地网一点连接；

结合滤波器置保护屏的高频同轴电缆应两端接地，并紧靠高频同轴电缆敷设截面不小于 100mm²、两端接地的铜导体。

6.13.2 对辐射类干扰采取的措施

控制室应，应尽可能避开强电磁场、强振动源和强噪声源的干扰，还应考虑防尘、防潮、防噪声、并符合防火标准；

保护小室采用普通砖混结构，墙体内部衬铺屏蔽网，小室屋面板采用钢筋混凝土现浇面板，面板的钢筋网要求焊接，并与小室四角构造柱内的钢筋焊接，与墙体内部衬铺的屏蔽网焊接，最后与地网一点连接，从而形成一个屏蔽网，同时依靠继电器本身的屏蔽作用来有效地抑制来自继电器室各方面辐射性的电磁干扰。

6.14 操作电源系统

6.14.1 直流系统

本站采用 220V 直流系统，混合供电方式。共有两套阀控式密封免维护铅酸蓄电池，每套容量为 400AH。直流负荷包括整个变电站的控制、保护、事故照明、交流不停电电源等控制、动力负荷。

经校核，现有直流系统容量及小室直流分屏满足本期扩建要求，故保持现状保持不变。

6.14.2 交流不停电电源系统

本站交流不停电电源采用均由 2 台容量为 15kVA 的 UPS 串联冗余组成，满足

本期扩建需求。

6.15 智能辅助控制系统

(1) 配置原则

全站配置 1 套智能辅助控制系统实现图像监视、安全警卫、火灾报警、消防、照明、采暖通风、环境监测等系统的智能联动控制，实时接收各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、计算、判断、统计和其它处理。

智能辅助控制系统由视频监控子系统、安防子系统、消防子系统、环境监测子系统等组成。

(2) 视频监控子系统

由视频处理单元、前端视频设备、网络设备构成，对储能站重点设备及安防进行视频辅助监控和记录，其功能按满足安全防范要求配置。视频处理单元等后台设备按全站最终规模配置，并留有远方监视的接口，就地摄像机按本期建设规模配置。

在 330kV HGIS、主变、储能区，35kV 配电装置舱、电池舱、二次舱等设置视频摄像头。

(3) 安防子系统

表 6.15-1 储能站安防监视系统配置一览表 (mm)

序号	安装地点	摄像头类型	数量
1	主变压器区	室外网络高清摄像机	每台主变压器配置1台
		热感应枪机	每台主变压器配置1台
2	330kV配电装置区	室外网络高清摄像机	配置4台
3	二次设备室	室内网络高清摄像机	配置2台
4	35kV配电装置舱	室内网络高清摄像机	每个舱4台，舱厂家配置

(4) 火灾自动报警子系统

前期已设置 1 套火灾自动报警系统，火灾自动报警系统设备包括火灾报警控制器（组柜安装于主控及消防控制室、感温感烟探测器、气体探测器、消防广播、控制模块、信号模块、手动报警按钮等。火灾报警系统能与视频监控系统进行联动，当火灾发生时，火灾报警控制器可及时发出声光报警信号，显示发生火灾的地点，并联动摄像机进行录像。火灾探测区域按独立房（套）间划分。火灾探测区域有：户外主变、35kV 配电装置舱、电池舱、PCS 及升压变舱、二次舱等。

本期对火灾报警子系统进行扩容。

(5) 环境监测子系统

环境监测设备包括环境数据处理单元 1 套、温度传感器、湿度传感器、SF6

传感器等，各类等传感器根据环境测点的实际需求配置，数据处理单元布置于二次设备舱，传感器安装于设备现场。

本工程 35kV 开关柜采用 SF6 设备，35kV 配电装置舱配置一套 SF6 气体监测系统。

6.16 全站同步时钟系统

时间同步系统的主要功能就是为用户站用时设备提供全站统一的时间基准。

时间同步系统由主钟时钟单元、时钟扩展单元、传输介质组成。按照 DL/T860 标准建模，具备完善的自描述功能，以 MMS 机制与站控层设备通信，相关自检信息经 MMS 接口直接上送站控层设备。采用通过站控层 SNTP 对时端口实现 MMS 通讯。

在二次小室设置主钟时钟单元一套，由于主钟的时间信号输出路数有限，时钟扩展单元按继电器小室配置。继电器小室内对时用传输介质采用屏蔽控制电缆，时钟扩展单元至主钟时钟单元采用光纤。

变电站主钟时钟单元按双主钟配置，同时接收北斗基准时间信号、GPS 基准时间信号。时间输出信号方式有：脉冲信号、IRIG-B 码、串行口时间报文、SNTP 网络时间报文。站控层采用 SNTP 网络对时，间隔层设备优先采用 IRIG-B 对时方式。

时钟扩展单元的时间信号由主钟通过光接口输入，支持主钟时钟单元两路输入且能够自动切换。

6.17 非关口计量系统

本次工程在 SVG 进线处，按单表方案采用智能计量表计。智能计量表计所需的电流、电压经电缆由 CT、PT 二次绕组获得。

关口计量表配置详见自动化部分。

6.18 状态监测系统

6.18.1 监测范围

变电站内所有的变压器的状态信号归入状态监测系统的监视范围。

6.18.2 系统构成

1) 状态监测系统按自成独立系统配置，自成系统时应能遵循 DL/T860 标准实现与变电站信息一体化平台交互信息。状态监测系统应采用分层、分布、开放式设计，整体结构应分为两层，分别处于变电站的站控层和间隔层，层与层之间应相对独立。

2) 站控层主要由数据处理服务器组成，提供站内运行的人机界面，实现状态监测数据的展现（包括实时数据、历史趋势等）和设备的综合评估分析、辅助决策等功能，数据处理服务器可与自动化监控系统一体化集成。数据处理服务器应遵循 DL/T860 标准与间隔层设备通信，并与其他数据平台采用 DL/T860 标准进行数据通信和信息互动。

3) 站控层设备集中布置在公用设备室内。

4) 站控层通信应遵循 DL/T860 标准。

6.18.3 系统功能

6.18.3.1 数据采集和处理

1) 状态监测系统应能实现数据采集和处理功能，其范围包括变压器状态。

2) 变压器的状态监测 IED 可根据工程需要采集油色谱 (H₂、CO、CH₄、C₂H₄、C₂H₂、C₂H₆、H₂O、CO₂)、铁芯接地电流和油中含水量等工况信息, 并能实现实时采集、设备异常报警、事件顺序记录 and 诊断功能。

6.18.3.2 系统远程维护

- 1) 数据处理服务器应设置远程诊断接口, 以实现远程登录诊断功能。
 - 2) 远程维护能够通过专用软件实现对数据处理及通信装置可靠的程序升级、参数修改、远动信息表组态、故障诊断、数据查询等功能;
- 状态监测系统的信息交互应遵循 DL/T860 标准。

6.18.4 系统通信

6.18.4.1 与远方监控中心主站通信

数据处理服务器向远方监控中心发送设备状态数据及响应召唤请求。

状态监测系统所采集的状态信息应满足远方监控中心系统对信息内容、精度、实时性和可靠性等的要求。

状态监测系统的信息传送应满足远方监控中心系统有关传输方式、通信规约及接口的要求, 应遵循 DL/T860 标准实现信息交互, 并通过综合数据网实现与远方监控中心的状态监测主站实现通讯。

数据传输采用数据单向流通的方式, 实现实时上传状态监测采集数据、实时上传状态监测综合分析结果数据。

6.18.4.2 与间隔层各监测单元通信

状态监测信息的传送应满足系统有关传输方式、通信规约及接口的要求, 应遵循 DL/T860 标准实现信息交互。

状态监测系统应负责实现全站各状态监测 IED 的集成工作, 收集处理各设备状态检测信息和运行工况信息。

6.18.4.3 与变电站监控系统的通信

数据处理服务器遵循 DL/T860 标准实现与变电站监控系统的信息交互和互动。

7 升压站土建设计

7.1 设计中采用的标准、规范

《工程结构通用规范》GB 55001-2021
《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002-2021
《建筑与市政地基基础通用规范》GB 55003-2021
《钢结构通用规范》GB 55006-2021
《建筑环境通用规范》GB 55016-2021
《砌体结构通用规范》GB 5007-2021
《混凝土结构通用规范》GB 55008-2021
《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB 55015-2021
《建筑给水排水与节水通用规范》GB 55020-2021
《民用建筑通用规范》GB 5031-2022
《消防设施通用规范》GB 55036-2022
《建筑防火通用规范》GB 55037-2022
《变电工程总布置设计规程》DL/T 5056-2024
《变电站建筑结构设计技术规程》DL/T 5457-2012
《220kV-750kV 变电所设计技术规程》DL/T 5218-2012
《建筑设计防火规范》(2018 年版) GB 50016-2014
《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229-2019
《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223-2008
《电力设施抗震设计规范》GB 50260-2013
《建筑抗震设计标准》(2024 年版) GB/T 50011-2010
《建筑机电工程抗震设计规范》GB 50981-2014
《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012
《混凝土结构设计标准》(2024 年版) GB/T 50010-2010
《砌体结构设计规范》GB 50003-2011
《钢结构设计标准》GB 50017-2017
《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011
《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T 50046-2018
《混凝土结构耐久性设计标准》GB/T 50476-2019
《电力工程地基处理技术规程》DL/T 5024-2005
《工业建筑采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019-2015
《发电厂采暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035-2016
《变电站和换流站给水排水设计规程》DL/T 5143-2018
《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140-2005
《电力设备典型消防规程》DL 5027-2015
《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013
《建筑给水排水设计标准》GB 50015-2019
《室外给水设计标准》GB 50013-2018
《室外排水设计标准》GB 50014-2021
《电力大件运输规范》DL/T 1071-2007
《钢结构防护涂装通用技术条件》GB/T 28699-2012
《钢结构高强度螺栓连接技术规程》JGJ 82-2011

《轻骨料混凝土结构设计规程》JGJ 12-2006
《钢结构、管道涂装工程技术规范》YB 9256-96
《建筑地基处理技术规范》JGJ 79-2012
《建筑地基检测技术规范》JGJ 340-2015
《输变电工程防灾减灾设计规程》DL/T 5630-2021
《污水综合排放标准》GB 8978-2002
《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348-2008
《工业企业噪声设计规范》GB/T 50087-2013
《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB 12523-90
《声环境质量标准》GB 3096-2008
《地表水环境质量标准》GB 3838-2002
《农田灌溉水质标准》GB 5084-2005

7.2 建设规模

土建本期建设内容主要有：主变压器基础 1 座；综合电气舱基础 2 座、SVG 动态无功补偿装置、35kV 设备支架和基础以及电缆沟。扩建内容详见表 7.2-1。本期扩建位于一期升压站预留区，不再新征用地。

表 7.2-1 升压站建设本期规模一览表

编号	名 称	规 格	单位	数量	备 注
1	1#综合电气舱基础	尺寸： 26.52x11.75x3.9	座	1	钢筋混凝土基础
1.1	2#综合电气舱基础	尺寸： 26.52x11.75x3.3	座	1	钢筋混凝土基础
2	主变及 35 千伏				
2.1	主变基础	240MVA	座	1	
2.2	主变充氮灭火柜基础	基础高：0.15m	座	1	
2.3	风冷控制柜基础	基础高：0.15m	座	1	
2.4	油色谱在线监测柜基础	基础高：0.15m	座	1	
2.5	66kV 断路器基础	基础高：0.20m	组	2	
2.6	35kV 隔离开关支架及基础	高 3.0m,相距 1.2m	组	2	
2.7	35kV 电流互感器支架及基础	高 3.0m,相距 1.2m	组	2	
2.8	35kV 避雷器及支持绝缘子联合支架	高 3.5m,间距 1.2m	组	2	
2.9	35kV 支柱绝缘子支架	高 3.5m,间距 1.2m	组	2	
2.10	35kV 母线架及基础	高 5m	只	1	
3	330 千伏		座	2	
3.1	330kV HGIS 基础(主变间隔)	基础高 0.15m	座	1	
3.2	330kV 电压互感器基础及支架	高 2.5m,相距 5.4m	只	3	
3.3	330kV 避雷器基础及支架	高 3.5m,相距	只	3	

		5.4m			
4	35kV 静态无功补偿装置 SVG 基础		组	2	
5	检修箱基础	基础高 0.15m	座	1	
6.1	小电阻接地装置	基础高 0.15m	座	1	
6.2	小电阻基础	基础高 0.15m	座	1	
7	断路器端子箱基础	基础高 0.15m	座	1	
8	摄像头基础	基础高 0.20m	座	10	
9	户外投光灯基础	基础高 0.20m	座	10	
10	电缆沟	1100×1000	m	250	钢筋混凝土

7.3 站区总布置与交通运输

7.3.1 总平面布置

本期主变扩建区位于升压站北侧，一期升压站总平面布置各功能分区已经明确，站内主干道路等交通运输已经建成，不再新征用地。

扩建设备区等需要铺设成品混凝土方砖操作地坪。

5.3.2 站区竖向布置

本期扩建部分场地竖向布置均同一期工程竖向布置保持一致。

扩建场地地面雨水采用有组织排水方案，该区域排水系统前期扩建工程已完善。

5.3.3 防洪措施

防洪措施一期已建设完成，满足本期扩建的需要。

5.3.4 新建电缆沟等

新建电缆沟采用采用钢筋混凝土浇筑，成品沟盖板，盖板下设通长柔性垫块。伸缩缝处设橡胶止水带。

5.3.5 土方工程量

本次扩建站址开挖土方 3490.09 立方米，回填土 2031.06 立方米、弃土 1459.04 立方米。

5.3.6 交通运输

1) 主变压器运输

主变压器运输重量 150 吨（充氮运输），不考虑主变含油运输。

主变运输外形尺寸：长×宽×高=8600×3400×3600mm。

运输装车地点：主变压器生产厂家

运输卸车地点：变电站

公路运输车辆：载重 200 吨多轴大型平板车，自重 60 吨（含牵引车）；平板车外形尺寸为长×宽×高=17500×3700×1400mm，轮距布置为 9 排 18 轴、轮胎 72 个，轴距为 1500mm，轮距为 2200mm。

主变和大件设备可由汽车经公路运输至站址。主变和大件设备运输道路为高等级公路、国道、省道、县级公路、乡镇公路，沥青混凝土路面。路况满足主变运输的要求。

另外，本工程主变和大件设备运输前必须分别到各路政管辖地区相关部门办理超限、超载运输手续。

区域交通完善，并能满足本期扩建运输需要。

2) 进站道路

本期利用前期进站道路，不扩建进站道路。

5.3.7 主要建筑材料

1) 现浇钢筋混凝土结构如下;

混凝土: C35、C30、C20;

水泥选用普通硅酸盐水泥

钢筋: HRB400 级。

2) 砌体结构如下:

环保型砌块: MU7.5、MU10、MU15。

砂浆: M7.5、M10、M15。

3) 钢结构如下:

钢材: Q235-B、Q355B、Q355C。

螺栓: 6.8、8.8 级。

大部分建筑材料需从甘肃省张掖市及山丹县采购。

7.4 建筑、结构

本期扩建不涉及建筑物。

7.5 变电构、支架及设备基础

7.5.1 支架及设备基础

支架采用 $\phi 300 \times 6$ 、 $\phi 250 \times 6$ 直缝焊接圆钢管柱、型钢横梁及板材, 基础采用混凝土杯口基础。

主变压器基础采用现浇钢筋混凝土结构, 其他支架、设备的基础均采用混凝土结构。

7.5.2 钢结构防腐

支架及其附件采用热浸镀锌防腐, 凡不能镀锌处或在现场安装时局部焊缝或镀锌层破坏处, 均采用环氧富锌漆补刷, 底漆和面漆各两道。

7.6 基础及地基处理

7.6.1 建(构)筑物基础方案

综合电气舱(预制)采用钢筋混凝土条形基础, 基础埋深 2.0m;

主变压器基础采用钢筋混凝土基础, 基础埋深 2m;

其余设备支架基础采用混凝土杯型基础, 基础埋深 1.5m。

7.6.2 地基处理及基础防腐

主变扩建在原变电站围墙内预留场地进行, 站址区域地质构造相对稳定, 无不良地质作用发育, 适宜建设。根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015), 站址 50 年超越概率 10% 的地震动峰值加速度为 0.15g, 地震基本烈度 VII 度。

场地地貌单元属祁连山山前冲洪积倾斜平原, 地势平坦。表层覆盖层主要为第四系全新统冲、洪积物, 厚度 3.0~50.0m, 综合评价场地类别为 II 类, 场地属中硬场地, 属建筑抗震有利地段。

场地内分布的地层时代及成因主要为第四系冲积、洪积层, 现将揭露的地层岩性分述如下:

①角砾(Q4al+pl): 杂灰色、青灰色, 颗粒级配不良, 磨圆度差, 多呈棱角形~次棱角形, 骨架颗粒间呈交错排列连续接触。该层大于 2mm 的颗粒含量约占总量的 50~65%, 一般粒径为 5~15mm, 其中碎石含量约占总量的 10~15%, 偶见块石, 局部夹粉细砂及粉质粘土薄层透镜体, 表层 0.5m 含大量粉土及粉细砂混合土。母岩成份以砂岩、灰岩、花岗岩、石英岩等为主。呈弱风化, 充填物为中粗砂等, 充填饱满, 稍湿, 中密~密实。该层在场地钻孔中均有分布。

本层厚度 8.00~15.80m, 最大揭露厚度 15.80m (未揭穿), 地基承载力特

征值 $f_{ak}=400\text{kPa}$ 。

地基土对混凝土结构具有微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中的钢筋具有微腐蚀性。

站址场地土不具盐胀性及溶陷性。

(2) 地基处理及防腐

本期扩建场地地基处理及基础防腐方案如下：

1) 本期扩建场地地处站区挖方区，其地基处理同一期工程保持一致，即扩建构筑物基础下采用天然地基作为持力层。

2) 建构筑物基础采用 C30 及以上混凝土，基础下垫层采用 150mm 厚的 C20 混凝土。

3) 建构筑物钢筋混凝土结构构件的裂缝控制等级为三级，最大裂缝宽度允许值应小于或等于 0.20mm，钢筋混凝土基础（含基础梁）的保护层为 50mm。

4) 建构筑物基础表面刷沥青冷底子油两遍，外设沥青胶泥涂层，沥青胶泥涂层厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

5) 基础及地表以下建构筑物所使用的水泥均选用普通硅酸盐水泥，水泥标号不低于 42.5。

6) 直埋镀锌钢管等，埋入地下部分外刷环氧沥青厚浆型涂料，厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

7.7 采暖通风部分

7.7.1 设计范围

本工程无新建建筑物，设计有综合配电舱 2 座、SVG 预制舱 2 座。预制舱的采暖、通风及空调由预制舱厂家按照规范配置。

7.7.2 设计原始资料

1) 温度

夏季通风室外计算温度： 26.9°C

夏季空调室外计算温度： 37°C

夏季空调日平均室外计算温度： 25.1°C

冬季采暖室外计算温度： -13.7°C

冬季通风室外计算温度： -9.3°C

冬季空调室外计算温度： -17.1°C

2) 湿度

最冷月月平均室外计算相对湿度 37%

最热月月平均室外计算相对湿度 52%

3) 风向。

夏季室外平均风速 2.0m/s

冬季室外平均风速 1.8m/s

全年主导风向 C

冬季室外大气压力 855.5mmHg

夏季室外大气压力 846.5mmHg

7.7.2 采暖

筑物采暖采用电暖器分散供暖方式，冬季房间的设计温度为 $16^{\circ}\text{C}\sim 18^{\circ}\text{C}$ 。综合配电舱及 SVG 预制舱内采暖设备由预制舱考虑配置。

7.7.3 通风

根据工艺房间的性质不同，各建筑物（房间）均采用自然进风、机械排风的通风方式。

各预制舱通风采用机械通风，消除室内热量，同时兼作事故后通风，由预制舱设备厂家按相关规范配置。各预制舱换气次数按不小于 6 次/h 通风设计。

7.7.4 空调部分

预制舱内空调采用普通风冷分体空调，夏季可以制冷，冬季可以制热。夏季室内温度保持在 26°C~28°C，本次扩建部分主要以预制舱位置，各预制舱空调设备配置由预制舱设备厂家按相关规范配置。

7.8 水工部分

7.8.1 供水系统

升压站工程生活给水部分一期工程已完成，满足本期扩建需要。

2、站区消防给水系统

(1) 站区消防给水系统

站区室外消火栓给水系统一期已建成，满足本期扩建需要。

(2) 主变压器灭火系统

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229-2019 中第 11.5.4 条规定，单台容量为 125MVA 及以上的油浸变压器、200Mvar 及以上的油浸电抗器应设置水喷雾灭火系统或者其他固定式灭火装置。本工程扩建 1 台 330kV 主变压器容量为 240MVA。本工程主变压器灭火系统同一期保持一致，采用排油注氮灭火系统作为主变压器的主要消防措施，同时配置室外消火栓、消防砂箱、消防铲、消防斧及消防铅桶作为辅助消防措施。

(3) 消防用水量

站内各消防给水系统设置情况详见表 7.1-1。

表 7.1-1 消防水量及水压计算表

序号	保护对象	消防用水项目	消防用水量 (L/s)	火灾延续时间 (h)	消防用水量合计 (L/s)	火灾延续时间内消防用水量 (m ³)	消防水压 (MPa)
1	厂房	室外消火栓	15	2	15	108	0.55
2	主变压器	室外消火栓	20	2	20	144	0.55

本变电站消防消火栓系统最大用水量为 20L/s，最大一次消防用水量为 144m³，消火栓系统消防水泵扬程按站区最不利点消防用水所需水压计算，为 0.55MPa。变电站一次消防总用水量为 144m³。

站区一期已设计有 1 座 220m³消防水池，2 台 20L/s、0.66MPa 的电动消防泵，满足本期扩建水量及水压的使用要求，本期扩建消防系统所需消防用水从一期消防管网引接。

7.8.2 排水系统

(1) 生产、生活及雨水污水系统

站区生活排水系统一期已建成，满足本期扩建需要；

变电站站区雨水采用散排；

电缆沟在过道路等最低处设置渗井排放。

(2) 变压器事故排油

站区内含油污水主要指 330kV 主变压器油坑内的含油污水及雨水，站区一期已设事故油水分离池（一期已建成）。本次扩建主变事故排油暂定接入一期事故

油水分离池，分离出来的废油应及时处理，以免污染环境，平时的雨水等通过管道排至站区排水系统。

7.8.3 管道敷设

(1) 扩建区排油管均采用直埋敷设，180°混凝土带状枕基，材质为钢筋混凝土管道，采用承插式橡胶圈接口。

(2) 站区排油检查井均采用钢筋混凝土结构。

(3) 站内外给水排水管道及附属水工构筑物基础下地基处理及防腐详见地基处理部分。

(4) 排水球磨铸铁管、镀锌钢管采用四布三涂加强级防腐，即管外包玻璃丝布一层，刷热沥青一道，再包玻璃丝布一层，刷热沥青一道，按此法共做三层，每层厚度不小于 2mm，最外侧再包玻璃丝布一层，总厚度不小于 6mm。

7.8.4 给水排水及事故排油设备材料

站区给水排水及事故排油设备材料表详见 7.8-1。

表 7.8-1 站区给水排水及事故排油设备材料

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	电缆沟雨水渗井		座	15	混凝土结构
2	预制舱雨水渗井		座	4	混凝土结构
3	排油管	DN400	m	115	钢筋混凝土管
4	排油检查井	1.0×1.0×2.5m	座	4	钢筋混凝土管，拆除并新建

7.9 升压站消防设计

7.9.1 消防设计范围

本工程消防设计的范围主要包括总图布置、建筑结构、电气、水工及暖通等专业，对变电站内的工艺系统和建构筑物应采取的消防措施。

主要包括：

- 1) 站区总平面布置与交通。
- 2) 站区建构筑物的安全疏散和建筑物构造。
- 3) 变电站电气等工艺系统的消防措施。
- 4) 变电站主要电气设备的灭火装置。
- 5) 消防供电及照明。

7.9.2 消防设计原则

本工程依据国家有关消防条例、规范进行设计，本着贯彻“预防为主，防消结合”的消防工作方针，消防系统的设置以加强自身防范力量为主，立足于自救，同时与消防部门联防，做到“防患于未然”，从积极的方面预防火灾的发生及蔓延。本变电站内的电气设备较多，消防设计的重点是防止电气火灾。

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措施。在建筑物的防火间距及建筑结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。

灭火器选择的基本原则，主要从环境因素、毒性、灭火性能、适用火灾类别及典型场所等方面考虑。

在一般电气设备及公共场所设置灭火器材，对主要电气设备要采取两种以上

的灭火手段。

建立全站的火灾探测、报警及控制系统。以便早期发现通报火灾，并及时采取有效措施，控制和扑灭火灾。

消防设施的管理与使用考虑值班人员与消防专业人员相结合，消防设施的维护与监视及建筑内早期火灾的扑灭以值班人员为主。

要制定有关火灾预防、消防组织、火灾扑救及消防监督的各项具体制度，加强和重视消防管理工作。

本工程按同一时间火灾次数为一次设计。

7.9.3 建构筑物火灾危险性分类

综合配电柜、SVG 预制舱的火灾危险性分类为戊类，耐火等级二级。

7.9.4 总图布置

站区总平面图及道路一期已建成，满足消防车辆形式要求，本期扩建不做出调整。本变电所所区建构筑物之间的距离执行《火力发电厂与变电所设计防火标准》GB50229-2019 的规定。

7.9.5 消防措施

1、主变消防

主变压器采用排油注氮灭火系统，并且在主变压器附近配置推车式灭火器、消防砂箱等设施。

2、建筑物消防

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229-2019 的有关规定，在建筑物、主变等站区建筑物需设室外消防给水系统，同一时间内的火灾次数按一次确定

3、其它设备的防火措施

1) 主变压器的主保护按双重化的原则进行设置，采用微机变压器保护装置，以最快速度切断通向故障区的电源。

2) 主变压器设置事故油坑，内铺阻火卵石层，并与事故油水分离池相通，且主变压器采用固定式灭火装置。

3) 电缆的防火措施按规程要求执行。电缆沟分段分隔，封堵电缆孔洞，涂刷防火阻燃涂料等。

4) 根据不同场所，配置相应的消防器材。

5) 加强全站防雷措施，避免设备因雷击破坏造成火灾等次生灾害。

4、消防设施配置

升压站预制舱内灭火器按《电力设备典型消防规程》DL5027-2015 及《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 的有关规定配置，采用手提式干粉灭火器作为主要灭火手段。

按主变压器台数，每台配置砂箱一个，砂箱容积为 1m³。

此外，还配置一定数量的手提式干粉灭火器、消防铲、消防斧、消防铅桶等作为升压站公用消防设施。

7.9.6 火灾报警控制系统

根据《220~750Kv 变电站设计技术规程》DL/T5218-2012 的有关规定，本工程一期预制舱内设置火灾自动报警系统，由智能感烟（探测器、控制模块、手动按钮、声光讯响器、消防电话及消防广播电话等组成。本期扩建建筑物及扩建主变报警接入一期报警系统。

7.9.7 消防供电

火灾探测报警与火灾应急照明供电一期已建设，本期需仅考虑新建建筑物电源及应急照明等。消防用电设备采用单独的供电回路，并配备可自动切换的双电源（交流 220V、直流 24V）设备。

户内主要房间和通道装设事故照明，以便事故处理和人员疏散。火灾应急照明和疏散指示标志采用蓄电池作为备用电源，其连续供电时间应大于 3h。

7.9.8 供暖通风与空调

站区所有建筑物的火灾报警系统具有在火灾状态下切断采暖、通风及空调等非消防电源的功能。

7.9.9 消防报警材料表见下表

表 7.10-2 升压站消防报警材料表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	火灾自动报警子系统		套	1	并接入一起总系统
2	推车式灭火器	MFT/ABC50	台	2	磷酸铵盐
3	手提式干粉灭火器	MF/ABC4	具	20	磷酸铵盐
4	灭火器箱二（4kg、2具装）		个	10	
5	消防铲		把	4	
6	消防斧		把	2	
7	消防桶		只	8	装满细沙
8	消防砂箱	1m ³	个	1	装满细沙
9	消防柜		个	1	成品

7.10 抗震设计

7.10.1 站址基本地震烈度

据《中国地震动参数区划图》GB18306-2015，站址基本地震动峰值加速度为 0.20g，地震基本烈度为 8 度。

7.10.2 电气设施抗震设计

配电装置选型

1) 抗震设防烈度 7 度及以上时，电压等级为 330kV 及以上的电气设施应进行抗震设计；抗震设防烈度 7 度及以上时，安装在屋内二层及以上和屋外高架平台上的电气设施应进行抗震设计；抗震设防烈度为 8 度以上时，电压等级为 220kV 及以下的电气设施应进行抗震设计。本变电站电气设施抗震设防烈度为 8 度，330kV 及以上电气设施均应进行抗震设计。

2) 应在满足安全距离及场强等要求的基础上合理降低设备安装高度。并抗等设备采用低式布置。

3) 电气设备之间连线宜采用软导线连接，尽量减少硬连接。连线的弧垂应考虑减少设备端子受力。当采用硬母线时应设置伸缩节。

7.10.3 设备选择

1) 电气设备宜采用抗震性能好的低重心及对沉降要求不严格的设备。

2) 对设备抗震能力要求需要考虑设备基础及对支架的放大效应和设备连线的影响。

3) 330kV 及以上设备套管宜采用高强瓷。也可采用复合绝缘套管提高抗震能力。

7.10.4 设备安装

1) 大型设备与基础连接采用焊接活着加强螺栓连接, 避免滚动连接的安装方式。变压器基础台面适当加宽。

2) 设备与支架之间可装设阻尼减震装置, 以改变设备本体的自振频率, 避开场地的地震波卓越频率, 避免或减少共振, 降低设备根部应力。

7.10.5 地震次生灾害防治

1) 加强电气设备的接地。

2) 加强充油设备的消防、配置合理的消防器具。

3) 按区域配置 SF₆ 气体的处理装置。

4) 重视保障性的通信、电源建设。

7.10.6 建构筑物抗震设计

根据《建筑抗震设计规范》(GB/T50011-2010) (2024 年版) 及《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015) 判定, 本地区地震动峰值加速度为 0.15g, 地震基本烈度为 7 度。

升压站按照国家有关地震灾区恢复重建的条例和规定, 拟采用先进的抗震减震技术, 对重要电力设施进行减震技术的示范应用, 提高变电站的抗震能力。

7.10.7 建筑、结构抗震设计原则

1) 建筑抗震设防分类及措施

根据《建筑工程抗震设防分类标准》GB50223-2008 规定: “330kV 及以上的变电站和 220kV 及以下枢纽变电站的主控通信楼、配电装置楼、就地继电器室; 330kV 及以上的换流站工程中的主控通信楼、阀厅和就地继电器室的抗震设防类别应划为乙类”。

地震作用应符合本地区抗震设防烈度的要求; 抗震措施, 一般情况下, 当抗震设防烈度为 6~8 度时, 应符合本地区抗震设防烈度提高一度的要求, 当为 9 度时, 应符合比 9 度抗震设防更高的要求。

在抗震设防烈度较高的地区, 主要建筑物宜采用框架结构, 构支架宜采用钢结构, 并应加强构支架关键节点的抗震设计。

2) 建筑设计和建筑结构的抗震设计原则

(1) 建筑设计应符合抗震概念设计的要求不应采用严重不规则的设计方案。

(2) 建筑及其抗侧力结构的平面布置宜规则对称, 并应具有良好的整体性; 建筑的立面和竖向剖面宜规则, 结构的侧向刚度宜均匀变化, 竖向抗侧力构件的截面尺寸和材料强度宜自下而上逐渐减小, 避免抗侧力结构的侧向刚度和承载力突变。

3) 建筑非结构构件抗震设计要求

非结构构件, 包括建筑非结构构件和建筑附属机电设备, 自身及其与结构主体的连接, 应进行抗震设计。

(1) 附着于楼、屋面结构上的非结构构件, 应与主体结构有可靠的连接或锚固, 避免地震时倒塌伤人或砸坏重要设备。

(2) 围护墙和隔墙应考虑对结构抗震的不利影响, 避免不合理设置而导致主体结构的破坏。

(3) 幕墙、装饰贴面与主体结构应有可靠连接, 避免地震时脱落伤人。

变电站建构筑物抗震设计

本地区地震基本烈度为 7 度, 地震动峰值加速度值为 0.15g。

本变电站新建建筑物有主变基础、综合电气舱基础以及设备基础。

4) 构筑物

(1) 屋外构支架均采用钢结构，设备基础采用钢筋（素）混凝土结构。

(2) 电缆沟采用混凝土结构。

抗震设计结论

本工程建构筑物均满足现行抗震规范的要求。

7.11 主要技术经济指标及其他

(1) 施工用水、用电

施工用水可从升压站引接。

主要技术经济指标见下表。

表 7.12-1 主要技术经济指标表

序号	名称	单位	数量	备注
1	站区围墙内用地面积	hm ²	61401.45	合 92.10 亩
	扩建区域面积	hm ²	0.289	合 4.34 亩
3	站内主电缆沟长度	m	250	800x800 及以上
4	土(石)方量挖方	m ³	/	
	土方开挖	m ³	3490.09	包括埋电缆沟时开挖的土方量以及电缆直埋
	土方回填	m ³	2031.06	
	外弃余土及建筑垃圾	m ³	1459.04	
5	屋外配电装置场地处理	m ²		
6	碎石地坪 (铲除/m ²)	m ²	420	为 0.12m 厚机械破碎石地坪。碎石铲除时不得丢弃，需利旧，按利用率 80%计算
	碎石地坪 (恢复敷设/m ²)	m ²	420	采用 0.12m 厚机械破碎石压盖，其中，新增碎石 31.32m ³ ，其余为利旧。
7	道路修复面(m ²)	m ²	25	做法同一期
8	埋管 (t)	t	8	新增埋管 8t

8 施工组织

8.1 施工条件

8.1.1 地理位置及自然条件

本项目建设地点位于张掖市，距离张掖市县城约 32km，站址处有砂土路与乡道相贯通，交通较为便利。

8.1.2 物资供应

本项目所需的主要材料为砂石料、水泥、钢材、木材、油料等。主要建筑材料来源充足，砂石料可以从附近砂石料厂采购；水泥和钢材、生活及小型生产物资，其它建筑材料（木材、油料）可从张掖市购买。

8.1.3 对外交通运输

本项目电池舱等大件设备的公路运输路线：设备厂家经全国高速公路网-连霍高速-沪霍线-站址。

8.1.4 施工用水用电

(1) 施工用水采用附近蓄水池水管网引接，距离 300m。

(2) 施工电源施工用电考虑永临结合，由附近 10kV 线路引接，引接距离约 500m。

8.1.5 施工特点

(1) 储能电站地区较干旱、多风沙，施工养护难度较大；

(2) 各类设备支架和安装工作量较大，工期紧，土建与安装需紧密配合。

(3) 项目区冬季较为寒冷，施工困难，施工期主要集中在春夏秋季。

(4) 施工检修通道可以在原有地面情况的基础上做简单的平整和局部硬化处理。

8.2 施工总布置方案

8.2.1 施工总平面布置的原则

根据电站工程建设投资大、工期紧、建设地点集中等特点，结合工程具体情况，本着充分利用、方便施工的原则进行场地布置，合理的布置施工现场不但可以满足施工需要，加速工程进度，减少现场混乱，还可以促进文明施工目标的实现，减少临时设施，节省施工费用，对办公区、生活区、施工现场加工区、原材料及半成品堆放场地、大型设备等科学合理的进行布置，以规范布置体现一流的管理，以一流的现场布置创出一流的工程产品。因此布置施工现场应遵循以下基本原则：

(1) 施工场。临建设施布置应当紧凑合理，符合工艺流程，方便施工，保证运输方便，尽量减少二次搬运，充分考虑各街道的施工过程，做到前后照应，左右兼顾，以达到合理用地，节约用地的目的。

(2) 路通为先，电站的道路包括进站道路、站内环道、站内纵横道路。进站道路内接站内道路，外连附近的公路，混能土路面；站内环道位于生产区的外围，粒料路面；站内干道，纵横设置于生产区内，粒料路面；其余道路为场地原状土。所有道路的纵向坡度结合地形设计，横向坡度为 1.5%~2%。为满足设备运输及运行管理的需要。

- (3) 机械布置合理，施工用电充分考虑其负荷能力，合理确定其服务范围，做到既满足生产需要，又不产生机械的浪费。
- (4) 总平面布置尽可能做到永久、临时相结合，节约投资，降低造价。
- (5) 材料堆放场地应与加工场地保持合理距离，既方便运输又要考虑防止施工过程中带来的火险可能性。

8.2.2 施工总平面布置

施工临时分区主要有施工生活区、综合加工场、综合仓库、混凝土搅拌站等生产、生活分区。

本项目施工工期较短，考虑施工区按集中原则布置，从安全及环保角度出发，综合考虑升压站、储能电站的建设，初步估算工程临时设施总占地 7700 m²，建筑面积 4500 m²。各临时生产、生活场地规划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工临时建筑工程量表

名称	建筑面积 (m ²)	占地面积 (m ²)	备注
施工生活区	2000	2500	包含施工单位办公区
综合加工场	800	1000	钢结构加工、机械修配及停放场地
综合仓库	2500	3000	钢结构加工及堆放、板堆放
小计	5300	6500	

8.2.3 建筑物和设备施工安装技术要求及方法

建议采用工程招标的方式，选择有类似工程施工经验的施工企业承建本项目，施工企业资质不应低于二级(含二级)。设备安装应在设备制造厂家技术人员指导下进行。

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

本节施工方案是针对部分重点施工项目编写的，突出施工作业时采用的主要施工手段、方法，以及应注意事项，随一般性工序和工艺过程、工艺质量要求不作专题描述，积极引进全国优秀电力施工单位和外系统业绩、能力、信誉等各方面较好的队伍，通过引进竞争机制达到控制造价的目的。各施工承包商应在此方案的基础上，或者选用更合理根优化的方案，详细编制相关施工项目的作业指导书，并按编、报、审、批的程序实行各级技术把关，确保作业文件的针对性、科学性和可靠性。

(1) 施工准备

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

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

本节施工方案是针对部分重点施工项目编写的，突出施工作业时采用的主要施工手段、方法，以及应注意事项，对一般性工序和工艺过程、工艺质量要求不作专题描述。对于技术要求较高的施工部分，坚持公平、公开、公正和择优定标

原则，打破地域限制，积极引进全国优秀电力施工单位和外系统业绩、能力、信誉等各方面较好的队伍，通过引进竞争机制达到控制质量及造价的目的。各施工承包商应在此方案的基础上，选用更合理优化的方案，详细编制相关施工项目的作业指导书，并按编、报、审、批的程序实行各级技术把关，确保作业文件的针对性、科学性和可靠性。

(2) 施工前的准备

1) 施工技术准备

技术准备是决定施工质量的关键因素，它主要进行以下几方面的工作：

- a) 做好调查工作。
- b) 做好与设计的结合工作。
- c) 认真编制施工组织设计。
- d) 确定和编制切实可行的施工方案和技术措施，编制施工进度表。

2) 物资条件准备

- a) 建筑材料的准备。
- b) 公司物资部门按照设备到场先后次序，组织物资设备的运输。
- c) 根据设计物资清单以及施工过程中要用到的每个小部件、小工具，需编制《施工所需物料明细表》、《施工所需工具清单》、《安全措施保护工具清单》等，制定《现场施工手册》指导施工。根据物料明细表进行物料准备，外协外购件应考虑供货周期等，提前准备申购、联系厂家，以免耽误工期。

3) 工程设备及材料总体进场计划

- a) 材料的出厂检验。
- b) 设备和材料的入库。由材料员办理材料和设备的入库手续。
- c) 材料和设备的准备。
- d) 材料的进场检验。
- e) 根据每个施工点和发货地点的距离，编制发货计划。
- f) 做好施工材料和设备的入库保护工作。

4) 施工机械准备

根据施工组织设计中确定的施工方法、施工机具、设备的要求和数量以及施工进度度的安排，编制施工机具设备需用量计划、组织施工机具设备需用量计划的落实，确保按期进场。

5) 现场准备

为保证施工控制网的精确性，工程施工时设置测量控制网，各控制点均应为半永久性的坐标桩和水平基准点桩，必要时应设保护措施，以防破坏。

6) 施工队伍准备

根据确定的现场管理机构建立项目施工管理层，选择高素质的施工作业队伍进行该工程的施工。进场后，到当地劳动部门、公安部门及时办理有关手续。

7) 通讯准备

与当地通讯部门取得联系，建立高效率的通讯指挥系统。电站内部施工人员建立小型集团号或者配备必要数量的对讲机以便于联系。

8) 生活设施准备

工程正式开工时，在现场布置的生活临建建设完毕，并提供满足工作人员生活需求的必需品。现场设置职工宿舍、食堂及厕所等。

8.3 土建施工方案

项目主要施工方案及技术措施（含钢筋、回填土、防腐、安装工程等隐蔽工

程)。

根据工程范围、施工进度等要求,结合对电站现场区域的地形特点、现场实际情况,以重点工程为主要控制点,合理安排施工顺序,按期完成施工任务。

8.3.1 场地平整施工方案

土方开挖前,应根据施工图确定场地位置和定位控制线(桩)、标准水平桩及场地边沿灰线。夜间施工时,应有足够的照明设施;在危险地段应设置明显标志,并要合理安排开挖顺序,防止错挖或超挖。在机械施工无法作业的部位和修整边坡坡度等,均应配备人工进行。填土前,应将基土上的洞穴或基底表面上的树根、垃圾等杂物都处理完毕,清除干净。

(1) 工艺流程

挖土:确定开挖的顺序→按图纸标高分段分层下挖→修边和清底

回填:地坪上清理→运土分层铺填→分层碾压密实→修整找平

(2) 施工方法

施工前应根据核对无误的控制桩和水准点,完成测量放线工作。布设好现场方格网桩;并根据图纸算出的挖、填的土方量,制定土方平衡,调配计划,编制施工方案。

对定位标准桩、标准水准点等,挖运土时要留有余地不得撞碰,等验收完开挖土方量后再整平。

应经常测量和校核其平面位置、水平标高和坡度是否符合设计要求。定位标准桩也应复测和检查是否正确。如现场地面标高与图纸设计标高误差较大时,必须及时报总包单位施工管理人员到现场处理。

(3) 质量要求

场地平整表面标高允许偏差值正负 25mm,检验方法用水准仪检查。长度、宽度允许偏差值正负 100mm,用经纬仪、拉线和尺量检查。

回填土必须按规定分层碾压密实。

8.3.2 测量放线

测量基准控制点选择除考虑建(构)筑物的放线方便外,同时考虑到便于长期保存、通视良好、随时检测。其控制桩按照《电力建设施工及验收技术规范》的要求。

所有测量用的全站仪、水平仪、经纬仪等测量工具均经过校验,并在有效期内使用。

其余建构筑物 $\pm 0.000\text{m}$ 以下轴线投测:首先使用全站仪校测基础的平面控制网桩位,经过校测无误后,方可投测,接着根据布置图采用全站仪向基底投测主要轴线控制线,再用全站仪对所投测的控制线校测,最后请监理和业主验线,合格后进行下一道工序。

$\pm 0.000\text{m}$ 以上轴线投测:采用外校内控法,首层放线后,使用经纬仪在建筑物的四角按照流水段的划分分别建立内控点(结构施工前预埋,其位置距四角 1m 左右),接下来测量内控点的坐标,请监理验线后作为轴线投测的依据,首层放线验收后,将控制轴线引测到结构外立面上作为所投测轴线校核的依据。

高程控制测量:按国家三等水准进行测量并根据业主提供的水准点(至少两个),用 S1 水准仪附合法进行校测,检查高程是否正确。使用附合法把高程引测到施工现场,至少三个点,其精度为 $\pm 5\text{mm}$,并计算出调整后的高程,作出明显标识,再根据施工部署的需要加密,建立高程控制网。

8.3.3 基坑开挖

开挖范围：根据厂区现有的地质情况以及设计要求，根据主轴线用石灰撒出基坑底边线和挖土上口线。基坑四周开挖放坡系数定为 1: 1，施工操作面宽度为 0.6 米开挖过程中应随时观察基坑边坡稳定性，如局部土质较差，应相应将边坡放缓，基坑土方开挖采用人工配合机械进行，人工配合清理基坑及修整边坡。

开挖深度：根据设计交底，对于小条基础，开挖深度控制，挖至石头或原土以下 50cm，开挖至原土或离设计垫层底部标高 150~200mm 厚的土方由人工清除，避免扰动地基土。土方工程施工时，应经常测量和校核其平面位置、水平标高和边坡坡度，平面控制桩和水准控制点必须采取可靠的保护措施，并定期复测和检查。

8.3.4 钢筋工程

钢筋采用加工厂集中配料，所用钢筋应有出厂合格证及复试报告，并经外观检验合格。焊条焊剂应有出厂合格证。钢筋焊接人员必须持证上岗。焊接前应按同规格、同条件做焊接试件，合格后方可正式施焊。钢筋焊接后应按规范随机抽样检验。

钢筋进场必须分批分类堆放，便于使用。钢筋下料成型后应挂标识牌，注明钢筋规格、数量及工程使用部位。

钢筋在下料、成型、绑扎时应严格按照设计图纸及施工验收规范进行。

梁、柱直径 20mm 以下螺纹钢采用对焊连接，20mm 以上钢筋采用直螺纹连接。截面接头数量及接头位置符合设计及规范要求。

板上孔洞加固钢筋，应按设计严格执行，当孔洞的直径 $D < 300\text{mm}$ 时，板的主筋绕过孔洞，不必加固。

钢筋如需代换时，必须遵循规范规定，并经设计、监理单位同意。

所有部位的钢筋保护层均采用预制水泥砂浆块，砂浆块内部埋件用 22#镀锌铅丝进行绑扎，绑扎完毕后应及时进行验收，合格后方可进行下道工序施工。

8.3.5 模板工程

本项目模板工程主要是设备基础等，除特别说明外，基础拟采用木模板，外露混凝土均采用木模板。模板施工一般流程如下：

(1) 基础模板

基础模板表面应平整、光洁，模板加工尺寸准确、拼缝严密，支模时模板下部应预留清扫孔。

(2) 柱模板

柱模板为 15mm 厚木模板按尺寸配制，模板采用竖向拼装，为保证柱模板刚度达到要求模板采用 $100 \times 50\text{mm}$ 木方子，间距 $> 150\text{mm}$ ，并在模板大面设对拉螺栓孔，螺栓孔用台钻钻孔，以保证砼外观质量。对拉螺栓采用 $\Phi 16$ ，水平间距为 800mm，竖向间距为 600mm，加固采用双螺母。

支模时，底层模板必须水平，如底模不平，应在底部加刨光木条进行调平，然后方可支设上部模板。支模时底部四面均应留设清扫孔。

柱模板遵循支一步、校正一步的原则。模板采用经纬仪及调节螺栓进行校正。

(3) 梁模板

梁模板应按配模图进行支设，采用水平拼装。支设时梁与柱、梁与板连接处应按放样尺寸配置小模板，并应保证大模板面拼接平整，连接牢固，相临模板对接处采用 5mm 厚密封条密封，配模时有预埋铁件的部位应根据图纸实际尺寸用铁

钉将铁件紧密固定在模板内侧。

梁底模支设时应起拱，起拱时采用水平仪抄平，排尺起拱，起拱高度 $1‰\sim 3‰$ 。

板底模应在梁模板支设完成后进行支设，支设时模底铺设木方，水平仪抄平。

(4) 模板拆除

模板应在砼强度达到规定要求后方可拆除。侧模应在砼强度能保证其表面及棱角不因拆除模板而受损或达到设计强度的 30% 时方可拆除；承重梁底模应在砼强度（跨度 $\geq 8\text{m}$ ）达到设计强度的 100% 时方可拆除。

拆模时应由上向下，从一端开始按顺序进行，避免交叉作业。拆下的模板及脚手管应由上向下传递，不得向下抛掷。梁底模板拆除时应加临时支撑，防止大片模板脱落伤人，拆下的模板及钢管及时运走，做到“工完料净场地清”。

所有模板均应刷成品好机油做为隔离剂。模板支设完成并经三级验收合格后，方可进行下一道工序的施工。

8.3.6 混凝土工程

(1) 混凝土的供应和浇筑

混凝土根据现场实际情况采用商品混凝土，砼浇筑前应对搅拌站工作能力、设备状况进行评价，以保证砼浇筑能够连续进行，并对可能出现的情况作出预案。浇筑砼时合理搭配砼罐车数量，保证能够连续作业。砼在运输过程中防止产生离析现象及塌落度损失，浇筑时如产生泌水、离析现象，应加入原水灰比的水泥砂浆复拌均匀。浇筑前还应先与供应商签订合同，合同中注明混凝土数量、等级、水泥品种、坍落度、外加剂、初凝时间、供应速度，明确技术要求，规范各方职责，包括严格控制原材料质量，定期进行原材料检验和试验，提供各种原材料质量和性能的原始证明和定期检测证明，并周期核定搅拌站计量设备、器具等。

混凝土相应材料应有材质证明及复试报告，以上资料及开盘申请、开盘鉴定随第一车混凝土送到现场，原材料质量应符合相应规范要求，混凝土的合格证和 28 天强度报告在一个月内交给项目部，混凝土的生产及其质量应符合相关规范要求。为适应泵送的需要，主体工程混凝土的坍落度要求 $120\sim 160\text{mm}$ ，混凝土的砂率宜控制在 $40\sim 45\%$ 之间，水灰比 $0.4\sim 0.6$ ，主体结构混凝土中掺加混凝土泵送剂。混凝土的初凝时间：气温 25°C 以下时初凝时间大于 3.5h 。

浇砼前应将砼接触面凿毛清理，剔除表面浮灰和松散骨料，并提前 $1\sim 2$ 小时浇水湿润。浇筑时，先在底部浇筑 $20\sim 50\text{mm}$ 厚与砼成分相同的水泥砂浆，然后开始浇筑砼，砼浇筑厚度不应超过振捣器作用部分长度的 1.25 倍，最大不超过 50cm 。采用插入式振捣器振捣，插点均匀，逐点移动，移动间距不大于振捣棒作用半径的 1.5 倍。再振捣上一层砼时，振捣棒应插入下层砼 $5\sim 10\text{cm}$ 。浇筑时布料均匀，严禁集中下料。

砼浇筑时自由下落高度不得超过 4m ，超过时可在浇筑口搭设一溜槽（或串筒）下料。砼的浇筑分层厚度及浇砼速度应严格进行控制，并应有专人看护模板、脚手架、铁件和钢筋，发现问题及时处理。

留设施工缝的位置，在下一轮混凝土施工前凿毛，并清理干净。

砼浇筑后应用木抹子搓平，砼终凝后，采用覆盖麻袋片洒水养护，洒水次数应保证砼表面湿润为宜，混凝土初凝后应用塑料布覆盖养护，防止表面水分损失过快而产生裂缝。养护时间不少于 7 天。

(2) 养护

混凝土浇筑时，要加强混凝土的振捣检查，避免混凝土质量缺陷的发生。

混凝土浇筑完毕，要及时采用覆盖养护法进行养护。

8.4 电气施工方案

8.4.1 电气设备吊装

本项目设备吊装以厂家提供的相关设备资料及设计院设计施工图、设备资料及其他项目同类产品的设备吊装方案制定本项目专项吊装方案报经评审后由监理批准实施，吊装作业必须遵照有关的起重安装操作规程、技术规范。

由于现场场地限制，现场开辟一个独立区域用于储存即将安装的部件，并作为零星部件的制作堆放场所。

吊装前的装备工作：

场地平整，道路畅通；

对吊装口周边进行清理，对道路进行平整，利于吊车进入吊装现场，安全、可靠的就位；

对设备基础进行清理，保证施工空间及现场清洁；

表 8.4-1 吊装工具准备

序号	工 具	规 格	数 量
1	电焊机		2 台
2	焊把线		60m
3	气割		1套
4	冲击钻		2把
5	配电箱		1个
6	电缆线		100M
7	无齿锯		1台
8	随车吊	20t	1台
9	汽车吊	100t	1台

表 8.4-2 吊装材料准备

序号	材 料	规 格	数 量
1	槽钢	10#	36m
2	钢板	$\delta = 10\text{mm}$ 6m $\times$ 6m	1块
3	垫木	600X200X600	16块
4	膨胀栓		100 个
5	电焊条	7422-3.2	40kg
6	无齿锯片		10

8.4.2 技术要求

1) 根据设计图纸，结合土建基础图复查土建基础位置。

2) 设备安装根据设计的位置进行安装，保证箱底部距 0m 地面高度达到要求（也可根据实际情况进行调节）。将箱体用 M12 的螺栓固定在事前安装的支架上（支架的垂直度偏差小于 1.5mm/m），安装过程轻抬轻放，避免划伤油漆。

3) 电气设备外壳应有明显可靠的 PE 保护地线（PE 为黄绿相间的双色线），但 PE 保护地线不允许利用箱体或盒体串连。

4) 设备安装标高及箱体正面朝向必须符合设计图纸要求一致。

检验方法：观察检查。允许垂直度偏差：箱体高 1m 以下，允许偏差 1.5mm；箱体高 1m 以上，允许偏差 3mm。

8.4.3 方案交底、加强检查、进行试吊

吊装方案经批准后下发给有关单位和人员，在初步了解方案内容后，在施工准备阶段由吊装技术负责人向全体有关人员进行技术交底。交底以吊装方案的各项内容和设计图纸为内容，重点讲解工程特点，吊装程序，工艺方法，技术关键和安全措施。通过交底使全体人员了解吊装方案的基本内容，便于在操作中贯彻实施。技术交底以讲解方式为主，并辅以书面方式。技术交底后，要认真做好交底记录，并做好保存、归档工作。

从准备工作开始到吊装结束，重要的施工和作业均应在检查人员的严格监督下进行。日常的检查工作应贯彻始终，对重要的技术环节和涉及吊装安全的重大技术措施，应按有关要求逐项检查，项项通过。尤其对一些隐蔽工程，吊装场地的夯实、加固等，应在检查人员的监督下隐蔽，并填写隐蔽工程记录。

吊装机械和索具是吊装作业的主要工具，应在对其进行检查并确认合格后方可进入安装位置（检查项目可参阅有关的规程、规范和设备使用说明书）。除上述检查机具状态应完好外，还应对其设置是否规范进行检查。

试吊装是一项重要的吊装工序，是在正式吊装前对吊装工作的一次总检验。通过试吊装既能检验所使用的机索具的安全性和设置的正确性，又是对吊装组织工作的全面考核，还可试验信号和指挥系统的灵活可靠性。应把试吊装当成吊装的总演习，全体吊装人员，均需按分工就位，并各负其责。在试吊中对一些重要的吊装环节均需设专人观察和监护，特别要注意一些异常情况的发生。试吊装的时间不宜过长，一般控制在 10min 左右。离开地面的距离应在 10cm 以下，扳吊角度在 5°-10° 之间。试吊后要对各吊装机索具进行一次全面的检查。对所发生的异常情况，应采取措施加以解决，必要时应再进行一次试吊装。

8.4.4 实施设备吊装

设备开箱验收和检查

设备运到现场后，组织业主、供应商、监理及施工单位对设备进行外观检查，主要内容为：

检查设备是否有损伤、是否缺少零部件；

设备外观是否有碰撞、掉漆现象；

参阅随机资料或厂家人员进行现场介绍各装置的配备数量及安全保护注意事项。

结合图纸及订货合同，核实设备生产厂家设备型号，及技术参数是否与合同和设计要求相符合。

开箱检查各设备及备用附件是否与随机样本相一致，且进行妥善保管，

收集好随机文件、随机清单、随机样本、合格证、说明书等。

签订验收进场报告单一式四份，业主、供应商、监理及施工单位各一份。

8.4.5 设备垂直吊装

1) 设备试吊后无异常时即可正式吊装，设备吊装时必须有供应商代表在场指导吊装，吊装作业人员必须首先看清有关说明，注意操作安全，并严格按照说明书的要求进行。

2) 设备在吊装、搬运过程中，千万不能损伤设备，特别不能碰伤制冷系统

的元件及管道、电气柜等。

3) 结合现场实际情况,设备的外型尺寸、重量、吊装高度、起重(回转)半径和施工现场条件,拟选用汽车起重机,根据起重量、起重高度和起重半径选择计算起重机,采用 25 吨汽车起重机吊装。

4) 根据吊车自身的标点,现场进行摆放,检查承机体着力点是否牢固、坚实。

5) 伸起吊臂,且进行反时针 360 度旋转,观看吊臂的夹角度和相对应的承吊重量,是否与所需承重量相一致。

6) 吊装前,观看吊钩垂直吊点与装卸点是否有偏差。

7) 吊装前详细检查钢丝绳是否有损残,每个卸口绳卡及滑轮是否良好。

8) 以设备顶部为着力点,在保持设备水平状态的情况下,其张角不应大于 90 度,调节钢丝绳的相应长度,紧固各绑扎点,以防脱滑。

9) 吊装时由专人统一指挥,作好隔离和防护,吊臂下及附近严禁行人停留和通过。

8.4.6 设备水平移动、就位

1) 设备就位采用滚筒移动的安装方式进行设备水平搬运,采用斜面和滚轮牵引索具穿入设备上的安装孔进行移动就位。在移动时,吊环和缆绳必须绑扎在设备重心位置,并作用于安装孔或设备底座上。

2) 在运输过程中,若发现设备左右偏移,分别利用承挂点进行调整,使之保持相应的方向进行水平移动。

3) 在运输过程中,由专人指挥,统一口号,速度不宜过快,随时观察设备运行状态。

4) 在移动的过程中,统一口号,统一行动,随时注意运行状态进行相对应处理。

8.4.7 设备就位和收尾工作

1) 设备就位前,在基础平面上定好十字线,确定主机就位方向和各方距离。

2) 根据设备的精密要求,对基础进行找平,按纵横方向尺寸,使之保持在同一平面上。

3) 按设计厂家或规范要求配备防振垫块和相应减震措施。

4) 设备就位后,进行校正,在未经许可的情况下,不得对其进行焊接,焊接时严禁利用设备作为电焊地线,焊点部分刷红色防锈漆和与主机配套的面漆两遍。

5) 设备就位固定完毕后,应对主机进行全机检查,作好防潮、防碰、防污物进入主机等各项保护措施。

通知业主、供应商、监理共同签办相关的工作手续。

8.4.8 吊装安全注意事项

1) 吊装孔四周清理干净,严禁有乱石和其它物品坠落,滑落伤人。

2) 吊装孔地面周围在影响吊车吊臂正常旋转和吊装的范围内,其他作业人员通知停工待时,以免影响吊装工作的顺利进行。

3) 在吊装孔周围 1m-1.5m 处搭设安全防护带,贴安全标示,严禁闲杂人员进入,以免产生落石或其它现象发生,确保吊装和人身安全。

4) 在设备吊装中应设专职安全管理人员,并和基层兼职安全人员一起工作,形成安全管理网;

5) 设吊装起重工, 起重机械操作人员必须持有政府劳动部门发给的操作证, 方可上岗操作;

6) 进行设备吊装的其中机械必须有完好的状态, 严禁带病作业;

7) 工作前, 应了解在机械工作范围内, 无妨碍起重机械回转及行走的障碍物, 并应确认可能危及机械安全的架空输电线路已停电;

8) 其中作业中应做到设备质量不明不吊, 重心位置不明不吊, 捆绑不牢不吊, 超载荷不吊, 视线不明不吊和指挥手势不清不吊。

9) 操作人员应按指挥人员的旗语、手势或哨音进行操作, 若指挥信号不清或将引起事故时, 操作人员可拒绝执行, 并应立即通知指挥人员, 但对有关人员方发生的危险信号均应听从。

10) 起重机械不得超负荷起吊设备。如必须超负荷起吊, 是应经过计算、试验, 采取有效的安全措施, 并经技术负责人批准后方可进行。

11) 起重机工作时, 禁止无关人员进入操作室, 操作人员应集中精力, 不得与旁人谈笑, 吸烟。未经指挥人员许可不得擅自离开起重机械。

12) 起重吊装时, 一般不允许同时操作两个动作, 尤其在接近满负荷或满负荷时, 更不允许同时操作两个动作。

13) 起重机的主、副钩换用时, 应在两个钩达到相同高度之后, 一个钩一个钩地开动。

14) 吊钩上升的极限位置, 应距臂杆顶部不得小于 1 米。吊车顶用后, 空钩上不得挂钢丝绳。

15) 起重机工作时, 臂杆的最大仰角不得超过规定值, 一般不得超过 78° , 若必须超过时, 应采取安全措施, 并由技术负责人批准。

16) 起重机必须在各限制器的限制范围内工作, 严禁利用安全装置去代替正规操作。

17) 吊钩钢丝绳不垂直时, 不得进行起吊, 不得用起重机吊装埋在地下或冻结在地面的重物。

18) 重物提升时速度应均匀平稳, 落下时应低速轻放, 不得忽快忽慢或突然制动。

19) 吊着重物行走或回转, 速度应均匀平稳, 不得突然制动或在没停稳前作方向行走和回转。不得在斜坡上吊着重物回转。

20) 起重机工作过程中发生故障而不能放下重物时, 应采取适当措施, 以保安全。

21) 在起吊过程中若起重机械发生故障或出现不正常现象时, 必须放下重物, 停止运转, 进行排除, 严禁在运转中进行保养、调整及检修。

22) 起重机吊运重物时, 一般应走吊运通道, 不得从人头上越过, 吊起的重物不得在空中长时间停留, 操作人员和指挥人员不得离开工作岗位。

23) 起重工作区域内无关人员不得停留或通行。吊起重物的消防, 任何人员不得通过或逗留。

24) 司机在起重机开动及起吊过程的每一个动作前, 均须发出戒备信号。起吊物件时任何人不得站在被吊起的物件上或吊臂上。

25) 计划安排

由于场地及工期紧张问题, 部件吊装以设备安装进度为基准, 保证现场安装工作的连续, 参照设备的安装进度, 安排模块等设备的进场工作。

8.4.9 电气控制、保护、直流屏安装

(1) 主要工作内容

工序名称	主要工作内容
设备安装	基础验收、运输及现场搬运、屏台找正固定
装置安装	屏顶小母线安装、屏柜接地、电气组件的检查校验

(2) 主要采取的施工方法

工序名称	主要施工方法
基础验收	采用经纬仪打出主控室基础型钢测量标高，用墨线弹出每列柜的中心准线，采用水平仪测量水平误差并记录。
运输及现场搬运	采用 8 吨汽车吊将屏吊装至控制室内，采用车架运输人工就位。
屏台找正固定	采用人工方式进行安装。
屏顶小母线安装	按设计图纸采用人工安装，成列布置。
屏柜接地	按设计要求将柜体可靠接地。
电气组件的检查校验	按出厂说明书逐项检查、测量记录。

(3) 施工要点

1) 基础验收要点：

室内土建已达交付安装的条件，对微机保护、UPS 等有特殊要求的屏台，要求空调及通风设施完好，室内照明充足；基础槽钢验收合格，用墨线打出每列屏台的中心线及边线；作业指导书已编制并审批完毕及已交底；准备拖板卡车一辆、汽车吊一辆。

2) 运输及现场搬运施工要点：

按安装顺序用卡车、吊车装车运输并卸至厂房合适处，拆除包装，用专用移动架把屏台移至基础槽钢上。在运输进屏台前，室内的门窗要齐全、密封、完好，地面垫橡胶垫、墙面 2 米以下敷塑料布，以此保护地面、墙面、开关柜。

3) 屏台找正固定施工要点：

将每列屏台端部第一块屏台边完全与墨画基础边线重合，用线锤确定屏台的垂直度，将屏台与基础固定；把本列末端屏台找正，适当固定但不要固定死，找正方法同首端上；在首末两屏台前面中部拉线，使线与屏台面隔开 4-5mm，然后把本列每块屏台找正并边连接边固定。做好防潮、防尘、防污损等措施。

4) 屏顶小母线连接施工要点：

将屏台之间的小母线或母线进行连接安装，连接安装方法严格按设计图及厂家安装说明书的要求进行。屏台上有模拟母线时应对齐，标识、编号正确、统一、整齐，且完整，安装牢固。

5) 屏柜接地施工要点：

将屏台与屏台之间、门与屏台之间、每列屏台与地网之间按设计图及厂家安装说明书的要求进行接地连接。

6) 电气组件的检查、校验施工要点：

检查屏台上各设备型号及规格符合设计要求，检查各电气组件要齐全完好，接点接触良好，接线正确，按设计、规程及厂家安装说明书的要求对各电气组件进行校验、调试。对屏台内所有仪表、继电器微机装置均进行校验，并出具校验报告。

8.4.10 电气控制二次接线安装

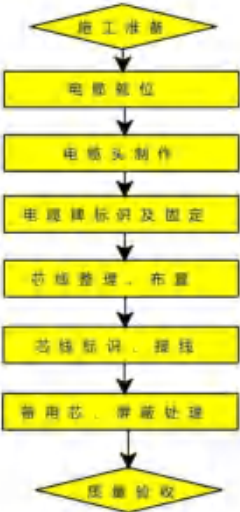
(1) 主要工作内容

工序名称	主要工作内容
二次接线	施工准备、绝缘防护、二次接线、挂牌封堵

(2) 主要采取的施工方法

工序名称	主要施工方法
施工准备	线芯布设完毕，在屏柜内部左右分好，位置排列整齐，固定绑扎牢固。
绝缘防护	二次线芯装设黄蜡管或缠绝缘相色带后外包软护套。
二次接线	按照图纸要求将线芯排列整齐后接入端子。
挂牌封堵	将电脑打印好的号码管整理排列一致。核对无误后进行封堵。

(3) 电缆二次接线流程图



(4) 施工要点

1) 施工准备要点：

屏台已固定好，相关的电缆线敷设完毕；熟悉图纸及屏台实际状况，制定每块屏台电缆的上盘整理及二次接线计划，统一制作二次接线号头。在每块屏台内，张贴上本屏台的电缆上盘整理、接线、检查、验收专责人名卡。首先在桥架或支架与屏台之间安装好过渡支架，然后将每根电缆逐一进盘、排列、绑扎、固定；电缆上盘的弯度、弧度应一致，排列整齐，尽量避免交叉。

2) 电缆头制作施工要点：

电缆进盘后才能切剥做头，用专用卡卡紧，高度一致，固定牢固；切剥后用橡胶带包缠密实紧固，同一盘内应一致，美观整齐；剥出的芯线绑扎成束并在盘内横平竖直地沿走向固定，随时将到位的芯线分出。备用芯线预留长度至最远处。

3) 接线施工要点：

在做头及接线前，对每根电缆的每根芯线均用摇表检查绝缘、用试灯进行对线。确保直线正确，线头顺时针方向弯圈且弯曲大小、弧度、余量一致，平滑美

观，紧固件配置齐全完好，号头齐全、方向正确。

4) 挂牌封堵施工要点：

将正式电缆牌挂在每个电缆头下，高度一致、整齐、内容正确，用专用绑扎带绑牢。将进盘电缆孔洞按要求进行封堵，做到严密、光滑、平整、美观。在每个盘内的封堵处均安装上一段短管，以作电缆穿入的备用预留孔，此管口也要封堵。

8.4.11 接地装置安装施工

(1) 主要采取的施工方法

工序名称	主要施工方法
户外接地装置安装	依据图纸设计采用挖掘机开挖接地沟，人工打入垂直接地体，人工敷设焊接水平接地扁钢，人工防腐。
户内接地母线安装	焊接接地带至预埋件后，焊接接地端子。
设备接地引线安装	-60×6 的扁铁垂直引入接地体，并刷接地色标志漆。

(2) 接地施工流程：施工准备→接地沟开挖→垂直接地体安装→主接地网敷设、安装→主接地网防腐→隐蔽工程验收签证→接地沟土回填→设备接地安装→刷接地标示漆→接地网测试→质量验收。

(3) 施工要点

A、施工准备

编制作业指导书并进行交底，组织人力，准备好工器具；领取相应规格、数量的材料，制作接地极。特别注重与各专业的密切配合，了解和掌握安装工作的进展情况，及时开展接地施工工作。

B、户外接地装置施工要点：根据设计，用白粉标示出接地沟与接地极的开挖、打入位置，挖深符合设计要求；按确定的位置将相应数量、规格的接地极打入地下规定的深度；将接地母线沿接地沟敷设，依次进行母线之间、母线与接地极之间的焊接，搭接面的长度与焊接质量要符合规范要求；对焊口、镀锌损伤处、接地极被打埠进行防腐处理。

C、户内接地母线施工要点：接地母线的敷设方式、位置、规格要符合设计；接地母线的连接采用焊接方式，搭接面的长度与焊接质量要符合规范要求；固定支持点牢固可靠符合规定，整齐美观；对焊口、镀锌损伤处进行防腐处理。

D、设备接地引线施工要点：将各设备、避雷针的接地引下线按设计、规范要求安装上。接地装置属隐蔽工程，各部位接地装置施工好，在隐蔽之前，及时请监理工程师验收合格后，方可回填隐蔽，回填土质无杂物并符合规范要求。每一处的室内接地网与室外接地网之间连接不少于两点，连接可靠；明敷接地母线要横平竖直、排列整齐，一律用膨胀螺栓、专用固定夹固定牢固，拐角处弯度一致、美观，防腐层完好；暗敷接地母线完好、无遗漏，埋深、防腐、焊接符合要求和全部达到设计、规程、规范中标准的要求。对焊工进行专项培训，焊接试样，经考试、检测合格后，持证上岗。

8.4.12 电缆施工

(1) 主要采取的施工方法

工序名称	主要施工方法
施工准备	电缆敷设完毕核对清册无误，在屏柜内部左右分好排列整齐，固定绑扎牢固。
电缆支、托架、保护	批量下料，按设计图纸制作模具后依模具焊接成型。

工序名称	主要施工方法
管的制安	
电缆运输	采用 8 吨汽车吊, 选择宽广的场地摆放, 预留临时道路, 便于人工二次倒运。
电缆敷设	采用人工敷设, 单根展放便于排列。
头挂牌及接线	使用专用剥电缆钳环切外层防护层, 抽取屏蔽接地线, 装设热缩头热缩或缠绝缘相色带后外包电缆装饰头。将电脑打印好的 PVC 标牌挂齐, 整理排列一致。
电缆试验	采用 500V-1000V 绝缘摇表对电缆绝缘进行检测并记录。
防火封堵	核对无误后进行防火封堵, 封堵完毕盖电缆沟盖板。

(2) 流程: 施工准备→电缆布置设计→电缆敷设→电缆固定和就位→质量验收

(3) 施工要点

A、施工准备要点: 编制作业指导书, 准备所用的工器具, 熟悉图纸, 资料及施工现场, 制定详细的电缆敷设、排列固定方式, 打印制做电缆牌, 进行技术、安全交底。

B、电缆支、托架、保护管制安的施工要点: 组织专人进行专项负责, 配备专用工器具和设备, 分部、分批制安, 特别注重与土建密切配合, 了解和掌握建筑、安装工作的进展情况, 及时开展电缆支、托架、保护管的制安敷设, 做到早安排、早施工, 为敷设电缆创造条件; 明敷电缆管要横平竖直、排列整齐, 一律用膨胀螺栓、专用固定夹固定牢固, 拐角处弯度一致、美观。

C、电缆运输施工要点: 对现场进行检查, 要求电缆敷设路径符合设计、电缆附属设施齐全完整、现场照明充足、安全设施齐全, 选定运输敷设方便、地面平整、不属交叉作业区的施放场地; 按电缆清册进行领料, 用汽车吊、卡车将电缆盘运至施放场地, 按敷设顺序放置并做出明确标记。在领料前对所需电缆全部进行绝缘检查测量, 合格后将电缆运到施放场地。

D、电缆敷设施工要点

a 采用人工敷设方法, 用电缆架支撑起电缆盘按正向转动施放; 在敷设过程中防止划破、扭伤电缆。

b 合理配备敷设人员, 设专人负责安排、预告所敷电缆的序号、起止点、规格型号及挂牌, 在电缆终点、转弯点、竖井两端、交叉点、分界点等处派对现场比较熟悉的专人负责, 确保电缆走向合理、排列整齐、固定牢固正确。

c 电缆敷设时, 每放完一根, 就整理、挂牌、绑扎固定好一根, 经质检人员验收合格, 方可施放下一根。

d 电缆的排列布置, 按设计及规程, 电缆要分层布置, 从上到下为高压动力电缆、低压动力电缆、控制电缆、通讯电缆、计算机电缆, 电缆排列要整齐、交叉少、弯度一致。

e 电缆穿管时检查管内无杂物, 穿管时为避免护层损伤, 采用无腐蚀性润滑剂, 每根电缆单独穿入一根管内, 交流单芯电力电缆不能单独穿入一根金属管内, 裸铠装电缆不宜与其它外层性电缆穿入同一根管内。

f 直埋电缆敷设时, 在全长留少量裕度, 作波浪敷设, 埋深 0.7m 以下, 敷上砂及砖; 在回填土后, 沿线路应设标志桩。

g 在垂直敷设或超过 45 度倾斜角的每一个支点处、水平敷设电缆的首末两端、转弯处及中间接头的两端, 均用专用绑扎带绑扎固定。

h 在电缆的起点、终点、沿途等处，在每根电缆上各挂设可长期识别的电缆标志牌。

i 所有的电缆敷设按设计的路径进行，电缆充裕或备用长度要符合设计要求。

E 电缆做头及接线施工要点

a 动力电缆、控制电缆采用粘胶带包缠工艺；动力电缆采用专用液压压线钳压接接线鼻子；控制电缆、计算机电缆如为多股芯线，根据接线端子情况选择相应的压线钳及接线端子压接，如为单股芯线，则可直接压接；动力电缆相色标识采用包缠不同相色带形式，控制电缆相色标识可使用购买的芯线号头成品；电缆试验、对线合格后，对各电缆进行——对应接线，电缆外护层及屏蔽层应按要求进行接地。

b 尽可能做到动力电缆和控制电缆无中间接头；如不得已有中间接头时，要将接头处拉出，使其离开其它平行电缆，在其接头范围内加装一定强度的槽盒捆紧；对接头的位置等要做好标识、记录，并会同监理方对其进行验收，有关资料也要移交。

c 在电缆做头之前的电缆运输、存放、敷设时，确保所有的电缆头始终用塑料薄膜及密封带密封，对敷设时切出的新电缆头要及时密封。

F 电缆试验施工要点：

电缆作头完成后根据电缆的绝缘等级及规范的要求对每根电缆进行绝缘试验和校验，以检验电缆的完好程度。

(4) 防火封堵施工要点：

全部电缆敷设完后，按设计及规程进行防火封堵施工。对电缆穿越电缆沟、竖井、建筑物、楼板、墙体、设备、盘柜以及穿入管时的出入管口均进行防火封堵；每隔 40m 长度段的电缆桥架或沟道之间也进行防火封堵；电缆封堵、防火墙的制做、防火涂料的粉刷及防火盖板的安装要符合规范和设计要求，做到密实、平整、美观。电缆敷设、防火封堵均施工完后，分部、分区地对电缆沟、路径内的杂物进行彻底的清理，在对电缆隐蔽之前，须经监理工程师全面验收合格后，方可盖上沟盖板和桥架盖板。

8.5 特殊气象条件下的施工措施

8.5.1 雨季节施工措施

(1) 现场总平面布置，应考虑生产、生活临建设施、施工现场、基础等排水措施。

(2) 雨季前，应做好排洪准备，施工现场排水系统应完整畅通。

(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，准备足够量的防雨材料，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) 雨季施工砼工程时，应随时调整施工配合比，并避开雨天，在浇筑中遇到下雨应设挡雨棚后覆盖塑料薄膜以免雨水冲刷砼，雨较大时应停止砼施工并合理留置施工缝。

(6) 雨期施工砌体时，砂浆的稠度应适当减小，每天砌筑高度不宜超过 1.2m，收工时覆盖砌体上表面，若雨较大时则停止施工。

(7) 脚手架等要安装避雷装置，接地电阻不大于 10 Ω。雨过后要复工先检

查现场临时用电线路、机电设备、外脚手架的安全情况，无隐患后方可复工作业。

(8) 堆放水泥的仓库四周应用防水砂浆抹面，地面铺一层油毡，并将水泥用架板支垫；屋面保温材料不得露天放置，进场堆放应有防水措施，保温层不得雨天施工。

(9) 加强雨期质量安全意识教育，制定有效的值班制度，责任落实到人。

8.5.2 冬季施工措施

连续 5 天日平均气温稳定在 5°C 以下，或日最低气温低于 0°C 时，即进入冬期施工，拟采取冬期施工措施。

(1) 钢筋负温下闪光对焊宜采用：预热—闪光焊工艺，焊接参数宜采用弱参数，保证一定长度的见红区，减小温度梯度和延缓冷却速度，焊接时应严防地热、烧伤、咬口和裂纹等缺陷。焊接时应注意：焊接前必须清除焊接部位及电极和钢筋接触部位的铁锈、污物，端部若有弯曲应予以切断或校正；焊接在室外时应搭设棚子，焊后接头严禁接触冰雪、冷水，应用干砂使其缓慢冷却。

(2) 砼工程进入冬季施工后，砼要按新配合比添加防冻剂，另外根据现场实际情况对原材料加热，一般为对水加热，采用一次投料顺序，水温不超过 80°C ，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、运输直至入模需要一段时间，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，保证砼的入模温度不低于 10°C 。浇筑后立即进行覆盖，先覆盖一层塑料布，再覆盖两层草袋。

(3) 砌体工程中的砂浆宜用普通硅酸盐水泥拌制，石灰膏等掺合料应有防冻措施，如遇冻，必须融化后方可使用。砂中不得含有大于 10mm 的冻块。砖应清除冰霜，冬期不浇水，应适当增大砂浆的稠度。砌砖一般采用掺盐砂浆，砌体加筋按有关规定应进行防腐处理。

(4) 钢结构工程的冬期施工

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。

在负温下焊接时，针对不同的结构，焊接用的焊条、焊缝在满足设计强度前提下，普通结构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。

(5) 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，注意防滑垫稳；构件外观应检查与矫正，负温下安装使用的机具及设备使用前应进行调试，必要时需低温下试运转，发现问题应及时修整。

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。

8.6 施工总进度

8.6.1 进度设计编制原则

(1) 遵守国家关于储能电站的基本建设程序。

(2) 在坚持合理施工顺序的前提下，宜将各施工阶段有效衔接起来。

(3) 宜使同一工种的施工班组连续施工。

(4) 根据关键路径安排进度，其余的施工过程应结合关键路径进行安排。

(5) 编制时将各分项工程联系起来汇总成单位工程进度计划，形成进度计划的初步方案。

8.6.2 施工进度安排

本项目初拟施工总工期为 12 个月。工期具体安排如下：

第一个月到第二个月底为施工准备期，主要完成水、电、场内道路、场地平整及临时建筑等设施的修建。

第三个月开始到第六个月月底进行建筑物、设备基础施工（包括地基处理和基础浇筑）。

第七个月月底进行基础养护。

第八个月开始到第十个月月底完成电气设备吊装，同时进行设备调试，到第十二个月月底全部设备调试完成投产。

本项目建设地点分散、分部工程建设没有交叉干扰，项目业主可根据各主要设备进场时间合理安排分项工程施工顺序，按照上述施工进度编制原则，遵循合理有序、管理方便、尽早并网的原则安排项目施工，保证项目实施的质量、进度。

9 工程管理

9.1 工程管理机构

9.1.1 工程管理机构的组成和编制

为了充分利用人才和管理资源,实现工程建设管理的专业化、标准化、规范化和现代化,提高本项目总体经营管理水平和经济效益,本项目建设管理由建设方对工程实施全面管理。

建设期间,根据项目目标,以及针对项目的管理内容和管理深度,工程将成立项目公司。项目公司建设期计划设置4个部门:综合管理部、财务部、工程管理部、安全管理部,约20人,组织机构采用直线职能制,互相协调分工,明确职责,开展项目管理各项工作。项目公司的主要权限及职责为:

负责向政府及有关部门的请示汇报,取得项目建设批准文件;

负责协调项目建设安全、质量、进度、造价控制工作;

负责合同的签订和履行;

负责协调、组织项目招标、合同谈判、签约工作;

负责项目建设资金的筹措,并按工程建设合同向合同方及时拨付工程款;

负责生产准备工作;

负责组织储能电站投产后工程的竣工决算、竣工验收和项目后评价;

负责项目投产后的运营、还贷和拆除工作。

电站项目公司人员及部门具体职责分配见表9_1-1。

表9_1-1 电站项目公司人员及部门具体职责分配表

岗 位		职 能
总经理 (1人)		代表项目公司全面履行管理职责,负责整个项目内、外的协调与管理;主管项目的经营、财务、公共关系。
副总经理 (1人)		协助总经理管理项目及项目公司。
计划部 (4人)	部门职责	管理与控制项目的工期、造价、采购招标及合同管理,项目的范围管理,下达资金拨付计划。
	主任(1人)	主持本部门工作。组织招标工作,负责合同谈判;审查项目费用和工程量清单;审查资金拨付管理。
	计划、合同、造价、管理 (3人)	计划的制订,调整与控制。制订费用结算和资金拨付计划。采购招标管理。合同管理,合同的执行,违约及纠纷处理。
综合管理部 (4人)	部门职责	项目公司的人力资源管理、沟通(信息)管理、风险管理,项目公司的集成管理。公司标准化建设、公共关系、政工及企业文化建设。
	主任(1人)	主持本部门工作。管理与控制项目公司的人力资源、风险管理,项目公司的集成管理。
	信息管理 人资管理 (3人)	文秘、接待工作,协助人力资源管理人员做好各项档案管理和信息管理。负责权限内的人事考察、任免、劳动力调配、工资管理、人事档案管理、劳动合同、劳动保险、劳动保护、社会保险、职工教育、培训等。

岗 位		职 能
设备管理部 (4人)	部门职责	制订设备采购计划, 参与设备物资的招标, 负责设备及物资的采购合同的执行, 配合工程管理部催交设备及物资。
	主任 (1人)	全面负责本部门的工作; 按照工程需要负责编制设备物资采购计划; 参与设备物资的招标工作; 负责设备及物资的采购合同的执行; 配合工程管理部催交设备及物资。
	电气设备主管 (3人)	参与设备选型, 设备招标, 设备合同谈判; 按合同要求提出阶段性付款计划; 落实到货情况; 根据合同及现场情况提出监造及催交计划; 组织大件设备的运输。
工程管理部 (4人)	部门职责	项目的设计、施工、调试。落实进度、费用和质量/安全计划, 将实施信息反馈至相关部门。
	主任 (1人)	主持本部门全面工作, 审核施工组织设计及施工方案, 对施工过程的进度、质量、安全负责; 协调各施工单位、监理、设计、调试、设备厂家等关系, 负责配合计划编制标书的技术协议。
	土建 (3人)	土建和总平面管理, 控制专业间接口; 协调各承包商的进度, 控制关键路径; 定期提交进度报告, 反馈影响进度、质量、安全的因素并提出调整的意见。施工方案的审核; 监督、检查本专业设备供货情况; 定期提交进度报告, 反馈影响进度、质量、安全的因素并提出调整的意见。
财务审计部 (2人)	部门职责	负责项目公司财务预算, 资金、资产和融资管理, 公司审计。
	主任兼会计 (1人)	主持本部门工作, 审核财务预算和资金拨付计划。公司的审计。编制项目管理费用预算; 根据凭证登记财务帐册; 做好代收代付业务的帐务管理。
	出纳 (1人)	办理现金、银行的结算业务; 凭证报销; 发放工资奖金等费用。

9.1.2 工程运营管理机构及人员定编

根据生产和经营需要, 结合储能电站运行特点, 遵循精干、统一、高效的原则, 对运营机构的设置实施企业管理。参照原能源部颁发的能源人[1992]64号文“关于印发新型电厂实行新管理办法的若干意见的通知”, 结合新建电站工程具体情况, 本储能电站按“无人值班”(少人值守)的原则进行设计。

建设期结束后储能电站项目公司职能转变为项目运营, 项目建设人员和精简人员承担项目运营管理工作。运营公司做好电站运行和日常维护及定期维护工作。

储能电站运营由项目公司负责运营, 设4个部门, 综合管理部、财务部、运维管理部、安全管理部。综合管理部由工程建设期间的计划部和综合管理部合并, 负责综合计划、经理办公、文档管理; 财务部负责财务收支、财务计划、工资福利管理; 运维管理部负责运营公司生产运营以及安全管理; 安全管理部负责设备技术监控、定期维护。

9.2 主要管理设施

根据储能电站的特点及电站的布置情况, 储能电站为生产区, 管理区与升压站同时考虑。

(1) 管理区、生产区电源及备用电源

生产、生活主供电源从站用变引接。

(2) 管理区、生产区供水设施

本项目生产、生活用水均均采用自来水管网引接的方式。

(3) 道路交通设施

本电站的道路交通由对外道路和站内道路组成。对外道路内接站区及外联现有道路。站内道路分站内环形道路和站内横、纵向道路。

9.3 电站运维

根据生产和经营需要，结合现代化储能电站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。结合电站工程具体情况，储能电站按“无人值班”的原则进行设计。

储能电站的运维工作与升压站综合考虑，采用无人值班，设置远程监控、定期巡检的运维方案，运维人员负责储能站日常的内外清洁打扫，对外来人员的接待，保证储能站的安全；发现和处理异常情况，按储能站的运维要求进行定期运维，并负责电站的运营效益记录、水电费月结，负责组织电站的季度巡检，负责电站的月收益报表汇总，效益分析，负责电站维护物资采购，质保期内保修沟通，负责应急预案的实施。

储能电站需特殊考虑电池运行维护，在不影响整体系统正常运行和人员设备安全的前提下，发现并解决锂离子电池及其外部设备的异常运行状况，并通过对运行环境的优化和电池均衡、更换等措施，使储能电站锂离子电池处于良好状态，旨在延长电池使用寿命。

9.3.1 一般要求

- (1) 储能电站的运维管理必须符合国家法律法规的规定和相关标准的要求。
- (2) 电站运维人员须接受安全生产教育和岗位技能培训，考核合格后上岗。
- (3) 储能电站的运维管理必须具备健全的管理制度和规范。
- (4) 电站运维人员必需按照巡检制度，对电站进行定期巡检。
- (5) 电站内环境保持卫生整洁，充电设备表面干净整洁，无锈蚀、无污渍。
- (6) 电站内电气设施（变流设备和变配电设备）周边应保证无易燃、易爆物品，污染和腐蚀介质。

9.3.2 状态监控

电站运维人员必须时时监控电站储能设施运行状态，对于可能出现的问题提前制定预防措施；对于已经出现的问题及时处理。

9.3.3 故障处理

- (1) 电站运维人员必须对充电站发生的故障及处理情况及时通报，避免影响充电站的正常运行。
- (2) 电站运维人员每次故障处理完毕后必须形成故障处理记录。

9.3.4 周期性巡检和维护

- (1) 电站运维人员必须按照要求对电站设施进行巡视、维修和保养，保障设施的性能和寿命；
- (2) 电站巡检必须形成书面记录，并整理成册
- (3) 巡检要求应按照《储能电站运行维护规程》（GB/T 40090-2021）执行。

10 环境保护和水土保持

10.1 环境保护

10.1.1 设计依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》
- (4) 《中华人民共和国水土保持法》
- (5) 《中华人民共和国可再生能源法》
- (6) 《环境影响评价技术导则》
- (7) 《环境影响评价技术导则声环境》
- (8) 《环境影响评价技术导则非污染生态环境》

10.1.2 污染源分析

(1) 施工期

项目施工期间，将产生噪声、粉尘、废水和固体废物等污染物。

1) 废气、粉尘。施工机械、运输车辆废气排放施工作业产生的扬尘对环境空气的污染影响。

2) 噪声。施工阶段各种施工车辆、机械产生的噪声源强度在 70~90dB 之间。

3) 废(污)水。

4) 固体废物。项目建设工程，施工人员产生的生活垃圾按 0.5kg/人/天计，施工人数为 50 人，施工期 12 月，施工期的生活垃圾总量 9.1 吨。将生活垃圾定期清运至当地生活垃圾指定存放场进行妥善处理。

5) 生态环境。施工期清理现场、土方升挖、填筑、机械碾压等施工活动占地、破坏区域原有地貌、降低土壤抗蚀能力等。

6) 对人群健康的影响。施工期基础设施可能相对简陋，如果饮食卫生、生活用水、环境卫生等管理措施不利情况下，可能增大一些传染病流行的可能性。

(2) 运营期

1) 本项目运行期升压站有少量的固、液体废物，采用集中处理的方式。

2) 生产废水主要为清洗废水以及升压站生活用水，可收集之后用于绿化灌溉。

10.1.3 环境影响的防治、保护措施

(1) 施工期

1) 大气污染防治措施

本项目在施工期的主要大气污染物是扬尘，为了最大限度减少扬尘污染，施工单位应加强管理，文明施工，采取一定的抑尘措施，具体如下：

各类建筑材料应轻装轻卸，运输砂石料、水泥等易产生扬尘的车辆上应覆盖篷布进行有效遮掩。

进场道路修筑所用的各类砂石料应尽可能不要露天排放，如若敞开堆放，也应进行适当洒水。

施工车辆减速慢行。

施工现场在干燥天气时应适当洒水，大风天时，应增加洒水次数。

挖掘出的土方采取压实措施，并缩短土方的堆放时间，可以回填的应尽快回填，不能回填的则运至弃土场堆放。

2) 水污染防治措施

产生的污水应回收集中处理。

3) 声污染防治措施

目前作业机械尚无消声隔声措施，主要靠距离衰减噪音能量，因此在施工过程中应规范各种机械设备的操作，并尽可能选用低噪声设备，加强设备的维护和保养，并为施工人员配置耳塞，以避免噪声影响。

4) 固体废物污染防治措施

将固体废物集中收集、分类堆放，统一管理，对于其中的水泥固体垃圾或砾石类垃圾应用于进场道路和场内道路的修建；对不能再利用的生活垃圾收集在封闭的垃圾收集筒内，按期运至垃圾填埋场卫生填埋。

5) 施工期生态保护与恢复措施

永久占地处的植被在施工前移植至它处维护，并定期洒水，确保植被成活；临时占地处的植被在施工期要注意保护，避免长期占压植被，防止植被死亡。

避免大风天气和雨天进行土石方工程。

最大限度控制施工作业范围，减少施工扰动原地貌的面积，尽量减少对植被的破坏。

如果出现植被死亡，则采取一补二的原则，即毁坏多少面积植被，就在它处加倍补偿多少植被。

在建设期产生的挖方尽量避免堆放在植被表面，并严格控制其占地面积。

不易剥离的植被较难移植保护，因此如果在弃土点和取砂石场处的植被较难移植，应采用“毁一补二”的原则。

(2) 营运期

1) 水污染防治措施

建议项目营运期产生的清洗废水收集之后全部用于周围的绿化，无法使用的收集后定期清理。产生的生活污水排入污水池，定期进行处理。

2) 固体废物防治措施

生活垃圾应集中收集后分类存放，对于可以再利用的应尽量再次利用，避免浪费资源。场区生活区附近固定位置设生活垃圾暂存点，设置两个生活垃圾收集容器，暂存点应有防风、防雨和防渗的三防措施。收集的生活垃圾定期运至垃圾填埋场卫生填埋。

3) 电磁辐射标准及措施

根据电磁环境现状监测结果，工程变电站围墙外工频电场强度及工频磁感应强度满足无线电干扰评价标准，对站区外居民点没有影响。

4) 废旧储能电池的处理

对废旧电池有专业团队回收处理。

储能电池系统使用年限为 10 年，到达使用年限后，需对储能电池进行回收。电池的回收利用主要分为梯次利用和拆解回收两个循环过程。梯次利用是指将退役的电池，运用在分布式光伏发电、低速电动车、备用电源等领域，发挥再利用价值。而当电池无法进行梯次利用时，则需要拆解回收。

通常储能电池退役后，梯次利用场景较少，主要用在备用电源场景。退役电池在没有找到其他接收用户时，一般找专业的电池厂家处理，通过拆解、破碎、分离、提纯、冶炼等处理，提取废电池中的镍、钴等金属，进行资源化利用，从而实现电池材料的循环再造。

更换后的废旧电池宜释放剩余电量后将其正负极做绝缘保护，并存放于通

风、防水、干燥处，并远离热源和腐蚀化工品，不得露天放置或置于潮湿环境，应由具备电池回收资质的专业机构进行回收。

5) 变压器事故排油

升压站内设置事故油池，变压器事故排油后经排油管道流入事故油池，油水分离后污水流入升压站内污水管网，事故费油由专业回收人员进行回收处理。

10.1.4 环境管理与监测

(1) 施工期环境保护宣传教育、培训与管理计划

1) 宣传与教育计划

本项目施工前期生态环境保护宣传教育计划见表 10.1-1。

表 10.1-1 生态环境保护宣传教育计划

宣传目标	实施方式	实施时间	责任单位
让施工人员了解本项目施工环境保护有关规定	在施工区设立工程施工环保管理规定布告牌一座	工程施工前期完成	工程实施单位
让施工人员熟悉施工组织规划要求和有关环境保护的具体操作规定	聘请工程设计资深专家和环保专家在施工前期组织一次集中授课	工程施工前期完成	工程实施单位

2) 培训计划

缺乏受过培训的施工人员是生态环境破坏的潜在主要因素，为了提高工程施工人员的环境意识和工程监督管理人员的管理水平，本项目在施工前期、施工期都需要对有关人员进行专门的培训。工程生态环境保护培训计划见表 10.1-2。

表 10.1-2 工程生态环境保护培训计划

培训对象	培训时间	培训内容	责任单位
施工人员	施工前期	1、施工组织设计要求； 2、施工队伍行为规范要求。	当地环保局、工程实施单位组织实施
工程监理人员	施工期	工程环境监理现场技术要求	当地环保局、工程实施单位组织实施
施工人员	施工后期	生境破坏带施工现场清理要求规定	当地环保局、工程实施单位组织实施

3) 施工现场环境管理计划

施工现场的有效管理是防止生态无序破坏的前提基础和重要手段，本项目施工现场环境管理计划详见表 10.1-3。

表 10.1-3 施工现场环境管理计划

管理对象	管理措施	责任单位
------	------	------

施工便道管理	1、严格控制施工便道使用范围，严格将施工范围限制在工程预定范围内； 2、用彩旗和路标等标明施工便道的范围和方向，车辆、人员必须按指定线路行驶、行走，不能随意碾压、践踏。 3、指定专门的人力和设备进行维护； 4、施工便道在形成厚层泥土时，将厚土铲除并集中堆放在专门地区； 5、严禁非施工人员使用施工便道。	工程实施单位组织实施；当地环保局现场监管
施工现场管理	施工人员未经允许不得擅自到施工现场或临时站场以外地区活动，不许任意采集野生植物	工程实施单位组织实施；当地环保局现场监管
挖方管理	建设工程形成的挖方区在施工现场结合地貌恢复工作进行摊平、压实处理，然后按照不同地段的生态恢复需要进行地表恢复。	工程实施单位组织实施；当地环保局现场监管
合计		

(2) 运营期生态环境监测与管理计划

1) 生态环境监测

运营期生态环境监测计划详见下表 10.1-4。

表 10.1-4 运营期生态环境监测计划

监测对象	监测项目	监测计划	监测方法	监测单位
地表侵蚀	侵蚀量	春、秋雨季，2 次/年，连续 10 年	国颁标准方法	当地环保局
合计				

2) 环境管理

运营期生态环境管理计划见表 10.1-5。

表 10.1-5 运营期生态环境管理计划

管理对象	管理计划	责任单位
年度地表植被恢复任务落实情况	每年 7 月中旬由当地环保局检查落实。	当地环保局
年度生态恢复资金使用情况	每年 7 月中旬由当地环保局检查落实。	当地环保局
恢复方案落实情况	每年 7 月中旬由当地环保局检查落实。	当地环保局
合计		

(3) 环境监测

1) 生态环境监测

该项目运行后，需要对工程影响区的植被覆盖率、生长情况进行定期观测。此外，还要为强化环境管理、编制环保计划、制订生态保护及污染防治对策提供科学依据。本项目环境观测计划见表 10.1-6。

表 10.1-6 生态环境观测计划

监测项目	监测点	监测频率
植被覆盖率	风机周边	每年八月一次
植被生长情况	风机周边	每年八月一次

2) 声环境监测

为了掌握施工对评价区声环境质量的影响，应至少在工区共布设 6 个点，进行昼夜分 4 个时段监测。各个监测点大致分区布设在典型的机组开挖区、施工生产生活区、附近村庄、交通道路口区等处。按照《噪声监测技术规范》（第三册）规定方法执行。

3) 大气环境监测

大气环境分别位于典型的机组开挖区、施工生产生活区、周围居民区及集控中心等处各设 1 个监测点。按照《大气环境监测技术规范》规定方法执行。主要监测空气中的 TSP 指标以及电磁辐射的监测。

4) 水质监测

储能电站和升压站排水采用分流排水方式，除地表雨水外其余污水进行收集后集中处理。按照《水质监测质量和安全管理办法》规定对周边水源、河流进行定期取样检测。

10.1.5 环保及综合效益

(1) 环保效益

随着本项目的建设，大规模向负荷中心送电，相应减少周边煤电建设，提供清洁能源，有利于改善受电地区环保压力，有十分显著的环保效益。

(2) 经济效益和社会效益

本项目建设经济效益主要表现为：通过提高供电质量，保障用电需求，促进经济的发展，其间接经济效益是十分显著的。

本项目建设社会效益主要表现为：本项目的建设推动了地方建材等需求，增加了所在地区的财政收入，促进了当地经济的发展。在工程施工中有大量的劳动力输入到工程经过的地方，这些人员的进入增加了当地对社会商品和服务业的消费和需求，促进当地服务业的发展。工程在当地建设，施工人员中有部分人员来自当地，他们参加一些技术要求不高的工作（如材料运输），实际上给当地创造了就业机会，促进了当地经济的发展和居民生活水平的提高。

10.2 水土保持

10.2.1 设计依据、设计任务及总体目标

(1) 设计依据

《中华人民共和国水土保持法》

《中华人民共和国可再生能源法》

《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》

(2) 设计任务及总体目标

经过对本项目的水土保持设计，分析本项目水土流失现状及成因，并预测工程建设可能造成水土流失，提出有效措施使不利影响因素减至最低程度，使场址区水土在本项目建设与运行期内都得到很好的保护。

10.2.2 水土流失现状及成因

水土流失是在水力、重力、风力等外应力作用下造成的水土资源和土地生产

力的破坏和损失，包括土地表层侵蚀和水土损失。

水土流失的成因：水土流失是自然现象，其产生的原因既有自然因素，也有人为因素。自然因素主要有地形、降雨、土壤（地面物质组成）、植被四个方面。人为因素是人类对土地不合理的利用，破坏了地面植被和稳定的地形，以致造成严重的水土流失，最主要的有两个方面。一是毁林毁草、陡坡开荒，破坏了地面植被；二是开矿、修路等基本建设不注意水土保持破坏了地面植被和稳定的地形，同时，将废土弃石随意向河沟倾倒，造成大量新的水土流失。

本项目场址区的土地利用中存在的主要问题：一是施工过程中对土地的扰动大，涉及大量土石方倒运；二是植被稀少，生态环境恶劣。故在风沙大，植被少的情况下，若地表受到扰动会形成风蚀，从而产生严重的水土流失问题。而水土流失不仅会形成表层土壤的丧失，也会污染大气、造成生态环境的恶化。因此在工程施工期和运行期都应减少甚至避免水土流失。

10.2.3 工程建设造成水土流失影响分析

(1) 水土流失影响因素识别

1) 施工期

本项目场地为国有建设用地，地表植被分布较少，在施工过程中要扰动地表，因此有水土流失产生。

2) 运行期

本项目在运行期对地表的扰动较小，且站内道路采用混凝土硬化，设备间空地铺 100mm 厚机械破碎石，因此基本不存在水土流失问题。

(2) 施工期的影响分析

项目建设将征占当地一定面积的土地，但均为国有建设用地，未侵占耕地、草地等农业用地。在工程施工过程中将进行土石方填挖，包括设备基础施工及生产楼基础施工等工程，不仅动用土石方，而且有施工机械及人员活动，也会产生土壤扰动。因此工程对当地生态环境的影响主要表现为：土壤扰动后，产生大量的扬尘，会增加土壤侵蚀及水土流失。

(3) 运行期的影响分析

本项目在运行期基本不存在水土流失，且站内道路采用混凝土硬化，设备间空地铺 100mm 厚机械破碎石，因此基本不存在水土流失问题

(4) 水土保持措施

水土流失防治措施主要采用工程措施、植物措施、临时措施和管理措施相结合的综合防护措施，在时间上、空间上形成水土保持措施体系。

1) 工程措施：储能电站、施工生产生活区、弃渣场进行表土清理，施工结束后进行覆土平整。

2) 临时措施：施工过程中，特别是下雨或刮风期施工时，为防止开挖填垫后的场地水蚀和风蚀，对设备区、施工生产生活区和堆土场等部位布设排水、拦挡和遮盖等临时防护措施，考虑临时工程的短时效性，选择有效、简单易行、易于拆除且投资小的措施。

3) 管理措施：工程施工时序和施工安排对水土保持工程防治水土流失的效果影响很大。若施工时序和施工安排不当，不但不能有效预防施工中产生的水土流失，而且造成施工中的水土流失无从治理，失去预防优先的意义。

10.2.4 水土保持设计评价结论

(1) 水土保持设计评价

本项目场区处于国有建设用地，项目土建内容主要为基础的开挖及施工期产生的噪声、振动、扬尘，施工单位需严格执行环保部门有关规定，加强施工期的管理，控制施工扬尘、噪声污染，做到文明施工。施工期结束后，应及时对施工现场进行清理，种植适宜草类，恢复原有地貌。施工场地没有环境敏感点，对当地的自然生态系统基本无影响。

(2) 水土保持设计结论

通过本项目的水土保持设计，对工程建设中可能造成水土流失进行了分析，提出了有效的防治措施，使本项目建设中水土流失的影响减至最低，进而使工程与其周围环境之间达到相互和谐发展的目标。

10.3 升压站环境保护和水土保持

10.3.1 环境概况

站址自然环境

升压站站址 1 公里范围内均未见广播电台、电视台、导航台、微波站、雷达站、短波无线电测向台、短波无线电收信台（发射台）等敏感目标。站址周围 1 公里内均无文物古迹、军事设施、自然保护区、风景旅游区等需保护对象。

环境质量现状

站址现为未利用地，所在区域噪声水平较低，噪声环境现状较好。

项目对环境的影响主要发生在项目的建设期和项目的运行期。

建设期对环境的影响主要未及早选取临时推土场使得临时土方乱推乱放。此外，施工噪声也可能对周围居民夜间休息造成影响。

运行期由于本工程电压等级高，升压站的电磁辐射可能对周围环境造成影响。此外，还需要考虑升压站排水对周围水环境的影响。

环境保护标准

设计中主要考虑以下环境保护标准：

1) 污染物排放标准

- (1) 《污水综合排放标准》(GB8978-2002) 第二时段一级标准
- (2) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) II 类标准
- (3) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

2) 环境质量标准

参照《高压交流架空送电线无线电干扰限值》(GB15707-1995)。

3) 噪声环境

- (1) 《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准
- (2) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准
- (3) 《农田灌溉水质标准》(GB5084-2005) 旱作标准

项目对环境可能造成的影响

项目对环境的影响主要发生在项目的建设期和项目的运行期。

建设期对环境的影响主要未及早选取临时推土场使得临时土方乱推乱放。此外，施工噪声也可能对周围居民夜间休息造成影响。

运行期由于本工程电压等级高，升压站的电磁辐射可能对周围环境造成影响。此外，还需要考虑升压站排水对周围水环境的影响。

防治污染的措施

电磁辐射污染防治措施

合理并精良加工站内的各种输变电设备及配件，以减少高电位梯度点，进而

减少电磁辐射的产生。

控制绝缘子表面放电，保证高压设备的联接接触良好。

进出线方向尽量避开居民区，高压配电装置尽量布置站内远离居民区的部位。

10.3.2 噪声防治措施

1) 在设备招标时，对主变等高噪声设备提出不大于 85dB (A) 的噪声限值，达不到该要求时，采取隔声、消声、吸声等措施，从声源上降低噪声。

2) 站区平面布置尽量考虑将高噪声设备布置于离围墙较远的地方，将主变压器布置在变电站中央，从声学角度进行布置优化，以降低厂界外噪声。

3) 站区周围进行绿化，利用植被的吸声作用，降低厂界噪声。

4) 采用实体砖墙，对噪声的传播也起到一定的吸收和阻隔作用。

废污水防治措施

1) 主要排污为生活污水，经下水管网排入化粪池，再经污水处理设备处理后可达到环境保护要求的污水排放指标。悬浮物含量：SS<70mg/L、5H 生化需氧量 BOD₅<20mg/L、化学需氧量 COD<100mg/L、排水量约为 1~2m³/h，达到国家污水排放标准后排放。

2) 事故或检修时的含油污水排入事故油池贮存，经过分离装置进行油水分离后，油回收再利用。日常主变油坑内的雨水，则通过排油管排入事故油池中，油水分离后，最后排入站区排水系统。

10.3.3 施工期环境保护措施

1) 变电站扩建时，在站区空闲场地采用压盖，减少风沙扬尘。

2) 合理选取基槽余土及建筑垃圾的堆放地点，并用防尘布苫盖，尽可能减少对环境的污染。

3) 对施工人员产生的生活垃圾等应集中管理，定期做无害化处理。

采暖

变电站采暖为电热采暖，无粉尘污染问题。330kV 断路器为高性能、封闭性良好的、能满足环保要求的 SF₆ 设备，并且设备中带有气体泄漏报警装置，一旦泄漏可立刻采取措施，防止气体继续泄漏。

土石方

变电站布置尽量少占耕地，站址土方工程设计采取综合自平衡方式，减少弃土和外购土方量。在配电装置区铺设成品混凝土方砖及碎石层，减少风沙扬尘。

环境影响分析

站址附近有少量居民点，预计站内的工频电磁场、无线电干扰不会对附近居民生活产生明显影响。

站内的噪声以中低频为主，声压级一般在 80dB (A) 左右。经屏障隔声、空气植被吸声以及距离的衰减，站内厂界处噪声将迅速下降。

噪声环境的保护对象为站周围的居民，预计站内噪声对周围居民不会产生大影响。

站内设事故油池，事故排油进入事故油池，不向外排放。

站内排入主要的生活污水，废污水排水量小，约为 3m³/h，经处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-2002) 第二时间段一级标准后排入站区污水集水池，定期排空，不会对当地地表水水质产生大的影响。

总之，采取一定的防治措施后，本站对环境的影响较小。

10.3.4 拆迁

站址附近无拆迁。

10.4 建议

(1) 为保证工程环境保护和水土保持措施能及时到位，以保护当地生态环境，建议建设单位要落实本项目的环保和水保费用，并做到专款专用。

(2) 做好施工期的环境管理工作，做到文明施工，避免施工期噪声对周围环境产生污染，施工结束后施工场地应尽量恢复原貌。

(3) 加强对设备的维护，确保其正常运转，避免设备带病运行产生高噪声对环境造成影响。

11 节能降耗

11.1 设计原则

(1) 贯彻“安全可靠、先进适用、符合国情”的电力建设方针。本项目设计按照建设节约型社会要求，降低能源消耗和满足环保要求，以经济实用、系统简单、减少备用、安全可靠、高效环保、以人为本为原则。

(2) 通过经济技术比较，采用新工艺、新结构、新材料。拟定合理的工艺系统，优化设备选型和配置，满足合理备用的要求。优先采用先进的且在国内外成熟的新工艺、新布置、新方案、新材料、新结构的技术方案。

(3) 运用先进的设计手段，优化布置，使设备布置紧凑，建筑体积小，检修维护方便，施工周期短，工程造价低。

(4) 严格控制电站用地指标，节约土地资源。

(5) 电站水耗、污染物排放、定员、发电成本等各项技术经济指标，尽可能达到先进水平。

(6) 贯彻节约用水的原则，积极采取节水措施，一水多用。

(7) 提高电站综合自动化水平，实现全场监控和信息系统网络化，提高电站运行的安全性和经济性，为实现现代化企业管理创造条件。

(8) 满足国家环保政策和可持续发展的战略：高效、节水、节能，控制各种污染物排放，珍惜有限资源。设计应满足各项环保要求，确保将该储能电站建成环保绿色工程。

11.2 设计依据

本项目在建设和运行中，将遵循如下用能标准和节能设计规范：

- (1) 《中华人民共和国节约能源法》
- (2) 《中华人民共和国建筑法》
- (3) 《机械行业节能设计规范》
- (4) 《公共建筑节能设计标准》
- (5) 建科[2004]74号《关于加强民用建筑工程项目建筑节能审查工作的通知》
- (6) 国务院 国发[2006]28号《国务院关于加强节能工作的决定》
- (7) 国务院《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》；
- (8) 国家发展和改革委员会发改投资[2006]2787号《国家发展改革委关于加强固定资产投资节能评估和审查工作的通知》
- (9) 国家发展和改革委员会发改环资[2007]21号《国家发展改革委关于印发固定资产投资节能评估和审查指南（2006）的通知》

11.3 主要节能降耗措施

11.3.1 场址选择和电站布置

(1) 场址选择及电站布置

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

(2) 道路规划

站内道路及进站道路宽4m，布局紧凑合理，满足运维及消防要求。

11.3.2 电气设计节能降耗措施

采用先进高效系统设计：1) 电芯级精准温控，智能充放电管理，延长电池循环寿命。2) 选用优质、高效的电池和 PCS 主设备，93% 电池循环效率，98% PCS 效率，以提高系统循环效率。

高效节能设备选型：针对本项目，各专业在每个环节上研究分析，找出节能点，采取优化措施，降低电耗，力求将能耗降低到最低。1) 主变压器采用低损耗变压器，升压变压器、站用变压器可选择干式非晶合金变压器，以降低变压器损耗。2) 选用铜芯电力电缆，并在选择电缆截面时限制电流密度，以减小电缆损耗。3) 选用高效、节能机电产品，杜绝淘汰产品。4) 在建筑和工艺上采取措施，提高厂房、及建筑物的自然采光和通风率，以节约人工采光和机械通风电耗。

降低站用电措施：本项目用电量较大的经常性负荷主要有各储能单元集装箱内的空调、通风用电和站内照明用电。1) 依据电池运行特性和项目气象参数，对电池预制舱的运行环境进行热仿真，优化空调选型和运行模式，降低站用电率，避免大马拉小车的浪费现象。2) 设计时应采用变频节能型空调，综合考虑室内环境温度控制和因环境温度变化引起相对湿度变化对设备的影响，合理配置采暖、制冷和通风容量。站内应配置智能电控设备，根据现场室内环境温度湿度自动控制空调和通风设备的投切，从而降低能耗并延长设备的使用寿命和维护周期。3) 室内外照明设计应尽量利用自然采光，并选用 LED 节能照明灯具。尽量做到小范围的开灯控制方式，根据建筑对照明的要求及不同电光源的特点，选择合理的照明方式，并选用光效高、显色性好的光源及配光合理、安全高效的灯具，工作场所的照度标准值应符合《建筑照明设计标准》(GB50034-2004)、《工业企业采光设计标准》(GB50033-2001) 等有关标准。

降低电站变配电损耗率：储能电站的升压变压器无论运行在满载还是欠载状态，每组变压器均需消耗空载损耗电能，因而变压器选型时采用非晶合金变压器，最大限度降低空载损耗。另一方面，变压器温升越高，负载损耗越大，在变压器选型时，限制变压器温升等级，以降低负载损耗。在投入运行后，合理调度变压器运行方式，使总损耗最小。

11.3.3 土建设计节能降耗措施

(1) 建筑节能设计原则

1) 建筑规划充分满足工程生产工艺流程要求，结合场址的环境、地理位置、交通运输等条件，做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。

2) 贯彻国家有关法律法规，改善公共建筑室内环境，提高居民生活质量，并提高能源利用效率，创造节约型社会。

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

4) 根据本项目所处气候分区，建筑必须充分满足冬季保温要求。

(2) 建筑节能措施

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

6) 建筑总布置

建筑总平面的布置和设计，利用冬季日照并避开冬季主导风向，利用夏季自然通风。厂房的主朝向宜选择本地区最佳朝向或接近最佳朝向。

7) 体型系数

本项目属寒冷地区，应按照《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2015），对建筑体形系数进行控制，要求建筑体形系数小于或等于 0.4。

（3）电站布置中的节能降耗措施

场区设计的合理与否关键在规划，在本电站的规划中着重抓总体规划。规划设计配合电气工艺在设计过程中充分考虑了电站集电线路、送出线路的分布。结合场址的环境、地理位置、交通运输等条件，充分比较并优化了电气总平面布置方案，从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。

优化场区的道路、电缆沟及综合管线的布置，做到布局合理，电缆敷设路径最佳。

11.3.4 水资源节约

本项目运行期水消耗较少，主要为站内运行人员生活用水，本项目最大日用水量约 5.6m³。

我国是一个缺水的国家，在设计中要本着节约用水的原则，使用节水节能型卫生器具。

本项目已将生活污水进行了处理，不会对环境造成危害。

11.3.5 油料节约

施工期和运行期所需油料均可由市场采购解决，对项目所在地区的能耗负荷影响很小。

11.4 建设管理的节能措施建议

本项目的能源消耗主要为施工期的能源消耗和运行期的能源损耗。从节能的角度看，本项目已经在工程设计中选择符合节能标准的电气设备，同时在工程布置、方案选择中考虑了节能措施。

在施工期，应制订能源管理措施和制度、防止能源无谓消耗；应对进场施工人员加强宣传，强化节能意识，注重节约成本；应对施工设备制订和工程施工特点相符合的能耗指标和标准、严格控制能源消耗；应加强对能源储存的安全防护、防止能源损失；应合理安排施工次序，做好施工设备的维护管理和优化调度。

在运行期，应对各耗能设备制定相应的能源消耗管理措施和制度，注重设备保养维修，降低能耗；应对管理人员和操作人员节能培训，操作人员要有节能上岗证，应制定用电、用油等燃料使用指标或定额，强化燃料管理。

总之，工程运行管理中，要注重总结运行管理经验，加强设备日常维修保养，提高运行人员技术水准，不断优化运行调度管理模式，以达到节能的目的。

12 劳动安全与职业卫生

12.1 设计总则

12.1.1 设计目的、基本原则

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针，做到项目投产后符合劳动安全与工业卫生的要求，保障劳动者在劳动过程中的安全与健康，为建设项目的设计、施工、监理、运行提供科学依据，推动工程项目安全程度的提高，根据国家有关设计标准、规程规范进行本项目劳动安全与工业卫生专项设计。

本项目劳动安全与工业卫生专项设计，必须遵循国家的有关方针、政策，并结合工程的具体情况，积极采用先进的技术措施和设施，做到安全可靠、经济合理，设施符合国家规定的标准，为业主的工程招标管理、工程竣工验收和并网储能电站的安全运行管理提供参数依据，确保施工人员生命与财产的安全。

12.1.2 计范围和主要内容

本项目的劳动安全与工业卫生设计范围是对主要构筑物、生产设备及其储能电池作业岗位和场所的劳动安全与工业卫生进行分析评价，主要包括储能电池、PCS舱等。

项目劳动安全与工业卫生设计的重点：分析评价项目运行过程中可能出现的劳动安全与工业卫生等方面的主要危险有害因素；从设计、运行、管理的角度提出相应的消除或减免措施；提出劳动安全与工业卫生建议。对施工过程中的主要危险有害因素只作一般性分析，不作具体评价说明。

12.1.3 主要依据文件

(1) 国家有关主要法律、法规、条例

- 1) 《中华人民共和国劳动法》(国家主席令第 28 号,2009 年修订)
- 2) 《中华人民共和国安全生产法》(国家主席令第 13 号,2014 年修订)
- 3) 《中华人民共和国消防法》(2009) 中华人民共和国主席令第 6 号
- 4) 《中华人民共和国职业病防治法》(中华人民共和国主席令第 81 号, 2017 年 11 月 4 日修订)
- 5) 《建设工程安全生产管理条例》(2003) 中华人民共和国主席令第 393 号
- 6) 《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》(国能安全[2014]161 号)

(2) 设计采用的主要技术规范、规程和标准

- 1) 《危险化学品重大危险源辨识》GB18218
- 2) 《防止静电事故通用导则》GB12158
- 3) 《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
- 4) 《生产过程安全卫生要求总则》GB/T12801
- 5) 《生产设备安全卫生设计总则》GB5083
- 6) 《工业管道的基本识别色、识别符号和安全标识》GB7231
- 7) 《图形符号 安全色和安全标志 第 1 部分：工作场所和公共区域中安全标志的设计原则》GB/T2893.1
- 8) 《安全标志及使用导则》GB2894
- 9) 《工业企业设计卫生标准》GBZ1

- 10) 《工业场所有害因素职业接触限值》GBZ2
- 11) 《工业企业噪声控制设计规范》GB/T50087
- 12) 《电气设备安全设计导则》GB/T25295
- 13) 《建筑采光设计标准》GB/T50033
- 14) 《变电站总布置设计技术规程》DL/T5056
- 15) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620
- 16) 《交流电气装置的接地》DL/T621
- 17) 《高压配电装置设计技术规程》DL/T5352
- 18) 《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222
- 19) 《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB50058
- 20) 《工业企业厂内铁路、道路运输安全规程》GB4387
- 21) 《工业建筑防腐蚀设计规范》GB/T50046
- 22) 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB14285
- 23) 《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB50060
- 24) 《供配电系统设计规范》GB50052
- 25) 《电力工程电缆设计规范》GB50217
- 26) 《电力设施抗震设计规范》GB50260
- 27) 《建筑防雷设计规范》GB50057
- 28) 《建筑设计防火规范》GB50016
- 29) 《建筑材料放射性核素限量》GB6566
- 30) 《建筑灭火器配置设计规范》GB50140
- 31) 《火灾自动报警系统设计规范》GB50116
- 32) 《建筑照明设计标准》GB50034
- 33) 《建筑抗震设计规范》GB50011
- 34) 《建筑给水排水设计规范》GB50015
- 35) 《采暖通风与空气调节设计规范》GB50019
- 36) 《工作场所物理因素测量第 5 部分微波辐射》GBZ189.5

12.2 工程劳动安全与工业卫生危害因素分析

12.2.1 工程施工期主要危害因素分析

(1) 高处坠落

本项目线路出线系统及构架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

本项目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，能导致设备或材料损坏，人员伤亡、死亡。

(3) 物体打击和挤压伤害

本项目的各类施工作业活动中，均存在操作人员受到坠落物的打击、运动着的重型设备的打击（如吊车、吊臂等）等危险因素，可能导致人员伤亡、死亡。

(4) 机械伤害

本项目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

本项目施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，可能导致人员伤亡、死亡。

(6) 交通事故

本项目施工、运输车辆多，可能由于施工现场内视野不良、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，可能导致设备损坏或人员伤亡、死亡。

(7) 传染性疾病

本项目施工过程中，施工人员数量较多，且集体生活、集体用餐，存在发生传染性疾病的隐患。

12.2.2 工程运行期主要危害因素分析

(1) 变压器、配电设备触电伤害、火灾及爆炸伤害

本项目布置变压器、电池舱和若干其他电气设备。这些设备的带电部位均存在触电伤害的危险，也存在火灾及爆炸的危险，可能导致人员窒息、烧伤、死亡。

(2) 电气设备及电缆火灾及中毒伤害

本项目布置有若干电气设备，还有一些充油设备，易于着火。特别是布置有大量的电力电缆及控制电缆、光缆等，而且连接到工程各个部位。电缆易燃，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) 通风机等设备的噪声污染

本项目逆变器室及生产楼布置有一些通风机，这些设备的低频噪声会引起运行人员的听力伤害。

(4) 高处坠落及机械伤害

本项目没有出线导线架构及较高的建筑物等设施，高处坠落及机械伤害因素较少。

(5) 雷击

储能电池布置位置地势开阔，且占地面积较大，遇雷暴发生时，存在雷击危险因素，能导致设备损坏，引起运行事故或人员伤亡、死亡。

(6) 电磁辐射危害

储能电站潜在的电磁环境影响主要是 PCS 和变压器产生的工频电场。工频磁场，可能对人体健康产生不良影响，以及信号干扰等种种危害。这种电磁环境影响的强弱与变压器等级选型和距变压器的距离等因素有关。

12.3 劳动安全与工业卫生对策措施

12.3.1 施工期劳动安全与工业卫生对策措施

(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) 加强施工监理，施工过程应严格按照相关规程、规范要求执行。

(4) 加强施工单位资质管理。

(5) 加强施工组织设计编制与审查管理，试运阶段的安全管理。

(6) 加强施工营地生活设施建设，完善施工卫生建制，保障施工人员的安

全与健康。

12.3.2 运行期劳动安全与工业卫生对策措施

(1) 防火及防爆

1) 工程防火设计

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

本储能电站建筑物防火设计完全满足现行有关防火设计规范的要求。

2) 工程防爆安全设计

储能电站内设备的选型和采购均符合现行相关规范。

3) 防静电设计

通风设备等均接地；防静电接地装置与工程中的电气接地装置共用时，其接地电阻不大于 $30\ \Omega$ 。

场外独立设置的易燃材料仓库，在直击雷保护范围内，其建筑物或设备上严禁装设避雷针，而用独立避雷针保护。并采取防止感应雷和防静电的技术措施。

(2) 防电气伤害

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

2) 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。

3) 屋外开敞式电气设备，在周围设置高度不低于 1.5m 的围栏。

4) 在远离电源的负荷点或配电箱的进线侧，装设隔离电器，避免能触电事故的发生。

5) 用于接零保护的零线上，不装设熔断器和断路器。

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

7) 供检修用携带式作业灯，符合《特低电压 (ELV) 限值》(GB/T3805-2008) 的有关规定。

8) 电气设备的防护围栏应符合下列规定：

a) 栅状围栏的高度不应小于 1.2m ，最低栏杆离地面静距不应大于 0.2m ；

b) 网状围栏的高度不应小于 1.7m ，网孔不应大于 $40\text{mm}\times 40\text{mm}$ ；

c) 所有围栏的门均应装锁，并有安全标志。

(3) 防机械及防坠落伤害

1) 采用的机械设备的布置，设计中满足有关国家安全卫生标准的要求，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) 等有关标准的规定。

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

3) 需上人巡视的屋面设置净高不小于 1.05m 的女儿墙或固定式防护栏杆。

(4) 防噪声及防振动

储能电站按“无人值班”（少人值守）方式设计，采用以计算机为基础的全厂集中监控方案，并设置图像监控系统，因而少量的值守人员的主要值守场所布置在生产楼的中控室内，其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》(GB/T50087-2013) 规定，结合本电场的特点，限制在 $60\text{dB}\sim 70\text{dB}$ 。

1) 为确保各工作场所的噪声限制在规定值内，要求各种设备上的电动机、风机、水泵、变压器等主要噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定

的噪声、振动标准的设备。中控室等主要办公场所选用室内机噪声值小于 60dB 的空调机，并采取必要的隔振、减振处理。

2) 在噪声源较大的设备房间采取必要的措施，如水泵等布置在单独的房间并采取吸声、隔声或更为有效的消音屏蔽以及相应的隔振、减振和阻尼措施。

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

4) 管道设计及其支吊架合理选择，以避免或减少流体高速流动及管道振动所产生的噪声。

5) 为运行人员配备临时隔声的防护用县。

(4) 防尘、防污染、防腐蚀、防毒

1) 本储能电站机械通风系统的进风口位置，设置在室外空气比较洁净的地方，并设在排风口的上风侧。

2) 本储能电站辅助生产建筑相关部位按消防设计原则设有事故排风、排毒措施。

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

4) 建筑材料的毒性、放射性均符合国家有关卫生标准规定，不得超标。

(5) 防电磁辐射

本项目正常工作频率为 50Hz，属于工频和低压，电磁环境影响较小，不属于电磁辐射范畴（100kHz~30GHz）。根据以往电磁环境资料分析，本项目建成后，四侧围墙外的电场强度和磁感应强度均较低，均能满足相应标准限值要求。

(6) 防大风、防沙尘暴

1) 在选择储能电池、PCS 设备、输电线路及其辅助设备时，充分考虑这些设备在低温、超强大风荷载和沙尘暴、积雪覆冰等气象灾害状态下的工作情况。

2) 在设备支架设计时充分考虑风荷载，在设备基础设计施工时考虑冻土问题。

3) 在人员经常停留的室内场所或有防冻要求的设备间内设置采暖系统。

4) 室外主要发电设备防护等级满足防沙尘暴的要求。

5) 施工完后，尽快进行环境绿化，植树种草，防止水土流失和沙尘对作业环境的影响。

6) 做好大风、沙尘暴等的事故应急预案。

(7) 安全色和安全标志

根据《图形符号安全色和安全标志第 1 部分：工作场所和公共区域中安全标志的设计原则》（GB2893.1-2013），结合《中国石油天然气股份有限公司安全目视化管理规定》，对安全色和安全标志进行设计。

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

表 12.3-1 安全色和安全标志设置的场所及类型

标志名称	安全色	设置场所	标志内容
禁止标志	红色	电缆密集处	禁止烟火
警告标志	黄色	电气设备的防护围栏	当心触电

提示标志	绿色	温度超过 65°C 的设备外壳或构架	当心高温伤人
		超过 2.0m 的钢直梯上端	当心坠落
		主要交通道口	当心车辆
		消防设施	消防栓
			灭火器
			消防水带
		安全疏散通道	安全通道、太平门

12.3.3 储能电站公共安全防护措施

(1) 选址与设计：在选址时，应充分考虑地形、地质、气候等自然条件，以及周边环境、人口密度、交通等因素。设计阶段要严格按照相关标准和规范进行，确保设计合理、安全可靠。

(2) 选用优质设备：选购具有良好信誉和可靠性的设备供应商，并对设备进行严格检测和验收，确保设备质量达到相关标准。

(3) 安全管理：建立健全安全生产责任制度，明确各级管理人员、技术人员和操作人员的安全生产职责。加强安全培训，提高员工安全意识，确保电站运行安全。

(4) 电池管理系统（BMS）与监控系统：建立健全电池管理系统，实时监测电池组的状态，预防电池过充、过放、过温等现象。同时，安装完善的监控系统，实时监测电站运行状况，及时发现并处理安全隐患。

(5) 火灾预警与应急处置：配置火灾预警装置，如烟雾报警器、温度报警器等，并与当地消防部门建立联动机制，确保火灾事故能够迅速得到处置。

(6) 定期维护与检修：制定严格的维护检修计划，定期对电站进行巡检，确保设备设施处于良好状态，及时排除安全隐患。

(7) 应急预案：针对可能发生的安全事故，制定应急预案，明确应急处理流程、责任人及应急资源配置，确保在突发情况下能够迅速启动应急预案，最大限度减少安全事故的损失。

(8) 风险评估与防范：开展风险评估，识别潜在安全隐患，制定相应的防范措施，降低安全事故发生的风险。

(9) 信息公开与宣传：加强对储能电站安全知识的宣传和普及，提高公众对储能电站安全的认识，增强周边居民的安全意识。

12.4 劳动安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针，加强劳动安全与工业卫生设施和技术措施的实施，以保护劳动者在劳动过程中的安全与健康，保障财产不受损失。就必须建立、健全安全生产责任制度；健全安全技术操作规程和安全规章制度；健全特种作业人员持证上岗和建档制度；完善安全生产条件，确保安全生产。实行全员、全方位、全过程的管理；根据法律法规制定相关职业安全卫生制度。制度的主要内容包括：目标、责任、承诺、奖惩规定、监督考核、总结等内容。

12.4.1 安全卫生机构设置、人员配备及管理制度

安全卫生管理机构必须和整个电站生产管理组织机构及人员配备统一考虑。工程施工期及投产后，设置安全卫生管理机构及安全卫生监测站，负责劳动安全与工业卫生方面的宣传教育和管理工作的，保障电站顺利运行，达到安全生产的目的。从“安全生产、安全第一”的角度出发，管理和监测机构负责整个电站的消

防、劳动安全卫生检查、日常的检测、劳动安全及职业卫生教育等，并设置医务室。

储能电站运行人员在开始工作前，需进行必要的安全教育和培训，并经考试合格后方能进入生产现场工作，同时按国家标准为生产运行人员配备相应的劳动保护用品，以便生产运行人员有一个良好的身体条件，为电站的安全运行创造一个较好的软件基础，减少和预防由于生产运行人员的失误而导致生产事故。

建立巡回检查制度、工作监护制度、维护检修制度，对生产设备的相关仪器、仪表和器材进行安全的日常维护。安全卫生管理机构根据工程特点配置监测仪器设备和必要的安全宣传设备。

12.4.2 安全生产监督制度

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

12.4.3 消防、防止电气误操作、防高空作业坠落的管理制度

(1) 消防管理制度主要包括：

- a) 设备防火安全规定；
- b) 防火检查制度；
- c) 消防水泵管理规定；
- d) 消防水池管理规定；

(2) 防电气误操作管理制度主要包括：

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

(3) 防高空作业坠落管理制度主要包括：

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

12.4.4 工业卫生与劳动保护管理规定

各级行政正职是本单位（部门）的第一责任人，对安全生产负全面的领导责任。各级行政副职是自己分管工作范围内的第一责任人，对分管范围内的安全工作负有领导责任。各类人员必须认真落实规定中各自的安全职责，认真贯彻执行国家有关安全生产的方针、政策、法律及法规，并对所属部门人员履行安全职责的情况进行检查、考核。严禁违章指挥，违章作业，违反现场劳动纪律现象的发生。坚持“管生产必须管安全”的原则，做到计划、布置、检查、总结、考核生产工作和安全工作同步进行，落实好有关职业安全卫生制度的执行。

12.4.5 工作票、操作票管理制度

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

工作票与操作票管理制度的主要包括：(1) 工作票与操作票的类别；

(2) 工作票与操作票的内容、格式及填写人员、签发人员资格规定；(3) 工作票与操作票的执行；(4) 工作票与操作票的终结；(5) 工作票与操作票的考核等内容。

12.4.6 事故调查处理与事故统计制度

事故调查处理与事故统计制度按照国家电力监管委员会颁布的《电力生产事故调查暂行规定》(自 2005 年 3 月 1 日起施行)进行编制。

12.4.7 事故应急救援预案

根据《安全生产许可证条例》(中华人民共和国国务院令第 397 号)第六条规定,企业要取得安全生产许可证,应当具备的安全生产条件之一就是:有生产安全事故应急救援预案、应急救援组织(或者应急救援人员)、配备必要的应急救援器材、设备。储能电站的突发事件应有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在储能电站投产前经有关部门的审批。

制订事故应急救援预案的目的主要有两个方面:(1)采取预防措施使事故控制在局部,消除蔓延条件,防止突发性重大或连锁事故发生;(2)能在事故发生后迅速有效地控制和处理事故,尽力减轻事故对人、财产和环境造成的影响。

12.4.8 事故应急预案的制定原则、基本要求和主要内容

储能电站生产安全是“人—机—环境”系统相互协调、保持最佳“秩序”的一种状态。事故应急救援预案应由事故的预防和事故发生后损失的控制两个方面构成,其原则是“以防为主,防救结合”。

在编写预案时,应分类、分级制定预案内容,上一级预案的编制应以下一级预案为基础。其基本要求是:具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果;若干确定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责;确定应急期间起特殊作用的人员(如消防员、急救人员)的职责、权限和义务;若干规定疏散程序;明确危险源的识别及其处置的应急措施;建立与外部应急机构的联系(消防部门、医院等);若干定期与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻生产经营单位的交流;做好重要记录和设备(如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等)的保护。

应急预案是针对可能发生的重大事故所需的应急准备和应急行动而制定的指导性文件,其核心内容应包括:若干对紧急情况或事故灾害及其后果的预测、辩识、评价;应急各方的职责分配应急救援行动的指挥与协调;应急救援中可用的人员、设备、设施、物资、经费保障和其他资源,包括社会和外部的援助资源等;在紧急情况或事故灾害发生时保护生命、财产和环境安全的措施;现场恢复;其他,如应急培训和演练规定,法律法规要求,预案的管理等。

预案应对储能电站在运行过程中出现的突发事件有一个较全面的处理手段,在事故发生的第一时间内及时做出反应,采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报,在事故未查明之前,当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备,特殊情况例外(如抢救人员生命)等。

12.4.9 应急预案编制程序

- (1) 成立应急预案编制工作组
- (2) 资料收集
- (3) 危险源与风险分析
- (4) 应急能力评估

(5) 应急预案编制

(6) 应急预案评审与发布

12.4.10 主要事故应急救援预案项目

根据储能电站生产特点、危险因素情况，分析该工程可能发生重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，确定需要编制应急救援预案的类型。

建议本项目对以下重特大事故编制应急救援预案：

火灾、触电事故预案，恶劣天气事故预案，电气误操作事故预案，蓄电池损坏事故预案，继电保护事故预案，变压器损坏和互感器爆炸事故预案，开关设备事故预案，接地网事故预案等事故预案。

施工期基坑开挖、施工区内运输、施工及检修期大件吊装、高空作业、交叉作业等危险点的安全生产事故应急救援预案。

12.5 预期效果评价

12.5.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

在采取了安全防范措施及对生产运行人员进行安全教育和培训后，为储能电站的安全运行提供了一个良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低了经济损失，保障了生产的安全运行。

12.5.2 工业卫生主要有害因素防护措施的预期效果评价

由于储能电站的特殊性，对生产人员进行必要的防护措施，有利于生产人员的身体健康，降低了生产运行中由于没有防护措施和设备而导致生产运行人员和巡视人员受伤的几率，减少了安全事故隐患，低了经济损失，保障了生产的安全运行和人员的人身安全。

12.5.3 存在的问题及建议

由于储能电站在我国还处在一个初步发展阶段，成熟的建设及运行几乎没有经验，对相关的安全措施和防护措施还缺乏一个较全面深入的研究，因此对生产运行当中所面临的卫生和卫生问题的研究还存在一定的不足，从而或多或少的产生事故隐患和发生生产事故，所以我们需借鉴国外的先进管理模式，结合我国自身发展特点，逐步增强当前储能电站安全生产和运行的防范工作。

建议建设单位应尽快完成本项目的安全预评价报告的编制及报批工作，以作为工程的设计依据。

建议储能电站建设全过程建立职业安全健康管理体系（OSHMS），以利于促进企业长效安全生产，创造最佳经济效益。