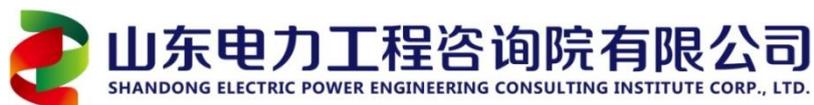


检 索 号

37-QA11751K-A01

东营津辉 795MW/1600MWh 集中式储能项目 可行性研究

可行性研究报告



工程设计综合资质甲级 A137010481 号

工程咨询单位资信证书甲 182021010794

2023 年 01 月 济 南

山东电力工程咨询院有限公司文件签署页

检索号	37-QA11751K-A01	版次	
文件名	可行性研究报告	页数	
附件		页数	
版 权 声 明			
本文件版权归山东电力工程咨询院有限公司所有，仅限于本项目使用。未经我公司授权，禁止向第三方传递、披露或在其他项目中使用。			
编 制	宋裕礼 董玉才 郭帆 高森波 于艳霞 衣红晨 宋健 张在		
校 核	徐广强 国新毅 徐从周		
会 签			
审 核	梁善鹏 田士侠		
批 准	高群		

目 录

1	概述	1
1.1	项目背景	1
1.2	投资方及项目单位概况	6
1.3	项目概况	6
1.4	研究范围及分工	8
1.5	工作过程及工作组织	9
1.6	主要结论及建议	10
2	电力系统	18
2.1	山东电网现状	18
2.2	山东电网负荷特性	21
2.3	山东省电力需求预测	26
2.4	山东省电力平衡分析	28
2.5	山东电网调峰情况分析	30
2.6	山东电网未来发展	33
2.7	储能容量需求分析	34
2.8	接入系统方案	35
3	建设条件	35
3.1	地理位置	35
3.2	交通运输	36
3.3	用地及拆迁	38
3.4	水文气象	38
3.5	站址的区域稳定性与工程地质条件	40
3.6	水源条件	42
4	工程设想	42
4.1	储能系统方案	42
4.2	总图专业	75
4.3	电气一次	82
4.4	电气二次	87
4.5	系统二次部分	95
4.6	仪控	100
4.7	通信	103
4.8	给排水及消防	104
4.9	供暖通风及空调	113
4.10	土建	113

5	环境保护与水土保持.....	119
5.1	环境保护.....	119
5.2	水土保持.....	121
6	劳动安全与职业卫生.....	122
6.1	设计概述.....	122
6.2	工程劳动安全与职业卫生危害因素分析.....	123
6.3	劳动安全与职业卫生对策措施.....	123
6.4	劳动安全与职业卫生机构设置、人员配备及管理制度.....	126
6.5	事故应急救援预案.....	127
6.6	预期效果评价.....	127
6.7	存在的问题和建议.....	127
7	电池回收.....	127
8	资源利用.....	129
8.1	原则要求.....	129
8.2	能源利用.....	129
8.3	土地利用.....	129
8.4	水资源利用.....	130
8.5	建筑材料利用.....	131
9	人力资源配置.....	131
10	工程项目实施的条件和建设进度工期.....	131
10.1	电厂项目工程实施条件.....	131
10.2	项目实施的轮廓进度.....	132
11	投资估算与财务分析.....	132
11.1	投资估算.....	132
11.2	财务分析.....	145
12	储能安全分析.....	170
12.1	储能系统安全设计及管理措施.....	170
12.2	储能电站设计安全措施.....	173
12.3	储能电站日常运维安全措施.....	173
13	经济与社会影响分析.....	176
13.1	经济影响分析.....	176
13.2	社会影响分析.....	177
14	主要结论及建议.....	179
14.1	结论.....	179
14.2	建议.....	179

附图目录

序号	图号	图纸名称
1	37-QA11751K-Z-01	储能站总体规划图
2	37-QA11751K-Z-02	储能站总平面及竖向布置图
3	37-QA11751K-D-01	电气主接线图
4	37-QA11751K-D-02	综合电气楼电气布置图

1 概述

根据《东营津辉 795MW/1600MWh 集中式储能项目可行性研究报告委托书》，山东电力工程咨询院有限公司（以下简称山东院）对东营津辉 795MW/1600MWh 集中式储能项目进行可行性研究工作。

1.1 项目背景

1.1.1 全球储能市场发展状况

根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2021 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 209.4GW，同比增长 9%。其中，抽水蓄能的累计装机规模占比首次低于 90%，比去年同期降低了 4.1 个百分点；新型储能的累计规模紧随其后，为 25.4GW，同比增长 67.7%，其中锂离子电池占据绝对主导地位，市场份额超过 90%。

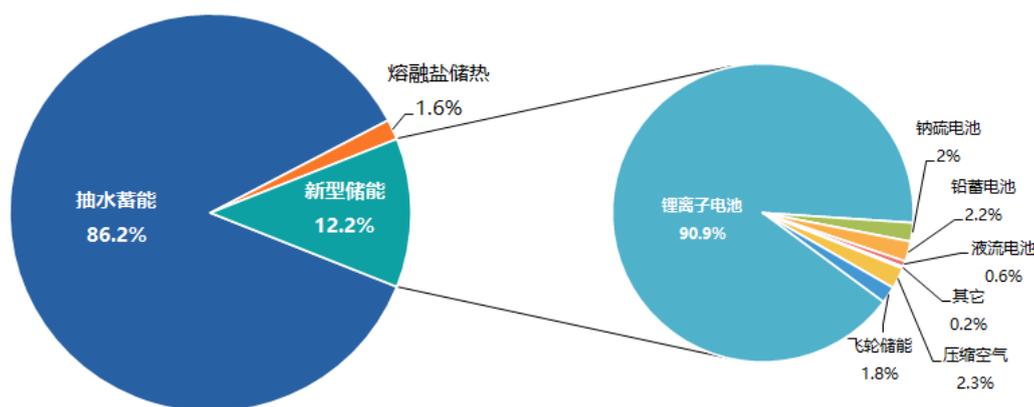


图 1.1-1 全球储能市场累计装机规模（2000-2021）

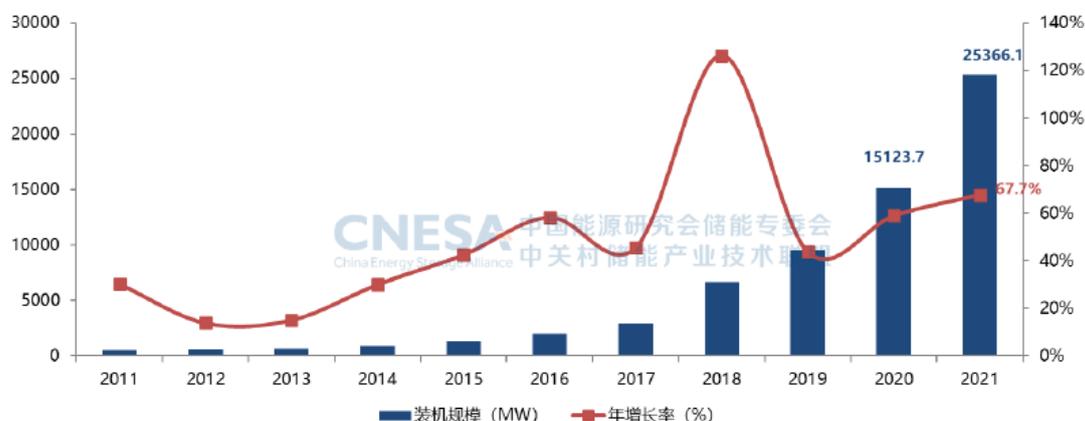


图 1.1-2 全球电化学储能市场累计装机规模（2000-2021）

储能正在成为许多国家用于推进碳中和目标进程的关键技术之一，即使面临新冠疫情和供应链短缺的双重压力，2021 年全球新型储能市场依然保持着高速增长态势。2021 年，全球新增投运电力储能项目装机规模 18.3GW，同比增长 185%，其中，新型储能的新增投运规模最大，并且首次突破 10GW，达到 10.2GW，是 2020 年新增投运规模的 2.2 倍，同比增长 117%。美国、中国和欧洲依然引领全球储能市场的发展，三者合计占全球市场的 80%。2022 年上半年从美国储能市场来看，上半年共计开发了 1751MW/5005MWh 的大型电池储能项目，从前两个季度的基本数据显示，开发量增长了约三分之一。

1.1.2 国内储能市场发展背景及状况

习近平主席在 2020 年 9 月和 12 月两次表态，定下了中国二氧化碳排放 2030 年前达到峰值、2060 年前实现碳中和，以及 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%，风电、太阳能发电装机达到 12 亿千瓦以上的新目标。中国的新能源产业迎来了前所未有的发展空间。2021 年 3 月 15 日，习主席主持的中央财经委员会第九次会议中提出“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，要构建清洁低碳安全高效的能源体系，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统。

“双碳目标”及“构建新型电力系统”目标的提出，必然对可再生能源和储能的发展产生更大的推动。随着新能源的快速增长，风光波动性、不稳定性、随机性对电力安全稳定的影响越来越大，大面积、持续性的阴雨天、静风天对光伏、风电为主体的电力系统甚至会造成重大电力断供的风险。而储能技术在平滑可再生能源发电出力、辅助服务和电力负荷削峰填谷方面提供了有效手段，可以有效提升电力系统灵活性、稳定性，为电网运行提供调峰、调频、备用、黑启动、需求响应支撑等多种服务，同时提高电网安全稳定水平，并从系统层面有效提升电力系统运行效率，是建设“以新能源为主体新型电力系统”的重要组成部分和关键支撑技术，对于提升电网新能源消纳能力、实现“双碳”目标具有重要意义。

“十四五”是加快构建以新能源为主体的新型电力系统，推动实现碳达峰目标的关键时期，《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出了加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机

发展机制。近年来，国家和各省份相继出台了鼓励或强制配置储能的政策，目标集中在可再生能源并网和电网侧，政策红利明显，主要涉及储能的政策汇总见表 1.1-1。

表 1.1-1 主要储能相关产业政策汇总表

时间	发布主体	政策名称	要 点
2014. 11	国务院办公厅	《能源发展战略行动计划（2014 年-2020 年）》	首次将储能列入九个重点创新领域之一，要求科学安排储能配套能力以切实解决弃风弃光弃水问题
2015. 03	国务院办公厅	《关于深化电力体制改革若干意见》（9 号文）	明确储能参与调峰和可再生能源消纳的身份
2015. 09	发改委、能源局、工信部	《关于推进“互联网+智慧能源发展的指导意见”》	推动在集中式新能源发电基地配置适当规模的储能电站，实现储能系统与新能源、电网的协调优化运行
2016. 03	中共中央委员会	《十三五规划纲要》	加快推进大规模储能等技术研发应用；大力推进高效储能等新兴前沿领域创新和产业化
2016. 04	发改委、能源局	《能源技术革命创新行动计划（2016-2030）》	明确提出先进储能技术创新、研究面向电网调峰提效、区域功能应用的物理储能技术，研究面向可再生能源并网、分布式及微网、电动车应用的储能技术
2016. 05	发改委、能源局、财政部、环境部、住建局、工信部等	《关于推进电能替代的指导意见》	在可再生能源装机比重较大的电网地区，推广应用储能装置，提高系统调峰调频能力
2016. 06	发改委、能源局、工信部	《中国制造 2025-能源装备实施方案》	储能设备要做好技术攻关、试验示范和推广应用
2016. 06	能源局	《关于促进储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》	探索电储能电力系统运行中的调峰调频作用及商业化应用，推动建立促进可再生能源消纳的长效机制
2016. 12	能源局	《可再生能源发展“十三五规划”》	推动储能技术示范应用、配合国家能源战略行动计划，推动储能技术在可再生能源领域的示范应用，实现储能产业在市场规模、应用领域和核心技术等方面的突破
2016. 12	发改委、能源局	《能源发展十三五规划》	加快优质调峰电源建设、积极发展储能、显著提高电力系统调峰和消化可再生能源能力
2017. 10	发改委、财政部、工信部、能源局、科技部	《关于促进我国储能技术与产业发展的指导意见》	要着力推进储能技术装备研发示范、储能提升可再生能源利用水平应用示范、储能提升能源电力系统灵活性稳定性应用示范、储能提升用能智能化水平应用示范、储能多元化应用支撑能源互联网应用示范等重点任务
2017. 10	能源局	《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》	鼓励分布式发电项目安装储能设施
2017. 11	发改委能源局	《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》	按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务、允许第三方提供参与电力辅助服务

时间	发布主体	政策名称	要 点
2017. 11	发改委	《关于推进价格机制改革的若干意见》	研究有利于储能发展的价格机制
2018. 03	能源局	《2018 能源工作指导意见》	积极推进储能技术试点示范项目建设
2018. 07	发改委	《关于创新和完善促进绿色发展价格机制的意见》	利用峰谷电价差、辅助服务补偿等市场化机制，促进储能发展
2019. 01	南方电网	《关于促进电化学储能发展的指导意见》{征求意见稿}	支持各类主体按照市场规则投资、建设、运营储能系统
2019. 02	国家电网	《关于促进电化学储能健康有序发展的指导意见》	国网将有序开展储能投资建设业务
2019. 07	发改委、能源局、工信部、科技部	《关于促进储能技术于产业发展的指导意见》2019-2020 年行动计划	具体落实四部门的工作重心和任务部署
2020. 02	教育部、发改委、能源局	《储能技术专业学科发展行动计划（2020-2024 年）》	建设一批储能技术产教融合创新平台，形成一批重点技术规范 and 标准
2020. 07	能源局	《关于组织申报科技创新（储能）试点示范项目的通知》	拟通过分析总结各类储能项目的成功经验和存在问题，推动政策和市场机制出台
2020. 08	发改委、能源局	《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》	因地制宜开展“风光水火储一体化”，适度增加一定比例储能
2020. 06	国网山东	《关于 2020 年拟申报竞价光伏项目意见的函》	储能配置规模按项目装机规模 20%考虑，储能时间 2h，可以与项目本体同步分期建设
2020. 10	山东能监办	《山东电力辅助服务市场运营规则（试行）（2020 年修订版）》（征求意见稿）	规模在 5MW/10MWh 及以上独立储能设施、集中式新能源场站配套储能设施等均可参与电力辅助服务
2021. 02	发改委、能源局	《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局。优化运行，实现科学健康发展。强化储能等电源侧灵活调节作用
2021. 04	山东省发改委、能源局、能监办	《关于开展储能示范应用的实施意见》	就山东省开展 2021 年度储能示范应用制定实施意见
2021. 07	发改委、能源局	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变，装机规模达到 3000 万千瓦以上。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展
2021. 07	发改委	《关于国家发展改革委进一步完善分时电价机制通知》	适应新型电力系统要求，拉大峰谷价差，合理确定峰谷时段
2021. 10	国务院	《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	进一步明确我国实现碳达峰总体目标，部署重大举措，明确实施路径
2021. 10	国务院	《2030 年前碳达峰行动方案》	进一步明确我国实现碳达峰总体目标，部署重大举措，明确实施路径
2022. 03	发改委、能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	对大力发展非化石能源，加快推动能源绿色低碳转型，构建新型电力系统做了部署和规划
2022. 03	山东省能源局	《关于开展 2022 年度储能示范项目遴选工作的通知》	就山东省开展 2022 年度储能示范应用制定遴选条件

时间	发布主体	政策名称	要 点
2022. 04	山东省能源局	《关于 2022 年度储能示范项目的公示》	公示山东省 2022 年度储能示范项目名单
2022. 04	能源局、科学技术部	《“十四五”能源领域科技创新规划》	突破能量型、功率型等储能本体及系统集成关键技术和核心装备,满足能源系统不同应用场景储能发展需要
2022. 05	发改委、能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	明确独立储能主体地位,明确独立储能跨市场交易模式
2022. 06	发改委、能源局等九部门	《“十四五”可再生能源发展规划》	明确新型储能独立市场主体地位,完善储能参与各类电力市场的交易机制和技术标准,发挥储能调峰调频、应急备用、容量支撑等多元功能,促进储能在电源侧、电网侧和用户侧多场景应用
2022. 08	能源局	《“十四五”新型储能实施方案》	构建储能创新体系,试点示范推动储能产业化进程。坚持因地制宜的原则,优化布局推动各侧储能规模化发展。完善机制营造市场良好环境,疏导成本加快储能市场化进程。健全管理体系,保障储能高质量发展。充分调动现有政策及社会资金推动新型储能的高质量发展
2022. 08	山东省发改委、能源局、能监办	《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》	明确新型储能示范项目依托现货市场的政策,推动新型储能市场化发展,鼓励新型储能规模化发展,促进新型储能规范化发展
2022. 08	山东省能源局	《山东省风电、光伏发电项目并网保障实施办法(试行)》(征求意见稿)	将储能容量配置比例作为风光项目并网的最优先条件

储能产业在密集政策的推动下迅速发展,正如《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》中所规划,储能已从“商业化初期”迈入了“规模化发展”的新阶段。目前全国 14 个省相继发布了储能规划,20 多个省明确了新能源配置储能的要求,项目装机规模也在大幅提升。根据中关村储能产业技术联盟(以下简称 CNESA)全球储能项目库的不完全统计,截至 2021 年底,中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%。2021 年中国新增投运电力储能项目装机规模首次突破 10GW,达到 10.5GW。其中,电化学等新型储能新增规模首次突破 2GW,达到 2.4GW/4.9GWh,同比增长 54%,新型储能累计装机规模 5729.7MW,同比增长 75%。

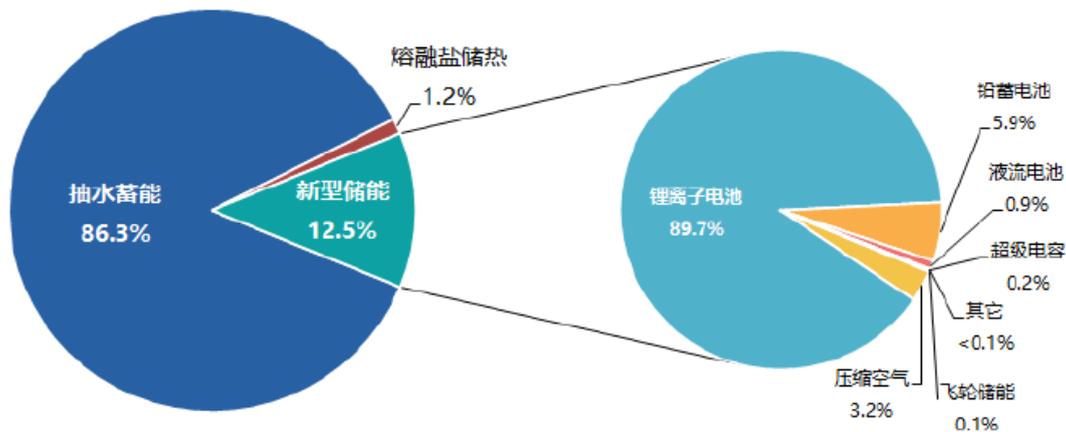


图 1.1-3 国内储能市场累计装机规模（2000-2021）

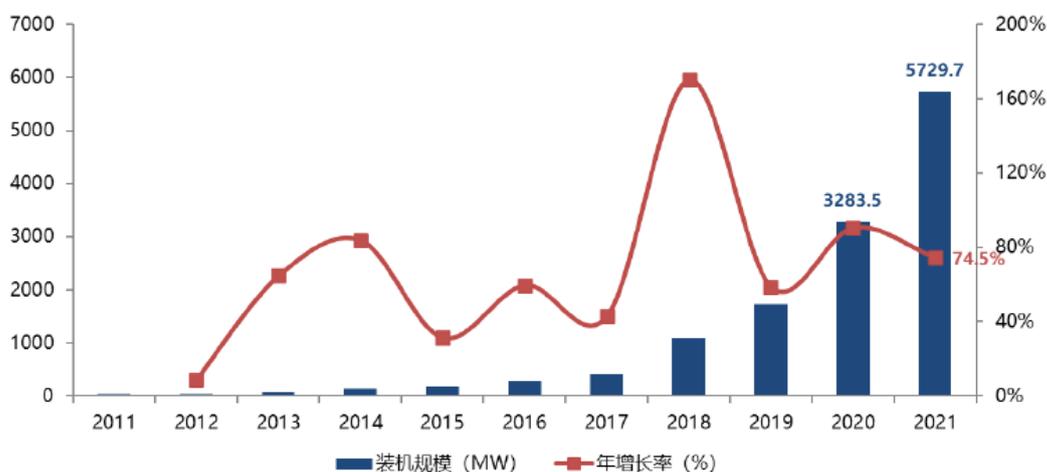


图 1.1-4 国内电化学储能市场累计装机规模（2000-2021）

据不完全统计，2022 上半年并网、投运的电化学储能项目总计个数为 51 个，装机总规模为 391.697MW/919.353MWh，2021 年上半年并网、投运的电化学储能项目总计个数为 47 个，装机总规模为 230.15MW/351.92MWh，2022 上半年较 2021 上半年同比增长 70.19%。

1.2 投资方及项目单位概况

本项目由利津县津辉清洁能源有限公司投资和开发建设。

1.3 项目概况

1.3.1 项目基本概况

工程名称：东营津辉 795MW/1600MWh 集中式储能项目。

工程编号：37-QA11751。

规划及建设规模：规划建设规模 790MW/1580MWh 磷酸铁锂+5MW/20MWh 全钒液流。

工程性质：新建。

工程地址：山东省东营市利津县河口区刁口乡境内。

建设进度：计划于 2023 年 7 月开工，2023 年 11 月投产。

1.3.2 可行性研究遵循的标准规范（包含但不限于）

可行性研究遵循以下标准和规范（包含但不限于）：

《电化学储能电站设计规范》GB51048-2014

《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T36558-2018

《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T34131-2017

《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T36547-2018

《电化学储能系统接入电网测试规范》GB/T36548-2018

《电化学储能电站运行指标及评价》GB/T36549-2018

《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T34120-2017

《电力储能用锂离子电池》GB/T36276-2018

《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 版）

《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019

《建筑照明设计标准》GB50034-2017

《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2017

《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018

《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005

《电化学储能电站标识系统编码导则》DL/T1816-2018

《电化学储能电站监控系统与电池管理系统通信协议》DL/T1989-2019

《地区电网调度自动化设计规程》DL/T 5002-2021

《电力系统调度自动化设计规程》DL/T5003-2017

《电能量计量系统设计技术规程》DL/T5202-2004

《电化学储能电站功率变换系统技术规范》NB/T42089-2016

《电化学储能电站监控系统技术规范》NB/T42090-2016

《电化学储能电站用锂离子电池技术规范》NB/T42091-2016

《电池储能功率控制系统变流器技术规范》NB/T 31016-2019

《电化学储能系统方舱设计规范》 T/CEC175-2018
《电化学储能电站可行性研究报告内容深度规定》 T/CEC5025-2020
《大型电化学储能电站电池监控数据管理规范》 T/CEC176-2018
《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》 T/CEC373-2020
《电池储能电站技术导则》 QGDW1769-2012
《电池储能电站设计技术规程》 QGDW11265-2014
《山东省全氟己酮灭火系统设计、施工及验收规范》 DB37/T3642-2019
《电化学储能电站安全技术要求》（中电联标准征求意见稿）
《电化学储能电站安全规程》（国家标准征求意见稿）

国家现行有关法令、法规、政策、标准、规范以及行业标准规范等。
建设方提供的基础资料、文件。

1.3.3 主要设计原则

- (1) 贯彻执行国家及地方有关基本建设方针、政策和规程规范。
- (2) 符合电力系统发展规划，并以电力系统规划为指导。
- (3) 结合项目应用场景特点，确保设计方案安全可靠、技术先进、经济合理。
- (4) 本着节约资源的要求规划储能电站布置方案，在投资允许的情况下，采用紧凑布置的设备以满足土地等环境因素和设备安全生产的要求。
- (5) 严格控制储能系统安全性，最大程度保证储能电站建设和运行期安全，做好防火防爆等安全措施。
- (6) 充分考虑节能降耗措施，储能系统各电气设备容量匹配合理，全面采用低损耗设备，有效提高储能电站整体效率。
- (7) 核心装备采用模块化设计，实施模块化建设，户外设备采用预制舱式组合设备，最大限度实现工厂内规模生产、集成调试、标准配送。大幅减少现场安装、接线、调试工作，提高工程建设安全、质量和效率。

1.4 研究范围及分工

1.4.1 研究范围

本阶段储能电站可行性研究范围，主要包括：

- (1) 论述储能电站项目建设的必要性和可行性；
- (2) 根据储能电站项目建设的各项外部条件、国家有关产业政策及设计

规范规程等，提出项目的工程技术方案，包括规划布置、储能系统、电气一二次、通信、给排水及消防、供暖通风及空调、土建等。

(3) 预测项目建设对周围环境和水土可能造成的不利影响，分析可能影响劳动安全和职业健康的各种因素，提出有效的预防保护措施。

(4) 根据拟定的工程技术方案，估算储能电站项目投资并进行经济评价和敏感性分析，论证项目的经济合理性。

(5) 综合各方面研究成果，对储能电站项目建设的必要性和可行性提出结论意见，并对下一步工作提出建议。

1.4.2 设计分工

山东院作为本项目的总体研究单位，负责编制项目可行性研究报告，并向各外委专题研究单位提出技术条件书，协调各外委专题研究单位的工作，汇总各报告结论和投资。

其他参加单位为合作单位，负责编制相关专题研究报告。

本项目可行性研究阶段由建设单位另行委托进行的专题研究项目情况见外委专题研究报告一览表：

序号	专 题 名 称	外委单位	进 度	备 注
1	《接入系统专题报告》	外 委	审查完成	
2	《环境影响评价报告》	外 委	正在开展	
3	《安全预评价报告》	外 委	正在开展	
4	《水土保持方案报告书》	外 委	正在开展	

1.5 工作过程及工作组织

2022年6月山东院受利津县津辉清洁能源有限公司委托，根据《东营津辉795MW/1600MWh集中式储能项目可行性研究报告委托书》，对本项目进行可行性研究工作。接到可研任务后，山东院迅速组建工程组，编制项目计划，召开开工会，落实外部条件，根据需要收集设计基础资料并全面开展设计工作。并根据最新的技术路线、储能政策以及投资方对站址位置调整的需求，对可研报告进行了多次全面修编。

在可研报告的编制过程中得到了业主的大力支持和协助，在此表示衷心

感谢!

参加本阶段研究工作人员:

序号	姓名	单位或专业	职务
山东院			
1	宫俊亭	山东院	副总经理
2	王 锋	山东院	技术总监
3	裴善鹏	智慧能源事业部	设计总工程师
4	田士侠	智慧能源事业部	设计副总工程师
5	李 娜	智慧能源事业部	工程助理
6	宋健	智慧能源事业部	电气一次/储能专业 主设人
7	于艳霞	智慧能源事业部	电气二次主设人
8	郭富民	智慧能源事业部	水工专业主设人
9	张 龙	智慧能源事业部	暖通专业主设人
10	宋春艳	智慧能源事业部	总图专业主设人
11	董玉才	智慧能源事业部	土建专业主设人
12	衣红晨	智慧能源事业部	技经专业主设人
13	崔金鹏	智慧能源事业部	通信专业主设人
14	纪凤坤	智慧能源事业部	系统专业主设人

1.6 主要结论及建议

1.6.1 项目建设必要性

(1) 山东电网发展及电力系统规划需求

山东电网由于自身能源结构及负荷特性等因素，其规划和发展主要面临以下问题：全省煤电机组装机容量占比较高，电源结构单一，随着新能源大量并网以及电网峰谷差逐年加大，电网调峰手段不足的矛盾日益突出，弃风弃光现象严重；输电走廊资源日益紧张，而且特高压变电站相继投产后，周边少数变电站短路电流水平上升较快，这些都成为制约电网发展的因素。

目前山东电网调峰、新能源消纳和民生供热之间矛盾突出，“外电入鲁”通道一旦故障对山东电网稳定影响较大。储能项目的建设，能够满足山东电网的规划和发展需要，有效缓解电网现状。

a) 满足系统调峰需求

山东电网主要依靠燃煤机组调峰，由于网内自备电厂、地方电厂、高背压机组和核电基本不参与电网调峰，省外来电调峰幅度低于省内公用火电机组，为保障新能源优先消纳，直调公用火电机组停机调峰已成为常态。与此同时，风电、太阳能等新能源发电的不断接入将进一步加剧系统的调峰矛盾。目前，山东有 4958 万千瓦风光装机，电网调峰主要依靠直调公用火电机组（6070 万千瓦，其中供热机组占比 73.6%）和抽水蓄能机组（100 万千瓦）。在供暖季，直调公用机组最小供热方式涉及供热容量达 3698 万千瓦，非供热机组日均开机容量 700 万千瓦，现有机组运行调整能力已发挥至极致。2021 年上半年，省外来电增长 14.9%，在将常规机组调整至保障电网安全运行最小方式，仍有 50 天发生时段性弃电，平均每天 8 个小时。电网安全运行面临较大压力，因此亟需储能这种具有削峰填谷作用的电源接入电网。根据目前的新能源发展规划和实际建设情况，未来山东省电网对储能调峰容量需求巨大。为解决电网调峰手段不足的问题，在条件允许的情况下建设一定规模的储能电站（抽水蓄能，压缩空气储能，电化学储能等）是十分必要的。

b) 改善系统响应能力，提高电网供电质量

为满足每日高峰负荷的需要，山东电网相当一部分的发电容量在部分时间内处于热备用状态，即在满足电力平衡的条件下，电网电量有一定盈余，火电机组承担旋转备用不但增加能耗，效益得不到充分发挥，电网及电厂的经济性受到影响，而且也存在一定的技术困难，当系统负荷变化率较大时，大中型火电机组将很难应对。而储能电站不仅可以顶峰发电，还可以迎峰发电，能承担负荷调整和满足日负荷曲线陡坡部分的变化，有效平抑该地区电网负荷波动，稳定电网频率，提高电能质量。储能电站投产后还可以替代火电机组承担电网旋转备用，能够在事故情况下迅速为系统提供支援，有效改善系统响应能力。

c) 提高风电、光伏等新能源消纳能力

根据《山东电网储能规划研究》（未公开发布），从满足山东省规划新能源机组弃风弃光率控制在5%以内、保障全网负荷供电及满足山东电网调峰调频需求几个方面考虑，同时结合《山东省能源发展“十四五”规划》及未来新能源装机预测，到2025年如果风电装机2800万千瓦，光伏装机6500万千瓦，考虑抽水蓄能、煤电改造、需求侧响应、外电入鲁调峰、燃气轮机等其他手段后，全省需增加调峰能力4000万千瓦时，相应的新能源利用率可达到95.4%；到2025年如果风电装机3000万千瓦，光伏装机10500万千瓦，考虑抽水蓄能、煤电改造、需求侧响应、外电入鲁调峰、燃气轮机等其他手段后，全省需再增加调峰能力8000万千瓦时后，相应的新能源利用率才能达到90.3%。储能建设能够显著提高风、光等可再生能源的消纳水平，支撑分布式电力及微网，是推动主体能源由化石能源向可再生能源更替的关键技术。

此外，受风能、太阳能资源的随机性、间歇性、难以预测性等特点的影响，风电、光伏等新能源发电的大规模并网将对电网实时电力平衡、安全稳定运行带来巨大挑战，进一步加剧系统调峰矛盾。储能电站建设投产后，利用其发电功率调节灵活、调节速度快的特性，能够有效平抑风电、光伏等新能源发电出力的波动特性，提高供电质量和电网运行的安全性，有效提高新能源的消纳能力，减少弃风、弃光等现象的发生。

d) 减轻系统阻塞，延缓电网升级扩容

在现有电力市场环境下，电网公司旨在提供安全可靠高质量的电力服务，同时考虑如何降低电网运行、维护和升级扩容等费用。储能技术一定程度上把发电和用电从时间和空间上分隔开来，发电不再是即时传输，用电和发电也可以不再实时平衡。通过储能技术这个特点，能够减少输配电网容量需求，成为减轻系统阻塞，延缓电网升级扩容的一个重要手段。

e) 提高电网安全运行能力

黑启动是应对电网大面积停电的必要手段，当前山东电网黑启动电源主要依靠抽水蓄能机组，黑启动能力仍有待提升。储能可作为黑启动路径的起点，又可设置在黑启动路径中加速启动，同时还可以设置在被启动机组，加快启动进程。储能电站增加了黑启动电源的数量和分布范围，为黑启动路径提供更多样的选择，能够有效提升电网黑启动能力。

随着特高压交直流的建设，山东电网区外来电规模不断增加，“强直弱交”结构带来的安全风险日益显现，存在直流近区交流电网故障导致直流闭锁或直流系统故障等造成大功率缺失的风险，严重影响电网安全稳定运行。储能具有良好的毫秒级快速、稳定、精准的充放电调节特性，能够提供瞬时、短时和时段三个平衡能力，是扩大“大规模源网荷储友好互动系统”响应规模、提高电网抵御事故水平的重要手段。

综上，从满足山东电网发展和电力系统规划需要的角度来说，储能电站的建设是必要的。

（2）利津县津辉清洁能源有限公司的发展需求

新型储能对于利津县津辉清洁能源有限公司及东营财金清洁能源有限公司“十四五”加快绿色转型和新能源发展不可或缺，随着近期国家和地方政府一系列相关政策的出台，储能技术和产品的升级，为新型储能的发展从政策和产业链上提供了有力的保障，储能发展空间和市场前景广阔。因此公司高度重视储能产业发展，加快加大储能项目布局力度，积极规划布局优势区域和优势储能项目，抢占稀缺资源，并注重和储能头部企业合作形成风险共担、收益共享的互利共赢新模式，以新型储能研究示范带动新能源资源获取，加快推动公司储能产业与新能源产业协同发展、融合发展、高质量发展。公司可以依托本储能基建新开发项目，加强储能相关技术研究以及储能产业商业模式的探索，为下一步更大规模推广应用乃至产业发展奠定良好的基础。并有利于公司研究制定科学完善的储能产业发展的指导意见，加快构建和完善具有东营财金特色的新型储能产业开发的建设管理体系，包括前期工作的流程和标准，项目开发合作的模式，集约化规模化项目开发的管理模式等，推动公司新型储能产业健康持续发展。

（3）发电企业发展的需求

减轻火电企业调峰压力，减少设备损耗

山东电网电源结构单一，主要依靠燃煤机组调峰调频，受省内新能源机组上网和外电入鲁影响，目前火电机组调峰压力已经非常大，白天负荷高峰期压低负荷甚至到30%左右，已造成部分机组日内启停机，对机组安全运行，设备寿命，运行效率均造成很大影响。

利用电化学储能，尤其是锂电池储能响应快速出力灵活的特点配合火电

机组参与电网调峰，可有效减少由于频繁调节造成的火电机组设备疲劳和磨损，增加使用寿命，提高机组效率和可用率，减少旋转备用，降低煤耗从而进一步促进节能减排，实现节能增效。

（4）起到示范引领作用

通过开展储能电站设计、施工和运维管理，不仅可以为新技术的使用留有发展空间，满足工程建设需要，还可以指导和规范东营财金今后大型储能电站的建设与运营，为其他地区相似工程提供借鉴和一定的技术支持，为储能大规模发展、政策制定提供数据支撑。通过储能示范项目，为集团大容量储能进一步提供重要的工程实践机会，为未来大规模应用积累技术和运行经验。探索项目建设在土地使用、招商引资、基础设施、财政税收等方面的政策制定，在储能规划、建设及运行管理方面起到示范引领作用。

山东需要大容量、长时间、低成本的储能技术，目前新兴储能技术层出不穷，除了能量型锂电池之外，液流电池、水系钠盐电池、压缩空气储能技术也具有示范条件。2022年3月，国家发改委与国家能源局联合印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确提出“开展不同技术路线分类试点示范，重点建设更大容量液流电池、压缩空气、飞轮等储能技术试点示范项目”。山东能源主管部门特别注意新技术的应用，要求示范项目要在技术和应用模式上真正起到示范引领作用。当前，全球规模最大的5MW/10MWh全钒液流电池储能系统在50MW风电场已完成示范应用，安全稳定运行已达9年，技术水平国际领先。因此本项目配置5MW/20MWh全钒液流电池作为示范应用，该技术没有任何贵金属，推广后成本极低，特别适合调峰为主的应用，符合能源主管部门预期。

综上所述，在山东省发展新能源，储能是刚性需求。目前山东省趋向于将所有风电光伏分散配建的储能集中建设为若干大型储能电站，更好适应电网要求，并给予一定支持政策。本项目的建设完全符合山东省能源发展思路，也是东营财金在山东发展新能源的必然要求。建设储能电站对于提高电力系统调节能力、提升新能源消纳和存储能力起着重要的作用，是构建以新能源为主题的新型电力系统柜的重要支撑。因此，本项目的建设是十分必要的。

综上所述，本储能电站项目建设是必要的。

1.6.2 项目建设可行性

(1) 符合产业政策

2021年以来，储能扶持政策频频发布。国家层面明确“十四五”及中长期新型储能发展目标与重点任务，为储能在“十四五”时期的发展明确了方向。2022年3月，国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》中国提出到2025年，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到2030年，实现新型储能全面市场化发展。《“十四五”现代能源体系规划》中提出到2025年，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右；抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。《关于加快推动新型储能发展的指导意见》中指出，到2025年，中国抽水蓄能以外的新型储能装机容量达到3000万千瓦以上，这在国家层面首次明确了新型储能的装机目标。

在国家层面出台政策的同时，各地也根据当地能源禀赋制定相关目标及政策。青海省提出到2025年建成并网新型储能规模达到600万千瓦以上，内蒙古的目标是500万千瓦，山东的目标是450万千瓦，三省目标占到全国目标的一半。部分省份虽未明确储能具体装机规模，但也基本按照新能源装机比例10%~20%、连续储能时长2小时以上进行配置。

2021年2月7日，山东省能源局印发《2021年全省能源工作指导意见》（鲁能源办[2021]1号）并提出：“积极推动储能发展，建立独立储能共享和储能优先参与调峰调度机制，新能源场站原则上配置不低于10%储能设施”和“实施可再生能源倍增计划，推进采煤沉陷区光伏基地建设，可再生能源发电装机突破5000万千瓦”等有关要求。

2021年12月21日，国家能源局正式发布《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》，明确将电化学储能、压缩空气储能、飞轮等新型储能纳入并网主体管理，并且鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。新版“两个细则”，明确了储能的市场主体地位，推出“新的交易品种”、完善成本分担机制、建立竞争性的市场价格机制，为储能开拓了市场获益空间。

因此，本项目建设符合产业政策。

(2) 储能市场发展迅速，技术成熟可靠

储能正在成为许多国家用于推进碳中和目标进程的关键技术之一，即使面临新冠疫情和供应链短缺的双重压力，2021 年全球新型储能市场依然保持着高速增长态势。2021 年，全球新增投运电力储能项目装机规模 18.3GW，同比增长 185%，其中，新型储能的新增投运规模最大，并且首次突破 10GW，达到 10.2GW，是 2020 年新增投运规模的 2.2 倍，同比增长 117%。

2021 年是中国储能从商业化初期到规模化发展的第一年，国家明确 2030 年 30GW 储能装机目标，14 个省相继发布了储能规划，20 多个省明确了新能源配置储能的要求，项目装机规模也在大幅提升。截至 2021 年底，中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，同比增长 25%，所占比重与去年同期相比再次下降，下降了 3 个百分点；市场增量主要来自新型储能，累计装机规模 5729.7MW，同比增长 75%。

锂离子电池在电化学储能的新增装机规模在全球和国内都居于榜首，国内众多企业布局锂离子电池储能技术。锂离子电池尤其磷酸铁锂电池以其寿命长、循环次数高，自放电损耗小，能量转换效率较高，安全性相对较好，成本相对较低的优势，已大规模应用于电动汽车、规模储能、备用电源等领域。从全球及国内电化学储能项目运行经验来看，电化学储能技术成熟可靠，具备大规模应用的条件。

（3）建设条件可行

①站址条件优越

站址位于山东省东营市利津县河口区刁口乡境内。从用地条件角度来说，站址稳定平坦，形状规整，便于储能电池及附属设施的布置。从站区周边环境角度来说，站址周围交通较为便利，建设条件较好，能够满足规模 795MW/1600MWh 储能电站建设的需要。

②接入系统方案可行

本期新建一座 220kV 升压站，储能电站经 35kV 线路汇集接入升压站 35kV 侧，35kV 配电装置采用每台 220kV 主变 35kV 侧双分支单母线接线方式，每 8 个集电线路(其中#1 主变增加 1 个全钒液流电池系统集电线路)经 1 台 240MVA 主变升压至 220kV，接入 220kV 配电装置，最终以 2 回 220kV 电缆线路接入东营辉阳 500kV 升压站 220kV 备用间隔。

③环保措施得力

项目符合国家产业政策，不占用农田，项目周边无敏感点，且运行过程中不产生废气、废水及固体废弃物，环境效益良好。

(4) 经济指标合理

工程动态投资 322092 万元，单位投资 4051 元/kW。工程静态投资为 319767 万元，单位千瓦造价为：4022 元/kW (2.00 元/Wh)。根据储能政策及项目的基础数据进行财务评价测算，本项目所得税前内部收益率 9.60%，所得税后内部收益率 8.03%、投资回收期税后 10.29 年、项目资本金财务内部收益率 11.80%。本项目财务评价的各项经济效益指标均比较合理，项目具有一定的盈利能力。

综上所述，储能电站项目建设是可行的。

1.6.3 结论

(1) 本项目建设符合国家和地方产业政策，符合山东能源发展规划和电网发展需求，同时也是建设单位提质增效、持续发展、加快企业转型的需要。且项目各项建设条件基本落实，站址符合土地规划，地质稳定适宜建设，接入系统基本可行，技术方案安全可靠、先进合理，环境保护及劳动安全预防措施得当，风险可控在控，经济社会效益较好。本项目的建设是可行的。

(2) 项目前期工作扎实，接入、环评、安评等均已开展工作，具有很好的先发优势。另山东省强制要求新能源配置不少于 10%的储能，储能成为风光项目接入电网的刚性需求，储能的建设是必须的。

(3) 主要技术经济指标

本项目建设规模 795MW/1600MWh。其中 790MW/1580MWh 储能电池采用磷酸铁锂电池，储能站电池系统及功率变换系统均采用户外集装箱布置方案。电站运行方案拟定 25 年设计年限，第 11 年更换一次电池。本项目同时建设 5MW/20MWh 全钒液流电池。储能电站按“无人值班、有人值守”的原则设计，运行人员定期或不定期进行巡视。

主要技术经济指标如下表：

序号	项目名称	主要指标
1	电池	磷酸铁锂电池+液流电池
2	PCS	3450kW 变流器, 3700kVA 升压变压器
3	主变压器	220kV 4 台 240MVA 变压器
4	电气主接线	双母线接线
5	静态投资 (万元)	319767
6	动态投资 (万元)	322092

1.6.4 下一步工作建议

(1) 建议尽快委托并完成相关的专题研究, 取得相应的支持性文件, 为项目推进创造条件。

(2) 因山东省正在进行电力现货市场改革工作, 下一步建设单位应向相关部门落实有关政策并积极推动政策尽快落地。

2 电力系统

2.1 山东电网现状

山东电网是一个以火电为主的电网, 现已覆盖全省 16 个地市。山东电网最高交流电压等级为 1000kV, 最高直流电压等级为 ± 800 kV, 通过“十交三直” 500kV 及以上线路与华北、东北、西北电网相连, 分别通过 500kV 滨州~黄骅双回、聊城~辛安双回线路及 1000kV 泉城~海河双回、曹州~邢台双回、泉城~邢台双回线路接至华北电网, 通过 ± 800 kV 广固~扎鲁特直流线路与东北电网相连, 通过 ± 800 kV 沂南~伊克昭直流、 ± 660 kV 胶东~银川东直流线路与西北电网相连。目前山东电网形成以交流特高压电网为支撑、交流 500kV 密集环网为主网架, 直流换流站深入负荷中心的网架结构。

截至 2021 年底, 全省电源总装机容量 173340MW, 其中火电装机 115990MW (含生物质及垃圾发电), 占全省总装机容量的 66.9%; 水电机组容量 1680MW (含抽水蓄能), 占全省总装机容量的 1.0%; 风电机组容量 19420MW, 占全省总装机容量的 11.2%; 光伏机组容量 33430MW, 占全省总装机容量的 19.4%; 核电机组容量 2500MW, 占全省总装机容量的 1.5%。2021 年, 全省发电量完

成 6196 亿千瓦时，同比增长 7.2%。

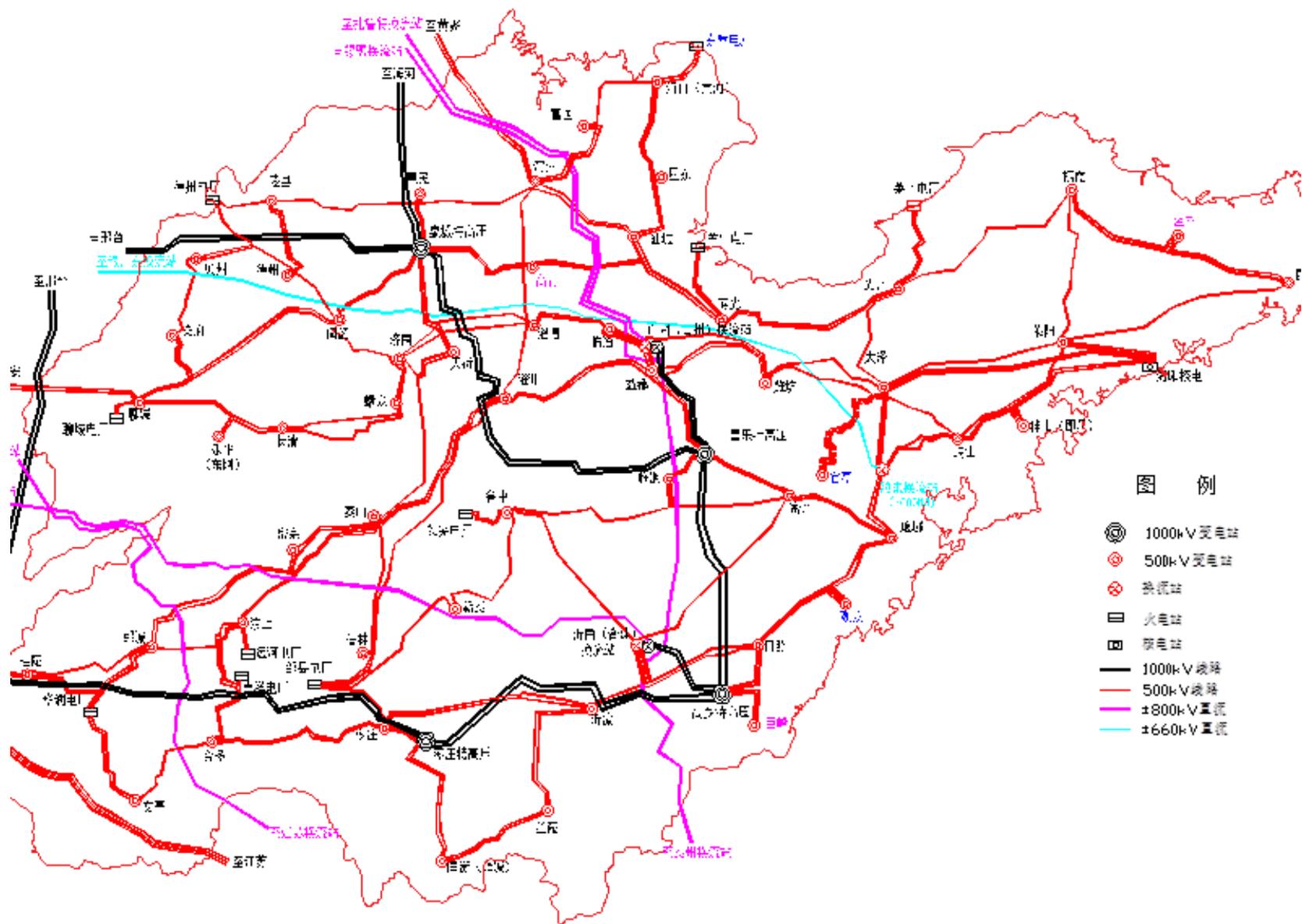
2021 年，山东省全社会用电量 7383 亿 kWh，同比增长 6.4%；全社会最大负荷 109770MW，同比下降 4.0%。2021 年，山东省共接纳省外来电 1197 亿 kWh，最大受电 11930 万千瓦。

截至 2021 年底，全省拥有 1000kV 变电站 5 座，变电总容量 36000MVA，线路长度 2317km（山东境内）；±800kV 换流站 2 座，额定容量均为 10000MW，±660kV 换流站 1 座，额定容量 4000MW，境内直流线路长度 1544km；500kV 变电站 59 座，变电总容量 10800MVA，线路长度 11280km；拥有 220kV 变电站 467 座，变电总容量 175140MVA，220kV 线路长度 30697km。

电网存在主要问题：

- （1）全省煤电机组容量占总容量的 67%，电源结构有待进一步改善。
- （2）系统调峰压力较大，随着新能源装机的持续增加，新能源消纳与电网调峰矛盾呈持续加剧态势。
- （3）输电走廊资源日益紧张，前期工作难度增大。

2021 年底山东 500kV 及以上电网地理接线示意图见附图 2.1-1。



2.2 山东电网负荷特性

2019年山东省全社会用电量达到6218.7亿kWh，同比增长2.22%。全省发电量完成5285亿kWh，同比下降0.02%。全省平均发电设备利用小时数3889小时，较上年同期降低328小时。统调公用机组发电量2753.43亿kWh，同比下降1.86%。

2019年山东省三次产业及居民用电量分别为84.91亿kWh、4728.02亿kWh、707.57亿kWh和698.21亿kWh，分别同比增长9.39%，0.62%、10.71%、4.52%。

全社会最大负荷达到101000MW，同比增长2.33%。山东电网2005~2019年全社会用电最大负荷增长曲线见图2.2-1。



图 2.2-1 2005-2019 年山东电网全社会最大负荷增长图

2.2.1 年负荷特性

以全网用电整点值口径计算，2015~2019年的年负荷曲线如图2.2-2所示。依据年负荷曲线可以看出，目前山东省年负荷曲线有明显的夏（7、8月份）冬（12、1月份）季高峰和春秋季节低谷特征。每年从进入迎峰度夏的6月份开始负荷快速上升，特别是7月份、8月份连续的高温天气使得最大负荷非常突出；进入冬季由于冷空气活动频繁，负荷又一次快速上升，12月份形成了8月份以来的又一个高峰，并延续到来年的1月份。当前随着新旧动能转换重大工程的推进、产业结构加速调整，人民生活水平不断提高，空调保有量不断增加，而且近几年夏季极端高温天气频现，空调负荷激增，带动夏季负荷快速增长，夏季高峰明显高于冬季。

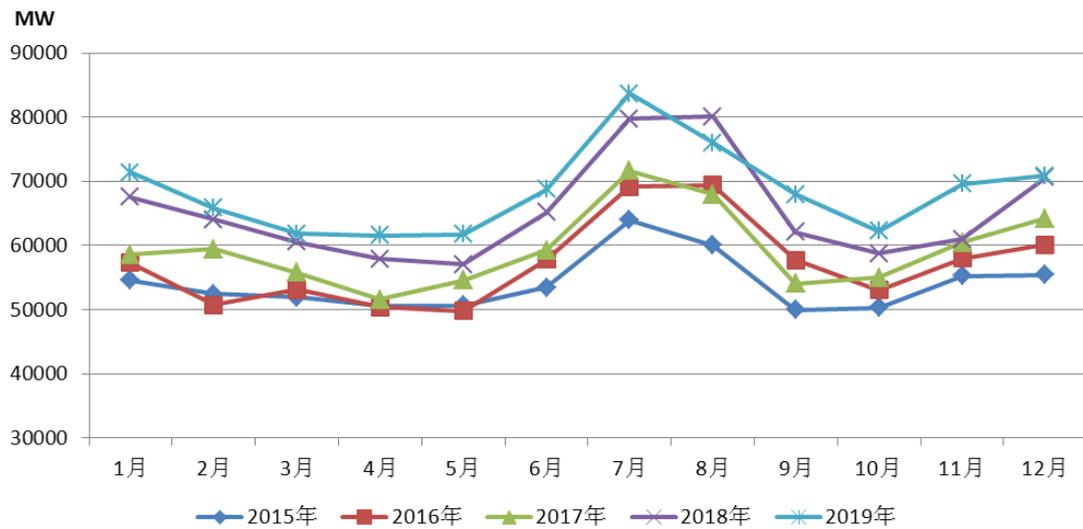


图 2.2-2 2015-2019 年年负荷曲线图

2.2.2 典型日负荷特性

典型日春季选 4 月份，夏季选 7、8 月，秋季选 10 月份，冬季选 12 月。2015~2019 年春夏秋冬典型日负荷曲线有名值见下图。从典型日负荷曲线中可以看出，2015~2019 各年之间典型日负荷逐渐提高，早晚高峰低谷出现时间变化不大。

夏季典型日中，全天负荷高峰有所变化，“十二五”期间有 3 次负荷高峰，分别在 11 点、15 点和 20 点左右，“十二五”后期 11 点至 15 点时段负荷逐渐拉平，“十三五”以来，全天负荷有两次负荷高峰，分别出现在 11~15 点、20 点左右；负荷低谷没有变化，18~19 点之间出现负荷小低谷，最低负荷出现在 5 点左右。

冬季典型日中，全天有 2 次负荷高峰，分别在 9~11 点和 18 点左右，12~13 点之间出现负荷小低谷，最低负荷出现在 4 点左右。

春季典型日中，“十二五”期间全天有 3 次负荷高峰，分别在 11 点左右、14~17 点左右和 19 点左右；12~13 点之间、18 点左右出现负荷小低谷，最低负荷出现在 4 点左右。“十三五”以来，上午 6~11 点之间负荷逐渐拉平，全天有 2 次负荷高峰，分别在 9~11 点、19 点左右。12~13 点之间出现负荷小低谷，最低负荷出现在 4 点左右。

秋季典型日中，全天有 2 次负荷高峰，分别在 11 点和 18 点左右；12~

13 点之间出现负荷小低谷，最低负荷出现在 4 点左右。

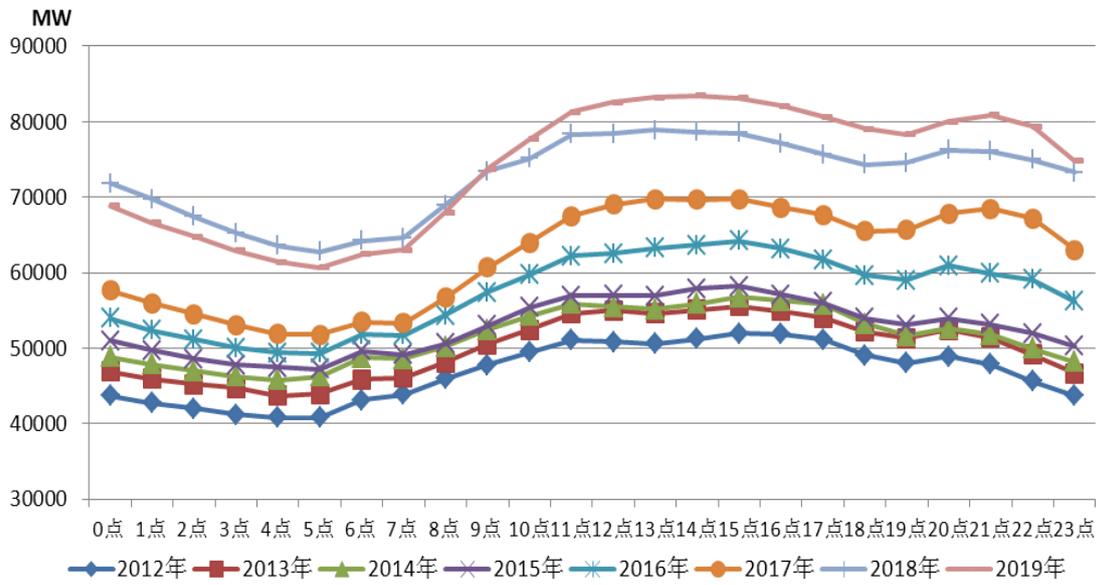


图 2.2-3 2012-2019 年夏季典型日负荷曲线

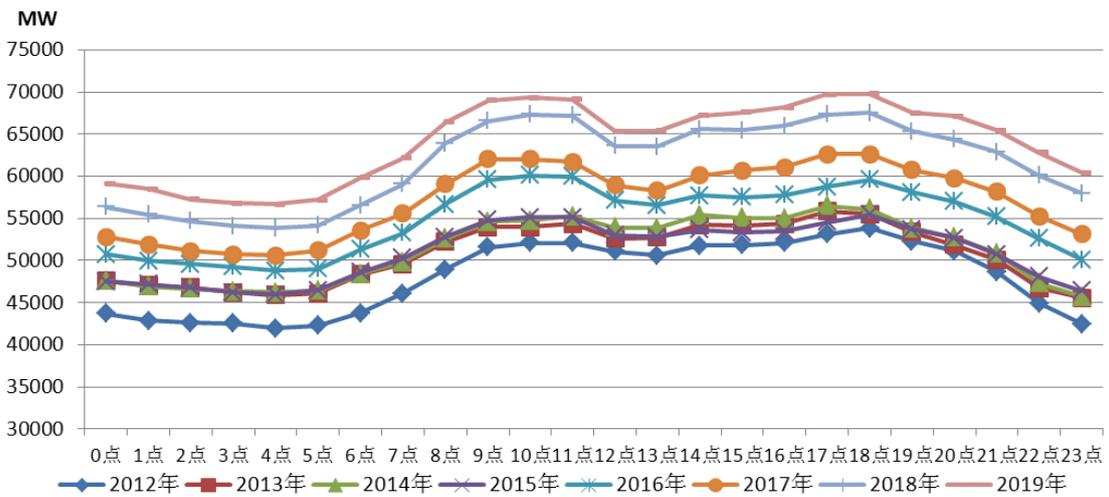


图 2.2-4 2012-2019 年冬季典型日负荷曲线

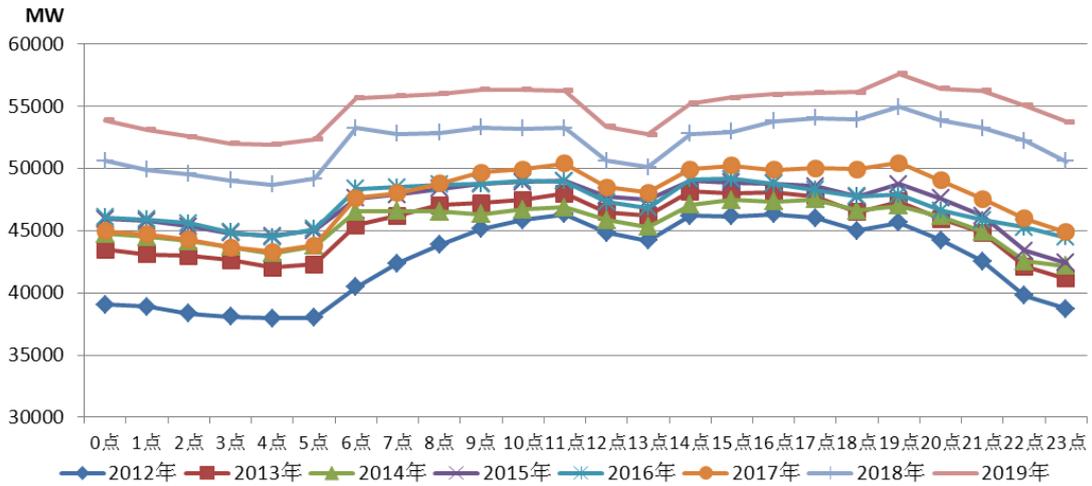


图 2.2-5 2012-2019 年春季典型日负荷曲线

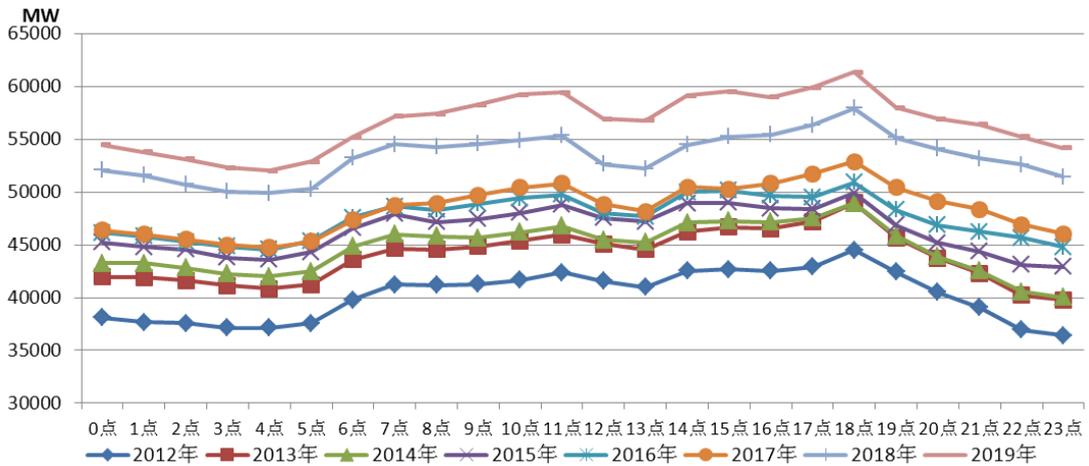


图 2.2-6 2012-2019 年秋季典型日负荷曲线

2.2.3 日负荷率和最大峰谷差

一年中，一般 1~2 月和 11~12 月为月平均日负荷率的低谷期，春秋季节相对较高。夏季的平均日负荷率要高于冬季的日负荷率，这是因为：夏季日负荷曲线高峰时段长，从上午到晚上负荷一直处于较高水平，日负荷率高；而冬季日负荷曲线高峰时段较短，发生在晚上的日最大负荷突出，日负荷率低。

2015~2019 年，山东电网统调年平均日负荷率和年最小日负荷率详见表 2.2-1。

表 2.2-1 年平均日负荷率和年平均最小日负荷率统计表

年份	年平均日负荷率	年最小日负荷率
2015	0.926	0.724
2016	0.928	0.683
2017	0.922	0.714
2018	0.924	0.725
2019	0.922	0.697

山东电网最大峰谷差多发生在夏季的7月份，2015~2019年山东电网统调用电口径整点值最大峰谷差统计详见下表。

表 2.2-2 2015-2019年山东电网统调用电口径最大峰谷差统计 MW

年份	最大峰谷差	年最大负荷
2015	16155	63906
2016	17095	69387
2017	18365	71631
2018	20849	80059
2019	23237	83646

2015年以来，受经济形势影响，最大负荷增长缓慢加之需求侧管理技术与手法的不断强化应用，山东统调电网最大峰谷差增长总体上不断放缓，近两年，由于产业结构调整力度不断加大，三产居民用电比重持续升高，空调负荷占比逐渐增大，导致夏季峰谷差有加速增长的趋势。2015~2019年年均增长9.5%。

2.2.4 火电机组调峰

受省内新能源机组上网和外电入鲁影响，目前火电机组调峰压力已经非常大，火电机组为配合光伏风电机组发电，白天负荷高峰期压低负荷甚至到30%左右，煤耗量大大提高。下图是华润菏泽电厂日发电典型曲线，中午12点负荷为最低。



2.3 山东省电力需求预测

山东省地处东部沿海、黄河下游，东临渤海、黄海，与朝鲜半岛、日本列岛隔海相望，西北与河北省接壤，西南与河南省交界，南与安徽、江苏省毗邻。山东半岛与辽东半岛相对，环抱着渤海湾。特殊的地理位置，使山东省成为沿黄河经济带与环渤海经济区的交汇点、华北地区和华东地区的结合部，在全国经济格局中占有重要地位，是我国重要的人口大省、资源大省和经济大省。全省现辖 16 个地级市，27 个县级市，57 个市辖区，53 个县，土地总面积 15.79 万平方公里，2020 年全省总人口 10152.75 万人。

“十四五”期间，我省开启新时代现代化强省建设新征程，各种积极因素加速集聚，深度参与共建“一带一路”、对接京津冀和长三角区位优势明显，黄河流域生态保护和高质量发展战略赋予重大机遇；新旧动能转换综合试验区、中国（山东）自由贸易试验区、中国—上合组织地方经贸合作示范区等重大平台加快建设，战略叠加优势凸显；产业基础雄厚，市场潜力巨大，创新资源不断聚集，改革红利加速释放。但同时我省发展仍处在转型升级的紧要关口，新旧动能转换任务依然艰巨，资源环境约束趋紧，城乡区域发展仍不平衡。

一是持续推进新旧动能转换，按照《山东省新旧动能转换重大工程实施规划》，2022 年将是新旧动能转换的第一个节点年，到 2022 年，基本形成新动能主导经济发展的新格局，经济质量优势显著增强，现代化经济体系建设取得重要阶段性成果，“四新”经济增加值占比年均提高 1.5 个百分点左右，力争达到 30%。根据省政府最新发布的《济青烟国际招商产业园建设行

动方案》，到 2022 年，每个产业集聚区至少新落地 1 个世界 500 强企业、1 个行业领军企业、一批引擎性重大项目，构建形成主导产业鲜明、龙头企业带动、上下游配套拉动的产业生态圈，园区产业规模突破 5000 亿元。到 2025 年，全省战略性新兴产业增加值占地区生产总值比重达到 17%以上，落地世界 500 强及行业领军企业项目 200 个以上，培育形成若干个世界级先进制造业集群，园区产业规模接近 1 万亿元。山东新旧动能转换重大项目库项目大多数将在未来三年持续发力，其中高端制造、新能源新材料、新一代信息技术、高端化工等行业用电量较高，将有助于提高用电增速。

二是大力发展海洋经济，坚持建设海洋强省，加快构建完善的现代海洋产业体系。2019 年《山东省海洋强省建设行动方案》提出，预计到 2022 年，海洋战略性新兴产业增加值年均增长 20%以上，海洋生产总值年均增长 9%以上，占地区生产总值的比重达到 23%左右。2021 年，山东省政府工作报告中指出，更实举措发展海洋经济，编制实施新一轮海洋强省建设行动方案，出台海工装备产业发展规划，加快发展海洋生物医药、智慧海洋等产业，开工建设 10 个现代海洋产业重大支撑性项目，推广深远海智能网箱装备应用，新创建一批国家级海洋牧场示范区。

三是持续推进乡村振兴战略，深化农业供给侧结构性改革，加快构建现代农业产业体系、生产体系、经营体系，提高农业质量、效益、整体素质，将为山东经济的发展提供强大的动力支撑，预计到 2022 年，乡村振兴取得重大突破，全省 30%的村基本实现农业农村现代化。到 2025 年，农作物耕种收综合机械化率达到 92%。推进农村一二三产业融合发展，“十四五”期间创建 100 个以上省级现代农业产业园、1000 个以上省级农业产业强镇、10000 个以上省级乡土产业名品村。

四是加快推进自贸区建设，预计到 2022 年，济南片区将服务企业 2 万余家，带动产值万亿元以上，青岛片区进出口总额比 2018 年实现翻番，达到 300 亿美元，烟台片区在高端装备、生物医药等产业方面取得显著进展。山东自贸区建设将给山东贸易转型升级带来重大机遇，目前正处于各项政策措施集中出台的时期，2021-2022 年将迎来自贸区建设的集中发力期，自贸区建设将显著提高第三产业增速。

随着新旧动能转换、海洋振兴战略、自贸区建设等逐步实施，具有较强

竞争力、创新性较好的产业将成为山东经济发展的核心推动力，基本形成新动能主导经济发展的新格局，经济增速有望企稳回升，整体经济发展形势持续向好。

综合预测，全省“十四五”期间年 GDP 年均增长 5.8%，到 2025 年达到 97120 亿元，三次产业比重为 6.5：36.0：57.5。人口“十四五”期间年均增长 0.25%，到 2025 年达到 10280 万人。人均 GDP “十四五”期间年均增长 5.6%，到 2025 年达到 9.4 万元/人。

根据《山东“十四五”电网规划研究报告》及近期全省电力需求调整结果，预计 2025 年山东省全社会用电量达到 8600 亿 kWh，全社会负荷达到 145400MW，“十四五”年均增速分别为 4.4%、4.9%；至 2030 年山东省全社会用电量达到 10000 亿 kWh、全社会最大负荷达到 171800MW，“十五五”年均增速分别为 2.7%、2.9%。山东电网最终推荐的电力需求预测结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 山东省电力需求预测表 单位：亿 kWh、MW

项目	2020 年 实际	2021 年 实际	2022	2023	2024	2025	十四五 递增	2030	十五五 递增
全社会 用电量	6940	7383	7600	7930	8260	8600	4.4%	10000	2.7%
全社会 最大负荷	114400	109770	126996	133400	139604	145400	4.9%	171800	2.9%

2.4 山东省电力平衡分析

电力平衡原则如下：

山东电网最大负荷呈现冬季、夏季双高峰，且最大负荷值相差不大，夏季略大。因此，山东省电力平衡按夏高峰进行计算，并采用全口径分析。

电力电量平衡中，省内装机根据其前期及建设工作实际进度参与平衡，区外送电规模根据山东省经济社会发展实际需求及相关特高压工程建设进度考虑。

此外，在进行电力电量平衡计算时还考虑其他原则如下：

- 1、当年投产机组均按容量的 1/2 计入平衡。
- 2、山东省电力平衡备用容量考虑负荷备用和事故备用。根据电力系统设计手册，负荷备用容量一般取最大负荷的 2%-5%，事故备用容量一般取最

大负荷的 10%左右，夏高峰不考虑检修备用。结合山东电网运行实际，负荷备用取最大负荷的 3%，事故备用容量取最大负荷的 10%，总备用容量取最大负荷的 13%。

3、考虑风电机组出力间歇性、逆调峰特性以及太阳能电站出力的间歇性特性，风电、光伏发电分别按照装机容量 5%、10%参与电力平衡。在电量平衡中，风电、光伏年平均利用小时数取近两年年平均利用小时数的平均值。

4、抽水蓄能机组按停一台机组后，其它全部参与电力平衡考虑。在电量平衡中，抽水蓄能机组年平均利用小时数取近两年年平均利用小时数的平均值。

5、核电年平均利用小时数取 7000 小时，气电年平均利用小时数取 3600 小时，生物质（包含生物质能）及垃圾发电年平均利用小时数取近两年年平均利用小时数的平均值。

6、余热余能按照装机容量的 80%参与电力平衡。在电量平衡中，余热余能机组年平均利用小时数取近两年年平均利用小时数的平均值。

7、当年新增特高压交直流按 1/2 参与电量平衡。银东直流、特高压直流最大负荷年平均利用小时数分别取 7000 小时、5000 小时，特高压交流最大负荷年平均利用小时数取 4500 小时，山东-华北 500kV 联络线最大负荷年平均利用小时数取 4500 小时。

根据山东省电力负荷预测结果、结合上述电源建设计划以及区外受电情况，对山东省 2022 年~2035 年进行电力平衡分析，详见表 2.4-1。

表 2.4-1 山东省电力平衡表 单位：MW

项目（单位：MW）	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
一、山东省最大负荷	126996	133400	139604	145400
二、省内需要备用容量	13916	14820	15724	16569
三、需要装机容量（包含省外来电）	140912	148220	155328	161969
四、省内计划装机总容量	179377	190572	202619	218817
五、其他受阻容量（不含孤网）	7400	7400	7400	7400

项目（单位：MW）	2022年	2023年	2024年	2025年
六、孤网不可用容量	5900	5950	6000	6000
七、省内可用容量	110368	113481	117710	124112
八、省外来电	25500	28000	35000	37500
1、交流	7500	7500	7500	8000
2、宁东直流	4000	4000	4000	4000
3、昭沂直流	6500	8500	9000	9000
4、鲁固直流	7500	8000	8500	8500
5、陇东直流			6000	8000
九、电力盈（+）亏（-）（考虑已有外电通道）	-5043	-7238	-3098	-1316

注：省内需要备用容量不考虑孤网负荷。

由以上电力平衡可见，在外电按规划进入山东电网的前提下，考虑本工程投产，山东电网2024年电力缺额为3098MW，2025年电力缺额1316MW。

2.5 山东电网调峰情况分析

2.5.1 调峰途径分析

燃煤火电机组一般经济的调峰幅度为机组额定容量的20%~30%，由于火电机组环保压力大，调节性能较水电、抽水蓄能、燃汽轮机等机组差，跟踪负荷变化的速度也受到一定的限制，并且承担变动负荷往往要引起额外的燃料消耗。当机组压负荷运行时，煤耗率增高，经济性较差。此外，火电机组启动时间较长，负荷变化速度较慢，满足不了电网陡涨陡落的负荷变化要求。机组所带负荷变化频繁，还会影响其使用寿命。

燃汽轮机具有启动快、可以频繁启停的特点，在水电资源缺乏的地区，适于作为暂时调峰及系统的紧急备用。但由于受燃料、投资等影响，同时为减轻环保压力，提供能源利用效率，在山东省主要发展联合循环燃气供热机组为主，其调峰能力受到一定影响。

核电机组一次投资大，但运行费用低，环境污染小。核电站应承担基荷

运行。不过，从理论分析和国外多年的运行实践来看，当系统调峰容量不足时，核电站可以在其调节速度允许的范围内承担部分变动负荷，即允许核电机组承担部分接近于基荷的腰荷，以缓解系统调峰不足的状况（不同型式的核电厂对负荷变化速度的响应是不同的）。

储能电站是专用的调峰电源，除具有快速启动带负荷，使用寿命长，运行维护简单、费用低，事故率低等运行特点外，还可通过消纳低谷电，并在用电高峰时段发电，对电网进行双向调节，对电网负荷起到削峰填谷、调峰调频等作用，并可对电网提供电压支持、备用电源、黑启动等辅助服务。

根据上述各类机组的性能及特点，应尽可能安排火电机组负担比较稳定的负荷，在系统日负荷曲线的基荷运行，并尽量运行在发电机组的经济区域；核电机组适于承担系统基本负荷，运行在负荷曲线的基荷部分；而储能电站则应根据系统的调峰需求，安排其在低谷位置储存电能，尖峰位置发电顶峰，或承担系统的备用，使系统电源结构趋于合理，各类机组的性能得到充分发挥，系统运行在最经济、合理的状态。

目前，山东电网为以火电为主的电网，由于缺乏必要的调峰手段，为满足每日高峰负荷的需要，相当一部分的发电容量在部分时间内处于热备用状态（即在满足电力平衡的条件下，电网电量有一定盈余，火电机组的效益得不到充分发挥，电网整体经济性和电厂的经济性受到影响）。同时，山东并网风电规模将会不断增加，在风电出力较大的负荷低谷时段，燃煤火电机组需要降出力运行以满足大规模风电的接纳需求，其经济型和安全性都会收到较大影响。为解决电网调峰手段不足的问题，在条件允许的情况下建设一定规模的储能电站（抽水蓄能，压缩空气储能，电化学储能，等）是十分必要的。

根据山东电网电源构成及能源分布特点，今后山东省在建设大容量燃煤火电机组的同时，还应加强核电、抽水蓄能电站、压缩空气储能电站以及电化学储能等其它电源的建设，加快其建设步伐，形成较为合理的电源结构。

2.5.2 计算原则

调峰平衡计算分析采用全社会最大负荷负荷口径，平衡年份为 2023 年、2025 年。

省内电源按照规划装机规模参与平衡，区外送电规模按国家电网公司下

发的电网发展规划主要边界条件所给出的电力流规模考虑。

调峰平衡计算原则如下：

(1) 统调供热煤电机组参与调峰，供热燃煤火电机组调峰能力为冬季25%。

(2) 联合循环燃气供热发电机组调峰能力为冬季15%。

(3) 全年最小日负荷率日交、直流区外受电水平取全年最大负荷时刻交、直流区外受电水平的70%。

(4) 全年最小日风电出力率按24%考虑，光伏按41%考虑。

2.5.2 山东电网调峰能力分析

山东省电力系统的运行经验表明，春节期间，电力系统负荷较小、新能源出力较高的时段，往往是电网调峰最困难的时期。这是因为为了保证地方供热，网内供热机组开机较多，而供热机组可下调范围较小，导致系统调峰能力受限。因此，本报告主要结合2023年、2025年上述方式下计算系统调峰盈亏。综合考虑各类电源调峰能力下，2023年山东电网缺少调峰容量7080MW。在考虑沂蒙、文登等抽水蓄能电站按期投产的情况下，至2025年春节期间的调峰能力仍存在部分缺额，2025年山东电网调峰缺额为23398MW。

表 2.5-1 山东电网调峰盈亏分析 单位：MW

	2023 年	2025 年
一、全社会最大负荷	133400	145400
二、过年期间最大负荷	66700	72700
三、瞬时负荷	63365	69065
四、全网开机容量及省外来电容量	164301	209453
五、除新能源，其他机组最小出力	47464	63093
1、供热煤电	16670	18170
2、核电	2700	6950
3、天然气	43	3632
4、常规水电	78	78
5、抽蓄	-250	-430

	2023 年	2025 年
6、生物质、余能及地方电厂	8973	8443
7、省外来电容量	19250	26250
六、新能源出力	22981	29370
1、风电装机	21800	25000
2、风电出力率	0.24	0.24
3、光伏装机	43290	57000
4、光伏出力率	0.41	0.41
七、调峰盈亏	-7080	-23398

2.6 山东电网未来发展

未来山东电网新能源比例将持续上升，电网将面临更大的调频和调峰压力。对比山东电网和德国电网，会发现两个电网总量差不多，但是作为发达国家的德国电网的新能源装机比例高达 50%，远远高于山东电网的 25.6%，且德国电网总负荷小于山东电网，总用电量却高于山东电网，说明德国电网的削峰填谷工作更好。山东电网火电占大多数，火电机组稳定、调频性能好，目前电网调频压力不大；德国电网新能源项目占比大，风电光伏双过 5000 万，电网调频调峰压力巨大。因此德国电网的储能电站租赁政策非常优越。两个电网主要对比见下表：

山东电网	德国电网
总装机 159GW（另有外电入鲁 30GW）（燃煤机组占比 66.9%，核电占比 1.6%，水电装机占比 0.7%，新能源占比 25.6%，其他占比 5.2%）	总装机 194.53GW（燃煤机组占比 25.3%，核电占比 5.6%，水电装机占比 2.9%，新能源占比 49.5%，燃油气占比 16.7%）
总负荷 109770MW	总负荷 82000MW
电力消费 7383 亿 kWh	电力消费 5970 亿 kWh
可再生能源装机 25.6%	可再生能源装机比例 50%
无储能电站租赁政策，电力现货市场补偿不确定	储能电站租赁费 3000 欧元/MW/周，约合 2.25 万元/MW/周

2.7 储能容量需求分析

储能研究的重点从满足山东省规划新能源机组弃风弃光率控至在 5%以内、保障全网负荷的供电及满足山东电网调峰需求 3 个方面分析。

2.7.1 新能源消纳对储能的需求分析

从弃风弃光容量及持续时间来看，要有效降低山东省弃风弃光率，山东电力系统适宜发展具备长时间参与调峰的储能装置。就规划的电源结构而言，2020 年~2030 年，山东省弃风弃光率在 6%~12%之间，宜优先发展抽水蓄能和具备长时间充放电能力的电化学储能机组，大幅降低全省弃风弃光率至 5%以内；再配套建设适量 1~2 个小时内短时发挥调峰作用的电化学储能装置，有效降低山东省尖峰的弃风弃光容量，进一步降低弃风弃光率。按照“十四五”末全省风光装机总量低方案和高方案，需要参与配建储能的风光装机约 5300 万千瓦和 9200 万千瓦，按照 10~20%的比例配建储能的话，至“十四五”末储能容量需求约为 530~1060 万千瓦和 920~1840 万千瓦。

2.7.2 用电高峰对储能的需求分析

从用电高峰负荷来看，山东省全网用电负荷超过年度最大负荷 95%、96%、97%、98%、99%的单天持续时间分别为 2~6 小时、1~6 小时、2~5 小时、1~4 小时、1~3 小时。从负荷持续时间与各类储能的技术特性来看，要保障全网负荷的供电，山东省尖峰负荷 95%~98%部分适合由抽水蓄能机组来补充，98%~100%部分适合由电化学储能装置来补充。经计算，考虑 20%机组备用，需要抽水蓄能容量为 440 万千瓦、530 万千瓦，需要电化学储能容量为 240 万千瓦、300 万千瓦。

2.7.3 调峰对储能的需求分析

考虑到电力市场改革的不断推进，外电参与省内调峰的力度也会增大，以及煤电机组灵活性改造的推广，山东电网选择调峰的方式会更加丰富，运行更加灵活，对储能的需求会有所降低。2025 年，在考虑文登抽蓄和沂蒙抽蓄的情况下，系统调峰容量仍缺少约 2340 万千瓦。需求侧释放的调峰资源暂按最大负荷的 2%考虑，非供暖期释放数百万调峰容量。外电按照特高压直流低谷出力降 30%考虑，约一千余万调峰容量。燃气轮机贡献约一百余万调峰容量。核电调峰暂不考虑，余下数百万调峰容量缺额储能支撑。因此，预测到 2025 年，规划建设 400~600 万千瓦抽水蓄能电站、500~600 万千瓦左右

电化学储能。

本储能电站充放电时间按照 2 小时设计，电站运行方式为独立接受电网调度运行，虽然建设在火电厂内，但储能系统在调度和管理上与火电机组没有直接关系。储能电站可参与山东电网调峰，还可以减少电网旋转备用、提供紧急功率支撑，为电网提供多种服务。对发电企业来说，主要是获得了新能源消纳空间，获取电力现货交易和现货市场容量补偿电价收益。

2.8 接入系统方案

根据项目站址位置、规模、投产时间及周边电网情况，220kV 电压等级送出，接入系统方案具体如下：

本期新建一座 220kV 升压站，储能电站经 35kV 线路汇集接入升压站 35kV 侧，35kV 配电装置采用每台 220kV 主变 35kV 侧双分支单母线接线方式，每 8 回集电线路(其中#1 主变增加 1 个全钒液流电池系统集电线路)经 1 台 240MVA 主变升压至 220kV，接入 220kV 配电装置，最终以 2 回 220kV 电缆线路接入东营辉阳 500kV 升压站 220kV 备用间隔。

最终接入系统方案以批复版为准。

3 建设条件

3.1 地理位置

本期项目位于山东省东营市利津县河口区刁口乡境内。

东营，是山东省地级市，国务院批复确定的中国黄河三角洲中心城市、中国重要的石油基地。1983 年 10 月 15 日，东营市正式挂牌。东营是古代伟大的军事家孙武故里、山东地方代表戏曲吕剧的发源地和中国第二大石油工业基地胜利油田崛起地。截至 2019 年，全市下辖 3 个区、2 个县。总面积 8243 平方千米。截至 2020 年 11 月，东营市常住人口为 2193518 人。



图 3.1-1 电站地理位置图

利津县，隶属于山东省东营市，位于山东省北部，介于东经 $118^{\circ} 07'$ — $118^{\circ} 54'$ ，北纬 $37^{\circ} 22'$ — $38^{\circ} 12'$ 之间，南北长 102.5 千米，东西宽 8.5—25 千米，总面积 1665.6 平方千米。下辖 2 个街道、4 个镇、2 个乡。截至 2021 年末，利津县常住人口 23.84 万人。2021 年，利津县实现地区生产总值 280.64 亿元，其中，第一产业实现增加值 40.11 亿元，第二产业实现增加值 135.63 亿元，第三产业实现增加值 104.90 亿元，增长 11.3%，三次产业结构为 14.3 : 48.3 : 37.4。

刁口乡，山东省东营市利津县下辖乡，是利北办事处驻地，地处利津县东北部，属“飞乡”，东跨三河，西临挑河，北濒渤海，区域总面积 241.2 平方千米。民国二十七年（1938 年），属利津县第五区肖庙乡；1984 年 7 月，改刁口乡。截至 2018 年末，刁口乡户籍人口为 1248 人。截至 2020 年 6 月，刁口乡下辖 1 个社区、1 个行政村，另辖 1 个村级单位。2018 年，刁口乡有工业企业 10 个，其中规模以上 6 个，有营业面积超过 50 平方米以上的综合商店或超市 4 个。2018 年，刁口乡农林牧渔业总产值 141891 万元，农林牧渔服务业产值 88263 万元。刁口乡工业总产值 94825.13 万元，工业主营业务收入 96300.6 万元，工业利润总额 4340.8 万元；工业利税总额 8374.6 万元。公共财政预算收入 2053 万元，增长-10.9%。

3.2 交通运输

3.2.1 区域交通

东营地处北纬 $36^{\circ} 55'$ — $38^{\circ} 10'$ ，东经 $118^{\circ} 07'$ — $119^{\circ} 10'$ ，中国华东地区、山东东北部、黄河入海口的三角洲地带，东临渤海，与日本、韩国隔海相望，北靠京津唐经济区，南连山东半岛蓝色经济区，向西辐射广大内陆地区，是环渤海经济区的重要节点、山东半岛城市群的重要组成部分，处于连接中原经济区与东北经济区、京津唐经济区与胶东半岛经济区的枢纽位置。

3.2.1.1 公路运输

东营区域 10 条干线公路以东营黄河大桥为枢纽，南与济青高速公路相连，北通北京、天津，是胶东半岛和鲁中山区进入京津的必经之地。高速公路网布局在由 G18、G25 和 S7211 构成的“Y 型”基础上增加东营-滨州-济南

高速公路和长深高速公路（东营境内）高青至广饶段两横。东营市新规划城市对外联系公路构成环形加放射状公路主骨架，形成东西联系，贯通南北的区域公路联系网络，规划形成“一环两快五横四纵”的区域干线公路网络格局。

“一环”：滨海高等级公路（寿光-广利港-黄河口镇-孤岛-刁口-新户-滨州，市内长度 114 千米）为规划新建公路。“两快”：同兴路、东郑路。“五横”：孤滨路、东滨路、永馆路、广青路、潍高路。“四纵”：辛沙路、青垦路、郝纯路、辛河路。

环渤海城际铁路经河口区、垦利，在中心城区沿西一路向南，与济南-滨州-东营城际轨道预留通道汇合并线，到达东营南站，与黄大铁路换乘，再向南经大王转青岛方向，在西一路黄河路交叉口东北侧和火车南站设有两个城际轨道站，分别与公路客运总站和黄大铁路换乘。济南-滨州-东营城际轨道沿潍坊路、西一路，进入中心城区，在西一路黄河路交叉口东北侧与环渤海城际铁路共站换乘，在东营南站与黄大铁路和环渤海城际铁路换乘，并预留到东营机场和东营港的线路。

3.2.1.2 铁路运输

新建黄大铁路、德大铁路，并对淄东铁路升级改造，并建设广饶至寿光地方铁路（兴广寿铁路）和广饶开发区铁路专线。

3.2.1.3 航空运输

东营胜利机场为国内支线 4D 级机场。建成黄河三角洲的核心空港，成为京津冀与胶东半岛中间地带的区域性国际航空枢纽。开通航班的城市有：北京、上海（浦东）、重庆、大连、海口、宁波、广州、哈尔滨、郑州共 9 个城市。

3.2.1.4 水运

东营港是中国国家一类开放口岸，也是国务院确定的黄河三角洲区域中心港，还是黄河三角洲对外开放的桥头堡和鲁晋冀地区的最佳出海通道。东营港码头泊位数达 40 余个，最大靠泊能力 5 万吨级。

3.2.1.5 厂外道路

储能电站东侧紧邻金河一路，自储能电站出发沿金河一路向南约 15 公里即可驶入国道 340，并通往河口区主城区。电站北侧为银海七路和七路和银海八路，自储能电站出发沿银海八路路向东约 20 公里即可驶入省道 7201，

继续行驶约 10 公里即可达到东营港。

站址周边交通十分便利。

3.3 用地及拆迁

本项目围墙内用地面积为 10.15hm²，该用地现状为建设用地，全部为征

地。项目可用地主要包括三部分，场地一东西长约 163m，南北宽约 109m，场地一可利用面积为 1.78hm²；场地二东西长约 113m~332m，南北宽约 108m~204m，场地可利用面积为 4.86hm²；场地二东西长约 380m，南北宽约 85m~131m，场地可利用面积为 4.13hm²。场地一，场地二和场地三满足本工程建设和施工的场地需求。

站址范围内无需拆除建（构）筑物，亦无无移民安置问题。

3.4 水文气象

3.4.1 工程水文

3.4.1.1 莱州湾风暴潮

本区域是莱州湾风暴潮出现次数最多，危害最大的地区。历史最大潮为 1938 年 7 月 17 日大海潮，淹没黄海高程 3.75m 的区域，大量农田盐渍化，沿海居民死者无数；1997 年 8 月 20 日受 11 号台风影响，遭受风暴潮袭击，最高潮位 3.8m，浪高 4m 以上，海潮围困沿海 31 个村，浸漫耕地六万亩，冲毁防潮堤 38km，给地方和油田造成巨大经济损失。

莱州湾位于电站东侧约 4.3km，沿海地带修建有防潮堤，以拦截莱州湾风暴潮，河道入海口处均有闸门控制，可以有效的防止海潮入侵。本区域防潮堤为垦东防潮堤，防潮标准为 50 年一遇，工程规模为大（2）型。工程由主海堤、永丰河回水堤、黄河右堤与海堤衔接段、集水沟、挡潮闸及配套工程组成，堤防全长 32.20km，其中永丰河回水堤长 2.0km。由于垦东防潮堤设计标准为 50 年一遇，因此厂址需要考虑莱州湾 100 年一遇潮水影响，参考周边工程，初步估算厂址处 100 年一遇高潮位为 4.14m。

3.4.1.2 永丰河水文情势

永丰河是在黄河遗留下的行洪故道基础上，几经人工开挖治理而形成的一条排涝治碱河道。现河道西起垦利县城，向东流经渔洼、十一村，至北潮沟入海，流域面积 200km²。河道设计标准为 5 年一遇排涝，河道比降为

1/7000，河底高程首端为 3.5m(黄海高程)，末端 1.23m(同上)，水深 3.3m，河宽 5~20m。厂址距离永丰河较近，当发生 100 年一遇洪水时，洪水将向厂址处漫溢，厂址与永丰河之间间隔有多条道路，漫溢洪水难以越过路面直接影响厂址，但是考虑到该区域河网化程度较高，永丰河超标准洪水将与厂址处内涝积水共同影响厂址。

3.4.2 工程气象

3.4.2.1 概述

地处北温带大陆性季风型气候带，四季气候变化明显。其气候特点是：春季回温快，降雨少，地面蒸发量大，气候干燥，多刮西南风、东北风，且风速大；夏季多刮西南风、西北风，降雨集中，湿度大，气温高；秋季气温急降，雨量骤减，气候适宜；冬季常受西伯利亚高寒气流影响，多出现偏北风，季风强大，形成寒流，且雨雪稀少，气候寒冷干燥。

3.4.2.2 气象特征值

累年平均气温：13.2℃；

累年极端最高气温为 40.5℃，发生于 2009 年 6 月 25 日。

累年极端最低气温为-18.1℃，发生于 1972 年 1 月 27 日。

累年平均气压为 1016.1hPa.

累年平均降水量为 534.9mm。

累年最大降水量为 1039.7mm，发生于 1990 年。

累年最小降水量为 349.7mm，发生于 1999 年。

累年最大一日降水量为 154.6mm，发生于 1998 年 8 月 7 日。

累年最大一小时降水量为 82.7mm，发生于 1973 年 7 月 4 日（建站~2000）。

累年平均风速为 2.8m/s。

累年最大风速为 30.7m/s，发生于 1978 年 3 月 27 日。

累年全年主导风向为 SSE，相应的频率为 9%；

累年冬季主导风向为 WNW，相应的频率为 9%；

累年夏季主导风向为 SSE，相应的频率为 13%。

全年、冬季和夏季风向玫瑰图如图 3.3-1~3.3-3。

累年最大积雪深度 17cm，发生于 1972 年 1 月 31 日。

累年最多雷暴日数 43 天。

3.5 站址的区域稳定性与工程地质条件

3.5.1 岩土层分布

拟建站址勘测深度范围内地层主要由人工填土层、第四纪海积、冲洪积地层构成。

①素填土：黄褐色，稍密，湿~很湿，以粉质黏土为主，混有砖渣、灰渣、植物根系等。该层普遍分布。厚度一般为 2.00~3.00m，层底埋深一般为 2.00~3.00m，层底高程一般为-0.47~0.62m。

②粉土：黄褐色，中密，局部稍密，湿~很湿，土质不均匀，含云母、氧化铁。该层普遍分布。厚度一般为 1.20~2.20m，层底埋深一般为 3.80~4.20m，层底高程一般为-1.67~-1.27m。

③1 粉土：灰褐色，稍密，局部中密，很湿，土质不均匀，含云母、有机质。该层局部分布。厚度一般为 0.80~2.90m，层底埋深一般为 5.80~7.10m，层底高程一般为-4.48~-3.22m。

③2 粉土：灰褐色，中密，局部稍密，很湿，土质不均匀，含云母、有机质。该层局部分布。厚度一般为 1.20~4.20m，层底埋深一般为 8.20~11.50m，层底高程一般为-9.04~-5.67m。

③淤泥质粉质黏土：灰褐色，流塑，土质不均匀，含云母、有机质，局部呈千层饼状，层间夹有粉砂和粉土，有腥臭味，局部夹粉土薄层，混碎贝壳。该层普遍分布。厚度一般为 6.20~10.6m，层底埋深一般为 14.70~15.60m，层底高程一般为-13.26~-12.10m。

④1 粉砂：灰褐色，中密，饱和，砂质不纯净，矿物成分以长石、石英为主，含云母。该层局部分布，层厚一般为 0.80~1.50m，层底埋深为 18.40~19.60m，层底高程一般为-16.99~-15.81m。

④粉质黏土：灰褐色，软塑，局部可塑，土质不均匀，含云母、有机质，局部夹粉土薄层。该层普遍分布。厚度一般为 3.20~6.40m，层底埋深一般为 19.20~22.40m，层底高程一般为-19.78~-16.67m。

⑤粉土：黄灰色，密实，很湿，土质不均匀，含云母、氧化铁、有机质，局部夹粉质黏土薄层。该层普遍分布。厚度一般为 1.10~5.00m，层底埋深一般为 23.50~24.80m，层底高程一般为-22.18~-20.88m。

⑥1 粉土：灰黄色，密实，很湿，土质不均匀，含云母、氧化铁、有机质。该层局部分布。厚度一般为 1.00~2.60m，层底埋深一般为 25.10~28.10m，层底高程一般为-25.48~-22.57m。

⑥粉质黏土：灰黄色，可塑，局部硬塑，土质不均匀，含云母、氧化铁。该层普遍分布。厚度一般为 2.00~4.10m，层底埋深一般为 25.50~28.60m，层底高程一般为-25.98~-22.88m。

⑦粉质黏土：黄褐色，可塑，局部硬塑，土质不均匀，含云母、氧化铁，局部夹粉土薄层。该层普遍分布。厚度一般为 2.90~5.90m，层底埋深一般为 30.00~31.60m，层底高程一般为-28.99~-27.47m。

⑧粉砂：黄褐色，密实，饱和，砂质不纯净，矿物成分以长石、石英为主，含云母，局部夹粉土薄层。该层普遍分布，层厚一般为 5.20~6.70m，层底埋深为 35.40~37.80m，层底高程一般为-32.80~-35.91m。

⑨粉质黏土：灰褐色，可塑，土质不均匀，含云母、有机质、氧化铁。该层普遍分布，层底埋深一般大于 40.00m，本次勘测中未揭穿。

3.5.2 地下水条件

拟建场地内地下水类型主要为潜水。勘测期间潜水初见水位埋深一般为 2.50~2.60m，相应的水位高程为 0.10~0.21m，稳定水位埋深 2.20~2.40m，稳定水位高程为 0.20~0.41m。

拟建场区潜水主要接受大气降水入渗、河流侧向径流等方式补给，以地下水侧向径流为主要排泄方式。天然动态类型属渗入—径流、蒸发型，其水位年变幅一般为 1.00~2.00m。

根据水文地质调查及附近的勘测及施工资料，拟建场地近 3~5 年最高水位和历年最高水位高程均可按 2.50m 考虑。

地下水对混凝土结构具中等腐蚀性（S042—），在长期浸水的条件下，对钢筋混凝土结构中的钢筋具弱腐蚀性（C1—），在干湿交替的条件下，对钢筋混凝土结构中的钢筋具强腐蚀性（C1—）。

拟建场地地基土对混凝土结构具弱腐蚀性（S042—），对钢筋混凝土结构中的钢筋具强腐蚀性（C1—），对钢结构具强腐蚀性。

3.5.3 地震效应

根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015），拟建场地 II 类场地

条件基本地震动峰值加速度值为 0.10g，相应的地震烈度为Ⅶ度，基本地震动加速度反应谱特征周期值为 0.45s。Ⅳ类场地条件基本地震动峰值加速度值调整为 0.12g，基本地震动加速度反应谱特征周期值调整为 0.90s。

3.5.4 场地稳定性及适宜性评价

根据区域地质资料，拟建场地无活动构造断裂通过，无岩溶、滑坡、泥石流、采空区等不良地质作用。拟建场地地形较平坦，地层较均匀稳定，但存在液化土层和软弱土层，为抗震不利地段，稳定性较差，采取相应的工程措施后，可进行本工程建设。

3.5.5 地基评价

由于拟建场地浅部土层存在③淤泥质粉质黏土层，其承载力相对较低，压缩性较高，岩土工程性能较差，且浅层粉土为可液化土层，液化等级为轻微~中等，无法满足拟建升压站天然地基设计的要求，建议采用桩基础，桩基础推荐采用预应力管桩。根据《建筑抗震设计规范》(GB 50011-2010)(2016年版)本工程抗震设防类别为乙类，建议加强基础的整体性和刚度，增强上部结构的整体刚度和均匀对称性。采用桩基础方案设计时，应注意本报告提供的桩基设计参数为经验值，施工前应在现场进行试桩验证，以核实施工条件、桩端高程及单桩承载力，应根据试验结果作适当调整。桩基础的施工机具及工艺应根据桩型、规格、土层情况等条件进行选择。持力层可选择⑤粉土及以下土层作为桩端持力层。

本工程目前阶段地质资料为参考资料，具体地基处理方案及费用将在下一设计阶段根据实际地勘资料进行调整。

3.6 水源条件

本工程除消防系统用水之外无其他生产用水。本工程用水接自光伏升压站部分引接，作为生产用水水源。

4 工程设想

4.1 储能系统方案

4.1.1 储能技术概述

储能是指通过介质或设备把能量存储起来，在需要时再释放出来的过程。一般讲到储能，主要是指电能的储存。其实储能本身不是新兴的技术，但从产业角度来说却是正处在起步、发展阶段。储能技术是未来能源系统具

备柔性、包容性和平衡功能的关键节点。储能技术按照储存介质进行分类，可以分为机械类储能、电气类储能、电化学类储能、热储能和化学类储能。机械类储能的应用形式有抽水蓄能、压缩空气储能和飞轮储能。电化学储能作为近几年增长最迅猛的储能方式，受益于储能技术的快速进步，单位成本逐渐降低，具备了良好的商业化运用条件，它主要包括以下几种方式：锂离子电池储能、铅蓄电池储能和液流电池储能。电化学储能系统主要由电池组、电池管理系统（BMS）、能量管理系统（EMS）、储能变流器（PCS）以及其他电气设备构成。

4.1.2 储能电池选型

（1）电池选型原则

1) 配置灵活，安装建设方便

储能系统应配置灵活，可扩容性好，能满足较高的工作电压和较大工作电流，易于安装和维护；另外要求安装调试便捷，建设周期短。

2) 循环寿命长，可靠性高

储能电池的循环寿命对于系统的可靠运行有重要影响，循环寿命长可减少电池的更换，对于节约运行成本，提高系统的经济性有重大意义。储能系统要求使用寿命能够达到 10-15 年，同时，锂离子储能电池应满足工信部发布的《锂离子电池行业规范条件（2021 年本）》及《锂离子电池行业规范公告管理办法（2021 年）》的要求，在容量保持率不低于 80%的情况下，循环寿命在 6000 次以上。

由于电网的特殊性，运行安全作为电网运行需考虑首要问题，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，只有安全性高的储能系统才能满足要求。要求储能电池在极限情况下，即使发生故障也在受控范围，不应该发生爆炸、燃烧等危及电站安全运行的故障；

3) 具有良好的快速响应、充放电能力及较高的充放电转换效率；

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。

由于能量损失使系统效率受到影响，而提高储能系统在存储过程中的能量转化率将有助于提高系统的整体效率。另外，电池充放电效率的高低也会

影响到系统的成本。

4) 具有较好的环境适应性，较宽的工作温度范围；

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

6) 符合环境保护的要求，在电池生产、使用、回收过程中不产生对环境的破坏和污染。

(2) 主要电池类型比较

针对电力系统中主流锂电池、铅酸电池、液流电池、镍氢电池等进行综合对比，详见表 4.1.2-1。

从储能技术经济性来看，锂离子电池综合性能较好，应用较为广泛，有较强的竞争力。钠硫电池和钒液流电池未形成产业化，供应渠道受限，成本昂贵。从运营和维护成本来看，钒液流电池需要泵进行流体控制，增加了运营的成本，锂电池和铅炭维护成本较低。铅炭电池成本较低，但不宜深充深放，循环寿命较低。

电池种类	铅酸电池	铅碳电池	锂电池	液流电池	钠离子电池
应用等级	几 MW~ 几十 MW	几 MW~ 几十 MW	几 MW~几十 MW	几 MW~ 几十 MW	几 MW~几十 MW
能量比 (Wh · kg ⁻¹)	30-50	40-60	130-200	80-130	100-130
功率比 (MW · kg ⁻¹)	150-350	300~400	200-315	50-140	70-140
充放电效率/%	60-75	70	90-95	65-75	65-75
常温循环寿命/次	5-15 年 500-1000	5-15 年 约 4000	5-15 年 2000~6000	15-20 年 >16000	5-10 年 2000~3000
自放电 (%/月)	2-5	1-2	1-2	0	0
单位成本 (元/kWh)	700-1200	800~1300	1500~2000	3500~8000	4000-9000
度电成本 (元/kWh)	0.6-0.7	0.5-0.6	0.4-0.5	0.5-0.6	0.8-1.0
安全性	技术成熟，安全性可接受，但废旧铅酸电池中的铅严重污染土壤和水源	技术成熟，安全性可接受，但废旧铅碳蓄电池中的铅严重污染土壤和水源	技术成熟，安全性能已有较大突破	安全	安全
环保性	毒性物质	毒性物质	无	无	无

电池种类	铅酸电池	铅碳电池	锂电池	液流电池	钠离子电池
MW 级占地(平米/MW)	150-200 (一个 40 尺集装箱可放 250kW/1MWh 铅酸电池)	150-200 (一个 40 尺集装箱可放 250kW/1MWh 铅碳电池)	40-50 (一个 40 尺集装箱可放 5MWh 锂电池)	800-1500	800-1500
优缺点	循环性能好、技术较成熟、可回收 能量密度低、不能深度放电、报废电池处理难度大	循环性能好、技术较成熟、可回收 能量密度低、不能深度放电、报废电池处理难度大	技术较成熟，应用广泛，能量密度高、效率高、循环性能好、安全性还需提高	一致性好、可靠性高、充放电次数高、使用寿命长、规模大，能量密度偏低、占地面积大，初始投资高	快充性能较好，耐低温性能较好，循环寿命较低、能量密度低，占地面积大，初始投资高，技术尚需完善

综合比较，锂电池优势在于对建设环境无特殊要求，建设周期短，能量效率高、功率和时间配置灵活。虽然铅碳电池对环境无特殊要求，充放电性能好，价格相对较低，但循环寿命相比锂电池较短。液流电池优势在于成本相对前者较低，占地面积大，适合长充放电时间大容量（能量）储能场合。

随着锂离子电池成本的不断降低，锂离子电池在电网侧、新能源接入，用户侧储能领域的优势凸显，国内外得到了爆发式的发展，综合考虑电网大规模储能对电池在循环寿命、响应速度、安全性等方面的要求，适合电网大规模储能的电池只有锂电池和液流电池。另一方面，根据本工程实际情况，在要求建设周期短，占地面积较小的储能项目上，推荐采用锂电池。同时为了推进新型储能技术应用，带动新型储能产业落地山东发展，本项目设置 5MW/20MWh 液流电池示范。

规模化应用电网侧储能电池有两种主流锂离子：磷酸铁锂电池及三元锂电池。

研究表明，磷酸铁锂具有成本低、循环寿命长、耐高温、安全性高、无污染的特点，另一方面，三元电池尽管能量密度高、低温性能好，但循环寿命一般且存在安全性问题，采用电池管理系统解决三元锂电池的安全问题在实际应用中并没有取得令人满意的结果。

研究表明，磷酸铁锂具有成本低、循环寿命长、耐高温、安全性高、无污染的特点，虽然存在可能的安全风险，但磷酸铁锂材料在温度达到 250℃ 以上才会出现放热现象，因此其以较高的热失控温度相对其他锂电池更安全，不容易出现热失控或火灾爆炸。同时，为了防备任何安全风险发生的可

能性，许多厂家已经具有电芯、模组、电池簇到系统的四级安全保障设计，配备可燃气体探测/主动排气装置/被动防爆泄压装置/拉弧检测等装置，预防风险的发生。除技术适用性上的考虑外，综合考虑磷酸铁锂的产能、价格下降趋势，本工程推荐采用磷酸铁锂电池。

4.1.3 储能逆变器选型

储能变流器是构成电池储能系统的一个重要组成部分。储能变流器的功能和性能，对于整个电池储能系统的功能实现和性能优劣，以及系统的安全性，可靠性具有决定性的影响。

本工程所选择的 PCS 满足以下要求：

1) PCS 运行时，根据电池的需要采取必要的限流措施，避免冲击电流对电池及 PCS 造成损害。

2) PCS 具备至少两台交流侧直接并联的能力。

3) PCS 应具备快速响应能力，热备用状态下，从接收到功率调度指令到响应功率输出的时间不超过 100ms。

4) PCS 应跟随储能电站监控系统指令控制其有功功率输出，热备用状态下，从接收到功率调度指令到响应功率输出的时间不大于 100ms，功率输出满足 PCS 不超过最大值。

5) PCS 应具备低电压穿越能力，满足 GB/T34120-2017 标准中的基本要求，低电压穿越时间可以调节。

对于电力系统故障时，要求 PCS 具有低电压穿越能力，低电压穿越曲线包括瞬时电压跌落，最低电压水平持续时间及电压恢复曲线。一般的低电压穿越曲线如图 4.1.3-1 所示，并网点电压在曲线 1 轮廓线及以上区域时，电站应不脱离连续运行；否则，允许电站离网。

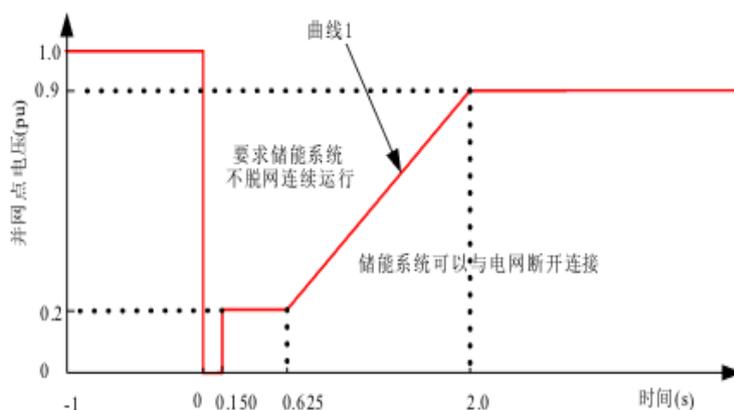


图 4.1.3-1 电化学储能电站低电压穿越要求

6) PCS 应具备高电压穿越能力, 满足 Q/GDW 10 111-03-001-2018 标准中的基本要求。一般的高电压穿越曲线如图 4.1.3-2 所示, 并网点电压在曲线 2 轮廓线及以下区域时, 电站应不脱离连续运行; 否则, 允许电站离网。

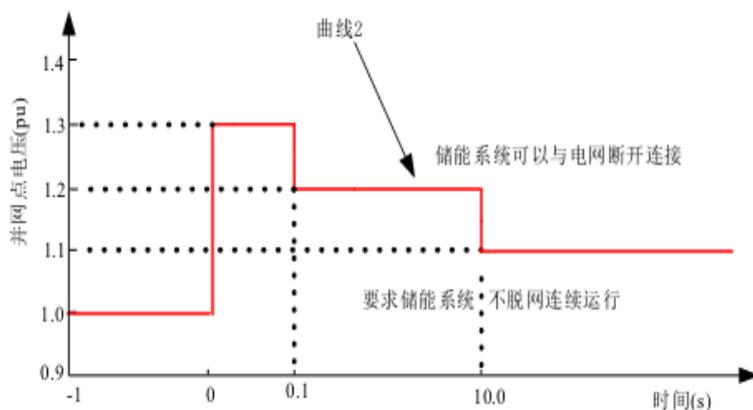


图 4.1.3-2 电化学储能电站高电压穿越要求

7) PCS 应具有主动、被动防孤岛检测能力。防孤岛保护动作时间应不大于 2S, 且防孤岛保护还应与电网测线路保护相配合。

8) PCS 应具一次调频功能。一次调频由 PCS 实现, PCS 应具有频率采样的功能, 满足 Q/GDW 10 111-003-012-2018 《储能电站有功控制技术规范》。

9) 动态无功支撑能力

当电力系统发生短路故障引起电压跌落时, 电化学储能系统储能变流器注入电网的动态无功电流应满足以下要求:

a) 自并网点电压跌落的时刻起，动态无功电流的响应时间应不大于 30ms。

b) 自动态无功电流响应起直到电压恢复做 0.85 (p. u.) 期间，储能变流器注入电力系统的动态无功电流应实时跟踪并网点电压变化，并应满足：

$$I_T \geq 1.6 \times (0.85 - U_T) I_N \quad (0.2 \leq U_T \leq 0.85)$$

$$I_T \geq 1.04 \times I_N \quad (U_T < 0.2)$$

$$I_T = 0 \quad (U_T > 0.85)$$

式中：

U_T —储能变流器并网点电压标么值

I_N —储能变流器额定电流。

目前大规模应用的储能变流器主要有 250kW、500kW、630kW、1000kW 级以上几种规格。主要特点如下：

1) 250kW 储能变流器成熟稳定，内置隔离变压器，全新 T 型三电平拓扑，最高效率在 97.5%左右，主要用于工商业，低压直接并网；

2) 500kW 储能变流器成熟稳定，自身不带隔离变压器，全新 T 型三电平拓扑，转换效率高，最大效率高达 99%；

3) 630kW 储能变流器，自身不带隔离变压器，转换效率高，全新 T 型三电平拓扑，最大效率高达 99%，单位功率密度大。

4) 1000kW 级以上储能变流器，以 1250kW PCS 为例。1250kW PCS 在技术经济性上要优于 630kW PCS，最大效率高达 99%，单位功率密度大。

本工程储能系统采用 35kV 高压并网接入，需要单独配置升压变压器，因此不考虑单机 250kW 产品。500kW、630kW 储能变流器虽然成熟稳定，但是其单位功率小。1000kW 及以上的储能变流器单位功率密度大，在多机并联、黑启动、电网调频等方面都具有成熟的应用案例，且跟电池方案比较匹配。因此最终选择较为成熟的单机 1000kW 及以上储能变流器。

4.1.4 储能系统方案

4.1.4.1 磷酸铁锂电池

本项目电池储能系统拟采用 236 个 3.3545MW/6.709MWh 储能单元组成，整站共需要 236 个 3.3545MW 升压变流预制舱，236 个 6.709MWh 电池预制舱。最终储能单元电池容量以实际招标为准，各储能集成商根据各自技术路线及

系统特点决定其超配容量，最终满足投产满容量充电不低于 2 小时的要求。

根据储能系统功率 3.3545MW、充放电倍率 0.5C 要求，拟采用高安全性、高可靠性磷酸铁锂电芯进行系统设计。3.3545MW/6.709MWh 标准储能单元包括 1 套 3.3545MW/6.709MWh 电池预制舱、1 套 3.3545MW/3.7MVA 升压变流预制舱。

每套 3.3545MW/6.709MWh 电池预制舱由 18 套电池簇、2 套热管理系统、2 套消防系统、2 台控制柜组成，集成在 2 个 20Ft 集装箱内，每 9 套电池簇为 1 套电池分系统，每套电池分系统通过电缆接入 PCS 一条支路；每套升压变流预制舱由 1 台 3354.5kWPCS、1 套 3.7MVA 干式变压器组成，集成在统一集装箱舱体；

电池系统通过动力电缆接入 PCS 的直流侧，经 PCS 变流、升压变升压后接入 35kV 母线。

6.709MWh 电池预制舱配置：

选用铝壳单体电池 3.2V/280Ah，电池插箱为 1P52S，参数为 166.4V/280Ah (46.592kWh)。8 个电池插箱串联为一簇，容量为 $166.4V \times 8 \times 280Ah = 372.736kWh$ ，共 18 簇。每 9 套电池簇通过汇流柜接入 3354.5kW PCS 直流侧，每个电池集装箱容量为 $18 \times 372.736 = 6709.248kWh$ 。电池簇电压范围为 1164.8~1476.8V（实际运行电压范围可根据实际 DOD 进行调整，满足 PCS 1000-1500V 电压范围内运行）。

1) 单体电池设计及参数

电池单体采用成熟的由全自动生产线生产的标准的 280Ah 磷酸铁锂（LFP）方形铝壳电芯。此电芯持续功率大、循环寿命高、存储寿命高、安全性高，每个电池模块由 52 个电芯通过串联构成。

表 4.1.4-1 280Ah 电芯参数表

序号	性能指标	参数	备注
1	电池类型	LFP	
2	标称电压 (V)	3.2	
3	标称容量 (Ah)	280	
4	标称能量 (Wh)	896	

5	最低电压 (V)	2.5	CC to 2.5V
	最高电压 (V)	3.65	CC-CV, CC to 3.65V, 3.65V CV to 0.05C
6	尺寸 (W*D*H, mm)	71.6×174×206.8	
7	重量(kg)	5.4	
8	存储温度范围(°C)	-30~60	
9	工作温度范围(°C)	0~60°C (充电) 0~60°C (放电)	

2) 电池模组的设计及参数

电池模块由 52 个电芯串联组成，并组装必要的设备（如外壳、端子、采集电路、BMU 等）组装。电池模块设计方案及特点：

电池模块成组方式为 1P52S，由 4 个 1P13S 的电池模组组成；13 颗电池通过连接铜/铝排串联，各串联铝排与单体正/负极耳采用激光焊接，保证机械可靠性和导电性能；

模组通过螺栓固定于电池模块结构件底架，并配置绝缘板，保证电池单体和底架的绝缘；

每个电池模组内每 3 颗电芯采用 1 个温度采集点，一旦电池模块温度过大或温升过快系统可快速响应作出相应的告警和保护动作，另外电池模块对外输出铜排也布置有温度采样点，当用于监测动力连接接触效果，一旦接触不良，会导致接触电阻过大，发热严重，温度升高；出于系统安全考虑，每节单体电池提供单独的电压采集；

出于系统安全考虑，每节单体电池提供单独的电压采集；

电池模块配置 BMU 实现各单体电压、温度的采集和数据上传，模块之间菊花链通讯方式；

电池模块对外输出采用螺栓连接，并采用前出线方式，电池包配置 MSD 作为断点，方便工作人员检查维护。

电池模块的热管理为强制液冷，保证电池运行温度更可靠，延长电池使用寿命。

电池模块防护等级为 IP67，具有更高的安全性防护性。

电池模块详细技术参数见下表：

表 4.1.4-2 电池模组技术参数表

序号	性能指标	参数	备注
一般特性			
1	成组方式	1P52S	
2	标称电压 (V)	166.4	
3	电压范围	最低电压 (V)	145.6
		最高电压 (V)	184.6
4	标称容量 (Ah)	280	
5	标称能量 (kWh)	46.59	
机械特性			
6	尺寸 (W*D*H, mm)	850*1100*240	
7	重量 (kg)	320	
热管理特性			
8	冷却方式	液冷	

3) 高压箱设计及参数

高压箱内配置电池管理系统主控 (BCMS)、总正接触器、总负接触器以及风扇冷却回路，所有接触器能够接受 BCMS 的控制指令，BCMS 能够采集簇内各电池模块中 BMU 上报的各单体电池电压和温度，经过数据收集和分析将数据上报给 BAMS。高压箱连接各电池模块串联后的动力回路，作为电池簇动力回路的输入输出接口，高压箱结构图如下图所示。



高压箱外形图

4) 电池簇设计及参数

电池簇采用框架式电池柜结构，每套电池簇包含 8 个电池模块和 1 个高压箱，依次通过螺栓固定于电池柜。每套电池簇内的模块之间为串联关系，电池模块之间通过前面板的插座使用铜排串联连接。

电池簇技术参数如下表所示。

表 4.1.4-3 电池预制舱电池簇技术参数

序号	性能指标	参数	备注
一般特性			
1	成组方式	1P416S	
2	额定电压 (V)	1331.2	
3	最低工作电压 (V)	1164.8	
4	最高工作电压 (V)	1476.8	
5	额定容量 (Ah)	280	
6	额定能量 (kWh)	372.73	
机械特性			
7	电池柜尺寸 (W*D*H, mm)	903*1020*2775	
8	重量 (kg)	约 2700	
热管理特性			
9	冷却方式	液冷	

5) 集装箱设计及参数

每套 3.3545MW/6.709MWh 电池预制舱由 18 套电池簇、2 套热管理系统、2 套消防系统、2 台控制柜组成，集成在 2 个 20Ft 集装箱内，每 8 套电池簇

为 1 套电池分系统，每套电池分系统通过电缆接入 PCS，电池系统参数如下：

3. 3545MW/6.709MWh 电池系统设备组成如下表所示。

表 4.1.4-4 3.3545MW/6.709MWh 电池系统设备组成

序号	设备名称	参数及规格	品牌	数量	单位
1	电池簇	280-1P416S, 标称电量 372.736kWh	/	18	套
1.1	电池模块	280-1P52S, 46.592kWh	/	8	套
1.2	高压箱		/	1	套
1.3	电池柜	903*1020*2775mm	/	1	套
2	控制汇流柜	SCC-DCC	/	2	台
3	热管理系统	40kW 水冷机组	/	2	套
4	消防系统	管网式消防系统	/	2	套
5	集装箱		/	1	套

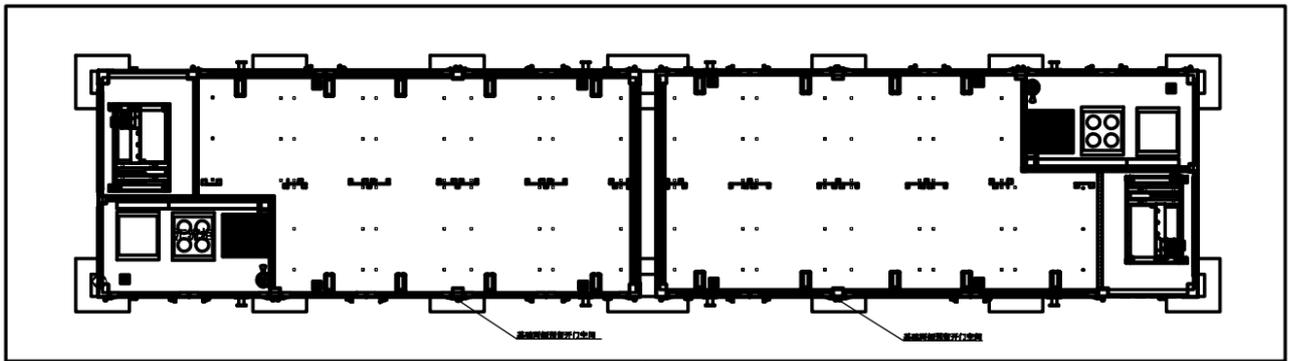


图 4.1.4-5 电池系统设备排布图

表 4.1.4-6 储能电池关键参数

转换效率	85%
充放电深度	90%
寿命	10 年
年充放电次数	蓄电池每次充电 2h, 每年 300 次

本项目升压变流一体机变流器选择 3450kW（降额至 3354kW 使用），变压器统一选择 3700kVA 的 35kV 的干式变压器。

表 4.1.4-7 3450kW 储能变流器规格参数表

序号	项目	参数	备注
----	----	----	----

交流侧参数			
1	交流接入方式	三相三线制	
2	额定功率	3450kW	降额至 3354kW 使用
3	最大输出功率	3354kW	
4	无功范围	-3150kVar~3150kVar	
5	过载能力	110%: 长期运行, 120%: 不少于 10min	
6	额定电压	690V, -15%~10% (范围可 设置)	须适应电网电压±10% 的波动。
7	额定电流	2636A	
8	额定电网频率	50Hz	
9	总谐波畸变率	<3%	
10	功率因数	>0.99 (额定输出功率) /0.8 (超前)~0.8 (滞后)	
11	隔离方式	无变压器	
12	无功功率响应时间	≤30ms	
13	功率控制偏差	≤5%	功率大于额定功率 20% 时, 功率控 制偏差不超过 2%。
14	直流分量	0.5% (额定电流)	额定功率运行时交流侧 电流直流分量不超 过额定电流的 0.5%。
15	并离网切换时间	小于 100ms	
直流侧参数			
16	最大直流功率	3465 kW	
17	最大直流电流	3465A	
18	最大直流电压	1500V	
19	直流电压工作范围	1000~1500V	
20	稳压精度	±2%	
21	稳流精度	±2%	
22	低电压穿越	有	
23	高电压穿越	有	
24	防孤岛保护	有	

25	交流过流/短路保护	有	
26	频率异常保护	有	
27	交流过压/欠压保护	有	
28	交流过频/欠频保护	有	
29	交流进线相序错误保护	有	
30	直流过流/短路保护	有	
31	直流过压/欠压保护	有	
32	直流极性反接保护	有	
33	过温保护	有	
34	功率模块 (IGBT) 保护	有	
35	通讯故障保护	有	
36	冷却系统故障保护	有	
37	电流直流分量超标保护	有	
38	直流谐波超标保护	有	
39	电网电压不平衡度保护	有	
系统参数			
40	最大转换效率	$\geq 98\%$	额定运行情况下, PCS 整流与逆变效率均不低于 94%
41	功率响应速度	$< 100\text{ms}$	热备用状态下, 从接收到功率调度指令
42	充放电转换时间	$< 100\text{ms}$	从 100% 额定功率充电到 100% 额定功率放电, 相互转换时间。

43	尺寸（宽*高*深）	1710*2453*1781mm	
44	重量	2700kg	
45	外壳防护等级	IP55	
46	噪声	≤80dB	距离设备 1m 处
47	冷却方式	风冷	
48	通信接口	CAN、RS485、以太网、 光口	
49	通信规约	Modbus-RTU 或 Modbus-TCP 或 CAN2.0 或 IEC61850、 IEC104	
50	接线方式	下进下出	

4.1.4.2 液流电池系统简介

(1) 液流储能电池工作原理

全钒液流储能电池通常又被称为氧化还原液流储能电池（Flow redox cell），是一种化学储能电池，电池运行的过程中通过钒的价态的改变来传递电子，完成电能与化学能之间的转换，其开路电压为 1.26（25℃）。正极电对为 V^{2+}/V^{3+} ，负极电对为 V^{2+}/V^{3+} 。工作时，正负极钒电解液由各自的循环泵通过各自反应室循环流动，参与电化学反应。充电时电池外接电源， H^+ 通过离子交换膜从阳极到达阴极，电子 e^- 通过外电路从阳极到达阴极，与此同时，阳极的 V^{2+} 转化成 V^{3+} ，阴极的 V^{3+} 转化为 V^{2+} ，将电能转化为化学能，储存在电解质溶液中；放电时电池外接负载， H^+ 通过离子交换膜从阴极到达阳极，电子 e^- 通过外电路从阴极到达阳极，与此同时，阳极的 V^{3+} 转化成 V^{2+} ，阴极的 V^{2+} 转化为 V^{3+} ，将储存在电解质溶液中的化学能转化为电能，供负载使用。全钒液流储能电池的工作原理如下图所示：

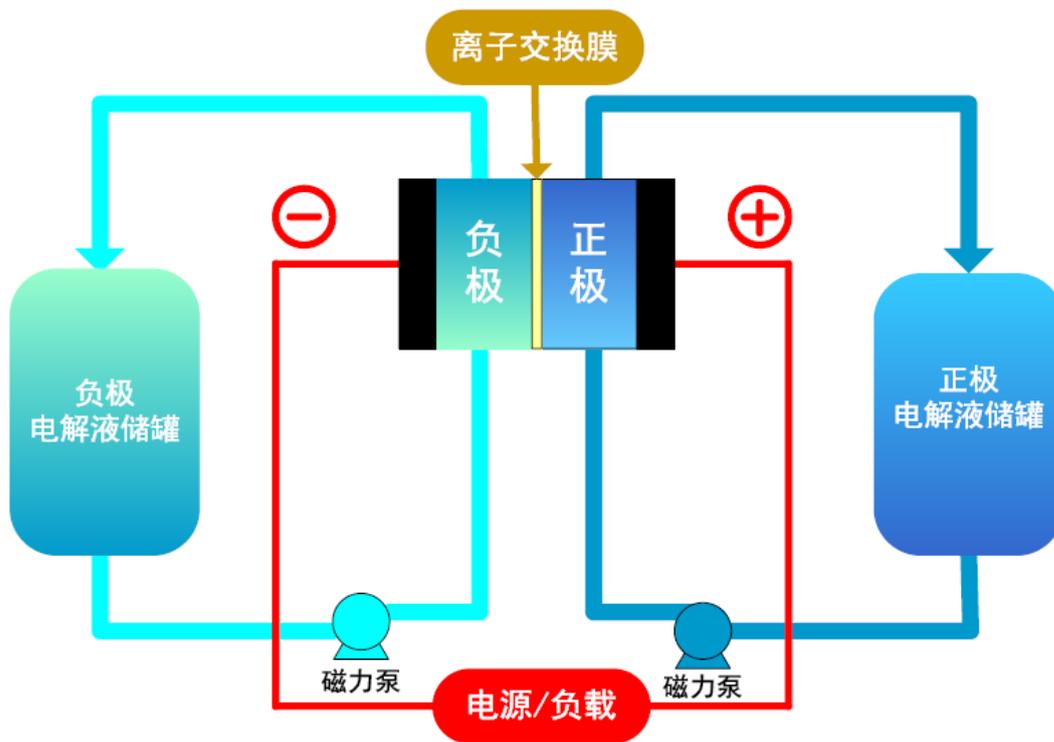


图 4.1.4.2-1 全钒液流电池原理图

(2) 全钒液流电池技术特点

安全、环保：常温、常压条件下工作，不易燃、不易爆，安全性好。电解质溶液可循环使用和再生利用，生命周期内环境负荷低。

循环寿命长：充放电循环寿命可达 16000 次以上，寿命超过 15 年，是目前所有化学储能电池中寿命最长的技术。

功率和容量独立设计：全钒液流电池系统功率和容量相互独立，设计灵活，在不同应用需求下配置更加经济、合理。

容量可恢复：全钒液流电池系统容量降低后，应用化学处理的方法，容量可全部恢复，其它电池容量衰减是不可逆的。

全寿命周期性价比高：全钒液流电池循环寿命长，维护费用低，全寿命周期度电成本仅为 0.23-0.26 元/kWh·次，竞争力明显。且放电时长越长，优势越明显。其它电池在 0.5-0.8 元/kWh·次之间，锂电池在 0.7 元/kWh·次左右。

充放电相应时间快：根据已投运的国电龙源法库卧牛石风电场 5M/10WMh 全钒液流电池储能示范项目的实际运行情况可知，储能电站充电功率从

775kW 越变到 5285kW 相应时间约为 600ms；储能电站放电功率从 285kW 越变到 4373kW 相应时间约为 570ms；储能电站放电功率从 4262kW 至充电功率 5588kW 相应时间约为 1000ms。

(3) 全钒液流电池系统构成

全钒液流电池储能电站由储能电池、储能逆变器（PCS）、电池管理系统（BMS）、汇流变压器、升压（主）变压器、高压配电装置等设备组成。

液流电池储能系统由电堆、电解质溶液、电解质溶液储液罐、磁力泵、制冷机、过滤器、蝶阀及相关的管路等组成。大容量储能电站的电堆由若干电池阵列组成，电池阵列又由若干单体电池经过串并联组成，根据储能电站需存储的总容量以及系统效率计算出需并联的电池组的总数量，然后计算出每台储能逆变器需并联的电池组数。

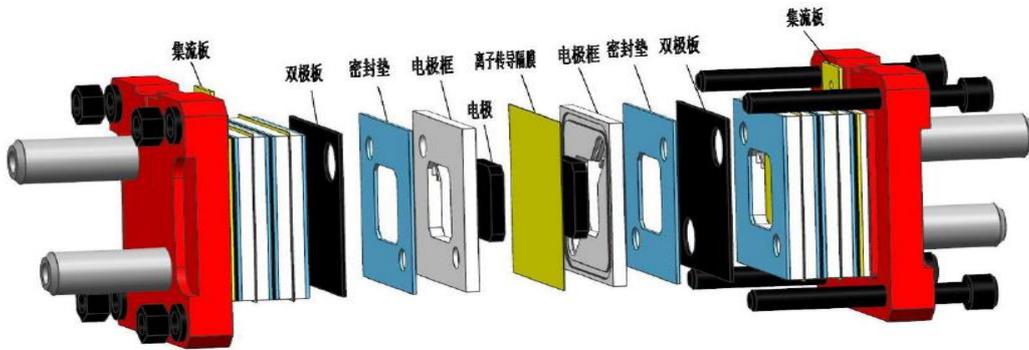


图 4.1.4.2-2 全钒液流电池电堆的典型结构

本工程设置 1 套 5MW/20MWh 全钒液流电池储能系统，该系统由 5 套 1MW/4MWh 的储能单元组成，每 1 套电池单元对应 1 套变流器（PCS）单元，组成一个 1MW/4MWh 的储能单元。

4.1.5 电池舱冷却方案

1) 热管理系统概述

电池系统所处环境及自身温度直接影响其正常运行、循环寿命、充电可接受性、输出功率、可用能量、安全性和可靠性，因此，为了使电池系统达到最佳的性能和寿命，需要通过热管理系统将电池系统的温度控制在一定的范围内，减小电池包内不均匀的温度分布，以避免电芯之间温度的不均衡，降低电池性能衰减速度，且可消除相关的潜在危险。

热管理系统由水冷机组、系统管网、PACK 液冷板、温湿度传感器等组成，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，

实现对集装箱内电池温度的有效控制。

2) 三层架构热管理系统设计

热管理系统采用三层级架构设计，在 Pack、电池簇、集装箱式系统，都进行了针对性的设计，保证整个电池系统能够在 $-30^{\circ}\text{C}\sim+50^{\circ}\text{C}$ 的环境当中高效安全运行。

PACK 层级热设计：

Pack 液冷板采用多支路串并联方案设计，确保 pack 电芯温度具有良好的的一致性。

Pack 内部集成全贴合底部冷却设计，换热能力大幅提升，有效应对大倍率散热工况。

电池簇层级热设计：

电池簇作为一个独立的温控单元，具备多个液冷板+被动均衡管网设计而成的温控循环系统，实现高效温控。

冷却液从电池簇底部管路流入，通过管网流向各电池包，经过冷却电池包后，从顶部管路排出。

电池簇管网采用被动均衡设计方案，确保电池簇内各电池包流量分配均匀，电芯温度均匀。

箱式系统层级热设计：

集装箱电池系统采用双台水冷机组冷却方案，Pack 内部集成全贴合底部冷却设计，充分考虑入水管静压分布及出水管沿程阻力损失，簇级、系统级均采用专利级被动均衡管网设计方案，确保系统内各 Pack 流量分配均匀。相比传统管网设计方案，簇内、簇间流量分配均匀性均大幅提高，从而大幅提高系统温度的均匀性。

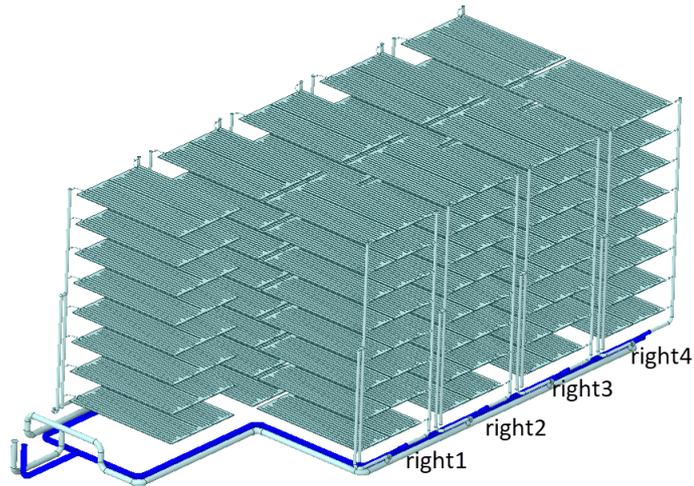


图 4.1.5-1 专利级液冷管网设计方案

3) 冷负荷计算

结合项目所在地的气候、电池系统的运行工况、制冷设备以及制冷策略对电池系统温度变化趋势进行评估。以电池舱内环境为研究对象，相关的负荷有包括：电芯产热、室外环境与结构换热、电器附件发热等。

电池系统采用 280Ah 电芯。电池系统的发热功率采用 $P = I^2 * R * N$ 进行核算，其中 I 为电池系统运行的电流，按照 0.5C 进行计算； R 为电芯的内阻 (DCR)，计算中按照 $0.48m\Omega$ ； N 为电芯的个数。

电芯总发热功率为 $P=280*0.5*280*0.48*0.52*3276/1000= 30.82kW$ 。

综上，系统的总发热功率为 30.82kW，建议配置 40kW 的水冷机组。

4) 三维仿真分析

通过仿真分析的手段，设计和优化储能散热系统，保障电芯在适宜的温度区间工作，以及电芯温度的一致性，进而提高系统运行的可靠性与稳定性，延长系统使用寿命。

a. pack 热仿真分析

仿真模型如下图所示，冷却液由进水口流入电池包，然后通过电池包内的液冷板均匀的对电芯实现散热。

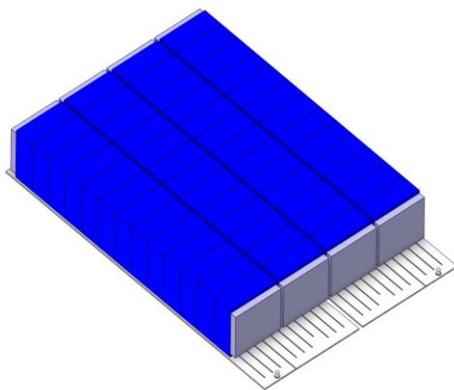


图 4.1.5-2 电池簇仿真分析模型

电池包仿真分析结果如下图所示，其中冷却液由进水口进入电池包中，在液冷板内部流道的作用下将冷量均匀分配至各电芯处。电池包最大温差 $\leq 3^{\circ}\text{C}$ ，最高温度 $\leq 35^{\circ}\text{C}$ ，满足温控要求。

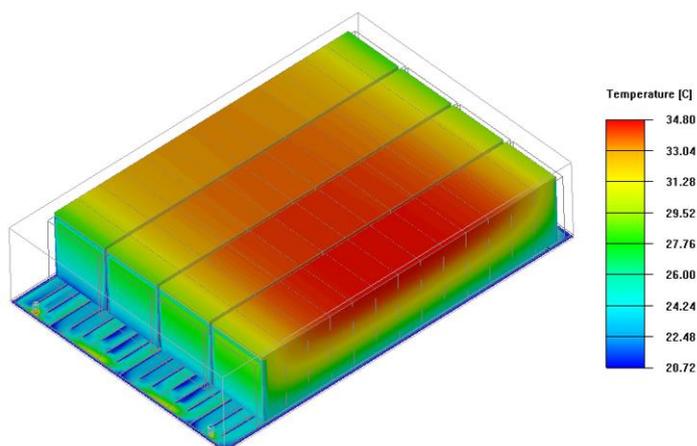


图 4.1.5-3 电池包仿真分析结果

b. 集装箱热仿真分析

集装箱电池系统采用双台水冷机组冷却方案，Pack 内部集成全贴合底部冷却设计，换热能力大幅提升。充分考虑入水管静压分布及出水管沿程阻力损失，簇级、系统级均采用被动均衡管网设计方案，确保系统内各 Pack 流量分配均匀。

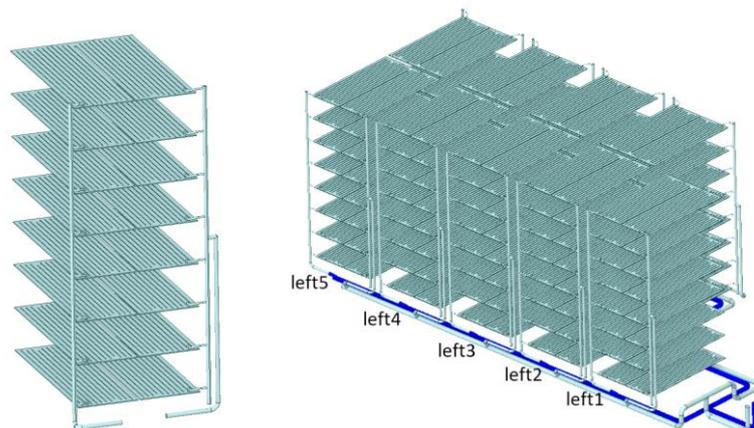


图 4.1.5-4 液冷管网设计方案

采用 fluent 软件对传统液冷管网设计方案及管网系统设计方案进行仿真分析，验证设计方案的合理性，其中系统冷却液量为 360L/min，仿真物理模型为 SST-kw 湍流模型，仿真后电池簇内及电池簇间的流量分配如下所示：

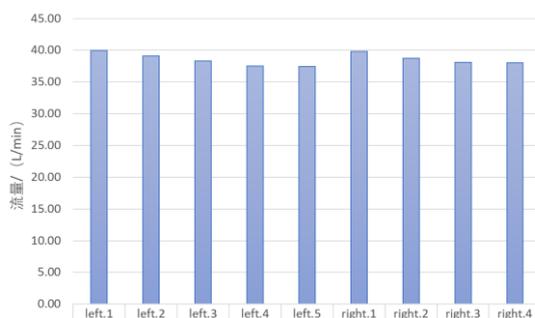


图 4.1.5-5 系统级流量分配

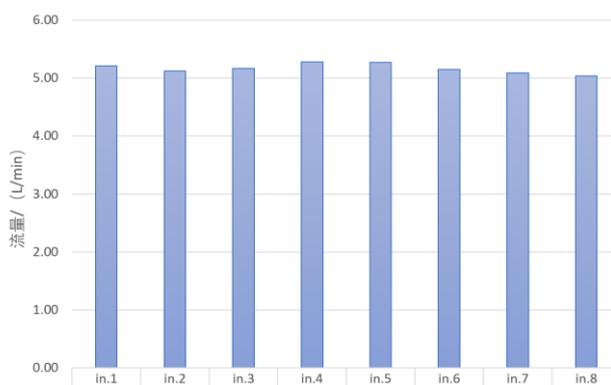


图 4.1.5-6 电池簇级流量分配

	电池簇级	系统级
最大差异	6%	8%

由仿真结果可以看出，管网设计方案流量分配较为均匀，能够较好的满足系统均匀散热需求。

4.1.6 储能电池均衡控制策略

储能电池四级均衡管理系统如下图所示：

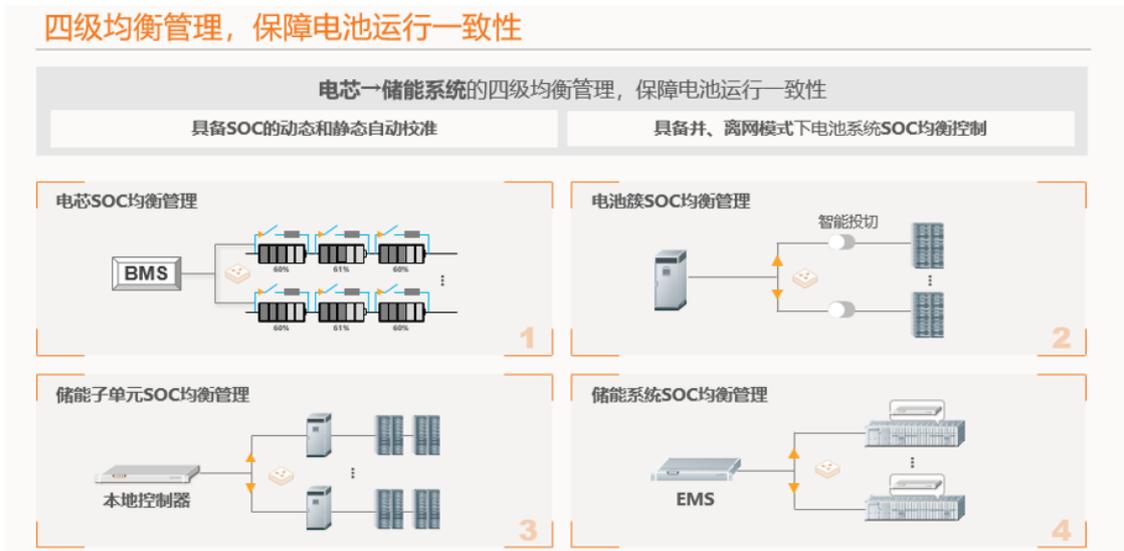


图 4.1.6-1 四级均衡管理示意图

通过四级的均衡管理保障电池运行期间的一致性。

第一，电池簇级 BMS，通过被动均衡实现对电芯 SOC 的均衡，当 $SOC \leq 30\%$ 或 $SOC \geq 90\%$ 充放电末端，开启被动均衡条件，充放电末端 SOC 偏差 $> 5\%$ ，关闭条件 $SOC < 3\%$ ，均衡电流最大 200mA，最大均衡速度 200mAh/hour，通过控制占空比可改变均衡电流的值，充放电全过程中进行均衡，拉长均衡时间、提高均衡效果。

第二，利用部分簇运行模式，通过系统 BMS 智能控制 S/G，实现 SOC 偏高（少）的簇智能投切，保持部分簇簇运行模式，实现簇间 SOC 的均衡

第三，通过本地控制器，对其管理区内的多台 PCS 功率进行灵活分配，实现多簇或储能子单元的 SOC 均衡

第四，通过 EMS，对个储能系统进行均衡管理，根据各储能系统的 SOC

与加权平均 SOC_{avg} 进行比较，结合 AGC 功率值，对系统进行功率分配，实现集装箱级 SOC 均衡管理。

4.1.7 本设计方案主要特点

4.1.7.1 储能电池系统方案主要特点

(1) 锂电池储能系统

- 1) 采用磷酸铁锂电池，能量密度高，循环寿命长；
- 2) 电池系统采用标准化模块式设计，可灵活扩展，系统维护检修方便；
- 3) 良好的散热管理系统，电池组寿命和可靠性有保证；
- 4) 电池组采用高效连接工艺，实现电池箱功率连接的高可靠、低阻抗及高一一致性；
- 5) 采用高强度结构设计，保证电池系统在长途运输及极端情况下（如地震）的安全性；
- 6) 采用电池均衡控制策略，可有效保证储能系统的可用容量和使用寿命；采用电池及系统监控软件，可实现储能系统的自动运行；
- 7) 维护安装方便可靠，其主体设备与暖通、照明配电等系统能集成在一个标准集装箱内，节省设备占地空间。

(2) 液流电池

- 1) 循环次数多，寿命长；
- 2) 无爆炸可能，安全性高；
- 3) 电解质溶液毒性和腐蚀性相对较低，稳定性好；
- 4) 环境适应性强，运行温度范围广；
- 5) 储罐设计，无自放电；
- 6) 定制化设计，易于扩容；
- 7) 模块化设计，系统稳定性与可靠性高；
- 8) 废旧电池易于处理，电解质溶液可循环利用；
- 9) 全钒液流电池电解液价格较贵，但技术成熟；

4.1.7.2 PCS 系统方案主要特点

- 1) 选用适应不同类型的蓄电池；
- 2) 选用全新拓扑结构的 PCS 系统，以提高转换效率；
- 3) 选用具备多机并联功能的 PCS 系统，便于系统扩容；

- 4) 具备 R、L、C 负载 100%三相不平衡能力;
- 5) 具备交流黑启动功能;
- 6) 充放电转换响应时间快
- 7) 具备多种通讯接口, 以太网、RS485、CAN 等;
- 8) 维护安装方便可靠, 其主体设备与暖通、照明配电等系统能集成在一个标准集装箱内, 节省设备占地空间。

4.1.8 储能管理系统

储能管理系统主要有电池管理系统 (BMS)、变流器 (PCS) 系统、站端监控系统 (EMS) 构成。通过采集电池组、PCS 的实时数据, 实现储能系统的实时监测和控制, 满足电网调峰调频需求和电网安全稳定运行需要。

4.1.8.1 电池管理系统 (BMS)

BMS 即电池管理系统, 用来管理电池, 以便电池能够维持更好的状态, 稳定工作。每套电池管理系统包含电池监测电路 (CSC)、从电池管理单元 (SBMU)、主电池管理单元 (MBMU)、高压线路控制单元、储能柜预充电 (并联) 线路、高压检测单元、热管理单元、电流检测单元、急停系统、以及电池监控系统 (PC) 等。本管理系统用于检测电池柜内单体电池电压、温度及单柜总电流, 计算电池柜电池 SOC, 存储相关电池柜制造信息、版本信息及必要的运行历史数据, 电池管理系统各单元通过 CAN 总线进行实时通讯, 各级传送电池柜电池运行状态及报警信息给上一级管理系统, 同时各级实时接收上级管理系统所下发的操作指令。管理系统可自动进行高压及热管理, 统筹整个电池柜电池自动平衡功能, 必要时, 根据计算对 SOC 自动进行校准。电池管理系统框图如下所示。

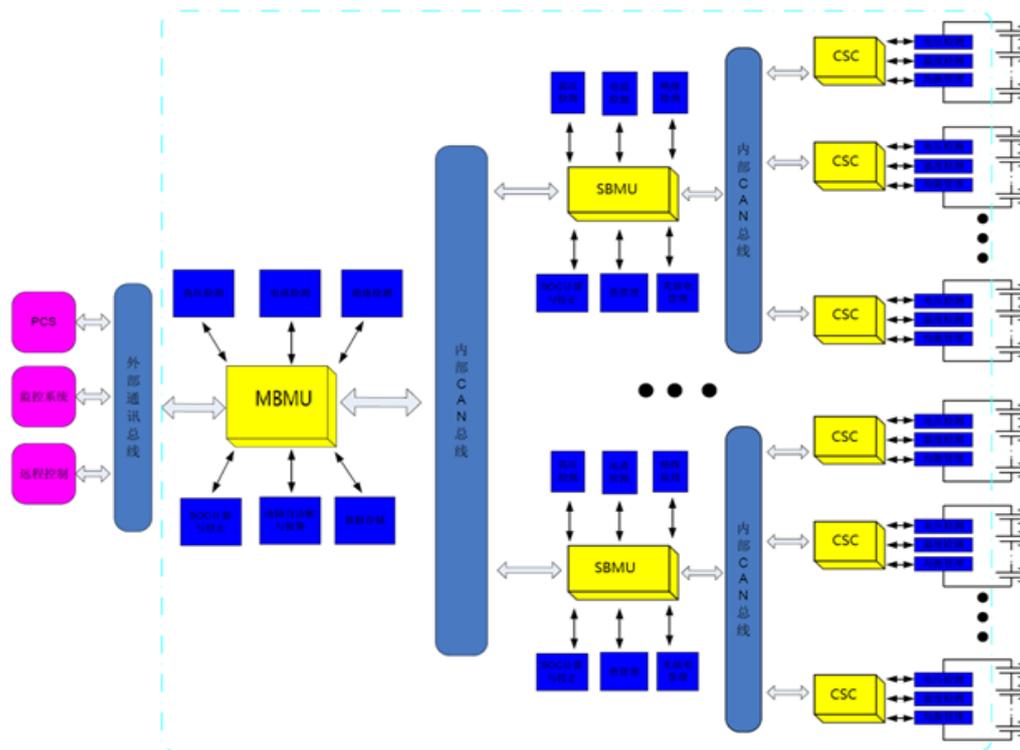


图 4.1.8-1 电池管理系统原理框图

其主要系统概述如下：

1) 电池监测电路（CSC）概述及功能

电池监测电路（Cell supervision Circuit，以下简称 CSC）是电池管理系统（Battery Management System，以下简称 BMS）中的关键部件，主要用来检测电池模组（Battery Module）中电池的单体电压及温度，对单体电池电压状态和温度状态异常进行报警，并将相关的电压信息、温度信息和报警信息发送到从电池管理单元（SBMU）。当电池模组中各电池的电压出现不一致时，CSC 能够通过内部的均衡电路对单体电池进行补电均衡或放电均衡，以保持整个电池组的电压一致，提高电池组的输出能量和循环使用寿命。

CSC 主要的功能如下：

① 完成电池模组电压检测。

通过高精度 ADC 进行模数转换，将电池电压数据发送到 CSC 的管理系统。

②对电池模组的温度检测。

温度检测需要通过外接 NTC 电阻完成，完成温度检测。

③唤醒功能。

具有外部唤醒功能。

④级联功能。

带专用的级联端口，能够方便的进行系统级联。

⑤通信功能。

采用了标准的 CAN2.0 协议进行通信，通信速度为 500kbs。

⑥地址自动编码功能。

可通过自动编码电路进行。

CAN 通讯接口有高等级隔离和防护电路，具有抗共模干扰、ESD 防护、抗雷击等能力。

2) 从电池管理单元 (SBMU) 概述及功能

SBMU (Slave Battery Management Unit) 作为电柜的电池管理单元，统筹管理整个电柜的运行。负责单体电芯电压监控和温度监控；电柜的总电压、总电流采集；诊断输入供电电源、继电器状态等功能状态；智能运行电柜系统，并实时监控。

主要特点：

CAN 通信功能，SBMU 具有三路 CAN：

CCAN：SBMU 通过 CCAN 能够与柜内每个 CSC 进行通信，从 CSC 获得单体电芯的电压和温度，并获得 CSC 的工作状态；同时，SBMU 能够发送命令给 CSC 进行均衡控制。

SCAN：SBMU 通过 SCAN 能够与 CSU 进行通信，从 CSU 中获得电柜的总电流。

MCAN：SBMU 通过 MCAN 将采集的电流、电压、温度、SOC 等信息上送至 MBMU，同时接收 MBMU 的命令。

SOC 计算

SBMU 能够根据单体电芯的电压、电柜总电压、温度和时间等参数进行 SOC 计算。

烟雾检测

SBMU 能够及时检测电柜的烟雾情况，防止险情发生。

电柜温度检测

对分布在电柜上的不同温度点进行实时检测，防止险情发生。

输入电源电压电流检测

24V 系统的 SBMU 输入电源来自 CSC，其电源的大小直接影响到 SBMU 的功能。SBMU 能够检测输入电源的电压和电流，防止电源性能波动影响 SBMU 工作。

可设 ID 配置

SBMU 具有硬件可设 ID 配置，能够根据系统的不同架构，进行有效合理的 ID 配置。

电流采样

采用高精度霍尔传感器来检测电柜的总电流。

电柜的 wakeup 信号检测

SBMU 实时检测电柜的 wakeup 信号，确保电柜的 wakeup 信号的有效性。

辅助触点检测

带有高压继电器的辅助触点检测电路，以判断高压触点是否吸合。

风机控制

根据 CSC 的温度及热循环控制策略，控制电柜的风机有效运行以达到降温。

智能高边驱动

采用智能高边来控制外部的继电器驱动，可以检测线圈的电流以判断线圈是否有短路。

3) 主电池管理单元 (MBMU) 概述及功能

MBMU (Master Battery Management Unit) 模块在 BMS 中作为重要的电池管理单元，负责整个电池系统的信息收集、SOC 计算及与各单元模块之间的信息交换，是整个储能系统安全、可靠运行的保障。

主要功能：

①与各电柜 SBMU 间通讯。

通过 MCAN 网完成监测电池系统的总电流和充、放电信息，来计算 SOC；同时挂接 PC 机。

②与外部（PCS）通讯。

有三种通信方式：1. CAN 通讯；2. Ethernet 通讯；3. 485 通讯。

③信号管理功能。

MBMU 具备湿度及环境温度监测功能，当温度超过设定值后开启 SSR 风机冷却，控制整个电柜的温度，同时监测 PCS 端的各种开关状态。

④通过 LDP 模块监控主控柜及各柜间的通讯状态。

当有严重事件发生时，控制 LDP 模块执行高危报警指示灯功能。

⑤诊断 UPS 输出。

MBMU 板由 UPS 供电，当供电输入电压低到设定值或电流超阈值时可切断板子供电。

⑥控制各电柜唤醒电路的输入开关通断。

⑦通过高压、绝缘模块监控系统的高压及绝缘情况，有异常时可申请或自行切断高压。

⑧外扩非易失性存储器。

⑨可以用来备份重要数据。

4.1.8.2 变流器（PCS）系统

变流器（PCS）实现的直流与交流能量的双向转化，从而控制储能电池的充电、放电、并控制其速率，从而实现与调度端的互动，实现相应的高级应用功能。

4.1.8.3 站端监控系统（EMS）

站端监控系统（EMS）的应用功能主要包括综合监控系统、数据统计分析、全站功率控制、故障报警保护等。（EMS）采用双机双网冗余配置实现系统调峰、电能质量治理、新能源功率平滑输出等控制策略。

本工程电池管理系统 BMS，由储能电池厂家成套提供，变流器（PCS）系统，由 PCS 厂家成套提供，站端监控系统（EMS）放置在风电储能合建综合办公楼电气继电器室内，包括 EMS 主机、数据库服务器等，并充分利用升压站监控系统配置的远动装置与调度通信。

4.1.9 储能系统安全措施

储能系统设有四级安全管理措施，能有效的控制储能系统安全管理。

电芯级安全管理：具备电芯异常早期监测预警处置体系，具备电芯内短

路检测及故障诊断预警等安全监测功能，提升电芯安全风险主动预防能力。

电芯具有本体热失控不起火的能力，符合 IEC62619 和 GB/T36276 的要求。

模组级安全管理：

模组连接端口具备安全保护功能，包括电池模组在安装、维护等非开机工作状态时端口应处于保护状态，如误短路、触摸不会造成安全风险。

电池模组具备过流保护能力。

电池模组具有故障发生后自动旁路功能。

模组内熔断设计，连接具有短路保护功能，避免模组级短路故障扩散。

电池簇安全管理：

具备簇控制器主动关断功能，实现部分短路到完全短路的全范围短路保护，传统方案不具备该功能，在不完全短路情况下会发生起火，电池簇回路配置开断、保护设备及簇控制器，具有断路器+熔丝两级故障隔离能力。

具有多级智能联动保护功能，传统方案只有断路器、熔丝等被动保护器件，不具备快速主动切断能力，在电池模组出现过压、过温、过流等问题时，可自动切断储能充放电回路主电路，避免带来安全风险，同时不影响其他电池簇正常运行。

系统级安全管理：

储能系统具备可燃气体探测器、火灾探测器、清洁气体灭火装置、可燃气体排放装置，消防前智能检测、主动排气，储能集装箱的排气通风量满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058 的要求，避免可燃气体聚集，消防后远程控制排气，避免二次复燃。

具有水浸探测及联动保护功能，水淹后及时切断功率回路，避免触电、高压短路及短路扩散等灾害。

具有全天候系统级绝缘阻抗检测及告警能力。

电池预制舱与中控仓分仓设计，保障监控消防系统在电池仓出现事故异常时不受影响，能够独立持续正常运行。

具备一键式紧急停机功能，出现短路、触电、起火等意外时能手动快速切断储能系统的主电路，避免事故扩散。

储能系统应具备多重防凝露功能，包括温控、防凝材料以及开门防凝露设计，防止凝露造成绝缘失效和器件短路风险。

应确保大电流连接的安全可靠，尤其不可见的连接排端子应设计 NTC 温度采样，通过过温告警来识别虚接和连接松动等问题。

4.1.10 储能方案二：分布式模块储能

方案二采用分布式模块化储能方案，区别于方案一集中式大型集装箱，此方案选用储能柜。每个能量块都是一个独立的单元，具备能量存储和交直流功率变换的能力，并配置液冷系统和消防系统，可安全、稳定、可靠长期运行，通过交流侧并联，灵活扩展容量，实现储能电站容量的弹性部署。

标准储能方阵额定容量为 2.79MW/5.58MWh，配置 15 台额定功率 186kW/372kWh 的储能柜，1 套汇控柜（包括配电柜和通讯柜）。采用就地升压方式，每个储能阵列设一台 35kV/0.69kV，额定容量为 3125kVA 箱式升压变压器，建议采用三相干式双绕组变压器。

标准储能阵列储能系统功率：

$$186\text{kW} \times 15 = 2790\text{kW}$$

标准储能阵列直流侧储能系统容量：

$$372\text{kWh} \times 15 = 5580\text{kWh}$$

本项目按照直流侧容量 1601.46MWh 配置，共需 4305 台 372kWh 储能柜，分为 287 个方阵。每个方阵配置 15 台 372kWh 储能柜。

795MW/1600MWh 典型设计储能系统功率：

$$186\text{kW} \times 4305 = 800.73\text{MW}$$

795MW/1600MWh 典型设计储能系统容量：

$$372\text{kWh} \times 4305 = 1601.46\text{MWh}$$

4.1.10.1 主要设备介绍

(1) 储能柜

储能柜容量为 186kW/372kWh，其主要配置有：1 套额定功率 186kW 的 PCS、1 套 372kWh 蓄电池系统（直流电压 1165-1498V）、1 套蓄电池管理系统（BMS）、1 套通讯管理系统、1 套热管理系统和 1 套 PACK 级浸没式消防系统。

储能柜采用模块单元式设计，交流 690V 输出，可直接交流侧并联扩

容。各能量块外观一致、风格统一，模块化设计降低产品故障带来的风险，可灵活配置容量。采用兼容户外设计，防护等级 IP55，可直接安装在户外，节省用户部署成本。



图 4. 1. 10-1 储能柜外观图

表 4. 1. 10-1 储能柜技术参数表

序号	项 目	参 数
1	电芯类型	LFP 3. 2V/280AH
2	电池 PACK 配置	46. 6kWh
3	电池电压范围	1164. 8~1497. 6V
4	温度监测数目	224
5	交流额定功率	186kW
6	交流最大功率	204. 6kW
7	交流电流畸变率	<3%

序号	项 目	参 数
8	直流分量	<0.5%1pn
9	电网电压范围	690V±15%
10	功率因数	>0.99
11	功率因数可调范围	-1-1
12	额定电网频率	50Hz
13	最大系统效率	≥89%
14	充放电倍率	≤0.5P
15	放电深度	≥95% DOD
16	系统电压制式	IT
17	循环次数	>6000 次
18	充放电切换时间	<100ms
19	通讯接口	LAN
20	系统防护等级	IP55
21	工作温度	-25℃~55℃ 40℃以上降额
22	工作湿度	0%RH~95%RH 无冷凝
23	噪音	<80db
24	系统尺寸（宽×深×高）	1400mm×1300mm×2350mm
25	海拔高度	≤2000m
26	热管理方式	风冷（PCS）+液冷（电池）
27	总重量	3800kg

（2）汇控柜

汇控柜是储能系统能量流和数据流的链接单元，包括配电柜和通讯柜，支持最多 15 台储能柜并机使用。

配电柜是储能系统能量流的链接单元，集成开关器件、双向计量仪表等为一体的产品，采用标准化部件，单柜满足 15 台储能柜并机使用。向下连

接储能柜，向上连接变压器低压侧，完成输出交流电力的汇流，控制保护，计量，实现能量流的双向链接和管理。

表 4.1.10-2 配电柜参数表

序号	项 目	系 统 参 数
1	系统电压	AC690V
2	额定功率	2790kW
3	额定电流	2335A
4	短路保护	具备
5	接入路数	≤15
6	输出路数	1
7	工作温度	-20℃~55℃（40℃以上降额）
8	相对湿度	0%RH~95%RH，无冷凝
9	系统防护等级	IP55
10	海拔高度	≤2000m
11	噪音	<50dB
12	尺寸（宽×高×深）	1000mm×1300mm×2350mm

通讯柜是储能系统数据流的链接单元，作为储能柜和能量管理系统 EMS 的连接桥梁，实现本地和站端数据的高速通信连接，并为能量管理系统提供可靠的数据采集、存储和控制管理平台。提供整个方阵的站用电分级供电和用电量计量并根据负荷重要等级配置 UPS。

通讯柜采用 DSP+ARM+FPGA 的控制平台，1GHz 的总线速度，实现对电网调度 20mS 以内功率输出响应。通讯柜可通过 2 级级联灵活扩展，实现 GWh 电站超千台能量块的快速协同控制。

表 4.1.10-3 通讯柜参数表

序号	项 目	系 统 参 数
1	接入路数	≤15

2	输出路数	1
3	北向通讯接口	以太网, WiFi, 光纤, 4G
4	南向通讯接口	以太网
5	通讯协议	IEC104, IEC61850, CAN2.0B, Modbus (TCP, RTU)
6	工作温度	-20℃~55℃ (40℃以上降额)
7	相对湿度	0%RH~95%RH, 无冷凝
8	系统防护等级	IP55
9	海拔高度	≤2000m
10	噪音	<50dB
11	尺寸 (宽×高×深)	1000mm×1300mm×2350mm

方案二与方案一相比, 模块化储能柜与传统集装箱方案相比更为灵活, 1个电池簇配置 1 台 PCS, 但造价较高。考虑到本项目 795MW/1600MWh 规模较大, 模块化储能方案多用于用户侧储能, 在电网侧储能还未大规模应用。

本项目推荐使用方案一, 方案一造价较低, 技术更成熟, 已经在第一批示范项目中大规模使用。

4.2 总图专业

4.2.1 站址总体规划

(1) 建设规模

本项目为新建工程, 工程建设规模为 790MW/1580MWh 磷酸铁锂电池 +5MW/20MWh 全钒液流电池。一次性建设完成。

(2) 厂址周围环境

厂址东侧紧邻金河一路, 北侧为银海七路。储能电站位于光伏工业园区内。电站规划符合当地国土空间规划的要求。

站址范围及附近不压文物, 也不属于名胜古迹、文物保护和自然保护区, 无军事设施及重要的通讯设施。

(3) 安全距离要求

根据《电化学储能电站设计规范》(GB 50148-2014)、《(北京市地方标

准) 电力储能系统建设运行规范》、《电化学储能电站设计规范-2022 年征求意见稿》(GB 50148-2022)、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC 373-2020)、《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB 50229-2019), 以及《火力发电厂总图运输设计规范》(DL/T5032-2018), 参考《(北京市地方标准) 电力储能系统建设运行规范》、《电化学储能电站设计规范-2022 年征求意见稿》(GB 50148-2022), 电池预制箱与站外建、构筑物的防火距离应满足相关规范的要求。本工程储能电站项目设计均满足规范安全间距要求。

表 4.2.1-1 储能电站与站外建(构)筑物距离一览表

建(构)筑物名称	火灾危险性分类/ 耐火等级	规范要求间距 (m)	实际间距 (m)
500kV 升压站主控通讯楼	丙/二级	20	78.27
220kV 升压站 SVG	丙/二级	20	29.08

注: 设计间距均按储能电站内建(构)筑物距周边建(构)筑物最小距离确定。

由上表可以看出, 储能电站内建(构)筑物距周边建(构)筑物的间距满足规范要求。

(4) 进站道路

本工程包括两块场地, 场地一位于四期与五期光伏用 220kV 升压站的西北侧, 拟规划 2 个电站出入口, 出入口 1 和出入口 2 皆向东与光伏用 220kV 升压站连接, 最终向北经园区出入口 1 接至厂外的银海七路。

场地二位于光伏用 500kV 升压站的西侧, 拟规划 3 个电站出入口; 其中出入口 3 和出入口 4 两个电站出入口位于储能用升压站的北端, 皆向北与光伏用 220kV 升压站连接, 最终向北经园区出入口 1 接至厂外的银海七路。另外位于液流电池区域南端的出入口 5, 向南接至厂外的乡道。

场地三位于光伏用 500kV 升压站的西南侧, 拟规划 1 个电站出入口; 出入口 6 向北接至厂外的乡道。

(5) 站区防洪、排涝

根据《电化学储能电站设计规范》(GB 51048 -2014) 本工程需按照百年一遇洪水位设置防洪措施。

根据光伏电站测量数据，厂址区域 100 年一遇洪水位暂按 3.5m 考虑。电站拟建场地地势较低，本工程需采取防排洪措施，暂定采取抬高场地地坪的方式进行设防，站址地面设计标高应高于 3.5m，以防止该区域百年洪水及内涝水位的危险。

(6) 电力出线

本期新建两回 220kV 电缆出线，向东出线，接至光伏用东营利津辉阳 500kV 变电站的预留间隔。

(7) 施工用地

施工生产区利用电厂内的预留空地与周边的空地布置，生活区则在附近租赁民居。

(8) 电站大件运输

储能电站东侧紧邻金河一路，自储能电站出发沿金河一路向南约 15 公里即可驶入国道 340，并通往河口区主城区。电站北侧为银海七路和七路和银海八路，自储能电站出发沿银海八路路向东约 20 公里即可驶入省道 7201，继续行驶约 10 公里即可达到东营港。站址周边交通便利。

本工程大件设备为主变压器，总重量约 120t，推荐采用铁路与公路联合运输，水路与公路联合运输或全公路运输方案。

(9) 厂址主要技术经济指标

厂址主要技术经济指标见表 4.2.1-2。

表 4.2.1-2 厂址主要技术经济指标表

序号	项 目	单 位	数 量	备注
1	厂址总用地面积	m ²	127613.96	
	(1) 厂区围墙内用地	m ²	101450.89	征地
	(2) 施工生产区用地	m ²	20000	租地
	(3) 其它（护坡等）	m ²	6163.07	征地
2	厂址土石方工程总量	挖方	10 ⁴ m ³	4.6
		填方	10 ⁴ m ³	21.2
	(1) 厂区土石方工程量	挖方	10 ⁴ m ³	3.6

序号	项 目	单 位	数 量	备注
		填方	10 ⁴ m ³	20.2
3	(2) 施工区 土石方工程量	挖方	10 ⁴ m ³	1.0
		填方	10 ⁴ m ³	1.0

4.2.2 站区总平面布置

本工程的主要设备为储能电池预制舱及其配套设施，根据工艺布置要求优化站区内建、构筑物的布置，提出推荐的总平面布置方案。

本工程包括三块场地，场地一位于四期与五期光伏用 220kV 升压站的西北侧，为储能电池单元区，包含 44 座电池集装箱和 44 座 PCS 集装箱。

场地二位于光伏用 500kV 升压站的西侧，主要布置了三个功能分区。其中一个储能电池单元分区，一个液流电池分区，一个变压器与升压设施分区。储能电池单元分区共包 86 座电池集装箱与 86 座 PCS 集装箱。液流电池分区包括 5 座 2WM/4MWh 全钒液流储能电池和 2 座压缩空气泡沫泵站。变压器与升压设施分区包括 1 座综合电气房、4 座 220kV 三相变压器、1 套 220kV 双母线 GIS、1 座事故油池和 8 座接地变。各功能分区周边设置环形道路。

场地一位于光伏用 500kV 升压站的西南侧，为储能电池单元区，包含 106 座电池集装箱、106 座 PCS 集装箱和 1 座压缩空气泡沫泵站。

本工程电站四周采用 2.3m 高实体围墙，本工程包括两块场地，场地一位于四期与五期光伏用 220kV 升压站的西北侧，拟规划 2 个电站出入口，出入口 1 和出入口 2 皆向东与光伏用 220kV 升压站连接，最终向北经园区出入口 1 接至厂外的银海七路。

场地二位于光伏用 500kV 升压站的西侧，拟规划三个电站出入口；其中出入口 3 和出入口 4 两个电站出入口位于储能用升压站的北端，皆向北与光伏用 220kV 升压站连接，最终向北经园区出入口 1 接至厂外的银海七路。另外位于液流电池区域南端的出入口 5，向南接至厂外的乡道。

场地三位于光伏用 500kV 升压站的西南侧，拟规划 1 个电站出入口；出入口 6 向北接至厂外的乡道，方便电站的人员出入与货物运输。

表 4.2.2-1 站区主要技术经济指标

序号	项 目		单位	指标	备注
1	站区红线内用地面积		m ²	107613.96	
2	站区围墙内用地面积		m ²	101450.89	
3	站区内建、构筑物用地面积		m ²	1174.28	
4	站区内露天设备用地面积		m ²	14446.32	
5	露天堆场、露天操作场地用地面积		m ²	45378.33	
6	建筑系数		%	56.68	
7	总建筑面积		m ²	1119.03	
	地上建筑面积		m ²	1119.03	
	地下建筑面积		m ²	0	
8	计容建筑面积		m ²	15620.60	
9	容积率			0.145	
10	道路及广场用地面积		m ²	16994.04	
11	道路广场系数		%	15.79	
12	站区绿化用地面积		m ²	5914.19	
13	绿地率		%	5.50	
14	站区围墙长度		m	2555	
15	站区土石方工程量	挖方	10 ⁴ m ³	3.6	
		填方	10 ⁴ m ³	20.2	

4.2.3 站内安全间距

根据《电化学储能电站设计规范》(GB50148-2014)、《(北京市地方标准)电力储能系统建设运行规范》、《电化学储能电站设计规范-2022年征求意见稿》(GB 50148-2022)、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC373-2020)、《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)以及《火力发电厂总图运输设计规范》(DL/T5032-2018),参考《(北京市地方标准)电力储能系统建设运行规范》、《电化学储能电站

设计规范-2022年征求意见稿》(GB 50148-2022)，本工程储能站各建（构）筑物间距均满足规范要求。

表 4.2.3-1 储能电站内屋外电池预制仓与各建（构）筑物距离一览表

建（构）筑物名称	火灾危险性分类/ 耐火等级	规范要求间距 (m)	实际间距 (m)	备注
事故油池	丙/一级	5	9.0	与主变的 间距
主变压器	丙/一级	25	36.15	
电气综合车间	丁/二级	20	28.02	
升压变流舱与箱变	戊/二级		4.0	
屋外电池集装箱	二级	长边端：3.0m 短边端：4.0m	长边端：4.0m 短边端：14.4m	

注：

- 1) 设计间距均按储能站内各建（构）筑物间的最小距离确定。
- 2) 本表中“-”表示不限制，该间距可根据工艺布置需要确定。

4.2.4 站区竖向布置

(1) 竖向布置形式

拟建场地自然地形标高较低，地势较平坦。因此电站的竖向布置采用平坡式布置方式。

(2) 厂区平整范围

根据地形资料，结合本期工程要求，场地的平整范围为本期工程厂区及施工生产区。

(3) 厂区土石方平整原则

1) 根据优化的厂区竖向布置确定厂区平整的范围和标高，从而确定土石方工程量，力求土石方工程量最小，费用最省。

2) 场地平整中，填土应分层夯实。填方工程压实系数，不应小于 0.94。场地平整土石方施工质量，应符合现行的《土方与爆破工程施工及验收规范》的有关规定。

(4) 厂区平整标高

拟建场地自然地形标高较低，地势较平坦。考虑到电站场地需进行实地

现场勘测，所以电厂场地的竖向设计标高需待现场勘测后再行确定。

本工程厂区土石方工程量填方量约 20.2 万方，挖方量约 3.6 万方，清表后表层土剥离需厂外弃土 1.8 万方，考虑基槽余土后，本工程需外购土 17.6 万方。

(5) 厂区防排洪

本工程厂址区域 100 年一遇洪水位暂按 3.5m 考虑。电站拟建场地地势较低，本工程需采取防排洪措施，暂定采取抬高场地地坪的方式进行设防，站址地面设计标高应高于 3.5m，以防止该区域百年洪水及内涝水位的危险。

厂址自然地面标高较低，低于 100 年一遇洪水位及内涝水位，需要采用可靠的防排洪（涝）措施。根据规范要求，厂址按 100 年一遇防排洪（涝）标准设防，储能电池室外地坪设计标高暂按 4.0m，零米设计标高 4.30m。

(6) 场地排水

电站场地排水坡向道路，排水坡度在 0.3%~3%之间，雨水通过道路有组织排向厂区雨水口，由厂区雨水口汇流至厂区雨水排放系统，将收集到的雨水最终排至厂外。

(7) 站内道路

厂内各建筑物之间，根据生产和消防的需要设置行车道和人行道。储能电池区域、升压站区设环形道路或消防车道，厂内主要道路路面宽为 6.0m，次要道路及消防通道路面宽为 4m。厂内各种道路主要技术指标按表 4.2.4-1 的规定采用。

表 4.2.4-1 厂内道路主要技术指标

路面宽度 (m)	主要道路	6.0m
	次要道路	4.0m
	引道	与车间大门宽度相适应
	人行道	2.0
最小转弯半径 (m)	普通消防车	9.0
最大纵坡 (%)	引道	≤6.0
	主要道路	0.2~5.0

	次要道路	0.2~5.0
最小计算视距 (m)	会车视距	30
	停车视距	15
	交叉口停车视距	20

厂区道路采用城市型道路，水泥混凝土路面。厂内沟道按公路 II 级设计。

电站各功能分区周边结合工业园区其他功能分区的园区道路设置环形消防通道，满足电站的消防安全和电站运输的要求。

4.2.6 站区围墙及大门

(1) 厂区围墙形式采用实体围墙，高度为 2.3m；变压器区域设置透空围栅，高度为 1.8m。

(2) 本期工程规划出入储能电站大门 6 处。场地一布置了 2 处，场地二布置了 3 处，场地三布置了 1 处。

4.2.7 站内沟道布置

本工程沟道主要为电缆沟，沟道顶面低于地面设计标高，考虑到检修方便，每隔 15m 设置高于地面的活动盖板。电缆沟采用钢筋混凝土结构，每 25m 左右设置一道伸缩缝，沟底坡度不小于 0.3%。

4.3 电气一次

4.3.1 电气主接线

本工程拟建设 795MW/1600MWh 储能电站，储能电池拟选用磷酸铁锂电池及全钒液流电池。拟设置 236 套 6.709MWh 磷酸铁锂电池单元，5 套 4MWh 全钒液流电池单元，与配套的电池控制柜、汇流柜、消防及暖通系统集成安装于电池预制舱中，由电池厂家成套提供。

本工程磷酸铁锂系统拟设置 236 套变流器 (PCS) 单元，每个 PCS 单元为 3450kW 变流器，对应一台 3700kVA 的 35kV/0.55kV 干式变压器，全钒液流电池系统拟设置 5 套变流器 (PCS) 单元，每个 PCS 单元为 1000kW 变流器，对应一台 1300kVA 的 35kV/0.38kV 干式变压器，与配套的环网柜、配电箱、保护柜、消防及暖通系统等集成安装于一个预制升压变流预制舱中，由 PCS 厂

家成套提供。最终的配置方案以电池及 PCS 厂家实际运行工况为准。

本工程磷酸铁锂电池系统每 1 套电池单元对应 1 套变流器 (PCS) 单元, 组成一个 3.3545MW/6.709MWh 的储能单元, 全厂共设置 236 个 3.3545MW/6.709MWh 磷酸铁锂电池储能单元, 8 个储能单元组成 1 个集电线路, 接至 35kV 配电装置。全钒液流电池系统每 1 套电池单元对应 1 套变流器 (PCS) 单元, 组成一个 1MW/4MWh 的储能单元, 全厂共设置 5 个 1MW/4MWh 全钒液流电池储能单元, 5 个储能单元组成 1 个集电线路, 接至 35kV 配电装置。

本工程采用每台 220kV 主变 35kV 侧双分支单母线接线方式, 每 8 个集电线路 (其中#1 主变增加 1 个全钒液流电池系统集电线路) 经 1 台 240MVA 主变升压至 220kV, 接入 220KV 配电装置, 最终以 2 回 220kV 电缆线路接入东营辉阳 500kV 升压站 220kV 备用间隔。

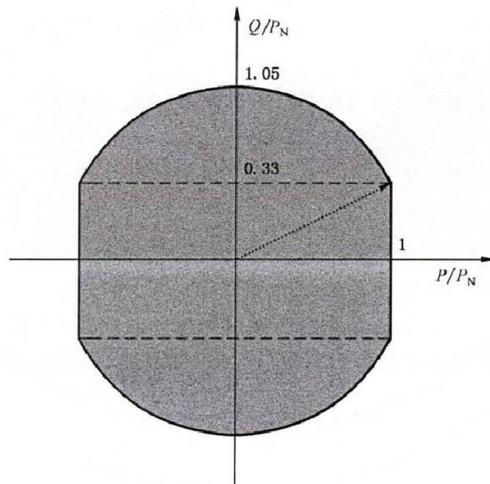
220kV 采用双母线接线, 电气组合 220kV 出线间隔 2 个, 主变进线间隔 4 个, 母联间隔 1 个, 母线 PT 间隔 2 个。

4.3.2 短路电流计算

因暂无接入系统报告, 本项目 220kV 侧短路水平暂按 50kA 考虑, 35kV 侧暂按 31.5kA 考虑。在选择主要电气设备时, 相关参数数值的选择考虑较大余量。待接入系统设计正式审批, 并经短路电流计算后再进行复核和修改。

4.3.3 无功补偿计算

根据《电化学储能系统接入电网技术规定》(GB/T36547-2018) 规定, 电化学储能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下图所示的阴影区域内动态可调。



注： P_N 为电化学储能系统的额定功率， P 和 Q 分别为电化学储能系统当前运行的有功功率和无功功率。

图 4.3.3-1 电化学储能系统四象限功率控制调节范围示意图

电化学储能电站配置的容性无功补偿容量除能够补偿并网点以下电化学储能电站汇集系统及主变压器的感性无功损耗外，还要能够补偿电化学储能电站充、放电时送出线路一半的感性无功损耗；配置的感性无功补偿容量能够补偿电化学储能电站送出线路一半的充电无功功率。

本期方案无需为电站内单独设置无功补偿。

4.3.4 主要设备及导体选择

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

1) 220kV 母线额定电流 3150A，220kV 设备额定开断电流选为 50kA，动稳定电流峰值 125kA。

2) 220kV 主变低压 35kV 侧母线额定电流为 2500A，35kV 设备额定开断电流选为 31.5kA，动稳定电流峰值 80kA。

3) 采用 4 台 240MVA 主变，主变压器型式为三相双绕组自冷有载调压变压器，参数如下：

型式：SZ11-240000/220 240MVA

额定电压：230±8×1.25%/37kV

阻抗电压： $U_k\%=14$

冷却方式：ONAN

接线组别：YN，d11

中性点接地方式：经隔离开关接地

主变参数以接入系统批复报告为准。

4) 高低压配电装置

35kV 开关柜采用户内金属封闭铠装移开式高压开关柜，额定开断电流 31.5kA，动稳定 80kA。

接地变采用成型固体三相接地变压器。另设 35kV 站用变，给储能电站、开关室等设备供电，低压开关柜选用低压抽出式开关柜。

5) 矩形母线、共箱母线

35kV 配电装置与主变之间室外部分采用矩形母线，室内部分采用共箱母线，额定电压为 35kV，主母线额定电流为 5000A，分支母线额定电流为 2500A，短路电流为 31.5kA/4S。

4.3.5 主要设备布置

本工程在储能电站内设 1 座混凝土结构综合电气楼，包括 35kV 开关室、蓄电池室、站用电室、电气继电器室、主控室等。35kV 开关柜布置在 35kV 配电室内，电气二次设备布置在电气继电器室内，储能电站综合自动化控制系统和站端监控系统（EMS）相关设备布置在主控室内。

35kV 配电装置采用单母线接线方式，经 35kV 矩形母线、共箱母线接至 220kV 主变。

接地变采用室外箱式结构，单独布置。主变压器为室外布置。站用变、备用站布置在综合电气楼低压配电室。

4.3.6 低压站用电系统

低压站用电包含储能系统用电负荷和储能电站公用负荷。储能系统用电负荷包括空调等冷却负荷、控制负荷、监控、火灾报警等负荷，其中，根据储能电池系统对温度的要求，空调等冷却负荷属于二级负荷，控制及监控、火灾报警与储能电池安全运行紧密相关，这部分负荷属于一级负荷。储能电站公用负荷分为照明检修等三级负荷和火灾报警、控制等一级负荷。

本项目站用电一路来自储能 35kV 母线经降压变压器降压为 380V，另一

路由储能场地外的独立电源经降压变压器供电，双电源供电，满足一级负荷要求。为满足火灾报警、控制、监控等供电要求，要求储能系统配置独立的UPS为储能系统内上述负荷供电，储能电站公用部分设置直流和UPS系统，为电站公用负荷中的上述用电负荷供电。

本项目空调类负荷采用储能系统自供电方式，即在PCS交流侧和集装箱内升压变之间增加辅助用电干式变压器，为空调负荷供电，当储能系统并网失电时，整个储能系统停止运行，此时空调系统无需供电；若特殊情况下运行有需要，可以在断开35kV断路器的情况下，由储能电池系统经PCS供电给辅助用电变压器，满足空调负荷运行需要。根据调研的储能厂家提供的数据，每个储能单元（1个PCS集装箱单元和1个电池集装箱单元）空调类负荷大概容量为70~80kW，因此每个储能单元配置的辅助用电干式变压器容量为100kVA。

4.3.7 照明和检修网络

正常照明网络电压为380/220V；应急照明电压为直流220V。

本工程采用照明、检修与动力合并供电方式，由站用380/220V动力中心（PC）统一供电。

照明箱灯具回路插座回路分开，插座回路装漏电保护器。

照明的基本设置：综合电气楼内设置节能荧光灯照明；在站区道路两侧设置具有时控光控功能的路灯；为了人员安全疏散，在房间出入口设疏散引导照明，疏散照明采用自带蓄电池的应急灯。

照明系统采用TN-C-S系统，所有灯具外壳接有专用地线，户外照明及插座回路在照明箱内设漏电保护，照明箱外壳可靠接地，插座采用带接地线的安全插座。

本工程在储能区域、主变区域布置适量的检修箱，以供电站检修时使用。

储能区域照明设计分为集装箱内和集装箱外照明，内部照明采用双电源供电，外部照明采用普通路灯照明。

4.3.8 过电压保护及接地

1) 电气设备防止过电压的保护措施

全厂过电压保护按GB/T50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘

配合设计规范》的要求进行设计。储能场地升压站出线侧设氧化锌避雷器；35kV 开关柜内装设过电压保护器以防止过电压。

2) 直击雷保护

本项目综合电气楼采用避雷带保护。主变区域考虑采用独立避雷针方式进行直击雷保护。储能系统集装箱正常状态下内部为非爆炸环境，当故障状态下，有爆炸气体泄漏的情况下，集装箱系统内的通风装置也会将爆炸气体排出集装箱系统，只有该装置故障，内部环境转为爆炸环境。因此，为满足极端情况下的防雷要求，要求电池集装箱金属外壳总厚度不小于 4mm，满足要求时，集装箱外壳本身作为接闪器，可以用作防直击雷保护。

3) 接地装置要求

接地装置的接地要求按 GB/T50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》执行。为保证人体和设备安全，按规程对电气设备的外壳与接地装置可靠连接。

全厂接地装置采用人工接地装置，接地装置包括镀锌钢管的垂直接地体及镀锌扁钢的水平接地体，以水平接地体为主。

另外，全站应根据后续的详细土壤勘测报告，决定是否采用其他必要措施。当土壤电阻率低或强腐蚀时，建议采用铜包钢接地材料。

4.3.9 电缆及电缆设施

电缆敷设及选型按 GB 50217-2018《电力工程电缆设计标准》执行。电站内电缆敷设拟采用电缆沟、穿管的敷设方式。

本工程电缆一般均采用阻燃电缆；直流系统和 UPS 系统的电力电缆和控制电缆采用耐火电缆；高、低压电力电缆选用交联聚乙烯绝缘电力电缆；连接微机设备的控制电缆选用聚乙烯绝缘电力屏蔽控制电缆。所有电缆均采用铜芯电缆。

2) 防火设施

对电缆及其构筑物的防火封堵，按 GB50229-2019《火力发电厂与变电站设计防火规范》要求设防火隔墙，防火隔板、防火堵料、防火涂料等防火设施。

4.4 电气二次

4.4.1 电站控制和保护

1) 控制方式

储能电站控制系统分为两级，下一级 EMS 控制储能 PCS 和储能电池系统，一般由储能集成厂家配置，如华为、阳光电源等，该类厂家对储能特性非常了解，但对于电力装置控制尤其是与电网的连接不专业。上一级综合自动化系统（NCS）控制储能干式变压器、35kV 开关柜、主变压器、GIS 等电气设备，并通过远动工作站与电网生产控制大区连接，接受电网调度指令，该类控制系统主要是传统电气二次厂家如南瑞继保、许继、南自等制造，对电力系统非常熟悉，但对储能电池控制不专业。两个控制系统之间通过通讯连接，二次安全防护方面也比较好处理。控制地点设在综合办公楼集控室，在集控室进行集中控制。

山东省设置储能大数据平台，所有储能电站接入储能大数据平台，上传效率、充放电深度、充电持续时间等信息。大数据平台通过公网与 EMS 系统连接，并通过调度数据网与 NCS 连接。

储能电站采用一套综合自动化系统（NCS），实现控制、监视、测量，并具备遥信、遥测、遥调、遥控等远动功能。电站综合自动化系统采用双机双网冗余配置，以太网连接，由站控层，间隔层和网络设备构成，并应采用分层、分布、开放式网络系统实现连接。

电站综合自动化系统能够实现多个储能单元的协调控制，并根据其定位实现削峰填谷、系统调频、无功支撑、电能质量治理、新能源功率平滑输出等控制策略。与电池管理系统、功率变换系统通讯应快速、可靠，通讯规约可采用 IEC61850、Modbus TCP/IP 等。由于本项目接入东营辉阳 500kV 升压站 220kV 备用间隔，需将备用间隔的断路器等设备纳入东营辉阳 500kV 升压站 NCS 系统进行监控，增加相应的测控装置。

电站综合自动化系统配置时钟同步系统，GPS+北斗双机冗余配置，同步脉冲输出接口及数字接口已更满足系统配置要求。

EMS 系统由储能集成厂家成套提供。负责接收 NCS 转发的调度指令，对整个储能电站进行管理。

2) 保护配置

保护装置的配置原则按《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T14285-2006、《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》、

国家能源局印发的《防止电力生产事故的二十五项重点要求及编制释义》及《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》(试行)继电保护专业重点实施要求的规定执行。

220kV 采用双母线接线,电气组合 220kV 出线间隔 2 个,主变进线间隔 4 个,母联间隔 1 个,母线 PT 间隔 2 个。本项目新上 4 台 240MVA 主变升压至 220kV,接入 220KV 配电装置,最终以 2 回 220kV 电缆线路接入东营辉阳 500kV 升压站 220kV 备用间隔。共配置 4 套主变保护,下面以其中一套为例,保护配置如下:

每套主变配置 2 套主变电量主保护,1 套主变非电量保护。电量保护包括主变差动保护、高压侧复压过流保护、高压侧零序过流保护、低压侧复压过流保护等;非电量保护包括瓦斯保护、温度保护等。共组 12 面屏。

每段 35kV 母线配置一套 35kV 母线差动保护,共组 8 面屏。

35kV 开关保护采用微机型保护测控一体化装置,就地安装于开关柜内。35kV 储能集电线路保护包括电流速断保护、过流保护、过负荷保护以及零序电流保护等。

400V 系统馈线保护采用断路器开关脱扣器,装设于 PC 柜。站用电保护主要有电流速断保护、过流保护、过负荷保护以及零序电流保护等。

4.4.2 故障录波

本工程考虑将 220kV 线路及母线等二次设备、主变、35kV 集电线路的电气量纳入故障录波,组 2 面故障录波器柜。

4.4.3 交直流一体化电源系统

本站设一套交直流一体化电源系统,将站用直流电源、直流变换电源(DC/DC)和逆变电源、交流不间断电源(UPS)进行整合,并统一监视控制,共享直流电源的蓄电池组。

系统配置 220V 阀控式密封铅酸蓄电池两组。蓄电池组采用支架安装,两组蓄电池分别布置在专用蓄电池室内。每组蓄电池对应配置一组充电装置,采用两段单母线接线形式,每组蓄电池对应一段母线,两段母线通过联络断路器相连,切换过程中允许两组蓄电池短时并联运行。蓄电池容量按 2h 放电时间考虑。

本工程通信电源配置 2 套独立的 DC/DC 转换装置,每套 DC/DC 转换装置

的容量-48V/180A，每套 DC/DC 转换装置装置的模块适量应按 N+1 (N≥3) 原则配置。站内交流电源故障时，一体化电源蓄电池应能够维持对通信设备供电时长大于 4 小时；配置一台逆变电源装置，容量按 3kVA 考虑，用于站内应急照明。

直流负荷统计见下表：

储能电站直流负荷统计表													
序号	负荷名称	装置		负荷系数	计算电流		事故放电时间及电流 (A)						随机负荷
		容量(KW)	电流 (A)		(A)	(A)	0-1min	1-30min	30-60min	60-120min	120-180min	180-240min	
1	网络通信及对讲柜		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
2	储能控制终端执行站柜 (33面)		75.00	0.60	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00			
3	储能系统能量管理屏 (EMS) (2套)		4.00	0.80	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20	3.20			
4	储能系统协调控制屏 (PMS)		2.00	0.60	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20			
5	防孤岛保护柜		1.00	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60			
6	35kV母线保护屏 (1*8)		10.00	0.60	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00			
7	故障录波屏 (1*2)		4.00	0.60	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40			
8	自动电压控制屏		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
9	宽频测量采集屏		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
10	电能质量监测屏		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
11	220kV母线保护屏 (2套)		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
12	220kV线路保护屏 (4面)		12.00	0.60	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20			
13	220kV母联保护屏		2.00	0.60	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20			
14	220kV PT并列屏		2.00	0.60	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20			
15	主变保护A屏 (1*4)		4.00	0.60	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40			
16	主变保护B屏 (1*4)		4.00	0.60	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40			
17	主变保护C屏 (1*4)		12.00	0.60	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20			
18	35kV断路器 (13*4)	14.40		0.60	39.27	39.27	39.27	39.27	39.27	39.27			
19	35kV断路器、保护设备冲击负荷		160.00	0.60	96.00		96.00						
20	新能源场站主动支撑屏		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
21	公用测控屏		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
22	主变测控屏 (1*4)		12.00	0.60	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20			
23	220kV母线及线路测控屏		3.00	0.60	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80			
24	电能表屏 (2面)		4.00	0.60	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40			
25	远动工作站屏		4.00	0.60	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40			
26	UPS电源	50.00		0.60	136.36		136.36	136.36	136.36	136.36			
27	事故照明切换屏	4.00		1.00	18.18	18.18	18.18	18.18	18.18	18.18			
28	通信DC/DC模块电源		32.72	0.80	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	
29	随机负荷												6
	电流统计 (A)					190.03	422.39	326.39	326.39	326.39	26.18	26.18	6.00
						I _{jc}	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅	I ₆	I _r

根据直流负荷统计情况，每组直流蓄电池容量按 1500Ah 考虑。

交直流一体化电源系统配置两套 UPS，用于计算机监控系统、系统保护、远动设备、火灾报警负荷及其他重要负载供电，UPS 额定交流输入电压为 380V/220V，三相三线或两相两线，直流输入电压为 220V。额定输出电压为单相 230V。UPS 负荷统计表见下表。

根据 UPS 负荷统计情况，UPS 装置容量按 50kVA 考虑。

UPS 负荷统计见下表：

储能电站UPS负荷统计表													
序号	负荷名称	额定容量 (kVA)	负荷换算 系数	负载功率 因数	计算负荷		计算负荷 S _c (kVA)	负载综合 功率因数	功率校正 系数(K _f)	降容系数 (K _d)	可靠系数 (K _d)	计算容量S (kVA)	UPS容量 (kVA)
					P _c	Q _c							
1	PTN设备与调度软交换屏	0.5	0.7	0.9	0.32	0.15	0.35	0.88	0.89	1	1.25	46.92	50
2	储能系统协调控制屏 (PMS)	4	0.7	0.9	2.52	1.22	2.8						
3	储能系统能量管理屏 (EMS)	4	0.7	0.9	2.52	1.22	2.8						
4	储能系统服务器屏	4	0.7	0.95	2.66	0.87	2.8						
5	储能系统数据网关屏1	0.2	0.7	0.95	0.13	0.04	0.14						
6	储能系统数据网关屏2	0.9	0.7	0.95	0.60	0.20	0.63						
7	储能系统数据网关屏3	0.7	0.7	0.95	0.47	0.15	0.49						
8	电能表屏	1	0.8	0.8	0.64	0.48	0.8						
9	调度数据网接入屏I	0.5	0.7	0.95	0.33	0.11	0.35						
10	调度数据网接入屏II	0.5	0.7	0.95	0.33	0.11	0.35						
11	调度管理信息网接入屏	0.5	0.7	0.95	0.33	0.11	0.35						
12	自动电压控制屏	0.5	0.7	0.95	0.33	0.11	0.35						
13	集控室操作台	4	0.7	0.9	2.52	1.22	2.8						
14	站用变380V母线A段#01柜 (低压进线柜)	0.5	0.5	0.7	0.18	0.18	0.25						
15	站用变380V母线A段#03柜 (联络柜)	0.5	0.5	0.7	0.18	0.18	0.25						
16	站用变380V母线B段#01柜 (低压进线柜)	0.5	0.5	0.7	0.18	0.18	0.25						
17	10kV备用变负荷开关柜	0.5	0.5	0.7	0.18	0.18	0.25						
18	主动安全预警服务器柜	18	0.7	0.95	11.97	3.93	12.6						
19	火灾报警系统	3	0.8	0.8	1.92	1.44	2.4						
20	视频监控系統	3	0.8	0.8	1.92	1.44	2.4						
	总计	47.3			30.21	13.53	33.41						

4.4.4 二次设备布置

本工程主变、220kV 二次设备均布置于综合电气楼电气继电器室内，计算机监控系统布置于综合电气楼集控室内。35kV、400V 相关二次设备就地布置于 35kV、400V 开关柜中。

4.4.5 储能站保护

根据 GB 51048-2014，储能电站直流侧可不配置单独的保护装置，直流侧的保护可由功率变换系统 (PCS) 及电池管理系统 (BMS) 来实现。直流侧保护配置应满足如下要求：

(1) 电池本体保护配置

电池本体的保护主要由电池管理系统 (BMS) 实现。BMS 应全面监测电池的运行状态，包括单体/模块和电池系统电压、电流、温度和电池荷电量

等，事故时发出告警信息。BMS 应可靠保护电池组，具备过压保护、欠压保护、过流保护、过温保护和直流绝缘监测等功能。BMS 应支持 IEC104、IEC61850 通信，配合 PCS 及站端计算机监控系统完成储能单元的监控及保护。

(2) 直流连接单元保护配置

直流连接单元是指电池本体与 PCS 之间的连接部分，主要包括直流电缆和直流断路器（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。该段的保护不独立设置，主要由电池本体的保护实现跳开电池出口侧断路器。

(3) 功率变换系统（PCS）保护配置

功率变换系统（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。

功率变换系统（PCS）保护配置

分类	保 护 配 置
本体保护	功率模块过流、功率模块过温、功率模块驱动故障
直流侧保护	直流过压/欠压保护、直流过流保护、直流输入反接保护
交流侧保护	交流过压/欠压保护、交流过流保护、频率异常保护、交流进线相序错误保护、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

(4) 储能系统能量管理系统（EMS）要求

能量管理系统及监控系统是整个储能系统协调控制的核心，协调运行的重要组成部分，是实现系统高效、稳定、安全可靠运行和可再生能源最大化利用的重要工具和保障。储能能量管理系统与升压储能站监控系统应相对独立，宜按照分层双网构架设置。能量管理系统应结合储能的整体运行方式和运行状态，制定合适的控制策略，对各子系统运行参数进行优化设置，根据要求自动或手动发出控制指令，控制储能装置充、放电状态及电能曲线，实现对储能的控制和管理。

(5) 储能控制终端（执行站）装置要求

根据山东省调〔2020〕136号《山东电力调度控制中心关于装设华北电网系统保护储能子站装置及执行站装置的通知》，以及鲁电经规评〔2019〕465号《国网山东省电力公司经济技术研究院关于华北电网系统保护（山东公司）建设工程初步设计的评审意见》要求。

为满足华北电网系统保护的储能控制功能要求，本工程在升压站内配置2套与储能控制主站相匹配的储能控制终端（执行站）装置，储能控制终端（执行站）装置双重化配置，2套装置采用不同厂家的产品。主要功能为统计上报储能系统运行工作状态，执行上级储能主站下发的工作状态切换命令。

储能控制终端（执行站）装置采集并网线实时功率，接收储能集控系统最大可放电功率，计算可切负荷量后按优先级分为3层统计上送至子站；通过继电器开关量信号（或GOOSE通信协议）控制PCS运行状态；接收子站切指定层级负荷命令，发工况改变命令至相应PCS。

（6）5MW/20MWh全钒液流电池储能系统

本工程暂时按照液流电池EMS作为锂电池EMS的子系统原则考虑接入。最终以接入系统报告批复为准。

- a. 5MW液流电池设置BMS管理系统，对上接790MW锂电池储能系统（以下简称“大储能”）的EMS系统。BMS通信规约为MODBUS-TCP。
- b. 5MW液流电池目前没有放在集控室的设备，LEMS柜和BMS柜就地布置于集装箱内。
- c. 5MW液流电池需提供给大储能通信架构图、通信协议。大储能设备厂家应提供给液流电池厂家调度点表。

液流电池从LEMS处预留和储能控制终端的接口，液流电池常规状态下定点参与调峰，系统内部设定预启动程序。储能控制终端应急调用功能不适合，液流电池更适合做长时储能。

（7）防孤岛保护配置

孤岛效应，即当电网由于某种故障原因造成失压时，电站可以保持对系统一部分线路供电。孤岛现象分为计划性和非计划性。顾名思义，当出现非计划性时应该是电网内出现某个原因造成的，这样导致的结果可能是影响该站的正常运行、设备受损或人员安全。因此为了防止这种故障出现，要求加

设防孤岛保护。

防孤岛保护应具备主动式和被动式。主动式包括频率偏高、有功和无功功率变动等。被动式包括电压相位跳动、频率变化等。孤岛保护跳闸出口一般接在并网断路器上，当出现孤岛现象时切断并网断路器。因此防孤岛保护装置须具备精确检测网点的电压、频率。然后当电压、频率出现波动且大于定制时跳闸出口动作，断开并网开关。

该保护配置要求如下：

a) 低频保护：频率在 35HZ-65HZ 之间时且曾经在低频值以上时低频保护才能启动，低频保护动作 200ms 后立即返回。

b) 过频保护：当频率高于定值时保护启动。

c) 低压保护：当电压低于定值时动作

d) 过压保护：当电压高于定值时动作

e) 联跳：支持变电站侧联跳，即当收到变电站侧联跳命令时延时开出跳闸出口，切本站的并网开关。

f) 频率突变：当频率波动值超过所设定值时，保护动作。

(8) 站用电保护配置

站用电保护具体有如下配置：相电流速断保护、高压侧过流保护、不平衡保护（反时限负序电流保护）、高压侧接地保护（高压侧定时限零序过流保护）、低压侧接地保护（低压侧零序过流保护）、过负荷跳闸、过负荷报警、温度等非电量保护（开关量输入）、独立的操作回路和防跳回路、故障录波等。

4.4.6 计算机监控系统

监控系统 A、B 双网冗余配置，采用开放式分层分布结构，由站控层、间隔层以及网络设备构成。监控主机对升压储能站、储能实现监视和控制，并实现远方的控制和管理。系统可以根据电网运行方式的要求，实现各种闭环控制功能。远动工作站设置于储能站。

站控层设备按储能站远景规模配置，间隔层设备按本期规模配置。

(1) 站控层设备

1) 主机兼操作员站

本工程配置两台主机兼操作员工作站。两台主机采用经安全加固的 Unix

或Linux 操作系统。正常时两台服务器同时运行，其中一台作为主机，负责监控和历史数据库的维护，而另一台则作为辅机。当主机故障时，另一台自动升为主机。每套主机兼操作员工作站至少应包括：1台PC服务器，含2个网络接口、1台可读写光驱、1台显示器，1个键盘，1个鼠标、1台音响等。

2) 通信接口设备

用于站内其他设备的接入的转换终端，该设备为专用设备。

3) “五防”系统

微机五防系统主站主要包含五防工作站、五防软件、电脑钥匙、充电通信控制器、编码锁具等，实现面向全站设备的综合操作闭锁功能。

(2) 间隔层设备

1) I/O 测控单元

I/O 测控装置的配置原则为：开关电气设备按每个电气单元配置。其中220kV 二次设备、主变高低压侧及本体以及公用部分均单独配置测控装置，共组6面屏，35kV系统采用保护测控一体化装置就地安装于35kV开关柜内。

2) 间隔层网络设备

间隔层网络设备主要是智能通信及规约转换装置（即公用接口通信服务器），双套冗余配置，组屏安装，实现多种继电保护装置及其它智能设备与当地监控、保护信息管理装置等的通信连接。

4.4.7 电气二次设备材料表

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
一	电气二次设备				
1	主变保护柜		面	12	
2	220kV 母线保护柜（双套）		面	2	
3	220kV 母联保护屏		面	1	
4	220kV 母线 PT 并列屏		面	1	
5	35kV 母线保护柜		面	8	
6	故障录波柜		面	2	
7	继电保护试验电源柜		面	1	

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
8	网络通信及时钟同步对时柜	含 GPS+北斗，天线等设备	面	1	
9	电站综合自动化系统		套	1	
9.1	站控层设备	两套主机/操作员站，一台微机五防工作站（五防后台机、工控主机、电脑钥匙、锁具）	套	1	
9.2	测控柜	主变测控 4，220kV 母线及线路测控 1，公用测控屏 1	面	6	
9.3	远动工作站柜	含远动装置 2 套	面	1	
10	交直流一体化系统		套	1	
11	35kV 系统二次装置				
11.1	35kV 线路测控保护装置		台	33	
11.2	35kV 站用变测控保护装置		台	1	
11.3	35kV 接地变测控保护装置		台	8	
11.4	35kV 母线 PT 测控保护装置		台	8	
11.5	35kV 组网交换机		台	8	
11.6	电度表	三相四线，0.2S	只	50	
二	储能二次设备				
1	储能系统一次调频柜		面	1	
2	储能控制终端（执行站）柜	每面含储能控制终端（执行站）装置 1 台，通信接口装置 1 台	面	34	
3	储能系统 EMS 设备	6 面服务器屏，2 台储能工作站	套	1	储能厂家配套
4	5MW/20MWh 储能能量管理系统		套	1	储能厂家配套
5	防孤岛保护柜		面	1	

4.5 系统二次部分

4.5.1 系统保护

(1) 本工程采用每台 220kV 主变 35kV 侧双分支单母线接线方式，每 8

个集电线路(其中#1主变增加1个全钒液流电池系统集电线路)经1台240MVA主变升压至220kV,接入220KV配电装置,最终以2回220kV电缆线路接入东营辉阳500kV升压站220kV备用间隔。220kV采用双母线接线,电气组合220kV出线间隔2个,主变进线间隔4个,母联间隔1个,母线PT间隔2个。需配置以下保护:

- a. 配置双套220kV母线差动保护(采用不同厂家的保护产品),共组2面屏;
- b. 配置双套220kV线路光纤差动保护(采用不同厂家的保护产品),共组4面屏;
- c. 配置一套220kV母联保护,共组1面屏。

(2) 同期并网

根据NB/T 33015-2014,储能站应具有自动同期功能(由监控系统实现),启动时与并网点的电压、频率和相位偏差应符合JB/T 3950的规定,且不应引起并网点的电能质量超出GB/T12326、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T15543对电压偏差、电压波动和闪变、谐波以及三相电压不平衡规定的范围。

本工程系统保护方案为暂定,最终以接入系统审批意见为准。

4.5.2 调度自动化

本工程调度自动化方案为暂定,最终以接入系统审批意见为准。

1) 远动系统

电站远动终端设备与综合自动化系统统一考虑,实现遥测、遥调、遥控和遥信功能。实现升压站和储能电池的监测、控制、能量管理、统计分析、电站控制,集成系统远动功能,并根据其功能定位实现削峰填谷、系统调频、无功支撑等控制策略。计算机监控系统分为站控层和间隔层。站控层包括监控主机、数据服务器、数据通信网关机等设备;间隔层包括就地监控装置、测控装置等设备。

2) 调度数据网接入

本站为电网侧储能电站,根据Q/GDW10 111-03-002-2018《储能电站自动化系统接入配置技术规范》,本变电站信息主备通道传送方式为双平面数据网方式,规约为DL/T634.5104-2002。

第一平面数据网设备接入山东省级接入网，第二平面数据网设备接入市级接入网。

3) 电站配置电能质量监测装置一套，监测电站电能质量。

4) 自动发电控制 (AGC)

根据 Q/GDW10 111-003-012-2018 《储能电站有功控制技术规范》，总容量 0.5 万千瓦及以上的公用储能电站应具备自动发电控制 (AGC) 功能。储能电站应能够接受并自动执行电力调度机构远方发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，有功功率控制指令发生中断后储能电站应自动执行电力调度机构下达的充放电计划曲线。储能电站有功功率控制功能宜由计算机监控集成。

本储能电站建成后，省电力调度控制中心直接接收该储能电站监测系统的远动信息，并对该项目进行自动发电控制 (AGC)。

在本工程中列入调度端相应的接入配合费用。

5) 自动电压控制 (AVC)

储能电站应具备无功功率调节和电压控制能力，能够按照电力调度机构指令，自动调节其发出 (或吸收) 的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，调节速度和控制精度应能够满足电力系统电压调节的要求。

本储能项目建成后，电力调度控制中心直接接收该电厂监测系统的远动信息，并对该项目进行自动电压控制 (AVC)。

在本工程中列入调度端相应的接入配合费用。

6) 二次设备在线监视与分析系统

储能电站的保护及故障录波信息管理子站功能由二次设备在线监视与分析系统实现，主要包括二次设备在线监视与分析装置、以太网交换机、硬件防火墙、独立的网络存储设备、工作站、显示器、打印机和远传设备等。

其中保护信息接入二次设备在线监视与分析系统，采用调度数据网方式向调度端主站上传；故障录波信息通过 II 区调度数据网交换机向调度端主站上传。

7) 电能计量

计量按《电能量计量系统设计技术规程》配置，采用全电子式多功能电度表，具备计量信息远传功能。在储能电站 220kV 线路出线侧设置关口计量

点，各配置 1 只 0.2S 级多功能电能表，与电能量远方终端一起组屏安装于电度表屏 I 内；在 220kV 主变高压侧设置关口考核点，各配置 1 只 0.2S 级多功能电能表，组屏安装于电度表屏 II 内；各 35kV 回路均配置 1 只电能表，包括主变进线、储能集电线路、站用变馈线以及接地变馈线回路，安装于相应 35kV 开关柜内。电量信息接入电能量远方终端，计费信息送至调度端计费主站。

8) 新能源场站主动支撑装置

根据山东电力调度控制中心通知〔2022〕116 号《关于开展山东电网新能源场站快速响应支撑功能建设的通知》的要求，新能源场站应具备惯量响应、一次调频、快速调压功能，并网调试期间应完成现场验收测试。

本期工程在储能电站安全区 I 配置 1 套快速响应支撑装置。新能源场站采用的快速响应支撑装置，需在国网山东电科院能源互联网仿真防御实验室通过数模混合仿真测试合格后，方可入网。

9) 宽频测量采集屏

根据华北电力调度控制中心《关于推进华北电网宽频测量装置建设的通知》（华北调控〔2021〕14 号）要求，新装设的同步相量测量装置（以下简称 PMU 装置）均应具备宽频测量功能。所有宽频测量装置信息均应上传山东电力调度控制中心。

PMU 装置必须接入管辖调度机构的 WAMS 系统中，采集量至少包括 35kV 交流系统电压量、电流、主变压器高低压侧电压、电流以及接入的开关量等进行同步测量，并将采集数据实时传送至主站。

每台装置至少能满足 12 回线路监测，监测 4 组电压和 12 组电流。（每组电压采集 A、B、C 相电压；每组电流采集 A、B、C 相电流）。

10) 二次系统安全防护

根据国能安全〔2015〕36 号《电力监控系统安全防护总体方案》及《发电厂监控系统安全防护方案》要求，电力监控系统安全防护的总体原则为“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”。

本工程按照各相关业务系统的重要程度和数据流程将二次系统分区如下：

控制区包括：监控系统、保护装置等；

非控制生产区包括：故障录波系统、电能计量系统等；

管理区包括：MIS 系统、视频监控等。

本工程属于电网侧储能电站，根据 Q/GDW10 111-03-002-2018《储能电站自动化系统接入配置技术规范》，应具备边界安全防护，含横向边界安全防护、纵向边界安全防护等。边界安全防护相关要求及配置如下：

a. 横向边界防护

①储能电站生产控制大区 and 调度管理 III/IV 区边界安全防护，应当部署电力专用横向单向安全隔离装置。

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

b. 纵向边界防护

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

综上所述，本工程边界安全防护设备拟按如下方式配置如下：

生产控制大区与调度管理 III/IV 区之间配置正、反向电力专用物理隔离装置各 1 套。

生产控制大区安全 I 区、II 区之间配置 2 台横向隔离防火墙。

生产控制大区 I 区配置主备 2 台纵向加密认证装置。

生产控制大区 II 区配置主备 2 台纵向加密认证装置。

c. 安全监测装置

根据 Q/GDW10 111-03-002-2018《储能电站自动化系统接入配置技术规范》，本期在储能电站 II 区部署一套网络安全监测装置。

4.5.3 系统二次设备材料表

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
一	系统二次设备				
1	电能质量监测屏		面	1	
2	220kV 母线保护屏	双套	面	2	

序号	名称	型号及规范	单位	数量	备注
3	220kV 线路保护屏	双套	面	4	
二	调度自动化设备				
1	电量计费系统				
1.1	电能表屏 I	含电能量远方终端 1 台，0.2S 关口计量表 2 台，具备网络功能	面	1	
1.2	电能表屏 II	含 0.2S 关口考核表 4 台，具备网络功能	面	1	
2	网络接入及二次系统安全防护				
2.1	电力调度数据网接入柜 I	共包括路由器 1 台、交换机 2 台、纵向加密认证装置 2 台、硬件防火墙 2 台	面	1	
3.2	电力调度数据网接入柜 II	路由器 1 台、交换机 2 台、纵向加密认证装置 2 台、正向隔离装置 1 台、反向隔离装置 1 台	面	1	
2.3	电力调度管理信息网接入柜	包括路由器 1 台、交换机 1 台、硬件防火墙 1 台	面	1	
2.4	网络安全监测装置		台	1	
2.5	电力监控系统等级保护测评与安全防护评估		项	1	
2.6	调度运行管理系统（OMS）		套	1	
2.7	IDS 入侵监测系统		台	2	
2.8	安全审计系统		套	1	
2.9	防病毒网关		套	1	
2.10	恶意代码防御系统		套	1	
2.11	主机加固		套	1	
3	宽频测量采集屏	具备宽频测量功能	面	1	
4	自动电压控制屏（AVC）		面	1	
5	二次设备在线监视与分析柜		面	1	
6	新能源场站主动支撑屏		面	1	

4.6 仪控

4.6.1 视频监视系统

储能电站内设置一套视频监视系统，监视点数约 100 点（不包括储能电池及 PCS 预制舱内监视点，该区域监视点由储能厂家配供并纳入站内视频监视系统统一监视），对储能站内的主要设备、电池区域、综合电气楼、主要通道、出入口等重要部位进行有效的监视、记录与回放，满足安全运行、防火、防盗的要求。系统具有实时图像监控、联动报警、图像录像管理、自诊断及自动恢复的功能，以及处理同时发生多事件和防雷及抗强电干扰的能力。

站内视频监视系统配置 1 台操作员站（24" LCD 显示器）用于对系统的集中管理，布置在综合电气楼主控室内操作台上，可以以多画面分割的形式显示所有图像，并可以调用任意一幅画面至全屏显示。配置 1 面视频监视系统控制柜，布置在综合电气楼电气继电器室内。

视频监视系统应预留有与火灾自动报警系统、门禁系统、周界防范系统的联动控制接口。

4.6.2 周界防范系统

储能电站内设置一套周界防范系统，通过安装在各区域围墙上方的脉冲电子围栏形成无缝隙的防盗报警网，对围墙周界进行 24 小时实时监控。一旦有人试图攀越、破坏、撞击墙体或者有人靠近和翻越围栏区域时，系统就会检测到，通过物联网将检测到的信息发送到监控中心管理服务器，管理服务器监测到了异常信号后立刻报警，并且在管理服务器端实时显示报警的位置，系统通过与站内视频监视系统的联动接口，触发摄像头自动监视报警区域并抓拍入侵者的图像。

周界防范系统应预留与视频监视系统的联动控制接口。

4.6.3 门禁系统

储能电站设置一套门禁系统，范围包括综合电气楼的电气配电室、继电器室、主控室、蓄电池室等，能够实现对人员进出权限的管理，

站内门禁系统主要由三个基本部分组成，即现场门禁设备（包括读卡器、现场接口单元、锁具、玻破开关和出门按钮）、系统集中控制器、管理服务器及管理工作站等，现场接口单元与控制器之间采用六类屏蔽电缆连接，读卡器与现场接口单元采用屏蔽控制电缆。系统具备硬进入、软进入、自由退出、不停留通过、陪同出入功能，系统监视界面上可显示出当前开启

的门号、通行人员的卡号及姓名、读卡时间和通行是否成功等信息，系统可存储系统参数、个人资料以及出入门数据等信息，并可通过打印机进行打印。

门禁系统采用集中管理、分散控制模式，从软件到硬件均采用模块化设计，以便实现系统升级扩展且做到局部损坏时不影响其它部分的正常工作。

门禁系统预留与火灾自动报警系统和视频监视系统的联动控制接口。

4.6.4 火灾报警及消防控制系统

火灾报警及消防控制系统设计应符合 GB 50116、GB 50229 和 GB 15322 等相关规程规范的规定。

储能电站设置火灾自动报警及消防控制系统，分别对站内预制舱、综合电气楼、升压站等区域进行监视，当检测到火灾发生时，会发出报警信号，并联动水工消防设备和暖通设备，迅速有效控制火情。火灾报警系统按一类防火建筑进行设计。

每个电池及 PCS 预制舱火灾报警系统能对舱内的安全隐患（包括设备、材料、电缆、接头过热及电气设备放电、电池热失控等）进行监测、诊断及预警，能在储能设备温度异常、产生烟雾或电解液析出物时，及时联动相应消防设施动作，扑灭火灾。

综合电气楼、升压站、主要电缆通道区域设置合适类型的火灾报警探测器、带电话插孔的手动火灾报警按钮、声光警报器等，通过报警总线连接至火灾报警控制盘，一旦发生火灾，火灾信号会送至火灾报警控制盘，控制盘会发出报警信号，并联动站内消防设备灭火。

电池及 PCS 预制舱与其他区域的火灾报警及消防联动控制系统分开设置，控制盘均布置在综合电气楼的主控室内，能够实现火灾实时监视、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。

火灾报警及消防控制系统预留与视频监视系统、计算机监控系统和门禁系统的联动接口。

4.7 通信

4.7.1 储能电站厂内通信

(1) 生产调度、管理通信

本期工程不配置程控调度交换机和 PCM 接入设备，至地调的调度电话通

过软交换方式沟通。

本工程不配置行政交换机，由当地电信部门提供公网电话来满足储能电站内生产管理、行政通信及对外联络的需求。本期配置一定数量的公网电话，公网电话线路调试以及互联缆线均由当地电信部门负责。

由于储能电站各储能单元至储能场地升压站均有一定距离，为满足储能电站人员检修、巡视值班等联络通信的需求，各储能单元之间、各储能单元与控制室之间的语音通信考虑使用无线对讲机，用户容量按 10 个考虑。

(2) 通信电源

本工程储能电站内不设独立通信机房，通信与二次设备合用同一机房，并由电气专业集中布置。通信共需 8 面屏，包括 SDH 光传输设备 1 面屏、SPN 设备 1 面、调度软交换接入终端 1 面屏、配线设备 1 面屏，并预留 4 面屏。

本工程储能电站不设独立通信电源，通信设备采用站内一体化电源供电。通信专业所需直流配电屏和 DC/DC 转换装置由电气二次专业统一提供。DC/DC 模块总容量不小于-48V/150A。场内交流故障时，一体化电源应能维持对通信设备供电时长大于 4 小时。

通信电缆敷设利用电缆沟道或桥架，电缆采用阻燃特性的电缆。场内通信设施应设置工作接地和保护接地。

4.7.2 系统通信

系统通信为上级主管部门对储能电站生产调度和管理提供电话通道，并为继电保护、远动和计算机监控系统等提供信息传输通道。

沿储能电站新建 1 回 220kV 线路至 500kV 东营辉阳升压站 220kV 侧，随线路敷设 2 条 72 芯 OPGW 光缆，储能电站配置东营地区级 622M 光传输设备 1 套，向东营辉阳升压站方向开通 2 路 622M 光通信链路，辉阳升压站相应增加光接口。储能电站配置东营地区接入层 SPN 设备 1 套，向辉阳升压站方向开通 2 路 GE 光通信链路，辉阳升压站相应增加光接口。

储能电站配置 1 套调度软交换接入终端，通过调度数据网上联地市公司软交换系统主站。

5.4.3 通信部分主要设备材料表

表 5.4-1 通信部分主要设备材料表

序号	名称	型号及规范	数量		单位	备注
			储能电站侧	辉阳升压站侧		
一	站内通信					
1	电力电缆		200		米	
2	通信电缆		1000		米	
3	站内配套设施		1		项	
4	公网通信		1		项	
5	无线对讲机		10		部	
二	系统通信					
1	STM-4 光通信设备	622M	1		套	不含光接口
2	STM-4 光接口	622M	2	2	块	
3	SPN 传输设备	接入层	1		套	不含光接口
4	SPN 光接口	GE	2	2	块	
5	调度软交换柜		1		面	
6	调度软交换接入终端		1		套	
7	综合配线柜		1		套	
8	ODF	12 芯	18	14	套	
9	DDF	16 系统	2		套	
10	MDF	100 回	1		套	
11	网络配线单元	24 口	1		套	
12	本地维护终端		1		套	
13	导引光缆	72 芯	1000	1000	米	
14	PE 套管		1000	1000	米	

4.8 给排水及消防

4.8.1 给水系统

本工程用水自升压站区域自来水管网进行引接，具体接口位置位于光伏升压站一体化消防泵站处。

4.8.2 排水系统

厂区设置雨水排水系统和生产废水排水系统。

沿储能电站道路设置厂区雨水管网系统，厂区雨水暂按接至储能电站厂区外沟道考虑。接口位置暂按储能电站用地红线外 1m。

主变压器底部设置集油坑并设置变压器总事故油池，总事故油池容积按照最大主变压器总油量的 100%考虑，变压器事故排油废水经变压事故油池分离后排至厂区雨水。

沟道排水为清净下水，经排污泵坑收集后通过污水提升泵加压后排入站内雨水排水系统，避免雨水倒灌至电缆沟。

正常情况下本工程无生产废水外排。

4.8.3 消防系统

4.8.3.1 设计依据

《中华人民共和国消防法》（2021 年最新修订版）

《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）

《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）

《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）

《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）（2018 年版）

《电化学储能电站设计规范》（GB51048-2014）

《电池储能电站设计技术规程》（QGDW11265-2014）

《预制仓式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（T/CEC373-2020）

《压缩空气泡沫灭火系统技术规程》T/CECS 748-2020

《泡沫灭火系统技术标准》GB50151-2021

《低、中、高膨胀泡沫系统标准》NFPA 11-2016

《泡沫灭火系统 第 5 部分：固定式压缩空气泡沫灭火设备》ISO 7076-5-2014

4.8.3.2 设计原则

本工程依据国家有关消防法规、规范进行设计，贯彻“预防为主，防消结合”的方针。各专业根据工艺流程特点，在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主的措施。在建筑物的防火间距及建筑结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。同时设立完善的消防系统和火灾探测报警系统，发生火灾时能及时报警，并采取有效的扑救措施。重要的建筑物及设备

设有多种灭火手段，根据保护对象不同性质及特点，分别设置消火栓灭火系统、气体灭火系统、压缩空气泡沫灭火系统和移动式灭火器等消防设施。

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。电站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。

本工程同一时间火灾次数按一次设计，根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）、《电化学储能电站设计规范》（GB51048-2014）、《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）及《电力工程电缆设计规范》（GB50217-2007）的相关规定布置灭火器及消防设施。

4.8.3.3 站区布置

根据《电化学储能电站设计规范》（GB50148-2014）、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（T/CEC373-2020）、《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019），以及《火力发电厂总图运输设计规范》（DL/T5032-2018），电池预制箱与站外建、构筑物的防火距离、站内各建、构筑物之间均应满足相关规范的要求。本工程储能电站项目设计均满足规范安全间距要求。具体详见总图专业相关章节。

4.8.3.4 消防设计

本工程储能集装箱内按照簇级灭火、多次喷放、持续降温的火灾抑制系统其耐火等级满足相应规范要求，确保能够满足储能集装箱灭火以及防复燃的需要。每个储能预制舱配置一套全氟己酮灭火装置，由灭火剂存储装置、相关管路、喷放组件、火灾报警联动系统组成。灭火系统接到启动信号后灭火剂通过管道输送至雾化喷头，集装箱空间设置不少于 3 个喷头，簇内每个 PACK 至少有 1 个喷头。灭火系统应采用持续降温的全氟几酮灭火剂。每簇需要有一个电磁阀，每个 PACK 有一个雾化喷头，簇级报警后，打开电磁阀，保证灭火剂直接喷射进簇内所有 PACK。

本工程储能集装箱耐火等级满足相应规范要求，确保能够满足储能集装箱灭火以及防复燃的需要。储能集装箱区域配置沙箱，单个沙箱容量 1m³，最大保护距离为 30m。

本工程考虑在储能集装箱内增设主动安全及智能运检系统。主动安全及智能运检系统用于储能电站内电池状态监测、主动安全预警和巡视检修需求，系统对储能变流器、储能电池进行大规模历史数据分析，为运维检修人员提供设备健康状态分析、设备预防性维护、故障主动预警、故障专家诊断、智能检修决策等分析功能。

站区内综合电气楼电气设备房间内设置室内、外消火栓系统，其中室外消防用水量为 15l/s，室内消火栓消防用水量为 10l/s，火灾延续时间 2h，则该部分消防水系统最大需水能力为 25l/s，一次最大消防用水量为 180m³；主变室外消火栓用水量 30L/s，消防延续时间 2 小时，一次消防最大用水量为消防用水量为 216m³；站区储能电池集装箱区域设置室外消火栓系统，室外消防用水量为 20L/s 火灾延续时间 3h，该部分消防水系统最大需水能力为 20 L/s，一次最大消防用水量为 216m³。根据上述消防水量计算结果，则本工程消防最大用水量为变压器所需的 30 L/s，火灾发生时最大一次消防用水量为储能集装箱室内外消防所需的 216m³。考虑到光伏升压站区域已配置已按照 30 L/s 消防水系统用量并配置 216m³ 的消防水池，能够满足储能项目的消防用水需要，储能电站部分不新增水消防系统，自升压站区域消防供水管网就近引接。

站内综合电气楼配电室按照要求配置柜式七氟丙烷灭火系统。

变压器配置压缩空气泡沫灭火系统。

变压器配置事故油池。

4.8.3.5 主动安全及智能运检系统

考虑到常规储能系统配置的感温感烟报警系统对火灾火情的探测具有一定的滞后性，本工程考虑在储能集装箱内增设主动安全及智能运检系统。

主动安全及智能运检系统用于储能电站内电池状态监测、主动安全预警和巡视检修需求，系统对储能变流器、储能电池进行大规模历史数据分析，为运维检修人员提供设备健康状态分析、设备预防性维护、故障主动预警、故障专家诊断、智能检修决策等分析功能。

(1) 系统架构

储能电站主动安全及智能运检系统包括采集服务器，存储服务器，分析服务器和工作站，系统原则上不新增加传感点位，利用现有间隔层数据信息

和信息通道，不影响储能电站计算机监控功能，整个系统功能网络安全严格按照《电力二次系统安全防护规定》。其中采集服务器部署在系统 I 区直接采集 PCS 和 BMS 数据，经安全隔离后将数据传送至系统 IV 区，存储服务器、分析服务器、工作站部署在系统 IV 区。

系统可配置移动运检终端，移动运检终端为工业级平板电脑，采用安卓操作系统，后置摄像头或二维码扫描模组，满足系统移动运检时的显示、扫码和信息录入操作。

（2）软件功能

运检系统主要分析变流器和电池本体数据，包括电池单体、电池簇等电压、电流、温度和 BMS 报警等信息，以及 PCS 直流电压、直流电流、交流电压、交流电流、告警等信息，功能分为设备运行监视、故障预警、专家诊断、智能巡检等，并可向上级运检中心上传的故障预警、告警、诊断、运维、检修信息量执行现有相关规程。

设备运行监视包含设备储能站的基础信息、运行状态、健康状态、统计数据、故障和检修数据等功能。

故障预警分为预防性维护和主动预警功能，预防性维护将设备运行参数与设备健康状态数据库进行对比，以评估电池、电池管理系统等设备是否处于安全高效的运行范围。主动预警功能可实现在设备发生故障前发出预警，实现设备濒临故障状态检测。当设备健康状态指标接近或短时超出设备安全范围时，运检功能模块会发出预警，通知运检人员进行设备检修。

故障专家诊断用于储能电站中设备出现预警或故障时的故障性质判别、故障根本原因分析、故障器件定位，并将诊断结果传到智能运检终端，供运检人员参考。

检修智能辅助根据专家诊断结果，辅助运检人员开展检修操作，包括检修辅助消息栏、检修操作建议、检修过程记录等功能，全方位地记录设备检修信息。

4.8.3.6 压缩空气泡沫灭火系统

国家能源局 6 月 29 号文《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2022 年版）征求意见稿》意见的函，针对电化学储能电站提出：2.12.6 新（改扩）建中大型锂离子电池储能电站电池设备间内应设置固定自动灭火系统；灭火

系统应满足扑灭模块级电池明火且 24h 不复燃的要求。

目前，储能集装箱全氟己酮灭火系统方案仍是处于小时级的水平，无法满足 24h 不复燃的要求，为此，增设压缩空气泡沫系统，系统喷放时间（含间歇性喷放时间）按照 24h 配置，每 15min 喷放一次，长效持续降温，防止电池复燃。

1、压缩空气泡沫消防系统构成及工作原理

压缩空气泡沫灭火系统（简称 CAFS（Compressed Air Foam Systems））由压缩空气泡沫产生装置、压缩空气泡沫释放装置、分区选择阀、控制柜、阀门和管道等组成，在发生火灾时向防护区施加压缩空气泡沫的灭火系统。

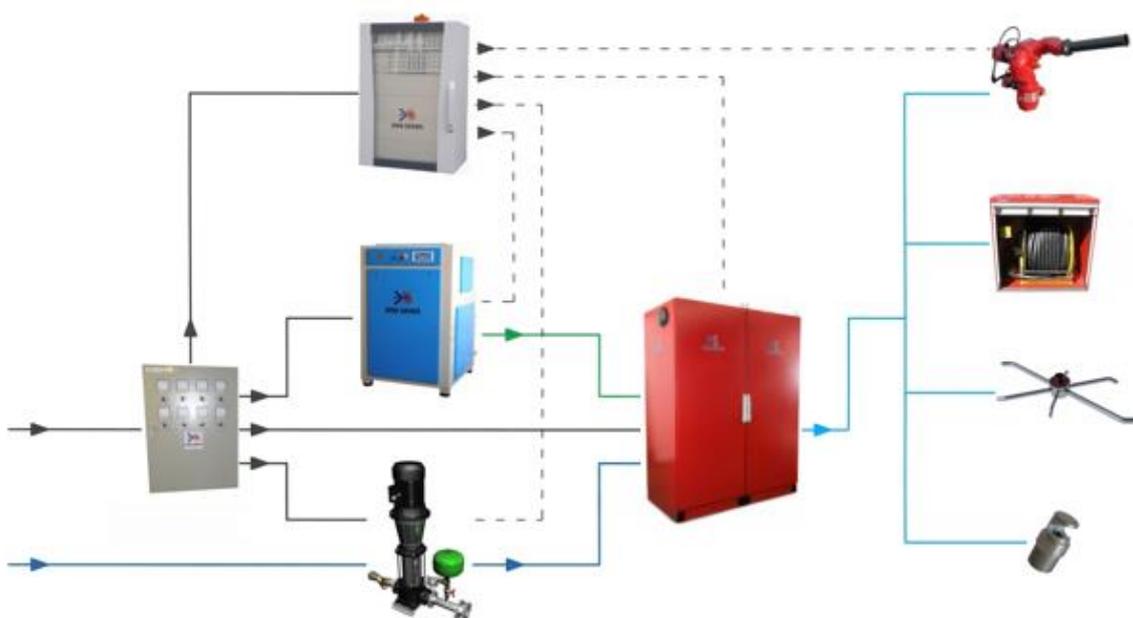


图 4.8-1 CAFS 设备组成

CAFS 灭火剂所需要的成分包括：水、泡沫液、压缩空气。压缩空气泡沫灭火系统工作原理如下：水和泡沫液通过泡沫比例混合装置形成泡沫混合液，泡沫混合液和压缩空气在“紧凑泡沫产生装置”中混合，产生特有的均质微六边形结构的泡沫，通过管网到达防护区，进入泡沫释放装置进行释放、灭火。

当火灾发生时，报警系统确认火灾，联动启动压缩空气泡沫灭火系统，压缩空气泡沫系统方舱中，水和泡沫液通过泡沫比例混合装置形成泡沫混合液，泡沫混合液和压缩空气通过泡沫产生装置产生泡沫，进入主管道，通过

分区选择阀及泡沫释放装置，进入着火预制舱喷放。

2、压缩空气泡沫消防系统工模式

压缩空气泡沫消防系统具有自动、手动和现场紧急启动三种控制功能。

(1) 自动控制：当火灾报警控制器接收到报警信号确认火灾后，应当联动启动压缩空气泡沫灭火系统方舱设备和开启灭火分区对应的分区选择阀，生成压缩空气泡沫，进入着火预制舱泡沫释放装置进行喷放；

(2) 手动启动：消防控制中心，方舱均可手动启动压缩空气泡沫灭火系统方舱设备及灭火分区对应的分区选择阀，生成压缩空气泡沫，进入着火预制舱泡沫释放装置进行喷放；

(3) 现场应急启动：当现场人员确认火灾且自动控制还未动作，可就地机械应急启动压缩空气泡沫灭火系统方舱设备及灭火分区对应的分区选择阀，生成压缩空气泡沫，进入着火预制舱泡沫释放装置进行喷放。

发生火灾时，报警系统发出火灾报警信号，确认火灾后联动启动 CAFS 及着火预制舱分区选择阀，泡沫在预制舱内堆积，直至淹没整个预制舱内电池簇。泡沫每 15 分钟喷放 1-2 分钟，进行长达 24 小时的持续降温。

3、主要设备配置

主要设备配置参数如下表所示：

表 4.8-1 主要设备设计参数

序号	设备名称	规格型号和主要技术参数	单位	数量	备注
1	CAFS 灭火方舱	OS-V-1000-TWFC	套	3	方舱设备包含供水装置、供气装置、泡沫液储罐、泡沫比例混合装置、泡沫产生装置、控制单元等
2	CAFS 灭火控制器	OS-SV-40	套	3	
3	分区选择阀	DN65	套	320	
4	CAFS 释放装置	OS-M2-C	套	640	
5	不锈钢 316L 缓冲水箱	4×3×2.5	套	3	
6	管道及阀门管件		批	1	

4.8.3.7 施工消防

(1) 工程施工道路对外有公路相连通，道路宽度大于 4m，并有充足的

回转场地，可作消防车道及紧急疏散通道。道路的具体规划、布置见施工总体布置图。

(2) 施工用电电缆导线截面积选择按工作电流及短路电流进行选择，并留有一定裕度。

(3) 施工期内，采用临时消防措施，即在施工用水管道上安装临时消火栓。材料加工厂、设备及材料仓库和辅助加工厂等施工现场室外消火栓按每个保护半径不超过 150m 的要求设置，并配有足够的水龙带，其周围 3m 内，没有其他杂物堆放。消防供水管路，进水干管直径不小于 100mm。消防用水量不小于 15L/s。

(4) 临建区域内，每 100m² 配备 4 只 5kg 的手提式干粉灭火器。大型临时设施总面积超过 1200m²，备有专供消防用得太平桶、蓄水桶（池）、黄砂池等设施。临时木工房、油漆房和木、机具间等每 25m² 配置一只种类合适的灭火器，油库、危险品仓库应配备足够数量、种类合适的灭火器。消防设施周围不堆放物品，阻塞通道。

(5) 施工单位应配有专业消防员，每天进行消防检查。

4.8.3.8 火灾报警系统

储能站内设置一套火灾自动报警及消防控制系统，由区域火灾报警控制盘、控制器、报警触发装置（手动和自动两种）及就地探测元件（包括感温、感烟探测器、可燃气体探测器、感温电缆等）组成。

火灾自动报警系统设计应符合 GB50116、GB50229 和 GB15322 等相关规程规范的规定。

电池预制舱与其他功能区域的火灾报警及其联动控制系统分开设置，火灾报警及其联动控制系统设置在综合电气楼的集控室内，该区域与储能设备区域分开布置。

电池预制舱外应设置手动火灾报警按钮，舱内应设置可燃气体探测器、感温探测器和感烟探测器，每种探测器不应小于 2 个。探测器应安装在预制舱中间走道顶部，间距不大于 4m。

本工程火灾自动报警及其联动控制系统，当发生火灾后，火灾报警系统一方面发出声光报警信号，另一方面能够实现与消防水泵、轴流风机、气体灭火等系统的联动。

系统预留至计算机监控系统和视频监控系统的通讯接口。

4.9 供暖通风及空调

4.9.1 供暖

根据气象参数，本储能电站位于集中供暖地区，按规定应设置供暖设施，由于电气设备房间内不允许布置有压热水管道，故本工程不设集中热水供暖系统，仅对温度有特殊要求的房间设置热泵型空调供暖。

4.9.2 通风及空调

综合电气楼采用自然进风，机械排风的通风方式，通风量满足排热和灭火后通风换气要求，机械排风及灭火后通风设施采用轴流风机。电池集装箱及 PCS 箱内通风空调均由设备厂家成套提供。

综合电气楼等对温度有特殊要求的房间设置分体空调，分体空调均选用风冷热泵型空调机组。

液流电池储能车间设置换气次数不小于 12 次/小时的事事故排风，排风机采用防爆型轴流风机，并与氢气检漏报警仪连锁。当空气中氢气体积浓度比达到 0.7%时，事故通风系统自动投入运行排除氢气。排风系统的吸风口设在上部，吸风口上缘距顶棚平面或屋顶的距离不大于 0.1m。事故排风兼做正常通风，以消除室内设备散热量，维持室内温度。

液流电池储能车间电气配电室采用自然进风，机械排风的通风方式，通风量满足排热和灭火后通风换气要求，机械排风及灭火后通风设施采用轴流风机。

设置消防检测系统的房间，通风及空调设施则与消防系统连锁，当发生火灾时，消防系统自动切断通风及空调设备的电源。设于防火墙上的排风机入口设置防火阀，进风口设置防火百叶风口。

4.10 土建

4.10.1 建筑部分

建筑根据厂区各设备集装箱及地面建筑的整体布局，进行创意设计和色彩搭配，通过对企业文化、安全文化、生态文化以及当地特色民俗的多维融合，为集团绿色环保与清洁低碳赋能助力。从集团标识系统中提炼色彩元素作为主要设计语言，并将其抽象为收放有度的几何形态，打造出特色鲜明、智慧智能的国内一流能源企业形象。通过创意设计，使本工程整体展现出集

团向着可持续发展奔跑的魄力。

本项目根据生产需求设综合电气楼（暂定 $72.5\text{m}\times 14.8\text{m}\times 11\text{m}$ （h），两层），传达室（暂定 $2.4\text{m}\times 3.3\text{m}\times 3.0\text{m}$ （h），单层）。建筑设计以安全、适用、经济、美观为原则，根据生产工艺流程、使用要求、自然条件、建筑材料、建筑技术等因素，结合工艺设计进行建筑物的平面布置、空间组合及建筑造型设计，建筑风格应简洁大方并考虑到建筑群体与周围环境的协调。

（1）建筑布置及防火要求

综合电气楼按使用功能分为高低压开关柜室、蓄电池室、电气继电器室、集控室、卫生间。根据《建筑设计防火规范》（GB50016），整个建筑为一个防火分区，火灾危险性为丁类，耐火等级为二级。安全出口不少于 2 个，疏散门净宽不宜小于 0.9m。配电装置室内任一点到房间疏散门的直线距离不大于 15m。配电装置室室内疏散门为甲级防火门，室外疏散门为乙级防火门。防火门一律向疏散方向开启。按照电气运行需求，布置各功能房间的位置，组织水平和垂直交通，形成便利、顺畅的内部交通网络，建筑内设置两部楼梯，以满足安全疏散要求。所有安全出口、楼梯及各层联系平台步道处均设置通行疏散和导向标志，色彩醒目、突出。

传达室为单独功能房间，根据《建筑设计防火规范》（GB50016），为单层公共建筑，耐火等级取为二级。其设置一个对外安全出口。

（2）屋面排水

屋面排水：屋面全部采用有组织排水，屋面为钢筋混凝土屋面，采用性 SBS 高分子防水二道，聚氨酯防水涂膜。保温层采用 80 厚挤塑聚苯板保温（燃烧性能 B1 级）。

（3）采光通风

按自然采光、通风为主，人工照明、机械通风为辅的原则进行设计。

（4）主要建筑材料及装修

执行相关规程、规范，采用成熟可靠且性价比优良的新材料、新技术，并根据目前市场应用情况做部分调整。建筑热工设计应符合国家节约能源的方针，使设计与气候条件相适应，在建筑布置中注意建筑朝向，屋面、墙体、门窗设计应建筑节能，改善并保证室内热环境质量。

外墙体：外墙围护结构为 200mm 厚加气混凝土砌体封闭。建筑外墙面做

保温装饰一体板。

门窗：外门均采用钢质防火门，并设置逃生锁；内门根据不同使用部位，采用防火门、钢质门、成品木门等。窗户采用单框双玻彩色铝合金窗。

内墙：框架内墙采用 200 厚加气混凝土砌块砌筑；

楼、地面：做法应满足不同房间功能需要及工艺要求，具体要求根据建筑物不同等级采用混凝土地面、环氧自流平防水地面、全瓷地砖、防腐地面等面层。如房间需要做防水防渗处理，则选用防水楼地面。

建筑物构件的燃烧性能和耐火极限应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB50016 的有关规定。

4.10.2 结构部分

4.10.2.1 基本资料和设计依据

(1) 设计依据

《工程结构通用规范》GB55001-2021；

《建筑与市政工程抗震通用规范》GB55002-2021；

《建筑与市政地基基础通用规范》GB55003-2021

《混凝土结构通用规范》GB55008-2021

《建筑结构荷载规范》GB50009-2012；

《建筑结构可靠性设计统一标准》GB50068-2018；

《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011；

《混凝土结构设计规范（2015年版）》GB50010-2010；

《建筑抗震设防分类标准》GB500223-2008；

《建筑抗震设计规范（2016年版）》GB50011-2010；

《钢结构设计标准》GB50017-2017；

《工业建筑防腐蚀设计标准》GB50046-2018；

《建筑设计防火规范（2018年版）》GB50016-2014；

《电化学储能电站设计规范》GB51048-2014；

《湿陷性黄土地区建筑标准》GB50025-2018；

《膨胀土地区建筑技术规范》GB50112-2013。

(2) 设计安全标准

根据各单体建（构）筑物的工程规模及相关标准，确定工程等级、主要

建（构）筑物级别及结构设计安全标准见下表：

表 4.10.2-1 主要建（构）筑物设计标准

序号	名称	使用年限	安全等级	基础等级	抗震设计				建筑结构特征
					设防类别	基本烈度	抗震措施 设防烈度	抗震等级	
1	电池集装箱、PCS 集装箱基础	50	二	乙	丙	7	7	/	基础设施
2	接地变基础	50	二	丙	丙	7	7	/	基础设施
3	综合电气楼	50	二	乙	丙	7	7	三	二层框架
4	升压站支架设备基础	50	二	乙	丙	7	7	/	钢支柱、设备基础
5	裸母线基础	50	二	乙	丙	7	7	/	钢支柱、设备基础
6	变压器基础	50	二	乙	丙	7	7	/	设备基础
7	GIS 基础	50	二	乙	丙	7	7	/	基础设施
8	传达室	50	二	丙	丙	7	7	三	一层框架
9	压缩空气泡沫灭火系统基础	50	二	丙	丙	7	7	/	基础设施
10	事故油池	50	二	丙	丙	7	7	/	箱体结构

（3）环境资料

1) 建（构）筑物设计所用活荷载见下表：

表 4.10.2-2 建筑物均布活荷载表

序号	项 目	活荷载标准值 kN/m ²	备 注
1	集装箱底活荷载	2.0	
2	综合电气楼-楼面荷载	4~6	
3	集装箱及××楼的屋面荷载	0.50/0.7	
5	基本风压	0.50	地面粗糙度为 A 类
6	基本雪压	0.35	

2) 工程所在地厂址地质条件、多年平均风速、平均气温、平均大气压等

见前述章节相关内容。

3) 本阶段暂无勘测资料，参照临近场地已有的《东营刁口光伏 500kV 升压站新建工程岩土工程勘测报告》(初步设计阶段)(后文简称《岩土报告》)暂定主要建筑物地基处理和基础形式。根据参考勘测报告推荐，地基处理暂采用桩基，桩型暂采高强预应力管桩考虑，待下阶段根据勘测资料进一步确定地基处理和基础形式。

4) 地震效应

根据 GB50011 及所参考《岩土报告》，拟建场地 II 类场地条件基本地震动峰值加速度值为 0.10g，相应的地震烈度为 VII 度，基本地震动加速度反应谱特征周期值为 0.45s。IV 类场地条件基本地震动峰值加速度值调整为 0.12g，基本地震动加速度反应谱特征周期值调整为 0.90s。

拟建场地土的类型为软弱土，建筑场地类别为 IV 类。

5) 水土腐蚀性

地下水对混凝土结构具中等腐蚀性 (SO_4^{2-})，在长期浸水的条件下，对钢筋混凝土结构中的钢筋具弱腐蚀性 (Cl^-)，在干湿交替的条件下，对钢筋混凝土结构中的钢筋具强腐蚀性 (Cl^-)。拟建场地地基土对混凝土结构具弱腐蚀性 (SO_4^{2-})，对钢筋混凝土结构中的钢筋具强腐蚀性 (Cl^-)。

(4) 主要材料

混凝土：基础及结构部分 C30~C40，垫层 C20 素混凝土；各设备基础及无保温房屋冻土深度 (-0.6m) 范围内及地面以上部分抗冻等级为 F150；保温建筑冻土深度范围内抗冻等级为 F50。

钢筋：HRB400，HPB300，HRB400 (E)

钢材：Q235B 或 Q355B

焊条：E43 或 E55

螺栓：普通螺栓，性等等级 4.8 级、8.8 级。

4.10.2.2 地基与基础

(1) 地基处理原则分析

参照临近场地《岩土报告》：①层素填土黄褐色，稍密，湿~很湿，以粉质黏土为主，混有砖渣、灰渣、植物根系等。该层普遍分布。厚度一般为 2.00~3.00m；②粉土：黄褐色，中密，局部稍密，湿~很湿，土质不均

匀，含云母、氧化铁。该层普遍分布。厚度一般为 1.20~2.20m，③淤泥质粉质黏土：灰褐色，流塑，土质不均匀，厚度一般为 6.20~10.6m。④粉质黏土：灰褐色，软塑，局部可塑，土质不均匀，该层普遍分布，厚度一般为 3.20~6.40m。以下各层有⑤粉土、⑥粉质黏土、⑦粉质黏土及夹层。

拟建场区浅层粉土液化等级为轻微~中等，需在后续勘察过程中进一步确认。

由于拟建场地浅部土层存在③淤泥质粉质黏土层，其承载力相对较低，压缩性较高，岩土工程性能较差，且浅层粉土为可液化土层，液化等级为轻微~中等，无法满足拟建升压站天然地基设计的要求，建议采用桩基础，桩基础推荐采用高强预应力管桩。

荷载较小建构物桩型为 PHC-400 AB (95)，以④粉质黏土为桩端持力层，综合电气楼等荷载较大建筑桩型为 PHC-500AB (125)，以⑥粉质黏土为桩端持力层。后期根据勘测成果进一步调整地基基础形式。

(2) 基础选型

各类集装箱上部为工厂预制，通过预埋件与基础顶面相连。

电池集装箱、PCS 集装箱基础、接地变基础、压缩空气泡沫灭火系统基础等采用桩承台，基础埋深为 1.5m。

主变压器、GIS 设备采用桩筏板基础，基础埋深为 2.0~2.5m。

升压站钢结构支架、母线基础采用桩承台，基础埋深为 2.0~2.5m。

传达室、综合电气楼采用桩承台，基础埋深为 2.0~2.5m。

(3) 超挖处理方法

拟采用级配砂石进行换填，压实系数不应小于 0.97。

4.10.2.3 主要建（构）筑物结构型式

各类集装箱上部为工厂预制，通过预埋件与基础顶面相连，基础形式见基础选型。

综合电气楼为两层现浇钢筋砼框架结构，现浇钢筋砼楼屋面板。框架柱截面尺寸为 400mm×400mm~500mm×500mm，梁截面尺寸为 250mm×450mm~300mm×650mm。

传达室为一层现浇钢筋砼框架结构，现浇钢筋砼楼屋面板。

母线支架采用钢结构支架，热镀锌防腐。

事故油池采用钢筋混凝土箱体结构。

4.10.2.4 结构建筑抗震设计

计算中根据《建筑抗震设计规范（2016年版）》（GB 50011-2010）的相关要求进行地震作用下的计算和内力调整，并采用相应的抗震构造要求进行基础和结构的设计。

4.10.2.5 结构防腐措施

上部结构外露铁件的采用油漆防腐，防腐蚀保护层设计使用年限不小于15年。

地下砼防腐：基础采用500um环氧沥青涂层，基础梁、短柱采用1mm环氧沥青涂层贴玻璃丝布。

垫层：C20垫层厚度150mm，掺入抗硫酸盐类防腐剂。

桩身混凝土采用抗硫酸盐硅酸盐水泥，掺入钢筋阻锈剂。

5 环境保护与水土保持

5.1 环境保护

5.1.1 影响分析

（1）施工期

施工期有扬尘、噪声、生活污水、生产污水及建筑、生活垃圾产生。施工期间虽然会对环境产生一些不利影响，但施工时间较短，因而整个施工期对环境产生的不利影响很小。

（2）运行期

由于储能电站运行中不产生废水、废气、废渣等污染物，本工程冬季采用空调或者电辐射采暖方式，也不产生污染。本项目运行期对环境可能产生影响的主要因素有：生活污水、生活垃圾等。

生活污水进入污水处理系统，不会对当地水环境产生影响。生活垃圾设有专门的收集箱，由环卫定期用汽车运至垃圾卫生填埋场进行无害化处理。因此，少量生活垃圾对环境基本无影响。

退役电池在没有找到其他接收终端用户时，一般找专业的电池处理厂家处理，不得随意处理。

储能电站运行产生的电磁环境较低，且电站大部分距离居民区较远，不会对居民身体健康产生危害，周围无线电、电视等电器设备较少，不会对其

产生影响。

5.1.2 环境保护措施

(1) 生态环境保护对策措施

施工过程中，为保护生态环境，在环境管理指导体系下，项目施工期应进行周密设计，尽量缩短工期，减少施工对周围地形地貌环境的影响。

(2) 废气和扬尘污染防治对策措施

在采取必要的生态保护措施和水土保持措施情况下，运行期基本不会产生二次扬尘和废气，本项目废气和扬尘主要产生于施工期。

施工期废气主要为运输车队、施工机械等机动车辆运行时排放的尾气。由于站址区地形较开阔，废气能够较快扩散，不会对当地空气质量产生较大影响。

施工扬尘主要来源于施工过程中粉状物料堆放，土方的临时堆存以及车辆运输等过程，为减少施工扬尘对空气环境的影响，采取如下防治措施：

1) 施工场地定期洒水，在大风天气加大洒水量及洒水次数。

2) 施工场地内运输通道及时清扫、洒水，减少汽车行驶扬尘。

3) 运输车辆进入施工场地低速行驶或限速行驶，减少扬尘量。

4) 易起尘原料，运输时应采用密闭式槽车运输；堆放时覆盖处理，来往施工场地时帆布遮盖。

5) 尽量采用商品混凝土。

通过采取上述措施，可以有效抑制施工区扬尘的产生和溢散，保证施工场界外粉尘无组织排放监控浓度小于 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(3) 噪声污染防治对策措施

电站运行期间无噪声污染，但施工期施工作业噪声不可避免。为减少施工噪声对周围环境的影响，建设单位应做好施工期间的降噪工作。

施工尽量安排在白天进行，尽量缩短工期。严格施工现场管理，降低人为噪声。

(4) 废污水处理对策措施

工程施工生产废水主要由施工机械的冲洗以及机械修配等产生，由于总量很少，经沉淀处理后可用于施工场地洒水。施工期生活污水根据实际情况采用合理方式进行处理。

电站正常运行过程中，管理人员主要从事办公、监控、巡检等工作，污水主要为生活污水。生活污水经市政污水管网排放。电站正常运行过程中，主变设置事故油池，少量油水经分离后外排。

(5) 固体废物处置对策措施

对于施工过程中产生的土石处理：开挖土石方时，将场内土选择妥善地点堆放，施工完毕后及时回填；开挖回填后剩余弃渣可作为种植用土；少量建筑垃圾，除可回收利用部分外，其余部分均用汽车运至指定地点处理。

施工期间，生活区设垃圾桶，垃圾及时收集并集中清运至附近指定的垃圾处理点进行处理。

储能电站正常运行过程中，固体废物主要为办公生活垃圾。办公区设垃圾桶，垃圾及时收集并集中清运至附近指定的垃圾处理点进行处理。

对于工程运行期满后的废弃电池及电子元件，应进行专业处理，避免对土壤环境的污染。

5.1.3 环境保护评价与结论

本项目符合国家产业政策，不占用农田，项目周边无敏感点，且运行过程不产生废气、废水及固体废弃物。因此本项目将产生良好的环境和社会效益，从环保角度分析，该项目可行。

5.2 水土保持

5.2.1 水土流失现状及成因

水土流失是在水力、重力、风力等外力作用下造成的水土资源和土地生产力的破坏和损失，包括土表侵蚀和水土损失。

5.2.2 水土流失影响因素识别

(1) 施工期

本工程场地植被稀少，在施工过程中要扰动地表，因此有水土流失产生。

(2) 运行期

本工程在运行期因没有扰动地表的可能，因此基本不存在水土流失问题。

5.2.3 影响分析

(1) 施工期影响分析

本项目建设用地为工业用地。场地表土结构松散，主要为粉土，土石方挖填及地下工程施工过程中，会对土壤产生扰动。因此工程对当地生态环境的影响主要表现为：土壤扰动，产生大量扬尘，会增加土壤侵蚀及水土流失。水土流失区包括储能系统区、配电装置区、道路、施工生产生活区等。

(2) 运行期影响分析

本工程在运行期基本不存在水土流失，电站管理区内建设绿化带，可起到防止水土流失的作用，进而改善周围生态环境。

5.2.4 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。

工程措施：施工开挖施工回填要及时，弃渣场采用围挡工程。

植物措施：加大绿化面积，建筑物周围进行绿化，灌、乔、草结合种植。

临时措施：施工过程中，特别是下雨刮风时，做好排水、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。

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效果影响很大。若施工组织不当，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。因此，现场施工应提前计划，合理组织，减少施工对水土保持造成的影响。

5.2.5 水土保持评价及结论

通过对水土保持影响因素分析，对工程建设过程中可能造成水土流失提出了有效的对策措施，使本工程建设中水土流失的影响减至最低，进而使工程与周围环境之间达到相互和谐发展的目标。

6 劳动安全与职业卫生

6.1 设计概述

本工程的劳动安全与职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职业卫生进行分析评价。主要包括储能电池、PCS、电气设备等。

项目劳动安全与职业卫生设计的重点：分析评价项目运行过程中可能出

现的劳动安全与职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：提出劳动安全与职业卫生建议。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。

6.2 工程劳动安全与职业卫生危害因素分析

6.2.1 工程施工期主要危害因素分析

施工期主要危害因素有高处坠落、坍塌、物体打击挤压伤害、机械伤害、触电伤害、交通事故、传染性疾病等。

本工程施工过程中，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。

6.2.2 工程运行期主要危害因素分析

运行期主要危害因素有变压器、变电站配电设备触电伤害、火灾及爆炸伤害，电气设备及电缆火灾及中毒伤害，通风机等设备的噪声，高处坠落及机械伤害，雷击，电磁辐射危害等。

6.3 劳动安全与职业卫生对策措施

6.3.1 施工期劳动安全与职业卫生对策措施

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

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

(3) 加强施工监理，施工过程应严格按照相关规程、规范要求执行。

(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。

6.3.2 运行期劳动安全与职业卫生对策措施

6.3.2.1 防火及防爆

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。

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

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。

6.3.2.2 防电气伤害

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

(2) 对于可能遭雷击的建筑物屋顶、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，装设隔离电气，避免触电事故的发生。

(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，或采取其它保护措施。

6.3.2.3 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》等有关标准的规定。

(2) 所有机械设备防火安全距离，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要求。

(3) 需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。

6.3.2.4 防噪声及防震动

储能电站按“少人值班”（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控制室内。

为确保各工作场所的噪声限制在规定值内，要求各种设备上的电动机、风机、变压器等主要噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定的噪声、震动标准的设备。控制室等主要办公场所选用室内机噪声值小于 60db

的空调机，并采取必要的个阵、减振处理。

在噪声源较大的设备房间采取必要的措施，如设置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。

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。

为运行人员设备临时隔声的防护用具。

6.3.2.5 温度与湿度的控制

电气及集控集装箱等对温度有特殊要求的空间设置分体空调，电池集装箱及 PCS 箱内通风空调均由设备厂家成套提供，以保证各类工作场所的设备正常运行和工作人员的舒适工作环境。

6.3.2.6 采光与照明

储能电站的主要工作场所的照明，充分利用天然采光，当天然采光不足时，辅以人工照明。根据相关照明设计规范的规定，选择合适的灯具，合理布置光源，各场所的照度满足《建筑照明设计标准》的要求。

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

6.3.2.7 防尘、防污染、防腐蚀、防毒

(1) 室内地面采用坚硬的材料，清扫时采用吸尘装置。

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

(3) 生活污水，根据有关规定，经必要的处理合格后，才可排放。

(4) 辅助生产建筑相关部位按消防设计原则设有事故排风、排毒措施。

(5) 设备支撑构件、水管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。

(6) 建筑材料的毒性、放射性均符合国家有关卫生标准规定，不得超标。

6.3.2.8 防电磁辐射

本工程正常工作频率为 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，四测围墙外的电场强度和磁感应强度以及距围墙外 20m 处产生的无线电干扰强度均较低，对人体和环境不会造成危害。

在接触微波（频率为 300MHz~300GHz 的电磁波）辐射的工作场所。对作业人员的辐射防护要求是作业人员穿戴防护用品和减少暴露时间。产生工频超高压电场的设备应有必要的防护措施。使从事工频高压电作业场所的电场强度不应超过 5kV/m，当电场强度超过 25kV/m 或需要作业时间超过标准规定时需穿金属丝制屏蔽服。

6.3.2.9 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。

6.3.2.10 安全色和安全标志

对工作场所进行色彩调节设计，有利于增强识别意识，精力集中，减少视力疲劳。调节人员在工作时的情绪，提高劳动积极性，达到提高劳动生产效率、降低事故发生率的目的。

6.4 劳动安全与职业卫生机构设置、人员配备及管理制度

为贯彻“安全第一、预防为主”的方针，加强劳动安全与职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。

6.5 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、储能电站的突发事故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。

6.6 预期效果评价

（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。

（2）职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，降低了伤残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，降低了经济损失，保障了生产的安全运行和人员的人身安全。

6.7 存在的问题和建议

由于储能电站在我国还处于一个初步发展阶段，成熟的建设及运行经验较少，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工程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。

7 电池回收

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，则需要进行拆解回收。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终端用户时，一般找专业的电池处理厂家处理，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，从而实现电池材料从废电池中来，到新电池中去的循环再造。

更换后的废旧锂离子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，由具备电池回收资质的专业机构进行回收。

电池回收的费用，依据电池系统容量，集成结构和站址地点不同而费用不同，主要包含锂电池回收，报废电子电气设备，运输这三块的费用。

可委托第三方电池回收机构处理，也可委托设备供应商处理，需要在电池退役前提前一个月提出回收申请，给出退役电池相关信息，由设备供应商或第三方电池回收机构提供具体报价。

液流电池系统的废液不得随意排放，需由导流管路汇集至收集装置，并交由有资质的单位处理。液流电池系统的电解液可依据运行原则开展容量恢复工作，因此电解质溶液可循环利用。液流电池本体为塑料材质，废旧电池易于处理。液流电池系统运行过程中涉及的环保措施如下：

a. 噪声影响分析及防治

本项目营运期噪声主要来源于变压器、配电装置等电气设备所产生的电磁噪声和电解液循环泵等机泵运转产生的噪声。主要噪声源为主变压器及配电装置运行噪声和机泵运转产生的噪声。根据类比资料可知，主变压器最大噪声级在 75dB (A) 左右。噪声成份主要有电磁噪声、空气动力性噪声等。对噪声的治理，主要从噪声声源上、噪声的传播途径和受声体三方面分别采取措施，以达到防噪降噪的目的。

在主要设备定货时，向变压器制造厂提出噪声限制要求。设置相应噪声防护距离，建议本项目站外 250m 范围内为噪声防护区，防护区内不安置居民区、学校等噪声敏感保护目标。

b. 废电解液处理措施

当储能电池中的电解液不满足运行要求时，由储能电池生产厂家开展容

量恢复等相关工作。

c. 电磁辐射污染防治

主变压器布置在室外，220kV 配电装置采用户外 GIS 组合电器。尽量选用低电磁环境的电气设备并保证电气设备的良好接地，以从源头上尽量削减电磁环境影响；本项目运行时会产生一定能量的电磁辐射，但其强度较低，电气设备产生的电磁辐射经设备外壳、墙体屏蔽和距离衰减后，对周围环境影响较小。围墙外 1m 处工频电场强度、工频磁感应强度远远低于《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》（HJ/T24-1998）中推荐的工频电场 4kV/m 和磁感应强度 0.1mT 的评价标准。围墙外 20m 处无线电干扰场强满足《高压交流架空送电无线电干扰限值》（GB15707-1995）中 53dB（ $\mu\text{V}/\text{m}$ ）的限值要求。

液流电池储能车间中依据标准设计紧急逃生通道。

8 资源利用

8.1 原则要求

提高资源利用效率、节约能源和保护环境是我们的国策。项目的建设应使经济效益、环境效益和社会效益相统一，推动中国经济和社会的可持续发展。为此应认真贯彻执行有关资源利用、节约能源的一系列法律法规和规程规范，合理利用土地资源、水资源和环境资源，认真研究提高效率的方法措施，将本项目建设成为资源节约型、环境友好型的示范工程，是本项目研究的重要课题和为之努力的目标。

8.2 能源利用

电化学储能系统能够吸收区域不平衡电量，在负荷高峰期或者电网有功功率支撑需要时放电，从而实现电能的存储和释放。

8.3 土地利用

8.3.1 工程用地情况

“十分珍惜和合理利用每寸土地，切实保护耕地”是我国的一项基本国策，在工程建设中须切实加以贯彻执行，本设计严格执行电力部电力规划设计总院颁布的《电力工程建设项目用地指标》，在满足生产、符合安全、防火、防爆、卫生等要求的前提下，成组集中布置，以节约用地。

8.3.1.1 用地总规模

本项目总用地 12.762hm²，其中征地 10.762hm²，租地 2.0hm²。本期工程需考虑电站的征地，与施工区的租地。

8.3.1.2 用地类别

1) 站区用地类别

电站用地红线内用地面积为 10.762hm²，其中围墙内面积为 10.146hm²，其他护坡等用地面积为 0.616hm²，该用地现状为建设用地，全部为征地。

2) 站外用地类别

(1) 施工生产区用地为 2.0hm²，全部为租地。

8.3.1.3 征地拆迁和移民安置规划方案

站址范围内无拆迁、无移民安置问题。

8.3.2 节约用地的措施

节约用地是我国一项基本国策，本工程在满足安全生产、经济运行、工艺流程合理顺畅的前提下，尽量采用先进工艺和科学的工艺流程，压缩各生产建、构筑物本体尺寸，以达到节约用地目的。

8.3.2.1 站区节约用地的措施

(1) 采用模块化设计，优化主要工艺系统，合理压缩各生产建、构筑物占地面积。

(2) 建筑物联合布置

尽量减少建、构筑物数量并将性质和功能相同或相近的建、构筑物进行合并联合，以减少本期站区用地。

(3) 合理规划站区布置，严格控制道路及管线占地面积

因地制宜，根据场地及工艺流程和功能分区，合理布置。在满足防护要求的前提下，尽量压缩各种管线、道路、走廊的长度和宽度。严格控制道路、广场面积，以节约用地。

8.3.2.2 临时用地节约用地的措施

(1) 合理规划施工区方案。按照先土建、后安装的原则，采用时间差，调整土建与安装的用地矛盾，加强土建与安装的良好合作，做到一地多用。

(2) 优化站外管线的路径，减短站外管线长度，以节约用地。

8.4 水资源利用

(1) 采用节水卫生器具，节约项目生活用水量。

(2)减少跑冒滴漏、减少工质损失，严保设备及零部件质量，减少由此造成的“跑冒滴漏”现象。

8.5 建筑材料利用

建筑材料采用环保节能材料，建材类型尽量相同。建筑物墙体主要采用加气混凝土砌块围护。工业用房外门采用隔音钢大门，内门根据不同使用部位，采用防火门、钢门、木门。公共建筑门窗均采用断桥铝合金门窗。所有外窗采用铝合金窗，并带有全套配件。主要建筑物的楼地面采用混凝土耐磨地坪。

9 人力资源配置

项目的定员是在保证安全生产的基础上，以企业生产经营必要的环节来确定的。定员范围包括：机组运行、机组维修、管理人员、党群工作人员、服务性管理人员。项目定员暂定 80 人。

10 工程项目实施的条件和建设进度工期

10.1 电厂项目工程实施条件

10.1.1 施工场地

施工生产区利用电厂内的预留空地与周边的空地布置，生活区则在附近租赁民居。

10.1.2 施工用水、电及通信

施工用水：施工用水拟由园区附近的生活水管引接。

施工用电：施工电源拟由园区附近的 10kV 配电室引接。

施工通信：当地已有电讯系统覆盖。

10.1.3 施工用气

施工期间不设专门的制氧站和乙炔站，依靠外购等方式解决。氧气、乙炔和氩气充瓶后运至施工现场气库，通过气源管送往施工现场各点。在现场设氧气、乙炔和氩气瓶库，以集中与分散相结合的方式向各施工点供应。施工用的压缩空气由移动式空压机供应，以满足施工期间用气需求。

10.1.4 地方材料及协作条件

工程建设所需要的砖、瓦、石、石灰、砂等地方材料，东营地区均有相应的质量和数量可满足要求。

10.1.5 大件设备运输

本工程大件运输可采用铁路与公路联合运输，水路与公路联合运输或全公路运输方案。

10.2 项目实施的轮廓进度

根据国家电力公司电源建设部 2003 年出版的《火力发电工程施工组织设计导则》以及业主建设计划，并结合本工程特点，安排项目实施综合进度如下：

可行性研究：2022 年 8 月

可研审查：2022 年 11 月

主设备招标：2023 年 4 月

初步设计：2023 年 5 月

初设审查：2023 年 6 月

施工图设计：2023 年 5 月-2023 年 6 月

土建开工到投产：2023 年 6 月-2023 年 11 月

11 投资估算与财务分析

11.1 投资估算

11.1.1 工程概况

(1) 项目概况：本储能项目建设规模为 795MW/1600MWh，储能电池采用磷酸铁锂电池(790MW/1580MWh)+ 全钒液流电池(5MW/20MWh)，储能站电池系统及功率变换系统均采用户外预制舱布置方案。

(2) 资金来源：20%自筹，80%贷款。

(3) 本工程投资估算包含：储能系统、储能电站内设施等费用。

11.1.2 可研估算编制依据

(1) 本项目设总编制的《项目设计计划》；

(2) 估算编制与计算规定：执行国家能源局国能发电力[2019]81 号文颁布的 2018 年版《火力发电工程建设预算编制与计算规定》。

(3) 估算项目及费用性质划分：执行国家能源局国能电力[2019]81 号文颁布的 2018 年版《火力发电工程建设预算编制与计算规定》。

(4) 工程量：按各专业设计人员提供的设备材料清册及建安工程量。

(5) 定额选用：执行国家能源局国能发电力[2019]81 号文颁布实施的《电力建设工程概算定额（2018 年版）》：第一册《建筑工程》、第二册《热

力设备安装工程》、第三册《电气设备安装工程》、第四册《调试工程》。不足部分参考国家能源局国能电力[2019]81号文发布实施的《电力建设工程预算定额（2018年版）》。

（6）设备购置费：

主要辅机设备价格参考 2021 年水平《火电工程限额设计参考造价指标》及近期同类机组设备价格及市场询价计列；其他设备按询价或参考近期同类工程设备价格计列。其中：主要设备价格（含税）：

磷酸铁锂电池储能系统（含电池、PCS 变流升压一体舱） 1.6 元/Wh；
全钒液流电池系统 6500 万元。

设备运杂费率：

储能设备运杂费率按 0.2%计列；按 2021 年水平限额价计列的设备，其设备运杂费率按 0.7%计列；其他设备按 2018 年版《火力发电工程建设预算编制与计算规定》中关于设备运杂费率的计算标准，其设备运杂费率按 4.26%（铁路 3.2%+公路 1.06%）计列。

（7）材料价格

建筑材料：执行《电力建设工程概算定额》第一册《建筑工程》（2018年版）价格、不足部分执行《电力建设工程预算定额》第一册《建筑工程》（2018年版）价格，并对主要建筑材料预算价格与东营市 2022 年 9 月份建材市场信息价格比较计取价差，以上材料价差只计取税金，计入总估算表的编制基准期价差中。

装置性材料：执行中国电力企业联合会中电联定额[2020]44号文颁布实施的《电力建设工程装置性材料综合预算价格（2018年版）》，并与定额[2022]16号文《电力工程造价与定额管理总站关于发布 2021 年电力建设工程装置性材料综合信息价的通知》中装材实际综合价格找价差，该价差只计取税金，计入总估算表的编制基准期价差中。

（8）人工费调整

2018 年版《电力建设工程概算定额》各册定额中电力行业定额基准工日单价取定为：

安装工程：安装普通工 70 元/工日、安装技术工 107 元/工日。

建筑工程：建筑普通工 70 元/工日、建筑技术工 98 元/工日。

调试工程：调试技术工 152 元/工日。

按电力工程造价与定额管理总站文件定额[2022]1 号文“关于发布 2018 版电力建设工程概预算定额 2021 年度价格水平调整的通知”执行，山东人工调整系数为：建筑工程 9.46%、安装工程 9.58%。人工费调整只计取税金，计入总估算表的编制基准期价差中。

（9）定额材机费调整

发电安装工程定额材机费调整：执行电力工程造价与定额管理总站文件定额 [2022] 1 号文“关于发布 2018 版电力建设工程概预算定额 2021 年度价格水平调整的通知”执行，按其规定的山东省发电安装工程概预算定额材机调整系数及山东电力建设建筑工程概预算定额施工机械价差调整表分别进行定额材机费调整。上述材机费调整价差只计取税金，计入总估算表的编制基准期价差中。

（10）其他费用：按 2018 年版《火力发电工程建设预算编制与计算规定》计算。

（11）基本预备费：按 2018 年版《火力发电工程建设预算编制与计算规定》计算，以建筑工程费、安装工程费、设备购置费及其他费用之和（不含储能系统设备费）为取费基数，基本预备费费率按 3%计取。

（12）建设期贷款利息：贷款利息按最新 LPR 利率 4.3%计算。项目资本金比例为 20%，其余考虑银行融资，贷款比例为 80%。

11.1.3 投资概况

本项目编制基准期为 2022 年 11 月。

本工程项目计划总资金为 322414 万元，其中铺底流动资金 322 万元；工程动态投资 322092 万元，单位投资 4051 元/kW，其中建设期贷款利息 2325 万元。

工程静态投资 319767 万元，单位千瓦造价 4022 元/kW（2.00 元/Wh）。其中：

建筑工程费：16185 万元，占静态投资的 5.06%；

设备购置费：270575 万元，占静态投资的 84.62%；

安装工程费：12169 万元，占静态投资的 3.81%；

其他费用：20838 万元，占静态投资的 6.52%。

总估算表

表一甲 795MW

金额单位：万元

序号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态 投资比例 (%)	单位投资 (元/kW)
一	主辅生产工程							
(一)	储能系统	4760	260352	3506		268618	84.00	3379
(二)	电气系统	1057	10217	8468		19742	6.17	248
(三)	附属生产系统	4094	6	4		4104	1.28	52
	小 计	9911	270575	11978		292464	91.46	3679
二	与厂址有关的单项工程							
(一)	交通运输工程	7				7	0.002	0.1
(二)	地基处理	2310				2310	0.72	29
(三)	厂区、施工区土石方工程	1067				1067	0.334	13.4
(四)	临时工程	516		9		525	0.16	7
	小 计	3900		9		3909	1.22	49
三	编制年价差	2374		182		2556	0.80	32
四	其他费用							
(一)	建设场地征用及清理费				4195	4195	1.31	53
(二)	项目建设管理费				4191	4191	1.31	53
(三)	项目建设技术服务费				9242	9242	2.89	116
(四)	整套启动试运费				200	200	0.06	3
(五)	生产准备费				1264	1264	0.40	16
	小 计				19092	19092	5.97	240

总估算表

表一甲 795MW

金额单位：万元

序号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合 计	各项占静态 投资比例 (%)	单位投资 (元/kW)
五	基本预备费				1746	1746	0.55	22
六	特殊项目							
	工程静态投资	16185	270575	12169	20838	319767	100	4022
	各项占静态投资的比例 (%)	5.06	84.62	3.81	6.52	100.00		
	各项静态单位投资 (元/kW)	204	3403	153	262	4022		
七	建设期贷款利息				2325	2325		29
	工程动态投资	16185	270575	12169	23163	322092		4051
	其中：生产期可抵扣的增值税	1336	31128	1174	772	34411		
	各项占动态投资的比例 (%)	5.02	84.01	3.78	7.19	100.00		
	各项动态单位投资 (元/kW)	204	3403	153	291	4051		
八	铺底流动资金				322	322		4
	项目计划总资金	16185	270575	12169	23485	322414		4056

安装工程汇总估算表

表二甲

金额单位:元

序号	工程或费用名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料费	安装费	其中:人工费	小计		单位	数量	指标
	安装工程	2705746358	51283403	68588001	7323253	119871404	2825617762			
一	主辅生产工程	2705746358	51206185	68573830	7321291	119780015	2825526373			
(一)	储能系统	2603515037		35057202		35057202	2638572239			
1	储能及其集装箱系统	2538385037		16557202		16557202	2554942239			
2	储能电站主动安全预警系统			12000000		12000000	12000000			
3	全钒液流电池	65130000		6500000		6500000	71630000			
(二)	电气系统	102168765	51176117	33503172	7318088	84679289	186848054			
1	主变压器系统	33029600		729250	88954	729250	33758850	元/kVA	1962000	17.21
1.1	主变压器	33029600		729250	88954	729250	33758850			
2	配电装置	32253091	3050665	2067520	323256	5118184	37371276	元/kW	795000	47.01
2.1	220kV配电装置	11450302	2206973	1202748	149775	3409721	14860023			
2.2	35kV配电装置	20802789	843692	864772	173481	1708463	22511253			
3	主控及直流系统	33014176		1419600	375407	1419600	34433775	元/kW	795000	43.31
3.1	继电器楼设备	27399528		848863	227469	848863	28248391	元/kW	795000	35.53
3.1.1	储能EMS系统			111757	28563	111757	111757			
3.1.2	储能能量管理系统	208520		4657	1190	4657	213177			
3.1.3	网络监控系统	1876680		38445	9826	38445	1915125			
3.1.4	系统继电保护	21696506		656752	178370	656752	22353258			
3.1.5	系统调度自动化	3617822		37252	9521	37252	3655074			
3.1.5.1	储能升压站	3617822		37252	9521	37252	3655074			
3.2	交直流一体化系统	1616148		64296	13184	64296	1680443			
3.3	视频监控控制系统	654550		198371	53964	198371	852921	元/点数	65	13121.86
3.4	门禁系统	151050		15393	5543	15393	166443			
3.5	周界防范系统	1107700		6198	2176	6198	1113898			
3.6	火灾报警及消防控制系统	2085200		286479	73070	286479	2371679			
4	厂用电系统	2774640	1619849	1498517	267460	3118366	5893005	元/kW	795000	7.41

安装工程汇总估算表

表二甲

金额单位:元

序号	工程或费用名称	设备购置费	安装工程费				合计	技术经济指标		
			装置性材料费	安装费	其中:人工费	小计		单位	数量	指标
4.1	主厂房用电系统	2751181		151593	34960	151593	2902774			
4.1.1	10kV配电装置	206435		9872	2020	9872	216307			
4.1.2	低压配电装置	1321255		56114	13214	56114	1377369			
4.1.3	低压变压器	364910		8577	1487	8577	373487			
4.1.4	低压电气设备	858581		77030	18239	77030	935612			
4.2	厂区道路广场照明	23459	1619849	1346924	232500	2966772	2990231			
5	电缆及接地		46457686	21299766	4219249	67757452	67757452	元/kW	795000	85.23
5.1	电缆		40109586	12121855	1640185	52231440	52231440	元/kW	795000	65.7
5.1.1	35kV高压电力电缆		12632761	6538210	862018	19170972	19170972	元/m	15000	1278.06
5.1.2	低压电力电缆		26279970	4787279	580111	31067249	31067249	元/m	153100	202.92
5.1.3	控制电缆		790055	596503	152426	1386558	1386558	元/m	63200	21.94
5.1.4	通信电缆		406800	199862	45630	606662	606662			
5.2	桥架、支架		1559406	3457128	897526	5016534	5016534	元/t	253.4	19797.05
5.3	电缆保护管		964252	88896		1053149	1053149	元/t	158.3	6652.7
5.4	电缆防火		3256849	4387263	1283967	7644112	7644112	元/kW	795000	9.62
5.5	全厂接地		567592	1244624	397571	1812217	1812217			
5.5.1	接地		567592	1244624	397571	1812217	1812217			
6	厂内通信系统	1097259	47918	77915	19536	125832	1223091			
6.1	站内通信	135538	13135	5491	1278	18626	154164			
6.2	系统通信	961721	34782	72424	18258	107206	1068927			
7	调试工程			6410606	2024227	6410606	6410606	元/kW	795000	8.06
7.1	分系统调试			4232630	1488787	4232630	4232630	元/kW	795000	5.32
7.2	整套启动调试			771107	251351	771107	771107	元/kW	795000	0.97
7.3	特殊调试			1406869	284088	1406869	1406869	元/kW	795000	1.77
(三)	附属生产工程	62556	30068	13456	3203	43524	106080			
4	污水提升系统	62556	30068	13456	3203	43524	106080			
二	与厂址有关的单项工程		77218	14171	1961	91389	91389			

建筑工程汇总估算表

表二乙

金额单位:元

序号	工程或费用名称	设备费	建筑费	其中:人工费	合计	技术经济指标		
						单位	数量	指标
	建筑工程	1911166	136203933	16737634	138115100			
一	主辅生产工程	1911166	97208668	14237324	99119834			
(一)	储能系统		47603617	8462776	47603617			
1	磷酸铁锂电池基础		13601989	1832990	13601989			
1.1	电池集装箱基础(236个)		8156538	1105355	8156538	元/个	236	34561.6
1.2	PCS集装箱基础(236个)		5445451	727635	5445451	元/个	236	23073.95
2	全钒液流电池基础		1572515	428504	1572515			
2.1	电池集装箱基础(40个)		1234530	335853	1234530	元/个	40	30863.25
2.2	PCS集装箱基础(5个)		168992	46325	168992	元/个	5	33798.49
2.3	配电箱基础(5个)		168992	46325	168992	元/个	5	33798.49
3	区域建筑		32429113	6201282	32429113			
(二)	电气系统	847297	9724268	1311963	10571565			
1	变配电系统建筑		3043047	297507	3043047			
1.1	升压站区域构筑物		2131862	202236	2131862			
1.2	220kV GIS		523515	53776	523515			
1.3	接地成套设备基础		153217	21069	153217			
1.4	全厂独立避雷针		234453	20427	234453	元/座	2	117226.74
2	控制系统建筑	847297	6681221	1014455	7528518			
2.1	综合楼	847297	6681221	1014455	7528518	元/m ³	10346	727.67
2.1.1	一般土建		6254777	926767	6254777			
2.1.2	小安装	847297	426444	87688	1273741			
(三)	附属生产工程	1063869	39880782	4462586	40944651			
1	附属生产建筑	33363	137974	16736	171337			
1.1	传达室	33363	137974	16736	171337	元/m ²	18	9518.71
1.1.1	一般土建		132853	15554	132853			
1.1.2	小安装	33363	5120	1182	38484			
2	环境保护设施		231000		231000			
2.1	厂区绿化		231000		231000	元/m ²	6600	35

建筑工程汇总估算表

表二乙

金额单位:元

序号	工程或费用名称	设备费	建筑费	其中:人工费	合计	技术经济指标		
						单位	数量	指标
3	消防系统	1030506	12231484	296574	13261990			
3.1	厂区消防管路		1645660	286773	1645660	元/m	2850	577.42
3.2	压缩空气泡沫灭火系统		10571413	9801	10571413			
3.3	特殊消防系统	1030506	14411		1044917			
3.3.1	气体灭火系统	375336	12000		387336			
3.3.2	移动消防	655170	2411		657581			
4	厂区性建筑		27280324	4149276	27280324			
4.1	厂区道路及地坪		17278594	2480715	17278594	元/m ²	88700	194.8
4.2	围墙及大门		4760099	920061	4760099	元/m	2655	1792.88
4.3	雨水及工业下水排水系统		2980793	334092	2980793	元/m	3250	917.17
4.4	污水提升系统		563312	162947	563312	元/m	540	1043.17
4.5	厂区防火墙		1697526	251461	1697526			
二	与厂址有关的单项工程		38995266	2500310	38995266			
(一)	交通运输工程		66743	10093	66743			
1	厂外公路		66743	10093	66743			
1.1	进厂公路		66743	10093	66743	元/km	0.5	133485.04
(二)	地基处理		23096964	1362186	23096964			
1	储能系统		16497347	895588	16497347			
2	电气系统		2599666	117960	2599666			
3	附属生产工程		3999951	348638	3999951			
(三)	厂区、施工区土石方工程		10666848	188720	10666848			
1	厂区土石方工程		10478837	183420	10478837			
2	施工区土石方工程		188012	5300	188012			
(四)	临时工程(建筑安装工程取费系数以外的项目)		5164710	939312	5164710			
1	施工水源		413702	139867	413702	元/km	0.3	1379005.71
2	施工降水		4751009	799445	4751009			

其他费用计算表

表四

序号	工程或费用项目名称	编制依据及计算说明	合价(元)
1	建设场地征用及清理费		41950000
1.1	土地征用费	(10.8)公顷*15亩/公顷*25万元/亩	40500000
1.2	施工场地租用费	(2)公顷*15亩/公顷*0.5万元/亩	150000
1.3	余物清理费		500000
1.4	水土保持补偿费		800000
2	项目建设管理费		41912277
2.1	项目法人管理费	(建筑工程费+安装工程费)*费率5.05%	14318770
2.2	招标费	(建筑工程费+安装工程费+设备购置费)*费率0.32%	9565728
2.3	工程监理费	(建筑工程费+安装工程费)*费率0.95%	2693630
2.4	设备材料监造费	(设备购置费+装置性材料费)*费率0.2%	5515659
2.5	施工过程造价咨询及竣工结算审核费	(建筑工程费+安装工程费)*费率0.3%	850620
2.6	工程保险费	(建筑工程费+安装工程费+设备购置费)*费率0.3%	8967870
3	项目建设技术服务费		92422082
3.1	项目前期工作费	(建筑工程费+安装工程费)*费率4.13%	11710202
3.2	知识产权转让与研究试验费		20300000
3.2.1	试桩费		300000
3.2.2	仿真模型建设及管理费		20000000
3.3	设备成套技术服务费	设备购置费*0.3%	8117250
3.4	勘察设计费		38778127
3.4.1	勘察费		4000000
3.4.2	设计费		34778127
3.4.2.1	基本设计费		29472989
3.4.2.2	其他设计费		5305138

其他费用计算表

表四

序号	工程或费用项目名称	编制依据及计算说明	合价(元)
3.4.2.2.1	施工图预算编制费	基本设计费*10%	2947299
3.4.2.2.2	竣工图编制费	基本设计费*8%	2357839
3.5	设计文件评审费		842095
3.5.1	可行性研究文件评审费		100000
3.5.2	初步设计文件评审费		300000
3.5.3	施工图文件审查费	基本设计费*1.5%	442095
3.6	项目后评价费	(建筑工程费+安装工程费)*费率0.26%	737204
3.7	工程建设检测费		11653664
3.7.1	电力工程质量检测费	(建筑工程费+安装工程费)*费率0.16%	453664
3.7.2	储能系统检测费		10400000
3.7.3	环境监测及环境保护验收费		100000
3.7.4	水土保持监测及验收费		200000
3.7.5	桩基检测费		500000
3.8	电力工程技术经济标准编制费	(建筑工程费+安装工程费)*费率0.1%	283540
4	整套启动试运费		2000000
5	生产准备费		12639279
5.1	管理车辆购置费	设备购置费*0.39%	10552425
5.2	工器具及办公家具购置费	(建筑工程费+安装工程费)*费率0.27%	765558
5.3	生产职工培训及提前进场费	(建筑工程费+安装工程费)*费率2.33%*0.2	1321296
	合计		190923638

11.2 财务分析

11.2.1 财务分析依据

财务分析按照国家发展改革委、建设部发改投资[2006]1325号文颁布实施的《建设项目经济评价方法与参数》(第三版)、电力规划设计总院编制的电力工程经济评价软件、国家现行的财务、税收制度及法规。

11.2.2 资金来源及融资方案

本工程资金来源由项目资本金和商业银行贷款两部分组成,项目资本金占20%,由业主自筹,其余资金为项目融资,按申请银行贷款考虑。

贷款利息按五年期以上固定资产投资贷款年利率4.3%计算。贷款偿还年限为15年(包括建设期),还款方式为本金等额利息照付。

11.2.3 储能收益政策

根据关于印发《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》的通知(鲁发改能源[2022]749号),其在电力现货市场条件下的收益模式如下:

(1) 示范项目作为独立储能可参与电力现货市场。

参与电力现货交易收益:根据2021年12月1日至2022年11月30日电力现货市场交易情况,储能充放电节点电价的平均价差约595.756元/MWh,综合考虑充电缴纳的各种费用、储能电站转化效率和现货报价精准性等因素,同时结合《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》要求,减免独立储能电站充电电量的输配电价和政府性基金及附加;结合国网山东省电力公司《关于2023年工商业分时电价公告》要求,容量补偿电价按照季节及峰谷执行分时电价。因为容量补偿电价有峰谷平,按照现货电价+容量补偿电价之和最低的时候充电考虑。综合分析得出对应充电电量的平均价差为404.98元/MWh(含税)。考虑现货预测准确性,实际充电度电盈利可乘0.9的预测准确度系数。按每天一充一放,年运行330天测算,年收益为19244万元(含税)。

年运行330天依据:

计算每年可充放天数,个别天日内电价差小,会造成充放电度电收益为负。根据2021年12月至2022年11月电力现货市场交易数据,充放度电收益为负的天数有24天。但是当天不充放,无法获得容量补偿电价。充放度电

损失和容量补偿电价收益相加后，全年 365 天均可以充电。考虑储能电站可用率在 90%（根据鲁发改能源〔2021〕254 号要求），可按照年充电 330 次计算。

电价 404.98 元/MWh 依据：

按照充放电两小时考虑，计算日内电价最高 2 小时平均电价和最低 2 小时平均电价，两者之差再减去充电时缴纳的费用以及损耗，为参与电力现货交易收益。公式如下：

参与电力现货交易度电收益（按充电电量计算）=电价最高 2 小时平均电价*电站效率-（最低 2 小时平均电价+容量补偿电价）-（基金附加+输配电价）×（1-电站效率）-优发优购电价*电站效率-（机组启动分摊+居民农业新增损益）

按照充放电两小时考虑，目前储能现货运行数据按照 2021 年 12 月到 2022 年 11 月。春秋冬价差较大，6 月 7 月天气炎热，峰谷价差较小。将峰谷电价全年加权计算后，节点电价加容量补偿电价最低 2 小时平均电价 134.87 元/MWh，节点电价最高 2 小时平均电价 682.57 元/MWh，平均裸价差 574.71 元/MWh。考虑充电的损耗、容量补偿电价、优发优购等附加费用，代入公式计算，按充电计算盈利为 404.98 元/MWh，即充一度电盈利 404.98 元。

放电电量对应的充电电量免收基金附加和输配电价，放电对应的充电电量指的是全部充电电量，则参与电力现货交易度电收益(按充电电量计算) $= (0.68257*0.85-0.134868- (0.1717+0.0272) *0.15-0.01*0.85-0.002) = 0.40498$ 元/kWh，年充电 52800 万度，考虑现货预测准确性，实际充电度电盈利可乘 0.9 的预测准确度系数，年收益 19244 万元。

(2) 对示范项目参与电力现货市场给予容量补偿。补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的 2 倍执行。

现货市场容量补偿电价收益：现阶段，储能参照电力现货市场燃煤机组容量补偿标准打折执行。据测算，燃煤机组容量电价补偿标准为 36 万元/兆瓦/年，根据《关于促进我省新型储能示范项目健康发展的若干措施》要求，考虑储能项目日发电小时数以及示范项目意义等因素，则储能示范项目获取容量补偿电价暂定为燃煤机组的 1/6，795MW/1600MWh 兆瓦时储能电站年收益约为 4770 万元。后续视电力现货市场运行情况进行及时调整。

(3) 示范项目容量可在全省范围内租赁使用。本着“公平开放”的原则，示范项目容量应在山东电力交易中心统一登记并开放，由省内新能源企业租赁使用。新能源企业租赁的储能容量视同企业配建的容量。山东电力交易中心按月度组织储能可租赁容量与需求容量租赁撮合交易，交易结果作为新能源企业配置储能容量的依据。电网企业对签订储能租赁合同（租赁周期不低于 2 年）的新能源企业进行认定后，按照《山东省风电、光伏发电项目并网保障指导意见（试行）》相关规定执行。

储能租赁收益：本项目可为新能源电站提供租赁服务，满足其并网要求，本项目计算期内储能年租赁收益标准参考市场价格并根据建设单位意见租赁收益标准按照 220 元/kW（含税），年收益为 17490 万元（含税）。

11.2.4 基本数据

(1) 投资估算：工程静态投资 319767 万元，详见总估算表。

(2) 财务评价用主要原始数据：

储能电站容量：795MW/1600MWh

年交易小时数：600h

系统 DOD：100%

系统效率：85%

定员：80 人

年人均工资：10 万元/人·年

福利费系数：60%

修理费率：1.5%

保险费率：0.25%

运营期：25 年

其他费用：240 万元/年

储能蓄电池设备折旧费：按总投资的 60%计提，采用直线折旧法，其折旧年限为 10 年。

其他资产折旧费：按总投资的 35%计提，采用直线折旧法，其折旧年限为 15 年，残值率为 5%。

无形资产摊销费：按总投资的 5%计提，摊销年限为 5 年。

磷酸铁锂电池更换成本：运营期第 11 年更换电池，更换电池成本按

0.66 元/Wh，其费用按后续每年摊销考虑。

全钒液流电池运营期内暂按不进行电池设备更换考虑。

(3) 各项税率：按国家现行规定的各项税率执行

增值税

增值税=销项税额-进项税额

售电销项税率：13%

城市维护建设税及教育费附加

按增值税的 7%和 5%交纳

所得税

中央所得税和地方所得税合计税率为 25%，企业每年应按其利润总额的 25%缴纳企业所得税，所得税的计税基数为应纳税所得额。

应纳税所得额=销售利润-弥补亏损。

d、公积金：按税后利润的 10%提取。

(4) 计算用主要参数：按建设单位及有关专业设计人员提供以及行业有关规定。

11.2.6 财务评价结果

根据储能政策及项目的基础数据进行财务评价测算，当计算期内综合售电电价（电力现货交易收益）为 404.98 元/MWh（含税），租赁收益标准 220 元/kW（含税），容量电费收益标准 60 元/kW（含税）时，本项目的财务分析评价结果如下：

序号	财务评价指标	数值
1	财务评价静态投资（万元）	319767
2	总投资收益率（%）	5.33
3	资本金净利润率（%）	16.12
4	融资前分析（项目投资现金流量分析）	
4.2	所得税前内部收益率（%）	9.51
4.2	所得税前投资回收期（年）	9.49
4.3	所得税后内部收益率（%）	7.98

序号	财务评价指标	数值
4.4	所得税后投资回收期（年）	10.03
5	融资后分析	
5.1	项目资本金内部收益率（%）	16.01
5.2	投资方内部收益率（%）	9.22

本项目各项财务分析指标均符合国家和行业规定，财务评价可行。

11.2.7 敏感性分析

考虑到财务分析的许多因素都有一定程度的不确定性，为了从宏观和微观上反映某些因素变化时对企业经济效益的影响，对总投资、发电量、电价（电力现货交易收益）因素变化 $\pm 5\%$ 、 $\pm 10\%$ 时分别进行了敏感性分析。通过分析可知：影响项目投资内部收益率的敏感性因素敏感度由高到低的排列顺序依次是总投资、发电量、电价（电力现货交易收益）。投资对收益率的影响最大。详见敏感性分析表。

敏感性分析表

项目资本金				
不确定因素	变化率 (%)	内部收益 率	内部收益率变化 率	敏感度系 数
基本方案	0.00	11.80	0.00	0.00
总投资	-10.00	14.99	27.02	-2.70
总投资	-5.00	13.34	12.99	-2.60
总投资	5.00	10.32	-12.56	-2.51
总投资	10.00	8.87	-24.83	-2.48
发电量	-10.00	10.18	-13.79	1.38
发电量	-5.00	11.03	-6.55	1.31
发电量	5.00	12.56	6.43	1.29
发电量	10.00	13.31	12.79	1.28
电价（电力现货交易收益）	-10.00	10.18	-13.79	1.38
电价（电力现货交	-5.00	11.03	-6.55	1.31

项目资本金				
不确定因素	变化率 (%)	内部收益 率	内部收益率变化 率	敏感度系 数
易收益)				
电价 (电力现货交易收益)	5.00	12.56	6.43	1.29
电价 (电力现货交易收益)	10.00	13.31	12.79	1.28

11.2.8 结论

综上所述，当计算期内综合售电电价（电力现货交易收益）为 404.98 元/MWh（含税），租赁收益标准 220 元/kW/年（含税），容量电价补偿标准为 60 元/kW/年（含税）时，本项目的财务分析评价结果如下：

财务评价测算的项目投资财务内部收益率（税前）9.60%、项目投资财务内部收益率（税后）8.03%、投资回收期（税后）为 10.29 年、项目资本金财务内部收益率 11.80%。本项目财务评价的各项经济效益指标均比较合理，项目具有一定的盈利能力。

11.2.9 附表

财务评价指标一览表

现金流量表（项目投资）

现金流量表（项目资本金）

借款还本付息计划表

利润与利润分配表

财务计划现金流量表

财务评价指标一览表

基本报表8

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

机组总容量(MW)： 795

	工程静态投资	319767.00	万元		单位投资	4022.23	元/kW
	工程动态投资	322091.65	万元		单位投资	4051.47	元/kW
	其中：可抵扣的增值税	34411.00	万元				
	流动资金	1071.77	万元		铺底生产流动资金	321.53	万元

	电价（不含税）	358.39	元/MWh		电价（含税）	404.98	元/MWh

	总投资收益率	5.33	%		资本金净利润率	16.12	%

	融资前分析(项目投资现金流量分析)				基准收益率		
	内部收益率（%）				净现值（万元）	6.00	%
	所得税前	9.51			投资回收期（年）	9.49	
	所得税后	7.98				10.03	

	融资后分析						
	内部收益率（%）				净现值（万元）		
	项目资本金	16.01			投资回收期（年）	7.38	
	注资方1	9.22				15.59	

项目投资现金流量表

基本报表1

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	现金流入	1018458	6749	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494
1.1	产品销售收入	919857	6132	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.2	销项税额	92495	617	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
1.3	补贴收入													
1.4	回收固定资产净值	5034												
1.5	回收流动资金	1072												
2	现金流出	568418	322446	3390	3374	3358	3342	3326	3311	3295	3279	3263	5280	14152
2.1	建设投资	319767	319767											
2.2	流动资金	1072	409										663	
2.3	经营成本	184584	1582	3254	3238	3222	3206	3190	3174	3158	3142	3126	3110	10134
2.4	进项税额	17159	23	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	1052
2.5	应纳增值税	40925	594										1224	2648
2.6	城建税及教育附加	4911	71										147	318
3	所得税前净现金流量(1-2)	450040	-315697	37104	37120	37136	37152	37168	37184	37200	37215	37231	35214	26342
4	所得税前累计净现金流量		-315697	-278593	-241473	-204338	-167186	-130018	-92835	-55635	-18420	18812	54025	80367
5	调整所得税	111929	1120	1756	1760	1764	1768	1772	2496	2500	2504	2508	2475	4991
6	所得税后净现金流量(3-5)	338111	-316817	35347	35359	35371	35383	35395	34688	34700	34712	34724	32739	21351
7	所得税后累计净现金流量		-316817	-281469	-246110	-210739	-175355	-139960	-105272	-70572	-35860	-1137	31602	52953
			所得税前				所得税后							
	计算指标：财务内部收益率		9.51%				7.98% (ie = 6.00%)							
	财务净现值		94220.44万元				48852.72万元							
	投资回收期		9.49年				10.03年							

项目投资现金流量表

基本报表1

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	现金流入	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494
1.1	产品销售收入	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.2	销项税额	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
1.3	补贴收入													
1.4	回收固定资产净值													
1.5	回收流动资金													
2	现金流出	14136	14120	14104	14088	14088	14088	14088	14088	14088	14088	14088	14088	14088
2.1	建设投资													
2.2	流动资金													
2.3	经营成本	10119	10103	10087	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071
2.4	进项税额	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052
2.5	应纳增值税	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648
2.6	城建税及教育附加	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318
3	所得税前净现金流量(1-2)	26358	26374	26390	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406
4	所得税前累计净现金流量	106725	133099	159489	185895	212301	238706	265112	291518	317924	344329	370735	397141	423547
5	调整所得税	4995	4999	5003	5007	6601	6601	6601	6601	6601	6601	6601	6601	6601
6	所得税后净现金流量(3-5)	21363	21375	21387	21399	19804	19804	19804	19804	19804	19804	19804	19804	19804
7	所得税后累计净现金流量	74316	95691	117077	138476	158280	178084	197889	217693	237497	257302	277106	296910	316715

项目投资现金流量表

基本报表1

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2048											
		26											
1	现金流入	39851											
1.1	产品销售收入	30662											
1.2	销项税额	3083											
1.3	补贴收入												
1.4	回收固定资产净值	5034											
1.5	回收流动资金	1072											
2	现金流出	13358											
2.1	建设投资												
2.2	流动资金												
2.3	经营成本	10031											
2.4	进项税额	1052											
2.5	应纳增值税	2032											
2.6	城建税及教育附加	244											
3	所得税前净现金流量(1-2)	26494											
4	所得税前累计净现金流量	450040											
5	调整所得税	5097											
6	所得税后净现金流量(3-5)	21397											
7	所得税后累计净现金流量	338111											

项目资本金现金流量表

基本报表2

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	现金流入	1018458	6749	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494
1.1	产品销售收入	919857	6132	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.2	销项税额	92495	617	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
1.3	补贴收入													
1.4	回收固定资产净值	5034												
1.5	回收流动资金	1072												
2	现金流出	747121	68280	33066	32246	31425	30605	29785	28965	28144	27324	27590	28720	39982
2.1	建设投资资本金	64418	64418											
2.2	自有流动资金	322	123										199	
2.3	经营成本	184584	1582	3254	3238	3222	3206	3190	3174	3158	3142	3126	3110	10134
2.4	进项税额	17159	23	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	1052
2.5	应纳增值税	40925	594										1224	2648
2.6	长期借款本金偿还	257673		18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405
2.7	流动资金借款本金偿还	750												
2.8	长期借款利息支付	84914	465	11260	10456	9651	8847	8043	7239	6434	5630	4826	4021	3217
2.9	流动资金借款利息支付	515		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	27
2.10	短期借款利息支付													
2.11	城建税及教育附加	4911	71										147	318
2.12	所得税	90949	1003									1086	1467	4180
3	净现金流量	271337	-61531	7428	8248	9069	9889	10709	11529	12350	13170	12904	11774	512
	计算指标：财务内部收益率		16.01%		(ie = 6.00%)									
	财务净现值		82687.21万元											
	投资回收期		7.38年											

项目资本金现金流量表

基本报表2

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	现金流入	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494
1.1	产品销售收入	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.2	销项税额	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
1.3	补贴收入													
1.4	回收固定资产净值													
1.5	回收流动资金													
2	现金流出	39367	38752	38136	19116	20710	20710	20710	20710	20710	20710	20710	20710	20710
2.1	建设投资资本金													
2.2	自有流动资金													
2.3	经营成本	10119	10103	10087	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071
2.4	进项税额	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052
2.5	应纳增值税	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648
2.6	长期借款本金偿还	18405	18405	18405										
2.7	流动资金借款本金偿还													
2.8	长期借款利息支付	2413	1609	804										
2.9	流动资金借款利息支付	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
2.10	短期借款利息支付													
2.11	城建税及教育附加	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318
2.12	所得税	4385	4590	4795	5000	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595
3	净现金流量	1127	1742	2358	21378	19784	19784	19784	19784	19784	19784	19784	19784	19784

项目资本金现金流量表

基本报表2

工程名称：东营津辉1600Mwh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2048											
		26											
1	现金流入	39851											
1.1	产品销售收入	30662											
1.2	销项税额	3083											
1.3	补贴收入												
1.4	回收固定资产净值	5034											
1.5	回收流动资金	1072											
2	现金流出	19225											
2.1	建设投资资本金												
2.2	自有流动资金												
2.3	经营成本	10031											
2.4	进项税额	1052											
2.5	应纳增值税	2032											
2.6	长期借款本金偿还												
2.7	流动资金借款本金偿还	750											
2.8	长期借款利息支付												
2.9	流动资金借款利息支付	27											
2.10	短期借款利息支付												
2.11	城建税及教育附加	244											
2.12	所得税	5090											
3	净现金流量	20626											

借款还本付息计划表

辅助报表3

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	融资方1													
1.1	期初借款余额			257673	239268	220863	202458	184052	165647	147242	128837	110431	92026	73621
1.2	当期还本付息	342588	465	29665	28861	28057	27252	26448	25644	24839	24035	23231	22427	21622
	其中:还本	257673		18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405
	付息	84914	465	11260	10456	9651	8847	8043	7239	6434	5630	4826	4021	3217
2	流动资金借款													
2.1	期初借款余额			286	286	286	286	286	286	286	286	286	286	750
2.2	当期还本付息	1265		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	27
	其中:还本	750												
	付息	515		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	27
3	短期借款													
3.1	期初借款余额													
3.2	当期还本付息													
	其中:还本													
	付息													
4	借款合计													
4.1	期初借款余额			257960	239554	221149	202744	184339	165933	147528	129123	110718	92312	74371
4.2	当期还本付息	343853	465	29676	28871	28067	27263	26458	25654	24850	24046	23241	22437	21650
	其中:还本	258424		18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405
	付息	85429	465	11270	10466	9662	8858	8053	7249	6445	5640	4836	4032	3245
	计算指标:													
	利息备付率(ICR)	1.99	9.63	0.62	0.67	0.73	0.8	0.88	1.38	1.55	1.78	2.07	2.46	6.15
	偿债备付率(DSCR)	1.24	7.48	1.13	1.16	1.2	1.23	1.27	1.31	1.35	1.4	1.4	1.43	1.02

借款还本付息计划表

辅助报表3

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	融资方1													
1.1	期初借款余额	55216	36810	18405										
1.2	当期还本付息	20818	20014	19210										
	其中：还本	18405	18405	18405										
	付息	2413	1609	804										
2	流动资金借款													
2.1	期初借款余额	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
2.2	当期还本付息	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	其中：还本													
	付息	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
3	短期借款													
3.1	期初借款余额													
3.2	当期还本付息													
	其中：还本													
	付息													
4	借款合计													
4.1	期初借款余额	55966	37561	19155	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
4.2	当期还本付息	20845	20041	19237	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	其中：还本	18405	18405	18405										
	付息	2440	1636	832	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
	计算指标：													
	利息备付率(ICR)	8.19	12.22	24.06										
	偿债备付率(DSCR)	1.05	1.09	1.12										

借款还本付息计划表

辅助报表3

工程名称：东营津辉1600MW集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2048											
		26											
1	融资方1												
1.1	期初借款余额												
1.2	当期还本付息												
	其中：还本												
	付息												
2	流动资金借款												
2.1	期初借款余额	750											
2.2	当期还本付息	778											
	其中：还本	750											
	付息	27											
3	短期借款												
3.1	期初借款余额												
3.2	当期还本付息												
	其中：还本												
	付息												
4	借款合计												
4.1	期初借款余额	750											
4.2	当期还本付息	778											
	其中：还本	750											
	付息	27											
	计算指标：												
	利息备付率(ICR)												
	偿债备付率(DSCR)												

利润与利润分配表

基本报表4

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	产品销售收入	919857	6132	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.1	售电收入	427380	2849	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095
1.1.1	上网电量(GWh)	11925	80	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477
1.1.2	售电价格(元/MWh, 不含税)	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358
1.1.3	售电价格(元/MWh, 含税)	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
1.2	其他收入	492477	3283	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699
1.2.1	储能租赁	386946	2580	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478
1.2.2	现货市场容量补偿	105530	704	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221
2	销售税金及附加	45836	665										1371	2966
2.1	增值税	40925	594										1224	2648
2.2	城建税及教育附加	4911	71										147	318
3	总成本费用	552659	2047	41039	40219	39398	38578	37758	34061	33241	32420	31600	30780	19756
4	补贴收入													
5	利润总额	362286	4014	-4245	-3424	-2604	-1784	-964	2733	3554	4374	5194	5867	16721
6	弥补以前年度亏损	13020							2733	3554	4374	2360		
7	应纳税所得额	363797	4014									4345	5867	16721
8	所得税	90949	1003									1086	1467	4180
9	净利润	271337	3010	-4245	-3424	-2604	-1784	-964	2733	3554	4374	4108	4401	12540
9.1	法定盈余公积金	27134	301									175	440	1254
9.2	任意盈余公积金													
9.3	各投资方利润分配	244203	2709									1573	3961	11286
	注资方1	244203	2709									1573	3961	11286
9.4	未分配利润			-4245	-3424	-2604	-1784	-964	2733	3554	4374	2360		
10	息税前利润(利润总额+财务费用)	447716	4479	7026	7042	7058	7074	7090	9982	9998	10014	10030	9899	19965
11	财务费用+折旧摊销)	730362	4479	33540	33556	33572	33588	33604	33620	33636	33652	33668	33537	26342

利润与利润分配表

基本报表4

工程名称: 东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模: 1X795MW

单位: 万元

序号	项目名称	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	产品销售收入	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.1	售电收入	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095	17095
1.1.1	上网电量(GWh)	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477
1.1.2	售电价格(元/MWh, 不含税)	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358	358
1.1.3	售电价格(元/MWh, 含税)	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405	405
1.2	其他收入	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699	19699
1.2.1	储能租赁	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478	15478
1.2.2	现货市场容量补偿	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221	4221
2	销售税金及附加	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966	2966
2.1	增值税	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648
2.2	城建税及教育附加	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318
3	总成本费用	18936	18115	17295	16475	10098	10098	10098	10098	10098	10098	10098	10098	10098
4	补贴收入													
5	利润总额	17541	18361	19181	20001	26378	26378	26378	26378	26378	26378	26378	26378	26378
6	弥补以前年度亏损													
7	应纳税所得额	17541	18361	19181	20001	26378	26378	26378	26378	26378	26378	26378	26378	26378
8	所得税	4385	4590	4795	5000	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595
9	净利润	13156	13771	14386	15001	19784	19784	19784	19784	19784	19784	19784	19784	19784
9.1	法定盈余公积金	1316	1377	1439	1500	1978	1978	1978	1978	1978	1978	1978	1978	1978
9.2	任意盈余公积金													
9.3	各投资方利润分配	11840	12394	12947	13501	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805
	投资方1	11840	12394	12947	13501	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805
9.4	未分配利润													
10	息税前利润(利润总额+财务费用)	19981	19997	20013	20029	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406
11	财务费用+折旧摊销)	26358	26374	26390	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406	26406

利润与利润分配表

基本报表4

工程名称: 东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模: 1X795MW

单位: 万元

序号	项目名称	2048											
		26											
1	产品销售收入	30662											
1.1	售电收入	14246											
1.1.1	上网电量(GWh)	398											
1.1.2	售电价格(元/MWh, 不含税)	358											
1.1.3	售电价格(元/MWh, 含税)	405											
1.2	其他收入	16416											
1.2.1	储能租赁	12898											
1.2.2	现货市场容量补偿	3518											
2	销售税金及附加	2275											
2.1	增值税	2032											
2.2	城建税及教育附加	244											
3	总成本费用	10058											
4	补贴收入												
5	利润总额	20360											
6	弥补以前年度亏损												
7	应纳税所得额	20360											
8	所得税	5090											
9	净利润	15270											
9.1	法定盈余公积金	1527											
9.2	任意盈余公积金												
9.3	各投资方利润分配	13743											
	注资方1	13743											
9.4	未分配利润												
10	息税前利润(利润总额+财务费用)	20387											
11	财务费用+折旧摊销	20387											

财务计划现金流量表

基本报表5

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	经营活动净现金流量(1.1-1.2)	674895	3475	37104	37120	37136	37152	37168	37184	37200	37215	36145	34410	22162
1.1	现金流入	1013424	6749	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494
1.1.1	销售收入	919857	6132	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.1.2	销项税额	92495	617	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
1.1.3	补贴收入													
1.1.4	回收流动资金	1072												
1.1.5	其他流入													
1.2	现金流出	338528	3274	3390	3374	3358	3342	3326	3311	3295	3279	4349	6084	18332
1.2.1	经营成本	184584	1582	3254	3238	3222	3206	3190	3174	3158	3142	3126	3110	10134
1.2.2	进项税额	17159	23	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	1052
1.2.3	应纳增值税	40925	594										1224	2648
1.2.4	城建税及教育附加	4911	71										147	318
1.2.5	所得税	90949	1003								1086	1467	4180	
1.2.6	其他流出													
2	2)	-583022	-3174	-29676	-28871	-28067	-27263	-26458	-25654	-24850	-24046	-24815	-26398	-32936
2.1	现金流入	328198	322500										663	
2.1.1	项目资本金投入	64740	64541										199	
2.1.2	建设投资借款	257673	257673											
2.1.3	流动资金借款	750	286										464	
2.1.4	短期借款													
2.1.5	回收固定资产余值	5034												
2.2	现金流出	911220	325675	29676	28871	28067	27263	26458	25654	24850	24046	24815	27061	32936
2.2.1	建设投资	319767	319767											
2.2.2	流动资金	1072	409										663	
2.2.3	借款本金偿还	258424		18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405	18405
2.2.4	各种利息支付	87754	2790	11270	10466	9662	8858	8053	7249	6445	5640	4836	4032	3245
2.2.5	各投资方利润分配	244203	2709									1573	3961	11286
2.2.6	其他流出													
3	净现金流量(1+2)	91874	301	7428	8248	9069	9889	10709	11529	12350	13170	11331	8012	-10774

财务计划现金流量表

基本报表5

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	合计/平均	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	累计盈余资金		301	7729	15978	25047	34935	45645	57174	69524	82693	94024	102036	91262

财务计划现金流量表

基本报表5

工程名称: 东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模: 1X795MW

单位: 万元

序号	项目名称	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	经营活动净现金流量(1.1-1.2)	21973	21784	21595	21405	19811	19811	19811	19811	19811	19811	19811	19811	19811
1.1	现金流入	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494	40494
1.1.1	销售收入	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794	36794
1.1.2	销项税额	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
1.1.3	补贴收入													
1.1.4	回收流动资金													
1.1.5	其他流入													
1.2	现金流出	18521	18710	18900	19089	20683	20683	20683	20683	20683	20683	20683	20683	20683
1.2.1	经营成本	10119	10103	10087	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071	10071
1.2.2	进项税额	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052	1052
1.2.3	应纳增值税	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648	2648
1.2.4	城建税及教育附加	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318	318
1.2.5	所得税	4385	4590	4795	5000	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595	6595
1.2.6	其他流出													
2	2)	-32686	-32435	-32184	-13528	-17833	-17833	-17833	-17833	-17833	-17833	-17833	-17833	-17833
2.1	现金流入													
2.1.1	项目资本金投入													
2.1.2	建设投资借款													
2.1.3	流动资金借款													
2.1.4	短期借款													
2.1.5	回收固定资产余值													
2.2	现金流出	32686	32435	32184	13528	17833	17833	17833	17833	17833	17833	17833	17833	17833
2.2.1	建设投资													
2.2.2	流动资金													
2.2.3	借款本金偿还	18405	18405	18405										
2.2.4	各种利息支付	2440	1636	832	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
2.2.5	各投资方利润分配	11840	12394	12947	13501	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805	17805
2.2.6	其他流出													
3	净现金流量(1+2)	-10713	-10651	-10590	7877	1978	1978	1978	1978	1978	1978	1978	1978	1978

财务计划现金流量表

基本报表5

工程名称：东营津辉1600MW集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
4	累计盈余资金	80549	69898	59308	67185	69164	71142	73120	75099	77077	79055	81034	83012	84991

财务计划现金流量表

基本报表5

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2048											
		26											
1	经营活动净现金流量(1.1-1.2)	16369											
1.1	现金流入	34817											
1.1.1	销售收入	30662											
1.1.2	销项税额	3083											
1.1.3	补贴收入												
1.1.4	回收流动资金	1072											
1.1.5	其他流入												
1.2	现金流出	18448											
1.2.1	经营成本	10031											
1.2.2	进项税额	1052											
1.2.3	应纳增值税	2032											
1.2.4	城建税及教育附加	244											
1.2.5	所得税	5090											
1.2.6	其他流出												
2	2)	-9486											
2.1	现金流入	5034											
2.1.1	项目资本金投入												
2.1.2	建设投资借款												
2.1.3	流动资金借款												
2.1.4	短期借款												
2.1.5	回收固定资产余值	5034											
2.2	现金流出	14521											
2.2.1	建设投资												
2.2.2	流动资金												
2.2.3	借款本金偿还	750											
2.2.4	各种利息支付	27											
2.2.5	各投资方利润分配	13743											
2.2.6	其他流出												
3	净现金流量(1+2)	6883											

财务计划现金流量表

基本报表5

工程名称：东营津辉1600MWh集中式储能项目

建设规模：1X795MW

单位：万元

序号	项目名称	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059
		26											
4	累计盈余资金	91874											

12 储能安全分析

12.1 储能系统安全设计及管理措施

储能系统应具有从电芯、模组、电池簇、PCS、预制舱到系统级的各级安全设计及管理措施。

12.1.1 电芯安全措施

(1) 电芯采用本体安全设计理念，完全满足 IEC 62619-2017《蓄电池和含碱或其他非酸性电解质蓄电池组-工业应用中二次锂电池和蓄电池组的安全要求》和 GB/T36276-2018《电力储能用锂离子电池》等相关规程规范的要求，保证触发电芯单体达到热失控的判定条件时，不应起火、爆炸。

(2) 电芯应具备过充保护、过放保护、过温保护、通讯异常保护等措施，全方位保障运行安全。

(3) 设置电芯异常早期监测预警处置体系，具备电芯内短路检测及故障诊断预警等安全监测功能，提升电芯安全风险主动预防能力。

12.1.2 电池模组安全措施

(1) 电池模组连接端口具备安全保护功能，即电池模组在安装、维护等非开机工作状态时端口应处于保护状态，即使误短路、触摸也不会造成安全风险。

(2) 具备过流保护能力。

(3) 具有故障发生后模组自动旁路功能。

(4) 电池模组内连接应具有短路保护功能，避免模组级短路故障扩散。

(5) 电池模组设计应有效避免热失控扩散，即电池模组中特定位置的电池单体触发达到热失控的判定条件，不应起火、爆炸，不应发生热失控扩散。

12.1.3 电池簇安全措施

(1) 具备主动关断功能，实现从部分短路到完全短路的全范围保护。

(2) 具有断路器+熔丝两级故障隔离能力、防反接功能及绝缘阻抗检测功能。

(3) 具有多级智能联动保护功能，在电池模组出现过压、过温、过流等问题时，可自动切断故障簇充放电主电路，避免安全风险，同时不影响其他

电池簇正常运行。

12.1.4 PCS 安全措施

(1) 极性反接保护：当直流输入侧的极性反接时，PCS 能可靠保护而不会损坏。

(2) 输入过压、过流保护：具备完备的过压、过流保护功能，输入侧的极限短路电流分断能力不低于 40kA。

(3) 缺相保护：具备输出缺相保护功能。

(4) 相序保护：孤岛运行时，PCS 可输出正序电压并具备负序输出电压保护功能。

(5) 内部短路保护：当 PCS 内部发生短路时（如 IGBT 直通、直流母线短路等），PCS 内的电子电路、保护熔断器和交流接触器能快速、可靠动作。

(6) 过热、过湿保护：具备机内环境温度过高保护（例如着火引起的机箱内环境温度过高）、机内关键部件温度过高保护等基本过热保护功能；具备基本的机内湿度保护功能，当检测到机内出现凝露等情况时，PCS 不允许并网发电。此时，PCS 可采取有效措施消除机内的凝露状态。

(7) 保护的灵敏度和可靠性：在正常工况下，PCS 不出现误停机、误报警和其他无故停止工作的情况。当出现故障时，PCS 应能够按照设计的功能可靠动作。

(8) 降额警告：PCS 在温度过高时必须进入降额运行模式，不能直接关机。当 PCS 因温度过高而自动降额运行时，应通过 PCS 的本地显示屏显示并通过 PCS 的通信接口向后台提供 PCS 降额运行的警告信号。

(9) 故障的记录：PCS 能够记录设备使用寿命期内的所有故障信息，PCS 历史故障记录由监控后台远程调取。

(10) 对蓄电池组的保护：PCS 成套设备不会对与其连接的蓄电池组的性能和安全性产生负面影响。不会出现因 PCS 成套设备原因导致与其连接的蓄电池组出现性能劣化和安全等问题。

12.1.5 预制舱安全措施

(1) 预制舱箱体设计须具有防爆、防潮、防霉、防盐雾腐蚀、防火、防水、抗震、抗台风、抗紫外线等特点；

(2) 预制舱设置泄压窗口，满足防爆要求；

(3) 预制舱应满足防火功能，外壳结构、内外部装饰材料等全部使用阻燃材料；

(4) 电池预制舱应满足耐火 1 小时的要求，电池预制舱内要根据电池类型配置相应烟感、温感监测装置、早期火灾预警装置和消防系统。

(5) 电池预制舱宜装设可燃性气体监测报警系统，有效监测电池预制舱内危险气体浓度，避免运维或消防人员开舱时造成危害。

(6) 预制舱应满足防水功能，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；同时集装箱下方设置单独的混凝土基础，集装箱基础高出室外地面不小于 0.30m，预制舱基础标高满足防洪、防潮、防内涝的要求。

(7) 预制舱应满足抗震功能，保证运输和地震条件下(抗地震烈度Ⅷ度)集装箱及其内部设备支撑架和设备固定架的机械强度满足要求，不出现影响箱体使用或设备运转的变形；

(8) 预制舱应有足够的抗击台风的能力，抗风等级不低于 15 级，短时耐受 16 级大风；

(9) 预制舱应满足防紫外线功能，保证预制舱内外材料的性质可以防止因为紫外线的照射发生劣化、可以防止吸收紫外线的热量等；

12.1.6 站级监控系统安全措施

(1) 储能系统设置可燃气体探测器、火灾探测器、清洁气体灭火装置、可燃气体排放装置，消防前智能检测、主动排气设施，储能集装箱的排气通风量满足《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014 要求，避免可燃气体聚集，消防后远程控制排气，避免燃爆。

(2) 具有水浸探测及联动保护功能，水淹后及时切断功率回路，避免触电、高压短路及短路扩散等灾害。

(3) 电池舱与环控、配电和消防等应分仓设计，保障监控及消防系统在电池舱出现事故异常时不受影响，能够独立持续正常运行。

(4) 储能系统应具备一键紧急停机功能(EPO 功能)，出现短路、触电、起火等意外时能手动快速切断储能系统的主电路，避免事故扩散。

(5) 储能系统应具备多重防凝露功能，包含温控、防凝露材料以及开门防凝露设计，防止凝露造成绝缘失效和器件短路等风险。

(6) 应确保大电流连接的安全可靠，尤其不可见的连接排端子应设计 NTC 温度采样，通过过温告警来识别虚接和连接松动等问题。

(7) 储能系统需要对故障进行分级管理，并且在重大故障发生时，需要尽快实现系统级别的保护动作，同时要考虑解决通讯干扰等造成保护不及时的问题。

(8) 储能系统在现场安装过程中，线缆错接、反接都会造成短路、拉弧情况的发生，因此，在储能系统中，就需要有硬连接保障措施及通讯供电线路冗余设计。

(9) 在综合电气楼控制室内增加储能系统的操作员站，运行人员对储能系统运行状态、出力、故障信息等运行状态进行监控，充分保障电站运行安全。

12.2 储能电站设计安全措施

12.2.1 安全间距要求

根据《电化学储能电站设计规范》(GB50148-2014)、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC373-2020)、《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)，以及《火力发电厂总图运输设计规范》(DL/T 5032-2018)，电池预制舱与站外建、构筑物的防火距离、站内各建、构筑物之间均满足相关规范的要求。储能电站内，电池预制舱布置区域集中布置，与其他功能区域分开。

12.2.2 消防设计要求

根据国家有关消防法规、规范以及《电化学储能电站设计规范》(GB 51048-2014)、《电池储能电站设计技术规程》(QGDW11265-2014)、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC373-2020)进行设计，贯彻“预防为主，防消结合”的方针。在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主的措施。在建筑物的防火间距及建筑结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。同时设立完善的消防系统和火灾探测报警系统，发生火灾时能及时报警，并采取有效的扑救措施。重要的建筑物及设备设有多种灭火手段，根据保护对象不同性质及特点，除设置消火栓灭火系统这些水消防系统，还设有气体灭火系统和移动式灭火器等不同的消防设施。

12.3 储能电站日常运维安全措施

12.3.1 安全培训

在本期储能项目试运行之前，确定正式的培训计划，保证运行人员能安全、有效地操作设备正常运行。

对应急现场人员进行岗位教育和消防知识的教育；对扑火救灾、救护人员的知识能力教育；对抢救摔伤人员知识能力教育；对紧急切断电源、抢救触电人员知道能力教育；对控制机械事故损害或伤害，排除机械设备危害、防止机械事故扩大教育。

项目部组织一支义务消防队，学习消防知识，适时检查应急准备工作的完成情况。制订切实可行的安全施工方案及安全技术交底，备足备好应急工具和应急用品，做好预防准备。

12.3.2 运维管理

生产运行中，需要制订和执行严格的安全操作规程和管理措施，从运行上杜绝火灾、爆炸等事故的发生。严格巡检制度、定期现场模拟系统故障、加强储能电站运行数据分析、定期进行储能相关设备及系统检测、严格项目问题缺陷管理、恶劣天气后检查相关系统。

12.3.3 应急处理

编制详细的有针对性的应急事故处理预案，并对应急人员进行应急相关培训，针对储能系统内部设备，进行应急预案处理。

12.3.3.1 电池灭火措施预案

锂电池在极端环境下可能会出现发热冒烟甚至着火现象，应充分做好电池安全防范措施，配备充足的二氧化碳灭火器具，严禁用水灭火，需采用的灭火器具视电池着火情况而定。

(1) 冒烟电池处置措施

首先切断电源并用干冰或干粉灭火器对电池进行灭烟降温，对于低层放置的电池还可用沙土等覆盖冒烟电池，有效隔离冒烟电池，避免电池大面积冒烟或着火现象的发生。

(2) 初始着火电池处置措施

首先切断电源，用干冰灭火器或干粉灭火器进行灭火。首选干冰灭火器，因为电池着火的特点是先自身发热，后发生燃烧，对于电池灭火最好的方法就是先灭明火，再辅以降温冷却，防止已经灭火的电池发生重新燃烧，

而干冰灭火器是先灭火，再通过二氧化碳迅速汽化成气体，从周围吸收热量起到降温冷却的作用。且干冰灭火器还具有隔离氧气而达到灭火效果。

(3) 现场燃起大火处置措施

首先拨打 119 进行报警，切断电源等危险源，尽快疏散相关人员，用干冰或干粉灭火器控制火势，等待 119 救援。

12.3.3.2 BMS 事故应急预案

(1) 一般安全事故处理

BMS 系统运行时的一般事故，由现场维护人员判断处理，例如：过压告警、欠压告警、通讯故障等一般报警情况，现场人员可依据实际情况对故障判断解决，如超出现场人员能力范围，则应停止系统运行，记录事故现象和数据并及时上报上级领导。

(2) 紧急安全事故处理

对于紧急事故，请按下列步骤处理：

对事故发生单元立即通知 PCS 停止充放电操作；同时断开电池组主正、主负接触器和电池侧断路器；

切断该单元 BMS 系统工作电源；查找事故原因，记录事故现象及数据；

立即报告上级领导人员；

组织相关技术人员进行处理；

分析原因，提出整改意见，并立即整改。

(3) PCS 事故应急预案

一般安全事故处理

系统一般事故，由现场维护人员处理，如通讯不畅，一般报警等情况，现场人员可依据实际情况对故障判断解决，如超出现场人员能力范围，则应停止系统运行并及时上报上级领导。

紧急安全事故处理

对于紧急事故，请按下列步骤处理：

拍下柜门前的紧急停机按钮；

切断系统工作电源；

立即报告上级领导人员；

组织相关技术人员进行处理；

分析原因，提出整改意见，并立即整改。

在运行维护过程中，当发生无法确认或难以解决问题时，请将 PCS 置于停机断电状态。

12.3.3.3 液流电池应急预案

本项目的主要化学品为 Fe/Cr 液流电池电解液。其有害物成分为：

盐酸、氯化亚铁、氯化铬；该化学品是腐蚀性液体，参考《危险化学品名录 2015 版》盐酸特性，具有的危害为可腐蚀金属；怀疑致癌；吞咽可能有害；电解液皮肤接触可能有害；造成轻微皮肤刺激；可能引起皮肤过敏反应。

发生电解液泄露可按以下方案进行处理：

(1) 发生电解液泄露后，应及时将受伤人员脱离危险区域同时向应急小组进行汇报。

(2) 电解液吸入：迅速将患者移至空气新鲜处，保持冷静，就医；

(3) 电解液食入：立即喝大量的水或盐水使呕吐，就医；

(4) 电解液皮肤接触：立即脱掉所有沾染的衣服，用水清洗皮肤至少 15 分钟。就医；

(5) 电解液眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。医护人员注意事项：务必让医务人员知道所涉及物质，并采取防护措施以保护他们自己。

(6) 作业人员防护措施、防护装备和应急处置程序：建议应急处理人员穿防酸碱服，戴橡胶耐酸碱手套。穿上适当的防护服前严禁接触破裂的容器和泄漏物。尽可能切断泄漏源。

(7) 环境保护措施：尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。

(8) 泄漏化学品的收容、清除方法及所使用的处置材料：小量泄漏：用吸酸棉或者 NaHCO₃（小苏打）粉末覆盖泄露物，收集废弃吸酸棉或中和物做危废处置。大量泄漏：围堤或挖坑收容，用耐腐蚀泵转移至槽车或专用收集器内，交有资质的单位处理。

13 经济与社会影响分析

13.1 经济影响分析

作为投资数亿元储能电站的建设，将给当地社会和经济等各方面的发展带来近期和长远的巨大利益。电站建成后，可以提供清洁可靠的电能，扩大当地就业，为地方财税和 GDP 作出巨大贡献。

13.1.1 对当地关联行业的影响

工程的建设是东营市较大的固定资产投资项目之一，该项目的建设，不仅能直接推动东营经济的发展，而且还能带动相关产业的快速发展，具有一次投资、长期受益的综合效应，建成后将对东营市财政增长起到强有力的拉动作用。在目前国家出台各项政策拉动内需的情况下，作为基础投资项目，投资较大，其固定资产投入将拉动商品消费和金融业的繁荣与发展，有利于优化和改善存贷结构，符合国家经济政策，拉动内需，提高消费，促进资金利用率，拉动其他行业固定资产投资和区域商贸经济发展和带动商品消费，有利于增加当地工业产值和工业化水平。

13.1.2 对当地就业机会的影响

本建设项目在近半年的建设期间内，将可在当地增加大量的用工需求，并可直接刺激当地建材市场及第三产业的发展，间接增加再就业人数。项目投产后，将从社会增加招聘技术工种和通用工种人员，可大大缓解当地就业压力。

本工程的建设投产，将拉动周边经济和电力上下游产业链的进一步发展，对当地产生可观的经济效益和社会效益，而且对山东省经济的发展也起到积极的推动作用。

13.1.3 宏观经济影响分析

该工程为一般投资规模、常规装机容量、技术成熟先进的电站项目，该项目的建成投产对当地的国民经济会有相当大的积极影响。该项目需在国家和山东省各级政府部门批准的规划下实施，因此不会对当地的宏观经济和经济安全产生不利影响。

13.2 社会影响分析

13.2.1 社会影响效果分析

电化学储能技术，应用在电网调峰领域，其主要作用是在用电低谷时蓄能，在用电高峰时释放电能，实现削峰填谷。此项技术具有不消耗化石燃料、可不受地理因素限制、寿命长、无二次污染、效率高等优点，属于新型

储能技术。国家鼓励和支持具备条件的地区、部门和企业，因地制宜开展各类储能技术应用试点示范。

本工程为储能技术落地实施项目，符合国家规划及产业政策，是促进新旧动能转换的一种创新实践。

拟建项目建成后，利用其发电功率调节灵活、调节速度快的特性，能够有效平抑风电、光伏等新能源发电出力的波动特性，参与电网调峰，缓解电网调峰压力，提高供电质量和电网运行的安全性。

同时电化学储能属于环境友好型能源，可在一定程度上改善当地环境。储能电站建成投产后，山东电网可有效降低煤炭使用量，减少 CO、CmHn、NO_x、SO₂ 等有害气体的排放量，具有良好的环境效益。

13.2.2 社会适应性分析

(1) 社会环境及自然环境的相容性

本工程站址区域既无全新世活动断层和发震构造，也无泥石流、大面积地表塌陷等危及站址安全的潜在地质灾害产生的条件，同时，工程建设也不会引起次生地质、地震灾害。

站址位于山东省东营市规划区内，符合城市总体规划要求。

站址范围及附近不压文物，也不属于名胜古迹、文物保护和自然保护区，无机场、军事设施及重要的通讯设施。

(2) 经济环境适应性

储能电站建成投运后，将成为山东省内首批正式商业化运营的电化学储能电站，可打造为当地城市的一张靓丽名片。本工程的建设和运营将会增加地方财税收入和就业机会，带动当地加工制造业、运输业、服务业、地方材料供应等多种产业的发展，能够拉动地区经济投资，开辟新的经济增长点。

(3) 人文环境适应性

建设单位与当地群众关系较为融洽，周围群众支持本工程的建设。

电站生产生活区、道路等相关设施周边的绿化美化及水保设施的建成，可为电站员工和当地居民提供了一个良好的生产生活环境，有利于电站员工和附近居民的身心健康，改善当地居民的生活质量，对当地的社会稳定起到积极的促进作用。因此，本工程必将被当地社会环境和人文条件所接受，本工程与周边社会环境是适宜的。

13.2.3 社会风险及对策分析

本工程在施工建设期，施工噪声、扬尘、用水、交通运输、水土流失、暂时性外来人口的增加等对当地群众的生活、生产有不利社会负面影响，将给当地带来一些社会管理难度。

为避免和减少项目带来的负面社会影响，化解风险，在工程建设和运营中，合理缩短建设工期，优化调整施工作业时间，使用先进机械设备，采用环保材料，加强水土保持，对危险点源进行分级辨识和责任控制，尽量降低对当地环境的影响。

本工程的建设将占用一定的地方资源，但对当地社会产生的积极影响大于负面影响，总体上有利于社会的和谐发展。

13.2.4 地方各级政府对项目前期工作参与度

本工程符合国家规划及产业政策，自前期工作开展以来，在各部门的大力推动下，项目进展顺利并且得到了当地政府及各主管部门高度重视和支持，充分体现了项目产生的社会影响和社会效益。良好的外部投资环境，为该项目今后的顺利实施提供可靠的保证。

13.2.5 地方政府支持度

本工程的建设得到了地方政府的大力支持，在项目前期中各级地方政府以不同形式表达了对本项目的支持和关注。

14 主要结论及建议

14.1 结论

(1) 本项目建设符合国家和地方产业政策，符合山东能源发展规划和电网发展需求，同时也是建设单位提质增效、持续发展、加快企业转型的需要。项目建成后能够提高山东电网调峰能力，促进可再生能源消纳，能够提升电力系统灵活性，延缓输电网升级增容，助力系统稳定运行，能够缓解火电机组调峰影响，助力企业可持续发展。因此本项目的建设是必要的。

(2) 本项目各项建设条件基本落实，站址符合土地规划，地质稳定适宜建设，接入系统基本可行，水源初步落实，技术方案安全可靠、先进合理，环境保护及劳动安全预防措施得当，风险可控在控，经济社会效益较好。因此本项目建设是可行的。

14.2 建议

(1) 建议建设单位尽快落实本项目用地、地形、地勘、水文等方面工作和其他相关的接入系统、环评、安评、水保等专题研究，取得相应的支持性文件，为项目推进创造条件。

(2) 因山东省正在进行电力现货市场改革工作，下一步建设单位应向相关部门落实有关政策并积极推动政策尽快落地。