

国家甲级

设计证号：A144014151

东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能 电站项目 可行性研究报告

图 号：449-WZ26060E00K-A0101-01

编制单位：东莞电力设计院有限公司

二〇二六年五月 东莞



东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能 电站项目可行性研究报告

批 准：欧阳慧林

审 核：欧阳慧林
谢浩辉 刘辉 刘帅
石镇疆

校 核：胡雨姣 严勇涛 李泽宏
梁显志 王靖 王志强
杨兰华 谢淦波 吴姝俐

编 写：卢焯烽
叶伟杰 钟达海 王济舟
吴飞 郭毓婷 熊外望
王文汉 张伟 王珍珠
黄育青 康可欣 郭建林

目 录

第一章 工程概况	1
1.1 设计依据	1
1.2 工程概况	3
1.3 主要设计原则	5
1.4 建设规模	5
1.5 工程备案证	6
第二章 储能产业政策	7
2.1 国家储能产业政策	7
2.2 广东储能产业政策	11
第三章 电力系统	17
3.1 项目所在地区简况	17
3.2 电力系统现状	18
3.3 电力需求预测	20
3.4 电力平衡	23
3.5 项目建设的必要性	27
3.6 储能电站在系统中的地位和作用	30
3.7 储能电站接入系统方案	30
3.8 电气主接线	37
3.9 电气参数要求	37
第四章 站址条件分析	41
4.1 站址概况	41
4.2 水文气象条件	42
4.3 工程地质条件	49
4.4 基础设计建议	55
4.5 进站道路与交通运输	56
4.6 站用水源及防洪	57
4.7 通信干扰	57
4.8 施工条件	58

第五章 储能工程技术方案	59
5.1 电化学储能技术路线分析	59
5.2 储能分系统拓扑结构分析	72
5.3 储能系统集成方案	80
5.4 电气一次方案	121
5.5 电气二次方案	131
5.6 土建方案	148
5.7 通信方案	154
5.8 线路路径选择及工程设想	164
第六章 环境保护与社会影响分析	183
6.1 场区环境分析	183
6.2 工程污染源及防治分析	183
6.3 环境影响分析与处理	184
6.4 水土保持	184
6.5 储能电站防治措施	185
第七章 储能安全校核研究	187
7.1 储能系统消防防护分析	187
7.2 储能系统的安全保护分析	191
7.3 储能系统电池环境安全分析	193
7.4 储能系统的接入电网安全校核	193
第八章 节能设计研究	193
8.1 节水措施	193
8.2 电气节能设计	193
第九章 劳动安全与职业卫生	194
9.1 总 则	194
9.2 工程劳动安全与职业卫生危害因素分析	194
9.3 劳动安全与职业卫生对策措施	195
9.4 事故应急救援预案	198
9.5 预期效果评价	199
第十章 社会稳定风险分析	200

10.1 基本原则	200
10.2 风险分析及评价	201
10.3 分析结论	202
第十一章 投资估算及财务评价	203
11.1 投资估算	203
11.2 主要收益来源分析	203
11.3 财务评价	213
11.4 税收	221
第十二章 结论及建议	228
12.1 系统一次	228
12.2 系统二次	228
12.3 电气一次	228
12.4 电气二次	231
12.5 变电土建	231
12.6 通信	232
12.7 经济评价	232
12.8 结论与建议	232

附件：

附件1：东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站项目可行性研究报告和系统接入报告编制服务中标通知书

附件2：东莞能源谢岗镇100M/200MWh独立储能项目备案证

附件3：东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站工程经济测算结果

附图：

系统附图01：2025年底东莞市电网地理接线图

系统附图02：接入系统方案一（推荐方案）

系统附图03：接入系统方案二（备选方案）

通信附图01：通信系统图

通信附图02：A网光通信设备配置及组网示意图

通信附图03: B网光通信设备配置及组网示意图

通信附图04: 调度数据网A平面拓扑图

通信附图05: 调度数据网B平面拓扑图

通信附图06: 综合数据网拓扑图

通信附图07: 配网数据网拓扑图

变电附图01: 110kV储能电站电气主接线图

变电附图02: 110kV储能电站电气总平面布置图

变电附图03: 220kV赵林站电气主接线图

变电附图04: 220kV赵林站110kV配电装置电气平面布置图

土建附图01: 站区总体规划图

土建附图02: 35kV设备室舱平面图

土建附图03: 二次设备室舱一层平面图

土建附图04: 二次设备室舱二层平面图

土建附图05: 站用变室舱平面图

土建附图06: 危废品及备品舱平面图

线路附图01: 线路路径图

线路附图02: 电缆敷设方式图

线路附图03: 110kV电缆金属护套接地方式示意图

线路附图04: 接地箱井电气布置图及剖面图

线路附图05: 电缆与地下设施交叉示意图

线路附图06: 电缆的支持与固定加工图

线路附图07: 工作井布置图

线路附图08: 电缆通道断面结构图

线路附图09: 电缆通道检修井结构图

线路附图10: 电缆通道地基处理说明

线路附图11: 钢板桩支护大样图

第一章 工程概况

1.1 设计依据

1.1.1 设计依据

东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站项目可行性研究报告和系统接入报告编制服务的建设工程设计服务合同。

1.1.2 设计标准

本次可行性研究工作的各项技术内容，完全遵循国家、电力行业发布的各相关技术标准、规程规范，具体如下（包括但不限于）：

相关国标、行标、企标（包括但不限于如下）：

国家能源局颁布的《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023 年版）》

《电化学储能电站设计标准》GB/T 51048-2025；

《户用电化学储能系统设计规范》DL/T 5903-2025；

《电化学储能电站接入电网设计规范》DLT 5810-2020；

《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547-2024；

《电力储能用锂离子电池》GB/T 36276-2023；

《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547-2024；

《电力系统电化学储能系统通用技术条件》GB/T36558-2023；

《电化学储能系统储能变流器技术要求》GB/T34120-2023；

《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》GB/T34131-2017；

《储能变流器检测技术规程》GB/T34133-2023；

《电化学储能电站接入电网技术规定》GB/T 36547-2024

《电化学储能系统接入配电网运行控制规范》NB/T33014-2014；

《电化学储能系统接入配电网技术规定》NB/T33015-2014；

《电化学储能系统接入配电网测试规程》NB/T33016-2014；

《电化学储能电站用锂离子电池技术规范》NB/T42091-2016；

《储能电站运行维护规程》GB/T 40090-2021；

《移动式储能电站通用规范》GB/T 42715-2023；

《电化学储能电站并网性能评价方法》GB/T 42717-2023；

- 《预制舱式锂离子电池储能系统技术规范》GB/T 44026-2024；
- 《电化学储能电站接入电网运行控制规范》GB/T 44112-2024
- 《电化学储能电站应急物资技术导则》GB/T44803-2024；
- 《供配电系统设计规范》GB50052-2009；
- 《20kV及以下变电所设计规范》GB50053-2013；
- 《电力工程电缆设计规范》GB50217-2018；
- 《3-110kV高压配电装置设计规范》GB50060-2008；
- 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB/T50062-2008；
- 《低压配电设计规范》GB50054-2011；
- 《建筑防火通用规范》GB 55037-2022；
- 《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB 50229-2019；
- 《建筑设计防火规范（2018版）》GB50016-2014；
- 《气体灭火系统设计规范》GB 50370-2017；
- 《导体和电器选择设计技术规范》DL/T5222-2021；
- 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T50063-2017；
- 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065-2011；
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计配合》GB/T50064-2014；
- 《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010；
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116-2013；
- 《综合布线系统工程设计规范》GB50311-2016；
- 《电能质量 电力系统频率允许误差》GB/T 15945-2008；
- 《电能质量 供电电压允许偏差》GB/T 12325-2008；
- 《电能质量 三相电压允许不平衡度》GB/T 15543-2008；
- 《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326-2008；
- 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549-2008；
- 《静止无功补偿装置 系统设计和应用导则》GB/Z 29630-2013；
- 《静止无功补偿装置（SVC）现场试验》GB/Z 20297-2006；
- 《静止无功补偿装置（SVC）功能特性》GB/Z 20298-2006；
- 《并联无功补偿节约电力电量测量和验证技术规范》GB/T 36571-2018；
- 《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》T/CEC373-2020；

《中国南方电网电能计量装置典型设计图集》；

《中国南方电网有限责任公司新建电源及大用户并网管理办法》Q/CSG213006-2013；

《电力工程电缆设计规范》GB 50217—2018；

《城市电力电缆线路设计技术规定》DL/T 5221-2016；

《高压电缆选用导则》DL/T 401—2017；

《城市电力电缆线路初步设计内容深度规程》DL/T 5405-2008；

《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011；

《110kV-750kV架空输电线路设计规范》GB50545-2010；

《生产过程危险和有害因素分类与代码》GB/T 13861-2022；

《企业职工伤亡事故分类》GB 6441-1986。

1.2 工程概况

1.2.1 工程概况

1.2.1.1 储能电站项目概况

1、项目名称：东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站项目。

2、项目单位：东莞市新有能源投资有限公司。

3、项目地点：位于东莞市谢岗镇赵林村（粤海大道以北），在赵林变电站东侧地块建设。

4、工程主要规模：新建储能电站项目，规模为100MW/200MWh，配套建设1座升压站。

5、计划投产时间：项目已办理发改备案手续，项目计划2027年10月建成投产。

6、储能项目选用磷酸铁锂电池，满充满放寿命约8000次，典型充、放电时间0.5~2小时，全功率响应时间为毫秒级；适用于调峰、调频，性能优秀，调节灵活。

7、项目备案证（项目代码:2508-441900-04-01-920475）

8、对侧工程由广东电网东莞供电局建设，资产分界点在220kV赵林站新扩建110kV间隔的电缆进线套管处（不含电缆终端头）。

1.2.1.2 储能项目功能定位

目前储能电站一般分为电源侧储能、电网侧储能、用户侧储能。本项目属于在负荷中心区域建设的电网侧独立储能项目。

根据《广东省能源局关于印发广东省独立储能电站建设规划布局指引的通知》粤能电力〔2023〕36号文的规定，在负荷中心区域建设独立储能，可作为辅助调峰电源，发挥削峰填谷作用，缓解用电高峰时段主配网的供电压力，并兼顾提高设备利用率、系统调频、延缓输配电设备扩容、提供无功电压支撑、提高供电可靠性等作用。

1.2.1.3 储能电站充放电特性

本储能电站建设总规模为100MW/200MWh，本期100MW/200MWh，电池充放电倍率按0.5C设计。

储能电站可跟踪所在区域电网负荷曲线运行，负荷低谷时进行充电，负荷高峰时进行放电，削峰填谷，提高电网运行经济性等。

储能电站充电时，电力系统通过升压站主变压器、汇流变压器（配变）、储能变流器（PCS）将交流电转化为直流电，将电能存储到电池内。放电时，通过储能电池的放电过程，将直流电经过储能变流器（PCS）转化为交流电，再经过汇流变压器（配变）、升压站主变压器将电能输送到电网。

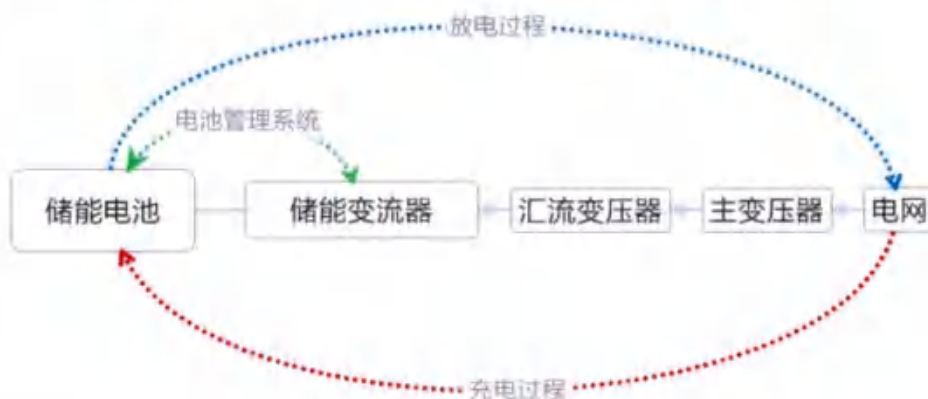


图1.5 储能电站充、放电示意图

1.2.1.4 储能电站可研储能系统配置方案

根据储能电站项目设计方案，储能电站采用5MW/10MWh电池储能单元形式。

本项目由20套5MW/10MWh储能系统单元组成，储能系统配置总容量100MW/200MWh。单套5MW/10MWh储能系统单元包含1套5MW变流升压一体机和1套10MWh液冷储能电池系统集装箱单元。其中变流升压一体机主要包含：1套5000kW

储能变流器、1台5500kVA 35kV干式变压器及配套环网柜；单套10MWh液冷储能电池集装箱单元由2个5MWh液冷储能电池系统集装箱背靠背组成。

全站共分为20个5MW/10MWh磷酸铁锂电池储能单元；每套储能单元升至35kV后，通过35kV出线接入110kV升压站35kV配电装置，升压站110kV出线采用1回110kV电缆接入电网。

1.2.2 工程投产年

根据工程计划安排，本工程设计水平年为2027年，项目投产年为2027年。

1.3 主要设计原则

电气主接线力求简单、可靠，便于扩建和改造。

电气总平面力求布置清晰、先进、美观、紧凑，运行检修方便。

本工程拟建设一个容量为100MW/200MWh的磷酸铁锂电池储能电站，新建1台110kV主变，容量120MVA。

储能电池系统采用低压升压方案，通过35kV电压等级接入110kV升压站。

站址地震基本烈度为7度，所有设备抗震按8度计算，8度构造设防。

储能站按综合自动化站进行设计。采用计算机网络监控系统、微机保护自动化装置和就地检测仪表等设备来实现全站机电设备的数据采集与监视、控制、保护、测量、远动等全部功能。

本站设计时考虑将平面布置尽可能紧凑，节约用地，满足环保水保设计。

1.4 建设规模

本次拟建设100MW/200MWh储能电站，项目建成后储能电站达到规划终期建设总容量。站址位于东莞市谢岗镇赵林村（粤海大道以北）赵林变电站东侧地块。建设总面积约为16亩。建设规模如下：

本工程电化学储能电站建设规模，详见下表。

1.3-1 电化学储能电站建设规模

序号	项 目	首期建设规模	终期建设规模	本期接线形式	最终接线形式
1	主变压器	1×120MVA	1×120MVA	/	/
2	110kV出线	1回	1回	线路-变压器组	线路-变压器组

序号	项 目	首期建设规模	终期建设规模	本期接线形式	最终接线形式
3	35kV出线	4回	4回	单母线	单母线
4	动态无功补偿	±35Mvar	±35Mvar	/	/
5	布置型式	预制舱型式（主变户外）			
6	对侧扩建	220kV赵林站内扩建110kV出线间隔1个			
7	储能系统	100MW/200MWh (20*5MW/10MWh)	100MW/200MWh (20*5MW/10MWh)	/	/
8	征地面积	10753.38m²			

1.5 工程备案证

项目代码：2508-441900-04-01-920475

广东省企业投资项目备案证



防伪二维码

申报企业名称：东莞市新有能源投资有限公司

经济类型：国有独资公司

项目名称：东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站项目

建设地点：东莞市谢岗镇赵林村（粤海大道以北）

建设类别：☒ 基建 ☐ 技改 ☐ 其他

建设性质：☒ 新建 ☐ 扩建 ☐ 改建 ☐ 其他

建设规模及内容：
该电化学储能电站项目建设规模为100MW/200MWh。项目储能介质采用新型正磷酸铁锂电池，进一步提升了电池性能边界，极大提升了电池的安全性以及循环寿命。储能单元容量按5MW/10MWh，共20个储能单元构成。计划每个储能单元由2个5MWh电池舱及1台变流升压一体机构成或每台变流升压一体机由4台1.25MW变流器及1台5.25MW升压式变压器构成。本项目预计投运首年满发电量106000MWh。产品技术和系统安装均符合相关国家和行业标准。

项目总投资：22000.00 万元（折合 万美元）

项目资本金：22000.00 万元

其中：土建投资：2000.00 万元

设备及技术投资：20000.00 万元；

进口设备用汇：0.00

计划开工时间：2026年04月

计划竣工时间：2028年04月

备案机关：东莞市谢岗镇经济发展局

备案日期：2025年08月05日

更新日期：2026年04月27日

延期至：2028年04月27日

备注：

提示：1. 备案证明文件仅代表备案机关确认收到建设单位项目备案信息的证明，不具备行政许可效力。

2. 备案有效期为两年。项目两年内未开工建设且未办理延期的，备案证自动失效。项目在备案证有效期内开工建设的，备案证长期有效。

广东省发展和改革委员会监制

第二章 储能产业政策

近年来，随着国家能源电力系统建设的持续推进，电化学储能的促进性政策持续出台，实质性地推动了储能的发展。从政策发展的整体承接性来看，在初始阶段，随着产业促进政策的出台，电化学储能技术日渐成熟，储能在电力系统中的辅助服务也得以明确。以下将从国家储能产业政策、区域储能产业政策分别进行阐述。

2.1 国家储能产业政策

2.1.1 《“十四五”新型储能发展实施方案》—2022 年

国家发展改革委、国家能源局2月印发《“十四五”新型储能发展实施方案》（以下简称《方案》）。《方案》要求，到2025年，新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。

《方案》明确，到2025年，新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟。其中，电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破。

《方案》提出，到2030年，新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

《方案》要求，加大力度发展电源侧新型储能。推动系统友好型新能源电站建设。在新能源资源富集地区，如内蒙古、新疆、甘肃、青海等，以及其他新能源高渗透率地区，重点布局一批配置合理新型储能的系统友好型新能源电站，推动高精度长时间尺度功率预测、智能调度控制等创新技术应用，保障新能源高效消纳利用，提升新能源并网友好性和容量支撑能力。

2.1.2 《“十四五”现代能源体系规划》—2022 年

2022年3月22日，国家发改委颁布《“十四五”现代能源体系规划》中提出，“到2025年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。加快新型储能技术规模化应用，大力推进电源侧储能发展，合理配置储能规模，支持分布式新能源合理配置储能系统。优化布局电网侧储能，增强电网稳定性和应急供电等多重作用。积极支持用户侧储能多元化发展，提高用户供电可靠性，鼓励电动汽车、不间断电源等用户侧储能参与系统调峰调频。拓宽储能应用场景，推动电化学储能、梯级电站储能、压缩空气储能、飞轮储能等技术多元化应用，探索储能聚合利用、共享利用等新模式新业态”。

2.1.3 《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》—2022 年

2022年6月7日，国家发改委颁布《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》指出，“以配建形式存在的新型储能项目，在完成站内计量、控制等相关系统改造并符合相关技术要求情况下，鼓励与所配建的其他类型电源联合并视为一个整体，按照现有相关规则参与电力市场。各地根据市场放开电源实际情况，鼓励新能源场站和配建储能联合参与市场，利用储能改善新能源涉网性能，保障新能源高效消纳利用。随着市场建设逐步成熟，鼓励探索同一储能主体可以按照部分容量独立、部分容量联合两种方式同时参与的市场模式”。

2.1.4 《电力市场监管办法》-2024年

国家发改委于2024年4月8日第10次委务会议审议通过《电力市场监管办法》。办法明确监管对象扩容：将储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商正式纳入电力交易主体，与发电企业、售电企业享有同等市场地位，为储能参与现货交易提供监管依据。强化市场化监管：要求电力监管机构对现货市场交易价格、计量结算、辅助服务补偿等环节实施全流程监管，杜绝价格操纵、结算纠纷等问题。完善举报与追责机制：任何单位可举报市场违规行为，监管机构需及时处理，保障储能等新型主体的合法权益。

2.1.5 《关于完善价格治理机制的意见》-2024年

2024年12月5日，中共中央办公厅、国务院办公厅提出《关于完善价格治理机制的意见》，该意见是统筹宏观经济治理与重点领域改革的纲领性文件。核心目标是构建“市场有效、调控有度、监管科学”的高水平价格治理机制，服务中国式现代化建设。

重点内容聚焦四大方向：一是深化价格市场化改革，推动电能量、容量及辅助服务价格由市场形成，完善跨省跨区送电定价机制；二是健全绿色低碳能源价格政策，明确储能等调节性资源价格机制，优化新能源就近交易价格规则；三是规范自然垄断环节价格监管，保障电网公平接入与管网设施开放；四是完善公用事业与公共服务价格动态调整机制，兼顾民生保障与市场效率。

2.1.6 《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）-2025年

国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号），是电力市场化改革的关键落地政策，核心目标是2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖并开展连续结算运行。

重点部署包括：一是明确区域推进时间表，要求湖北、浙江等省年内转入正式运行，南方区域等16个省（区、市）启动连续结算试运行，京津冀市场创造条件启动模拟试运行；二是强化市场主体准入，2025年底前实现用户侧主体参与现货申报、出清与结算，适配新型经营主体需求；三是规范运行管理，要求现货市场运行一年后经第三方评估达标方可转入正式运行，未通过技术校验不得启动连续结算；四是推进省间现货交易，支持发电企业参与省间购电，研究售电公司与用户直接参与机制。

2.1.7 《新型储能规模化建设行动方案（2025—2027年）》-2025年

国家发改委、能源局2025年8月印发《新型储能规模化建设行动方案（2025—2027年）》，旨在支撑新型电力系统建设、培育能源领域新质生产力。

方案明确总体目标：2027年底全国新型储能装机达1.8亿千瓦以上，三年内新增超1亿千瓦，带动直接投资约2500亿元，形成技术多元、市场成熟的发展格局。

核心内容聚焦四大方向：一是拓展电源侧、电网侧、多场景应用，鼓励利用退役火电厂场地建站，推广构网型储能与虚拟电厂模式；二是完善市场机制，支持储能作为独立主体参与电能量和辅助服务市场，建立容量补偿机制；三是推动技术创新，重点发展锂离子电池储能，支持压缩空气、液流电池等技术商业化，开展长时储能示范；四是强化安全管理与标准建设，规范调度运行，保障产业高质量发展。

2.1.8 《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》-2025年

2025年1月27日，国家发改委及国家能源局联合发布了《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）。

通知提出，按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体思路，深化新能源上网电价市场化改革，推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；同步建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策，促进行业高质量发展。

通知明确，创新建立新能源可持续发展价格结算机制，对存量项目，纳入机制的电量、电价等与现行政策妥善衔接；对增量项目，纳入机制的电量规模由各地按国家要求合理确定，机制电价通过市场化竞价方式确定。通过建立可持续发展价格结算机制，既妥善衔接新老政策，又稳定行业发展预期，有利于促进新能源可持续发展，助力经济社会绿色低碳转型。

通知要求“强化改革与优化环境协同，坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用，不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”。

2.1.9 《电力市场计量结算基本规则》-2025年

2025年7月18日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力市场计量结算基本规则》。标志着电力市场“1+6”基础规则体系闭环。文件共6章56条，覆盖中长期、现货、辅助服务等全市场品种计量结算。

规则首次将新型储能、虚拟电厂等纳入计量结算体系，赋予其同等市场主体地位；统一“日清月结”结算模式（现货连续运行地区），明确每月10日前出具电费账单，解决结算周期长问题；规范计量装置配置，要求满足最小结算单元及产权分界点安装要求，数据精度统一标准；厘清交易机构与电网企业职责，实现结算依据编制与电费收付分离；强化风险管控，明确结算担保与异议处理流程，保障新型主体收益。

2.1.10 《关于完善发电侧容量电价机制的通知》-2026年

建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。

2.2 广东储能产业政策

2.2.1 《关于印发广东省促进新型储能电站发展若干措施的通知》—2023 年

2023年5月30日，广东省发展改革委、广东省能源局发布《关于印发广东省促进新型储能电站发展若干措施的通知》，文件提出：2022年以后新增规划的海上风电项目以及2023年7月1日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的10%、时长1小时配置新型储能（该配置原则已于2024年“调整通知”中进行了修改，详见2.2.4章节），后续根据电力系统相关安全稳定标准要求、新能源实际并网规模等情况，调整新型储能配置容量；鼓励存量新能源发电项目按照上述原则配置新型储能。可采用众筹共建（集群共享）、租赁或项目自建等方式落实储能配置，其中第一种方式由项目所在地市组织布局落实。配置新型储能电站投产时间应不晚于项目本体首次并网时间，原则上不跨地市配置。争取到2025年，全省新能源发电项目配建新型储能电站规模100万千瓦以上，到2027年达到200万千瓦以上，“十五五”期末达到300万千瓦以上。

2.2.2 《广东省独立储能电站建设规划布局指引》—2023 年

广东省能源局印发了关于广东省独立储能电站建设规划布局指引的通知。依据该通知，广东省将在重点在新能源富集送出区域和负荷中心区域布局建设独立储能电站。通知指出：

（1）在新能源富集区域

为近区新能源提供租赁服务，使新能源场站具备国家和行业标准要求的装机容量10%的一次调频能力，为新能源增加电量时移调节能力。独立共享储能电站接入点应在新能源场站公共并网点或有多个新能源场站接入的公共汇集点，单个项目规模可在3-15万千瓦。

(2) 在负荷中心区域

在峰谷差大、输电走廊和站址资源紧张、负载率高但尖峰负荷短的负荷中心地区合理布局独立储能电站，接入容量宜在5-10万千瓦，充放电时长2-4小时，优先考虑110kV及以下电压等级接入电网。

在受端电网、多直流落点近区合理布局独立储能电站，接入容量宜在10万千瓦左右，充放电时长1小时，优先考虑以220千伏电压等级接入电网。

2.2.3 《广东省推动新型储能产业高质量发展指导意见》—2023 年

跟据《广东省推动新型储能产业高质量发展指导意见》（粤府办〔2023〕4号）要求，为促进我省新型储能电站规模化有序发展，助力将新型储能产业打造成为我省战略性支柱产业，制定以下措施。

(1) 拓展多元化应用

1) 规划引导独立储能合理布局。按照合理布局、按需建设的原则，电网企业牵头研究提出在新能源大规模汇集而消纳受限地区、电力需求波动大、输电走廊和站址资源紧张等区域的独立储能电站规划布局建议，明确合理配置的规模、布点，鼓励各类社会资本积极参与投资建设。

2) 持续提升火电联合储能调节能力。火电机组合理配置新型储能电站，联合参与调频、备用等辅助服务市场交易，持续拓宽火储联调的应用场景，加强示范项目跟踪评估。

3) 大力鼓励用户侧储能发展。按照因地制宜、灵活多样的原则支持工商业企业、产业园区等配建新型储能电站。精密制造、通信、金融等用电量大且对供电可靠性、电能质量要求高的电力用户，按需配置新型储能电站。加快推动分布式新能源、微电网配置新型储能电站，推动工业园区、商业楼宇开展冷、热、电、储综合能源服务。

4) 积极推进虚拟电厂建设。推动新型储能电站与工业可控设备负荷、充换电设施、分布式光伏等资源聚合应用，配置“智能量测终端+多芯智能电表”，完成独立计量和智能控制，在广州、深圳等地开展虚拟电厂试点。统筹全省虚拟电厂接入、市场交易和协同控制，逐步培育形成百万千瓦级虚拟电厂响应能力。

5) 加强抗灾保障新型储能建设。依托全省坚强局部电网建设，在沿海强风区的7个地市中心城区和26个县区中心区规划建设“110千伏户内站+110千伏电缆

+新型储能”和“新型储能+10千伏电缆线路+保底用户”电网。针对政府、医院等重要电力用户，建设安全可靠移动式或固定式新型储能电站作为应急备用电源。

6) 探索打造“风光储”微电网。在海岛、山区等可再生能源资源丰富地区，结合风电、光伏发电等开发，按需配置新型储能，实施“新能源+储能”开发模式，打造海岛、农村分布式“风光储”智能微电网。

7) 大力推动新型储能技术创新试点示范。建设省新型储能制造业创新中心，加快推进产学研用协同示范基地和规模化实证基地建设。开展“源网荷储一体化”项目试点，开展储能电站“一体多用、分时复用”试点示范。促进钠离子电池、固态锂离子电池和液流电池，以及压缩空气、飞轮储能等新型储能电站试点示范。开展多种储能技术联合应用复合型储能试点示范，推动大容量、中长时间尺度新型储能电站试点示范。

8) 促进新型储能与新型基础设施共享融合发展。加快推进新型储能电站与大数据中心、5G基站、数字电网等新型基础设施融合应用，在广州、深圳等电动汽车应用先进地区智能化改造升级直流公共快充站，试点建设直流双向充电桩，探索规模化车网互动。

(2) 强化政策支持

1) 鼓励先进产品示范应用。鼓励省内储能生产制造企业加强技术创新，推进先进产品制造，促进产业集聚发展。加强生产制造企业产品质量抽检和全生命周期质量监管，储能生产制造企业要强化产品质量管理主体责任，确保生产优质可靠产品。及时发布先进优质产品标准规范，引导储能电站项目选择先进优质可靠产品。用户侧储能项目使用产品经认定符合先进优质产品标准规范的，其储能设施用电量单独计量，电价参照全省蓄冷电价政策执行。

2) 完善市场价格机制。按照国家有关规定，独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。根据电力供需实际情况动态调整峰谷价差，合理设置电力中长期市场、现货市场价格上下限。

3) 强化要素保障。对列入年度计划、独立占地的新型储能电站，按公用设施优先安排项目用地。探索利用退役火电机组既有厂址、输变电设施等建设新型储能电站。在既有场地建设新型储能电站的，简化优化规划选址手续。优先保障新型储能电站土地利用计划指标，各地市在符合行业标准条件下，优化新型储能电站土地利用指标容积率、绿化率要求。对需要履行环评审批手续的新型储能电

站项目，开辟环评审批绿色通道；对符合条件不需环评审批的，依法依规不纳入环评管理。优化新型储能电站节能审查流程，保障项目用能需求。

4) 强化金融支持。支持新型储能电站项目使用政策性开发性金融工具，支持将新型储能纳入绿色金融支持范围。鼓励各地市结合实际对新型储能电站项目给予财政扶持。

5) 建立激励机制。对于落实配置储能电站要求的新能源发电企业，在风光资源竞争性配置、项目立项、项目并网、调度运行、电力辅助服务补偿考核等方面给予优先考虑。根据用户配置储能容量比例，在实施需求响应时予以适当支持。

(3) 健全运营调度机制

1) 推进新型储能参与电力市场。按照《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》，独立储能电站可作为独立主体参与电力中长期、现货和辅助服务市场交易；电源侧储能电站联合发电企业作为整体参与电能量市场和辅助服务市场；用户侧储能电站联合电力用户作为整体参与电能量市场和需求响应市场。支持虚拟电厂参与市场化需求响应交易和辅助服务市场。

2) 优化调度运行机制。建立健全以市场化方式为主的新型储能电站调度运行机制，由电力调度机构制定新型储能电站调度运行规程和调用标准，科学调度新型储能电站。新型储能电站按照国家能源局南方监管局相关监管要求纳入并网主体管理。新型储能电站应规范配置监控系统和通讯信息等二次系统，按程序向电力调度机构上传运行信息，接受调度指令，实现运行数据可测、储能状态可控。

2.2.4 《关于调整新能源发电项目配置储能有关事项的通知》—2024 年

2024年7月26日，广东省发展改革委发布《关于调整新能源发电项目配置储能有关事项的通知》（以下简称“通知”）。通知表示：

(1) 扩大新并网项目配置范围及容量。2025年及以后首次并网（指通过电网公司批复的正式接入系统方案并网）的海上风电、陆上风电和装机容量大于3万千瓦的光伏发电项目，按照不低于发电装机容量的10%、时长2小时配置新型储能。

(2) 允许跨地市配置。自发文日起，新能源发电项目可跨地市配置储能。

其他事宜仍按《广东省发展改革委广东省能源局关于印发广东省促进新型储能电站发展若干措施的通知》（粤发改能源函〔2023〕684号）、《广东省能源

局关于新能源发电项目配置储能有关事项的通知》（粤能新能函〔2023〕396号）要求执行。

此前，广东省发展改革委、广东省能源局曾在《广东省促进新型储能电站发展若干措施》中明确，2022年以后新增规划的海上风电项目以及2023年7月1日以后新增并网的集中式光伏电站和陆上集中式风电项目，按照不低于发电装机容量的10%、时长1小时配置新型储能。本次通知将配储时长扩展至2小时，配储范围上，将集中式光伏改为装机规模大于30MW的光伏项目。

2.2.5 《广东省发展改革委关于我省独立储能电站试行电费补偿机制等有关事项的通知（征求意见稿）》—2024 年

2024年10月10日，广东省发展改革委发布《广东省发展改革委关于我省独立储能电站试行电费补偿机制等有关事项的通知（征求意见稿）》（以下简称《通知》）。通知表示：

为支持我省独立储能电站健康、可持续发展，促进新型电力系统建设，结合当前我省实际情况，决定对我省独立储能电站试行电费补偿机制。

（1）电费补偿机制适用范围。我省独立储能电站符合以下两个条件之一的可获得电费补偿：一是获得国家或省级能源主管部门认定的新型储能试点示范项目；二是纳入2023年至2025年的年度计划且在2025年底前进入商业运营的独立储能项目。独立储能项目实行年度建设计划管理。

（2）电费补偿金额的确定。独立储能电站可获得的电费补偿金额根据补偿标准和月度可用最大容量确定，其中年度补偿标准统一为100元/千瓦（含税），月度补偿标准按年度补偿标准除以12确定，每月补偿电费以元为单位，四舍五入保留两位小数。

（3）月度可用最大容量认定。独立储能电站自进入商业运营后可向电力调度机构申报次月最大出力，申报的最大出力不得高于电站在并网调度协议中明确的装机容量；根据当月调用测试达到的实际最大出力值确定其月度可用最大容量（不超过申报最大出力），并作为计算电费补偿金额的依据。

（4）考核机制。电力调度机构每月对独立储能电站开展一次调用测试（含现货市场优化出清结果达到申报最大出力值的情况），出力达到申报最大出力即认定本月合格。若当月最大出力测试结果未达到申报标准的则扣减当月补偿电费

的10%；若连续两个月及以上未达到申报标准，则加重扣减补偿电费，扣减金额为当月补偿电费的10%与连续未达标月份数的乘积。独立储能电站应接受电网调度，对于不服从电网调度安排的，其当月最大出力值认定为0。后续视实际运行情况完善考核机制。

（5）电费补偿金额的支付。电网企业按月向独立储能电站支付电费补偿金额，支付资金由我省尖峰加价电费承担。电网企业应将电站名称、最大出力、支付金额等情况以及执行中发现的问题及时报告我委。

（6）本通知自印发之日起执行，有效期暂定至2025年12月31日，在此期间如遇国家政策调整，按国家规定执行。

2.2.6 《中共广东省委关于制定广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》-2025年

加快建设新型能源体系。持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建源网荷储协同的新型电力系统，建设能源强省。坚持风光水核等多能并举，积极安全有序发展核电，大力发展海上风电和分布式光伏，引入省外清洁电力，促进清洁能源高质量发展。加强化石能源清洁高效利用，推进煤电改造升级。全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平，科学布局抽水蓄能和新型储能，加快智能电网和微电网建设。加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制。

坚持产业生态化、生态产业化，发展绿色低碳新兴产业，构建绿色低碳循环发展经济体系，在全面绿色转型中培育经济新增长点。重点推进：（1）推动“绿电+储能”一体化发展；（2）建设零碳工厂和园区，推进各类园区低碳化零碳化改造，探索推广绿电直供方式；（3）深化森林水库、钱库、粮库、碳库“四库”联动，发展水经济、林木经济、林下经济、碳汇经济等绿色经济形态。

第三章 电力系统

3.1 项目所在地区简况

3.1.1 东莞市简况

东莞市位于广东省中南部，珠江口东岸，东江下游的珠江三角洲。因地处广州之东，境内盛产莞草而得名。介于东经 $113^{\circ} 31' - 114^{\circ} 15'$ ，北纬 $22^{\circ} 39' - 23^{\circ} 09'$ 。最东是清溪镇的银瓶嘴山；最北是中堂镇大坦乡，与广州市区和增城市隔江为邻；最西是沙田镇西大坦西北的狮子洋中心航线，与广州市番禺区隔海交界；最南是凤岗镇雁田水库，与深圳市宝安区相连。毗邻港澳，处于广州至深圳经济走廊中间。西北距广州59 公里，东南距深圳99 公里，距香港140 公里。东西长70.45 公里，南北宽46.8 公里，全市陆地面积2465 平方公里，海域面积97 平方公里。现辖34 个镇街。截至2024年，东莞市常住人口1057.08万人，其中城镇常住人口986.61万人，人口城镇化率93.33%，户籍人口326.95万人，东莞另有海外侨胞约25万人，香港莞籍乡亲超80万、常住台胞约2.2万人，是著名的侨乡。

东莞市依托着香港、深圳和广州三大城市，自改革开放以来，工农业生产发展迅速，通过利用外资引进生产设备，发展“三资”、“外资”企业，已建立起一大批工农业出口生产基地，形成以电子信息、电气机械、纺织服装、家具、玩具、造纸及纸制品业、食品饮料、化工等八大产业为支柱的现代化工业体系。

2025年全市实现地区生产总值12760.20亿元，按不变价格计算同比增长4.0%，经济总量稳居广东省前列，粤港澳大湾区先进制造中心地位持续巩固。

产业结构持续优化，工业支撑作用强劲。第一产业增加值36.90亿元，同比增长4.5%；第二产业增加值7165.44亿元，同比增长4.4%；第三产业增加值5557.87亿元，同比增长3.5%。三次产业结构为0.3:56.1:43.6，制造业主导的现代化产业体系更加稳固。全市规模以上工业增加值同比增长4.0%，电子信息、电气机械及设备、化工等主导产业较快增长；先进制造业、高技术制造业增加值分别增长6.2%、7.0%，集成电路、智能手表、服务器、传感器等高技术产品产量大幅提升，新动能成为工业增长核心引擎。

内需外贸协同发力，发展活力充分释放。固定资产投资总额增长1.3%，剔除房地产开发投资后增速超20%，先进制造业、高技术制造业投资分别大涨64.6%、

89.1%，产业升级投资势头迅猛。社会消费品零售总额 4446.00 亿元，同比增长 2.8%，新型消费、品质消费稳步复苏。作为外贸大市，全年进出口总额达 15794.3 亿元，同比增长 13.8%，创历史新高，出口产品结构持续优化，开放型经济展现强劲韧性。

3.1.2 谢岗镇简况

站址位于东莞市谢岗镇粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块，西侧紧邻220kV赵林变电站，北侧紧邻规划一路，东侧约40米处为规划路赵林大道。

谢岗镇位于东莞市最东端，是东莞市的“东大门”，接壤惠州，毗邻深圳，与清溪、樟木头、常平、桥头四镇相接，全镇土地面积103平方公里，南部为山区，北部为平原，山清水秀，风光旖旎。常住人口1.8万人，外来人口8.2万人。谢岗镇地处铁路广九线、京九线的交汇点，两路铁轨在这里并轨南下，直达深圳、香港。距惠州机场30公里，距东莞口岸火车站15公里，距广州机场100公里，距樟木头火车站9公里，距深圳机场55公里，距深圳、皇岗口岸50公里，距盐田港50公里。目前，东莞市建设的东部快速干线、虎岗高速公路、在建的莞惠城轨、博深高速横贯谢岗镇，交通十分便捷。截至2021年末，谢岗镇登记人口约13.79万人，常住有人口约12.63万人，户籍人口约2.77万人。

2025年，谢岗镇实现GDP167.5亿元，同比增长14.5%，增速位居东莞全市第二，经济总量排名跃升3位，主要指标跻身全市前十，圆满收官“十四五”。规上工业总产值501.3亿元（+24.7%），规上工业增加值114.4亿元（+27.2%，全市第一），固投70.2亿元（+11.6%），其中工业投资66.3亿元，成为核心增长引擎。

产业上，聚焦新能源汽车、高端装备制造、低空经济三大赛道，依托比亚迪105亿元投资、126万 m^2 用地的华南最大新能源汽车核心零部件基地，实现“三电系统”本地化生产。引进中南智诚等精密制造企业，银瓶现代产业园（总投32亿元）启动招商，形成高端制造集群。

全国千强镇排名升至第110位，区域竞争力持续增强。30个省市重大项目（总投281.86亿元）高效推进，工业经济连续18个月高速增长。同步推进全域旅游与和美宜居建设，打造智造新城与山水小镇融合发展新格局。

3.2 电力系统现状

3.2.1 东莞电网现状

截至2025年底，东莞市电源总装机容量约为18100MW，其中煤电1980MW，气电1161MW，核电0MW，水电0MW，抽水蓄能0MW，风电0MW，光伏发电4110MW，生物质及其他410MW。

2025年东莞市全社会用电量1221.6亿kWh，同比增长3.14%，全社会用电最高负荷22353MW，同比增长9.24%。供电量1165亿kWh，同比增长4.99%，供电最高负荷21532MW，同比增长1.46%。

截至2025年底，东莞市有500kV变电站7座，主变25台，主变容量为26250MVA，线路总长度1092km；220kV变电站42座，主变135台，主变容量为30060MVA，线路总长度1886km；110kV变电站189座，主变540台，主变容量为30732MVA，线路总长度3297km；35kV变电站0座，主变0台，主变容量为0MVA，线路总长度0km。

东莞市500kV电网是广东省骨干网架的重要组成部分，是西电东送的主要落点之一，通过500kV渡横线双回、穗横线双回、东惠线双回、横东线双回、鲲鹏东线双回、博莞线双回、门水线双回、穗水线双回、纵宝线双回、小纵线双回、演纵线双回、狮南线双回、南沙线双回共26回500kV线路与广东主网相连。

东莞220kV电网基本上形成以500kV水乡站、横沥站、莞城站、东莞站、纵江站、崇焕站、盛丰站为供电中心的220千伏双回环网或链式电网；与周边地区220kV电网联系较为紧密，目前通过220千伏长奋甲乙线双回、黎冠甲线单回、航冠线单回与深圳220千伏电网联络，220千伏陈荔线单回与广州220千伏电网联络，共5回220千伏线路与区外220千伏电网联络。

2025年底东莞市电网地理接线图详见系统附图01。

3.2.2 项目近区电网现状

本项目位于东莞市谢岗镇粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块，西侧紧邻220kV赵林变电站，北侧紧邻规划一路，东侧约40米处为规划路赵林大道。

目前谢岗镇有220kV变电站1座，即赵林站(2×240MVA, 2024年投产)，有110kV变电站4座，分别为110kV谢岗站(3×50MVA)、大龙站(3×50MVA)、稔子园站(2×63MVA)、黎村站(3×63MVA)，主变容量为615MVA，目前主要靠220kV赵林站供电，少量靠220kV七星站、元江站、古坑站供电。

2025年，谢岗镇最高用电负荷达417MW，同比增长17.43%，供电量约23.83亿kWh，同比增长21.05%。

表3.2-1 谢岗镇现状110kV以上变电站情况

序号	变电站名	主变容量(MVA)	2025年高峰负荷日负荷(MW)	2025年高峰负荷日主变负载率	10kV出线间隔(备用/设计)
1	220kV赵林站	2×240	329	99.8%	7/20
2	110kV谢岗站	3×50	116.5	79.3%	0/36
3	110kV大龙站	3×50	101.4	69.0%	0/30
4	110kV稔子园站	2×63	105.6	85.5%	3/30
5	110kV黎村站	3×63	43.7	23.6%	16/48

3.3 电力需求预测

3.3.1 东莞市电力需求预测

展望2035年，东莞市将基本实现社会主义现代化，经济实力、科技实力和综合竞争力大幅跃升，经济总量和城乡居民人均收入迈上新的大台阶，在2020年基础上翻一番，成为广东高质量发展名片。实现产业基础高级化和产业链现代化，以先进制造业为根基的现代产业体系全面构建，形成多个世界级先进制造产业集群，成为以科技创新为引领的湾区先进制造中心；创新能力显著提升，创新生态全面优化，建成具有全球影响力的湾区创新高地；在深度融入新发展格局中构筑发展新优势，链接国内国际双循环的现代化枢纽城市地位全面确立；城市品质内涵实现根本提升，绿色生产生活方式广泛形成，生态环境根本好转，碳排放达峰后稳中有降，建成人与自然和谐共生的美丽东莞；基本实现治理体系和治理能力现代化，“平安 东莞”“法治东莞”建设水平全面提高；基本实现幼有善育、学有优教、劳有厚得、病有良医、老有颐养、住有宜居、弱有 众扶，文化软实力全面增强，国民素质和社会文明程度达到新 高度，人的全面发展、全体人民共同富裕率先取得更为明显的实质性进展。

东莞市负荷主要为工业及商业负荷。2025年最高供电负荷21532MW，同比增长1.46%；供电量1165亿kWh，同比增长4.99%。根据《东莞电网二〇二五年最高负荷日分析及急需建设项目建议报告》及2025年供电量统计，参考东莞供电局“十五五”配电网规划，并依据东莞供电局收集的用户报装情况整理的2026~2035年负

荷预测结果，预测东莞全市2026年、2030年、2035年全社会供电量分别为1190亿kWh、1417亿kWh、1570亿kWh，最高用电负荷分别为23587MW、28285MW、33514MW。

东莞市电力需求预测见表3.3-1。

表3.3-1 东莞市电力需求预测结果表 单位：亿kWh，MW

项目 \ 年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
供电量	1165	1190	1243	1298	1354	1417	1464	1570
增长率	4.99%	2.12%	4.53%	4.35%	4.35%	4.62%	3.36%	1.25%
最高负荷	21532	23587	24743	25855	27062	28285	29323	33514
增长率	1.46%	9.54%	4.90%	4.49%	4.67%	4.52%	3.67%	3.23%

备注：2030-2035年增长率为“十六五”期间年平均增长。

3.3.2 东区电力需求预测

本储能项目位于东莞市谢岗镇，处于东莞电网划分的东区电网，东区电网主要包括东莞市谢岗镇、樟木头镇和清溪镇。

根据《东莞市“十五五”输电网一次规划研究》以及《镇街负荷预测（十五五规划）》最新滚动，东区2026年、2030年、2035年东区供电量分别为87.8亿kWh、105.4亿kWh、119.5亿kWh，最大负荷分别为1730MW、2042MW、2384MW。

东莞市东区电力需求预测见表2.3-2。

表3.3-2 东区电力需求预测结果表 单位：亿kWh，MW

项目 \ 年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
供电量	84.70	87.80	92.60	97.00	101.20	105.40	108.07	119.50
增长率	8.90%	3.66%	5.47%	4.75%	4.33%	4.15%	2.53%	2.59%
最高负荷	1555	1730	1818	1886	1961	2042	2106	2384
增长率	4.13%	11.27%	5.09%	3.74%	3.98%	4.13%	3.14%	3.17%

3.3.3 谢岗镇电力需求预测

谢岗镇今后五年的发展思路是：“一统揽三引擎五提升”。“一统揽”，即坚持党对一切工作的领导，全面加强党的建设，全面提振干部队伍“加压奋进、争先进位”的精气神和执行力，紧扣“智创优品、和美宜居”城市发展战略，聚焦“山水谢岗、智造新城”发展目标，统筹推进各项工作落地见效。“三引擎”，即以银瓶合作创新区、低空经济产业园、银瓶现代产业园等三大区域为重点，高标准打造谢岗产业发展的三大引擎。其中，银瓶合作创新区重点发展新能源汽车、高端装备制造产业，依托比亚迪链主企业，打造全镇产业发展的核心引擎；

低空经济产业园重点布局eVTOL、飞行汽车等新赛道，打造“低空制造+应用场景”协同发展的高新引擎；银瓶现代产业园聚焦高端装备制造、新能源关键零部件产业，打造“生产、办公、生活”融合发展的优质引擎，承接深圳产业外溢。“五提升”，即围绕高质量发展主题，促进谢岗经济社会发展全面再上一个新台阶。一是力促经济质效提升，培育三大主导产业集群，推进30个省市重大项目建设，推动代工企业品牌化转型，培育农业特色品牌，全面增强经济发展后劲；二是力促城市品质提升，规划建设新中心区，推进“工改工”和交通建设，完善商业载体，持续增强城市承载力、吸引力和竞争力；三是力促生态环境提升，依托生态基底推进绿美乡村建设，打好环境污染治理持久战，擦亮“山水谢岗”名片；四是力促社会治理提升，深化综治中心规范化建设，筑牢公共安全防线，创新基层治理模式，为经济社会高质量发展保驾护航；五是力促公共服务提升，聚焦教育、医疗、就业、养老等民生热点，推进教育扩优提质和医疗服务升级，落实十件民生实事，不断提高公共服务供给能力。

根据《东莞市“十五五”输电网一次规划研究》以及《镇街负荷预测（十五五规划）》最新滚动，谢岗镇2026年、2030年、2035年东区供电量分别为25.5亿kWh、30.12亿kWh、34.13亿kWh，最大负荷分别为447MW、565MW、702MW。

东莞市谢岗镇电力需求预测见表2.3-3。

表3.3-3 谢岗镇电力需求预测结果表 单位：亿kWh，MW

项目 \ 年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
供电量	23.83	25.50	26.80	27.79	28.94	30.12	30.88	34.13
增长率	21.05%	7.00%	5.11%	3.71%	4.14%	4.06%	2.53%	2.53%
最高负荷	417	447	475	504	534	565	597	702
增长率	17.43%	7.42%	6.23%	5.92%	5.98%	5.91%	5.66%	3.25%

3.3.4 东莞站供电区负荷预测

项目位于东莞市谢岗镇，目前该区域属500kV东莞站供电区。

根据近几年供电负荷实绩及未来电网发展、运行方式调整等，结合“十五五”镇街负荷预测，对500kV东莞站供电区负荷进行预测，结果如下表所示。

表3.3-4 东莞站供电区负荷预测表 单位：MW

项目 \ 年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
	实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
一、东莞站供电区	3397	3465	3187	3252	3703	3771	3809	4165

项目	年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
		实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
古坑站		237	241	246	251	256	261	264	275
葵湖站		520	530	541	552	563	574	580	603
裕元站		495	505	515	525	536	547	552	574
角布站		563	574	536	546	557	569	574	598
玉泉站		416	425						
道岭站		525	536	546	557	568	580	585	609
安富站		300	306						
赵林站		329	336	343	350	357	364	367	382
明湖站				448	458	489	494	499	519
土塘站						365	371	375	390
塘北站									202
羽山牵引站		12	12	12	12	12	12	12	12
二、供电区220kV机组出力		782	782	782	782	782	782	782	782
樟洋B电厂		397	397	397	397	397	397	397	397
谢岗电厂		385	385	385	385	385	385	385	385
三、东莞站主变负荷		2601	2683	2405	2470	2921	2989	3027	3383

3.4 电力平衡

3.4.1 电力平衡的原则

主要平衡原则如下：

- （1）考虑到东莞电源结构和负荷特性，选取典型运行方式(夏大)进行区局电力平衡分析；项目片区平衡时取夏大、夏小、冬大、冬小等方式进行平衡分析；
- （2）110kV及以下电压等级接入电网的地方燃气、燃煤、燃油，利用容量参照历史实际出力考虑，一般不超过装机容量的50%；
- （3）垃圾电厂、生物质能电厂利用容量分别取其装机容量的80%、50%。

3.4.2 东区局电力平衡分析

东莞市东区局电力平衡表详见表2.4-1。

表3.4-1 东莞市东区局电力平衡表（夏季大方式） 单位：MW、MVA

项目	年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
		实绩	预测	预测	预测	预测	预测	预测	预测
一、东区局最大负荷		1555	1730	1818	1886	1961	2042	2106	2384
二、110kV及以下电源装机容量		360	360	360	360	360	360	360	360
1、樟洋电厂		360	360	360	360	360	360	360	360
三、110kV及以下电源利用容量		300	300	300	300	300	300	300	300

年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2035
1、樟洋电厂	300	300	300	300	300	300	300	300
四、区外110kV电力交换（+送出-送入）	-97	-98	-100	-102	-104	-107	-108	-112
1、送外区电力	160	163	166	170	173	176	178	185
2、外区送入电力	-256	-261	-267	-272	-277	-283	-286	-297
五、220kV网供负荷	1158	1332	1418	1484	1557	1635	1698	1972

由平衡结果可见，2030年、2035年夏季高峰负荷时，东莞市东区局220kV电网供电负荷分别为1635MW、1972MW，新建储能项目有利于缓解该区域电网供电压力。

3.4.3 项目近区电力平衡

根据变电站供电区负荷预测，结合片区内电源情况，对相关水平年夏季、冬季的大、小方式进行电力平衡分析。

500kV东莞站、220kV赵林站电力平衡表详见表2.4-3。

由表3.4-3可见，2027年、2030年、2035年大方式下，东莞站仍需下送负荷（1926MW~3383MW之间），考虑储能电站放电功率后，可降低东莞站网供负荷，起到一定的削峰作用；在小方式下，东莞站供电负荷较小（1161MW~2237MW之间），考虑储能电站充电功率后，起到一定的填谷作用。

从赵林站看，大方式下，赵林站仍需下送负荷（274MW~382MW之间），考虑储能电站放电功率后，可降低赵林站网供负荷，起到一定的削峰作用；在小方式下，赵林站供电负荷较小（164MW~252MW之间），考虑储能电站充电功率后，起到一定的填谷作用。

因此，本储能电站项目可以对东莞供电片区起到削峰填谷作用。

表3.4-3 项目近区电力平衡表 单位：MW

项目	2027年				2030年				2035年			
	夏大	夏小	冬大	冬小	夏大	夏小	冬大	冬小	夏大	夏小	冬大	冬小
一、东莞站供电区	3187	2107	2552	1536	3771	2493	3019	1816	4165	2753	3334	2005
古坑站	246	162	197	118	261	172	209	125	275	181	220	132
葵湖站	541	357	433	260	574	379	459	276	603	398	483	290
裕元站	515	340	412	247	547	361	437	262	574	379	460	276
角布站	536	354	429	257	569	375	455	273	598	394	478	287
玉泉站	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
道岭站	546	360	437	262	580	383	464	278	609	402	487	292
安富站	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
赵林站	343	226	274	164	364	240	291	175	382	252	306	183

项目	2027年				2030年				2035年			
	夏大	夏小	冬大	冬小	夏大	夏小	冬大	冬小	夏大	夏小	冬大	冬小
明湖站	448	296	358	215	494	326	395	237	519	343	415	249
土塘站	0	0	0	0	371	245	297	178	390	258	312	187
塘北站	0	0	0	0	0	0	0	0	202	133	161	97
羽山牵引站	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
二、供电区220kV机组出力	782	516	626	375	782	516	626	375	782	516	626	375
樟洋B电厂	397	262	318	191	397	262	318	191	397	262	318	191
谢岗电厂	385	254	308	185	385	254	308	185	385	254	308	185
三、东莞站主变负荷	2405	1591	1926	1161	2989	1977	2394	1441	3383	2237	2708	1630

3.4.4 拟接入区域储能建设需求

3.4.4.1 项目近区220kV供电区储能建设需求

根据项目选址及电网运行特点，项目位于500kV东莞站供电的220kV供电片区。项目拟建设地点临近220kV赵林变电站。

500kV东莞站现有4×1000MVA主变，#3主变停备状态，#1#2#4主变2025年高峰负荷日主变最高负荷约2601MW，负载率约92.9%。

从年负荷特性分析，500kV东莞站最大负荷一般发生在7月份、最小负荷发生在2月份前后。

从高峰负荷典型日负荷特性分析，500kV东莞站供电负荷高峰约从早上8:00时起，至晚上21:00时止，持续时间约13小时；低谷从晚上2:00时起，至早上7:00时止，持续时间约为5小时。日平均负荷2132.5MW，最大峰谷差约996.7MW。

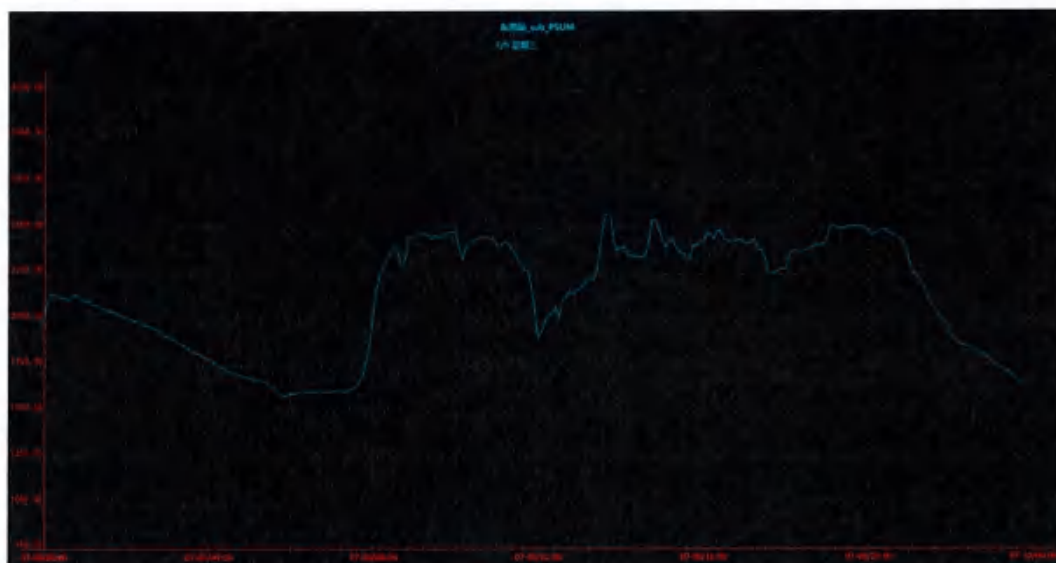


图3.4.1 500kV东莞站2025年高峰期典型日负荷曲线

根据统计2025年1月1日-2025年12月31日500kV东莞站供电负荷日峰谷差数据，剔除前5%数据（1602MW~1442MW）后，最大日峰谷差为1442MW。从500kV东莞站供电的220kV片区角度，储能可建设总容量为 $1115\text{MW} \times 0.5 = 721\text{MW}$ ，满足本项目100MW的接入容量要求。

3.4.4.2 项目近区110kV供电区储能建设需求

根据项目选址及电网运行特点，本储能电站位于220kV赵林站供电的110kV供电片区范围内。

220kV赵林站现有 $2 \times 240\text{MVA}$ 主变，2025年高峰日主变负荷约329MW，负载率约99.8%，同时220kV赵林扩建第三台主变计划2027年投产，投产后主变规模为 $3 \times 240\text{MVA}$ 。

从高峰负荷典型日负荷特性分析，220kV赵林站供电负荷高峰呈现不连续性，第一波高峰约从早上8:30时起，至上午11:30止，持续时间约3小时；第二波高峰约从下午13:00起，至下午17:30止，持续时间约4.5小时；第三波高峰约从晚上18:30起，至晚上20:30止，持续时间约2小时。低谷约从早上4:00时起，至早上8:00时止，持续时间约为4小时。日平均负荷185MW，最大峰谷差约70MW。

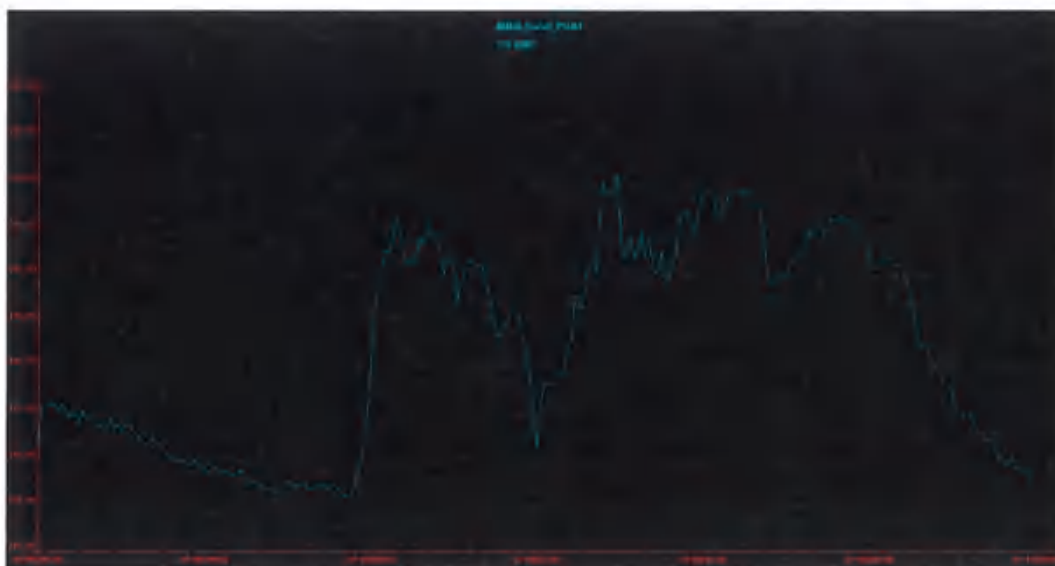


图3.4.2 220kV赵林站2025年高峰期典型日负荷曲线

根据统计2025年1月1日-2025年12月31日220kV赵林站供电负荷日峰谷差数据，剔除前5%数据（200MW~144MW）后，最大日峰谷差为140MW，从220kV赵林站供电的110kV片区角度，储能可建设总容量为 $140\text{MW} \times 0.5 = 70\text{MW}$ ，小于本项目100MW的接入要求。随着110kV赵岗甲乙线、赵坑线在2026年陆续投产，赵林站将接入谢岗站和大龙站部分负荷，赵林站最大日峰谷差将进一步扩大至约212MW，储能可建设总容量为 $212\text{MW} \times 0.5 = 106\text{MW}$ ，基本满足本项目100MW的接入要求。

从项目近区220kV赵林站110kV供电区负荷特性分析，赵林站满足接入本储能项目的容量需求。

3.5 项目建设的必要性

3.5.1 提高全省电网侧电化学储能装机，满足系统调峰需求，保证电网安全运行

广东电网系统的调峰容量存在较大缺额，系统调峰问题非常突出。储能电站具有调峰填谷的作用，通过能量转换，将成本较低的低谷电能转换为峰荷电能，代替发电成本高的调峰火电机组，并能改善火电机组的运行条件，提高火电机组的设备利用率。同时由于储能电站具有启停迅速，运行灵活、可靠，对负荷的急剧变化能作出快速反应，适合承担系统调频及快速跟踪负荷、备用、无功调节和黑启动等辅助服务任务，这对于稳定系统频率、缓解事故、提高整个电力系统的动态特性都起着重要作用。

根据统计，截至2025年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模达到213.3GW，占全球市场总规模的43.0%，同比增长54%。其中，新型储能累计装机规

模达到144.7GW，占国内电力储能总规模的2/3以上，较“十三五”未实现45倍增长，在全球新型储能市场中的占比达到51.9%。国家发展改革委与国家能源局印发的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025年—2027年）》中提出到2027年全国新型储能装机规模达到1.8亿kW以上，带动项目直接投资约2500亿元。

因此，建设本储能电站，可提高全省电网侧电化学储能装机，早日形成储能规模效应，通过统一调度，提高系统调峰能力，保证电网安全运行，同时为电网公司新型储能业务发展、建设运维积累实践经验。

3.5.2 响应广东省能源局广东省独立储能电站建设规划布局

根据粤能电力（2023）36号《广东省独立储能电站建设规划布局指引》，在峰谷差大、输电走廊和站址资源紧张、负载率高但尖峰负荷短的。负荷中心地区合理布局独立储能电站，作为辅助调峰电源，缓解用电高峰时段系统供电压力，并兼顾提高设备利用率辅助电力系统调频、延缓输配电设备扩容等作用。

本工程计划选址靠近220kV赵林站，属500kV东莞变电站供电片区。开展本储能项目的建设有助于缓解500kV东莞站片区输电走廊、站址资源紧张、负载率高的问题，影响省独立储能电站规划布局，提升电力系统供电能力、综合效率和运行可靠性。

3.5.3 提高东莞电网供电能力，缓解赵林站的供电压力

储能电站位于东莞谢岗镇，通过新建1回110kV线路接入220kV赵林站。赵林站主变负荷较重，本项目的接入可在一定程度上缓解赵林站的供电压力。

3.5.4 对电网运行削峰填谷，降低线损，提高电网运行经济性

电力生产及消费同步进行，发、输、变、配、用等环节需时刻保持平衡。电力负荷存在高峰、低谷的周期性变化，且随着电力负荷增长和大规模间歇性可再生能源并网，峰谷差日益扩大，造成设备利用率低、备用容量不足等问题。

储能电站对电网运行具有削峰填谷作用，即储能电站可跟踪所在区域电网负荷曲线运行，在负荷低谷期从电网吸收功率和能量，负荷高峰期释放储存的功率，削峰填谷，降低电网线损，提高电网运行经济性。

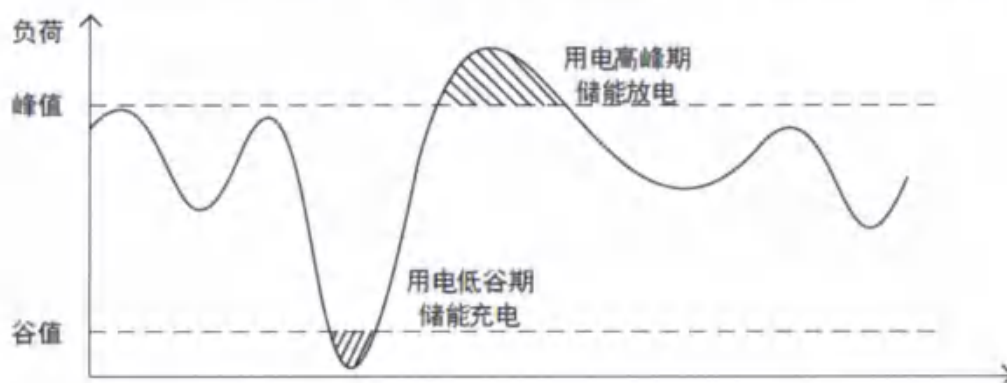


图3.5.4 储能电站削峰填谷作用示意图

3.5.5 可辅助电网调频、调压，提高电网运行质量

储能电站可辅助电网调频，利用其快速响应的特性改善调频效果，同时储能系统还能输出、吸收无功，起到辅助调压的作用。

电网的频率取决于发电有功功率与负荷有功功率之间的平衡关系，当发电有功功率大于负荷有功功率时，系统频率上升；当发电有功功率小于负荷有功功率时，系统频率下降。储能系统可快速调节发出有功功率，使其与负荷有功功率实时平衡，从而稳定系统频率。当系统频率下降时，储能系统放电增加有功输出，提升频率；当系统频率上升时，储能系统充电减小有功输出，降低频率。同理，通过调整发出、吸收无功功率，进行电压调节，从而稳定系统电压。

3.5.6 实现碳达峰、碳中和目标、构建以新能源为主体的新型电力系统的关键支撑

新能源的发展是实现碳达峰、碳中和目标的重要路径之一，而新能源出力具有随机性和不可控性，需要其他电源或灵活性资源来配合，才能在电网中大规模运行。储能作为电力系统灵活性调节资源，是新型电力系统规划中不可或缺的组成部分。随着我国深入挖掘已有常规机组灵活性潜力、负荷侧需求响应能力，以及储能资源的调节经济性逐渐提升，储能在新型电力系统规划中将扮演越来越重要、越来越核心的角色。

本储能电站投产后，可有效提高东莞电网新能源消纳能力，提高清洁能源在全市能源消费中的占比，减少CO₂、CH₄、NO_x、SO₂等有害气体的排放量，具有良好的环境效益。

因此，加快储能规模化发展，是实现碳达峰、碳中和目标、构建以新能源为主体的新型电力系统的关键支撑。

3.5.7 必要性分析小结

综上所述，为提高全省电网储能装机、满足系统调峰需求，提高东莞电网供电能力，延缓输变电设施的增容改造需求，提升电压质量和电网安全稳定水平，降低线损、提高电网运行经济性，实现碳达峰、碳中和目标，促进以新能源为主体的新型电力系统的发展，本储能电站的建设及接入系统是有必要的。

3.6 储能电站在系统中的地位和作用

目前储能电站一般分为电源侧储能、电网侧储能、用户侧储能，本项目属于电网侧储能，属于用户投资建设的独立储能项目。

主要作用有：提高电网调峰能力，尤其是解决、延缓电网设备重过载问题，削峰填谷改善系统运行特性、降低线损，增加系统灵活调节能力，延缓输变电设施增容改造需求，优化电网投资等。

3.7 储能电站接入系统方案

3.7.1 接入电压等级分析

根据广电规〔2023〕161号关于进一步规范独立储能项目接入系统审批相关事项（试行）（修订版）的通知，独立储能电站并网电压等级参考如下。

表3.7.1-1 独立储能并网电压等级参考表

区域	功能定位	储能功率 (万千瓦)	推荐接入电压等级(千伏)	推荐接入点	备注
负荷中心区域	削峰填谷、缓解高峰时段供电压力等	5-10	110 及以下	优先考虑接入供电能力不足、峰谷差大、输电走廊和站址资源紧张、负载率高但尖峰负荷时间短的区域或电网节点；或在缺乏常规电源支撑的电网节点接入。	对于预期负荷会大幅增加区域，宜优先通过规划建设输变电设施，从根本上提高供电能力。
	支撑电力系统频率、电压稳定等	10 左右	220	受端电网、多直流落点近区的 500 千伏供电区的 220 千伏电网。	/
新能源密集区域	平滑新能源出力曲线、辅助系统调频，兼顾促进新能	3-15	220 及以下	新能源公共并网点或公共汇集点，优先在新能源接入容量大的节点接入。	若该片区新能源发展迅速，仍有大量项目未并网，宜优先通过规划建设输变电设

区域	功能定位	储能功率 (万千瓦)	推荐接入电 压等级(千 伏)	推荐接入点	备注
	源消纳等				施,从根本上 提高片区电网 承载能力。

备注:上表仅供参考,具体以接入系统方案批复意见为准。

本储能电站规模为100MW/200MWh,可以采用110kV或220kV电压等级并网。

3.7.2 接入点和出线回路数分析

根据广电规〔2023〕161号关于进一步规范独立储能项目接入系统审批相关事项(试行)(修订版)的通知,原则上,独立储能项目应通过一回线路接入系统。

因此,本储能电站接入系统线路回路数考虑为1回。

3.7.3 接入供电区分析

从电网接线清晰、保护配置简单、运行灵活性角度,建议本储能电站采用专线方式并网。

根据项目选址,在220kV系统上,项目处在500kV东莞站供电区供电区,满足本储能项目接入容量需求。

在110kV系统上,项目处在220kV赵林站供电区,本报告按照分别接入赵林站220kV和110kV侧方案进行对比分析。

表3.7.3-1 项目近区220kV变电站接入条件

站名	出线间隔(已用及规划利用/总数,回)		与储能电站 距离	峰谷差
	220kV	110kV		
220kV 赵林站	8/8	12/14	储能站紧邻赵林站。	140~212MW

220kV东江站规划2029年投产,需从赵林站新建2个220kV出线间隔,因此本储能站若由220kV电压等级接入,需超规模扩建1个220kV出线间隔接入电网;110kV龙公岭站规划2028年投产,含本期及远期扩建需要,需占用赵林站2个110kV出线间隔,考虑龙公岭接入需求后,仍剩余2个110kV出线间隔,可满足本储能站接入需求。

3.7.4 接入系统比较及推荐方案

3.7.4.1 接入系统前近区电网情况

储能电站计划2027年建成，接入系统前近区110kV电网、220kV电网如下图所示。



图3.7.4-1 储能电站接入前近区110kV电网图



图3.7.4-2 储能电站接入前近区220kV电网图

3.7.4.2 接入系统方案

根据储能电站选址位置,结合变电站布点情况,提出以下2个接入系统方案。

方案一: 1回110kV线路接入赵林站

本方案自储能电站新建1回110kV线路接至220kV赵林站。



图3.7.4-3 接入系统方案一(110kV接入赵林站)

方案二：1回220kV线路接入赵林站。

本方案自储能电站新建1回220kV线路接至220kV赵林站。220kV东江站规划2029年投产，需从赵林站新建2个220kV出线间隔，因此本期需超规模扩建1个220kV出线间隔接入赵林站。



图3.7.4-4 接入系统方案二（220kV接入赵林站）

3.7.4.3 接入系统方案比选

接入方案技术经济比较如下：

项目	方案一（110kV接入赵林站）	方案二（220kV接入赵林站）	方案优劣
建设规模	扩建110kV出线间隔1个,新建110kV电缆线路约0.2km,电缆截面800mm ² 。	扩建220kV出线间隔1个,新建220kV电缆线路约0.2km,电缆截面800mm ² 。	方案一优
可接入储能容量	70MW, 110kV赵岗甲乙线、赵坑线投产后,预计可接入容量将达到106MW。	721MW	方案二优
缓解电网供电压力的作用	可缓解电网供电压力,尤其可缓解220kV赵林站主变供电压力。	可缓解220kV线路供电压力,但对缓解220kV变电站主变供电压力无作用。	方案一优
施工停电影响	扩建110kV间隔需同停赵林站110kV1M2M母线1天,期间星赵甲线、赵坑线可通过联络转对侧供电,赵黎乙线和赵岭线将影响黎村1台、大龙1台、龙公岭1台主变供电。	扩建220kV间隔需同停220kV1M2M,期间东赵甲乙线、古赵乙线需同停,若东古甲乙线出现同塔故障,将造成古坑站和赵林站停电,存在二级风险。	方案一优
实施可行性	储能站紧临赵林站,新建线行简短,对侧110kV间隔资源可满足接入,实施方便。	储能站紧临赵林站,新建线行简短,对侧220kV间隔因规划220kV东江站接入需要,本期需超规模扩建,由于赵林站为户内变电站,超规模扩建实施困难。	方案一优

项目	方案一（110kV接入赵林站）	方案二（220kV接入赵林站）	方案优劣
投资（线路+间隔）	约549万元	约800万元	方案一优

根据以上对比分析，从缓解电网供电压力角度，110kV接入可缓解220kV变电站的主变供电压力，方案一更优。从施工停电影响、实施可行性角度，方案二建设难度大，停电影响范围大，且技术经济性较差；相对而言，方案一新建线路简短，实施较为容易且停电影响范围小。

综上，本储能项目接入系统推荐采用方案一（110kV接入赵林站）。

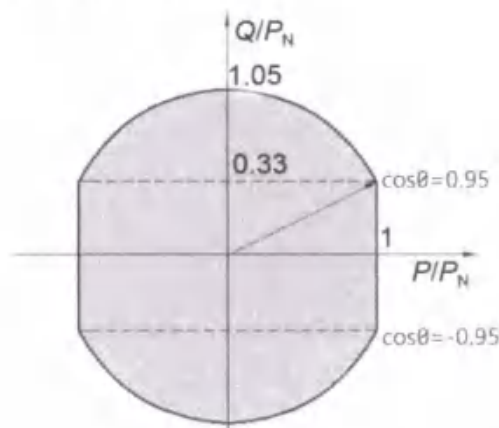
3.7.4.4 导线截面校验

储能电站终期规模为100MW/200MWh，本期规模为100MW/200MWh，升压站配置1×120MVA主变压器，接入系统电缆线路输送容量建议按不小于120MVA考虑。

根据输电专业核算，本期电缆导线截面选择800mm²在单回埋管时输送容量可达165MVA，可满足储能电站充、放电运行需求。

3.7.4.5 无功补偿配置分析

根据《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547-2018）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，有功功率和无功率应在下图所示的阴影区域内动态可调。



注：P_N为额定功率，P和Q分别为当前运行的有功、无功功率。

图3.7.4-5 电化学储能系统四象限功率控制调节范围示意图

按储能系统变流器/逆变器出口功率因数±0.95考虑，100MW储能系统变流器/逆变器的无功调节能力±32.87Mvar。初步无功负荷估算：升压变90%负荷时无功负荷约为60.8Mvar，系统下送无功33.72Mvar，考虑储能电站升压变在重载工况下，同时储能电站充放电有功功率达到最大值时，储能系统变流器/逆变器的无功调节能力为0，此时无功缺额为27.08Mvar。根据电能质量评估报告，为满足考核点

的电压波动小于标准规定的最低限值1%，建议谢岗独立储能（本期）项目配置无功补充装置±35Mvar。

表3.7.4-1 无功补偿配置表

项目	本期规模	远期规模
35kV无功补偿	35MVar SVG	35MVar SVG

注：无功补偿配置容量方案最终以电能质量评估专题报告的分析结论为准。

3.7.4.6 电网侧扩建出线间隔方案

储能电站接入220kV赵林站的110kV母线，需赵林站扩建1个110kV出线间隔。经核查，赵林站在近期及远期规划出线后，仍有2个备用110kV出线间隔，本工程可利用该间隔进行扩建。

施工停电影响：赵林站为户内GIS设备变电站，电气主接线110kV为双母双分段接线，施工期间需同停赵林站110kV1M2M母线1天，期间星赵甲线、赵坑线可通过联络转对侧供电，赵黎乙线和赵岭线将影响黎村1台、大龙1台、龙公岭1台主变供电。具体停电实施方案以供电局相关部门审核批复为准。

根据2025年东莞电网高峰负荷，110kV黎村站（3×63MVA）、110kV大龙站（3×50MVA）最高负荷分别为101MW、44MW，110kV龙公岭站（2×63MVA）规划2027年6月投产。

涉及线路停电的110kV变电站负荷预测结果

序号	110kV变电站	主变容量MVA	夏大高峰负荷(MW)		2027年低谷负荷预测值(MW)		
			2025年实际值	2027年预测值	按高峰负荷80%计算	按高峰负荷70%计算	按高峰负荷60%计算
1	黎村站	3×63	44	46	37	26	16
2	大龙站	3×50	101	108	86	60	36
3	龙公岭站	2×63	0	39	31	22	13

涉及的停电线路及实施内容详见下表：

步骤	停电时间	停电线路	工作内容	涉及停电变电站供电情况	是否需要限电
1	2天	赵林站110kV 1M、2M轮停，线路无需停电	新建110kV出线间隔设备安装及调试	线路不停电，无负荷缺口。	无
2	1天	110kV赵黎乙线、赵岭线、赵莲线	赵林站110kV 1M、2M母线及新建间隔设备耐压试验	停电期间，黎村站、大龙站均可实现双供，按照高峰负荷的80%估算，不存在负荷缺口；龙公岭站单供，按照高峰负	无

步骤	停电时间	停电线路	工作内容	涉及停电变电站供电情况	是否需要限电
				荷的80%估算，不存在负荷缺口，但存在故障情况下全站失压风险。莲湖泵站由莲太甲线和莲太乙线供电，无需停电。	

备注：最终停电步骤以供电局审定的施工方案为准。

3.8 电气主接线

根据储能电站的容量、推荐接入系统方案及其在电力系统中的地位和作用，建议谢岗储能（本期）的升压站110kV采用线变组接线，35kV采用单母线接线。

3.9 电气参数要求

3.9.1 升压变压器参数选择的建议

谢岗储能（本期）升压站本期新建1台120MVA（110/35kV）主变，终期建设1台120MVA主变，参数如下：

主变形式：双绕组有载调压变压器；

容量：120MVA

电压比：：115±8×1.25%/35kV

线圈连接组别：YN，d11

110kV及35kV侧均为瓷套管引出

中性点绝缘水平为66kV

有载调压开关选用真空调压开关

短路阻抗：建议按25%考虑

3.9.2 对升压变压器中性点接地方式的要求

接地方式：110kV系统为有效接地系统，要求中性点采用经隔离开关接地方式，可选择中性点直接接地和不接地，以满足调度对系统不同运行方式的要求。

3.9.3 对开关设备的要求

110kV开关遮断电流按40kA选择。

3.9.4 对储能电站有关参数的要求

1、有功功率控制

电化学储能电站应具备有功功率控制能力，应能接受就地和远方有功功率控制指令，实现有功功率的连续调节。

电化学储能电站响应就地有功功率控制指令时，充/放电响应时间不应大于500 ms，充/放电调节时间不应大于2 s，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不应大于500 ms，有功功率控制偏差不应超过额定功率的 $\pm 1\%$ 。

电化学储能电站应能响应自动发电控制（AGC）指令，调节速率和控制精度应满足电网调度机构的要求。

电化学储能电站应具备紧急功率支撑的能力，应在200 ms内达到最大可放电或可充电功率。

2、无功功率控制

电化学储能电站应具有无功功率调节和电压控制能力，应能接受就地和远方控制指令，实现无功功率/电压的连续调节。

电化学储能电站应具有功率因数、无功功率和电压控制的控制模式，并具备在线切换控制模式的功能。

电化学储能电站并网点功率因数应在0.9（超前）~0.9（滞后）范围内连续可调。

电化学储能电站在无功功率可调节范围内，无功功率控制偏差不应超过额定功率的 $\pm 3\%$ 。

电化学储能电站应能响应自动电压控制（AVC）指令，自动调节电化学储能电站无功功率/电压，调节速率和控制精度应满足电网调度机构的要求。

3、电能质量适应性要求

根据《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547-2024中关于电网适应性的要求，储能电站设备需满足相关的频率适应性，故障穿越要求。

（1）频率适应性

表3.9-1 频率运行要求

频率(f)范围	运行要求
$f < 46.5 \text{ Hz}$	电化学储能电站不应处于充电状态； 电化学储能电站应根据允许运行的最低频率或电网调度机构要求与电网脱离
$46.5 \text{ Hz} \leq f < 48.5 \text{ Hz}$	处于放电状态的电化学储能电站应保持放电状态,连续运行； 处于充电状态或静置状态的电化学储能电站应在 0.2 s 内转为放电状态,并持续放电
$48.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.5 \text{ Hz}$	正常充电或放电运行
$50.5 \text{ Hz} < f \leq 51.5 \text{ Hz}$	处于充电状态的电化学储能电站应保持充电状态,连续运行； 处于放电状态或静置状态的储能电站应在 0.2 s 内转为充电状态,并持续充电
$f > 51.5 \text{ Hz}$	电化学储能电站不应处于放电状态； 电化学储能电站应根据允许运行的最高频率或电网调度机构要求与电网脱离
注： f 是电化学储能电站并网点的电网频率。	

电化学储能电站在正常运行频率范围内,在0.5s的时间窗口内的频率变化率不大于 $\pm 2\text{Hz/s}$ 时应不脱网连续运行。

(2) 故障穿越

1) 低电压穿越

电化学储能电站在并网点电压发生跌落时应具备低电压穿越能力,在图3.9-1所示阴影范围内不脱网连续运行,具体要求如下。

a) 电化学储能电站并网点电压跌落至零时,应不脱网连续运行不少于150ms。

b) 电化学储能电站并网点电压跌落至标称电压的20%时,应不脱网连续运行不少于625ms。

c) 电化学储能电站并网点电压跌落至标称电压的90%时,应不脱网连续运行不少于2s。

d) 电化学储能电站并网点电压跌落在图1中阴影范围及电压轮廓线以上区域,电化学储能电站应不脱网连续运行;电化学储能电站并网点电压跌落在电压轮廓线以下时,可与电网断开连接。

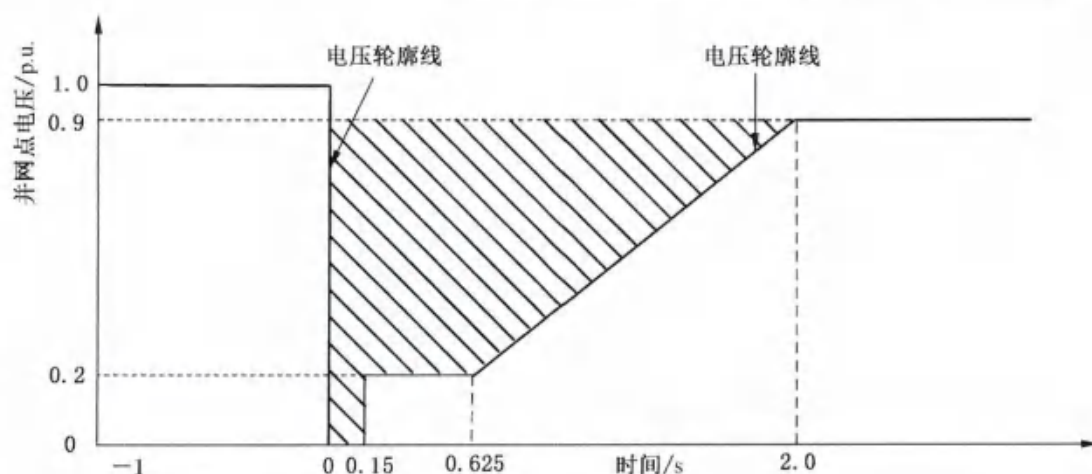


图3.9-1 储能电站低电压穿越要求

低电压穿越各种故障类型下的并网点考核电压如表。

表3.9-2 低电压穿越考核电压表

故障类型	考核电压
三相对称短路故障	并网点线/相电压
两相相间短路故障	并网点线电压
两相接地短路故障	并网点线/相电压
单相接地短路故障	并网点相电压

2) 高电压穿越

电化学储能电站在并网点电压发生升高时应具备高电压穿越能力，在图3.9-3所示阴影范围内不脱网连续运行，具体要求如下：

a) 电化学储能电站并网点电压升高至标称电压的125%~130%时，应能不脱网连续运行不少于500ms；

b) 电化学储能电站并网点电压升高至标称电压的120%~125%时，应能不脱网连续运行不少于1s；

c) 电化学储能电站并网点电压升高至标称电压的110%~120%时，应能不脱网连续运行不少于10s；

d) 电化学储能电站并网点电压升高期间，在满足动态无功电流支撑能力的前提下，宜保持故障前的有功功率值，且电化学储能电站的最大输出充放电电流能力应不低于额定电流 I_N 的1.05倍。

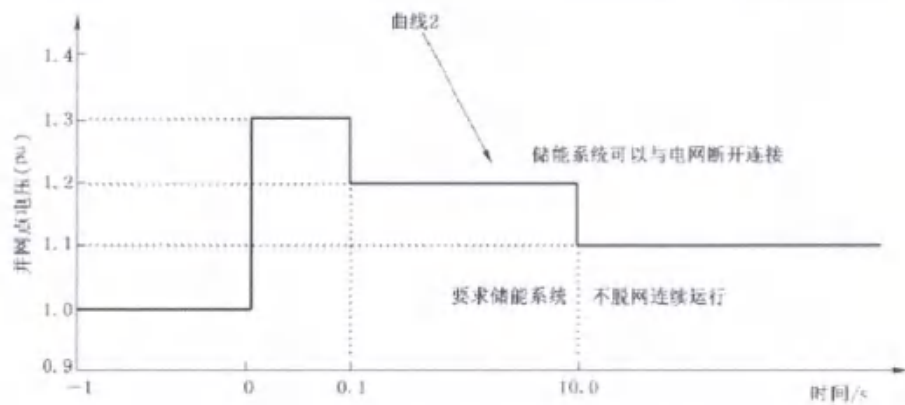


图3.9-3 储能电站系统高电压穿越要求

第四章 站址条件分析

4.1 站址概况

拟建储能站站址位于粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块，西侧紧邻220kV赵林变电站，北侧紧邻规划一路，东侧约40米处为规划路赵林大道。站址土地用途类别为一类工业用地（M1），地块为不规则多边形，面积为10753.39平方米（16.13亩）。



图 4.1-1 站址位置示意图

4.2 水文气象条件

本站紧邻220kV赵林站，水文气象条件参考220kV赵林站水文气象报告内容。

(1) 气象条件

东莞市位于广东省中南部，珠江口东岸，东江下游，北依广州，南接深圳，东邻惠州，西临伶仃，属亚热带气候，水旱灾害频繁。全市东西长约76km，南北宽约40km，陆地面积2465km²，其中山地占27.4%，水面占8.5%，其他占64.1%，海域面积150km²。地势东南高、西北低，自东南向西北倾斜，主要山脉有银屏山系、宝山山系、大岭山山系，其中银屏山系主峰海拔898m，是全市最高点。地貌以丘陵台地、冲积平原为主，丘陵台地占44.5%，冲积平原占43.3%，山地占6.2%。东莞的自然环境，基本上可以分为东江平原及三角洲地区、中部和东南山丘区两大自然地理区。

市内主要河流有东江、石马河、寒溪。东江干流沿北部边境自动向西行至桥头新开河口有石马河流入，至企石有企石河流入，至石龙分为南北干流和南支流，其间有一级至三级汉河发育。北干流至石滩有增江等支流汇入，经大盛注入狮子洋；南支流经石碣、万江等镇，在峡口纳入寒溪河，峡口以下有牛山水、蛤地水和小沙河自东向西汇入，至泗盛注入狮子洋。

东莞气候温和，雨量充沛，年平均降雨量1800mm左右，时空分布不均，汛期4~10月占全年雨量80%以上。暴雨集中出现在5~6月和8~9月，7~10月常受台风侵袭，带来暴雨暴潮，沿海以及寒溪低洼埔田受暴潮和洪涝之患。寒溪河是境内直接汇入东江的一级支流，集雨面积720km²，非汛期水量很小，汛期或台风期常降暴雨，水位暴涨暴落，对防洪及沿河排涝产生很大威胁。

1953年6月洪水灾害：

东江上游普降暴雨，6月4日石龙北站洪峰水位6.1m，山洲围、福燕洲围、挂影洲围先后决堤，此次洪水全县堤围决口189处，受灾有111个乡，淹没耕地21万亩，受灾人口12.4万人，死亡12人，受伤18人。

1959年6月洪水灾害

东江中下游发生特大洪水，博罗站实测洪峰12800m³/s，石龙北站6月16日最高水位7.43m，是该站历史上最高洪水位。

1966年6月洪水灾害

东江全流域大洪水，博罗站实测洪库流量 $10200\text{m}^3/\text{s}$ ，石龙北站6月24日洪峰水位7.31m，莞城水位站出现5.78m高水位。潢新围湛翠段决堤，胜利围漫顶。

1993年9月洪水灾害

9318号台风引发特大暴雨，寒溪河三座中型水库排洪超 $200\text{m}^3/\text{s}$ ，因东江洪水顶托，峡口水闸排不出水，闸内水位达5.24m。有角社新基围、石步新基围、刘黄新围等9处决堤或漫顶。

2005年洪涝灾害

该年6月及8月发生两次洪涝灾害：东江流域连降暴雨，市内的东引河出现近年内少有的高水位，峡口水闸站点水位高达5.41m。寒溪河沿线各镇水文均超警戒水位，寒溪河水及东引水均无法及时排除东江，造成严重的内涝灾害。

2006年7月洪涝灾害

东莞大范围持续暴雨，局部特大暴雨。7月17日寒溪河沿线出现水位高峰，常平7.24m，横沥6.93m，东坑6.86m，茶山6.61m，相当于50年一遇洪水位。

站址标高及防洪

站址地处潼湖围内，北距东江干流约7.1km，西距东江支流石马河约3.3km。本地区水系发达、地势平坦、鱼塘密布，水文情势复杂。站址区域内现状以鱼塘为主。站址南面100m处为粤海大道，南面1751m处为谢常路；厂址东面998m处为赵林截洪渠及其堤防；北面为谢岗涌及其堤防；西面1638m处为曹乐截洪渠及其堤防。站址所在区域南高北低，地形平坦开阔，自然高程在5.0~12.0m。其中谢常路以南高程在17.50~25m，谢常路以北高程为5.5~11.0m，站址离东莞谢岗天然气热电厂厂址约1公里，属同一涝区。站址水系示意图见图4.5-1。

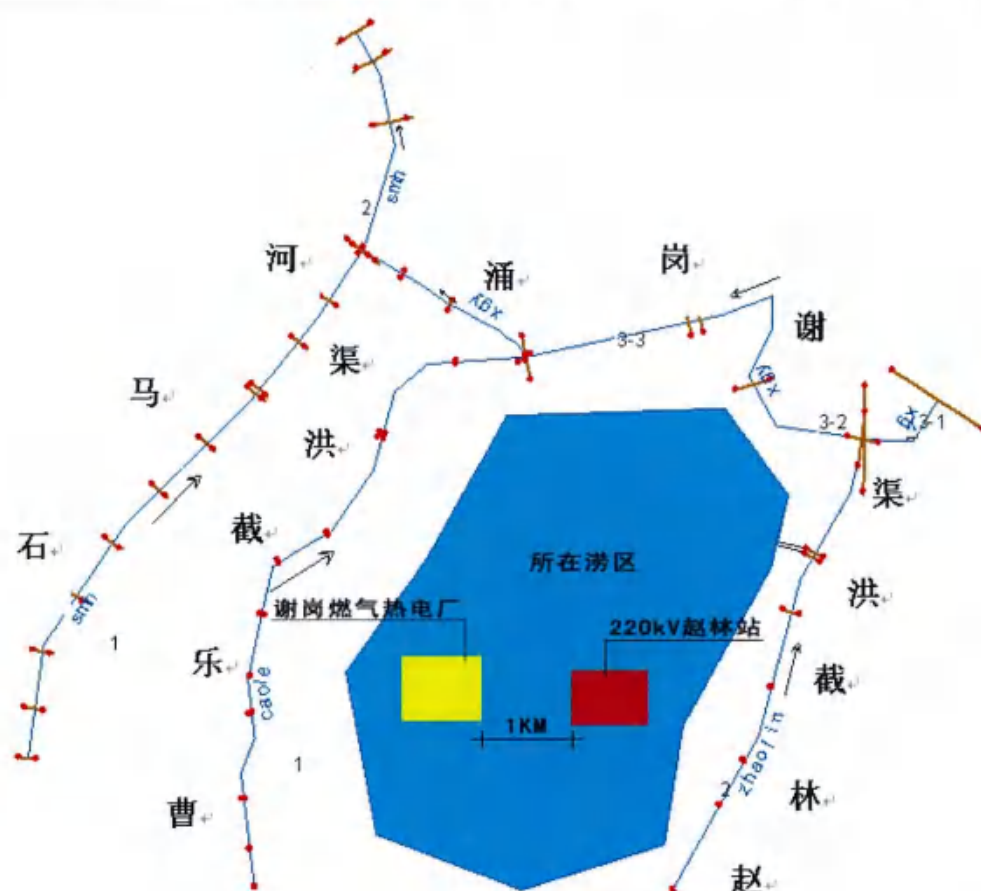


图4.5-1

220kV赵林变电站与东莞谢岗天然气热电厂场地设计标高均应高于频率为1%的洪水水位或历史最高内涝水位，且站址与厂址属同一涝区，本站址防洪标高直接采用谢岗天然气热电厂防洪标高。

以下为谢岗天然气热电厂设计洪水位：

根据广东省水利厅2003年颁布的《东江干流及三角洲河段设计洪潮水面线计算报告》，东江干流厂址断面百年一遇洪水位为12.93m；根据《东莞市石马河流域综合整治规划总报告》，石马河厂址断面百年一遇洪水位为13.49m，远高于厂址自然标高及区域工业园区规划控制标高。

考虑到本厂址位于潼湖围内，受潼湖围、谢岗涌、赵林截洪渠、曹乐截洪渠堤防及谢常路保护，能有效抵御各河涌设计标准以下洪水影响，同时由于各堤防设计标准均低于本电厂防洪标准，为满足本工程防洪要求，合理确定厂址设计洪水位，本阶段业主委托广东省水利电力勘测设计研究院完成了本工程《厂址水文计算分析报告》，分现状及规划土地利用两种情况，对影响厂址区域的外江洪水

、内涝以及溃堤洪水进行了计算分析，且成果已通过专家组审查，现将该报告主要研究成果摘录如下：

1根据涝区雨洪与排涝计算成果，在现状条件工况下，涝区遭遇20年一遇暴雨时，相应的内涝水位约7.07m；涝区遭遇100年一遇暴雨时，相应的内涝水位约7.89m。在规划条件工况下，涝区遭遇20年一遇暴雨时，相应的内涝水位约7.86m；涝区遭遇100年一遇暴雨时，相应的内涝水位约8.48m。

2根据历史内涝调查成果，本工程厂址附近内涝水位则约6.80~8.53m，其中厂址拟建位置水位约8.48m。

3根据外江洪水位分析成果，本项目电厂以西2300m石马河河段100年一遇水位为13.49m。

4本厂址区域既受上游区间洪水的影响，又受下游外江洪水顶托、溃堤等引起的内涝灾害影响。本次分析拟区域内涝与外江溃堤组合不利工况下的内涝水位。本电厂厂址外江堤围（潼湖围、赵林截洪渠堤围、曹乐截洪渠堤围、谢岗涌堤围）设计防洪标准均为50年一遇，低于厂址设计防洪标准100年一遇，未能满足厂址设计防洪要求。考虑到，近年来当地堤防决口一般在20~30m，且项目区邻近局部堤围近期将进行加固达标，项目区可取30m堤防决口水位作为溃堤水位。从项目区溃堤水位计算成果分析，赵林截洪渠溃堤对厂址区域的淹没影响更严重，因此本次分析推荐才采用赵林截洪渠溃堤出现溃堤工况时内涝水位，围内水位为10.18m。

5综合厂址区域不同洪涝工况的计算成果，由于厂址区域防洪标准低于厂址设计防洪标准100年一遇，厂址洪涝水位既受厂址所在区域内涝影响，同时还受外江溃堤的威胁。考虑外江溃堤与外海溃堤（漫堤）不利工况下，推荐厂址取百年一遇洪水位为10.18m。

综上所述，站址所在地取百年一遇洪水位为10.18m。结合站前赵林大道路面标高9.7~10.0米（南高北低）；站址场地标高暂定10.5米。

220kV赵林变电站位于东莞市谢岗镇，地处珠江三角洲河网区的东北，临近南海，属亚热带季风气候，光热充足，气候温和，雨量充沛。东莞气象站多年平均气温22.3℃，6~8月份平均气温在27℃以上，1~2月气温较低，月平均气温在11~18℃。本区降雨量丰沛，东莞站多年平均年雨量为1764.3mm。雨量年内分配

很不均匀，集中于汛期4~9月，占全年降雨量的82%，而枯期（10~次年3月）雨量仅占年总雨量的18%。汛期又分为前后汛期：前汛期（4~6月）以锋面雨为主；7~9月后汛期受热带气旋影响，则以热带气旋雨为主。

受季风的影响，全年盛行偏东风，年内风向随季节转换明显，大致4~8月盛行东南风，9~次年3月盛行东北风，每年的夏、秋季常受强烈热带风暴的影响。当热带风暴在广东沿海登陆时，当地风力较强，并伴有暴雨天气过程，是当地主要的灾害性天气之一。根据1960~1984年资料统计，25年间共有87次台风影响东莞市，影响最多的一年达6次，最少也有1次，其中风力 ≥ 7 级共21次，达每年0.8次。

站址处无长期的气象观测站。东莞市境内有东莞气象站，位于站址约西35km处，对站址的气象条件代表性较好。该站有自1959年至2002年共44年的气象资料。东莞气象站是国家基本站，1958年10月开始记录整编资料，其测站位置为东莞市莞城，东经 $113^{\circ}45'$ ，北纬 $23^{\circ}02'$ ，海拔高度为19.3m，观测项目有气温、气压、相对湿度、绝对湿度、风速和风向、降水量、日照时数、蒸发量、云量等，仪器设备和资料整理等均符合国家规范，但各个时期的观测所用仪器及观测方法等在系列上前后不一致，为此，统计分析前，已经作了必要的换算和订正。

根据东莞气象站1959年至2005年的气象资料进行统计，得该站各气象要素的年、月特征值见表4.5-1，风向频率玫瑰图见图4.5-1。

表4.5-1 东莞气象站多年统计各气象要素特征值表

项目 \ 月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
平均气温 (°C)	14.2	15.1	18.5	22.5	25.7	27.5	28.5	28.3	27.1	24.2	20.0	15.8	22.3
极端最高气温 (°C)	28.4	29.4	32.7	34.0	35.4	38.0	38.2	37.8	37.9	35.4	33.6	30.0	38.2
极端最低气温 (°C)	1.0	-0.5	3.0	9.7	15.3	18.3	20.6	21.0	16.8	8.0	4.5	0.9	-0.5
平均气压 (hPa)	1018.5	1016.7	1014.2	1010.7	1006.8	1004.0	1002.8	1002.6	1007.0	1011.8	1016.4	1018.6	1010.8
平均相对湿度 (%)	71	77	80	82	83	84	82	82	80	73	69	68	78
最小相对湿度 (%)	5	10	12	18	25	19	35	30	23	19	16	12	5
平均降水量 (mm)	37.0	62.2	83.1	192.3	263.4	307.2	245.1	270.9	180.0	65.1	29.9	28.0	1764.3
平均日照时数 (h)	142.5	92.4	88.9	103.3	152.3	166.7	226.9	204.2	195.7	211.5	191.4	177.5	1953.5
平均风速 (m/s)	2.1	2.1	2.1	2.2	2.1	2.2	2.2	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	2.0

历年极端最高气温38.2℃（1994年7月2日）

历年极端最低气温-0.5℃（1957年2月11日）

历年最大一日降水量367.8mm（1981年7月1日）

历年最大一小时降水量84.6mm（1981年7月1日）

历年最大十分钟降水量35.9mm（2005年9月9日）

多年平均雨日数为 163d

多年平均雷暴日数为 71.2d

多年平均冰雹日数为 0.1d

多年平均雾日数为 5d

多年平均大风日数为 3d

多年平均霜日数为 3d

多年平均晴天日数为 46d

多年平均阴天日数为 179d

历年十分钟平均最大风速26.0 m/s，相应风向ESE（1971年8月17日）

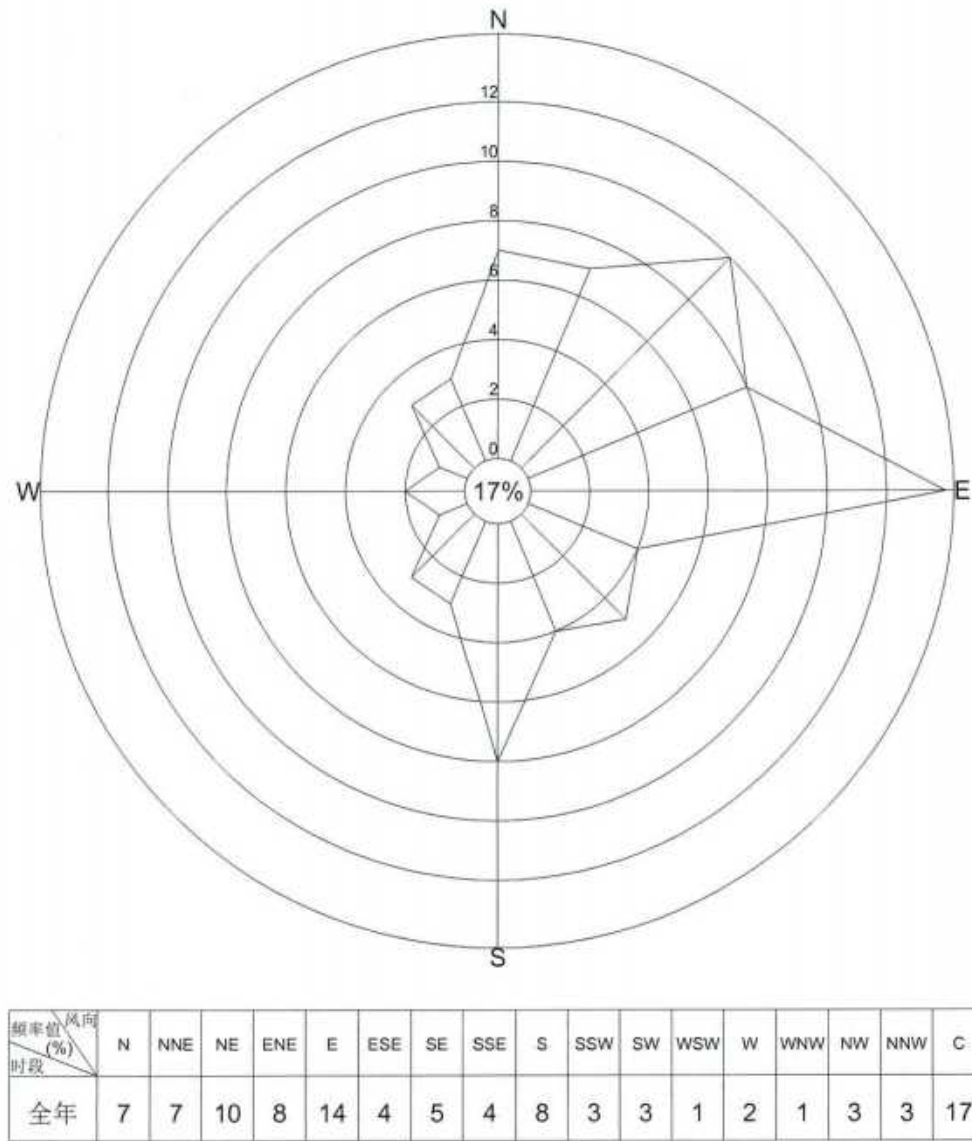


图4.5-1 东莞气象站累年风向频率玫瑰图

根据《建筑结构荷载规范》，站址离地10m高50年一遇设计风压为 0.65kN/m^2 ，站址地面粗糙度为B类，相应设计风速为 32.2m/s 。

根据东莞气象站近五年（2001~2005年）最炎热时期（6~8月）的日平均湿球温度资料，以递减排列的逐点法统计计算，得到 $P=10\%$ 的湿球温度 $t_c=26.9^\circ\text{C}$ ，相对应的其他气象要素下表4.5-2。

4.5-2 东莞气象站P=10%的湿球温度 $t_c=26.9^{\circ}\text{C}$ 相应的其它气象要素值表

P=10% 湿球温 度 $t_c=26.9$ ($^{\circ}\text{C}$)	相应其他气象要素				
	相应发生日期	日平均气温 ($^{\circ}\text{C}$)	日平均相对湿度 (%)	日平均气压 (hPa)	日平均风速 (m/s)
	2001年7月8日	28.8	85	1005.8	2.3
	2001年7月31日	30.6	75	1001.7	3.3
	2001年8月8日	31.0	72	1003.2	2.5
	2002年6月16日	29.8	78	1003.8	2.3
	2002年8月1日	29.2	80	1002.4	1.0
	2003年7月15日	30.7	75	1002.1	2.0
	2004年6月23日	30.0	79	995.5	5.8
	2004年6月25日	28.7	83	997.4	4.3
	2005年7月17日	30.6	75	1000.4	2.3
	2005年8月12日	30.5	72	996.1	3.0
	2005年8月31日	30.1	77	997.7	0.8

4.3 工程地质条件

(1) 区域地质构造、地震、地震动参数及稳定性评价

场地位处东莞市谢岗镇。站址场地原始地貌属丘陵地带，场地地形起伏不大。孔口平面坐标采用委托方提供的坐标系（珠区坐标系），孔口标高为1985国家高程基准。各孔口标高在8.8~9.1m之间，相对高差为0.3m。

东南沿海地震时间序列图表明该地区的地震活动存在明显的低潮期和高潮期交替出现的周期性特征。如图1—2所示。由于历史的记载原因，公元1400年以前的地震记载很少，但这之后较大的地震事件被记载下来。从整个地震序列来看，明显存在两个地震活动周期：1400年~1710年为第一活动周期；1711年至今为第二活动周期。每一个周期的地震序列清楚地展示了本带一个典型的完整周期过程。1600年~1605年及1918年~1921年分别为两个活动周期的高潮期，两者相距的时间与完整的第一活动周期所经历的时间相当一致，大约为310年~320年。通过进一步研究1400年以来两个活动周期中地震序列随时间的变化过程，可以看到，每一活动周期内可划分为四个时期：平静期、加速释放期、大释放期以及剩余释放期。各个时期所经历的时间分别为：平静期约为80年，偶有5级左右的地震活动；加速释放期约120年，地震活动以中强震为主；大释放期不超过10年，有7级

以上大地震出现，历史短，能量释放集中；剩余释放期约100年，地震频度逐渐下降，然后进入下一个活动周期的平静期。目前，东南沿海正处于剩余释放期。

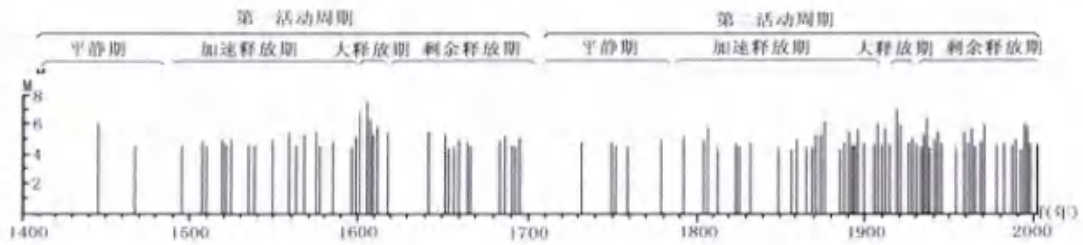


图4-4 东南沿海地震区地震序列（公元1400年至今， $M \geq 4.7$ ）

图4-4给出广东省及其邻近地区的历史地震（ $M \geq 4$ ）震中分布。从整体来看，东南沿海地区的地震活动性，大体上呈现出从沿海一带起，由东南向西北逐渐减弱的这样一种态势。为了从整体空间分布图象中找出较具体而有意义的地震活动特点，在综合考虑地震空间分布和地质构造界限之后，划分而成华南地震带。

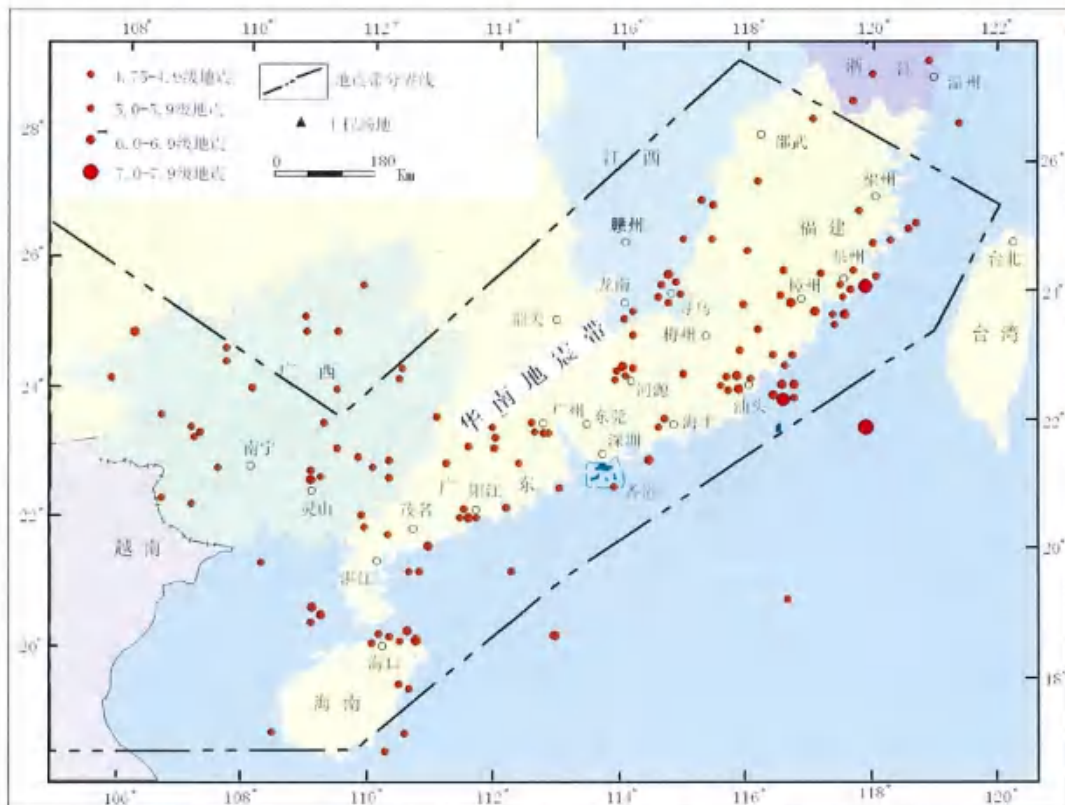
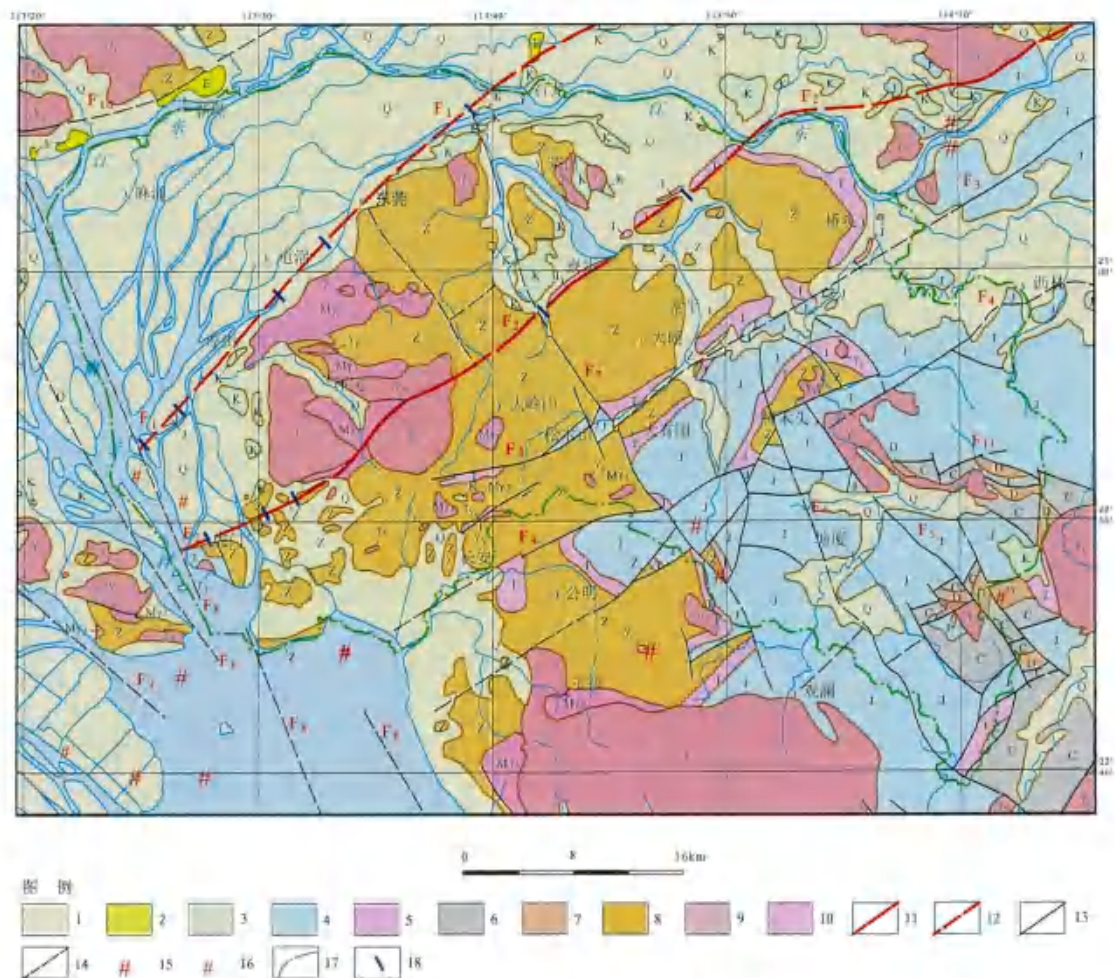


图4-5华南地震带的范围及其震中分布（地震资料起止时间1067~2009）

东莞区域内历史上地震运动以微震为主，一般震级1~3级。东莞于1372~1621年间发生过7次有感地震。邻近的深圳在1567~1770年间发生过6次有感地震，其中1969年12月发生 $M=2.5$ 级地震。1970~1975年在深圳、南头、九龙、沙头角

、大鹏湾及东莞长安等地发生过11次地震，震级1~2.4级。自1970年广东省地震台网建立以来至2007年，在近场区内共记录到 $ML \geq 1.5$ 级地震68次，其中 $ML 1.5 \sim 1.9$ 级地震46次， $ML 2.0 \sim 2.9$ 级地震20次， $ML 3.0 \sim 3.9$ 级地震2次，最大一次地震是1993年3月14日发生在番禺的 $ML 3.2$ 级地震。从近场区现今小震空间分布的情况来看，近场区的小震零散分布在区内，与断裂构造关系不明显。

东莞区域内地壳经历多次强烈构造运动，形成一系列规模不等，方向各异、活动时代前后不一、性质不同的断裂，主要发生在燕山期和喜山早期，到第四纪基本无活动。区内主要分布有北东、东西向、北西向三组方向的断裂构造。在三组构造中，北东向断裂最显著，为深大断裂构造，其中起主导作用的是紫金-博罗大断裂和高要-惠来深断裂。以上两条断裂仅远离本场地，对场地建筑影响较小，安全距离符合《变电所岩土工程勘测技术规程》（DL/T5170-2002）。



1. 第四系 2. 下第三系 3. 白垩系 4. 侏罗系 5. 三迭系 6. 石炭系 7. 泥盆系 8. 震旦系 9. 燕山期花岗岩 10. 加里东期花岗岩 11. 实测目标断层 12. 推测或隐伏目标断层 13. 实测断层 14. 推测或隐伏断层 15. ML2.0-2.9级地震震中 16. ML1.5-1.9级地震震中 17. 东莞市行政区 18. 钻探及探槽探测剖面 F1石龙—厚街断裂 F2南坑—虎门断裂 F3桥头圩—莲花山断裂 F4樟木头断裂 F5大王山—樟木头断裂 F6平湖—宝山断裂 F7观澜—温塘断裂 F8狮子洋断裂 白坭—沙湾断裂 F10瘦狗岭—罗浮山断裂 F11鳌湖断裂 小震资料统计自1970-2006

综上所述可知，所选220kV赵林变电站场地现今处于相对稳定的阶段，适宜兴建拟建项目。

(2) 工程地质条件

根据区域地质资料、地质勘察结合周边工程钻探资料，拟建储能电站站址内参考广东核力工程勘察院2016年3月220kV赵林输变电工程岩土工程勘察报告。

根据地质成因，在勘探深度内，场地地层为填土层、冲积层、残积层、基岩4大层，各岩土层分布情况及工程地质性能按自上而下作如下阐述：

(1) 填土层〔Qml〕：

架空及水深（层序号1-1）：场地内在ZK1位置进行水上钻孔，钻探施工时水深为2.3m。

填土（第1-2层）：黄色，湿，松散，主要由黏土回填而成。场地内在ZK2、ZK3共2钻孔分布。厚度2.30~2.80m，平均2.55m；层顶标高6.30~7.90m，平均7.10m；层顶埋深0.00m。

推荐承载力特征值取 $f_{ak}=70$ kPa

（2）冲积层〔Qa1〕：

①淤泥质土（第2-1层）：灰黑色，饱和，流塑状为主，主要成份为黏粒，含有机质及砂粒，具有腥臭味，为冲积成因。场地内在ZK1钻孔有分布，厚度0.6m，平均；层顶标高4.5m；层顶埋深2.3m。（塘泥）

②粉质粘土（第2-2层）：褐黄色，湿，可塑~硬塑，由粉粘粒组成，黏性一般，含较多砂粒。场地内各钻孔均有分布。厚度0.90~3.30m，平均2.43m；层顶标高3.90~7.90m，平均6.03m；层顶埋深2.30~2.90m，平均2.67m。

推荐承载力特征值取 $f_{ak}=120$ kPa

标准贯入试验实测击数统计：

数据个数：2个；最大值12击，最小值10击；击数平均值：11击。修正后最大值为10.4击，最小值为9.0击，平均值为9.7击。

本层取土样1件，试验得到的主要物理力学性质指标为：含水率 $\omega_o=25.9\%$ ，天然孔隙比 $e_o=0.789$ ，液性指数 $IL=0.28$ ，压缩系数 $a_{v1-2}=0.32\text{MPa}^{-1}$ ，压缩模量 $ES_{1-2}=5.59\text{MPa}$ ，凝聚力 $C=38.4\text{Pa}$ ，内摩擦角 $\phi=17.5^\circ$ 。

（3）残积层〔Qa1〕：

粉质粘土（第3层）：褐黄色，湿，可~硬塑，由粘粒和粉粒组成，，残留原岩结构，为砂岩风化残积土，遇水易软化崩解。各钻孔均有揭露，揭露厚度2.00~2.50m，平均2.23m；层顶标高3.00~4.60m，平均3.60m；层顶埋深3.80~5.90m，平均5.10m。

推荐承载力特征值取 $f_{ak}=180$ kPa

标准贯入试验实测击数统计：

数据个数：3个；最大值25击，最小值15击；击数平均值：18.7击。修正后最大值为21.0击，最小值为14.0击，平均值为16.7击。

本层取土样2件，试验得到的主要物理力学性质指标为：含水率 $\omega_o=22.6\%$ ，天然孔隙比 $e_o=0.711$ ，液性指数 $IL=0.17$ ，压缩系数 $a_{v1-2}=0.27\text{MPa}^{-1}$ ，压缩模量 $ES_{1-2}=6.34\text{MPa}$ ，凝聚力 $C=34.2\text{Pa}$ ，内摩擦角 $\phi=18.2^\circ$ 。

(4) 基岩：场地揭露砂岩〔J〕，按其风化程度划分为如下：

①、全风化砂岩（第4-1层）：褐黄色、褐灰色，原岩结构基本破坏，矿岩成分难以辨认，岩芯呈坚硬土状，手可捏碎，干钻可钻进。岩质极软，岩体极破碎，岩体基本质量等级为V级。各钻孔均有揭露，揭露厚度3.90~4.30m，平均4.10m；层顶标高0.50~2.60m，平均1.37m；层顶埋深6.30~8.10m，平均7.33m。

标准贯入试验实测击数统计：

数据个数：4个；最大值46击，最小值31击；击数平均值：36.25击。修正后最大值为37.0击，最小值为26.7击，平均值为30.3击。

推荐承载力特征值取 $f_a=320\text{ kPa}$

②、强风化砂岩（第4-2层）：褐灰色，原岩结构大部分已经破坏，节理裂隙强烈发育，矿物成分显著变化，岩芯呈半岩半土状，手易折断，干钻钻进困难。岩质软，岩体极破碎，岩体基本质量等级为V级。各钻孔均有揭露，揭露厚度8.60~10.30m，平均9.43m；层顶标高-3.80~-1.30m，平均-2.73m；层顶埋深10.60~12.20m，平均11.43m。

标准贯入试验实测击数统计：

数据个数：5个；最大值61击，最小值52击；击数平均值：57.2击。修正后最大值为46.2击，最小值为40.7击，平均值为43.8击。

推荐承载力特征值取 $f_a=500\text{ kPa}$

(3) 工程地质评价及建议

站址的场地土类型为中软土，建筑场地类别为II类。

在勘察场区内，未发现有滑坡、泥石流、崩塌、断层等不良地质现象及明显的不良构造形迹。场地及地基较稳定，适宜工程建设。建筑地基评价：

(1)、填土（第1-2层）：具高压缩性，低强度，承载力低，未完成自重固结，未经处理，不得作为拟建构筑物的天然地基基础持力层；

(2)、淤泥质黏土（第2-1层）：强度较低，压缩性高，承载力低，未经处理，不得作为拟建构筑物的基础持力层；

(3)、粉质粘土(第2-2层):力学强度相对较高;但厚度分布不均,埋藏深浅不一,土质均匀性一般,在埋藏较浅地段且满足建筑物设计要求的前提下,可考虑作为一般低层建筑物天然地基浅基础持力层;

(4)、粉质粘土(第3层):承载力中等,均匀性一般,埋藏较浅地段可作为一般建筑物的天然地基浅基础持力层;

(5)、全风化砂岩(第4-1层):力学强度较高,承载力较高,可为桩基础提供较大的侧摩阻力;

(6)强风化花岗岩(第4-2层):具低压缩性、高强度,工程地质性能稳定,适宜作为拟建构筑物桩基础持力层。

本场地内地下水根据其赋存介质及埋藏条件不同,主要上层滞水:主要存在于填土层中,分布少,水量小。场地地下水主要为浅部土层中的地下水,其补给来源主要为大气降水和侧向渗入。总体而言,场地内地下水分布不均匀,含水量一般。场地内钻孔中均可测到稳定水位,勘察期间测得钻孔中稳定水位埋深为0.30~0.80m,标高为7.04~8.59m,地下水位较浅。

4.4 基础设计建议

4.4.1 概述

本项目建设规模为100MW/200MWh,项目占地面积约为16亩。

(1) 储能装置区域

储能装置区域位于站区南侧,设4个储能系统分区。储能装置主要有储能电池舱40座,升压一体机20座,均采用预制舱式结构。

储能电池舱为集装箱(液冷),尺寸为6250×2550×2896mm(长×宽×高),每个电池舱涵盖电池系统、直流汇流系统、安防系统、消防系统、环境监控系统和液冷系统;电池舱采用非步入式户外检修。

升压一体机由变流器室和箱式变压器组成,尺寸为7350×3490×3050mm(长×宽×高),每套升压一体机1套5000kW PCS、1台5500kVA升压变压器、进线柜、动力配电柜等相关设备。

(2) 110kV升压站区域

升压站采用户外布置的形式,110kV升压站区域位于站区北侧。110kV主变压器户外布置在升压站区域西侧,SVG动态无功补偿装置布置于110kV主变压器南侧。

本项目新增的二次监控舱、35kV开关舱布置于主变压器的东侧，其中二次监控舱双层布置，首层为生活办公区，二层为二次设备室，35kV开关舱单层布置。站用电源舱布置于储能装置区域的东侧，单层布置。

(3) 站区进站口

储能电站设置远期进站口和临时施工进站口各一处，远期进站口设置于站区东北侧，通往站区北侧规划道路。临时施工进站口设置于站区的西南侧，通往赵林变电站的进站道路，待项目施工作业完成后及远期进站口外规划路开通后以围墙封闭。

4.4.2 基础及地基处理

地基处理方案。

参照储能站西侧220kV赵林站地质报告，本工程场地北面为填土，面积约8000平方米，填土底标高4.8~7.3m，厚度5.7~3.2m填土松散，需加固处理。

1) 碎石桩方案

采用碎石桩复合地基，振冲法施工，桩径500，桩长10~7米，设备基础处桩距1.2*1.2米，除设备基础外处桩距1.5*1.5米。填料石子粒径：20~50 mm，含泥量≤5%，针片状≤10%，压碎值≤20%。桩顶铺200~400 mm厚碎石垫层，压实。复合地基承载力特征不小于100kPa。

2) 旋喷桩方案

旋喷桩复合地基，桩径500，桩长10~7米，设备基础处桩距1.2*1.2米，除设备基础外处桩距1.5*1.5米，水泥用量120公斤/每米。桩顶铺200~400 mm厚碎石垫层，压实。复合地基承载力特征不小于100kPa。

旋喷桩需要引孔，且工艺相对复杂。故首选碎石桩加固地基土。

4.5 进站道路与交通运输

4.5.1 进站道路

本站设置临时进站道路和远期进站道路，临时进站道路设置在站区西南侧接入220kV赵林站现有的进站道路；远期进站道路设置在站区东北侧，接入北侧规划一路。

4.5.2 大件设备运输

①运输车辆选择：

本工程建议采用组装式变压器，减少单次运输载重，降低运输风险。本工程考虑变压器在无带油情况下总质量 $\leq 120\text{T}$ ，大型平板车总质量约20T，合计总质量约为 $\leq 140\text{T}$ 。建议选用8轴平板车，最大轴重 $\leq 17.5\text{T}$ 。

③大件设备运输路径：

主变压器可利用铁路运至东莞东站，然后汽车进入常东路、东深路、谢常路、粤海大道至220kV赵林站进站道路到达站址，全长14.3公里。交通运输便利，途中桥涵均能满足运输主变压器通行的要求，无需进行运行道路加固改造。



图 4.5-1 大件设备运输线路示意图

4.6 站用水源及防洪

站址可采用市政供水，由市政供水管网接入。

参考2018年2月提供东莞220kV赵林 变电站工程水文气象勘测咨询报告中计算分析得出站址100年一遇洪水位为10.18m。根据谢岗镇广东粤海装备技术产业园提供站址东面规划路(赵林大道)标高为9.7~10米，以及站址南面粤海大道标高为9.09~9.28米。综上所述，确定储能站站址场地标高为10.50米，满足100年一遇洪水位及内涝水位。

4.7 通信干扰

本工程在运行期间产生电磁感应强度较小，项目距离周边居民点较远，对人体和周围环境影响较小。

4.8 施工条件

（1）施工道路

本期拟建储能站站址位于粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块，西侧紧邻220kV赵林变电站，北侧紧邻规划一路，东侧约40米处为规划路赵林大道。本站设置临时进站道路和远期进站道路，临时进站道路设置在站区西南侧接入220kV赵林站现有的进站道路，满足施工需求；远期进站道路设置在站区东北侧，接入北侧规划一路。

（2）施工场地

站址周边有平整空地可用于搭建临时施工设施，需要与当地协商租赁。

（3）施工水源

施工水源接入市政给水管网。

（4）施工电源

施工电源需租用250kVA箱变，10kV取电段引自110kV稔子园站F28金云线排站支线#1塔，采用10kV电缆FYZA-YJV -8.7/15kV-3×70mm²，长度为282米，还需新增短距离电缆通道、开关等附属设备。需办理用电申请、规划审批、设备采购等流程。

第五章 储能工程技术方案

5.1 电化学储能技术路线分析

5.1.1 电池种类分析和选择

电化学储能技术是指通过一种介质或者设备，把电能转换成电池的化学能存储起来，基于应用需要以电能形式释放出来的循环过程。在充电时，电网电压经过变流器整流转换为直流电压，对电池进行充电；放电时，电池电压经过变流器转换为与电网兼容的交流电压供给负载。电化学储能由于安装环境及移动都便利、模块化结构组成灵活、可靠性高、寿命长、响应快（20ms以内）、技术成熟、成本相对较低等特点，具有广阔的应用前景，成为目前研究热点和未来重点发展方向。目前，全球处于商用和示范应用、实验室研发或概念设计阶段的电化学储能电池已达30余种。传统铅酸电池已很难满足未来大规模储能应用的需求；而铅炭电池、锂离子电池、钠硫电池和全钒液流电池等较为成熟的技术将在未来几年进入示范或产业化应用，下一步应将降低成本、提高安全性、延长使用寿命，与可再生能源和电网联合运行等作为关注的重点。

根据《储能产业研究白皮书2026》，2025年全球储能市场继续保持高速发展态势，全年新增投运电力储能项目装机规模首次突破100GW,达到123.9GW,同比增长49.3%。其中，新型储能新增装机占比超过90%，达到113.3GW/305.8GWh，同比增长52.9% /72.0%，如图5.1-1所示。

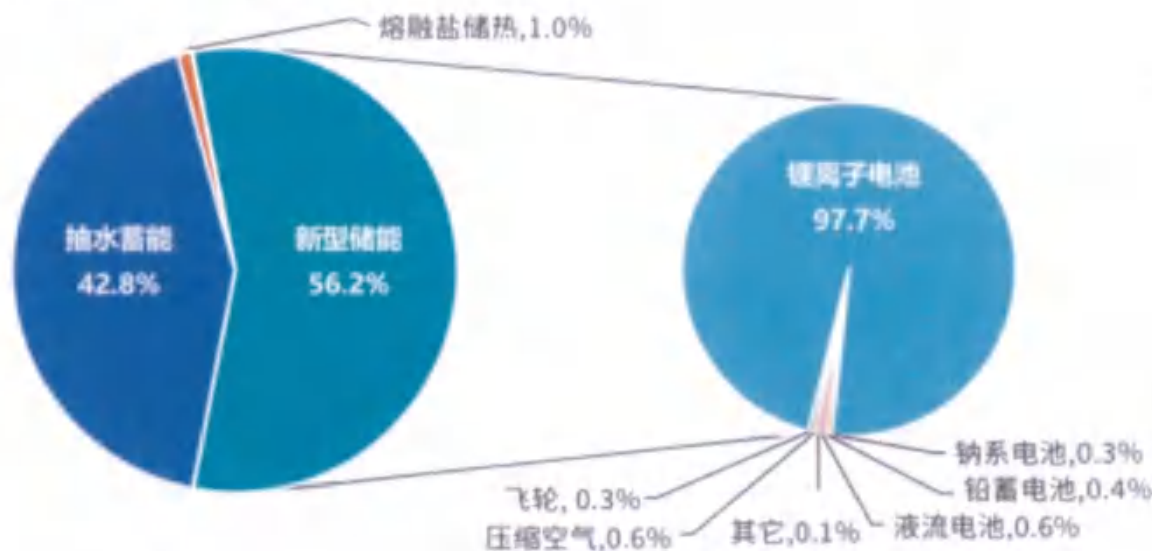


图5.1-1 全球电力储能市场累计装机规模（截至2025年底）

从区域分布看，中国、美国和欧洲仍是全球储能市场规模最大的三个区域，并持续引领全球储能产业发展。但随着中东、拉美等地区储能市场的快速崛起，全球储能市场正逐步向更广泛的区域扩展。2025年，中、美、欧三大市场新增装机合计占比较2024年同期下降1.5个百分点，全球储能市场的区域结构正持续走向多元化。

截至2025年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模达到213.3GW，占全球市场总规模的43.0%，同比增长54%。其中，新型储能累计装机规模达到144.7GW，占国内电力储能总规模的2 / 3以上，较“十三五”末实现45倍增长，在全球新型储能市场中的占比达到51.9%。

根据中国电科院对国内外储能应用的统计，各储能类型中，电化学储能项目数占比最大。电化学储能中，锂离子电池的项目数占比、装机容量占比最大，其增长幅度也最快，已成为发展最快的电化学储能技术。

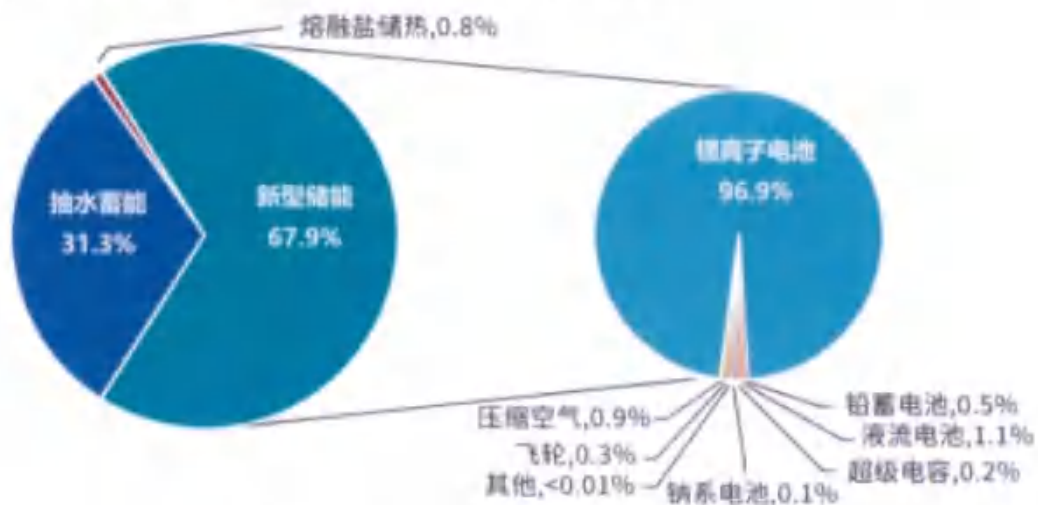


图5.1-2 中国电力储能市场累计装机规模（截至2025年底）

目前，制约电池储能系统发展的关键因素是没有理想的储能电池。储能电池的主要性能指标是比能量、比功率和使用寿命等。要使电池储能系统比其他储能系统更具竞争力，关键是开发出比能量高、比功率大、使用寿命长、成本低、性能更优良的储能电池。常见的化学电池有如下几种。

5.1.1.1 锂离子电池

锂离子电池的正极材料通常有锂的活性化合物组成，负极则是特殊分子结构的碳。具备较好的安全性和可使用的寿命，被列为其电动汽车蓄电池的长期开发目标。锂电池的种类繁多，这几年随着工业和材料的发展，电池循环寿命也大大

延长，成本大大降低。国家科技部在重点研发计划“智能电网技术与装备”重点专项2016年度项目申报指南《100MWh级电化学储能技术（共性关键技术研发）》中明确指出，针对大规模可再生能源高比例消纳对于储能系统技术经济性、安全性、能量效率的要求，研究适用于100MWh级应用的新型锂离子电池规模储能技术。考核指标要求，锂离子电池在充放电速率0.5P以上，充放电深度在80%DOD以上时，循环寿命大于10000次，服役预期寿命大于15年，预期成本低于1500元/kWh。

在当今锂电池市场，受到关注较多的是磷酸铁锂电池、三元锂电池和钛酸锂电池。钛酸锂电池循环寿命最长，能量密度最低，倍率性能好，但价格高出前两者一倍以上，且只有个别厂商具备生产能力。

磷酸铁锂电池、三元锂电池的生产厂商多，在国内的产业链完整，在电动汽车上应用较多。两者主要的特性是能量密度与安全性的差异，能量密度关系到动力电池的续航能力，安全性也是动力锂电池最重要的指标之一。

就材料体系而言，三元锂电池正极材料的分解温度在200℃左右，磷酸铁锂电池正极材料的分解温度在700℃左右。实验室测试环境下短路磷酸铁锂电池单体，基本不发生着火的情况，三元锂电池则不然，在使用三元锂电池时尤其要对热管理提出较高的要求。对于整车电池包来讲，安全措施更加完善与科学，通过BMS有效对锂电池进行管理，电池可以工作在安全的状态下。

我国幅员辽阔，气候复杂，从最北端的东北三省到最南端的海南诸岛温度变化非常丰富。三元锂电池与磷酸铁锂电池温度适应能力比对如下表5.1-1所示。

表 5.1-1 三元锂电池与磷酸铁锂电池适应温度

三元材料电池			
温度	容量	放电平台 (V)	相对 25℃容量
55	8.581	3.668	99.36%
25	8.636	3.703	100.00%
-20	6.058	3.411	70.14%
磷酸铁锂材料电池			
温度	容量	放电平台 (V)	相对 25℃容量
55	7.870	3.271	100.20%
25	7.860	3.240	100.00%

-20	4.320	2.870	54.94%
-----	-------	-------	--------

从上图中能够看出，以25℃为基准常温，两类电池在55℃高温下放电与常温25℃下放电，放电容量几乎没有差别。但在零下20℃时，三元锂电池与磷酸铁锂电池相比有比较明显的优势。

三元锂电池与磷酸铁锂电池在充电效率方面比对如下表5.1-2所示。

表 5.1-2 三元锂电池与磷酸铁锂电池充电效率对比

三元材料电池			
充电电流 (Ah)	恒流容量 (Ah)	总容量 (Ah)	恒流容量/总容量
7.50	8.21	8.62	95.24%
37.50	7.17	8.54	84.01%
75.00	6.42	8.58	74.82%
112.50	5.65	8.60	65.71%
150.00	4.55	8.62	52.75%
磷酸铁锂材料电池			
充电电流 (Ah)	恒流容量 (Ah)	总容量 (Ah)	恒流容量/总容量
6.50	6.52	6.25	90.00%
32.50	5.91	7.23	81.64%
65.00	5.43	7.26	74.71%
97.50	3.51	7.29	48.11%
130.00	0.74	7.31	10.08%

从表中可以看出，三元锂电池与磷酸铁锂电池在10P以下充电时，恒流比无明显差距，10P以上倍率充电时，磷酸铁锂电池恒流比例迅速降低，充电效率迅速降低。磷酸铁锂与三元的市场之争，目前仍是平分秋色，各有所长。

5.1.1.2 液流电池

全钒氧化还原液流电池（VRB）通过不同价态的钒离子相互转化实现电能的储存与释放，是众多化学电源中唯一使用同种元素组成的电池系统。与传统的二次电池相比，其电极反应过程无相变发生，可以进行深度充放电，能耐受大电流充放。由于正、负极活性物质分开存储，杜绝存放过程自放电可能性，且电池容量取决于外部活性溶液的多少，调整容易，各个单体电池的均匀性好，维护相对

容易。全钒氧化还原液流电池可通过更换溶液实现电池的“即时充电”，具备快速响应和超负荷工作能力；活性溶液可重复循环使用，不污染环境等众多优势。经过优化的电池系统能量效率可达75%~85%，充放电循环次数可达13000次以上。具有效率高、寿命长、价格便宜等特点。

表 5.1-3 20kW 和 50kW 的液流电池单元设计参数

参数	20kW 单元	50kW 单元
直流输出/kW	20	50
容量/kWh	160	175
单体数目	60（串联）	90（串联）
储液罐体积	$4\text{m}^3 \times 2$	$5\text{m}^3 \times 2$

目前我国正在建设世界最大电池储能电站，大连液流电池储能调峰电站即采用液流电池储能。建设规模为200MW/800MWh，一期建设100MW/400MWh。项目设计中，单体储能电池容量为33kW，采用8串2并和8串3并的接线方案组成500kW和800kW两种规格的储能电池组，每个储能电池组配置一个500kW或800kWPCS。4台500kW或800kWPCS接入1台2500kVA或4000kVA低压侧四分裂的储能变压器，每12台或9台储能变压器串联组成24MW或28MW瓦储能单元，每个24MW瓦或28MW储能单元经1条集电线路最终接入变电站。

但液流电池其较低的能量密度，只有15~40Wh/L，甚至不如铅酸电池，导致设备体积重量大。电解液含有较浓的硫酸（2~3mol/L）来提高五价钒的溶解度和水的析氧电位，同时五价钒有一定毒性。

5.1.1.3 固态电池

不同于传统锂电池，固态锂电池指电池电解质部分采用固态材料的锂二次电池，其以固态电解质替代了传统锂离子电池的电解液、电解质盐、隔膜。在对动力电池的三大要求——安全性、能量密度和循环寿命方面，固态电池具备优于传统锂离子电池的潜力。

（1）安全性高，无自燃、爆炸风险。采用有机电解液的传统锂离子电池，在过度充电、内部短路等异常情况下容易导致电解液发热，有自燃甚至爆炸的危险。全固态锂电池基于固态材料不可燃、无腐蚀、不挥发、不存在漏液问题。半固态、准固态电池仍存在一定的可燃风险，但安全性也较液态电解液电池更高。

(2) 能量密度高。对于固态电池而言，一方面固态电解质无需隔膜与电解液，这两部分在传统锂离子电池中加起来占据近40%的体积和25%的质量，另一方面由于没有漏液、腐蚀等问题，可以简化电池外壳及冷却系统模块，进一步减轻电池系统重量。此外，配套新的正负极材料可以使得电化学窗口达到5V以上，可以从根本上提高能量密度。

(3) 固态电池可简化封装。冷却系统，电芯内部为串联结构，在有限空间内进一步缩减电池重量，体积能量密度较液态锂离子电池（石墨负极）可提升70%以上。液态锂离子电池以并联结构相接，封装复杂且体积大；固态电池无漏液风险，可简化冷却系统，电池以多电芯串联相接，优化电池封装，电池的体积能量密度提升。

近年来随着越来越多的企业加入，固态电池产业化进程不断加速，按照目前的发展情况，2025 年最新行业动态，固态电池已实现独立储能电站的小规模商用示范，但尚未进入规模化应用阶段。南都电源在广东汕尾中标2.8GWh半固态电池储能项目，该项目由两个独立储能项目组成，总容量800MWh，旨在支撑海上风电并网和电网调峰需求，固态电池因高安全性、长寿命优势，正逐步替代传统液态电池在储能领域应用。

5.1.1.4 钠离子电池

钠离子电池主要依靠钠离子在正极和负极之间移动来工作，与锂离子电池相似，但其充电时间可以缩短到锂离子电池的1/5，钠离子电池最主要的特征就是利用Na⁺代替了价格昂贵的Li⁺，为了适应钠离子电池，正极材料、负极材料和电解液等都要做相应的改变，相比于锂元素，钠离子电池的优势在于资源丰富，钠资源约占地壳元素储量的2.64%获得钠元素的方法也十分简单，因此相比于锂离子电池，钠离子电池在成本上将更加具有优势。

从能量密度的角度来说，现在的钠离子电池只能达到锂离子电池的一半以下，因此钠离子电池目前只能用在低速电动汽车、电动船、家庭储能等对能量密度要求较低的领域。

钠离子电池的各项优势如下述饼图所示：



钠离子电池的缺点和短板也很明显，主要是容量和循环寿命问题。下图是钠离子和磷酸铁锂电池的性能对比：



综上所述简单汇总下钠离子电池的优缺点：

优点主要有：

- 1) 成本低，比磷酸铁锂低30~40%；
- 2) 低温性能好，零下20℃钠离子电池仍有90%容量，磷酸铁锂剩下30%；
- 3) 理论上安全，热稳定性好，但缺案例故无具体对比数据；
- 4) 原材料碳酸钠便宜2000~3000元/吨，取之不竭；而碳酸锂集中在南美，我国很少，目前价格已达到59万元/吨。

缺点主要有：

- 循环次数低，只有2000~3000次，磷酸铁锂是6000~12000次；
- 2) 能量密度低，一代钠能量密度160Wh/kg；

5.1.2 各类电池性能对比

与常规二次系统电池不同，接入电网侧的大规模储能对储能系统有其特殊的要求：

（1）循环寿命长。储能电池的循环寿命对于系统的可靠运行有重要影响。储能电池循环寿命长可减少电池的更换，对于节约运行成本，提高系统的经济性有重大意义。电池储能系统要求使用寿命能够达到10~15年，在放电深度为80%的情况下，循环寿命在6000次以上。

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

（3）充放电效率高。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）安全性好。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、稳定得运行，只有安全性高的储能系统才能满足要求。

（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）配置灵活，安装建设方便。储能系统应配置灵活，可扩容性好，另外系统的建设周期要短，没有过多的特殊要求。此外，还要求系统免维护或少维护、绿色环保等。

表5.1-5 显示了不同类型的电池能量密度、循环次数、运行成本等参数。具体参数如下：

表 5.1-5 各类电池储能技术参数对比

技术路线	核心指标	最新参数	技术进展亮点
磷酸铁锂	市场占比	电化学储能领域超80%	314Ah大容量电芯量产，支撑百兆瓦级项目
	能量密度	150-250Wh/kg（系统级）	较2023年提升18%，降低占地成本
	循环寿命（80%DoD）	6000-8000次	部分企业突破10000次，寿命达20年
	往返效率	85%-90%	PCS集成优化，损耗降低3-5个百分点

	度电成本（LCOS）	大型储能 0.30-0.35 元/kWh；工商业储能 0.20-0.25元/kWh	规模效应+集成优化，较2024年下降12%
钠离子储能	市场占比	电力储能领域突破1GWh	从实验室走向商用，低温场景快速渗透
	能量密度	160-180Wh/kg（单体）	180Ah单体电池量产，2027年目标180Wh/kg
	循环寿命（80%DoD）	8000次后容量保持率92%	接近磷酸铁锂水平，成本下降空间显著
	低温性能	-45℃可正常工作	差异化优势突出，替代铅酸电池潜力大
	度电成本（LCOS）	0.28-0.32 元/kWh（2025年）；2027年预计降至0.25元/kWh以下	无锂资源依赖，原材料成本低30%
全钒液流储能	市场占比	长时储能领域约5%	百兆瓦级示范项目落地，跨区域调度应用
	能量密度	30-40Wh/kg（系统级）	50kW级大功率电堆量产，效率提升显著
	循环寿命（80%DoD）	10000次以上，寿命超20年	可深度放电，无容量衰减问题
	往返效率	75%-80%（系统级）	电堆结构优化，较2023年提升4个百分点
	度电成本（LCOS）	0.8-1.2元/kWh	钒价波动影响成本，长时场景经济性凸显

由表5.1-5可见，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；液流电池优势在于成本相对前者较低，但是占地面积大，后期维护繁琐，适合长充放电时间的大容量（能量）储能场合。钠离子电池目前应用较少，使用寿命较短，优势是价格相对较低。目前国内暂时只有MW级规模的钠离子电池商用，但已有百兆瓦级的钠离子项目开展可研研究。

随着今年来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。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。

本项目对规模化应用电网侧储能的两种主流锂离子（磷酸铁锂电池及三元锂电池）进行了研究。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，三元电池能量密度高、低温性能好、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。考虑到电网侧储能系统对于安全性的高要求，相较于三元锂电池，磷酸铁锂电池在安全性问题上有着极大优势，更适用于电力储能场合。

综上，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（详见表 5.1-6），本工程推荐采用磷酸铁锂电池。

表 5.1-6 磷酸铁锂电池储能价格统计与预估

标分类	单位	2018年	2020年	2023年	2025年 (实际)	2027年 (预测)
LFP电池电芯	元/kWh	1070	750	450	380	320
LFP电池系统	元/kWh	1500	950	600	520	450
储能PCS	元/kWh	400	250	180	140	110
储能系统循环寿命	次	5000	6000	8000	10000	12000
电池系统度电成本	元/kWh·次	0.35	0.2	0.15	0.12	0.1
工程建设与运行成本	元/kWh·次	0.2	0.15	0.12	0.1	0.08
电池储能综合度电成本	元/kWh·次	0.55	0.35	0.27	0.22	0.18

具体工程磷酸铁锂电池价格会和电池类型有关，放电倍率越大的电池每kWh价格越高，同时系统电池冗余度越高，造价越高。

根据储能领跑者联盟发布的《2025中国新型储能行业发展白皮书机遇与挑战》，2024全年共计追踪到新型储能招标信息2465条，总规模达126.1GW/368.2GWh，展现出国内储能市场持续增长的态势及广阔的发展潜力。集采框采方面，各大能源集团在2024年的集采需求远高于2023年，整体规模高达29.9GW/122.6GWh，招标内容主要是储能系统、电池系统和电芯；项目招标方面，招标规模持续保持较高增速，整体规模高达96.2GW/245.7GWh，招标内容主要是储能EPC、储能系统和综合EPC。

中标价格方面，得益于大容量电芯的量产装机、规模效应的凸显以及原材料成本的降低，24年储能系统单瓦时价格较23年有较大降幅。年度内储能系统中标

价格筑底企稳，以磷酸铁锂储能系统（0.5C）为例，全年中标均价为0.7054元/Wh，12月加权平均价格0.7093元/Wh；年度内储能EPC中标价格小幅下滑，以储能时长2h的磷酸铁锂储能项目为例，全年中标均价为1.2065元/Wh；12月加权平均价格1.1649元/Wh。

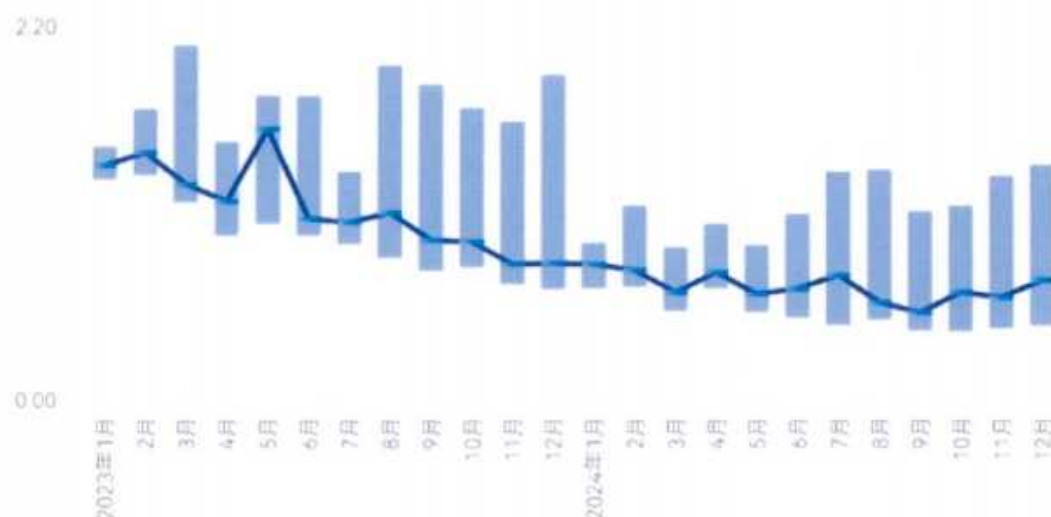
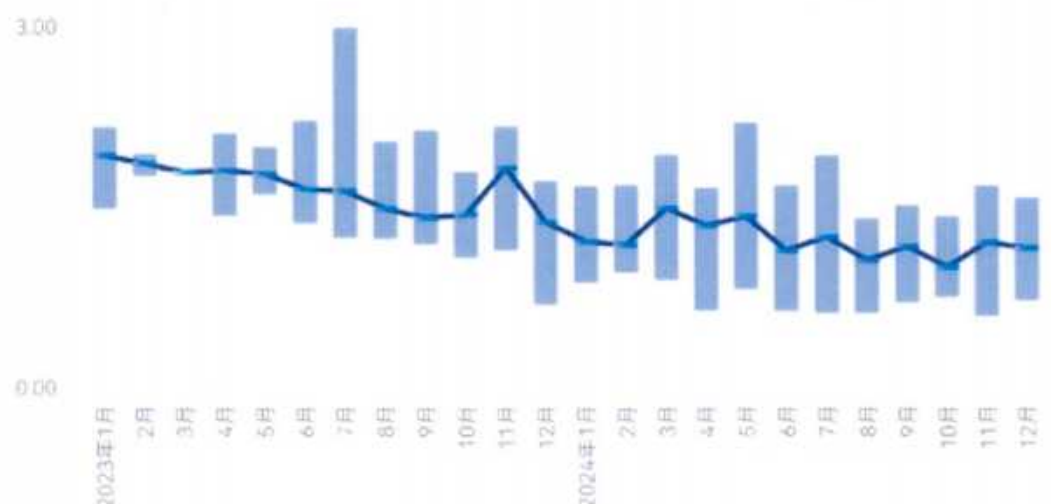


图 2023-2024年储能系统（LFP，0.5C）中标均价（元/Wh）



注：中标均价含用户侧储能及构网型储能；均价按照项目能量规模加权平均计算。

图 2023-2024年储能EPC（LFP，0.5C）中标均价（元/Wh）

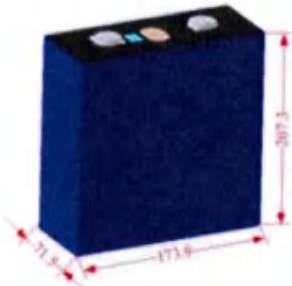
目前国内市场上主流的厂家用于电网侧储能项目的磷酸铁锂电池型号主要有：

（1）LFP314电池

序号	性能指标	参数	备注
	电池类型	LFP	
	标称电压 (V)	3.2V	
	标称容量 (Ah)	314Ah	
	标称能量 (Wh)	1004.8Wh	
	最低电压 (V)	2.5V	
	最高电压 (V)	3.6V	
	尺寸 (W×D×H, mm)	207×174×72	
	重量 (kg)	6.2	
	存储温度范围 (℃)	-20℃至35℃	
	工作温度范围 (℃)	-20℃至60℃	

(2) LFP280电池

LFP280电池电芯为280Ah磷酸铁锂（LFP）方形钢壳电芯。此电芯持续功率大、循环寿命高、存储寿命高、安全性高。电池单体技术参数如下表所示：

序号	性能指标	参数	备注
	电池类型	LFP	
	标称电压 (V)	3.2	
	标称容量 (Ah)	280	
	标称能量 (Wh)	896	
	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
	尺寸 (W×D×H, mm)	71.5×173.9×207.3	
	重量 (kg)	5.47	
	存储温度范围 (℃)	-40~60	
	工作温度范围 (℃)	-30~55	

(3) LF280 电池

通过 UL、IEC、UN 认证的铝壳磷酸铁锂容量型电池 LF280，选用磷酸铁锂体系，在充分保证安全的前提下兼顾比能量，性能指标主要如下表所示：

序号	参数	规格	说明
	电池型号	LF280	
	标称电压/容量	3.2V/896Wh	
	工作电压	2.5~3.65V	
	宽度	173.7±0.3mm	
	厚度	71.5±0.5mm	
	高度	204.8±0.5mm	
	高度（主体高）	200.2±0.5mm	
	极柱中心距	90.0±0.3mm	
	单体重量	5.3±0.3kg	
	内阻	≤0.25mΩ	
	比能量	169Wh/kg	
	额定充放电倍率	0.25C	最大0.5C充放
	工作温度（充电）	10~45℃	
	工作温度（放电）	0~55℃	

5.1.3 本工程电池选型

本工程拟建设100MW/200MWh电化学储能系统，综合以上分析，采用磷酸铁锂电池，电池类型为0.5C，主要参与电力市场的调峰调频，项目的投产可以作为电网侧储能多种模式综合应用试点。整个项目具有规模大，响应速度快，安全性能高，绿色环保的特点。

磷酸铁锂电池技术路线多，储能更注重安全性和长期成本。与动力锂电池相比，储能锂电池对能量密度的要求较为宽松，对空间及占地面积敏感度不高，但对安全性、循环寿命和成本要求较高。

结合目前电芯行业水平，本工程推荐选用0.5C磷酸铁锂电池，循环次数不小于8000次（充电、放电倍率0.5C/0.25C，DOD=100%，25℃，EOL=80%），以满足储能系统的实际需求。

5.1.4 小结

综上所述，用于电网侧的储能对电池有其特殊需求，主要需求为循环寿命长、响应速度快、充放电效率高、安全性好、成本低及配置灵活。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。考虑到电网侧储能系统对于安全性的高要求、成本敏感，相较于三元锂电池，磷酸铁锂电池在安全性问题和成本上有着极大优势，更适用于电力储能场合。结合上文的研究分析结果，针对本储能项目的储能设备选择得出以下结论：

（1）用于电网侧的储能对电池有其特殊需求，主要需求为循环寿命长、响应速度快、充放电效率高、安全性好、成本低及配置灵活。

（2）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。考虑到电网侧储能系统对于安全性的高要求、成本敏感，相较于三元锂电池，磷酸铁锂电池在安全性问题和成本上有着极大优势，更适用于电力储能场合。

（3）对于本项目推荐采用0.5C磷酸铁锂电池。循环次数不小于8000次（充电、放电倍率0.5C/0.25C，DOD=100%，25℃，EOL=80%），以满足储能系统的实际需求。

5.2 储能分系统拓扑结构分析

储能变流器（Power Conversion System，PCS）是储能系统并网的核心部分，基本功能是实现电化学蓄电池与电网之间的能量双向传递，由DC/AC双向变流器，控制单元、监控单元等组成，其核心是电压源换流单元。PCS的拓扑结构则直接决定了电池储能系统的电气结构和集成方式。在当前功率器件性能和电池特性的约束条件下，不同的拓扑结构可以实现的电池储能系统容量等级范围各不相同。电池储能应用中，利用电路拓扑结构的模块化来降低电池串并联的规模，从而细化电池管理和功率控制的粒度，这样一方面可以降低电池筛选和组配的难度，另一方面也增加了电池对管理和控制的手段。

PCS并网的等效电路如图2-1所示，将电压源换流单元等效为理想的工频电压源， U_i 为其电压有效值， δ 为电压相角，R和L分别表示功率损耗和总电感， I_L 表示储能系统注入电网电流的幅值和相位。储能系统充、放电阶段电压、电流向量关系如图5.2-2所示。PCS通过对换流单元采用高频脉冲宽度调制（PWM）控制，

适当控制换流单元输出电压的幅值 U_I 和相位 δ ，即可在储能系统与电网之间实现有功、无功在四个象限内传递。

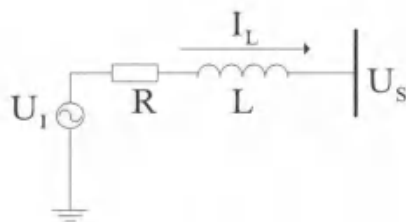


图5.2-1 PCS并网等效电路

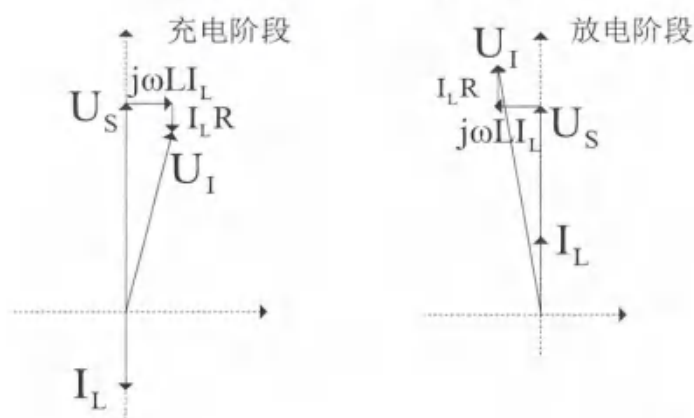


图5.2-2 储能系统充放电阶段电压电流向量关系图

储能变流器经过多年的发展，产生了多种技术方案。根据中间直流环节滤波元件的不同，储能变流器可分为电压型和电流型；从拓扑结构看，储能变流器有单极式、双极式、级联式、模块式；根据交流侧输出相电压的可能取值情况，变流器分为传统两电平、三电平、多电平；从是否带有隔离来区分，储能变流器有隔离型和非隔离型。

5.2.1 单极式拓扑结构

储能系统通过电力电子变换装置直接与交流系统网络相连，独立作为网络中的特殊电源。图5.2.1-1所示为通过PWM变换器直接并网的单极式拓扑结构，通常采用电压型PWM变换器。在这种结构中，PWM变换器的输出部分接有升压变压器，以便其电压与所并联的交流网络电压相匹配，同时起到将蓄电池储能系统与外部系统的电气隔离作用。蓄电池系统充电时，PWM变换器工作在整流器状态，将系统侧交流电转换为直流电，将能量储存在蓄电池中；放电时，PWM变换器工作在逆变器状态，将蓄电池释放的能量由直流转换为交流回馈外部系统。该结构优点是结构简单，效率较高，缺点是电池组出口电压较高导致必须数百节电池串联，

电压范围较宽导致变换器调制比优化设计较为困难，同时多个电池组经直流母线并联，产生电池环流。

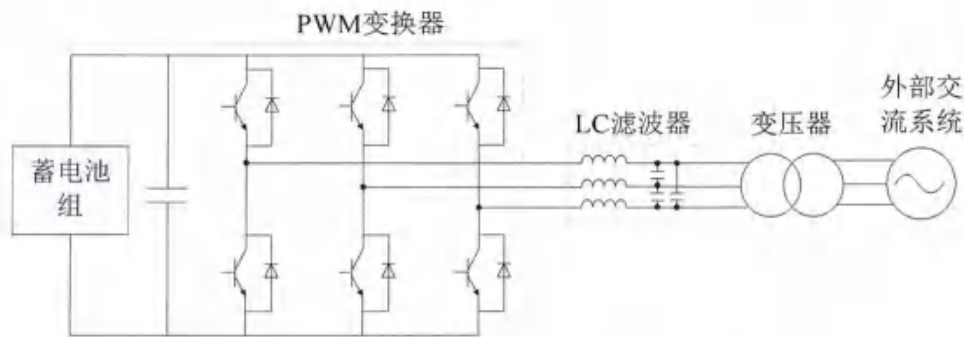


图5.2.1-1 蓄电池储能系统直接经PWM变换器并网

5.2.2 双极式拓扑结构

图5.2.2-1给出了一种经双向DC/DC变换器接PWM变换器的双极式并网拓扑结构。蓄电池充电时，PWM变换器工作在整流状态，将电网侧交流电压整流为直流电压，该电压经双向DC/DC变换器降压得到蓄电池充电电压；放电时，PWM变换器工作在逆变状态，双向DC/DC变换器升压向逆变器提供输入侧电压，以便逆变器输出合适的交流电压。其优点是直流电压降低，串联电池数减少，变换器调制比设计简化，同时单个电池组经DC/DC接入PMW，可以有效抑制电池环流，电池利用率高，缺点是效率较低。

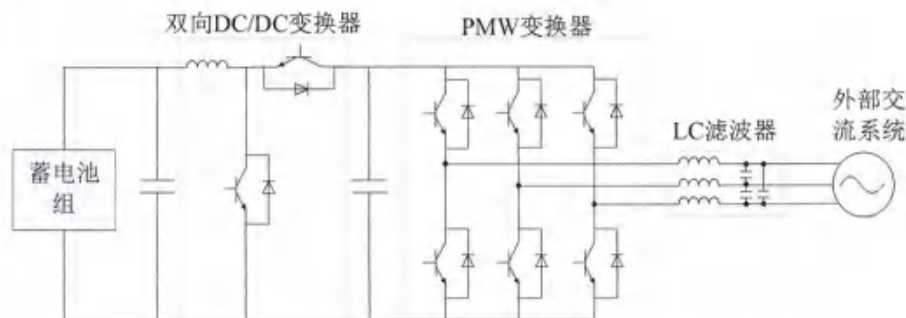


图5.2.2-1 蓄电池储能系统经双向DC/DC变化器和PWM变换器并网

5.2.3 级联链式结构

随着储能系统容量扩大，交流侧电压需要进一步升高，换流器也可采用H桥级联链式结构。链式结构的换流器每相都由若干单相桥串联组成，最后根据电压等级，确定是否用一个总的大容量的变压器接入系统。该结构易于模块化设计，且体积较小，但是功率单元故障时的降额运行能力较差，且对系统的绝缘水平要求很高。

链式结构中目前主要有两种基于单相桥（H桥）的换流器主电路结构，一种是无变压器级联链式结构，另一种是基于变压器隔离的链式结构。无变压器级联链式结构的一相桥臂的结构框图如图2.3-1所示，单相桥（H桥）是其中的基本模块单元，原理图如图2.3-2所示。每个H桥的直流侧电化学蓄电池模块，交流侧直接级联后接入电网。为降低每个桥臂的输出电压等级的要求，整个换流器应采用三相星形连接方式接入到电网中。

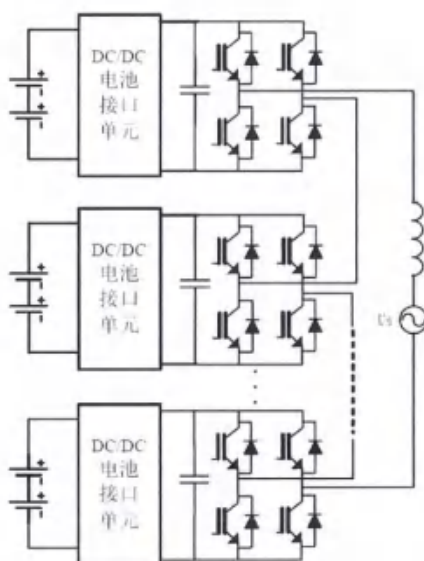


图5.2.3-1 无变压器级联链式结构的一相桥臂的结构框图

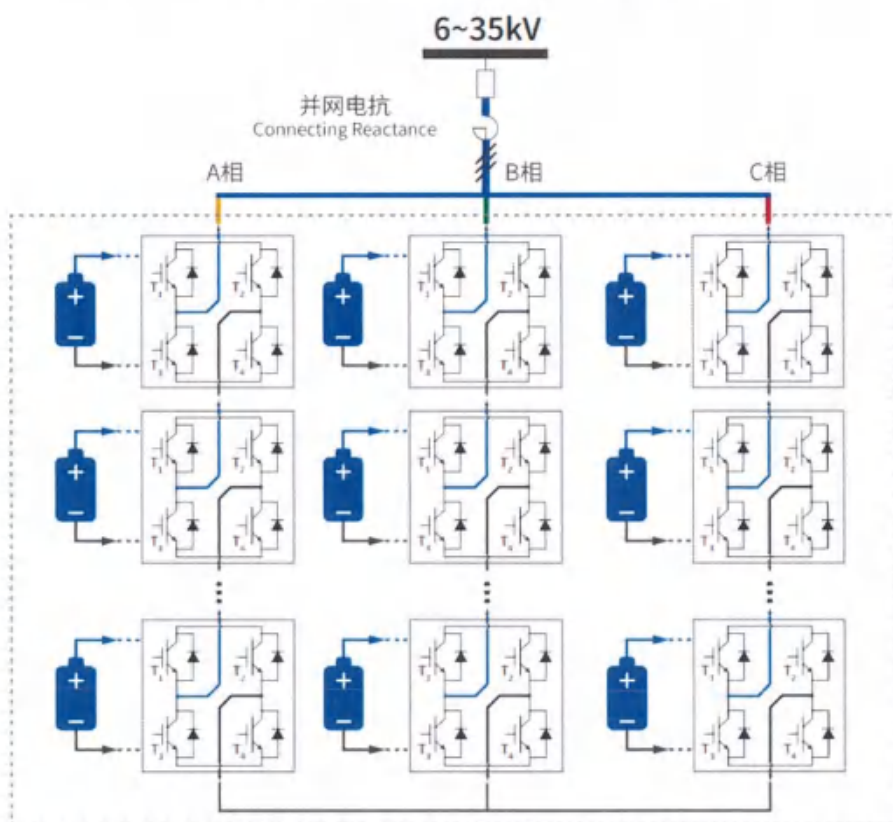


图5.2.3-2 级联式储能系统原理图

总体来说，直接级联的链式换流器结构虽然不需升压变压器而直接接入到电网中，但是为了满足输出电压的要求，在直流侧需要较多的蓄电池模块来提供一定幅度的直流电压，从而决定了整个系统的容量下限，使得整个系统配置缺乏灵活性，不易满足小容量要求的场合。而且由于级联的H桥数目较多，所需的功率开关器件数目也较多。

高压级联式集装箱储能系统，具有电压等级高、系统容量大、能量转化效率高、电池利用率高、占地面积小等优势。目前在广东电网首批电网侧储能湛江电网侧独立储能电站、清远清城独立储能电站和全运会保供电中储能站都有落地应用。

5.2.4 功率单元并联变压器多重化结构

对于大容量储能系统，交流侧接入电网的电压等级较高，但是通常直流储能电池的电压等级却较低。为了实现直流电压与交流电压的匹配，一种方法是通过直流侧多组电池模块串联来实现，另一种方法是通过交流侧的升压变压器来实现。

目前国内已有的大容量PCS拓扑结构最常见的是功率单元并联变压器多重化结构，这种结构可大幅度提高装置总容量，其基本思路是采用一台或几台降压变压器将高电压等级降低为适合换流器可靠工作的电压等级，在每个变压器的副边可并联多个换流器功率单元。功率单元可以采用两电平或多电平结构。该拓扑结构可成倍提高装置的总容量，但使用时必须考虑不同换流器间的移相角度，同时，还要结合谐波、动态响应、PWM脉宽调制等进行综合考虑。

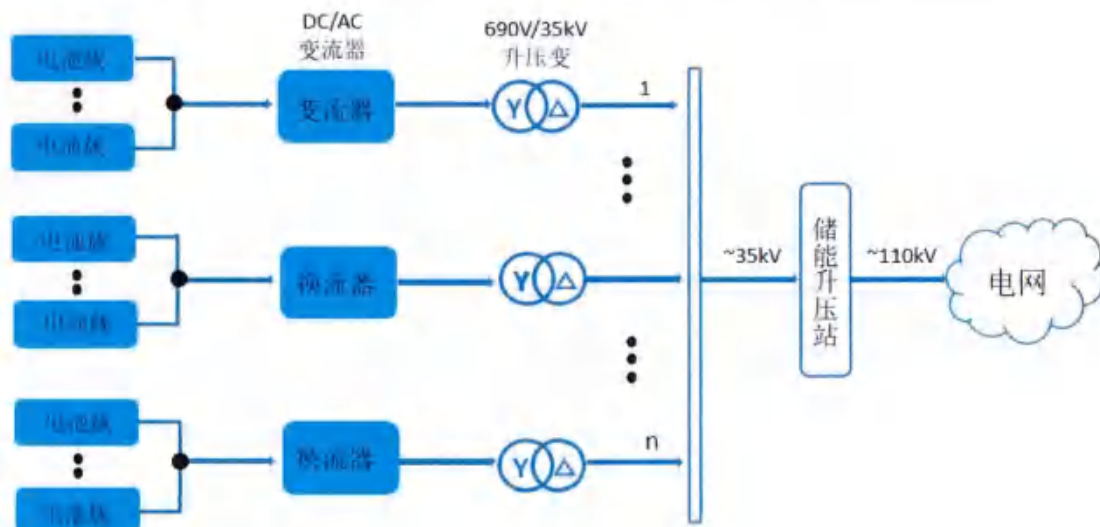


图 5.2.4-1 功率单元并联结构

该结构的优点主要是系统结构简单，体积较小，可靠性最高，输出谐波小，换流器及控制全部模块化，储能系统扩展性好，变压器及其单元故障时的降额运行能力强，对换流器的绝缘水平要求很低。但缺点是需要大量降压变压器，使得PCS部分占地比较大，而且由于变压器的损耗，PCS整体效率降低。

储能变流器单机结构分为塔式和模块化，其中塔式机为整体电路设计，适用于储能规模大、储能集中布置的应用场景；模块化机将功率单元切分为多个子单元，各单元之间互相独立不影响，适用于分布式储能应用场景。以下是模块化PCS与塔式PCS的对比：

项目	模块化 PCS	塔式 PCS
电池一致性差异要求	要求较低 每个AC/DC模块对应1套或2套电池簇，并联电池簇数量少，各模块之间的并联控制采用了分散式逻辑控制方式，电池簇能够和每个子单元进行通讯，根据不同的SOC，完成不同的充放电策略	要求更高 每套PCS对应多套电池簇，并联电池簇均采用同一充放电策略，电池簇一致性差异增大会影响电池簇充放电电量。
灵活性	灵活性较强 模块化PCS支持多种不同规格、电压等级电池簇或其他能源（如光伏、直流风机、直流电源、柴油机等）接入系统，系统组网灵活性强	灵活性较弱
可靠性	可靠性更高 多个AC/DC模块可独立工作，集中管理，单个AC/DC模块故障可以直接切除，其他电池簇和AC/DC模块可以正常运行	可靠性较低 一旦故障，对应的电池簇全部退出运行
维护、扩容	更方便 采用热插拔技术可以允许单体模块在不需停电的前提下任意进入或退出并联单元，从而实现了并联系统的在线维护，同时无需专门的仪器或技术即可进行	较不方便 日常维护、设备维护期间均需整体设备停机，其对应的所有电池簇均退出运行
效率	满负荷效率：98.5%~99.2% 低负荷（20% 负载）效率：97%~98%	满负荷效率：98.8%~99.3% 低负荷（20% 负载）效率：90%~95%
稳定性和电能质量	较差 交流侧并机模块数量多，PCS之间可能存在环流、谐波增加，甚至系统谐振，系统稳定性和电能质	较好

	量可靠性差，尤其在离网模式下	
成本	设备成本：0.3~0.5元/W 运维成本：低	设备成本：0.2~0.3元/W 运维成本：高

综上，模块化PCS具有安全冗余能力强，适配大电芯趋势，扩容灵活和适配复杂工况的优点，本期项目建议储能变流器单机采用模块化式。

5.2.5 集中式PCS与组串式PCS对比

(1) 集中式PCS技术特点

集中式PCS采用“先汇总再转换”的结构逻辑，核心是通过单台或多台大功率变流器（典型功率为MW级，单机功率通常在500kW至数MW之间），实现多簇电池并联汇流后的集中功率转换。其结构分为直流侧和交流侧，直流侧将多组电池簇并联汇总后接入PCS直流端，交流侧通过升压变压器接入电网，整体采用集中式控制模式，控制逻辑简单，可实现对整个储能系统的统一调度和功率调节。

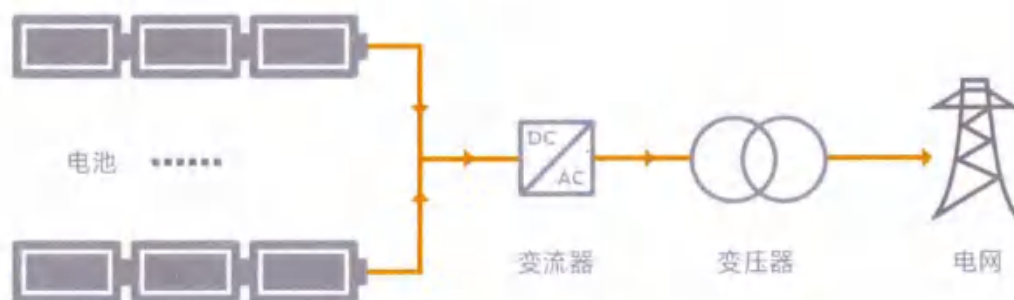


图5.2.5-1 集中式PCS方案示意图

(2) 组串式PCS技术特点

组串式PCS采用“先转换再汇总”的结构逻辑，核心是“一簇一器”的模块化设计，即每一组电池簇对应一台小功率PCS（典型功率为50kW~200kW），实现电池簇级的独立功率转换。多台组串式PCS在交流侧并联汇总，低压场景可直接并网，高压场景需搭配升压变压器接入电网，整体采用分布式控制模式，可实现每台PCS的独立调控和灵活运维。该技术路线的核心特点是模块化程度高、控制精细，可规避电池簇不一致性带来的“木桶效应”，单台设备故障不影响整体系统运行。

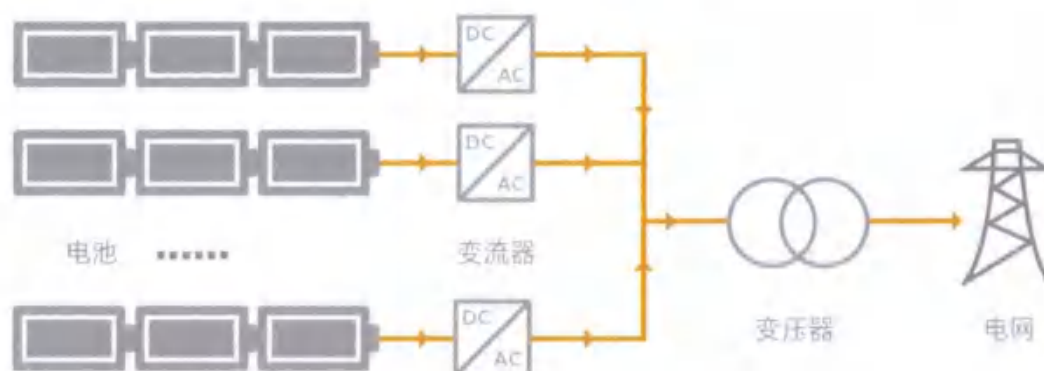


图5.2.5-2 组串式PCS方案示意图

（3）技术对比

目前电网侧独立储能电站常用的PCS技术路线主要分为集中式和组串式两类，两者在结构设计、控制逻辑、性能表现上各有优劣，结合电网侧独立储能电站“大容量、高可靠性、高效率、易运维”的核心需求，两种技术方案的对比分析如下表所示。

表5.2.5-1 集中式PCS与组串式PCS技术方案对比表

对比维度	集中式PCS	低压组串式	更优方案
成本	技术成熟，产业链完善，初期投资成本较低	技术成熟，功率单元数量较多，成本相较集中式更高	集中式
占地面积	目前行业内标准储能单元集成度较高，占地面积较小	组串式PCS占地与集中式相近	同等
电池管理与系统效率	多电池簇并联接一台集中式PCS，容易产生不均衡和环流问题，导致“木桶效应”，降低系统可用容量及效率。效率较低，通常86%	每个功率单元对应一个独立电池簇，从根本上杜绝了电池簇并联环流问题，可实现更精细化的充放电管理，提升电池寿命和容量利用率。存在变压器损耗，效率中等，通常88%	组串式
运维	模块化储能单元型式，运维检修时，对应储能单元停电即可，简单	模块化储能单元型式，单机故障损失容量较集中式小，但运维检修也需停对应储能单元	同等
技术成熟度与复杂度	非常成熟，PCS数量少，控制方案成熟，是行业主流方案，产业链完整，设计、安装、运维经验丰富	比较成熟，多PCS协调控制技术难度较集中式高，目前和集中式方案均为行业主流方案，产业链完整，设计、安装、运维经验丰富	集中式
控制响应	多套并联，协调控制通讯层	多套并联，协调控制通讯层	同等

对比维度	集中式PCS	低压组串式	更优方案
速度	级多，响应速度30ms	级多，响应速度30ms	

集中式PCS凭借初始投资低、效率高、运维简单的优势，更适合大容量、一次性建设、电池一致性好、负荷波动小的电网侧独立储能电站，可快速实现规模化降本和短期投资回报。

组串式PCS凭借模块化、灵活性强、可靠性高、电池适配性好的优势，更适合中大容量、分期建设、负荷波动大、环境复杂或采用梯次电池的电网侧独立储能电站，可保障长期运行稳定性和灵活适配电网需求。

随着储能技术的不断升级，两种技术路线均在向“高效率、高可靠性、高适配性”方向发展，集中式PCS逐步提升容错能力和扩容灵活性，组串式PCS逐步降低初始投资和运维成本。

5.2.6 小结

考虑到以上几种技术方案所适用的应用场景，结合本工程储能系统的分系统规模、并网点数量、并网点电压等级、占地面积、投资概算等方面，本工程储能变流器推荐采用功率单元并联变流器，储能变流器单机结构推荐采用模块化式。

集中式PCS与组串式PCS两种技术路线均适用于电网侧独立储能电站，但各自具备明确的优势与短板，无绝对的优劣之分，核心在于与电站的实际场景、运行需求及投资预算相适配。

5.3 储能系统集成方案

本项目采用跟网型交流并列拓扑结构的储能系统集成方案，根据电池系统特性搭配高效变流器系统，并设计科学可行的消防、热管理、能量管理等系统与之结合，具有优异的技术性能。拟采用的关键设备（电池舱、PCS变流升压一体机、EMS）均处于业界领先水平。

其中电池系统采用20尺5MWh液冷电池集装箱方案，结合先进的热管理仿真模型和电池管理系统（BMS）开发，电池模块采用全电芯温度采集，将簇内电池运行温差控制在4℃以内，集装箱温差控制在5℃以内，确保储能系统运行安全稳定高效。消防系统采用的“电池包模块级探测+电池舱空间级探测+电气舱烟感探测+全氟己酮多段喷射灭火+水喷淋（预留消防水接口）”消防设计方案完善可靠、

详细合理，优于行业主流方案。热管理系统由水冷空调主机、泵组、三级管网、冷板组成，同时配置三柜一体的除湿空调，系统配置合理，设计科学。

变流升压一体机由1套5000kW的储能变流器、1台5500kVA干变、1面高压开关柜、低压通讯柜、直流舱辅助供电变压器柜组成，并拥有独立的自供电系统、温度控制系统、门控照明等自动控制和安全保障系统。储能变流器具备构网运行功能，整套系统集成化程度高、环境适应性强、支持整体吊装和运输。

储能电池集装箱及变流升压舱采用一体化设计，整体结构设计合理，便于安装和维护，储能系统集成设备在出场前已经完成了调试，可缩短工期、降低成本、减轻劳动强度，提高进度。

EMS控制逻辑与联动策略引入一次调频、一次调压、惯性、阻尼等特性方程的控制理念，支持VSG虚拟同步技术、高低电压穿越等运行策略，控制逻辑与联动策略完备可靠，实现调峰/调频功能。

5.3.1 电池系统整体设计方案

本项目储能系统配置总容量100MW/200MWh，采用5MWh液冷储能电池系统。100MW/200MWh储能系统由20套5MW/10MWh储能系统单元组成，单套5MW/10MWh储能系统单元包含1套5MW变流升压一体机和1套10MWh液冷储能电池系统集装箱单元。其中变流升压一体舱主要包含：1套5000kW储能变流器、1台5500kVA 35kV干式变压器及配套环网柜；单套10MWh液冷储能电池集装箱单元由2个5MWh液冷储能电池系统集装箱背靠背组成。

20套5MW/10MWh储能系统单元拟分为4个储能子系统（每个子系统为25MW/50MWh），经变流升压一体机，分4条集电线路接入35kV母线，每条汇集线路

分别由5个储能单元并联组成。储能系统一次系统图如下图所示：

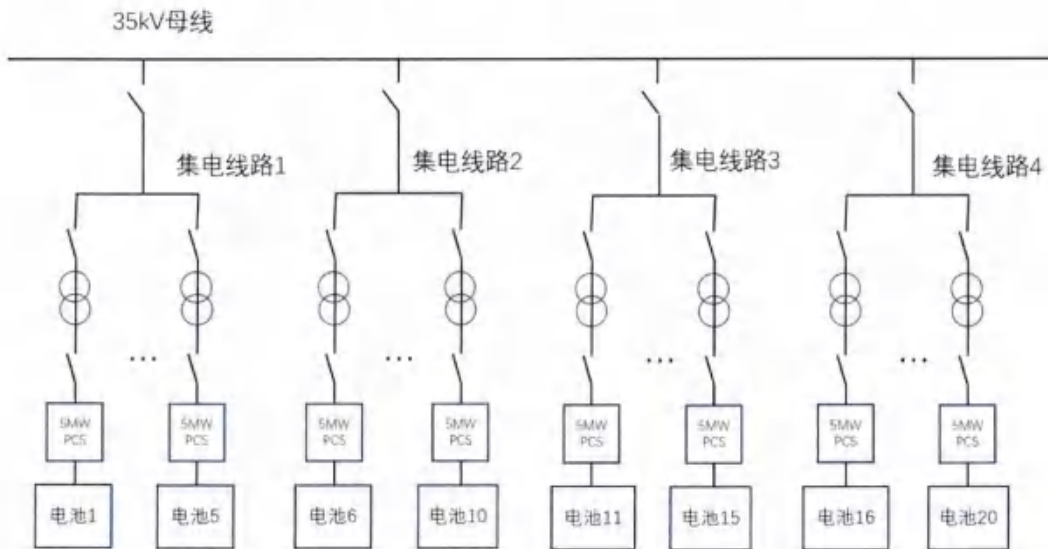


图5.3.1-1 储能系统一次系统图

5.3.2 电池系统方案集成

储能电芯采用0.5C的电芯，电池舱采用非步入式。每个电池集装箱内包含12个电池簇，每个电池簇由8个电池模块串联组成，每个电池模块由314Ah电芯以1并52串的成分方式构成，因此每个液冷电池舱容量为 $3.2V \times 314Ah \times 12 \times 416 = 5015.96kWh$ 。预制舱的主要作用是将电池、环境监控、通讯等设备有机地集成到一个标准的单元中，该标准单元拥有自己独立的温度控制系统、隔热系统、阻燃系统、火灾报警系统、安全逃生系统、应急系统、消防系统等自动控制和安全保障系统。

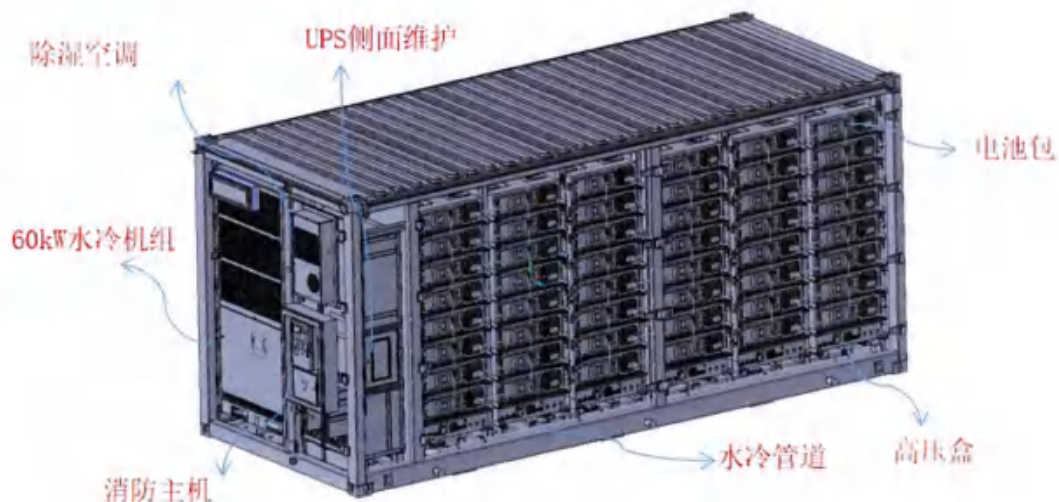


图 5.3.2-1 20 尺液冷电池舱三维示意图

20尺箱式液冷储能电池系统组件

名称	描述	数量
集装箱结构系统	包含顶板、底板、侧板、端板	1
电池系统	包含了12个电池簇系统	1
制冷系统	制冷功率为60kW液冷液冷机组	1
供配电&通讯监控系统	主要给液冷机组、消防系统供电、监控电池系统	1
消防系统	包含了消防探测及消防全氟己酮灭火系统	1
综合布线系统	电池直流充放电布线、通讯布线以及液冷机组、消防供电通讯布线	1
除湿空调系统	主要给电池舱、电气舱空间进行除湿，保证在合适的湿度范围内	1

电池集成系统的配置参数如下：

模块	序号	参数	数值	备注
电池模块	1	串并数	1P52S	
	2	额定电量	52.2kWh	P_2 @25℃
	3	额定电压	166.4V	
	4	电压范围	130~187.2V	单体电芯2.8~3.6V
	5	额定容量	314Ah	
电池簇	1	串并数	1P416S	
	2	额定电量	417kWh	
	3	额定电压	1331.2V	
	4	电压范围	1164.8~1500V	
	5	额定容量	314Ah	
集装箱	1	串并数	12P416S	每个电池簇在集装箱为独立的直流支路
	2	额定电量	5015kWh	
	3	额定电压	1331.2V	
	4	电压范围	1164.8~1500V	
	5	额定容量	314Ah	
充放电方式	1	恒功率充放电	2500kW	二者选其一
	2	恒流充放电	1884A	
	3	充电截至电压	3.65V	单体电芯电压3.6V禁充
	4	放电截至电压	2.8V	单体电芯电压2.8V禁放

5.3.2.1 电池单体

电池单体产品标称电压3.2V，标称容量314Ah，标称能量1004.8Wh，电池单体循环次数不小于8000次（充电、放电倍率0.5C/0.25C，DOD=100%，25℃，EOL=80%）。标准充放电倍率为0.5P（0.5C电池单体），用于0.5C/0.25C电池系统中。该型号电芯尺寸该型号电芯尺寸（含极柱）宽度（Width）：174.26 mm、高度（Height）：207mm、厚度（Thickness）：71.65 mm。

（1）外观检测

电池单体外观无变形及裂纹；

表面干燥、平整无毛刺、无外伤、无污物，排列整齐、连接可靠；

标识清晰、正确。

（2）极性检测

端子极性标识正确；

端子极性标识清晰；



图 5.3.2.1-1 电池单体外观效果图

5.3.2.2 电池模块（PACK）

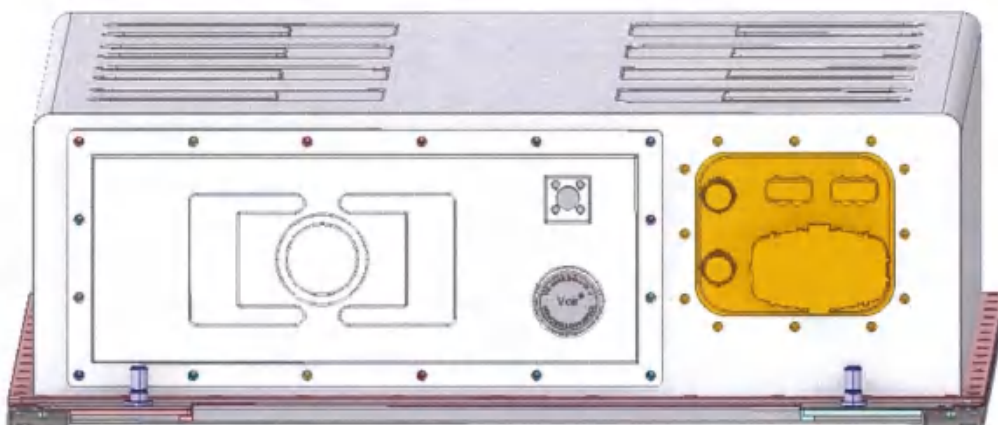
本项目采用液冷电池模块，为了防止模块内电芯之间的环流，提高电池一致性，电池模块成组方式为1P52S，电芯之间无并联。由4个1P13S电芯（1并52串成包方式，共52个314Ah电芯）、BMU、熔断器、高压开关、消防接头、防爆透气阀、高压输出极、通讯输出极等组成。BMU实时采集电池电压、温度等数据。每个电池模块的温度采集点数与电芯个数比例为1：1（全电芯温度采集），且每个串联节点至少设置1个温度采集点。

连接铝排：电芯间连接采用铝排，截面积为125mm²，理论载流量约300A。大于系统的最大运行电流182A，满足本系统的运行工作电流要求。

连接铜排：电池模块内部连接铜排截面积最小为75mm²，理论载流量约300A。考虑到电池模块内部环境温度可能超过40℃，铜排温度校正系数取0.91。则铜排的可靠过流能力为300A×0.91=273A，满足本系统的运行工作电流要求。

连接器：电池模块正负极连接器选用插拔式的动力航插，最大过流能力为250A，本系统额定工作电流140A，最大工作电流为182A。按最大电流核算，连接器过流能力为最大工作电流的1.4倍，满足技术要求。

电池模块外观效果图如下图所示：



液冷电池模块构成		
序号	物料名称	作用
1	消防喷嘴	用于喷放全氟己酮进行灭火
2	泄压阀	用于包内压力过大时泄压及平衡内外部气压
3	正负极高压端子	串联上下电池模块
4	BMU供电通讯接口	BMU供电及调试编码接口
5	熔断器维修窗口	用于熔断器的更换

电池单体/模组热隔离，并在下箱体上增加了冷式液冷板，保证了电池在正常、合适的使用温度范围内。电池模块内置BMU，BMU功能如下：

- 实时监测单体电池的电压、温度；
- 实时计算单体电池的SOC、SOH；
- 模块具有均衡功能，提高了电池组的一致性，有效延长了电池寿命；

- 模块具有干接点输出，可现场报警或远程控制；
- 模块具有CAN 通讯接口，实时上送数据和告警信息，达到远程监控电池组

；

- 模块化设计，方便安装、使用及维护，且模块间相互隔离、可靠性高。

电池模块应严格执行GB/T 36276-2023标准，并经过试验验证，确保电池模块在各种极端条件下的安全。

5.3.2.3 电池簇

电池簇由电池模块、高压箱、配套线束与电池架组成，每个电池簇由8个1P52S) 电池模组串联，电池簇标称容量314Ah，标称电压1331.2V，额定充放能量417kWh，采用先进的BMS技术管理和保护电池组运行安全，确保其稳定性和效率。每个电池簇都配备有专门的高压箱，集成了多种保护和监控装置，整体设计模块化、通用化，便于安装、维护和灵活调整电池簇的容量。

5.3.2.3.1 电池簇主要部件

直流电缆：系统电池模块间串联直流电缆，以及电池簇至汇流柜的电缆选用50mm² XLPE电缆，电压等级DC1500V，阻燃B级。GB 50217-2018《电力工程电缆设计标准》，50mm²交联聚乙烯铜芯电缆的载流量约为200A，超过系统运行的最大电流值。电池模块插座及电缆插头具备防反接设计，满足技术要求。

高压箱是单簇电池的控制单元，包含BMS二级主控以及断路器、分流器、熔断器、主回路接触器和簇间环流控制回路等。实现单簇电池的控制、保护和信息管理等功能。

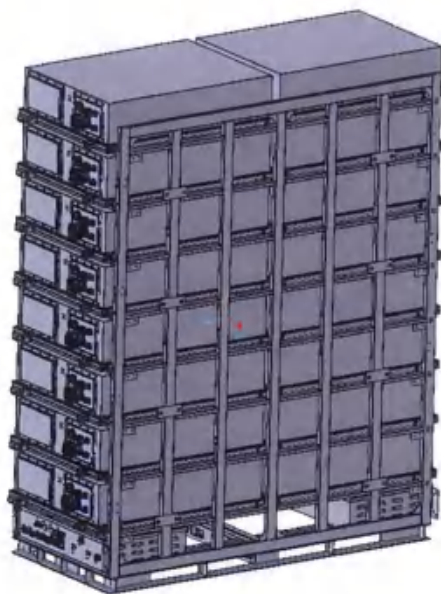
每个电池簇的高压箱内有BCMU，其主要控制管理整组电池的信息，采集整组电池的总电压、电流和温度，收集单体电池的信息，对电池组出现的异常进行报警和保护，能根据安全处理规则的要求对电池组进行保护，确保电池系统的安全、稳定运行，当电池严重过压、欠压、过流（短路）、漏电（绝缘）等异常故障情况出现时，电池组控制管理单元能控制整组电池的开断，避免电池被过充、过放和过流。

- 实时监测电池组的组端电压、电流、温度和绝缘电阻；
- 实时计算整组电池的SOC、SOH；
- 模块具有湿接点、干接点输出，开关量输入检测口等；
- 模块具有CAN和RS485通讯接口，实时接收及上传数据和告警信息，达到远程监控电池组；

➤模块化设计，方便安装、使用及维护，且模块间相互隔离、可靠性高。

电池簇由标准电池模块、高压箱、配套线束与电池架组成。模块尺寸、重量合理设计，便于检修维护；模块通用化设计，可替换性强，电池簇可适应不同数量模块，可通过增减模块数量达到系统增容或减配的目的。

电池簇如下图所示：



电池簇外观效果图

电池簇高压箱设计采用正负极双继电器+熔断器+断路器，继电器、断路器均受BMS控制，确保电池簇运行的安全可靠；控制与辅助采用双路电源供电，系统供电内外部均有开关控制，确保各系统工作互不干扰。

5.3.2.3.2 电池架

电池架从结构上设计，分为前后两部分。可容纳两个电池簇，其中每个电池簇包含8个液冷电池模块和1个高压盒。

- a. 设备为架式结构。为保证美观，每面架体尺寸高度、色调统一，整体协调。
- b. 电池架表面采用静电喷涂，全部金属结构件都经过特殊防腐处理，以具备防腐、阻燃性能。结构安全、可靠、美观，应具有足够的机械强度，保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形；通过抗震试验；电池架采用开放式设计，便于安装、维护、清洁；要考虑通风、散热；设备应有保护接地。
- c. 架内元器件安装及走线要求整齐可靠、布置合理，电器间绝缘应符合有关标准。进出线必须通过母线排或接线端子，大电流、一般端子、弱电端子间需要

有隔离保护。选用国内外知名品牌的质量可靠的输入输出端子，母线排或端子排的设计应使运行、检修、调试方便，适当考虑与设备位置对应，并考虑电缆的安装固定。母线排或端子排，大小与所接电缆相配套。强电、弱电的二次回路的导线不并线。每个接线端子只允许接一根导线。电流端子和电压端子有明确区分。

d. 架内直流回路分布合理、清晰。

e. 系统应配置汇流柜，直流汇流柜针对接入的电池架数量进行设计，拥有明显的断点器件，确保检修时能逐级断开系统。

f. 直流正负导线有不同色标。

g. 母线、汇流排需加装绝缘热缩套管或封板，无裸露铜排，防止操作时直接接触。

h. 柜内元件位置编号、元件编号与图纸一致，并且所有可操作部件均有标识标明功能。内部接线必须根据接线图套圈和编号，所有面板上安装的设备应当用平面识别标志和功能标志标出。

i. 柜面的布置满足整齐、简洁、美观的要求。并且具有运行状态及运行参数的显示装置和主要的开关装置。

电池架的作用主要是承放液冷电池模块、高压盒，其与集装箱壳体采用焊接方式进行固定，一体成形。

5.3.2.4 高压箱

20尺液冷电池系统**高压盒**作为电池系统一次系统和二次系统的交叉混合部分，既承担了电池系统一次侧直流高压保护的功能；也承担了二次侧对下采集各簇中电池包电芯的电压和温度的数据，并对上与工控屏通讯，上送电芯电压、温度数据的功能。

高压箱内包含BMS主控单元和电气元件，用于对整个电池簇运行状态的管理与保护。**高压箱作为中间层**，直接控制正负极继电器，并进行电流、总压、绝缘、风扇反馈信号等状态量采集。高压箱内SBCU控制正负极继电器，1个直流断路器，配置1个熔断器，同时直流汇流柜内，配置1个高分断的总路直流断路器、各支路配置负荷隔离开关及高分断能力的熔断器，通过配置三级开关和一级熔断配置，保障系统的安全投切。无电流或小电流情况下，通过操作正负极继电器闭合与断开，来控制电池簇是否投入；大电流情况下，通过控制总路直流断路器分闸，来保障正负极继电器的安全。

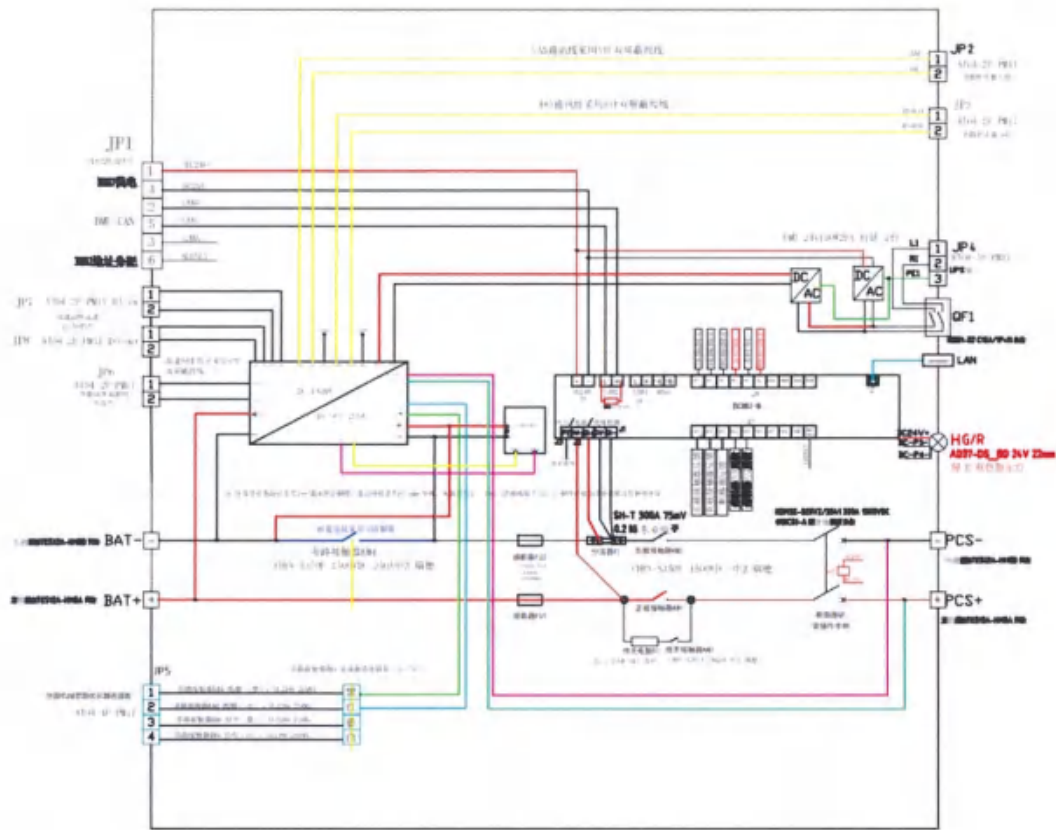


图 5.3.2.4-1 高压盒的原理图

5.3.2.5 BMS系统

BMS的拓扑配置应能够与PCS的拓扑、电池的成组方式相匹配与协调，并对电池运行状态进行优化控制及全面管理。严格按三级架构设计，分别实现电池模组、电池簇、电池堆的综合管理，统一由第三级堆管理单元实现信息的集中，分别与PCS和EMS实现数据通讯和交互。

5.3.2.5.1 电池管理系统主要部件配置

BMS模块高压箱主要部件配置清单如下：

产品主要部件/材料

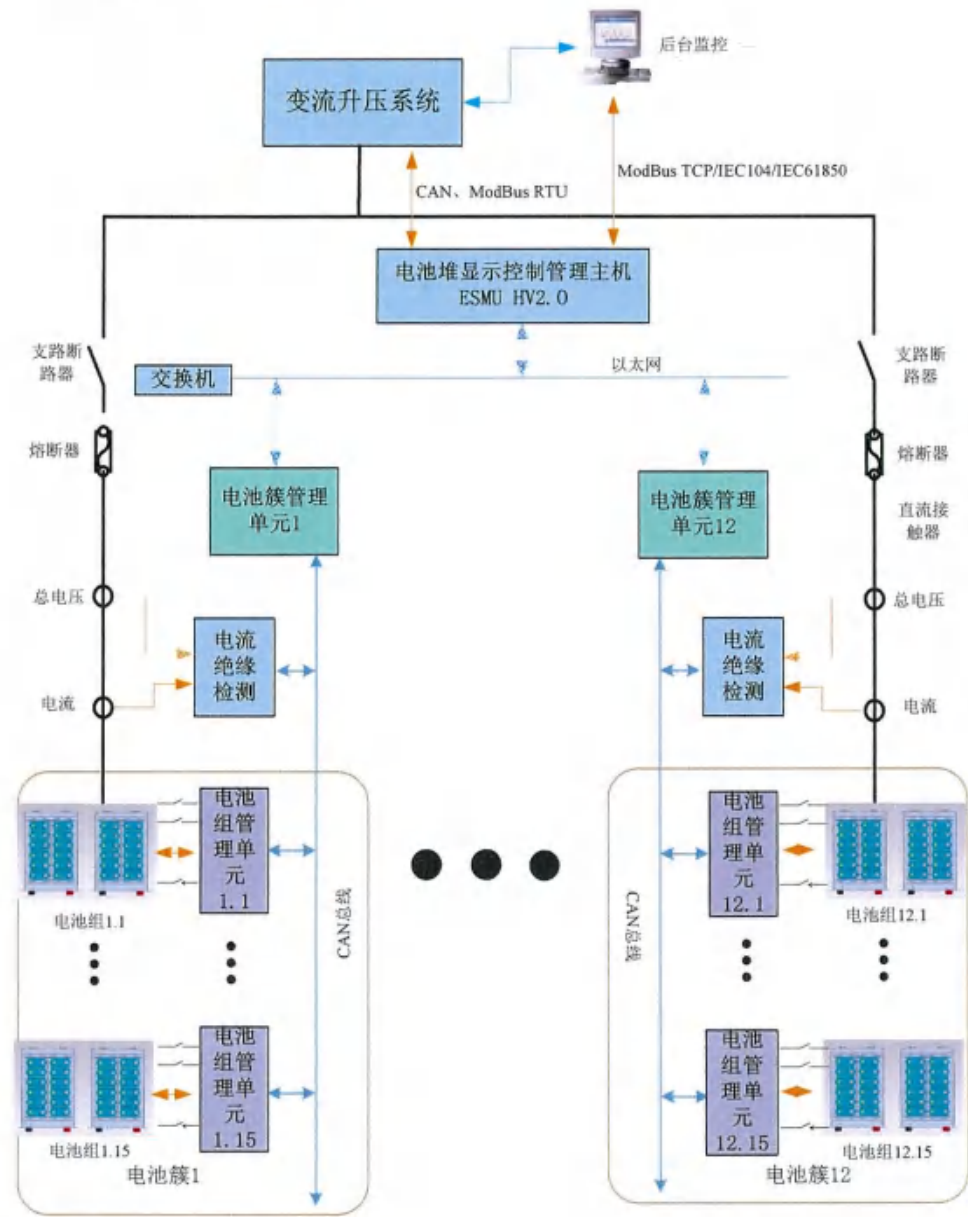
序号	产品	规格
1	塑壳断路器	DC1500V/250A/3P
2	开关电源	24V150W
3	开关电源	24V350W
4	霍尔	S-118/STB-CAB500
5	主正接触器	1500Vdc 250A-YM
6	主负接触器	1500Vdc 250A-YM
7	预充接触器	1500Vdc 250A-YM
8	预充电阻	5Ω/RXLG200W-5R/-55~125℃

序号	产品	规格
9	熔断器	RSZ307-2-QAZ-315A

5.3.2.5.2 BMS的充放电管理水平

电池管理系统包括电池管理单元（BMU），电池簇管理单元（BCMU）和电池堆管理单元（ESMU）进行说明。

堆系统框图下图所示：

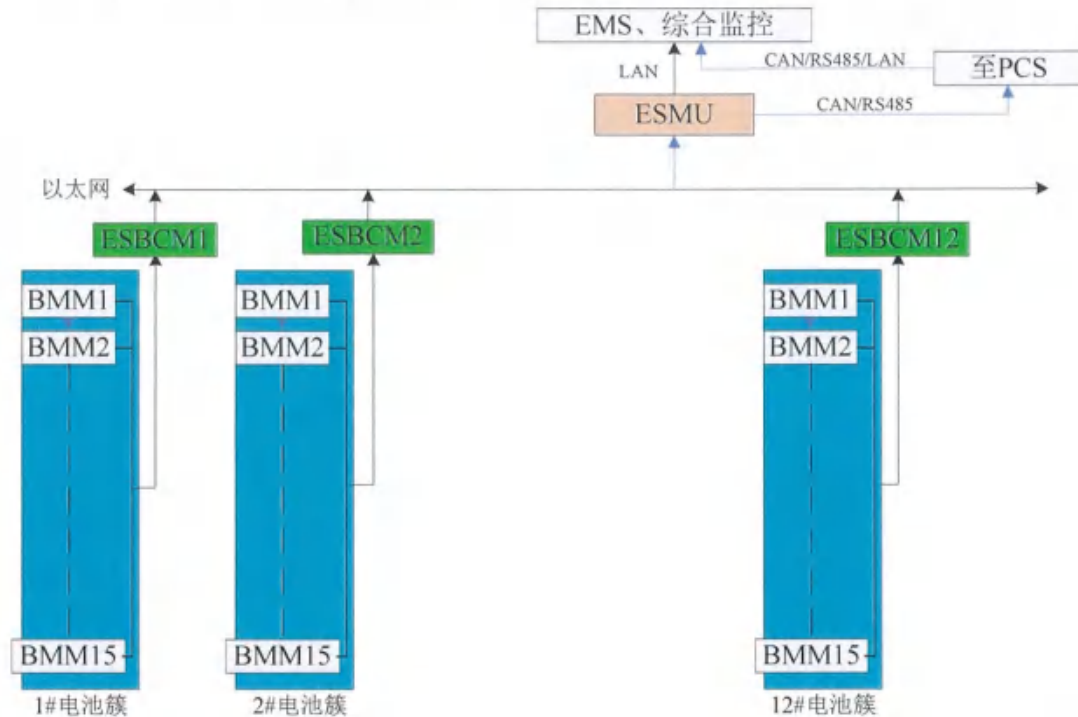


储能系统12簇360串（1P24S模组*15）314Ah磷酸铁锂电池组作为储能单元，单个电池舱配置2个储能单元共24个电池簇。

电池管理系统组成：考虑电池的一致性问题的，为了保证电池组的整体性能从而提高整个系统运行的经济效益，从控采用24串电池采集模块，一个电池插箱配

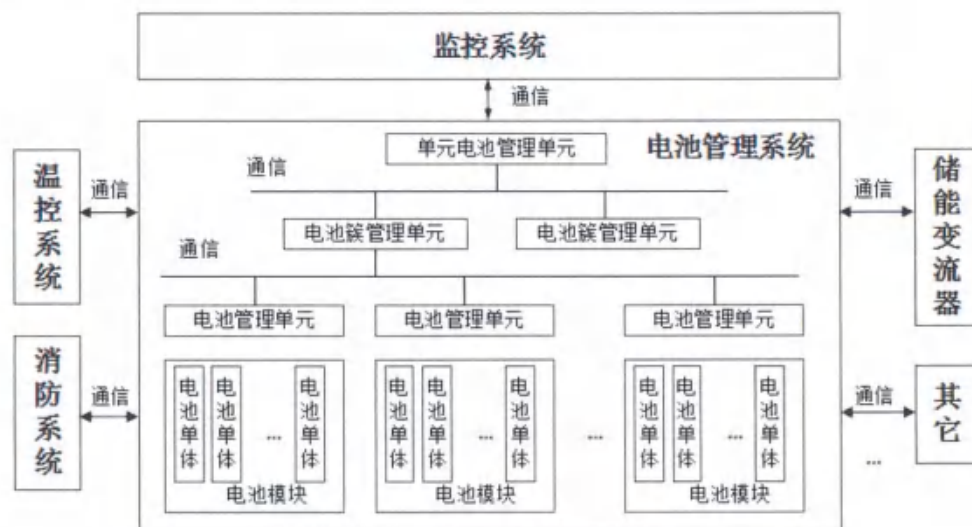
置1个ESBMM从控模块，每组配备1个电池组控制管理单元ESBCM-F133-L（主控）；每套储能单元12簇，配置电池管理系统主机1台。

电池管理系统二次系统架构图如下图所示：



(1) 标准及灵活的三级架构

本方案严格遵照GB/T34131和GW1884的相关要求，严格按三级架构设计，分别实现电池模组、电池簇、电池堆的综合管理，统一由第三级堆管理单元实现信息的集中，分别与PCS和EMS实现数据通讯和交互，如下图所示：



(2) 全面电池信息管理

实时解析每一个单体电池电压、每个电池箱或电池模块内部温度（根据箱体、机柜尺寸和设计情况，具备多个温度检测点）、电池簇端电压、充放电电流等；采样精度高，电压精度 $\pm 0.1\%FS$ ，电流精度 $\pm (0.1\%FS + 0.1\%RD)$ 。

电池簇基本信息的采集有ESBMM通过CAN总线与ESBCM通讯获得。

系统显示界面如下图所示：



(3) 多种通讯协议及对应的接口

如上图所示，在三级架构设计中，每一级的硬件设备都预留了丰富的硬件接口，满足其他系统或设备的接入和控制要求，具体如下：

➤ 电池管理单元BMU：预留DI/DO，可接入烟雾传感器、驱动电磁阀开关等，驱动散热风扇等，支持PWM风扇控制调速功能，支持从控模块自动地址编码功能；

➤ 电池簇管理单元ESBCM：配置8个DI/DO，可接入簇控制相关的如消防、烟感、簇控制总正、总负接触器、驱动消防设施等，配置RS485、CAN、LAN口，也可与空调、消防、PCS实现冗余通讯；

➤ 电池堆管理总控主机ESMU：配置12对电气隔离的DO/DI口，可方便与PCS、消防、动环等进行硬件干接点接入和输出，配置3个LAN口，5个RS485口，3个CAN口，接口均采用电气隔离，可灵活与各设备或系统通讯，也可实现双网通讯冗余，保障储能系统通讯的可靠性和安全性。

（4）在线SOC诊断

在实时数据采集的基础上，采用多种模式分段处理办法，建立专家数学分析诊断模型，在线测量每一个单体电池的剩余电量SOC。同时，智能化地根据电池的放电电流和环境温度等对SOC预测进行校正，给出更符合变化负荷下的电池剩余容量及可靠使用时间。

（5）低功耗管理能力

系统在实现电池模组信息采集的同时，实现电池模组均衡和保护的功能，针对储能系统对设备的低能耗要求，本电池管理系统在系统设计和器件选择上，着重考虑了设备本身的能耗指标，同时在模块体积的设计上，充分考虑了电池箱内部空间的限制性，模块体积小；电池均衡模块和控制模块运行时的功耗小于1W，有效的监测管理、保护的同时，做到节能环保；

BMS系统支持低功耗模式，在储运、长期停运的状态下，系统自动进行低功耗模式，严格控制电池组耗电。

（6）系统保护功能

对运行过程中可能出现的电池严重过压、欠压、过流（短路）、过温、漏电（绝缘）等异常故障情况，通过高压控制单元实现快速切断电池回路，并隔离故障点、及时输出声光报警信息，保证系统安全可靠运行。

（7）热管理功能

对电池组的运行温度进行严格监控，如果温度高于或低于保护值将输出热管理启动信号，系统可配备风机或保温储热装置（如需、另配）来调整温度；若温度达到设定的危险值，电池管理系统自动与系统保护机制联动，及时切断电池回路，保证系统安全。

（8）自我故障诊断与容错技术

电池管理系统采用先进的自我故障诊断-和容错技术，对模块自身软硬件具有自检功能，即使内部故障甚至器件损坏，也不会影响到电池运行安全。不会因电池管理系统故障导致储能系统发生故障，甚至导致电池损坏或发生恶性事故。

（9）体积小，安装灵活

系统采用模块化设计思路，针对储能电站电池增长扩容的需要，可灵活增加ESBMM模块配置，满足升级扩容要求；同时，针对储能电站用“智能一体化电池”的应用，可灵活配置ESBMM模块在电池箱中；高特电子配备的电池均衡模块，

体积小，也可安装在电池箱中，无需工艺调整，降低安装成本方便用户运行维护。

(10) 防止簇间环流方案

由于电池簇之间存在压差，在并簇过程中，簇间存在环流问题。BMS可以通过判断电池簇间的电压差，控制每簇的环流接触器闭合，对各个电池簇进行预充，抑制环流，当电池簇压差小于10V时候，闭合主接触器，将本簇电池并入直流侧母线中，做到预防环流过大的问题。

为让电压差过大的电池簇并联，需要制定电池簇均压策略。详细的策略如下：

(1) 当电池簇间最大压差 $<10V$ 时直接闭合主接触器

(2) 当电池簇间最大压差 $>10V$ 且 $<\Delta V_a$ 时，不允许同时闭合所有电池簇主的接触器，先闭合各簇的预充接触器，当各簇与直流母线的压差 $<10V$ 时，闭合主接触器。

(3) 当电池簇间最大压差 $>\Delta V_a$ 时，不允许闭合环流接触器与主接触器，并在界面出现提示信息，提示需进行均压维护。

5.3.2.6 EMS系统

能量管理系统（EMS）应具备储能参与AGC辅助调频控制技术，具备运行状态监控、功率决策、功率分配、功率输出限制等核心功能。EMS机柜材质采用防腐钢板，设备外壳采用铝合金材质。电路板采用PCB材料。通信线缆采用光纤和6类双绞线，信号线采用1.5mm²信号线。

5.2.3.6.1 系统架构

储能能量管理系统（EMS）采用开放式分层分布结构，分为站控层、间隔层及网络设备。间隔层采用单环网配置，包括保护测控装置、电池管理系统（BMS）、功率变换系统（PCS）等设备，完成本间隔设备的就地监视、信息远传等功能。与站控层之间通过61850规约通讯，采用网线或光缆进行连接；站控层也采用双网配置，包括监控数据兼AGC/AVC服务器、变流器协调控制器、规约转换等设备，实现储能全站的监视控制、能量管理。

➤系统架构

能量管理系统拓扑结构示意图和结构图如下所示。



图 5.3.2.6.1-1 能量管理系统拓扑结构示意图



图 5.3.2.6.1-2 能量管理系统架构图

能量管理系统按照典型的三层架构设计：

- 1) 数据库层：用于存储和交换数据；
- 2) 平台层：提供数据接口和数据库读写服务；

3) 应用层：实际的应用功能，其中通信进程用于实现南北向的数据交互；策略进程用于实现控制策略的执行；历史数据服务用于实现不同类型的历史文件的管理；web服务层用于实现不同类型的能量管理页面和操作接口，包括：运行状态监视、操作界面、储能运行情况监视、历史数据分析界面等。

➤控制策略流程设计

产品按照联合出力模式和直调模式的不同，控制策略流程设计如下：

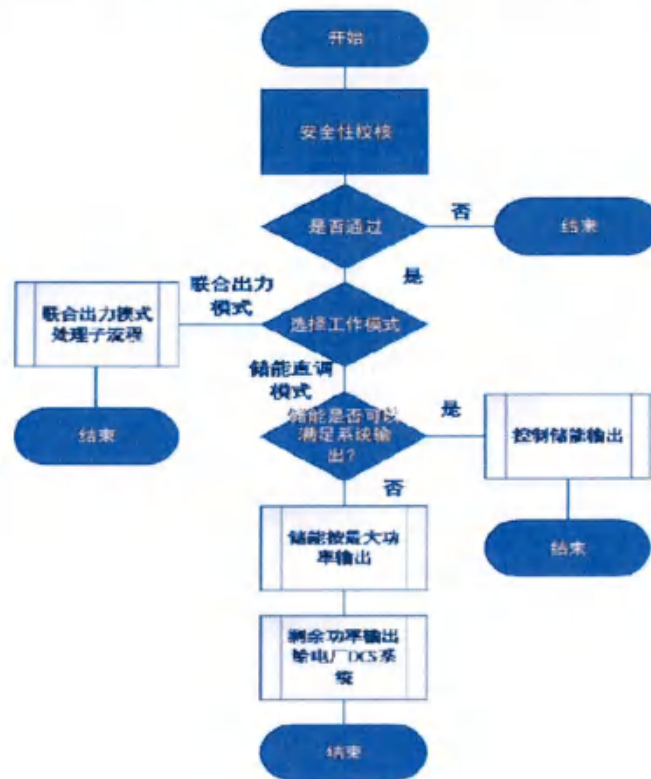


图 5.2.3.6.1-3 储能控制流程框图

系统的运行策略可以描述如下：

- a. 首先进行安全校核，如越限、小幅度波动，大步长的拒绝接收；
- b. 通过校核后系统选择运行模式（根据策略定制参数）；
- c. 如果是联合出力模式，进入联合出力模式，后续章节详细介绍控制策略；
- d. 如果是储能直调模式，则应先判断储能总的功率备用率是否满足需求，如果满足，储能按照调节出力输出则可；
- e. 如果储能出力不能满足调频要求，则储能能量管理系统和DCS系统通信，告知其增加功率输出，满足系统调频要求。

5.3.2.6.2 系统功能

储能电站能量管理系统（EMS）监控范围包含电池、储能变流器、变压器、开关柜、测控保护装置等信息，采用双机双网结构，主要硬件设备采用冗余配置，实现高速控制，同时提高系统安全冗余性能。

能量管理系统（EMS）主要功能如下：

（1）数据采集功能

采集电池管理系统的各组电池的电压、电流、平均温度、充放电电流和功率限值、各节电池的均衡状态、故障及报警信息、可充电量、可放电量等常用信息并进行显示。

采集并显示PCS系统的相关参数，包括：直流侧的电压/电流/功率等、PCS的三相有功功率、无功功率、三相电压、三相电流、功率因素、频率、运行状态、报警及故障信息等常用信息，以及充放电电量等。

（2）控制与调节功能

1) 储能系统启停、并/离网运行模式切换、充/放电模式切换；

2) 断路器、隔离开关等设备的分合操作；

3) 接收调度指令，支持有功和无功控制与调节，具备自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）；

4) EMS应结合储能的整体运行方式和运行状态，具备合适的控制策略，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。

5.3.2.7 电池舱安全防护系统

本项目采用电气四级熔断保护策略。在系统安全预警方面采用电芯实时监测预警+系统联动防护设计：实现更全面的安全防护。电池防热失控设计从电池运行状态监测、热失控前期、热失控后期三个阶段进行全方位考虑。电池舱内消防系统采用“空间级探测+空间级防护”，配置多段喷射全氟己酮灭火气体和箱内水消防系统，有效保障储能系统消防安全。集装箱外壳使用热轧高耐候钢SPA-H，主要承重钢构采用5mm、8mm矩形方通，角柱6.0mm，底部主梁10.0mm Q355材质，地板4.0mm钢地板，高耐候钢板采用宝钢、武钢等国内外知名厂家的高品质钢板产品，保证25年内运输和吊装不可出现明显变形现象。

5.3.2.7.1 四级熔断保护设计

本项目采用了电气四级熔断保护策略，包括电芯（电芯内部熔断机制+防爆阀机制）层级、电池模块（熔断器保护）、电池簇（断路器+熔断器）保护、集装箱（集中式负荷隔离开关+熔断器）保护。

5.3.2.7.2 预制舱防雷接地

在雷雨天气遭遇雷击时，雷电能在输电线路和通信线路里产生较高的浪涌电压，过高的浪涌电压会影响变流器的工作，甚至击穿设备的绝缘部分，造成设备

损坏。储能变流器在交直流端口都具有专用的防雷模块，能有效的抑制差模和共模雷击对设备造成的影响。

直流侧采用 2 级防雷模块：

标称放电电流 I_n (8/20 μ s)	20kA
最大放电电流 I_{max} (8/20 μ s)	40kA

交流侧采用2级防雷模块：

标称放电电流 I_n (8/20 μ s)	20kA
最大放电电流 I_{max} (8/20 μ s)	40kA

防雷模块具有失效保护功能，当残压过大，导致防雷模块温度过高时，内置的温度保险丝能将模块回路断开并输出报警信号。变流器通信端口也具备防雷功能，最大通流能力 10kA，有效防止感应雷对端口造成损坏。

变流器具有接地检测功能，能准确检测直流侧 PV 正负极对地的阻抗，当阻抗发生异常时发出报警，方便故障处理。产品机壳以及所有可触及的活动金属部件均与地可靠连接。

5.3.2.7.3 预制舱防腐设计

本项目充分考虑了存在高温、高湿、高盐的设备运行环境，对于设备的防腐要求高，方案中对集装箱内设备、箱体、控制卡板等都提了详细的防腐要求，编制的防腐专项要求具有完整性，合理性。

(1) 依据标准

GB/T 30790-2014 色漆和清漆防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护

Q_NR E303.2-2011结构件表面处理规范涂料涂覆

BR/C E102-V1 喷塑通用技术规范

(2) 腐蚀原理

腐蚀是材料或其性能在环境的作用下引起的破坏或变质。大多数的腐蚀发生在大气环境中，大气中含有氧气、湿度、温度变化和污染物等腐蚀成份和腐蚀因素，盐雾腐蚀就是一种常见和最有破坏性的大气腐蚀。

盐雾对金属材料表面的腐蚀是由于含有的氯离子穿透金属表面的氧化层和防护层与内部金属发生电化学反应引起的。同时，氯离子含有一定的水合能，易被

吸附在金属表面的孔隙、裂缝排挤并取代氧化层中的氧，把不溶性的氧化物变成可溶性的氯化物，使钝化态表面变成活泼表面。造成金属产品极坏的不良反应。

金属腐蚀是一种自发氧化的过程。盐雾环境下，由于盐雾液体作为电解液存在，增加了金属内部构成为电池的机会，加速了电化学腐蚀过程，使金属或涂层腐蚀生锈、起泡，从而产生构件、紧固件腐蚀破坏，机械部件、组件的活动部位卡死、失灵，印刷线路板开路或短路等破坏，使产品的使用性能和寿命受到严重的威胁。

（3）防盐雾腐蚀措施

为了保证产品质量，能够让产品长久稳定运行，发挥较好的经济效益，所以必须做好产品的防盐雾工作。主要有以下几种方法：

1）根据产品结构，合理选择材料

针对产品研制过程中与环境适应性相关的技术指标，如高温、高湿、淋雨、海洋性气候等条件进行分析，合理选材。要尽量采用经优选、认证或经多年实践证明了的金属材料和非金属材料。选用耐盐雾材料，像不锈钢、防锈铝板、镀锌件等。

2）优化结构设计，避免积水

尤其是暴露在外界的所有构件，应避免积水，尽量消除缝隙结构，做好密封胶处理，防止水、灰尘、盐雾的沉积。卷边和折弯处会积聚污垢和水，适当的表面和排放口有助于免除这个问题。

3）防止电偶腐蚀措施

由于盐雾能够促使金属元件腐蚀，并能促进形成一些电解作用，特别当不同金属接触时，这种作用将更为严重。因此，要尽量选用相同金属间的接触，如果不同金属必须要接触时，需装上垫圈、衬片或衬套使双方金属形成电绝缘，避免接触腐蚀。如果有导电要求必须金属直接接触时，应选用电位接近的金属，一般环境下，允许电位差最大不得超过0.5V。

（4）严格涂装工艺

1）集装箱内柜体喷塑工艺技术要求

a. 喷塑产品与样件，在喷塑前应除油除锈并增加转化膜层或镀层，以增加喷塑附着力；

b. 对内、外螺纹或图纸上规定其他区域进行屏蔽处理；

c. 施工前供方粉末包装应完好、密封，粉末不得有结块、包装上不得有破损、漏气；

d. 粉末涂层检验样件必须放置2h后再进行性能测试。

2) 涂层性能测试

a. 检测涂层厚度

b. 涂层耐腐蚀性

c. 储能集装箱箱体涂装工艺

涂装是将涂料均匀涂布到基体表面，形成连续、致密、均匀的涂膜。其过程，一般包括前处理、涂覆、固化成膜等主要工序。

防腐涂料的底漆、中间漆、面漆、清漆应选用同一厂家相同品种或配套产品，以保证涂料之间及与构件间的附着力满足要求。

(5) 箱体防腐性能

本方案所用的箱体具有良好的防腐性能。遵循GB/T 30790.1《色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第1部分：总则》、GB/T 30790.4《色漆和清漆 防护涂料体系对钢结构的防腐蚀保护 第4部分：表面类型和表面处理》标准，采用多道防腐工艺，包括前处理、锌层、中间层、面层等多重处理工艺，保证集装箱外壳的油漆、喷涂及防腐要求满足C4等级要求。

5.3.2.8 消防系统

液冷电池舱消防方案提供电池模块级精细化可燃气体检测，选用高安全防爆边墙式轴流风机，针对全氟己酮多次灭火系统进行灭火介质精准配置计算、科学合理的设计布置喷头及管路、完善严谨的控制保护响应策略设计，所采用的“电池模块级探测+全氟己酮多段喷射灭火+水喷淋（预留消防水接口）”等消防设计方案完善可靠、详细合理。

5.3.2.8.1 可燃气体检测

电池舱的空间顶部安装4台CW1310-06A复合型可燃气体探测器（氢气、CO、VOC、烟雾、温度），每个电池簇顶部各安装2台CW1310-02E探测控制器（VOC、温度，电启动），每个电池模块内部各安装1台CW1310-02E探测控制器（VOC、温度，电启动），06A探测控制器进行空间探测防护，舱级02E探测控制器主要用于簇级管路电磁阀或PACK级管路电磁阀打开、关闭；PACK内02E探测控制器主要用于PACK内探测。

(1) 舱内探测

1) 在自动方式下,当电池舱内06A探测控制器测量氢气、CO、VOC、温度达到第2、3阈值预警时,联动逻辑如下:

现场消防主机联动舱外声光报警器发出预警。

气体灭火控制器联动启动通风风机,打开百叶窗,由BMS跳开舱级断路器、簇级继电器并切断空调电源。将电池舱内可燃气体迅速排出箱体外。

当06A探测器探测浓度恢复正常,再关闭风机、合上空调、合上接触器,保证箱体内温度和微正压系统正常。

电池舱消防主机与消防控制室消防主机通信,将预警信息上传;BMS与EMS系统通信,将预警信息上传至EMS。

2) 在自动控制方式下,当下满足下列条件之一时:当某一06A温度达到第4阈值预警时且某一空间02E预警时;当某一02E温度达到第4阈值预警时且某一空间06A预警时;联动逻辑如下:

消防主机联动舱外声光报警器发出预警。

消防主机联动关闭排气风机和电动百叶窗,与BMS联动,通过BMS跳开舱级断路器,切除电源配电箱舱内交流电源;电池簇管路电磁阀启动,消防主机启动气体灭火系统。气体消防启动后,在可整定的延时时间(可调)内,若电池舱外部无紧急停止按钮按下并且消防控制室无远程停止命令发出,则启动全氟己酮对整个电池舱进行灭火剂喷射,同时启动舱外气体喷洒指示灯。全氟己酮第一次喷放药剂25kg;第一次喷放15min后喷放12.5kg药剂,第二次喷放15min后喷放余下12.5kg药剂,分三次喷放。

释放后,工作人员可根据现场具体情况判断是否发生复燃,复燃则通过外接消防水接口进行电池舱空间水淹没;

电池舱消防主机与监控后台通信,将预警信息、消防启动信息上传;BMS与EMS系统通信,将预警信息、消防启动信息上传至EMS。

(2) PACK级探测

1) 在自动方式下,当电池箱内02E探测控制器测量VOC或温度达到第2、3阈值预警时,联动逻辑如下:

➤现场消防主机联动舱外声光报警器发出预警。

➤消防主机联动启动排气风机，打开百叶窗，由BMS跳开舱级断路器、簇级继电器并切断空调电源。将电池舱内可燃气体迅速排出箱体外。

➤02E探测器探测浓度恢复正常，再关闭风机、合上空调、合上接触器，保证箱体内温度和微正压系统正常。

➤电池舱消防主机与后台监控系统通信，将预警信息上传；

2) 在自动控制方式下，当温度达到第4阈值预警时，联动逻辑如下：

➤消防主机联动舱外声光报警器发出预警。

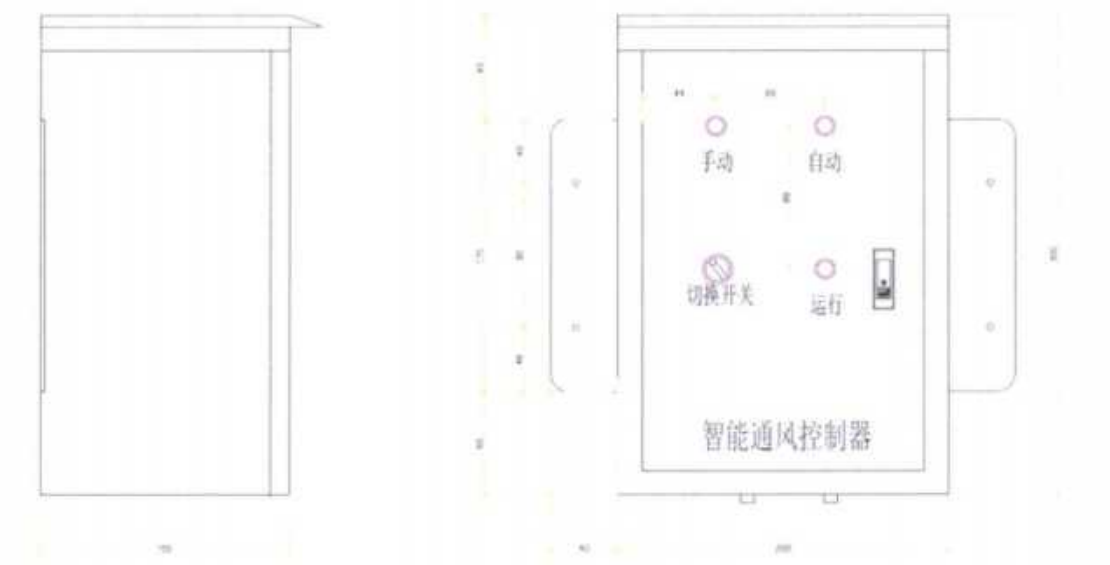
➤消防主机联动关闭排气风机和电动百叶窗，与BMS联动，通过BMS跳开舱级断路器，切除电源配电箱舱内交流电源；预警02E所在簇的顶部电磁阀打开，消防主机启动气体灭火系统。气体消防启动后，在可整定的延时时间（可调）内，若电池舱外部无紧急停止按钮按下并且消防控制室无远程停止命令发出，则启动全氟己酮至指定电池簇所有电池模块进行灭火剂喷射，同时启动舱外气体喷洒指示灯。全氟己酮第一次喷放药剂30kg；第一次喷放15min后喷放15kg药剂，第二次喷放15min后喷放余下15kg药剂，分三次喷放。

➤释放后，工作人员可根据现场具体情况判断是否发生复燃，复燃则通过外接消防水接口进行电池舱空间水淹没；

➤电池舱消防主机与监控后台通信，将预警信息、消防启动信息上传；BMS与EMS系统通信，将预警信息、消防启动信息上传至EMS。

5.3.2.8.2 主动排风

通过检测可燃气体或一级消防告警信号、二级消防告警信号，根据以下逻辑实现电动百叶窗和防爆风机的开启和关闭，具有手动模式和自动模式状态指示灯。



参数	典型值	备注
供电电压	200~240V AC 50/60Hz	
消防告警检测口	干接点输入	12V~24V DC
防爆风机工作电压	200~240V AC	最大 10A
百叶窗工作电压	24V DC	启动: +24V, 关闭: -24V, 最大 6A
通信接口	RS485	标准 ModBus

防爆风机技术参数:

规格型号	2.8排风机
风量	1650m ³ /h
转速	1450r/min
功率	120W
电源	220V

消防系统具备消防告警、消防动作、消防故障三种干接点告警信息，并额外预留不少于3个干接点信号，作为预留备用。其消防故障、消防告警、消防动作含义定义如下：

消防故障：当消防探测器处于离线（失电）或真实故障时，上报消防故障信息至消防主机；

消防告警：当消防探测器被触发，但探测级别低时，报消防告警；

消防动作：当消防探测器被触发，探测级别高时，报消防动作；

其对应的联动策略如下：

消防故障：当消防主机收到消防故障信号时，上送该信号至主控室，站外声光告警器 响起，对外报警，但不触发全氟己酮喷放；

消防告警：当消防主机收到消防告警信号时，上送该信号至主控室，同时驱动进气百叶窗和排气防爆风机启动，对电池舱进行通风换气；同时站外声光告警器响起，对外报警， 但不触发全氟己酮喷放；

消防动作：当消防主机收到消防动作信号时，上送该信号至主控室，同时关闭进气百叶窗和排气防爆风机，停止对电池舱进行通风换气；站外声光告警器响起，对外报警；消防动作信号时间持续 15S 后，触发全氟己酮喷放，放气勿入指示灯亮起，其中，首次喷放 40kg 全氟己酮；间隔 15min，若消防动作信号仍然存在，则第二次喷放 20kg 全氟己酮；再次间隔 15min，若消防动作仍然持续存在，则将剩余的全氟己酮一次性喷完，结束。

5.3.2.8.3 灭火消防

(1) 喷头及管路布置

1) 电池舱的空间顶部安装4台CW1310-06A复合型可燃气体探测器（氢气、CO、VOC、烟雾、温度），每个电池簇顶部各安装2台CW1310-02E探测控制器（VOC、温度，电启动），每个电池模块内部各安装1台CW1310-02E探测控制器（VOC、温度，电启动），06A探测控制器进行空间探测防护，舱级02E探测控制器主要用于簇级管路电磁阀或PACK级管路电磁阀打开、关闭；PACK内02E探测控制器主要用于PACK内探测。

2) 电池舱的外壁上安装1台声光报警器、1台放气勿入指示灯、1台紧急启停开关，可通过紧急启停开关来控制灭火装置自动或手动启动，及紧急启动或紧急停止启动灭火器。

3) 电气舱舱内部安装1台50KG泵组式全氟己酮灭火装置，每个电池箱预留安装灭火喷头，电，每个电池簇顶部安装1个空间级管路喷头，空间级管路喷头流量为10L/min，每簇电池箱PACK级防护总流量为26.4L/min，每簇簇级防护流量为10L/min，泵组需求流量最少应为27L/min，实际灭火装置配置泵组流量为67L/min；电池舱空间顶部管路使用DN15不锈钢管路连接，分支簇级及PACK级管路使用 ϕ 8 PU阻燃管连接，全氟己酮工作压力为0.4Mpa，至每个电池模块喷口处压力约为0.35Mpa，此压力为全氟己酮液体时处于喷口位置的壓力，灭火药剂至电池模块内部后压力为0，随着全氟己酮气化压力开始递增，通过泄压阀缓慢泄压，且全

氟己酮灭火装置启动之前电池模块内部产生的气体和烟雾可能也将使泄压阀打开。

4) 电气舱灭火装置上方位置安装1台消防主机，用于探测器探测数据采集及对外设备联动。

5) 电池舱预留安装泄压口，平衡气体灭火器启动时站内外压差。泄压口外部安装泄压口防雨罩，避免阴雨天气雨水渗漏。

6) 电池舱侧壁安装1台防爆排气风机、1台进气电动百叶窗和1台风机控制箱。

7) 电气舱顶部安装烟感探测器，用于电气舱环境监测。

(2) 消防控制策略

储能消防系统联动主要形式分为手动和自动两个状态。

储能电池舱室配置泵组式全氟己酮灭火装置和水消防灭火系统。

自动控制方式（电池舱外部设置的自动、手动及检修状态切换开关转至自动时，该舱为自动方式）

在自动方式下，当电池舱内06A探测控制器满足下列任一条件时：

当氢气、CO、VOC、温度达到第2、3阈值预警时；

联动逻辑如下：

1) 现场消防主机联动舱外声光报警器发出预警。

2) a. 气体灭火控制器联动启动通风风机，打开百叶窗，由BMS跳开舱级断路器并切断空调电源。将电池舱内可燃气体迅速排出箱体外。

b. 当06A探测器探测浓度恢复正常，再关闭风机、合上空调、合上接触器，保证箱体内温度和微正压系统正常。

3) 电池舱消防主机与消防控制室消防主机通信，将预警信息上传；BMS与EMS系统通信，将预警信息上传至EMS。

在自动控制方式下，当下满足下列条件时：

当某一06A温度达到第4阈值预警时且某一空间02E至少预警时；

当某一02E温度达到第4阈值预警时且某一空间06A至少预警时；

联动逻辑如下：

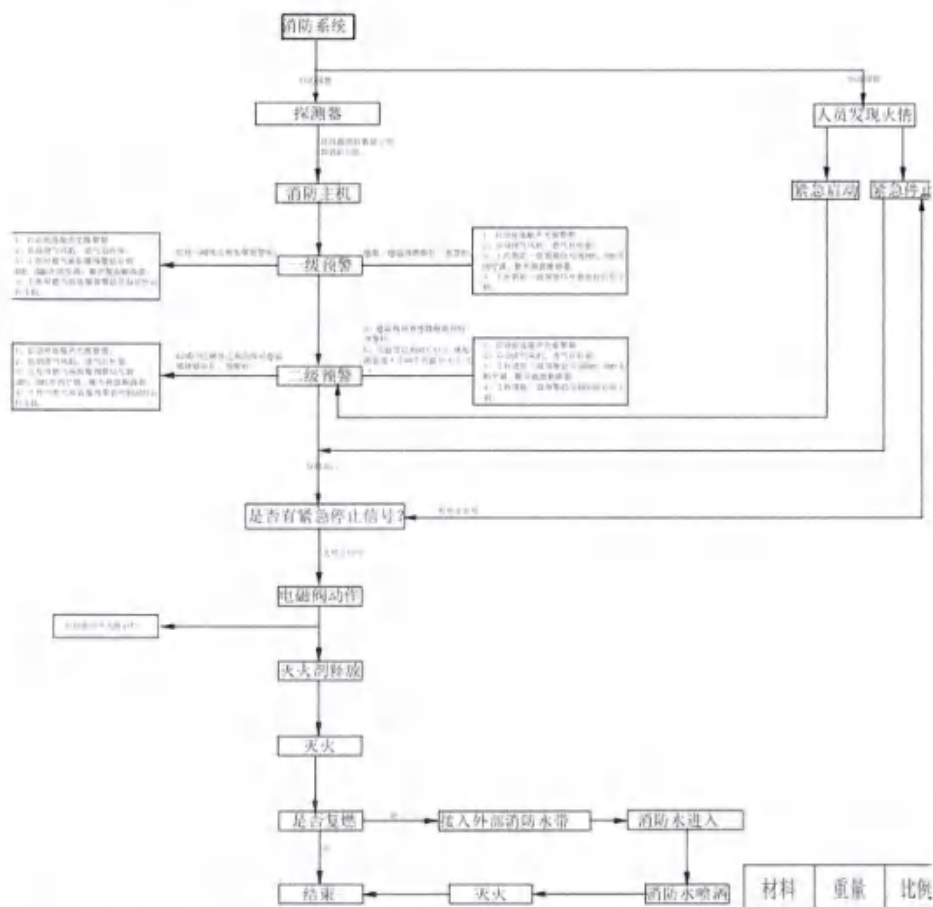
消防主机联动舱外声光报警器发出预警。

b) 消防主机联动关闭排气风机和电动百叶窗，与BMS联动，通过BMS跳开舱级断路器，切除电源配电箱舱内交流电源，消防主机启动气体灭火系统。气体消防启动后，在可整定的延时时间（可调）内，若电池舱外部无紧急停止按钮按下并且消防控制室无远程停止命令发出，则启动全氟己酮对整个电池舱进行灭火剂喷射，同时启动舱外气体喷洒指示灯。全氟己酮第一次喷放药剂40kg;第一次喷放15min后喷放20kg药剂，第二次喷放15min后喷放余下20kg药剂，分三次喷放。

c) 释放后，工作人员可根据现场具体情况判断是否发生复燃，复燃则通过通过外接消防水接口进行电池舱空间水淹没；

d) 电池舱消防主机与监控后台通信，将预警信息、消防启动信息上传；BMS与EMS系统通信，将预警信息、消防启动信息上传至EMS。

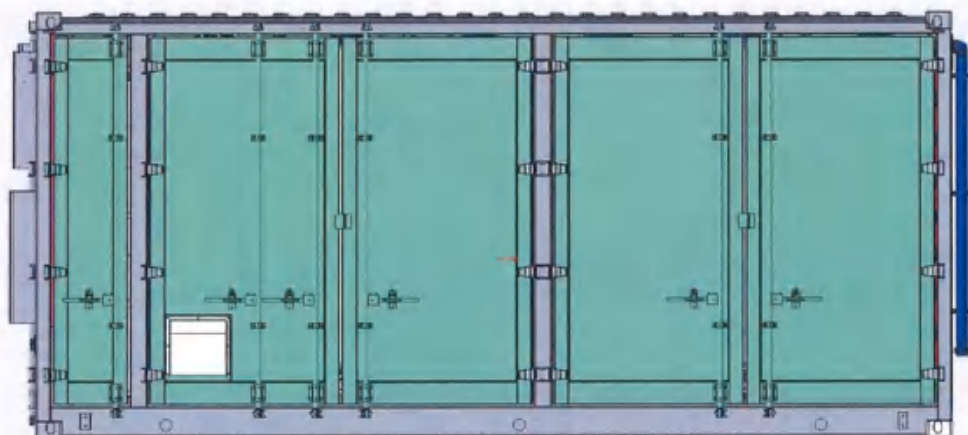
消防动作流程图



5.3.2.9 温控及热管理系统

本方案对电池电芯进行散热需求计算、管路及集装箱多物理场耦合仿真分析、漏液监测方案设计及热管理系统运行策略等，以确保冷却系统的安全可靠性，以下为本项目非标20尺集装箱5.016MWh冷却方案。此电池集装箱采用12个电池簇

并联，项目使用液冷电池模块基于314Ah电芯的1并52串成组方式，单电池模块容量为52.25kWh，单电池簇为8个电池模块串联，单簇容量为418kWh；使用非标20尺集装箱，整机防护等级为IP55。电池模块内电芯温度测点数与电芯个数比例为1:1。有效将电池簇内运行温度控制在单体温差4℃以内，将舱内温差控制在5℃以内。



高压储能电池集装箱模型效果图

冷却方式采用冷板式液冷技术，高效的三级冷却管路，一级管路采用同程并联方式，同时配置除湿散热空调与风道来进行电池仓的除湿并兼顾电气仓的散热。

热管理是保证储能系统持续安全运行的关键，热管理设计可将储能系统内部的温度控制在锂电池运行的最佳温度区间（20（35℃），并保证电池组内部的温度均一性，从而降低电池寿命的衰减和热失控的风险，除此之外，本项目还设置了一系列其他的安全防护措施。

漏液监测

漏液监测绳如图 34 所示，其主要功能是监测电导性液体的渗出，采集冷却液泄露信号，通过改变电芯号传递给控制器达到告警作用，漏液监测绳技术参数如下表所示：

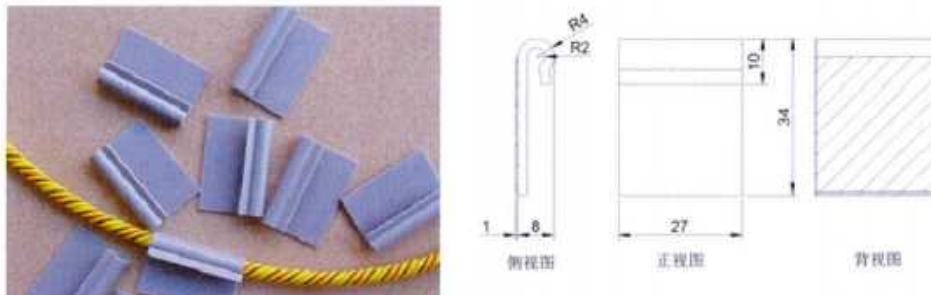
漏液监测绳技术参数

序号	材料	工程塑料+金属导线
1	质量	35克/米
2	颜色	黄、黑
3	断裂强度	45公斤
4	耐火等级	2级压力通风电缆

5	检测芯阻值	<13欧姆/100米
6	报警泄漏量	<3cm（一般自来水）
7	最大暴露强度	85℃

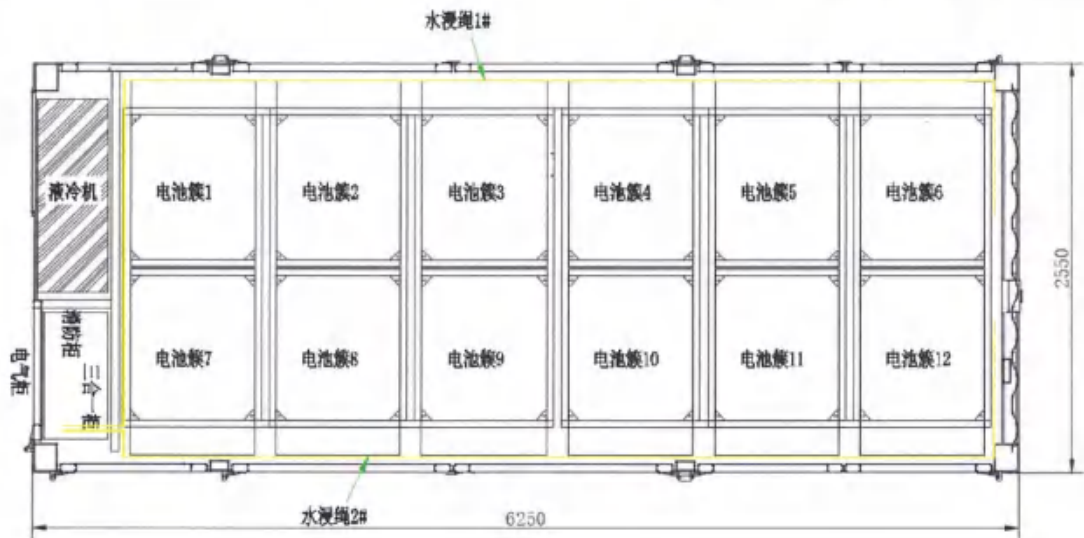


漏液监测绳及配套信号线



漏液监测绳胶贴夹

本项目在集装箱底部进行监测绳铺设，单根监测绳最长能达 8 米，整个系统采用 2 根监测绳即可覆盖整个集装箱底部，监测绳采用胶贴夹来进行固定，在柜架入箱后进行监测绳的铺设与固定，固定位置如图 24 所示。由图可知，控制盒 1 通过漏水绳延长信号线 1 接收来自监测绳 1 的漏液信号，而监测绳 1 在集装箱底部呈 L 型依次穿过柜架动力线走线孔与低压通讯线走线孔，最后绕到集装箱侧面边缘并穿过二级管下方区域，监测绳 2 以相同方式进行铺设。



监测绳方案示意图

可定位监测绳方案有定位功能，能够定位到某一簇信号，且同一监测绳任一位置依据先时间，后距离的报警逻辑（先漏液先报警，多个点同时则距离近的先报警），提升系统安全。

自动补水

本方案选用产品用有闭式循环系统，为确保水路系统水压在一定范围内，系统具有自动补水功能，在机组运行前需将【补液水压】与【停液水压】按需求设定。同时将补水箱参考水箱液位添加冷冻液，否则缺少冷冻液，补水功能将失效且报警。补水箱冷冻液添加完成后，请将水箱盖子封闭，防止其他杂质进入水路，而造成水路堵塞的可能。同时不得将水箱盖子侧方的透气孔封闭，否则压力保护可能失效。

故障告警及处理

空调告警主要有以下几种，详见以下表格，常见的原因分析及故障处理详见表格。

类型	触发条件	复位方式	干接点上传
高温告警	柜内的温度高于设置值	自动	是
低温告警	柜内的温度低于设置值	自动	否
柜内温度传感器告警	柜内温度传感器故障传感器线路短路或断路	自动	否

蒸发器温度传感器告警	蒸发器温度传感器故障传感器线路短路或断路	自动	否
冷凝器温度传感器告警	冷凝器温度传感器故障传感器线路短路或断路	自动	否
蒸发器冻结告警	蒸发器温度低于0℃	自动	是
系统高压告警	系统压力大于设置值	自动	是
掉电告警	控制板无电源输入	自动	是

空调故障分析及处理

故障类型	可能的原因	故障处理
温度传感器故障	传感器连接不良	检查传感器线路连接，重新连接
	传感器损坏	更换传感器
高温告警	冷凝器或蒸发器脏堵	清洁冷凝器
	空调制冷能力不够	请咨询专业人员
	温度设置不合适	测量温度，并重新设置高温值
系统高压报警	冷凝器或蒸发器脏堵	清洁冷凝器
	外循环风机出现故障	更换外循环风机
	冷凝器温度传感器误报警	更换冷凝器温度传感器
蒸发器冻结	内部循环空气受到遮挡	检查是否存在遮挡物，并清除它们
	内循环风机故障	检修/更换内循环风机
	制冷系统不能够关闭	检查是否达到制冷关闭条件而不停止制冷。如是，通知厂家处理
	蒸发器温度传感器误报警	更换蒸发器温度传感器
压缩机不运行	不需要制冷	检查是否需要制冷
	处于3分钟间隔保护	检查是否处于保护状态
	压缩机线连接不良	检查传感器线路连接，重新连接
	压缩机保护开关或电机损坏	压缩机保护开关是否完好，更换压缩机保护开关；如是电机损坏，更换压

		缩机
内循环风机不运行	内循环风机出现故障	更换内循环风机
	内循环风机线连接不良	检查传感器线路连接，重新连接
	风机被卡死	检查是否有异物卡住风机
外循环风机不运行	外循环风机出现故障	更换外循环风机
	未到达开启条件	检查是否符合开启条件
	内循环风机线连接不良	检查外循环风机线路连接，重新连接
	风机被卡死	检查是否有异物卡住风机
风机异音	风机叶片破损或轴承摩擦	更换风机
	风机叶片与其他物料干涉	检查并重新固定
加热器不运行	加热器出现故障	更换加热器
	加热器线连接不良	检查加热器线路连接，重新连接
	未到达开启条件	检查是否符合开启条件

5.3.3 变流器（PCS）技术方案

本项目采用的变流升压舱集成方案，设20套储能变流升压单元，每套变流升压舱包括1套5000kW储能变流器、1台5500kVA 35kV/690V储能升压变、1台35kV环网柜等，储能电池系统经过5000kW PCS交流侧直接并联升压后接入35kV集电线路。整个储能变流器系统采用一体化设计，系统集成化程度高，环境适应性强，有效减少现场安装调试及后期维护的工作量。系统辅助设备包含灭火装置、照明、散热、通讯配电柜。

变流升压一体机采用配套协调控制器，实现对外简化为一台整体设备，上层EMS无需分别控制单个变流器，极大降低上层EMS系统的控制难度，提高系统的响应速度；尤其在电池SOC越过过充过放限制边界下，变流升压一体机借助协调控制器的强大边缘计算能力，数据统一处理，统一发放，降低总线调度负载，防止丢帧，能够有效保证电池系统安全快速响应。

5.3.3.1 储能变流器

储能变流器是储能电池组件与电网进行能量交换的关键设备，能够接受电网调度指令实现对储能电池的充电与放电管理，实现电网调峰/调频功能。能够监

测负荷实时特性，实现削峰填谷。同时可以提供无功支撑，弥补电压缺陷、治理电能质量等来保证电网系统的稳定运行。具备抗短时冲击能力，可带完全不平衡负载，平滑供电。

5.3.3.1.1 变流器拓扑

储能变流器可通过脉宽调制（PWM）灵活控制输出的电压相位和幅值，利用输出电压与电网电压的相位和幅值差，在输出侧滤波电感上形成有功和无功电流，从而达到控制注入电网的有功、无功功率四象限运行的目的。主功率电路采用三电平拓扑，系统中电池（Bat）侧2路输入，输出为三相三相制输出。双向储能变流器的一次结构及二次原理图如下图所示：

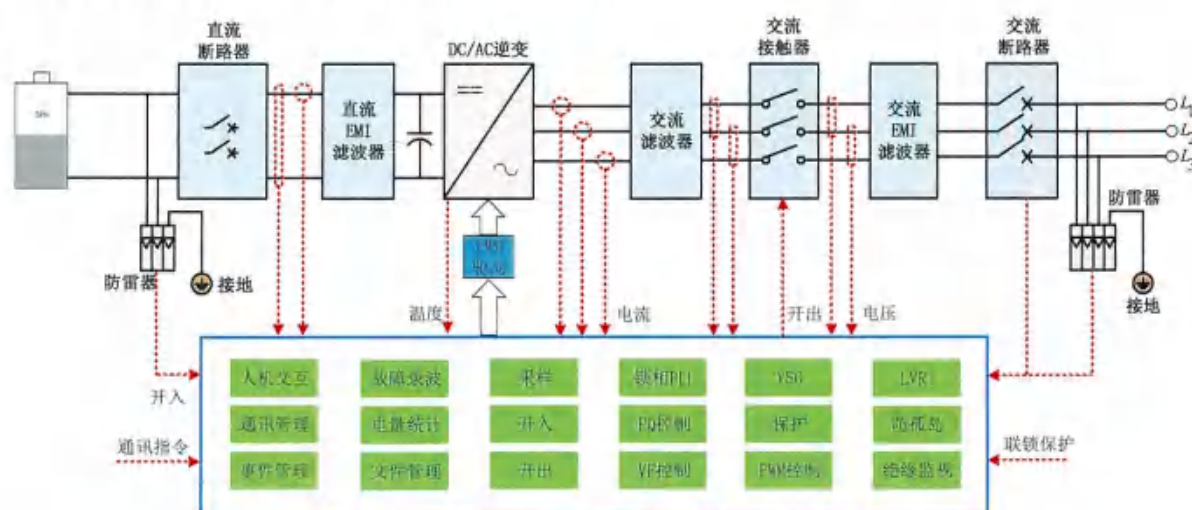


图5.3.3.1.1-1 储能变流器拓扑图

5.3.3.1.2 工作原理

储能变流器支持并网和离网两种运行模式，在并网运行中，储能变流器交流侧连接电网，直流侧连接蓄电池。与电网调度系统配合，参与电网调压调频，实现对电网负荷的削峰填谷。根据选择的运行模式，可对蓄电池进行恒压、恒流和恒功率充放电。在离网运行中，储能变流器直流侧连接蓄电池，系统运行可输出固定频率和有效值的三相交流电压，实现对交流侧负荷的持续供电。

5.3.3.1.3 技术特点

- 先进的三电平拓扑、最高效率99%；
- 独立模块化架构、便捷维护、体积小、初投低；
- 模块化销售、集成优势分享；
- 具备低电压、高电压穿越功能，电网适应能力强，具备防孤岛保护功能；
- 过温、过流、过压、过载、短路、防雷接地等保护；

- 快速功率响应、±100%充放电转换20ms、调度更快速；
- 通信链路时间短、选择多样；
- 通信端口：RS485、RJ45、CAN、光纤；
- 支持IEC61850、CAN、Modbus、IEC60870-103等规约；
- 具备VSG、PQ等功能。

执行标准：

- GBT34120-2017《电化学储能系统储能变流器技术规范》
- GBT34133-2017《储能变流器检测技术规程》
- GBT 3859.2-2013 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第1-2部分

应用导则

- GBT 12326-2008 电能质量 电压波动与闪变
- GBT 14549-93, 电能质量 公用电网谐波
- NB_T31016-2011电池储能功率控制系统技术条件

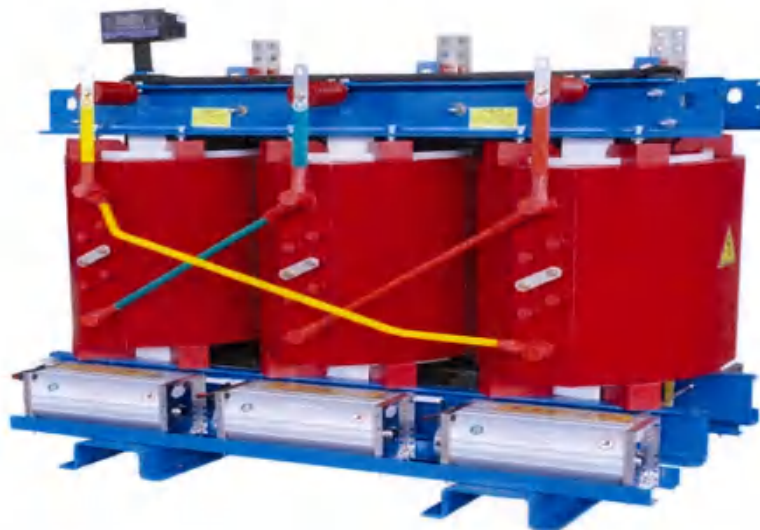
5.3.3.1.4 保护策略

对于PCS保护策略，满足分布式发电系统接入电网的相关标准规定，具备但不限于以下保护功能：

- 交流过流/短路保护
- 交流过压/欠压保护
- 交流过频/欠压保护
- 交流进线相序错误保护
- 通讯故障保护
- 防孤岛保护
- 直流过流/短路保护
- 直流过压/欠压保护
- 直流极性反接保护
- 过温保护
- 绝缘检测
- 低电压穿越
- 功率模块（IGBT）保护
- 电流直流分量超标保护

5.3.3.2 升压变压器

本项目变压器采用环氧树脂、整体真空浇注（箔绕线圈采用环氧树脂固封）型式，此浇注工艺可有效改善生产环境和降低劳动强度，具有良好的机械强度和可靠的电绝缘性等。铜材含量不低于99.9%。变压器铁芯为高标号、低损耗、优质冷轧硅钢片。铁心加工采用乔克线剪切、全斜接缝、无孔绑扎、板式夹件结构，拉板采用低磁钢板制作，硅钢片叠装后表面光滑无毛刺。



技术特点

➤变压器高压线圈采用铜线绕制，环氧树脂浇注结构，低压线圈采用铜箔绕制，高温固化成型。其绝缘等级为F级，温升按100K考核。变压器使用寿命不小于25年。

➤随时投运，停止运行一段时间后，可不经干燥而直接投入电网安全运行。

➤阻燃性好，自身不燃，遇到火源时，不产生有害气体。

➤产品散热性好，机械强度高，不会因温度变化在变压器运行寿命期内导致线圈表面龟裂。

➤测量、报警和控制信号全面

（1）三相巡检（每隔2秒钟巡回显示A、B、C三相温度值）及最大值显示（能自动显示最高温度值及相序）；

（2）超温报警（当最高温度值大于设定值时，进行声光报警，同时报警输出触点闭合，供用户接二次报警电路）；

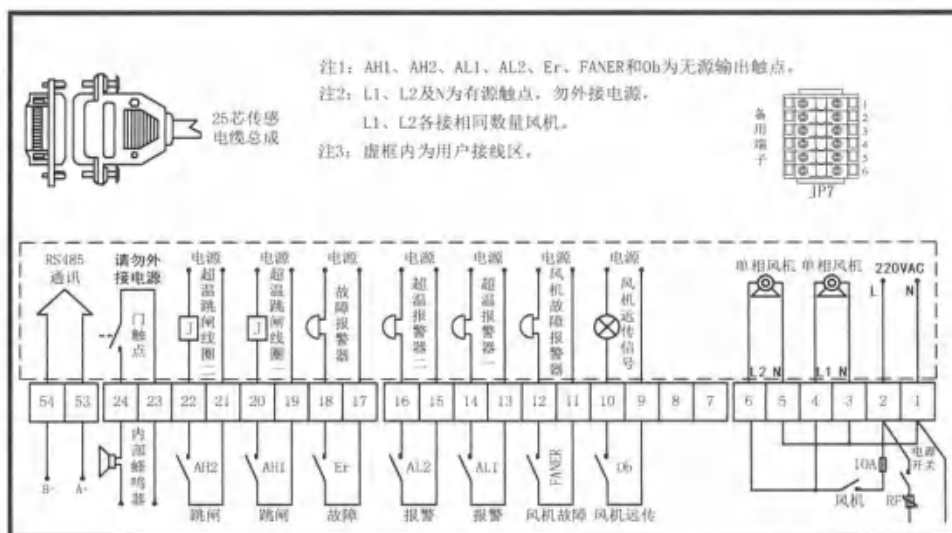
(3) 超温跳闸（当最高温度值大于设定时，跳闸报警灯亮，跳闸输出触点闭合，供用户接跳闸控制电路，超温跳闸输出为常闭干接点和常开干接点信号，供集装箱内电气设备急停使用）；

(4) 传感元件断线报警；

(5) 风机自起、自停（温度可设）；

(6) 带温控器，温控器安装于变压器外壳低压侧正面，温控器内提供信号输出接点。温控器具备远传、失电永久记忆、故障自动检测及报警；

(7) 温控器对外配置RS485通讯接口。



升压变压器温控器信号配置

5.3.3.3 高压开关柜

箱型固定式户内交流金属封闭开关设备，额定电压35kV，采用隔离开关、接地开关、带电显示器、电磁锁等必要电气设备。

35kV隔离开关/接地：

额定电压（kV）：35

额定电流：（A）：630A

箱变的箱体及内部元器件能承受直接雷电冲击而不损坏，并设专用接地端子。接地端子为直径不小于8mm的铜质或不锈钢螺栓。

箱变的金属骨架、高、低压配电装置及变压器部分的金属支架均有符合技术条件的接地端子，并与专用接地导体可靠地连接在一起。

箱式变高、低压配电装置及变压器部分的专用接地导体相互联接，或者通过专用的端子可靠地连接在一起，箱式变的所有高、低压设备的非带电金属裸露部

分均可靠接地，门及在正常运行条件下可抽出部分在打开或隔离位置时仍可靠接地。

5.3.3.4 系统辅助设备

储能系统总体配备协调控制器，形成中间控制层，构建一个EMS+PMS+PCS的三层次控制管理架构，其优势是：放在顶层设计高级控制功能，根据不同应用场景定制系统控制策略；中间层可根据对储能系统BAMS、PCS等现场设备及动环数据的采集分析，制定储能系统控制策略，实现对储能系统管理、负荷分级管理以及充放电模式自动切换，使储能系统经济、可靠、友好运行。本项目储能通信架构示意下图所示：

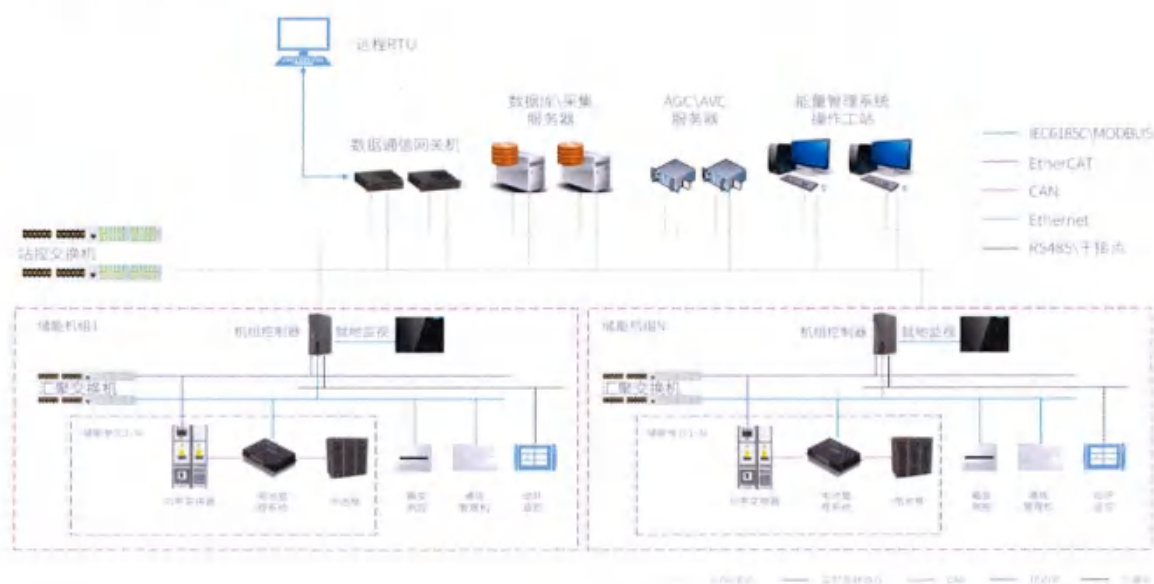


图 通信组网

功能特点

(1) 数据采集

采集各设备的数据，核实数据正确性，并进行数据汇总。

(2) PCS系统报警以及保护功能

储能协调系统在PCS系统出现电压、电流、温度等模拟量出现超过安全保护门限的情况时，将进行故障隔离，将问题PCS退出运行，同时上报保护信息，并在本地进行显示。

(3) 充、放电管理

系统运行时，PMS读取PCS及BMS信息，根据两者的状态/电池电量/电池可充放功率/PCS当前允许运行功率等信息，对EMS下发的总功率进行分配到每个PCS执行，其中状态包含但不限于充满/放空/故障/通信断线等。

（4）均衡功能

储能协调系统使用被动均衡策略，能够很好得维护电池组间的一致性。

（5）运行参数设定功能（接入调试上位机后可进行设定）

本储能协调系统提供本地对各项运行参数进行修改，参数设定项目包括：

- 电池充电上限电压
- 电池放电下限电压
- 充电电流限制设置
- 功率上升速度限制设置
- 充电电压限制设置
- 电流校正叠加系数设置
- 温度补偿电压设置

（6）故障运行模式

当系统PCS或电池组故障时，PMS可关闭故障对应PCS，将故障信息上传EMS，同时自动调整下级功率分配关系，维持剩余电池组间的一致性。

当系统级故障触发时，主动关停一体机所有PCS，并将故障信息上传EMS。

（7）通信功能

具备1路以太网通信接口单台PCS、BAMS、厂房内综保等设备通信，采集设备实时数据，并下发控制指令到各设备。

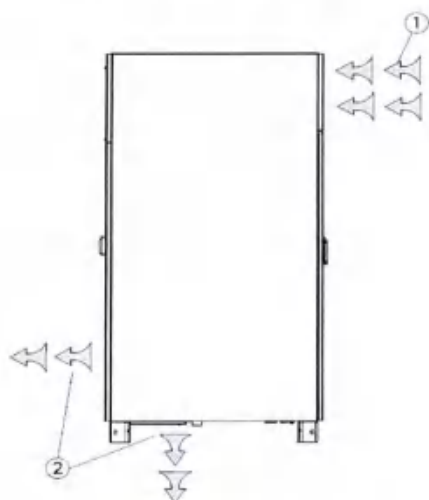
具备1路以太网通信接口与储能EMS系统进行信息交换，将厂房内设备的运行状态上送至储能EMS系统，并能接收上级监控下发的命令及定值。当PCS群控与储能EMS系统的网络通信中断时，有足够的措施保证设备自身的安全，并维持一段时间正常运行。

- 1) 主控制器配置两路以太网口、一路RS485。
- 2) 电池SOC均衡控制算法。
- 3) 所有动环数据的采集分析。

其他辅助设备

通信及配电柜主要集成升压变流舱通信和配电功能，主要包含UPS、变压器测控装置、交换机，配电断路器及端子排等。

PCS本身无需依靠外置风扇，仅依靠内置风扇即可实现模块散热。设备内还设有温度检测模块，能够将温度信息上传到PMS、EMS。变流器采用上进风，下出风的设计，进、出风口位置下图所示。



PCS进、出风口位置示意图



温控模块实物图

储能变流升压一体机集装箱消防监控系统，利用烟感、温感等元件，监控环境因素与反馈安全状况。当检测到以上状态量超过设定的安全阈值，系统一方面通过声光进行报警、一方面通过箱变测控上报给EMS。

变压器室内布置一个球型摄像机，对室内内部情况实时监控并上传视频信息至监控后台。

(1) 监控内容

通过摄像设备，记录集变压器室内视频信号。

(2) 实现方式

将视频信号与监控站的视频接口连接，实现对室内实时视频监控，并可进行录像存储。

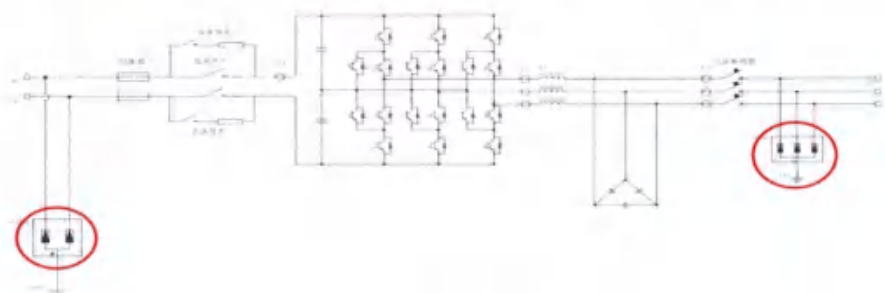
(3) 实现功能

本地进行实时/历史视频浏览，同时可通过网络远程进行实时/历史视频浏览，查看室内情况。视频监控系统可与消防、照明系统联动，如消防报警发生时，自动控制摄像头进行摄像对相关情况进行视频记录。

变压器室内配置烟雾传感器、温控传感器、应急灯等安全设备，烟雾传感器、温控传感器和系统的控制开关形成电气连锁，一旦检测到故障，能通过声光报警和远程通信的方式通知用户，同时切掉正在运行的电池系统。

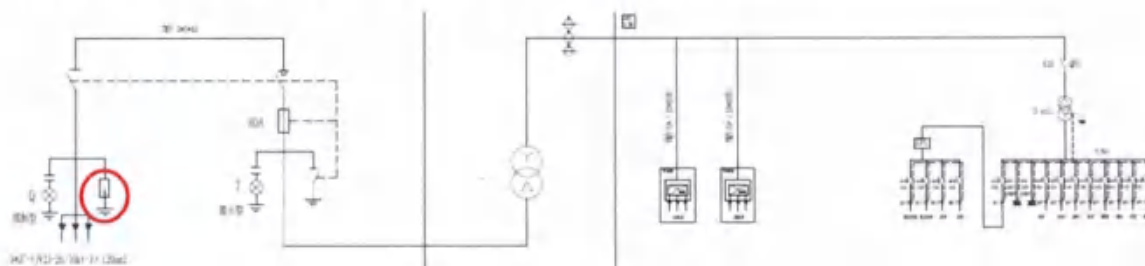
变压器室内具有报警系统，通过在特殊位置安装报警灯，能够为外界提供明显的信息，从而起到预警作用。变压器室内配置烟雾传感器、温度传感器、湿度传感器、应急灯、门磁开关、灭火器、防雷器等必不可少的安全设备，烟雾传感器、温度传感器和系统的控制开关连锁，一旦检测到环境参数超过合力范围、门磁开关报警、灭火器启动、雷击报警灯，立即切断正在运行的电池配套设备，并进行声光报警，同时通过电池管理系统数据上传远程监控平台，进行远程报警监控。

PCS升压一体机顶部配置连接可靠的高质量防雷系统，防雷系统通过接地扁钢或接地圆钢连接至升压一体机给用户提供的不少于2个的接地铜排上。



PCS防雷系统图

在线路上安装有防浪涌保护模块。浪涌保护器，也叫防雷器，是一种为各种电子设备、仪器仪表、通讯线路提供安全防护的电子装置。当电气回路或者通信线路中因为外界的干扰突然产生尖峰电流或者电压时，浪涌保护器能在极短的时间内导通分流，从而避免浪涌对回路中其他设备的损害。



防雷保护装置图

5.3.3.5 变流升压一体机

(1) 变流升压舱成套配置储能变流器(PCS)、变压器、开关柜、通讯动力柜、预制舱体及相关配套设备等;

(2) 每2套电池预制舱对应1套升压变流预制舱,升压变流舱内的4台变流器能独立运行;

(3) 变流器舱能承受短路电流产生的热稳定和动稳定,以及搬运、使用中的电动、机械强度和防磁等干扰要求;

(4) 升压变流舱预制舱具有对外通信功能,具备CAN、RS485、以太网、干接点接口等,可扩展。升压变流舱预制舱应预留高实时性从站模块安装位置,用于同储能单元协调控制系统主站实现低延时、无抖动通讯;

(5) PCS在环境温度40℃条件下允许110%过载运行补小于10min,120%过载运行不少于1分钟,环境温度45℃条件下满载运行;散热滤网为抽出式,保证运维方便;

(6) 变流舱焊接、组配、防腐处理等工艺符合相关标准,无虚焊、毛刺、撕边、搭接不工整等现象。

(7) 变流舱满足吊车安装的基本安装要求,提供螺栓和焊接两种固定方式。螺栓固定点和焊接点与整个集装箱的非功能性导电导体(集装箱金属外壳等)可靠联通,同时,以铜排的形式至少向用户提供2个符合最严格电力标准要求的接地点。集装箱内一次、二次设备接地分开,采用铜排形式。

(8) 变流舱布线下进下出(包含电源线、通讯线、光缆、控制电缆等)

(9) 变流器舱具备良好的防腐、防火、防水、防尘(防风沙)、防震、防紫外线、防盗等功能,设计寿命不低于25年,不会因腐蚀、防火、防水、防尘和紫外线等因素出现故障。其中,防腐功能保证25年内集装箱的外观、机械强度、腐蚀程度等满足实际使用的要求;

防水功能顶部不积水、不渗水、不漏水,箱体侧面不进雨,箱体底部不渗水;

防尘(防风沙)功能保证在遭遇大风扬沙电气时可以有效阻止灰尘进入集装箱内部,保证运输和地震条件下及其内部设备的机械强度满足要求,不出现变形、功能异常、震动后不运行等故障;防紫外线功能保证内外材料的性质不会因为紫外线的照射发生劣化、不会吸收紫外线的热量等。

(10) 接地系统符合 GB/T 50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》等相关标准的要求。

(11) 箱应具备良好的隔绝电磁辐射及消音降噪功能，符合GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》等相关标准的要求。

(12) 设备舱体装设温度传感器，并将信号传至后台监控系统。每个舱体装设调温装置（可根据舱体内的温度自动启停，并将信号传送至后台监控系统）。

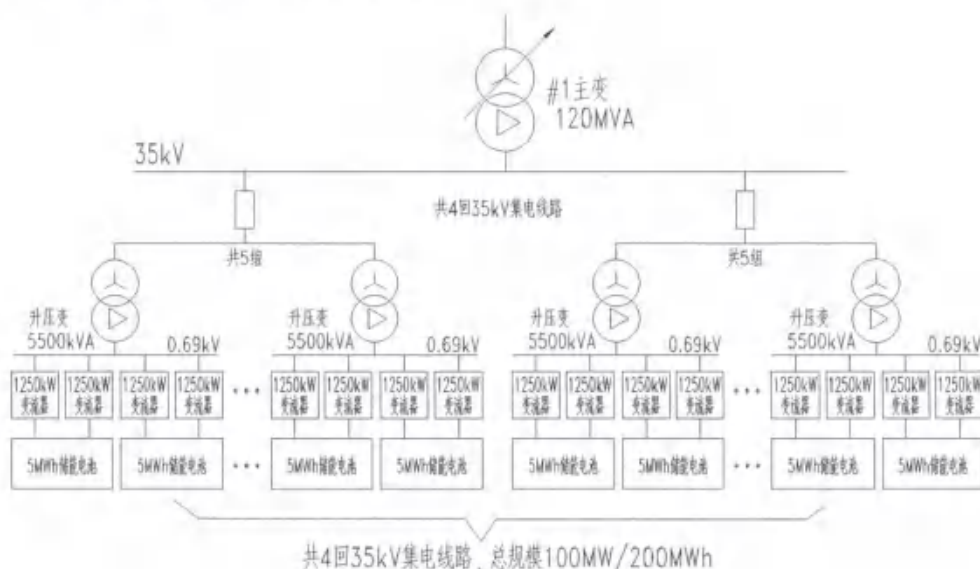
5.4 电气一次方案

5.4.1 本期建设内容概述

本项目储能电站规模为100MW/200MWh，总规模100MW/200MWh。本项目新增120MVA 110kV主变1台，户外布置。110kV配电装置采用户外GIS设备，接线方式为线变组接线，主变中性点采用经隔离开关接地。35kV侧采用单母线接线方式，35kV采用接地变经小电阻接地方式，35kV母线设SVG无功补偿。

储能装置则采用集装箱形式，储能电站按照不大于50MWh设置一个分区，每两个分区设置环形道路。集合场地实际情况，本工程共4个储能系统分区。储能分系统拓扑结构采用功率单元并联变压器。本项目新建20个储能单元，单个储能单元容量为5MW/10MWh。每个储能单元含2个储能电池集装箱和1个升压变流一体舱。单个电池集装箱容量为5MWh；升压变流一体舱含1台5500kVA-37kV/0.69kV变压器及1套5000kW PCS。

储能电站拓扑结构图如下所示。



5.4.2 电气主接线

本工程本期建设储能规模100MW/200MWh，主变采用户外布置方案，全站设置20个储能单元。电池簇低压直流经PCS变换为690V交流，再通过配变升压至35kV，经35kV集电线路接入110kV主变低压侧，经主变升压通过110kV电压等级接入220kV赵林站110kV出线间隔。

1) 110kV接线

本项目110kV采用线路-变压器组接线。

新增1台容量为120MVA的110kV变压器，接入220kV赵林站110kV出线间隔。

2) 35kV接线

储能升压站35kV侧接线采用单母线接线，采用接地变经小电阻接地方式，35kV母线设SVG无功补偿。储能升压站内设有35kV开关舱。

35kV开关舱配置35kV移开式金属开关柜9面，其中1面进线柜、1面站用变柜、1面PT柜、4面储能馈线柜、接地变柜1面、SVG补偿柜1面。

3) 储能系统

本工程单个储能单元通过35kV高压电缆接入储能升压站35kV开关舱，整个储能电站共设置20个储能单元。每5个储能单元串接接入1面35kV集电线路，共通过4回35kV集电线路接入1台110kV主变35kV侧。

4) 中性点接地方式：

110kV采用经隔离开关接地方式，变压器中性点接地方式可以不接地或直接接地，可满足系统不同的运行方式要求。

35kV采用经小电阻接地方式。

690V储能系统采用IT接地系统。

380/220V站用电系统采用中性点直接接地方式。

5) 储能电池系统成组方式：

新建20个储能单元，单个储能单元容量为5MW/10MWh。每个储能单元含2个储能电池集装箱和1个升压变流一体舱。电池集装箱容量为5MWh，由电池簇、热管理系统、消防系统、控制柜组成；升压变流一体舱含1台5500kVA-37kV/0.69kV变压器及1套5000kW PCS。

6) 站用电系统

本工程共设置站用变2台，电源分别取自#1号主变压器低压侧和市电，站用电采用380/220V电压等级，2台站用变压器0.4kV侧采用单母线分段接线。正常工况分列运行，重要负荷分别从两路双回供电。站用变压器为干式变压器，单台容量为500kVA。

5.4.3 电气总平面布置

本项目建设规模为100MW/200MWh。项目总占地面积约为16亩。储能电站站址位于东莞市谢岗镇赵林村（粤海大道以北）赵林变电站东侧，储能电站西侧长约126米，北侧长约85米，南侧最窄处长约80米，储能电站地块呈矩形，主要分为两大区域，分别为储能装置区域、110kV升压站区域，两大区域以内部道路连接。储能电站永久进站道路由储能电站东北侧的市政道路（规划中）引入，进站大门设置在站区西北侧，西南侧设置施工临时进站道路与赵林站进站道路连接。

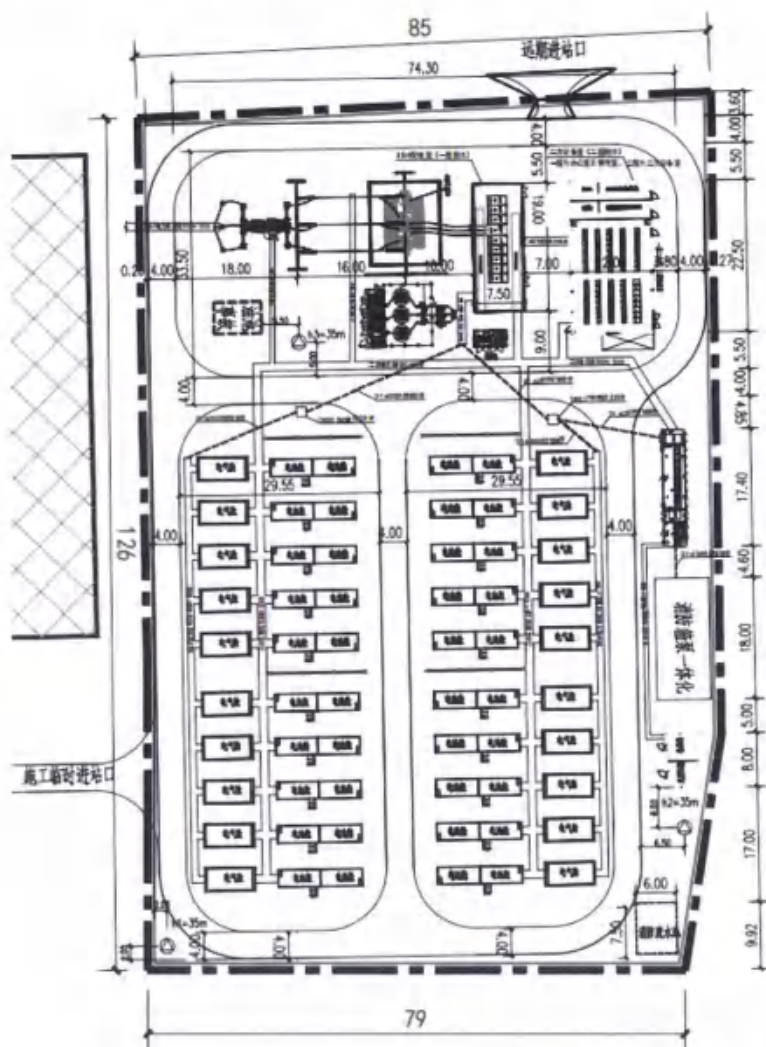


图5.4.3-1 储能电站电气平面布置图

（1）储能装置区域

储能装置区域位于站区南侧，设4个储能系统分区。储能装置主要有储能电池舱40座，升压一体机20座，采用预制舱式结构。

储能电池舱为集装箱（液冷），每个电池舱涵盖电池系统、直流汇流系统、安防系统、消防系统、环境监控系统和液冷系统；电池舱采用非步入式户外检修。

升压一体机由变流器室和箱式变压器组成，每套升压一体机内含1套5000kW PCS、1台5500kVA升压变压器、进线柜、动力配电柜等相关设备。

储能电站东侧设置占用电源舱，舱内设置2台500kVA站用变压器，其电源分别取自本项目储能电站35kV母线及站外10kV电源，380/220V站用电系统采用单母线分段接线，采用380V三相五线制接地系统。

站用电源舱南侧设置1套消防箱泵一体化装置，负责供应全站消防用水。消防箱泵一体化装置通过消防水管连通站内各个舱体及设备。

消防箱泵一体化装置南侧设置1个备品危废品舱，用于放置电站日常运维工具及临时放置故障及退役电池设备。

（2）110kV升压站区域

110kV配电装置采用户外GIS设备布置，GIS设备布置在升压站区北侧，主变布置于GIS设备东侧。主变架空进线，110kV电缆出线，线路侧避雷器和电压互感器在内置于GIS设备。

35kV配电装置舱布置于主变，舱内设置9面35kV配电柜，分别为主变进线柜1面、出线柜4面、站用变柜1面、SVG出线柜1面、接地变出线柜1面及PT柜1面。

35kV SVG采用敞开式布置在110kV主变南侧，接地变舱位于35kV配电装置舱南侧。

二次通信舱布置在35kV配电装置东侧，采用双层布置，其中首层为生活办公室，内部设置值班室、警传室及会议室等。二层为二次通信设备室，放置二次设备及通信设备屏柜。本站主变及110kV电气设备继电保护采用在二次及通信舱内集中组屏，35kV设备的保护装置就地安装于开关柜内。

（3）出线走廊规划

根据本项目储能电站布置型式及出线走廊规划，110kV出线本期规划1回，远期规划1回，本期110kV向西面电缆出线。

（4）储能电站安全距离

根据GB 50229-2019《火力发电厂与变电所设计防火规范》规定，油浸变压器与丙、丁、戊类生产建筑的防火间距需大于10米。本项目拟建110kV变压器为油浸变压器，该主变距离220kV赵林变电站围墙距离约为43米，主变与220kV赵林变电站相关建筑的距离满足规范要求。

根据规范GB/T 51048-2025《电化学储能电站设计标准》规定，锂离子电池预制舱与甲类厂房和乙类厂房的防火间距需大于25米，与耐火等级为一、二级的丙丁戊类厂房的防火间距为20米；与耐火等级为三级的丙丁戊类厂房的防火间距为20米。本项目拟建锂离子电池预制舱与220kV赵林变电站围墙距离约26米，锂离子电池预制舱与220kV赵林变电站相关建筑的距离满足规范要求。

根据规范GB 55037-2022《建筑防火通用规范》规定，架空电力线路不应跨越生产或储存易燃、易爆物质的建筑，仓库区域，危险品站台，及其他有爆炸危险的场所，相互间的最小水平距离不应小于电杆或电塔高度的1.5倍。1kV及以上的架空电力线路不应跨越可燃性建筑屋面。本条规定的电塔高度应自地面算至电塔上最高一路调设线路吊杆的高度，电杆高度应自地面算至电杆上最高一路电线的高度。现状220kV东赵甲乙线N53塔（谢赵甲乙线N11同塔）位于220kV赵林站北侧，该铁塔高度约为65米，倒塔安全范围约为98米，本项目拟建锂离子电池预制舱与该铁塔最近的距离约为133米，在该铁塔倒塔安全范围之外，满足规范要求。东莞供电局计划在东莞220千伏东江输变电工程中往220kV赵林站北侧新出220kV架空线，该架空出线首基铁塔规划建设全高为35米，倒塔安全范围约为53米，本项目拟建锂离子电池预制舱与该规划铁塔最近的距离约为77米，在该规划铁塔倒塔安全范围之外，满足规范要求。



图5.4.3-3 线行保护区范围（绿色为现状线路，红色为规划线路）示意图

据不完全统计，除上述东莞220千伏东江输变电工程外，东莞供电局在220kV赵林站周边规划出线均为电缆出线，电缆路径均在本项目红线之外，暂未了解到在220kV赵林站周边存在其他架空出线规划资料，建议后续项目实施前与东莞供电局保持沟通，避免储能电站与220kV赵林站规划出线存在安全距离不足问题。

5.4.4 主要设备选型

主变压器、调压开关、110kV GIS拟采用优质厂产品，35kV开关柜采用KYN型，配优质断路器，其它设备选用国产产品。

导体和电器按DL/T5222-2021《导体和电器选择设计规程》的条件选择，高压开关还要满足《高压开关设备的共用订货技术导则》的规定。

参照《南方电网公司生产设备品类优化清单》、《南方电网35kV~500kV变电站装备技术导则（变电一次分册）》，对设备进行标准化、系列化优选。

根据南方电网污区分布图（2025版），本站位于d级污秽区，户外一次设备按照e级设防，统一爬电比距 $\geq 53.7\text{mm/kV}$ （最高相电压）。

根据南方电网公司有关文件规定选择，本站主要电气设备选择如下：

a) 主变压器选型

为限制10kV母线短路电流，同时考虑环保和节能问题，本工程选用自冷式有载调压高阻抗低损耗低噪声环保变压器。

容量：120MVA

电压比：： $115 \pm 8 \times 1.25\%/35\text{kV}$

线圈连接组别：YN，d11

110kV及35kV侧均为瓷套管引出

中性点绝缘水平为66kV

有载调压开关选用真空调压开关

短路阻抗：建议按25%考虑

b) 主变中性点设备：隔离开关选用单极型，配电动操作机构；避雷器选用YH1.5W-72/186型。

c) 110kV 配电装置

110kV配电装置采用GIS设备，额定电流2000A，额定开断电流40kA。110kV进线侧配金属氧化锌避雷器，三相配带电显示器和电压互感器，变比为110/ $\sqrt{3}$:0.1/ $\sqrt{3}$:0.1/ $\sqrt{3}$:0.1/ $\sqrt{3}$:0.1kV，准确级为0.2/0.5（3P）/3P/3P，容量为50/50/50/50VA。

d) 35kV配电装置

35kV配电装置选用金属铠装手车式开关柜，其中变低开关柜额定电流2500A，热稳定电流31.5kA（4S）；馈线柜额定电流630A，热稳定电流31.5kA（4S）；真空断路器配大爬距进口陶瓷真空泡，配弹簧操作机构。

e) 35kV动态无功补偿装置

容量 $\pm 35\text{Mvar}$ ；

内含隔离开关：GW4-40.5DW/1250；断路器：ZW7-40.5W/1250；空心电抗器：CKGKL-35；缓冲电阻：SD2773；功率柜：1套。

f) 35kV中性点设备

本站选用小电阻成套装置，接地变选用420kVA/35kV，小电阻选用107 Ω ，额定电流200A。

g) 站用变

选用SCB14-500/35型及SCB14-500/10型，额定容量500kVA，配电箱布置在预制舱内。

h) 导线及母线选型

主变高压侧架空进线导线采用铝包钢芯铝绞线，型号为JL/LB20A-400/35。

主变35kV低压套管至开关柜进线柜间母线采用2 $\times$ （TMY-100 $\times$ 10）型矩形铜母排；开关柜内主母线采用2 $\times$ （TMY-100 $\times$ 10）型矩形铜母排；35kV铜母线均外包绝缘热缩套。

35kV SVG设备选用ZRA-YJV22-26/35-3 $\times$ 400三芯电力电缆。

35kV站用变、接地变选用ZRA-YJV22-26/35-3 $\times$ 120三芯电力电缆。

5.4.5 绝缘配合及过电压保护

本工程位置地处海拔1000米以下地区，对电气设备的绝缘配合无特殊要求。绝缘配合按GB/T 50064《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》和GB/T 21697《低压电力线路和电子设备系统的雷电过电压绝缘配合》等标准规定进行设计。

(1) 工频电压下电气装置的绝缘

根据《南方电网污区分布图（2025版）》，本工程位于c级污区，户外电气设备按d级防污等级考虑，预制舱内电气设备防污等级由预制舱厂家统一考虑。

(2) 侵入波保护

110kV GIS电缆进线侧、35kV母线、主变中性点侧、主变35kV侧均设置氧化锌避雷器，综合舱交流屏进线段设置电涌保护器，其他预制舱由舱体厂家统一考虑。

5.4.6 防雷接地

本工程设置以水平接地体为主，垂直接地体为辅的复合接地网。水平接地体采用30 $\times$ 4紫铜排，垂直接地体采用 Φ 15紫铜棒，按间距为5~8m的方孔接地网设计。

本工程站内预制舱、箱式变压器、设备的接地按照按照国家和电力行业标准及反措中的有关要求执行。

本工程站内敷设独立的二次铜地网。综合舱和GIS的专用二次铜地网分别与站内的主地网一点相连。

本站设置3根35m独立避雷针，同时利用各舱体金属舱顶作为接闪器，做为防直击雷措施，舱顶热镀锌钢板厚度不小于4mm。

5.4.7 站用电及照明

本站安装两台容量为500kVA的干式站用变压器，选用箱集装箱式结构，布置在站用电源舱内，其电源分别取自本项目储能电站35kV母线及站外10kV电源。380/220V站用电系统采用单母线分段接线，采用380V三相五线制接地系统，设备自投，正常分列运行。站用电屏选用智能站用低压配电屏，布置在站用电源舱内。

各预制舱设配电子系统，电源由低压交流屏引来。配电子系统负责本预制舱内的照明、动力的用电。

本工程设场地照明，采用LED光源，选用防雨型灯具，安装在围墙上和道路边，光控采用分区控制方式。

5.4.8 电缆敷设

电力电力选用阻燃A级电缆。

电力电缆和控制电缆按照GB 50217《电力工程电缆设计规范》选择，电力电缆及控制电缆全部选用铜芯电缆。户外电缆敷设采用电缆沟和穿管的敷设方式。

微机监控和微机保护的电流、电压、信号接点引入线均采用屏蔽电缆。屏蔽层接地措施按国标 GB 50217《电力工程电缆设计规范》要求设计。

电缆防火延燃措施按国标GB 50217《电力工程电缆设计规范》中电缆防火和阻止延燃措施设计。户外电缆沟内的隔断采用防火墙。在电缆沟每隔80~100m设置一个隔断，一般设置在临近电缆沟交叉处。电缆通过电缆沟进入保护室、开关室等建筑物时，采用防火墙进行隔断。盘柜封堵要求在孔洞底部铺设厚度为10mm的防火板，在孔隙口及电缆周围采用有机堵料进行密实封堵，电缆周围的有机堵料厚度不得小于20mm。电缆管口采用有机堵料严密封堵，管径小于50mm的堵料嵌入的深度不小于50mm，露出管口厚度不小于10mm；随着管径增加，堵料嵌入管子的深度和露出的管口的厚度也相应增加，管口的堵料要成圆弧形。

站内10kV及以上电力电缆与低压动力电缆、控制电缆和通信电缆分开敷设。直流电源、变压器冷控、消防、应急照明、双重化保护装置系统、公用重要回路

的双回路电缆应配置在不同侧或不同层的支架上（优先布置于不同侧）。双回路低压动力电缆实行防火分隔。

5.5 电气二次方案

5.5.1 电力系统继电保护

5.5.1.1 概述

本期新建储能站110kV采用线路-变压器组接线，接入220kV赵林站110kV出线间隔。

5.5.2 系统继电保护及安全自动装置

5.5.2.1 系统继电保护配置方案

5.5.2.1.1 线路保护

本期新建储能站110kV采用线路-变压器组接线，接入220kV赵林站110kV出线间隔。本期配置110kV电路保护1套与对侧220kV赵林站110kV出线配合。

5.5.2.1.2 母线保护

储能升压站110kV主接线采用线路-变压器组接线。不配置110kV母线保护，其中35kV采用单母线接线，配置1套35kV母线保护。

5.5.2.1.3 工频过电压保护

储能110kV升压站本期新增主变高压侧中性点采用放电间隙并联避雷器保护，本期配置主变保护1套，主变保护配置间隙保护。

5.5.2.1.4 防孤岛保护

根据《电化学储能电站接入电网设计规范》（DL/T 5810-2020）及《预制舱式电化学储能电站设计导则（试行）》（Q/CSG 1201035-2022），储能电站应配置独立的防孤岛保护装置1套。

防孤岛保护应与线路保护、重合闸、低电压穿越能力相配合，应具备快速检测孤岛的能力，保证在外部电网断电时，储能系统立刻停止运行。当系统并入的电网失压时，在规定的时限内将该系统与电网断开，防止出现孤岛效应。

5.5.2.2 故障录波配置方案

储能升压站本期配置1套智能故障录波管理单元，1套故障录波采集单元。

储能110kV升压站配置智能故障录波装置（常规站），管理单元双重化配置。含92路模拟量，192路开关量；用于采集电流、电压、保护动作及储能设备相关

信息。智能故障录波装置应具备完善的数据分析和就地组网功能，并能与站内的保护信息网连接。

智能故障录波装置应整合二次系统运维管理、保信子站功能。具备变电站配置文件管控、二次设备状态在线监视、二次检修辅助安措、二次回路故障诊断定位、保护故障信息管理和综合分析、网络报文分析、故障录波、主子站信息交互等功能。

5.5.2.3 保护及故障信息管理子站系统

储能110kV升压站已配置智能故障录波装置1套，集成保护及故障信息管理子站系统，不再单独配置保信子站。

5.5.2.4 安全自动装置配置方案

本期储能升压站配置2套切机执行站接入东莞安自主站。储能站本期配置2套同一厂商的储能执行站稳控装置，另外配置1套接口控制终端装置，接入储能系统的goose控制网，接口控制终端以环网通信方式实现对各组PCS的控制。

储能电站建设100MW/200MWh 储能设备，共有80台PCS。本期配置2套同一厂商的储能执行站稳控装置，满足《广东电网电力系统安全自动装置配置管理细则2025》。1套双重化储能安稳执行站控制1组100MW/200MWh 储能系统。

5.5.2.5 对通信通道的技术要求

1) 系统继电保护对通道的要求

储能站—220kV赵林站110kV线路保护，配置1套110kV光纤电流差动保护装置，两侧保护装置型号需匹配，保护通道采用一路光接口复用 2M 光纤通道。

2) 保信系统对通道的要求

储能升压站至广东中调保护及故障管理主站，信息传送通道为2路南网调度数据通道。

储能升压站至地调保护及故障管理分站，信息传送通道为2路南网调度数据通道。

3) 安自装置对通道的要求

(1) 储能电站110kV升压站

本期配置2套切机执行站稳控装置，要求通信专业每套切机执行站稳控装置采用2路调度数据网至安自主站。并预留1路复用光纤2M专线数字通道。

5.5.2.6 对相关设备的技术要求

1) 对CT的技术要求:

主变110kV侧CT: 配置6个绕组, 为5P/5P/5P/5P/0.5S/0.2S;

主变110kV侧套管CT: 配置4个绕组, 为5P/5P/5P/0.5S;

主变中性点套管CT: 配置3个绕组, 为5P/5P/5P;

主变中性点间隙CT: 配置2个绕组, 为5P/5P;

主变35kV侧CT: 配置6个绕组, 为5P/5P/5P/5P/0.5S/0.2S;

35kV集电线路、电容器、接地变、站用变CT: 配置3个绕组, 为5P/0.5S/0.2S;

35kV分段CT: 配置3个绕组, 为5P/5P/0.5S;

110kV CT绕组保护级容量20VA, 测量级绕组容量10VA, 计量级绕组容量5VA, 测量、计量级绕组带中间抽头; 35kV CT绕组保护级容量20VA, 测量级绕组容量10VA, 计量级绕组容量5VA, 测量、计量级绕组带中间抽头。

电流互感器的二次电流为1A。

二次绕组配置应满足继电保护、自动装置、测量仪表和计量装置的要求。保护用电流互感器的配置应避免出现主保护死区。单套配置的保护应使用专用的二次绕组; 测量、计量分别使用不同的二次绕组; 故障录波装置与保护共用一个二次绕组。

2) 对PT的技术要求:

35kV母线PT: 配置4个二次绕组, 为0.2/0.5/3P/3P, 容量为50VA;

测量、计量用电压互感器二次回路允许压降应满足不同回路要求; 计量用电压互感器二次回路允许的电压降应不大于其额定二次电压的2%; 保护用电压互感器二次回路允许的电压降在互感器符合最大时不大于额定电压的3%。

3) 对直流系统要求:

直流系统电压为110V, 控制母线电压最低不低于额定电压的85%, 最高不高于额定电压的110%, 波纹系数不大于2%。

4) 断路器操作机构应配备电气防跳功能, 并使用断路器机构防跳。

5) 对时精度及接口要求:

间隔层设备采用IRIG-B (DC) 对时, 误差应不大于1毫秒, 当对时通信口的B码发生中断应接受网络对时, 误差应不大于1毫秒。如全部对时信号消失则采用装置自身时钟, 24小时误差不大于±5秒。

5.5.2.7 调度端扩充要求

根据《广东电力系统电网侧储能并网调度服务手册（试行）》，本项目由广东中调及东莞地调共同调度管理，其中储能电站送出线路及附属设备、储能电站升压变压器中性点由东莞地调调管，储能电站充放电设备由广东中调调管。

站内远动信息送广东中调、东莞地调，需要对中调、地调监控数据网及故障信息管理子站系统数据库扩容。

5.5.3 调度自动化

5.5.3.1 调度管理关系

根据《广东电力系统电网侧储能并网调度服务手册（试行）》，本项目由广东中调及东莞地调共同调度管理，其中储能电站送出线路及附属设备、储能电站升压变压器中性点由东莞地调调管，储能电站充放电设备由广东中调调管。

5.5.3.2 各自动化系统现状

广东省中调主调系统采用南瑞公司的SD6000系统，该系统支持网络通信方式和专线通信方式，通信规约采用 DL/T634.5.101-2002 规约和 DL/T634.5.104-2002 规约。

广东省中调备调系统现为南瑞继保PCS-9000系统，该系统支持网络通信方式，通信规约为DL/T634.5.104-2002。

广东省中调的网络发令主站系统采用广州华南资讯公司的系统，该系统支持网络通信方式。

广东省中调的值长管理主站系统采用南瑞科技公司的系统，该系统支持网络通信方式。

东莞地调现有主/备调度自动化系统系统，均为南京南瑞继保工程技术有限公司的 PCS9000 系统，支持网络通信方式和专线通信方式，通信规约采用 DL/T634.5.101-2002 规约和 DL/T634.5.104-2002 规约。

广东电网公司计量自动化主调系统为朗新科技股份有限公司的计量自动化系统2.0系统；该系统支持网络通信方式、专线通信方式和电话拨号通信方式，通信规约采用102规约；

广东电网公司计量自动化备调系统为朗新科技股份有限公司的计量自动化系统3.0系统；该系统支持网络通信方式、专线通信方式和电话拨号通信方式，通信规约采用102规约。

东莞地区计量自动化系统采用广州从兴电子有限公司的计量自动化系统，该系统支持网络通信方式、专线通信方式和电话拨号通信方式，通信规约采用广东省中调 102 规约。

广东省电能质量监测主站采用深圳中电技术公司的PQsys电能质量监测与管理系统，通信规约采用IEC61850-102。

上述各主站端目前运行良好，均满足本期工程接入要求，本期需进行数据库扩容。

5.5.3.3 远动系统

1) 远动设备配置方案

储能升压站本期配置两台互为冗余的智能远动机，放置在I区，智能远动机宜集成远动业务功能。经核实，站内智能远动机容量满足本期扩建所需的要求。本期工程将新增间隔的遥控、遥测、遥信量进行定义，将远动信息通过新远动机上传至各级调度。

智能远动机应集成变电站和主站系统之间的通信以及变电站的监视和控制功能，实现变电站内数据的采集、处理、存储，提供数据、模型和图形的处理和传输服务，并支持智能告警、远程浏览，源端维护，数据辨识，顺序控制、电压无功控制、防误闭锁，监控终端等功能。

智能远动机应直接从间隔层测控单元获取调度所需的数据，实现远动信息的直采直送，智能远动机和站控层主机的运行互不影响。

2) 远动信息采集原则

a) 根据《电力系统调度自动化设计技术规程》、《地区电网调度自动化设计技术规程》、《电化学储能电站监控系统技术规范》和各级调度要求采集远动信息。

b) 采集的远动信息应全面反映电网运行工况，保证电网监控信息的实时性和整体性。

c) 采集的远动信息应满足电网统一调度、分级管理的运行管理要求。

d) 能保证各级调度自动化系统高级应用功能的实现。

e) 采集远动信息应具有冗余性。

3) 通信接口

应提供两路不同路由通道至中调、地调系统。一期两路至逸仙站、一路至半岛站，双路由，二三期沿用一期通道，不否需要新建通信路由。调度数据网投运后提供两路网络通道、一路2M专线通道。通信规约满足中调、地调OCS主站要求。两路调度数据网接入备调OCS系统。

4) 远动信息

上送的远动信息应满足《电力系统调度自动化设计技术规程》、《地区电网调度自动化设计技术规程》、《电化学储能电站监控系统技术规范》和各级调度要求采集远动信息。

a) 遥测信号

●储能台数、额定功率、额定容量、储能可用PCS总数、储能电站有功、储能电站无功、储能电站可充可放功率、储能电站可充可放容量、储能电站SOC、储能电站SOH。

●储能单元变高侧有功、储能单元变高侧无功、储能单元变高侧电流。

●储能单元PCS电流、电压、有功、无功、SOC。

●35kV母线电压、频率。

●110kV线路有功功率、无功功率、电流。

●储能升压变高压侧有功功率、无功功率、电流、中性点电流。

b) 遥信信号

●事故总信号

●升压变高压侧断路器、隔离开关、接地刀闸位置信号。

●升压变中性点接地刀闸位置信号。

●储能电池充电、放电、充电闭锁、放电闭锁、投退。

●储能进线开关状态、储能箱变开关状态、储能箱变PCS运行状态、储能箱变PCS故障状态。

●一次调频、AGC、AVC投退信号。

●110kV线路保护动作、稳控执行站动作信号。

c) 遥调信号

●储能电站有功、无功出力调整、计划曲线。

d) 遥控信号

- 主变110kV侧出线刀闸、接地刀闸、中性点地刀。

5) 远动功能

远动功能包括以下内容：

智能远动机集成电能采集数据处理等业务功能。智能远动机应具有告警直传功能，负责厂站与各级主站之间的通讯和协调，实现统一采集、统一建模、统一出口和智能交互。

智能远动机满足直采直送要求，收集全站测控装置、保护装置等设备的数据，将信息通过双通道（专线或网络通道）上传至调度中心/集控站，并支持接入调度数据网，能将调度中心/集控站下发的遥控、遥调命令向变电站间隔层设备转发。

远动装置按双机配置，应能根据运行需求设置为双主机或热备用工作方式。双配置的远动装置、2M协议转换器及调制解调器的工作电源应取自不同的直流母线段，调制解调器传送各级调度的通讯模块应独立配置，且宜支持热插拔。当远动装置采集不正常时，传送调度端的信息必须保留原数据并在品质标志位打上品质标志。

远动装置必须配置足够的遥信缓存区，用于缓存送调度端的遥信信息。送地调的事故总信号取继电保护动作的瞬动信号。断路器、隔离开关和接地开关位置遥信信号采用设备辅助接点信号，双确认的另一个信号采用微动开关（磁感应传感器）（或接近传感器或角度传感器输出）信号。

5.5.3.4 AGC系统

储能电站本期配置一套有功功率控制装置（AGC）子站系统，该装置取得中调下发的有功功率目标指令后，经优化计算得出单台逆变器的有功功率目标值，发送给储能监控系统，实现有功功率控制闭环控制功能。

AGC信息包括：

(1) 遥测信号

- AGC控制指令返回值。
- 储能电站SOC、SOC上限、SOC下限。
- 储能电站可充功率、可放功率、有功出力。
- 储能电站最大功率充电时间、放电时间。

(2) 遥信信号

- 储能电站AGC控制远方就地信号。
- 储能电站AGC充电闭锁、放电闭锁、运行模式。

(3) 遥调信号

- 储能电站AGC有功功率目标值。

5.5.3.5 AVC系统

储能电站本期配置一套AVC子站系统，该装置取得中调下发的220kV并网点电压目标指令后，与实时监测的并网点电压比较，经过计算得出调控目标设定值，对无功补偿装置、逆变器、有载调压变压器进行统一协调控制，使并网点电压达到要求，实现并网点电压和无功功率的动态调控，合理协调和优化无功分布，保证电网安全稳定运行、提高电压质量、减少有功损耗。

需采集的AVC信息包括：

(1) 遥测信号

- 储能电站总可增、总可减无功。
- 高压侧母线电压、无功目标反馈值。

(2) 遥信信号

- 储能电站AVC控制远方就地信号。
- 储能电站AVC增、减无功闭锁值。
- 储能电站AVC自检正常值。

(3) 遥调信号

- 高压侧母线电压/无功目标值、参考值。

5.5.3.6 宽频测量装置WPMU

储能电站本期配置1套WPMU装置，含主机1台，采集装置4台，共组2面柜。

需采集WPMU信息如下：

- 储能进线有功功率、无功功率。
- 储能段母线电压相量、频率。
- 储能箱变高压侧、低压侧电压相量/电流相量。
- 储能箱变PCS有功功率、无功功率。

5.5.3.7 一次调频系统

根据《电力系统安全稳定导则》（GB38755-2019），35kV及以上电压等级并网的风电、光伏和储能均应具备一次调频功能。由于本期工程配置独立的EMS系统，所以本期需配置1套一次调频装置，协调控制全站设备一次调频功能。具备频率调节功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行，宜具备惯量响应，频率调节能力指标由调度机构根据电网实际情况制定。储能电站频率调节产生的有功功率指令需与储能电站有功功率控制系统指令、AGC指令相协调。储能电站应根据电网运行实际需要启用与禁用频率调节功能，启用与禁用功能可远程/本地切换。储能电站应设置调频动作状态信号并将此信号上传至调度监控系统。

5.5.3.8 网络发令系统（调度发令终端）

储能电站本期配置一套网络发令子站系统，满足本期工程接入需求，装置利旧。系统可接受调度网络发令主站系统下发的调度指令，代替传统的电话调度方式。

5.5.3.9 计划曲线工作站

储能电站本期配置一台发电计划曲线下载工作站，满足本期工程接入需求，装置利旧。发电计划曲线下载工作站接受省中调节能系统下发的储能计划曲线，使储能电站充放电与计划曲线值的偏差保持在允许范围内。

5.5.3.10 电能量计量系统

a) 计量点的设置

根据《变电站电能计量装置通用设计要求第3部分 220kV变电站电能计量装置》要求配置：

220kV赵林站110kV出线线路为关口计量点；

储能升压站110kV线路侧，储能110kV升压站110kV升压变各侧、35kV出线、站用变低压侧、35kV电容器为考核计量点。

b) 电能计量设备配置

1) 关口点计量表

220kV赵林站110kV线路现本期装设有功0.2S级，无功2级，具有双RS-485通信口，三相四线多功能电能表，双向双费率，双表配置。

2) 考核点计量表

本期新增储能110kV升压站主变各侧分别装设1只有功0.5S级、无功2级三相四线多功能电能表；

本期新增35kV线路、站用变低压侧分别装设1只有功0.5S级、无功2级三相四线多功能电能表；

本期新增35kV电容器装设1只有功0.5S级、无功2级三相四线多功能电能表。

本期新增10kV分布式光伏计量点，装设1只有功0.2S级，无功2级，具有双RS-485通信口，三相四线多功能电能表。

3) 电能采集终端

储能电站已配置2套电能量采集终端，满足本期工程接入需求，装置利旧。

根据广东省电力调度管理规程规定，本站将由广东中调、东莞地调共同调度管理。站内远动信息送广东中调、东莞地调。全站配置2套计费装置，设备配置具体参照《电测量及电能计量装置设计技术规程》执行。

本期增设2台电能量采集装置。装置对各调度端应同时接入两路通道，双通道可以同时工作。电能量采集终端通过双RS-485口与站内电度表通信，把电度量采集上来后，通过计量通道把电度量传送至电能计量主站。

通信接口要求：提供两路网络通道、一路2M专线通道，提供一个串口与变电站自动化系统通信。

5.5.3.11 电能质量监测系统

根据Q CSG2063043-2021《中国南方电网有限责任公司电能质量及无功电压管理细则》要求，储能110kV升压站本期设置一套电能质量监测系统。电能质量监测装置接入储能110kV升压站主变变高、主变低侧、35kV母线的交流电压、电流，记录供用电设备运行时谐波、间谐波、不平衡、电压波动及闪变等稳态数据和电压暂升、暂降和短时中断等暂态数据，通过综合数据网通道接入广东电网公司远程监测平台。

电能质量监测装置电源采用交流屏交流电源。

5.5.3.12 电压质量监测系统

根据Q CSG2063043-2021《中国南方电网有限责任公司电能质量及无功电压管理细则》要求，在储能110kV升压站配置一套电压质量监测系统和相应电压监测仪，通过数据采集终端接入局综合数据网的电压监测系统。具体要求：

a) 电压监测仪表安装原则：储能电站35kV母线分别设一个监测点。

b) 终端网络通信接口的选取原则：对采用串口通信方式的电压监测仪的电压监测仪通过该终端实现以太网远程数据采集。

c) 屏内配置1个8口以上的路由器，其电源取自UPS逆变电源屏交流220V。

5.5.3.13 二次系统安全防护

本期网络安全防护配置和设计应满足《中华人民共和国网络安全法》、《中华人民共和国密码法》、《中华人民共和国数据安全法》、GB/T 22239《信息安全技术 网络安全等级保护基本要求》、GB/T 36572《电力监控系统网络安全防护导则》、GB/T 39786《信息安全技术 信息系统密码应用基本要求》、国家发改委14号令《电力监控系统安全防护规定》、国能安全〔2015〕36号《电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范》、Q/CSG 120499《中国南方电网电力监控系统网络安全技术规范》、Q/CSG 1204100《南方电网电力监控系统模块网络安全通用技术条件》、Q/CSG 1204104《南方电网智能电网电力监控系统网络安全防护技术要求》、《广东电网电力二次系统安全防护实施规范》等网络安全防护的相关要求，确保其网络安全。

网络结构设计应严格遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”基本原则。

生产控制大区纵向互联边界应部署纵向认证加密装置，管理信息大区纵向互联边界应部署防火墙，安全I、II区之间以及安全III、IV区之间应部署防火墙。安全I、III区之间以及安全II、III区之间应部署正向物理隔离装置。

变电站在安全I区、安全III区各部署1套电力监控系统网络安全态势感知终端，用于采集及感知站端网络安全状况，并与主站进行通信。

110kV变电站二次系统生产控制大区分为控制区（安全区I）和非控制区（安全区II）。若控制区存在非实时类数据通信业务，则可通过控制区横向防火墙连接非实时VPN业务网段，实现控制区的非实时类数据通信可通过非实时VPN进行。

控制区的主要业务系统包括变电站自动化系统、变电站五防系统、稳控系统（控制主站/控制子站）、继电保护装置、具有设置功能的保信子站、安全自动控制装置等。

非控制区的主要业务包括电能量采集装置、故障录波子站。

根据110kV变电站监控系统安全区横向及纵向互联方案，生产控制大区内具有纵向、横向数据通信业务的业务系统汇集接入控制区的互联交换机；控制区的

互联交换机通过相应安全强度的安全防护设备横向连接不同的安全区域，纵向连接调度数据网的不同子网。

各安全区内具有纵向、横向数据通信业务的业务系统汇集接入各自安全区的互联交换机端口；各安全区的互联交换机各自通过相应安全强度的安全防护设备横向连接不同的安全区域，纵向连接不同的广域网络。

横向和纵向互联的主要设备包括业务汇聚互联交换机、NAT防火墙、纵向加密认证网关以及调度数据网网络设备。通过采用逻辑隔离技术，将业务汇聚互联交换机划分成逻辑上相互独立的控制区和非控制区，分别用于控制区和非控制区内纵向数据通信的业务系统的汇集接入、接入系统之间的访问控制、安全区纵向互联。

NAT防火墙部署在业务汇聚互联交换机的控制区和非控制区之间，用于为跨安全区数据传输提供NAT转换。

生产控制大区纵向加密认证网关部署在业务汇聚互联交换机和调度数据网路由器之间，用于本地生产控制大区与远端生产控制大区相关业务系统或业务模块之间网络数据通信的身份认证、访问控制和传输数据的加密与解密，保障系统连接的合法性和数据传输的机密性及完整性。

前期工程已配置2套调度数据网二次安全防护设备；1套综合数据数据网二次安全防护设备，满足本期工程需求，装置利旧。

安全等级评定

按照公安部、国家能源局和南方电网公司电力监控系统安全等级保护要求和省公司网络安全“三同步”要求，需对电力监控系统开展等级保护测评和入网安全测试。本工程110kV变电站安全I、II区增加入侵检测（IDS）设备、日志审计系统、运维操作审计（堡垒机）系统、防病毒系统、主机加固；并根据南方电网《电力监控系统并网安全评估规范（试行）》中的相关要求配置安全U盘和专用调试电脑。

按照公安部、国家能源局和南方电网公司电力监控系统安全等级保护要求，新建的电力监控系统投运前，应聘请具备等保测评资质的第三方测评机构依据国家和南网公司的相关标准开展网络安全等级保护测评、安全防护评估及商用密码评估，发现问题落实整改后方可并网运行。本期扩建工程需按要求进行等级保护测评、安全防护评估及商用密码评估。

5.5.3.14 OMS 及中调“两个细则”考核终端

储能电站本期配置1套OMS系统，1套中调“两个细则”考核终端。

5.5.3.15 通道要求

1) 调度自动化通道

a) 本站—广东中调主调系统（OCS系统）

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道。

b) 本站—广东中调备调系统（OCS系统）

通道：2路调度数据网通道。

c) 本站—东莞地调主调系统（OCS系统）

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道。

d) 本站—东莞地调备调系统（OCS系统）

通道：2路调度数据网通道。

2) 电能质量监测系统通道

本站—电能质量监测系统主站（广东省电科院）

通道：1路综合数据网通道。

3) 电压质量监测系统通道

本站—电压质量监测系统主站（广东省电科院）

通道：1路综合数据网通道；

4) 电能计量通道

本站—广东省计量中心主站

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道；

本站—东莞计量中心主站

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道；

5) 视频及环境监控系统通道

本站—东莞地调视频及环境监控系统主站

通道：1路综合数据网通道；

6) 生产控制区态势感知站端装置通道

本站—东莞地调态势感知主站系统

通道：2路调度数据网通道；

7) 管理信息区态势感知站端装置通道

本站—东莞地调态势感知主站系统

通道：1路综合数据网通道；

8) 保信通道

本站—东莞地调保信分站

通道：2路调度数据网通道；

本站—东莞地调智能运维系统

通道：2路调度数据网通道。

9) 宽频相量测量通道

本站—广东中调功角测量主站

通道：2路调度数据网通道；

10) 网络发令系统通道

本站—广东中调网络发令主站系统

通道：1路调度数据网通道；

11) 计划曲线工作站通道

本站—广东中调节能系统主站

通道：2路调度数据网通道。

12) AGC通道

本站—广东中调AGC主站

通道：1路调度数据网通道。

13) AVC通道

本站—广东中调AVC主站

通道：1路调度数据网通道。

14) 值长管理站

本站—广东中调值长管理主站

通道：1路调度数据网通道。

15) OMS系统

本站—OMS系统主站

通道：1路综合数据网通道。

16) 中调“两个细则”系统

本站—广东中调“两个细则”主站

通道：1路综合数据网通道。

5.5.4 直流电源系统

根据《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044-2014，储能电站配置1套220V，300Ah容量的直流电源系统，用于继电保护、计算机监控系统等的供电。蓄电池容量的选择按不小于时间放电2小时计算，蓄电池组架安装布置在二次设备预制舱的专用直流蓄电池室内。

直流系统采用两段母线接线，两段母线之间不设联络开关，每段母线各带一套充电装置和一组蓄电池。直流屏采用柜式结构：直流馈电屏2面、高频开关充电屏2面，布置在二次设备预制舱。

直流母线采用阻燃绝缘铜母线，各馈线开关均选用小型自动空气断路器，短路跳闸发报警信号。直流馈电屏上装设微机绝缘在线监测及接地故障定位装置，自动监测各电缆直流绝缘情况，发出接地信号，指出接地电缆编号。直流系统还配有电池监测装置、系统监控单元，并能通过以太网口与站内自动化系统通信，达到远方监控的目的。

直流系统采用混合型供电方式：计算机监控系统站控层、网络设备及间隔层测控装置采用辐射型供电方式；35kV部分按每段母线采用环网型供电方式，且控制操作电源与保护电源必须分开。

两组蓄电池需采用不同厂家的设备。

5.5.5 交流不间断电源系统

由交流不间断电源系统供电的设备包括计算机监控系统计算机及交换机设备、火灾报警系统主机、调度数据网交换机及二次安全防护设备等不能中断供电电源的重要生产设备。视频及环境监测系统主机、交换机及路由器可接入交流不间断电源系统，其它设备不接入交流不间断电源系统。

储能电站区域配置两套20kVA逆变电源，已满足本期工程接入需求。

5.5.6 时间同步系统

储能电站本期配置一套时间同步系统，用于站内计算机监控系统、保护装置、故障录波及其它需对时的装置。时间同步系统由主时钟和从时钟组成。主时钟能接收中国北斗卫星发送的信息作为时间基准，并留有接口用来接收上一级时间同步系统下发的地面时间基准信号。

5.5.7 视频及环境监测系统

本站配置一套视频及环境监测站端系统。站端系统由RPU、视频监控设备、报警控制设备、网络设备、存储设备等组成，实现对储能站现场视频及各种环境信息采集、处理、监控等功能；站端系统仅向地区级主站提供一个IP地址供访问；根据储能站的实际需求，配置温度传感器、湿度传感器、风速传感器、水浸探头等环境信息采集设备。环境信息的采集可以集中在RPU实现，也可在环境信息现场布置就地处理单元分布式实现，就地处理单元以RS-485或以太网方式采用DL 451-91协议与RPU进行交互通信。视频及环境监测系统主机应由站内交流不间断电源系统提供专用回路供电。

视频及环境监控系统应包含储能站的安防监控子系统，围墙配置红外对射报警及安防球机、门卫室配置声光报警、户外场配置红外高清球机等。

视频及环境监控子系统由预制舱厂家成套提供。

5.5.8 消防及火灾自动报警系统

储能站本期设置一套火灾自动报警系统。根据国家标准GB 50116 《火灾自动报警系统设计规范》，储能站的火灾自动报警系统采用集中报警系统。储能站在储能箱、二次设备预制舱、蓄电池舱等主要设备、功能区均安装传感探测器，储能箱内应配置具备冷却及防复燃等功能的灭火装置，火灾信息可传送至二次设备预制舱内计算机监控系统，并发出声光报警信号，火灾报警系统自动灭火。火灾报警系统采用交流不间断电源供电。

消防主机布置在二次设备预制舱或警传室。

蓄电池舱配置可燃气体探测系统一套，含主机及2套可燃气体探测器，接入火灾报警主机并与排风机、空调连锁。

消防及火灾自动报警系统由预制舱厂家成套提供。

5.5.9 二次设备布置

BMS装置及PCS装置组屏安装储能箱内，由一次专业在储能箱内统一开列，二次专业不再单独配置BMS装置及PCS装置。

全站共设一个继电器及通信室、两个蓄电池室。二次设备采用集中布置和就地开关柜分散布置方式。

继电器及通信室：用于放置计算机监控系统监控主站、操作员工作站、微机五防工作站、视频及环境监控系统后台、测控、保护、故障录波、计量、直流屏、远动工作站、保信子站屏、视频及环境监测系统、时间同步系统屏、交流不间断电源屏、二次安全防护屏、电能采集系统等二次屏柜以及通信屏柜。

蓄电池室：设置2个专用蓄电池室，用于放置2组二次蓄电池。

储能系统保护测控装置和电度表下放布置。

站内所有二次屏柜均采用尺寸为2260mm（高）×800mm（宽）×600mm（深）的前后开门形式柜体。柜体颜色建议为：RAL7035。

5.5.10 抗干扰措施及二次电缆选择

本站所有保护均为微机保护，监控系统亦是由计算机和微机型测控装置组成。这些设备的工作电压很低，一次系统的操作、短路、雷电侵袭所产生瞬变电磁场通过静电耦合、电磁耦合、导电耦合等形式，极易对二次回路形成干扰，造成设备误动作或损坏。另外二次回路本身如直流回路中电感线圈的开断所产生高电压，也会对电子设备产生干扰。因此，除要求这些设备本身具有一定的抗干扰能力外，还采取下列抗干扰措施：

（1）站控层网络通信介质采用光纤；

（2）不同电平的回路，不合用同一根电缆；

（3）同轴电缆应在两端分别接地并紧靠高频同轴电缆敷设截面不小于120mm²两端接地的铜导线；

（4）CT的二次回路接地：由几组CT二次组合的电流回路，例如35kV进线的保护/测量电流回路，应在保护/测量装置处一点接地；其余独立的、与其它CT二次回路没有电的联系的CT二次回路，在就地端子箱处一点接地；

（5）全站PT的N600只能在继电器及通信室内一点接地；

（6）站内敷设独立的二次接地网，该接地网全网由截面不小于120mm²的铜排构成，由户内和户外二次接地网组成。

在二次设备预制舱活动地板下的电缆层中，按屏柜布置方向敷设首末端相连的专用接地铜排网，形成户内二次接地网。该接地网按终期屏位上齐来敷设，并以一点通过截面50mm²的绝缘阻燃铜导线与储能站主地网引下线可靠连接接地。用截面50mm²的阻燃绝缘软铜导线将二次屏内底部的铜排与户内二次接地网可靠连接。

在二次电缆沟上层敷设专用铜排，贯穿储能站内所有二次电缆沟。该接地网在电缆沟中的各末梢处分别用截面120mm²的铜导线与储能站主地网可靠连接。户外二次接地铜排进入室内时，以截面120mm²的铜导线与户内二次接地网可靠连接。开关场端子箱内接地铜排用截面120mm²的铜导线与户外二次接地网可靠连接。

(7) 二次设备预制舱内的屏外壳焊接在基础槽钢上后与主接地网可靠连接。

除以上措施外，最有效的方法是选用屏蔽性能优越的电缆，根据电力系统反措要点，本工程选用阻燃A类单屏蔽铠装控制电缆，屏蔽层两端接地。其中直流系统和消防系统应选用耐火电缆。

5.5.11 二次系统防雷

在监控系统、交直流一体化电源系统、GPS时间同步系统和图像监视及安全警卫系统中配置相应的交直流电源SPD和信号SPD。

5.6 土建方案

5.6.1 工程项目概况

本期拟建储能站站址位于粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块，西侧紧邻220kV赵林变电站，北侧紧邻规划一路，东侧约40米处为规划路赵林大道。



图 5.8-1 站址位置示意图

5.6.2 项目规划设计

(1) 站区总体规划布置

本方案总平面布置围墙内占地按本远期一次征地考虑，按总图设定的指北针，110kV线路向西电缆出线。

变电站共设2个大门分别设在站区西南侧、东北侧，西南侧为临时出入口，东北侧为远期出入口。

全站总平面布置分为升压部分和储能部分，储能部分设置在站址中心区域，包括20个电气舱及40个电池舱；北侧为升压部分，布置一台主变压器、一座接地变设备、一座SVG设备、一座二次设备室预制舱、一座35kV配电室预制舱，一座埋地事故油池、一座埋地化粪池、一座成品消防工具柜及砂箱。站区东侧布置一座站用变室预制舱、一体化消防箱泵、一座危废品及备品预制舱、一座消防废水池。站区设有环形消防道路，道路宽度4m，转弯半径9m，满足站址消防运输要求。

其中35kV配电室预制舱、二次设备室预制舱、站用变室预制舱、危废品及备品预制舱为建筑物；埋地事故油池、埋地化粪池、成品消防工具柜、一体化消防箱泵、消防废水池为构筑物。

(2) 主要技经指标表

序号	项目	技术方案和经济指标表
1	储能站总用地面积 (hm ²)	1.0753
2	围墙内占地面积 (hm ²)	1.0337
3	进站道路长度新建 (m)	东北侧15.94m; 西南侧20.95m
4	总土石方工程量及土石比挖方/填方 (m ³)	总土方量: (挖方/填方) 3300/3300清表 总石方量: 0
5	弃土工程量/购土工程量 (m ³)	3300清表/3300
6	边坡工程量护坡/挡土墙 (m ² /m ³)	0
7	站内道路面积本期 (m ²)	2238.33
8	电缆沟长度	600X600混凝土电缆沟40m; 600X800混凝土电缆沟19m; 800X800混凝土电缆沟25m; 1000X1000混凝土电缆沟146m; 1200X1200混凝土电缆沟330m;
9	水源方案	接市政用水
10	站外供水/站外排水管 (沟、渠) 长度	150/400
11	总建筑面积远期/本期	0/758.5
12	(高) 电压构架结构型式及工程量 (t)	钢管钢A架及挂线梁/18吨
13	(中) 电压构架结构型式及工程量 (t)	钢管钢支柱/1.2吨
14	地震动峰值加速度	0.05g
15	地基处理方案和费用	碎石桩复合地基
16	容积率	0.07
17		

5.6.3 建筑结构方案及地基处理**(1) 建筑结构方案**

储能系统部分土建内容包括20个电气舱、40个电池集装箱基础和4个预制基础, 3座独立避雷针及其基础, 均为钢筋混凝土基础。

升压站包括110kV户外GIS配电装置、主变系统, 生产类集装箱、事故油池、污水处理设施, 以及接地变基础、SVG基础、电缆沟。其中事故油池与消防水池采用混凝土箱体结构, 泵房采用钢筋混凝土框架结构; 地基采用碎石桩加固, 中性点及母线桥支架均为直缝钢管杆支架及混凝土墩式基础。其余配电装置基础采用钢筋混凝土基础。

站内所有电缆沟及其盖板采用南方电网公司110kV~500kV变电站标准设计 (V2.1) G4层级的模块 (G4-TJ-DGGB), 0.8m×0.8m截面以下电缆沟采用MU15灰砂砖砌

侧壁，C25混凝土底板（0.4m宽电缆沟过马路段预埋2根直径150镀锌钢管、1根直径100镀锌钢管）；0.8m×0.8m截面以上电缆沟采用C25混凝土侧壁和底板（过道路路段采用C25钢筋混凝土侧壁和底板）；所有填方区电缆沟底板配钢筋，基础垫层采用100mm厚混凝土。沟内壁预埋扁钢均需镀锌。

（2）地基处理

根据站旁220kV赵林变电站地质报告，储能区域相关设备采用钢筋混凝土大板结构，储能舱布置于钢筋混凝土大板结构上，基础至于经碎石桩地基处理后的复合地基上。

5.6.4 给排水系统

5.6.4.1 给水系统

站址可采用市政供水，从一期储能站供水管引接，水压不小于0.3MPa，引接长度约100m，引接管径DN150。

本工程升压站内给水与消防水池给水均考虑与站外市政用水接入。站内给水系统主要为生活预制舱内给水，采用直供方式，站内人员用水标准按35L/（人·班）计，全站按5名值班人员考虑时变化系数取2.5，用水时间8h。全站最高日用水量为0.44m³，平均时用水量为0.022m³/h，最大时用水量为0.055m³/h。

站内设一座324m³消防水池，补水时间按48h考虑，因此消防补水量要求3.75m³/h。本工程补水要求按消防补水考虑。

场地沿道路设置洒水口，用于场地及道路冲洗。

5.6.4.2 排水系统

（1）雨水排水系统

埋地雨水管道沿道路布置，道路两边设置雨水口，场地雨水采用雨水口收集排至埋地雨水管道，经汇集后的雨水通过室外埋地雨水管道排至站外市政雨水排水系统。

建筑物及预制舱屋面雨水采用雨水斗收集，通过雨水立管引至地面，排放至建筑散水或通过排出管排至站内雨水口或雨水检查井，通过室外埋地雨水管道排至站外市政雨水排水系统。

（2）排水系统

站内排水系统采用重力排水，接入市政污水管网。

(3) 含油废水排水系统

主变区域设置油坑，含油废水（雨水）由油坑收集后通过排油管道排至事故油池。

事故油池具有油水分离功能，经过事故油池的隔油处理后的废水主要为事故油池中原储存的雨水，不会对周围环境造成污染，因此直接排入雨水管道。含油污水排放管道按20min将事故油和消防排水排尽及主变油坑汇流的雨水量两者中的较大者考虑。

5.6.5 消防

5.6.5.1 消防给水

本电站自建储能系统，因此本工程设置室外消火栓系统。另外根据不同场所需要，配置移动式干粉灭火器及沙箱作为主要消防器材。另根据不同场所需要，配置移动式干粉灭火器及沙箱作为主要消防器材，主变容量为 120MVA，按规范本次设计采用推车式灭火器灭火的方式，在主变附近布置 2 台 MF/ABC50 推车式灭火器。

5.6.5.2 消防水源

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）、《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（T/CEC373-2020）规定，储能区消防用水量 20L/s，消防延续时间 3 小时，消防用水量为 216m³。考虑电池舱 10L/s，火灾延续时间 1 个小时的喷淋用水量，该部分消防用水为 36m³。本设计方案消防水池有效容积取 252m³。消防给水泵 2 台（一用一备），性能为 Q=30L/s H=60m；消防稳压泵 2 台，性能为 Q=5.4m³/h，H=60m；立式隔膜式气压罐，型号为 SNL800-1.6。

5.6.5.3 消火栓系统

沿站区内道路布置消火栓供水管，成环状管网布置，设置室外消火栓，单个消火栓保护半径不大于 120m，间距不大于 60m。

5.6.5.4 气体灭火系统

在电池舱内设置预制式七氟丙烷灭火系统，系统灭火设计浓度 9%，喷放时间 10s，浸渍时间10min；每个电池舱防护区净容积为120m³，每个电池舱灭火剂灭火设计用量为87kg，

本项目共 20 个电池舱。七氟丙烷灭火系统设有自动控制、手动控制。自动控制时，防护区火灾控制系统探测到火灾后，向消防控制中心发出信号，连锁启动系统的启动瓶，从而打开灭火剂储存瓶，启动气体灭火系统；手动控制时，可在消防控制中心远程启动防护区的启动瓶，从而打开灭火剂储存瓶，启动气体灭火系统；另在各防护区的门口设置自动与手动的转换开关。

气体灭火系统由舱体厂家统一集成设计。

5.6.6 暖通空调

5.6.5.1 气象条件

室外空气设计参数（温度：℃）：

冬季采暖室外温度：7；

冬季空调室外温度：5；

冬季通风室外温度：1；

冬季最冷月室外相对湿度：70%；

冬季平均室外风速：3.5m/s；

冬季大气压力：1021.1hpa；

夏季通风室外温度：31；

夏季空调室外温度：33.5；

夏季空调室外湿球温度：27；

室内空气设计参数（温度：℃）：

继电器及通信室、值班室等冬季温度：18-20℃；夏季温度26-28℃，相对湿度70%。

5.6.5.2 采暖方案及设备选型

根据变电站建筑物规模，东莞地区气象条件（冬季最冷气温在1℃以上），结合能源及环保要求，不宜设置采暖。

5.6.5.3 通风方案及设备选型

本项目35kV配电装置预制舱以及站用交流系统预制舱，舱体内通风由厂家配套配置。

5.6.5.4 空调方案及设备选型

需设计空调的房间见表5.6.2。

表5.6.2 设计空调的房间

序号	建筑物	温度	湿度	备注
1	35kV配电装置预制舱	22-25℃	≤70%	
2	站用交流系统预制舱	26-28℃	≤70%	

储能电池集装箱内由厂家一体化设计通风空调，不额外新增空调设备。

5.7 通信方案

5.7.1 系统通信设计范围

本可研设计通信部分包含110kV储能电站工程相关系统通信部分以及东莞供电局调通中心（以下简称：东莞地调）对侧通信设备配置。

本系统通信部分设计仅涉及储能电站及其配套的输变电工程接入系统后其与电网调度管理部门之间的电力生产调度通信，而储能电站本身内部的生产运行和行政管理之间的内部管理通信设计不属本设计范围。

根据广东省《电网调度管理规程》，110kV储能电站以110kV接入系统后，将由东莞地调进行调度管理。本部分设计将考虑储能电站至东莞地调的通道建设。

5.7.2 各业务通道需求

1、继电保护和安自装置的通道需求

1) 系统继电保护对通道的要求

储能站—220kV赵林站110kV线路保护，配置1套110kV光纤电流差动保护装置，两侧保护装置型号需匹配，保护通道采用一路光接口复用 2M 光纤通道。

2) 保信系统对通道的要求

储能升压站至广东中调保护及故障管理主站，信息传送通道为2路南网调度数据通道。

储能升压站至地调保护及故障管理分站，信息传送通道为2路南网调度数据通道。

4) 安自装置对通道的要求

(1) 储能电站110kV升压站

本期配置2套切机执行站稳控装置，要求通信专业每套切机执行站稳控装置采用2路调度数据网至安自主站。并预留1路复用光纤2M专线数字通道。

2、调度自动化业务的通道需求

1) 调度自动化通道

a) 本站—广东中调主调系统（OCS系统）

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道。

b) 本站—广东中调备调系统（OCS系统）

通道：2路调度数据网通道。

c) 本站—东莞地调主调系统（OCS系统）

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道。

d) 本站—东莞地调备调系统（OCS系统）

通道：2路调度数据网通道。

2) 电能质量监测系统通道

本站—电能质量监测系统主站（广东省电科院）

通道：1路综合数据网通道。

3) 电压质量监测系统通道

本站—电压质量监测系统主站（广东省电科院）

通道：1路综合数据网通道；

4) 电能计量通道

本站—广东省计量中心主站

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道；

本站—东莞计量中心主站

主通道：2路调度数据网通道；

备用通道：1路2M专线通道；

5) 视频及环境监控系统通道

本站—东莞地调视频及环境监控系统主站

通道：1路综合数据网通道；

6) 生产控制区态势感知站端装置通道

本站—东莞地调态势感知主站系统

通道：2路调度数据网通道；

7) 管理信息区态势感知站端装置通道

本站—东莞地调态势感知主站系统

通道：1路综合数据网通道；

8) 保信通道

本站—东莞地调保信分站

通道：2路调度数据网通道；

本站—东莞地调智能运维系统

通道：2路调度数据网通道。

9) 宽频相量测量通道

本站—广东中调功角测量主站

通道：2路调度数据网通道；

10) 网络发令系统通道

本站—广东中调网络发令主站系统

通道：1路调度数据网通道；

17) 计划曲线工作站通道

本站—广东中调节能系统主站

通道：2路调度数据网通道。

18) AGC通道

本站—广东中调AGC主站

通道：1路调度数据网通道。

19) AVC通道

本站—广东中调AVC主站

通道：1路调度数据网通道。

20) 值长管理站

本站—广东中调值长管理主站

通道：1路调度数据网通道。

21) OMS系统

本站—OMS系统主站

通道：1路综合数据网通道。

22) 中调“两个细则”系统

本站—广东中调“两个细则”主站

通道：1路综合数据网通道。

5.7.3 通信现状

5.7.3.1 相关光缆路由现状

东莞供电局光缆网络已经形成“以220kV以上站点为骨干，以110kV站为接入”的光缆格局，其光缆建设已覆盖全地市所有110kV及以上变电站、电厂和二级单位。其中绝大多数为OPGW和ADSS，还有少量的管道光缆等。

目前，东莞供电局各变电站已实现光缆覆盖，其中大部分光缆为OPGW光缆和ADSS光缆，少部分为管道光缆，光缆纤芯数量基本为12/24/36/44/48/72芯。此外，各供电分局及直属单位也已全部实现光缆覆盖，基本为12/24芯ADSS光缆和管道光缆。从光缆覆盖率上看，220kV及以上线路光缆覆盖率达100%，500kV线路全部使用OPGW光缆，220kV线路大部分为OPGW光缆，少数采用ADSS光缆；110kV变电站光缆覆盖率100%，基本为OPGW及管道光缆。东莞供电局的供电所位于各供电公司，目前所有供电公司已覆盖光缆，光缆覆盖率100%。

与本工程相关的光缆现状为：

220kV赵林站至110kV稔子园站有1根24芯OPGW光缆、220kV赵林站至110kV谢岗站有1根24芯管道光缆。

光缆现状见下图：



图5.7.1 光缆现状图

5.7.3.2 相关传输网络现状

(1) 传输A网现状

东莞供电局目前已建设有MSTP传输A网，该网络主要用于承载线路保护、安稳系统、PCM（远动、电能计量、调度电话）、会议电视、网管系统、行政交换网、调度交换网等业务与网络。东莞供电局MSTP传输A网已覆盖所有变电站，其中220kV以上变电站基本上实现622Mb/s以上带宽组网；110kV变电站以155Mb/s或622Mb/s带宽组网。东莞供电局传输网A网高速层为04年IT项目和07年IT项目建设，包括1个2.5G和3个622M的环路，主要有马可尼OMS 1684/1664组成；东莞供电局传输网A网骨干层是基建项目建设的网络，是由马可尼SMA系列设备包括SMA-16，SMA-4和SMA-1设备构成，环带宽以STM-4和STM-1为主，覆盖了所有110kV变电站和大部分110kV以上变电站。

东莞地区传输新A网采用ASON/MSTP技术搭建，分为骨干层和接入层两层结构，骨干层采用STM-64光口和STM-16光口，接入层采用STM-16光口，由中兴设备组网。

(2) 传输B网现状

东莞供电局2010年开始建设光传输B网，目前传输B网已实现所有110kV及以上站点覆盖，并且阿尔卡特传输设备具备ASON功能。东莞局传输B网由阿尔卡特、中兴、华为三个厂家的传输设备进行组建，核心层采用10Gb/s带宽组网，220kV以上变电站实现2.5Gb/s以上带宽组网，110kV变电站以622Mb/s带宽组网。随着传输B网设备在十四五期间到达运行年限，存在设备老化的问题，新建传输B网，网格状组网，具备电力ASON与2M颗粒自动交叉功能。

东莞传输新B网按照其业务承载和流量规划，通信网速率需按照10G来配置，本工程传输新B网按照该要求110kV站点配置B型10G ASON设备（高阶交叉 $\geq 1024 \times 1024VC4$ ）来配置。

（3）本工程相关传输设备现状

220kV赵林站：传输新A网设备为一套中兴5800设备，传输新网B设备为一套华为E9624X设备。

110kV稔子园站：传输新A网设备规划为一套中兴S385设备，传输新网B设备为一套华为E6616设备。

5.7.3.3调度数据网现状

东莞供电局调度数据网A平面（一期）采用IP over SDH技术体制建设，分核心层、汇聚层、接入层三层结构组网，其中核心层带宽为千兆，汇聚层带宽为155Mb/s，核心层和汇聚层共同构成MPLS VPN的骨干网络（P/PE），接入层带宽为2Mb/s，接入层构成MPLS VPN的用户网（CE）。核心层为东莞局4台设备，汇聚层为14个220kV变电站，接入层为133个110kV变电站。东莞供电局调度数据网A平面（二期）采用分层结构，以核心层、汇聚层、接入层三层结构建设。根据东莞调度数据网规划建设技术原则，网络采用IP over SDH技术体制建设，骨干层、汇聚层采用POS接入SDH网络、接入层采用E1接口接入SDH网络。东莞供电局调度数据网采用双通道连接，调度数据网的核心层传输带宽为622Mb/s、汇聚层传输带宽为155Mb/s，接入层传输带宽为2M。

东莞供电局调度数据网B平面采用层次化结构部署，采用核心层、汇聚层和接入层三层架构。其中，核心层覆盖东莞地调、东莞备调共2个站点，采用GE链路进行互联。汇聚层覆盖220kV大朗站、跃立站、黎贝站、下沙站等12个站点，采用MSTP链路与其他汇聚层节点或核心层节点互联。接入层覆盖陈屋站、寒溪站、

则徐站、八达站等17个220kV变电站和146个110kV变电站，共计163个站点，采用E1链路上联至两个不同的汇聚节点。

5.7.3.4综合数据网现状

东莞供电局综合数据网络采用IP over Fibre(千兆以太网交换机裸光纤直连)技术体制建设，分核心层、汇聚层、接入层三层结构组网，核心层节点为东莞局；汇聚层节点为枢纽变电站及直属单位；接入层节点为110kV变电站、各直属二级单位、镇供电公司及其供电所。

5.7.4 系统通信方案

5.7.4.1 系统通信方式的选定

电力通信最常用的通信方式是光纤通信、微波通信和载波通信。从现有的带宽需求来看，载波通信无法满足各专业对通道的要求；而微波通信受到地形和频段的使用条件限制，不能广泛应用。光纤通信是目前的最主要通信方式之一，具有传输容量大、抗电磁干扰强、传输衰耗低、信道串扰小、保密性能好等优点。目前，电力通信主要采用光纤通信方式，微波和载波通信已作为备用通信方式。

根据各专业对通信通道的要求，结合东莞电网公司光纤骨干传输网完善工程设计及广东电网公司东莞供电局通信网络规划，110kV储能电站的调度通信方式选用光缆通信。

5.7.4.2 光缆线路建设方案

为了满足110kV储能电站各专业业务通道要求，本工程的相关光缆建设内容如下：

本期从储能电站至赵林站新建2条48芯管道光缆，光缆长度为 $2 \times 0.2\text{km}$ （另站内管道光缆 $2 \times 0.5\text{km}$ ）。本期通信将形成110kV储能电站至220kV赵林站的通信路由。

本期光纤通信方案如下图所示：



图5.7.2 与本工程相关光缆的建设路由图

5.7.4.3 传输网络方案

新增1套地区传输新A网STM-16设备(配置2块L-16.1光线路接口板)，分别以2.5Gbit/s速率接入东莞地区传输新A网的220kV赵林站和110kV穗子园站已有光传输设备；

新增1套地区传输新B网STM-64设备(配置2块L-64.2光线路接口板)，分别以10Gbit/s速率接入地区传输新B网220kV赵林站和110kV穗子园站已有光传输设备。

本站可通过以上接入站点接入光纤通信网转送至东莞地调，从而满足调度自动化、远动、计量等电力生产的需要。

220kV赵林站地区传输新A网光传输设备上扩容1块L-16.1光线路接口板。

110kV穗子园站地区传输新A网光传输设备上扩容1块L-16.1光线路接口板。

220kV赵林站地区传输新网B光传输设备上扩容1块L-64.2光线路接口板。

110kV穗子园站地区传输新网B光传输设备上扩容1块L-64.2光线路接口板。

220kV赵林站在地区传输新A网光传输设备和地区传输新网B光传输设备上各扩容1块2Mb/s光接口板。

本期工程采用的SDH光传输设备需与东莞地区传输新A网和地区传输新B网的设备保持一致。

5.7.4.4 调度数据网接入方案

根据调度数据网络的组网原则以及相关专业通道，110kV储能电站需配置2套接入层调度数据网设备，每套接入层调度数据网设备均采用两条不同路由的2M电路分别接入汇聚层节点，接入链路带宽不小于20Mb/s。其中1套接入层调度数据网设备接入东莞地区调度数据网A平面的汇聚层节点（初步拟定接入220kV元江站和220kV古坑站，具体通道以将来实施时调度分配为准）。

另配置1套接入层调度数据网设备接入东莞地区调度数据网B平面（拟接入220kV元江站和220kV下沙站，具体通道以将来实施时调度分配为准）。

5.7.4.5 综合数据网接入方案

根据东莞供电局综合数据网现状，以及本站上传综合数据通道需求，储能电站列为接入层节点，本工程配置1套综合数据网接入层设备：1台接入路由器，采用光纤直连方式与220kV赵林站和110kV稔子园站连接至东莞地区综合数据网。

配置1套IV区边界防火墙设备，满足站内局域网设备接入综合数据网使用。

5.7.4.6 语音视频网建设方案

语音视频专用数据网是承载视频会议、调度语音、统一通信等语音视频类业务的专用数据网。语音视频局域网网络结构宜采用双星型结构组网，并确保网络的安全性、可靠性、可用性和可扩展性；核心汇聚层带宽采用10Gb/s，接入带宽不少于100Mb/s，采用SDH、MSTP或OTN等光通信通道。

本站按接入层语音视频网设备配置一台接入层交换机。

5.7.5 业务通道方案

110kV储能电站至东莞地调路由

新A网：路由1：110kV储能电站—220kV赵林站—500kV东莞站—东莞地调。

路由2：110kV储能电站—110kV稔子园站—500kV横沥站—东莞地调。

新B网：路由1：110kV储能电站—220kV赵林站—500kV东莞站—东莞地调。

路由2：110kV储能电站—110kV稔子园站—220kV七星站—东莞地调。

5.7.6 电源系统

本站采用一体化电源，在两套站用直流电源系统分别配置DC/DC电源模块，控制两路来自不同母线回路并经DC/DC电源模块转换成-48V直流电源，DC/DC模块满足N+1要求；DC/DC电源模块及组屏安装由电气二次专业完成。

110kV站点每组母线供通信设备使用的空气开关数量不少于16个，其中63A空开不少于4个，32A空开不少于8个，20A空开不少于8个。

5.7.7 通信机房

5.7.7.1 通信机房要求

根据《南方电网标准设计与典型造价（V3.1）35kV-500kV智能变电站》要求，本期通信设备与二次设备一起合并放置于主控楼继电器室，不设置独立通信室。其中通信区域的屏位：应不少于15个，且采用集中布置方式，通信设备环境要求与二次设备一致。二次专业开列的直流配电屏放置于通信设备区域。

通信区域采用活动地板下走线或电缆层下走线方式。通信区域设置独立走线槽，与二次设备室内其他区域的走线槽分开设置，减少通信线缆与二次线缆之间相互干扰。

5.7.7.2 防雷接地要求

（1）通信设备区域防雷接地、抗电磁干扰满足 GB 50343-2012《建筑物电子信息系统防雷技术规范》和 GB/T 2887《计算机场地通用规范》的要求。

（2）通信设备区域的环形母线由二次专业考虑。

5.7.8 通信部分主要设备清单

储能电站通信设备汇总表

站点名	设 备		
储能电站	光传输设备	传输新A网	传输新网B
		1套STM-16 ASON光设备，2块L-16.1光板	1套STM-64 ASON光设备，2块L-64.2光板
	调度数据网	2台接入层路由器	
	综合数据网	1台接入层路由器	
	配网数据网	1台接入层交换机	
	综合接入设备	1套综合接入设备（IAD）、1套2M混合接入设备、1部数字录音电话、1套语音视频网接入层交换机、1套IV区边界防火墙	
	综合配线	配线柜/ODF/DDF/VDF/IDF及线缆	
赵林站	1块L-16.1光板（A网）、1块2Mb/s光接口板		
稔子园站	1块L-16.1光板（A网）		
赵林站	1块L-64.2光板（B网）、1块2Mb/s光接口板		
稔子园站	1块L-64.2光板（B网）		

5.8 线路路径选择及工程设想

5.8.1 概述

根据系统规划，拟建储能电站（本站）110kV终期出线1回，本期出线1回。

根据本工程110kV接入系统推荐方案，拟从本储能电站110kV升压站新建1回110kV电缆出线接至220kV赵林站，形成储能电站～赵林站单回线路。新建110kV电缆线路长约1×0.2km。

配套110kV路由均详见线路附图01，本工程路径简短，路径方案唯一。

5.8.2 线路路径方案

5.8.2.1 路径方案选择原则

①根据系统规划原则，综合考虑施工、运行、交通条件等因素、进行多方案比选，使线路走向安全可靠、经济合理。

②尽量靠近现有道路，改善线路交通条件。

③线行尽量取直，避让险恶地形、洪水淹没区及不良地质段地段。

④尽量避让森林密集区、水源保护地、减少森林砍伐、保护自然生态环境。

⑤避让军事设施、开采的矿产及石场、油库及重要通信设施。

⑥尽量避免跨越民房。

⑦综合协调本线路路径与沿线已建线路及其他设施的矛盾。

5.8.2.2 两端变电站进出线情况说明

（1）220kV赵林站出线相关情况说明

220kV赵林站为现状变电站，根据220kV赵林站布置型式及出线走廊规划，本期新建110kV线路采用电缆从变电站北侧出线。如图下所示：



(2) 储能电站(本站)出线情况说明

根据系统规划,新建储能电站110kV电缆沟向西侧电缆出线;变电站共2个大门分别设在站区西南侧、东北侧,西南侧为临时出入口,东北侧为远期出入口。

如有牵涉其他间隔改名等工程量,详见系统及变电专业图纸。

5.8.2.3 路径方案

根据推荐接入系统方案,新建储能电站位于东莞市谢岗镇粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块,西侧紧邻220kV赵林变电站,北侧紧邻规划一路,东侧约40米处为规划路赵林大道,交通方便。

本工程路径简短,路径方案唯一,根据现场情况,本工程线路路径初步方案如下:

新建110kV电缆线路从拟建独立储能电站110kV构架起,在储能电站与220kV赵林变电站围墙间空地向北敷设,沿220kV赵林站围墙左转向西敷设后,在北侧围墙现状220kV赵林站110kV出线电缆沟处接至赵林站110kV GIS套筒。

新建电缆线路长约 $1 \times 0.2\text{km}$,电缆截面采用 800mm^2 。新建单回路电缆沟长约 0.2km ,因无远期规划线路,土建亦按单回设计。

线路路径走向详见“线路附图01:线路路径图”。



线路路径示意图

5.8.2.4 线路所经行政区

本线路途经东莞市谢岗镇，新建线路沿线海拔高程约为0~5米，电缆线路主要沿220kV赵林变电站围墙外荒地走线。

5.8.2.5 线路所经地形地貌

全线路电缆线路所经平地占20%，鱼塘占80%，电缆线路主要沿220kV赵林变电站围墙外荒地走线。

5.8.2.6 沿线拆迁、砍伐情况

本工程为纯电缆线路，不涉及房屋拆迁。

具体以施工时现场实际情况为准。

5.8.2.7 沿线地质情况

在勘察场区内除揭露有杂填土、淤泥质土软弱层外，未发现有滑坡、泥石流、崩塌、断层等不良地质现象及明显的不良构造形迹。场地及地基较稳定，适宜工程建设。根据地质资料，地表松散层以杂填土、淤泥质土为主，下层为风化花岗岩，整体地层结构简单，工程地质条件较差。依据东莞市建设局文件(东建字【2004】32号)《关于我市工业与民用建筑工程设计抗震设防烈度的通知》的划分、中国地震动参数区划图(GB18306-2015)及《建筑抗震设计规范》(GB50011

-2010) 中我国主要城镇抗震设防烈度和设计地震分组分析：场地的抗震设防烈度为7度，设计基本地震加速度 0.1g，设计地震分组为第一组。

5.8.2.8 交叉跨越情况

本工程路径简短，无重要交叉跨越

5.8.2.9 交通运输情况

沿线有谢岗大道、粤海大道等道路可利用，总体交通运输条件较好，初步估计机动车平均运输距离20km，人力平均运输距离0.1km。

5.8.2.10 线路路径协议情况

本工程暂未取得路径盖章图，具体情况如下：

序号	权属单位	具体情况	是否取得协议
1	谢岗镇	路径位于谢岗镇，需征求规划部门同意。	暂未取得盖章路径图（×）
2	东莞供电局	线路沿220kV赵林站围墙外敷设，大部分位于赵林站用地红线内，需征求供电局意见。	暂未取得复函同意文件（×）

5.8.2.11 路径敏感点

赵林站北侧为大片鱼塘，新建电缆线路沿赵林站围墙与鱼塘间敷设，施工时需做好支护、防护措施。

5.8.2.12 对电信线路和无线电台影响

通过对线路周围的调查了解，本工程线路附近的无线电设施，主要为电视、广播传输网络，无其他无线电设施。无与本工程线路平行接的通讯线路，送电线路产生的电晕对GSM（900/1800）移动机站的超高频信号基本没有影响。

5.8.3 气象条件选择

5.8.3.1 沿线气候概况

（1）主要气候特点

本项目位于东莞市谢岗镇，属亚热带季风气候，四季分明，海洋性气候明显，夏无酷热，冬无严寒，温和多雨，冬季盛行东北风或北风，夏季由于受海洋气候的影响，普遍吹偏南风，全年以偏东风为主。每年的夏、秋季节常受热带风暴的影响，最大风力可达12级，强大的风力对沿海地区的工、农业生产及人民生活

生命财产构成危害，此外强热带风暴还伴有暴雨，降雨强度大，雨量多，容易发生洪涝灾害。东莞市气象站有关气象要素多年平均值见下表：

东莞市气象站有关气象要素多年平均值表：

项目名称	数值
多年平均相对湿度（%）	78
多年平均降水量（mm）	1786.0
多年平降水日数（d）	163
多年平均日照时数（h）	2161.4
多年平均雾日数（d）	5

（2）相对湿度

沿线区域空气湿润，多年平均相对湿度78%左右，各月相对湿度有一定幅度的变化，冬季小些，极端最小相对湿度12%。

（3）雾

沿线区域雾出现频率不算太高，多年平均雾日数5d，全年各月出现雾日数不均衡，主要集中在冬、春两季。雾的日分布由于辐射的作用有明显的规律，一般多出现在后半夜到早晨，午后到傍晚出现次数相对较少。

（4）日照

沿线多年平均日照时数2161.4h，夏季多，冬季少。

5.8.3.2 设计气温

（1）沿线气温概况

东莞市气象站历年气温资料见下表：

表6.2-1 东莞市气象站历年气温(℃)资料表

多年平均气温	极端最高气温	出现日期	极端最低气温	出现日期
22.3	38.2	1994年7月2日	-0.5	1957年2月11日

沿线区域多年平均气温在22.3℃，气温的年内分布以6~8月为最高，12月~次年2月为最低。

沿线历年极端最高气温38.2℃，极端最高气温多出现于6月底至8月底；历年极端最低气温-0.5℃，极端最低气温多出现于1月下旬至2月上旬。

（2）设计气温

根据上表所列的气温值同时参照2010年颁布实施的《110kV~750kV架空输电线路设计规范》本输电线路的设计气温取值列于下表：

表6.3-2 送电线路设计气温取值

项目	最高气温	最低气温	年平均气温
设计气温 (°C)	40	0	20

5.8.3.3 设计覆冰

从线路所经地东莞市气象站、水利局、三防办、供电分局、电信局、电信长途线路局、广播电视局及当地居民了解到当地基本无覆冰现象。

根据沿线气象部门提供的资料结合附近地区已有线路的运行经验本工程按无覆冰设计。

5.8.3.4 设计雷暴日数

(1) 雷暴日数分析

东莞市气象站多年平均雷暴日数为88.1d，主要集中于3~9月，6、7、8月的雷暴日数最多。

雷暴常伴随暴雨、冰雹、飓风等其它强对流天气，因而具有一定的突发性和危害性。雷电是送电线路发生停电事故的重要原因。

(2) 设计雷暴日数

根据东莞市气象站的资料及有关规定建议本线路设计雷暴日数为88.1d。

5.8.3.5 设计地温及土壤热阻系数

查《城市电力电缆线路设计技术规定》DL/T 5221-2005附表G1“全国各地区代表性城市八月份平均地温”得下表：

地区	地面下的深度 (m)			
	0.4	0.8	1.6	3.2
广州	30.8°C	29.1°C	27.8°C	25.5°C

考虑东莞地区距离广州较近，近年整体气温升高，故本工程电缆按电缆埋深取0.8米，地温取30°C计算。

东莞市谢岗镇土壤潮湿，规律性下雨，以泥沙土为主，本工程主要以电缆沟敷设方式为主，电缆敷设完毕后需在沟内充沙填实，综合考虑水分迁移等因素，本线路设计土壤热阻系数取 $1.2\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$ 。

5.8.3.6 设计气象条件组合

根据前面对风速和覆冰分析的结论，结合我省110~500kV线路的设计和运行经验，参照现有电缆线路设计气象条件，本工程选用的气象条件分别如下表。

表6.3.7-1 电缆线路设计气象条件一览表

环境条件	单位	数值
最高气温	℃	40
最低气温	℃	0
年平均气温	℃	20
最热月平均气温	℃	35
最高地温	℃	33(-0.8m)
	℃	30(-1.6m)
	℃	26(-3.2m)
最低地温	℃	15(-1.0m)
最热月平均地温	℃	29(-1.0m)
基本风速	m/s	29
地震烈度	级	7
日照强度	W/cm ²	0.1
最大相对湿度		100%
海拔高度	m	<1000
土壤热阻系数	℃·m/W	1.2
雷电日	日/年	88.1

5.8.4 电缆线路工程设想

5.8.4.1 电缆选型

(1) 电缆导体材质的选择

电力电缆导体是用来传输电流，输送电能的。在传输过程中将产生电能损耗和电压降，尤其是现代越来越大电流长距离输送，问题更加突出，在当今提倡节能降耗的大趋势下，必须高度重视电缆导体的材质选择。

为了减少电缆导体的电能损耗和电压降，应选取具有高电导系数的金属材料制成的电缆导体，迄今为止，使用最广泛的电缆导体材质是铜和铝，即铜芯电缆和铝芯电缆，现将铜和铝的主要参数列于下表：

表6.4.1-1

铜、铝主要参数表

材质	20℃时的电导系数 γ (S/m)	20℃时的电阻系数 ρ (Ω /m)	电阻温度系数 ($1/^\circ\text{C}$)	熔融温度 ($^\circ\text{C}$)	比重
铜	58×10^6	0.017241×10^{-6}	0.00393	1080	8.9
铝	38×10^6	0.0263×10^{-6}	0.00403	660	2.7

由上表可知，铜的电导系数 γ_{Cu} 比铝的电导系数 γ_{Al} 大53%；相反，铝的电阻系数 ρ_{Al} 比铜的电阻系数 ρ_{Cu} 大53%，可见铜是节能降耗最好的一种电缆导体材质。

为了增加电缆的柔软性和可曲度，电缆导体是由多根小直径的导体单丝绞合而成。因此，电缆导体在制造时，有单丝对接的技术问题。在相同条件下，铜和铜导体之间与铝和铝导体之间的对接接触电阻，铜比铝要小约10~30倍，据资料统计，电缆火灾事故中，铜导体电缆是铝导体电缆的1/55。国内电缆运行实践反映出铝比铜导体电缆的事故率要高，由此可见铜导体电缆比铝导体电缆的对接可靠性和安全性要高。

铜具有电导系数大，机械强度高，耐腐蚀性好，加工容易（易于压延、拉丝、焊接等）等多项技术优点，是广泛应用于电缆导体的良好材料，而且在大电流和年利用小时数大的输电线路中，选择铜导体比铝导体更能同时满足经济性最佳与技术性最合理的双重要求，故本工程推荐采用铜材作为电缆导体。

（2）金属护套的选择

高压交联电缆的金属护套主要有铅套、皱纹铝套、皱纹铜套、皱纹不锈钢套和铝塑综合护套。铅套的优点是柔软，弯曲性能、密封性和耐腐蚀性好，便于敷设，适用于防水、防潮以及防腐蚀性要求高的场合；缺点是机械强度低，抗蠕变性差，不适合在振动或正压力较大的情况下敷设。另外铅的密度大，直流电阻率高，允许通过的短路电流小。铝护套的优点是机械强度高，直流电阻小，允许通过的短路电流大，由于铝的密度小，因此电缆的重量明显小于铅护套；但是与铅套相比铝护套的缺点是电缆外径大，装盘长度短，耐腐蚀性差，不易弯曲。铝塑综合护套电缆除外径小，重量略轻于皱纹铝套电缆外没有其他优点，缺点是密封性差，另外由于铝塑敷设层于外护套之间的摩擦系数较小，电缆在敷设过程中容易起皱，甚至会产生破裂，因此铝塑综合护套电缆不适合直埋或湿度较大的环境。皱纹铜套电缆与铅套电缆相比重量轻，允许短路电流大，与皱纹铝套电缆相比几

乎不存在优点，且造价较高。本工程电缆主要敷设在电缆沟或排管中，要考虑电缆的阻水性能和耐受外力的作用，因此综合比较考虑本工程用的电缆金属护层选用皱纹铝外护套。

（3）电缆非金属外护套的选择

电缆的外护层材料主要有PE（聚乙烯）、PVC（聚氯乙烯）两种。按其密度和分子结构不同PE（聚乙烯）又分为：LLDPE（线型低密度聚乙烯）、LDPE（低密度聚乙烯）、MDPE（中密度聚乙烯）、HDPE（高密度聚乙烯）。LLDPE和LDPE可以用于较轻的通信电缆，用于高压电缆时在敷设时候容易受到机械损伤。PVC是一种极性材料，该材料的绝缘电阻较低，而PE是非极性材料，该材料的绝缘电阻远高于PVC。而PVC外护层的主要优点是具有阻燃性能，较适合于明敷于电缆隧道中；PE外护层的机械、电气性能、防水性能均优于PVC，但阻燃性能不佳，适合于直埋、浅沟、穿管敷设。根据PE系列的机械性能比较：LLDPE<LDPE<MDPE<HDPE。本工程电缆主要敷设在电缆沟，沟内填沙，电缆外护套采用FY-YJLW03型。

（4）电缆截面的选择

根据系统规划，储能电站终期供电负荷约120MVA，单回线路输送容量需达到120MVA及以上。

经现场踏勘电缆路径所经地域的地理环境和现场状况，结合收集到的资料数据，电缆埋深取1.2米，地温取30℃，土地热阻系数为1.2k.m/W，电缆敷布置拟设计为水平排列或垂直排列，其相间距离为0.25m。

依据《电缆载流量计算》JB/T 10181.1~10181.6文件，电缆可按持续100%负荷率进行载流量计算，各截面的XLPE电缆采取电缆沟和顶(埋)管敷设时候的载流量分别列于下表：

电缆截面 (mm ²)	敷设方式	载流量 (A)、输送容量 (MVA)		
		1回路	2回路	3回路
800	电缆沟（填沙）	988（188）	848（162）	793（151）
	埋（顶）管	857（160）	719（137）	639（122）
1200	电缆沟（填沙）	1187（226）	1013（193）	946（180）
	埋（顶）管	1001（191）	857（160）	760（145）

根据以上载流量计算及南方电网公司品类设备优化清单（2025版），本工程电缆截面推荐采用800mm²，最大输送功率为160MW（最大输送电流857A），可以满足系统输送容量要求并留有一定的裕度。

5.8.4.2 电缆附件

110kV电压等级的交联电缆在我国已有多年运行历史，期间发生过不少绝缘击穿事故。统计表明，这些击穿事故大多数发生在电缆附件上，电缆本体故障率较低。分析电缆附件故障的原因，除安装质量问题外，有不少是由于电缆附件本身存在问题而引起的，包括选型不当和制造质量。因此，结合本工程的特点选择适当的电缆附件至关重要。

(1) 电缆终端头

目前户外电缆终端头主要有：干式硅橡胶户外电缆终端，户外瓷套终端，以及合成硅橡胶户外终端等。分别论证分析如下：

干式硅橡胶户外终端是集应力锥、伞裙和绝缘层于一体，成为一个整体预制件。这种结构极大地简化了终端的安装工序。在通常处理完电缆并压接好接线杆后，将整个终端预制件套入电缆的绝缘上即成。本产品重量较轻，只有大约18kg左右。对铁塔或构架的安装条件要求简单，且可以垂直、倾斜安装并具功能有防爆功能，不需要充油。

户外瓷套终端：这种结构的特点是应力锥直接套在电缆的绝缘上，依靠应力锥材料自身的弹性保持应力锥与电缆绝缘层之间的界面上的应力和电气强度。它的外绝缘是瓷套，内绝缘是一个合成橡胶（硅橡胶或乙丙橡胶）预模制应力锥，瓷套内注入合成绝缘油。合适的材料既可以使合成橡胶与浸渍油相容，又可以确保良好的老化性能。

合成硅橡胶户外终端：该终端的合成绝缘子由一个玻璃纤维加强的空芯环氧树脂管组成，管子外覆盖耐气候的弹性外裙，两端有金属法兰封住。主要的优点有：在内部故障时具有优良的机械特性，避免了发生爆炸的风险。

根据本工程的特点，安装在新建储能电站的户外终端选用户外复合套管终端，变电站内选用GIS电缆终端。

本工程选用的电缆终端机械强度满足使用环境的33m/s的风力和8级地震等级的要求，防污等级满足e级污区要求。

(2) 电缆中间绝缘接头

110kV电缆中间接头主要有绕包型绝缘接头、组合预制绝缘件绝缘接头、整体预橡胶绝缘件绝缘接头等型式。早期较多为绕包型，随着材料的创新改进，逐渐选用预制型。预制型接头是基于硅橡胶绝缘体，并在其中嵌有两个半导体的应力锥和一个高电压电极的一体型套管，在没有任何机械装置的情况下，通过材料本身的弹性便可保持安全的界面压力，这样就可控制电缆绝缘层上的突变，并能适应电缆尺寸的变化，从而保证在任何条件下都能够控制集中的电场应力。可按照需要配套外壳（金属外壳、玻璃钢盒、带玻璃钢盒的金属外壳等），在外壳中填充防水混合物，确保接头安全。对于绝缘接头，使用由环氧或玻璃钢制成的绝缘法兰分隔电缆金属护套。该型式接头的各部件均已在出厂前通过各项性能和参数上的检验和测试，对安装人员的工艺水平和现场环境条件的依赖程度较低，安装人员可以非常快捷地完成接头的制作，安装质量可靠，目前正得到广泛应用。因此，本工程推荐选用整体预制型接头，即交联聚乙烯绝缘电缆整体预制橡胶绝缘件绝缘接头，玻璃钢保护盒含防水浇注剂。

本工程新建路径较短，不涉及新建电缆中间头。

(3) 避雷器

避雷器是电力输送的保护装备，它可以快速、有效地抑制雷电和操作过电压及其它暂态过电压，以保护电力网络其它设备不受损坏，因此它是电力设备最常见的预防措施。

避雷器的工作机理通常是：当有一个过电压时，避雷器吸收一个大电流并将过电压限制到某一值，该值是扫其电流短路电压特性决定的。当过电压消失时电流迅速下降。选择避雷器通常有一个综合方案——在要求的保护水平和可允许的暂态过电压之间进行折衷选择，避雷器是电力网络中的“薄弱环节”，设计意图是当网络一旦遭到超过允许的界暂态过电压时，首先将避雷器击穿破坏继而保护其它更多、更宝贵的输电设备。

本工程110kV避雷器均由站内考虑。

(4) 接地箱

本期新建的110kV电缆线路采用一端直接接地+一端保护接地的接线方式，每段长度约200米

要求以上接地箱均采用0型箱体并配0型密封圈，且要求选用的电缆接地线尽量短。

5.8.4.3 过电压保护、分段及接地

(1) 过电压保护措施

①露天变电站内的电缆终端，必须在站内的避雷针或避雷线保护范围内，以防止直击雷。

②电缆线路与架空线路相连的一端装设避雷器，安装与新建终端塔终端平台上。

③电缆金属护套、铠装和电缆终端支架必须可靠接地。

(2) 电缆分段

以电缆线路安全可靠运行考虑，接头愈少愈好；从搬运、敷设施放电缆考虑，电缆短，容易方便。所以应按经济合理综合考虑电缆分段。

本期新建的110kV电缆线路采用一端直接接地+一端保护接地的接线方式，每段长度约200米。

(3) 电缆波纹铝护套上的工频感应电压

根据《电力工程电缆设计规范》及交流电气装置的接地和电力安全规程规定：“电力电缆金属层必须直接接地”。按此，本工程电缆波纹铝护套两端必须直接接地，当电缆线路通以负荷电流，势必在波纹铝护套上感应电势而产生电流，该感应电流值，据曾试验数据，可达电缆导体负荷电流值的50~95%。可见这个感应电流值还较大，将增加电缆损耗，同时增高电缆运行温度，直接影响电缆线路的输送容量和电缆的老化程度。因此，对于单芯电缆线路的接地，不能简单地将电缆波纹铝护套两端直接接地，其接地方式，必须使电缆线路在正常负荷电流运行下，其波纹铝护套上没有感应电流通过。解决这个问题的方案是：对较长电缆线路，将电缆分成一个三等分或多个三等分，交叉换位互联电缆波纹铝护套，再经过氧化锌（ZnO）阀片保护器接地，使A、B、C三相电缆波纹铝护套上的感应电势矢量和为零，也就没有了产生感应电流的源头，当电缆线路通以正常负荷电流，其波纹铝护套上也就只产生感应电势而不会出现感应电流。对短段电缆线路，将电缆波纹铝护套一端直接接地，另一端经过氧化锌（ZnO）伐片保护器接地，使电缆线路在正常负荷电流运行状况下，电缆波纹铝护套与大地不形成直接联

通回路，当电缆线路通以正常负荷电流，在电缆波纹铝护套上只能产生感应电势，而形成不了电流。这两种接地方式，按照电缆线路分段情况，可以单独使用，也可以同时使用在一条电缆线路上。

本工程110kV电缆金属护套采用一端直接接地+一端保护接地，其段长应满足：当绝缘接头为采取有效防止运行维护人员任意接触金属护套的安全措施时，电缆在正常最大负荷运行状态下金属护套上任何一点的感应电压值，不得大于50V，如果采取了有效的安全措施，其感应电压值也不得大于300V。电缆波纹铝护套的接地采用交叉互联接地的方式，在正常运行状况下，虽然没有环流，但是当电缆导体通以电流时，所产生的磁通完全与波纹铝护套交链，就在电缆波纹铝护套上产生相应的感应电势。

(4) 接地

本工程变电站内的电缆终端接地利用站内的接地装置：为了减少日后的维修量及降低电阻值，在电缆接头工井处设有独立的铜接地网，中间接头井内壁以镀锌扁钢绕一圈组成接地网，与接地极用电焊连通，在终端场处设有独立的铜接地网，电缆接头处接地电阻值不大于 10Ω ，在变电站、终端场处接地电阻值不大于 4Ω 。

5.8.4.4 电缆敷设方式和电缆的支持与固定

(1) 电缆敷设方式

新建110kV电缆敷设方式主要是依据电缆路径所经地理环境及施工、运行维护等方面的因素来选择。电缆主要采用电缆沟、埋管、顶管、综合管廊等敷设方式，电缆沟主要敷设于站内道路人行道或绿化带。

(2) 管线交叉及穿越要求

管线的交叉及穿越必须满足《电力工程电缆设计标准》（GB 50217—2018）及《城市电力电缆线路设计技术规定》（DL/T 5221-2016）的相关要求，具体要求如下：

电缆电缆相互之间以及电力电缆与管道、构筑物等的允许最小间距

直埋电缆周围状况	允许最小间距m	
	平行	交叉
电缆电缆相互之间中心距	0.20	0.50a

与不同部门使用的电力电缆之间净距	0.50a	0.50a
与热力管及热力设备之间净距	2.00	0.50a
与煤气、输油管道及地下储油罐、储气罐之间净距	1.00	0.50a
与自来水以及其他管道之间净距	0.50	0.50a
与铁路路基之间净距	3.00	1.00
与建筑物基础之间净距	0.6	—
与配电线杆、路灯杆、电车拉线杆、架空通信杆之间中心距	1.00	—
与树木的主杆中心距	0.70	—
与排水沟边之间净距	1.00	0.50
与公路边之间净距	1.50	1.00a
与弱电通信或信号电缆之间净距	按计算决定 b	0.25
a 用隔板分隔或电缆穿管时净距可减小至一半 b 电力电缆与弱电通信或信号电缆的允许最小净距需按电力系统单项接地短路电流和 平行长度计算决定。		

(3) 电缆构筑物内空尺寸要求

电缆构筑物内空尺寸要求需符合下表：

电缆支架的层间允许最小净距（mm）

电缆类型及敷设特征		支架层间最小距离
控制电缆		120
电力电缆	电力电缆每层多于一根	$2d+50$
	电力电缆每层一根	$d+50$
	电力电缆三根品字型布置	$2d+50$
	电缆敷设于槽盒内	$h+80$
注：h表示槽盒外壳高度，d表示电缆最大外径。		

电缆支架离底板和顶板最小净距（mm）

敷设方式	最下层垂直净距	最上层垂直净距
电缆沟	50~100	150~200
隧道或电缆夹层	50~100	100~150

电缆沟、隧道或工作井内通道净宽允许最小值（mm）

电缆支架配置及通	电缆沟深	开挖	非开
----------	------	----	----

道特征	$\leq$ 600	600~ 1000	$\geq$ 1000	式隧道或 封闭式工 井	挖式隧道
两侧支架	300*	500	700	1000	800
单列支架与壁间通道	300*	450	600	900	800
1、*浅沟内不设置支架时，勿需要通道； 2、非封闭式工井参照电缆沟布置					

(4) 电缆排列方式

110kV电缆排列方式：

在电缆沟内，电缆分别采用玻璃钢支架布置在两侧壁上，一字垂直排列，相间间距为250mm。

电缆接头设接头工井，考虑电缆接头在同一接头工井内，按“一”字形错开排列，回路相间亦前后错开水平布置，且保持不小于0.5m的净距，每相电缆之间间隔不小于10cm，电缆中间接头安装位置不应在同一垂直面，同时不同回路间中间增加一堵小砖墙，高约0.5米。

(5) 电缆的固定

(1) 在终端、接头或转弯处紧邻部位的电缆上，应设置不少于2处的刚性固定。

(2) 在垂直或斜坡的高位侧，宜设置不少于2处的刚性固定，在下端和中间不大于1.5米位置处设置挠性固定。

(3) 电缆蛇形敷设的每一节距部位，宜采取挠性固定。蛇形转换成直线敷设的过渡部位，宜采取刚性固定。

5.8.4.5 电缆支架设计

电缆支架应符合下列规定：

- (1) 表面光滑无毛刺。
- (2) 适应使用环境的耐久稳固。
- (3) 满足所需的承载能力，按不小于1kN考虑。
- (4) 符合工程防火要求。

110kV及以上电压等级电缆敷设在电缆通道（如电缆沟、电缆隧道）中常用的电缆支架按材料分主要有：角铁支架、玻璃钢支架、水泥条支架。本工程的水泥支架分别布置在电缆沟的两侧。以上三种型式电缆支架的性能比较如下：

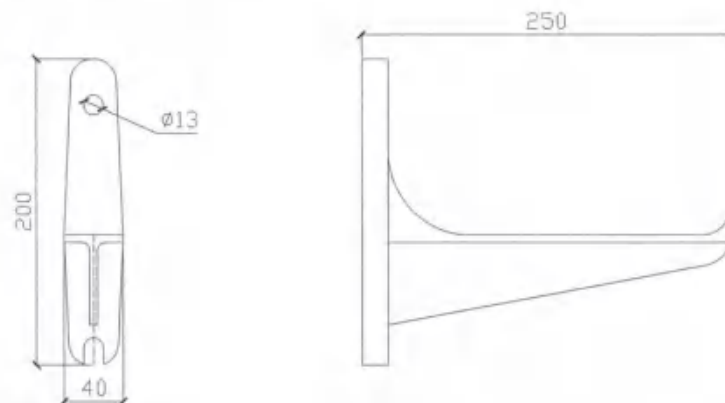
表6.5.5-1 三种型式电缆支架的性能比较表

类别性能	角铁	水泥条	玻璃钢FRP
机械性能	高	不稳定	高
耐腐蚀性能	弱	一般	强
抗老化性	好	一般	好
安装维护性能	一般	差	好

角铁支架具有较好的机械性能和抗老化性能，但是耐腐蚀性较弱，此类型支架一般适用安装在电缆隧道中，另外使用角铁支架需要将角铁支架单独接地；水泥支架机械性能不稳定，因为目前加工生产水泥支架方面的原因，该类型支架表面不是很光滑，有很多毛刺，在电缆敷设或运行过程中容易拉伤电缆表皮。由于该支架需要在新建电缆沟时预埋在电缆沟中，因此当水泥支架断裂后，不容易更换；玻璃钢支架由于其特有的机械性能，易安装和维护，耐腐和电绝缘性等多方面的优点而得到更为广泛的使用，该支架只需要在电缆沟壁打上膨胀螺丝便可以快速的更换和安装支架，但不足之处是价钱相对较贵。

本工程110kV电缆沟大部分采用混凝土电缆沟型式，拟选用不锈钢支架，长度为250mm，垂直排列间距300mm，支架水平排列间距1000mm。

110kV电缆支架型式和尺寸如下：



5.8.4.6 电缆土建部分

本工程电缆土建主要从新建独立储能电站（谢岗）至 220 千伏赵林变电站，新建单回路电缆沟长度 200 米，检修井 14 座。

(1) 电缆沟

电缆沟采用现浇钢筋混凝土沟和预制钢筋混凝土盖板，素混凝土垫层，沟内壁敷设玻璃钢电缆支架。垂直排列单回路电缆沟外截面为1.20m（宽）×1.42m（高），内截面均为0.9m（宽）×1.1m（高），盖板尺寸为1.08m（长）×0.5m（宽）×0.12m（厚）。电缆沟每30米设置变形缝一条，每隔15米及端头转角沟管衔接处设置电缆检修工井。为协调周边环境，在绿化带处采用隐蔽式的下沉300mm的电缆沟，沟顶覆土后恢复草皮。

本工程电缆沟基本可以采用天然地基坡残积土或道路已处理路基作为电缆沟槽持力层。

2. 工作井

(1) 检修工作井

由于电缆沟采用下沉式敷设，要求电缆沟每隔15米设置一处检修工作井，在电缆转换敷设方式的接口上，需设置可调节两侧电缆轴线水平和高差偏距的缓冲区及方便施工的工作井。对于非直线段的电缆沟和工作井，要设置过渡弯段，以满足电缆弯曲半径的要求，施工中要仔细勘察现场情况，保证工作井的正确定位。电缆井及盖板均采用钢筋混凝土结构，外露的沟、井盖板四周要求用镀锌槽钢包边，相应井口上沿用L63×5镀锌角钢包边。应运行部门要求，电缆敷设完成后外露盖板间槽钢尚应做不少于两处的点焊连接。

3. 排水措施

电缆通道排水采用自然渗水、利用市政雨水管网自然排水相结合的方式。就电缆沟而言，当地下水位较深，可实现自然渗水时，优先选择自然渗水，即电缆沟每隔15m左右及工作井的底部设置渗水井一个；当电缆沟或工作井底在稳定地下水位以下时，若可实现向周边市政雨水管网排水的，尽量将电缆通道内的积水排水市政雨水井内。

4) 工作井

为便于电缆敷设，在电缆接头处、沟管衔接处和路径转弯处均设置工井，并根据运行部门要求在非机动车道上电缆沟每隔15米左右设置一处电缆沟检查口，电缆工井采用钢筋混凝土沟壁+预制盖板结构，检查口作法同电缆沟，根据运行部门要求，所有工井及检查口盖板均采用镀锌槽钢包边。机动车上电缆沟每隔30米左右设置一处沙井盖。工井及检查口盖板顶面均露平地面。

5) 排水措施

电缆沟每25米及工作井内采取设置集水口自然渗水，采取由两端向中间排水，纵向坡度不小于0.5%。

6) 钢板桩支护

临近鱼塘施工的电缆通道，为保证施工安全，施工过程中必须按要求设置钢板桩，在通道两侧依据实际开挖埋设深度，本工程选用6米长拉森III钢板桩钢板桩支护施工，支护路径长度150米。

(8) 地基处理

本工程位于谢岗镇，整体地质较差，地层淤泥质土较厚，为防止后期电缆沟发生不均匀沉降，电缆沟均采用松木桩进行地基处理，本工程地基处理路径长度150米。

5.8.4.7 通信干扰

(1) 设计原则和依据：

- a) 《电信线路遭受强电线路危害影响的容许值》(GB6830-86)
- b) 电磁危险影响计算年限，按10年电力系统规划，考虑到2036年发展水平。

(2) 计算分析及推荐意见

电缆构筑物里敷设电缆是否会给通信、监控电缆线路造成影响需进行分析。一般35kV及以下电压等级电缆采用3芯同体外加金属护套，因此其对通信、监控电缆线路的影响甚微。而110kV及以上超高压电缆目前基本上采用单芯电缆，故其对通信、监控电缆线路会造成一定的影响。

高压电力线路与通信、监控电缆线路（铜芯）平行敷设时，由于交变磁场的作用会在通信、监控电缆线路上出现感应电动势。当感应电动势达到一定数值时，就会对通信、监控电缆线路带来不良影响，轻者使通信质量下降、信号失真、重者危及通信设备以及人身安全。为此世界各国均限制了电力线路对通信电缆线路的干扰和感应电动势的极限值。在此我们对电缆对通信、监控电缆线路的干扰、危险影响作估算。根据对本工程新建线路沿线调查取资，附近没有已建的通信电缆线路，考虑远期通信电缆线路的建设，本工程对通信干扰进行假定取值并分析如下：

电力电缆故障电流对通信、监控电缆的感应电动势（危险影响）。

感应电动势基本计算公式

$$E = j2\pi f M L I K_1 K_2$$

式中E—危险感应电动势 [V]

K1、K2—屏蔽系数；

L—电缆线路与通信、监控线路平行长度；

I—通过电缆线芯的单相短路电流；

M—电力电缆与通信电缆的互感；

基本数据（均取本工程的最大值）：

按照以上公式，电力电缆故障时故障电流对通信电缆的感应电动势E（危险影响）的计算：

$$E = j2\pi f M L I K_1 K_2 = j9.1019 (11 - j\pi / 2) = 24.23(V) < 300(V)$$

允许值300[V]（GB6830-86）

由上述估算可知：当110kV电力电缆正常运行时，其对通信、监控电缆的影响均在允许范围内。

（3）减弱电缆对通讯线影响的对策

a)本工程电缆结构有波纹铝护套作为金属屏蔽层，当电力电缆线路发生单相接地故障时，对临近通信线路感应所产生的纵电动势或对地电压，均在其相应的容许值范围内，无需采取防护措施。

b)任何接地的金属回路对磁影响都不同程度的起到屏蔽作用，能使被感应的电信线路的磁感应电压减弱，如任何金属、金属管线均为屏蔽体，故本工程可通过改善市政管线敷设用金属通道及水管的接地电阻，使其成为良好的屏蔽体，以降低电信线路被感应的磁感应电压。

c)在附近敷设的通讯线一般均为光缆，电缆线路对它们基本无影响。

5.8.5其他附属设施

根据广电生（2020）20号附件1新建改建扩建输电工程技术要求清单要求，

（1）新建护层环流监测装置1套，新建电缆视频监控装置1套。

（2）根据《东莞市地下管线管理办法》（东莞市人民政府令第125号）及《东莞供电局输电电缆顶管敷设原则现场研讨会议纪要》（纪要（2015）162号），按各地市政府有关地下管线管理办法要求，地下管线工程土建开工后，建设单位

应当委托具有城市规划测量资质的单位进行跟踪测量，并在地下管线工程完工覆土前编制地下管线竣工图；地下管线工程的竣工测量费用，应当纳入电缆工程造价。

5.8.6 闲置物资再利用

根据东莞局闲置物资库情况，没有适合本工程使用的闲置物资，故本工程暂无闲置物资再利用计划，所有线材、电缆附件等均按新购置考虑。

本工程拆除下来的铁塔、导地线及附件，经相关部门鉴定合格后可用作备用物资，鉴定不合格、废旧材料处理按广东电网公司闲置物资管理办法执行。

5.8.7 停电方案及影响分析

本工程为纯电缆线路，不涉及旧线路停电。扩建变电站GIS间隔期间停电方案及影响分析详见变电章节及相应图纸。

第六章 环境保护与社会影响分析

6.1 场区环境分析

本工程站址位于位于东莞市谢岗镇赵林村（粤海大道以北）赵林变电站东侧，站区外目前成型道路为赵林变电站进站道路，站区东侧及北侧为规划道路。

站区周边规划道路开通后，该区域交通条件较好，区内有便捷的省道和高速公路，交通便利，四周通达。站内主要环形道路满足本期工程设备运输吊装要求和站内消防要求。

6.2 工程污染源及防治分析

6.2.1 施工期的环境影响

- (a) 施工活动中产生的扬尘对周围环境的影响。
- (b) 施工人员的生活污水以及施工过程中的排水对地表水的影响。
- (c) 施工期间，各种机械产生的噪声对环境的影响。

施工期间应遵照国家有关规定，合理安排材料堆存地点及保护措施，必要时设围栏。材料堆放场地及施工运输道路应定时洒水防尘。施工驻地的生活污水、

生活垃圾、粪便等集中处理，不直接排入水体。施工时选用低噪声振动的施工工艺，严格按照国家规定，为保证居民夜间休息，在规定时间内禁止施工。

6.2.2 运行期的环境影响

(a) 废水

储能电站的废水量不大，主要是运行人员的生活污水。

(b) 噪声

运行时，部分设备会产生连续的电磁性和机械性噪声，噪声等级约80~110dB(A)。

6.3 环境影响分析与处理

(1) 储能站本身产生的污染物较少，在工程设计、设备选型和施工建设时，采取各相应的防止措施，可以将对环境的影响减至最小。而且站址地区相对开阔，居住人员不多。因此，储能电站在建设和运行期，对周围环境影响不大。

(2) 储能站运行期间的噪声主要为升压站的变压器、电流（电压）互感器、串联电抗器等电器设备产生的连续电磁性和机械性噪声。根据国家环保研究所2002年对国内多个500kV变电站噪声水平测试结果，各变电站昼间厂界噪声水平范围为32.3~50.1dB(A)，小于《城市区域环境噪声标准》(GB3096-1993)中II类(昼)60dB(A)的标准限值要求，厂界昼间最大噪声接近II类(夜)50dB(A)的标准限值。由于本工程主要噪声源的噪声水平远低于500kV变电站，经过类比分析，本工程投运后电站的站界噪声小于标准限值，对周围声环境影响较小。

6.4 水土保持

本工程实施时，应遵照国家有关规定，防治因工程建设引发的新增水土流失。在场地平整，基础开挖时，需防止雨水对开挖面的冲刷；站内道路采用混凝土固化，站区场地铺设广场砖或进行绿化使站内无裸地，修建排水管利于雨水和积水的疏导，控制水土流失现象。

站区内施工场地的水土保持主要是以预防为主，在施工过程中加强临时防护措施。

1) 工程施工期间应加强施工管理, 具体为: 合理安排施工时序, 开挖的土石方应尽可能直接堆至回填区域, 减少由于土石方中转造成的水土流失。开挖前要先放线, 做到先防护, 后开挖。

2) 施工过程中地下管线及沟道的施工, 分区、分段、自下而上, 且将相邻及同埋深管、沟一次开挖施工, 距建筑物基础较近管、沟与基础一次完成, 以减少相互干扰及二次开挖和夯填工程量。

3) 站区内施工过程中, 临时堆放的土方放在统一地点, 若在雨季施工, 应考虑采取一定的措施, 如收听天气预报, 预先做好堆土、堆石场的临时挡护措施, 如用尼龙布覆盖、砌砖体挡墙等; 各种建筑材料要及时入库, 如遇大风、雨天, 应及时作好临时防护。

4) 临时建筑基础开挖及场地平整等土石方开挖工程的进度安排尽量避开雨季, 将开挖的土石方就近平整, 以达到土石方的挖、填平衡。

5) 在工程完成期, 施工单位须将地表临时性建筑物及硬化地面全部拆除, 对拆除产生的废弃物运至指定堆放地。

通过采取以上水土保持措施, 使原有的水土流失状况得到基本治理, 新增水土流失得到有效控制, 在充分保障变电站安全运行的前提下, 保护和合理利用了当地的水土资源, 减轻了工程建设过程中造成的水土流失对变电站周边的生态环境可能带来的影响。

6.5 储能电站防治措施

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

1) 设备选型

电化学蓄电池储能系统采用全新且一致性优异的电池, 电池在挤压、针刺、高温等试验条件下能做到不起火、不冒烟、不爆炸等, 并有相关第三方检测报告。

电池本体需具有一些应急处理手段，如锂离子电池本体中设有泄压阀等应急处理手段。

电池管理系统需具有过压、欠压、过流、内部短路、过充、过放、漏电等相关保护功能。

2) 消防应急处置预案

应预先制定事故预防规程和事故处理规程。

当发现电池模块冒烟、温度过高、外壳膨胀或严重漏液时，应立即停止系统运行。当储能电站内部起火时，应优先保护维护人员的人身安全。

在配有自动消防系统并正常工作的情况下，所有人员应通过防火通道尽快撤离，并关闭所有的通风口，包括门窗；

如储能电站未配备自动消防系统或消防系统异常，可在火势较小的情况下使用干粉灭火器、灭火毯或黄沙进行局部灭火。

如储能电站配置相关液体消防系统，应考虑相应的消防液体排放通道和消防液体处理再排放。

第七章 储能安全校核研究

近年来国内外发生诸多的储能电站安全事故，储能项目的施工安全、运维安全是项目参建各方工作的重中之重，本工程设计单位将另行编制项目的《安全风险评估报告》，从储能站对电网、储能本体两个角度进行了项目安全风险因素的评估，具体内容详见该报告，待本项目竣工前后，将结合项目实际应用的电气设备、调度运行方式、日常运维方式、应急预案等对该《安全风险评估报告》进行修编。本主报告仅摘录该报告部分重要安全设计手段予以介绍。

7.1 储能系统消防防护分析

随着电池比能量和比功率的提高，储能站发生事故的危险性增大。目前韩国已发生多起储能电站火灾事故，2021年4月17日，北京市丰台区南四环永外大红门西马厂甲14号院内的储能电站在调试期间发生火灾和爆炸，导致2名消防员死亡。因此必须从已发生的事故中分析原因，在本工程项目中采取对应的措施进行避免。

7.1.1 储能站事故原因分析

1) 电池系统缺陷

电池工作需要维持一定的环境温度，以保证电池安全正常工作。温度升高对电池的寿命影响比较大，空调及温控系统通过冷风道将冷风吹进所有电池中，将电池工作可能产生的热量带走，从而实现热管理。部分电池存在极力和切断不良、活性物质涂层不良等制造缺陷，经过180次实验证实未引发火灾。

为了确认电池安全性，电池系统段落试验结果显示，电池试验中，2个电池保护装置的直流接触器发生了爆炸或熔断。

通过物质检验分析，控制系统电压和温度偏差的BMS正常运转，电池完全充电后继续充电影响试验没有发生火灾。

2) 电击保护系统不良

外部电力冲击等测试过程中，电池保护装置内多数部件受损，电池保护装置内的直流接触器爆炸。

PCS内部交流过滤器有碳化痕迹，表面电池收到了电冲击。经过反复动态试验结果显示电池保护装置内直流接触器如果绝缘性能下降，可能会发生火灾。

假定PCS内部的伸展元件损坏，直流、交流两端发生故障事故的实证结果显示，PCS断路器启动并没有发生火灾。

PCS的电磁波耐性测试试验中，多数产品超出了国际标准，确认了产品有足够的耐性。

3) 经营环境管理不足

根据将水分、粉疹、盐水等环境水分侵入电池系统测试，发现熔融痕迹，出现了绝缘性能下降，可能引起火灾。

温差诱导影响电池保护装置的测试中，验证结果没有引起火灾。

4) 储能系统管理不善

储能系统配备电池管理系统（BMS），该系统具有高精度检测及上报、故障告警、上传和存储、电池保护、参数设置、主动均衡、电池组SOC定标等功能。其中电池保护功能包括短路保护、充电过流保护、电芯过充保护、电芯过放保护、电芯过温保护、通讯异常保护等措施，全方位保障运行安全。

在事故现场调查、企业面谈调查及试验实证过程中，ESS的设计和运营将电池、PCS等组成合并在一起，在系统层面上无法管理和保护。

BMS、PMS、EMS之间不具备信息共享，PCS和电池之间的保护系统、PCS故障修理后电池的异常、交流和直流感装置之间发生冲突等多种测试，证实多数综合管理体系不良。

7.1.2 储能站磷酸铁锂电池火灾特性分析

7.1.2.1 电池结构与火灾隐患的根源

磷酸铁锂电池由正极（ LiFePO_4 ）、负极（石墨）、隔膜（聚乙烯/聚丙烯）、电解液（含 LiPF_6 的有机溶剂）构成。看似稳定的结构隐藏致命风险：

隔膜脆弱性：80℃以上隔膜收缩熔化，导致正负极直接接触短路。

电解液易燃性：碳酸酯类溶剂闪点仅30-40℃，遇高温直接汽化燃烧。

“多米诺骨牌”效应：单个电芯热失控释放的热量（约200-300kJ）足以加热相邻电芯至临界温度。

在生产过程中，还存下以下问题：

极片毛刺：生产过程中金属碎屑刺穿隔膜，装机后可能在充放电时引发微短路。

注液不均：电解液浸润不足导致局部锂枝晶生长，穿刺隔膜造成隐性损伤。

7.1.2.2 热失控的化学链式反应

第一阶段：潜伏期（50-120℃）

SEI膜分解：负极表面的固体电解质界面膜在80℃开始分解，消耗电解液产生CO、CH₃等气体。

电解液汽化：溶剂（EC/DMC）汽化导致电池鼓包，此时BMS可能误判为正常膨胀。

第二阶段：爆发期（120-200℃）

正极材料崩解：LiFePO₄ 在150℃以上释放氧气，与电解液中的溶剂发生剧烈氧化反应。

隔膜熔毁：聚乙烯隔膜在135℃完全熔化，正负极大面积短路，温度以每秒10℃飙升。

第三阶段：灾难期（200℃以上）

电解液喷射燃烧：高温高压下电池壳体爆裂，汽化电解液遇空气形成喷射火，火焰长度可达2米。

金属部件参与燃烧：铝制外壳在600℃以上开始熔化，与电解液中的磷元素反应生成AlP（剧毒物质）。

7.1.2.3 火灾发展的时空特性

时间轴：

0-30秒：首个电芯冒白烟，释放少量HF气体，此时舱内气体探测器可能尚未报警。

1-2分钟：明火出现，相邻2-3个电芯被引燃，舱内温度突破200℃。

3-5分钟：热失控传播至整个电池簇，火焰高度超过储能舱顶部，有毒烟雾充斥舱体。

空间传播的三重路径：

热辐射：燃烧电芯通过红外辐射加热1米内电池至临界温度。

火焰直喷：喷射火直接点燃上方电缆或相邻电池簇。

熔融物滴落：铝壳熔化物携带高温电解液滴落，引燃底部电池架。

7.1.2.4 毒性物质的致命威胁

气体毒性的量化分析：

氟化氢（HF）：1kg电解液燃烧产生约200gHF，浓度达10ppm时即可造成永久性肺损伤。

五氟化磷（PF₅）：遇水生成氢氟酸，对消防人员皮肤造成化学灼伤。

氰化氢（HCN）：负极石墨与含氮粘合剂反应生成，50ppm浓度可致人昏迷。

残余物的长期危害：

燃烧残渣：含锂化合物遇水生成强碱性溶液（pH>12），腐蚀混凝土基础。

土壤污染：泄漏的电解液渗透地下，1升碳酸酯溶剂可污染1000立方米地下水。

7.1.3 本工程消防安全性改善措施要求

针对以上火灾原因，相关防范措施如下：

（1）加强储能系统制造、安装阶段基于火灾的安全管理。

电池包应从电芯类型、材料选择、结构设计、布局方式等方面进行充分考虑，保证系统的安全运行。由于三元锂电池的热失控温度只有180℃左右，磷酸铁锂电池的热失控温度有230℃，并且三元锂电池在意外着火后容易释放氧气，磷酸铁锂电池不会释放氧气。综合选择，磷酸铁锂电池更适合应用在电网侧储能项目中。

电池模组的塑胶结构件应具有绝缘性好、耐热性强、抗腐蚀性好、不燃等特点，提升电池模组的防火耐火性能。电池模组结构设计应充分考虑电芯的散热、防火隔离。电池布局方式应尽量减少电芯及电池簇的并联数量，提高散热效果及减少灾害蔓延、放大事故状态的可能性。冷却系统应能将集装箱内的电芯之间温差控制在5℃以内，保证电池正常工作。系统各柜体器件应考虑足够的爬电距离、空气间隙。

加强产品和系统安全管理，将大容量储能电池和储能变流器PCS作为主要部件加强储能系统安全管理。电化学蓄电池储能系统采用高安全性能的电池，电池在挤压、针刺、高温等试验条件下能做到不起火、不冒烟、不爆炸等，并有相关第三方检测报告。

(2) 增加安装限制条件，应在设备厂家建议的电池室温度、湿度和灰尘条件下安装调试。电池本体需具有一些应急处理手段，如锂离子电池本体中设有泄压阀等应急处理手段。

(3) 严格管理运行环境，储能站内设置完备的消防系统设置，本工程在户外储能电池集装箱之间设置防火墙，在火灾发生的时候，能有效减缓并阻断事故蔓延。另外，在储能装置场地布置有消火栓及工具箱。当集装箱外部发生火灾并威胁到储能系统安全时，厂区的火灾自动报警系统和消防水系统将启动，并及时扑灭火灾。并在火灾后防止集装箱内设备二次复燃。

(4) 加强电池管理。电池管理系统应包含漏电保护、过电压保护、过流保护、增加阻止电池过充保护器，以及电池室的温度、湿度和灰尘管理等内容。

电池管理系统应逐级设计安全的保护措施，使其在下一级出现问题时能够保持工作状态，发挥管理功能，及时断开故障区域，并发出指令使系统停机，杜绝热失控发生。

另外监测管理也将进一步加强，如果检测到异常信号（过电压、过电流、短路、温度升高等），需通知运行人员并紧急停止系统。此外还必须将储能系统操作记录（如电池电压、电流、温度状态等）保存在安全的地方，以便后续顺利确定事故原因。

(5) 为确保电池消防安全，电池集装箱内设置气体灭火系统。七氟丙烷自动灭火系统能快速监测到火灾险情、发出报警信号并扑灭火灾。电池起火被扑灭后，24小时内仍会有复燃的可能性，有可能导致电气设备二次起火，根据项目实际情况，另配置灭火器、防火面罩、消防栓、应急水源、消防沙等消防灭火设备，以备消防火灾时应急使用。

7.2 储能系统的安全保护分析

储能设备的继电保护应按《继电保护及安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）配置相应的保护装置。储能项目应从最基本的组成单元电芯开始，到网侧接入的最后关口，每个环节都要求有对应的安全措施，从安全性上做到“层层设防，节节抵抗”。

7.2.1 储能系统35kV馈线开关柜保护

储能系统至35kVA/B段电源电缆两端开关柜应采用馈线综合保护及测控装置，装置保护功能至少应包括：

- (1) 差动保护；
- (2) 三段过流保护；
- (3) 零序过流保护。

7.2.2 储能系统升压变35kV开关柜保护

储能系统升压变10kV开关柜应配置综合保护及测控装置，装置保护功能至少应包括：

- (1) 差动保护；
- (2) 三段过流保护；
- (3) 零序过流保护；
- (4) 负序保护。

7.2.3 储能电池及PCS的相应保护措施

PCS及电池设备应合理配备熔断器、接触器、开关等隔离设备，具备完善的故障监测和保护功能，当发生故障时能够快速切除故障，防止事故扩大。保护功能应包括：

1) PCS具备直流侧和交流侧过电压/低电压，过电流保护、短路和绝缘监测保护、系统过载/过热保护功能、桥臂故障保护等；

2) 电芯外加铝壳或钢壳防护，直流熔丝熔断保护，温度传感器测温，配置过充电保护装置等；

3) 直流熔丝熔断保护，直流开关控制通断，温度传感器测温，配置过充电保护装置等；

4) 电池机架内配置直流熔丝熔断保护，直流继电器过充电保护，BMS配置电池过充过放保护，过压保护，过流保护，超温保护，电池低电压报警，电池高电压报警，母线电压高报警，通讯错误报警等。

7.2.4 储能项目其他安全技术措施

储能系统区域设置独立避雷针作为直击雷保护。项目工程接地系统除充分利用原有接地体外，水平接地干线可采用-50×5的热镀锌扁钢，垂直接地极采用63×6×2500的热镀锌角钢。接地干线埋深-1.1m，与变电站区原有接地网相连。所

有电气设备均应装设接地装置，并将电气设备外壳接地。对于新建的电缆沟等构筑物接地应引至新建地网，并做两点以上可靠连接。

PCS出口的低压交流系统采用三相三线制系统。电池机架做完善接地。

其他应具有的安全措施：

- 1) 空调及温控系统，维持热稳定，避免局部热失控；
- 2) 火灾探测及自动灭火系统自动侦测火情，联动灭火，声光报警；
- 3) 储能集装箱直流母线及辅助用电入口配置浪涌保护装置，防止尖峰电压电流；
- 4) 储能集装箱接地保护；
- 5) 储能电池急停按钮紧急停机；
- 6) 储能集装箱配置绝缘监测装置，自动保护停机；
- 7) PCS设备急停按钮紧急停机等。

7.3 储能系统电池环境安全分析

本期工程新建所有构筑物均在国家规范安全距离内，满足设计消防规范要。

7.4 储能系统的接入电网安全校核

从电力送出来看，本项目通过接入东莞220kV主网，参与电力市场的调峰调频辅助服务。

从故障稳定来看，本储能电站接入后，即便近区线路发生三相永久性故障或单相瞬时性故障后，系统均保持稳定。

从短路电流来看，本项目接入对近区短路电流影响较小，通过测算校验，近区220kV母线短路电流均在40kA以下，220kV母线短路电流均在50kA以下，均满足电网安全稳定要求，且留有较大的余度。

第八章 节能设计研究

8.1 节水措施

采用节水工艺和设备，提高水资源利用率，降低水资源水效消耗。

8.2 电气节能设计

8.2.1 变压器选择

本期选用的220kV主变采用有载调压变压器，具备较强的电压调节能力，主变在电网电压调整中能够发挥更大的作用，有助于改善电网电压水平，降低电网损耗。储能系统升压变则选用11型及以上的低损耗节能型的35kV干式双绕组变压器，配无励磁调压开关。

8.2.2 照明灯具及控制方式

全站（除储能电池舱和蓄电池室外）照明选用高效节能的灯具，照明灯具均采用节能型灯具，以达到节能降耗的目的；进站道路设置太阳能LED灯，节能环保。围墙道路巡视照明加时控开关，夜晚自动开启巡视照明，配电装置场地检修照明可以根据实际情况进行有选择的开启，节能环保。

8.2.3 选用合适的电压等级

储能变流器选用660V电压等级，电压由380V升高到660V。储能集电线路采用35kV，电压由10kV升高到35kV。电压等级的提升，具有输电能力强、电能损耗低、电压质量高、节约金属材料、供电安全可靠等优点。

第九章 劳动安全与职业卫生

9.1 总 则

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、35kV电气设备、110kV主变和值班室等。

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。

9.2 工程劳动安全与职业卫生危害因素分析

9.2.1 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、起重伤害、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、存在着发生传染性疾病的隐患。

9.2.2 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，自然灾害和社会安全影响等。

9.3 劳动安全与职业卫生对策措施

9.3.1 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《安全生产法》、《特种设备安全法》、《突发事件应对法》、《职业病防治法》、《电力法》、《建设工程安全生产管理条例》等法律法规，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。

9.3.2 运行期劳动安全与职业卫生对策措施

(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欧姆。

（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。

7) 储能电站设置微机五防系统，防止误分、误合断路器；防止带负荷分合隔离开关；防止带电挂（合）接地线（接地开关）；防止带接地线（接地开关）合闸；防止误入带电间隔。

（3）防机械、起重及防坠落伤害

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。

4) 起吊设施应永久性地标明其自重和起吊最大重量。

5) 起吊高度较大的起吊设施，宜采用不旋转钢丝绳。必要时还应有防止钢丝绳旋转的装置和措施。

6) 室外的起吊装置应装设防倾翻和抗风防滑的安全装置。

7) 起重机械应有标记、标牌和安全标志。

（4）防噪声及防震动

储能电站按“无人值班”（少人值守）方式设计，采用以计算机为基础的全厂集中监控方案，并设置图像监控系统，因而少量的值守人员的主要值守场所布置在控制室内。

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，并采取必要的隔振、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，并为运行人员设备临时隔声的防护用具。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。

（5）防尘、防污染、防腐蚀、防毒

1）继电器室、开关室、控制室室内地面采用坚硬的、不起尘的材料，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）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环境的影响。

6) 做好大风、沙尘暴等的事故应预案。

(7) 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。

9.4 事故应急救援预案

9.4.1 基本要求

制定事故处理预案的基本要求是:

- (1) 具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果;
- (2) 定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责;
- (3) 应急期间起特殊作用的人员(例如: 消防员、急救人员)的职责、权限和义务;
- (4) 疏散程序;
- (5) 危险物料的识别和位置及其处置的应急措施;
- (6) 与外部应急机构的联系(消防部门、医院等);
- (7) 与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻企业的交流;
- (8) 重要记录和设备等保护(如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等)。

9.4.2 主要内容

事故应急预案的主要内容应包括:

- (1) 储能电站的基本情况: 包括地理位置及周边生产经营单位的规模与现状、对外交通与运输情况;
- (2) 危险目标的数量及分布图: 包括危险源的确定、画出分布图并标出数量、潜在危险的评估;
- (3) 指挥机构的设置和职责: 包括指挥机构、指挥机构的职责、指挥人员分工;

(4) 装备及通讯网络和联络方式：必须针对危险源并根据需要，将抢险抢修、个体防护、医疗救援、通讯联络等装备器材配备齐全。平时有专人维护、保管、检验、确保器材始终处于完好状态，保证能有效使用；

(5) 信号规定：对各种通讯工具警报及事故信号，平时必须作出明确规定，报警方法、联络号码和信号使用规定要置于明显位置，使每一位值班人员熟练掌握；

(6) 应急救援专业队伍的任务和建立：包括组织救援队伍、加强救援队伍的训练和演习；

(7) 预防事故的措施：对已确定的危险源，根据其可能导致事故的途径，采取有针对性的预防措施；

(8) 事故的处置：包括制定事故处置方案和事故处理程序；

(9) 工程抢险抢修：指抢险人员根据事先拟定的方案，在做好个体防护的基础上，以最快的速度消除险情；

(10) 现场医疗救护：每个职工都应学会心肺复苏术，对受伤的人员应在现场进行必要的处理后再送往各类医院；

(11) 紧急安全疏散：发生重大事故，可能对场区内、外人群安全构成威胁时，必须在指挥部统一安排下，紧急疏散与事故应急救援无关的人员；

(12) 社会支援等：需涉及场外力量的如事故抢险、伤员救护，防灾指挥等，也应在预案中予以考虑。

(13) 事故后的恢复工作。

9.4.3 储能电站事故应急预案纲要

本储能电站应制定针对突发重大事故的预警机制、紧急处理措施与应急救援行动方案。对可能出现的重大事故如火灾、爆炸引起的典型事故做出相应的应急救援预案（包含：储能电池事故预案、火灾事故预案、电气误操作事故预案、压力容器爆破事故预案、继电保护事故预案、变压器损坏和互感器爆炸事故预案、开关设备事故预案、接地网事故预案、人身伤亡事故预案、交通事故预案等防灾预警及应急方案等），以提高对突发重大事故的处理能力。同时应根据本储能电站的实际情况来不断地进行补充和完善。

9.5 预期效果评价

9.5.1 劳动安全主要危害因素防护措施的预期效果评价

在采取了安全防范措施及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。

9.5.2 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。

第十章 社会稳定风险分析

10.1 基本原则

风险调查是风险分析的基础工程，主要围绕拟建项目建设实施的合法性、合理性、可行性和可控性等方面开展社会稳定风险调查，调查因项目建设实施对群众的影响而可能产生的社会矛盾和不稳定因素。风险调查应遵循以下原则：

（1）客观性原则。要从具体情况出发，认识风险的差别和变化，把握风险可能发生的具体时间、空间和其他条件，分析它的发展形式和过程，以保证调查结果能如实反映客观事实。核心是实事求是，寻求尽可能反映风险真实状态的信息，摒弃带有任何个人主观的意愿和偏见。

（2）科学性原则。通过调查所得到的数据和资料应当有效地支持调查者所要说明的观点，调查结论和调查资料之间要有严密的逻辑性。调查结论要用真实、可靠的数据和资料作为支持，观点、意见、不能凭空臆造。

（3）系统性原则。要求对风险进行系统、综合的分析和研究，注重调查对象的整体性，明确清晰地界定风险调查的范围，包括：受到项目直接或间接负面影响范围内的居民和企事业单位、有关专家、有关政府部门。了解受影响者的内在社会结构、与外在环境的联系及相互影响，注意把受影响者放到整个社会大环境中进行考察，注意受影响者的自我调节以及与外部环境的平衡适应功能。

(4) 全面性原则。在风险调查研究中坚持理论与实践相结合，防止只重现象或只重理论的倾向，调查中要充分听取各方面特别是利益相关方的诉求。分析主体可以组织政法、综治、维稳、信访等有关部门和有关专家、专业机构、社会组织，以及项目所涉及的群众代表等参加评估工作。

(5) 道德性原则。分析主体要尊重被调查者的人格尊严和个人隐私，做到被调查者自愿参与和不伤害参与者。风险调查者本身应当具备必备的基本素质，除高度的敬业精神、较强的社会责任感、坚持理性、客观、实证的精神和掌握高超的调查研究技术之外，必须提高自己的诚实、守信、关心他人、与人为善等到的修养。

10.2 风险分析及评价

(1) 项目的合理合法性

本项目立项、规划合法合规，符合国家和地方的产业政策，设计符合相关规范标准，对周边居民影响很小。因本项目在政府规划建设用地上建设，地块不涉及征地拆迁所引发的社会风险。

本项目经过充分可行性论证，谢岗镇政府已同意引进本项目落地该镇，项目所使用的土地目前正在与谢岗镇政府友好协商中，将按正规流程获得该规划用地。后期，本项目建设场地将严格按照土地管理法律法规和《国务院关于深化改革严格土地管理的决定》（国发[2004]28号）、国土资源部《建设项目用地预审管理办法》（国土资源部第27号令）、《关于完善农用地转用和土地征收审查报批工作的意见》（国土资发[2004]237号）等有关规定办理用地报批手续，确保程序合法，手续齐全。

(2) 项目主要风险因素

- 1) 施工管理不完善造成安全事故可能引发的风险；
- 2) 项目施工产生噪声、扬尘及废水，运行产生的工频电磁场、噪声、静电感应导致居民心理担忧可能引发的风险。

(3) 针对风险的主要应对措施

- 1) 建设单位应完善施工组织管理，加强施工期对施工人员的教育，认真落实安全生产责任制，要求安全管理人员和施工人员严格遵守相关专业的法规、技术规程和安全规章制度，严禁违章作业，确保建设期间不发生重大安全责任事故。

2) 施工单位经常清洗运输车辆、道路洒水以减少扬尘对环境空气的影响。对于干燥的作业面适当喷水,使作业面保持一定的湿度,减少扬尘;使用低噪声的施工方法、工艺和设备,将噪声影响减到最低限度;在变电站周围设立警示标识,加强对当地群众的有关高压输电变方面的环保宣传工作,帮助群众建立环境保护意识和自我安全防护意识。

3) 建设单位、施工单位、地方环保局应在地方政府、信访维稳部门的协助下全面落实各项风险处置措施、优化方案,在风险分析评估及今后的维稳工作中各司其职,确保工程正常建设和运行。相关镇政府及村委会应积极搭建项目单位及市政府相关职能部门与站址周围居民进行沟通协商的平台,在镇一级能够协调解决的问题应及时采取处置措施予以化解,防止矛盾扩大。

10.3 分析结论

经过初始风险识别、估计和评判,采取合理可行的减缓影响等对策和稳控预案后,能有效降低项目的风险程度,项目的单因素风险等级较小,风险程度为低,风险指数大大减少,负面影响较低,满足项目实施的要求。从社会稳定风险分析及评估角度考虑,工程建设可行。

第十一章 投资估算及财务评价

11.1 投资估算

东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站项目建设规模为100MW/200MWh。

本项目建设工程期为12个月，项目静态投资19821万元，单位千瓦时静态投资为991元/kWh。

11.2 主要收益来源分析

《广东电网公司关于做好我省2025年度新型储能电站项目建设论证及并网接入有关工作的复函》中根据广东电力系统发展情况，储能电站以满足系统调节需求为导向，分析2025-2027年调频、调峰等需求。

调频需求：目前，广东调频市场总规模需求空间有限（约100-150万千瓦，占统调负荷的1%），系统调频能力相对充足。未来随着独立储能并网规模的不断增加，调频市场将逐步饱和。

调峰需求：考虑到“十四五”期间，广东新增规划煤机2518万千瓦，加快推进980万千瓦抽水蓄能电站建设，加上电源侧、用户侧的储能，正常情况下，电网侧调节能力基本满足要求。但在春节等系统小方式下新能源出力占比提升、常规电源机组需停机配合调节，系统调节能力不足，可能存在短时的弃风、弃光现象。局部区域存在调节问题：在珠三角地区负荷中心区域，存在局部断面重过载、部分气电等支撑性电源欠发导致错峰限电等风险；在新能源密集送出区域，存在局部消纳能力不足的问题。

经测算，广东新型储能主要为调峰需求，应重点引导在新能源富集区域和负荷中心区域建设独立储能电站，近期总需求规模约为500万千瓦，远期至2030年总需求规模约为800-1000万千瓦。

根据《广东省“两个细则”及辅助服务市场数据清单》显示，目前截至2025年12月，已有12个独立储能电站建成并参与市场调频，总容量1444MW/2888MWh。该12个独立储能电站收益由5部分组成，分别为调频结算收入（二次调频）、调峰补偿收入、一次调频补偿收入、无功补偿收入及AGC容量补偿收入，上述收入统计如下。

时间	调频结算收入 (万元)	调峰补偿 (万元)	一次调频 补偿 (万元)	无功补偿 (万元)	AGC容量 补偿 (万元)
202501	4862.52	0	0	0	0
202502	3912.46	19.55	0	0	0
202503	4634.52	70.76	1.52	23.42	0
202504	5311.47	58.07	0	29.07	332.70
202505	5493.32	69.89	0	27.64	158.72
202506	5948.73	12.5	0	25.70	131.70
202507	6611.48	0	0	29.08	157.06
202508	5791.78	0	0	24.74	396.95
202509	9757.98	0	1.22	29.57	274.93
202510	10684.05	0	0	29.51	277.31
202511	7669.58	0	0	34.95	472.59
202512	9310.07	0	1.62	37.35	416.11
合计	79987.95	230.85	4.37	291.09	2618.11
占比	96.22%	0.28%	0.01%	0.35%	3.15%

根据广东省“两个细则”及辅助服务市场数据清单，2025年1月-12月独立储能电站参与调频市场收入占总收入96.22%，是核心盈利来源。

根据《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）规定，建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。广东省尚未出台相应具体的补贴政策。

因此本项目投资收益主要考虑调频收益及容量补偿收益。

11.2.1 调频收益计算

根据《关于引发南方区域调频辅助服务市场交易实施细则（2025年版）的通知》（总调市场〔2025〕4号），主要相关摘要如下：

一、现阶段，区域调频市场采用日前集中竞价和预安排、日内统一出清的模式组织交易。调频服务提供者在竞价日（D-1）申报调频单元调频容量（或调频容量比例）和调频里程价格，调频市场交易系统将申报信息封存到运行日（D），市场运营机构根据市场边界条件和报价信息组织日前预安排和日内正式出清。

二、第三方独立主体可在竞价日（D-1）自行选择是否参与区域调频市场及当日（D）参与的时段，在调频市场交易系统中明确自身申报意愿。若第三方独立主体未及时选择，调频交易系统将自动设置该主体当日不参与调频市场。

三、独立储能电站调频单元申报调频容量，申报容量的上限为 $\min$ （储能电站额定功率，调频资源分布区调频容量需求 $\times 20\%$ ），下限为 $\min$ （ $\max$ （ $20\% \times$ 储能电站额定功率， Q_{10} ），调频资源分布区调频容量需求 $\times 15\%$ ）

四、运行日（D）中，独立储能电站应严格执行 调度计划和调频市场交易结果。日内正式出清过程中，独立 储能电站在有充放电调度计划的时段，不再参与调频市场出清。

五、独立储能电站应加强自身荷电状态管理，日内出清过程中，若中标时段开始前荷电状态不能满足正常提供调频服务，需向调度机构申请恢复荷电状态，若无法恢复，需在下一个中标时段前向调度机构申请调减中标容量。因未及时申请或其他原因导致独立储能电站提供调频服务过程频繁出现电量充满/耗尽，无法足额提供上/下调节容量的，市场运营机构可视情况调整该储能电站的申报容量上限

11.2.1.1 调频补偿

中标调频单元在调频市场中提供调频服务可以获得相应的调频里程补偿。调频单元的调频里程补偿按日统计、按月结算，各交易周期的调频里程补偿按调频单元对应的调频里程、出清价格、综合调频性能系数三者之积进行计算，公式如下：

$$R_{\text{调频里程补偿},i} = D_i \times Q_i \times m_i$$

$$R_{\text{月度调频里程补偿}} = \sum_i^n R_{\text{调频里程补偿},i}$$

其中， $R_{\text{调频里程补偿},i}$ 为该调频单元第*i*个交易周期的调频里程补偿， $R_{\text{月度调频里程补偿}}$ 为该调频单元当月的调频里程补偿， n 为每月调频市场总的交易周期数， D_i 为该调频单元在第*i*个交易周期实际提供的调频里程， Q_i 为第*i*个交易周期的统一出清价格， m_i 为该调频单元在第*i*个交易周期的综合调频性能系数平均值。

（1）交易周期

调频市场在运行日（D）以1小时为周期开展正式出清，在运行时段（T）30分钟前，滚动计算未来3-6小时的出清结果。

（2）调频里程

调频里程，是指调频单元每次响应AGC调频控制指令，对调频产生实际贡献的出力调整值（其响应AGC控制指令后结束时刻出力值与响应指令时出力值之差的绝对值）。某时间段内总的调频里程为该时段调频单元响应AGC控制指令的调频里程之和，计算公式为：

$$D = \sum^n (D_j)$$

式中， D_j 为调频单元第 j 次调节的调频里程，单位为兆瓦， n 为调节次数。

（3）调频单元综合调频性能系数

综合调频性能系数（ m ），用于衡量调频单元响应AGC指令的综合性能表现，并作为调频费用计算的依据。包括调节速率系数 m_I 、响应时间系数 m_{II} 和调节精度系数 m_{III} 三个因子。综合调频性能系数的计算公式为：

$$m = \mu_I \times m_I + \mu_{II} \times m_{II} + \mu_{III} \times m_{III}$$

式中，调节速率系数 m_I 指调频单元响应AGC指令的速率，响应时间系数 m_{II} 指调频单元响应AGC指令的时间延迟，调节精度系数 m_{III} 指调频单元响应AGC指令的精准度； μ_I 、 μ_{II} 、 μ_{III} 为对应的调频性能系数 m_I 、 m_{II} 、 m_{III} 在综合调频性能系数 m 的权重系数。

综合调频性能系数 m 从调节速率、响应时间、调节精度这三个方面对调频单元响应调节对电网的贡献进行衡量，并作为市场结算的依据。具体如下所示。

1) 调节速率系数 m_I

指调频单元响应AGC指令的速率，计算公式如下：

m_I =调频单元实测速率/市场范围内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）AGC调节速率（p.u.）。

2) 响应时间系数 m_{II}

指调频单元响应AGC指令的时间延迟，计算公式如下：

m_{II} =1-（调频单元响应延迟时间/1min）

调频单元响应延迟时间是指调频单元AGC动作与调频单元接到AGC命令的延迟时间。

3) 调节精度系数 m_{III}

指调频单元响应AGC指令的精准度，计算公式如下：

m_{III} =1-（调频单元调节误差/发电单元调节允许误差）

目前，市场范围内性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）发电单元调节允许误差暂设定为额定出力的1%。

11.2.1.2 调频收益预测

根据《广东电网公司关于做好我省2025年度新型储能电站项目建设论证及并网接入有关工作的复函》，广东2024年度新型储能共申报项目107项，总规模1693万千瓦/3417万千瓦时；截至2025年3月底，累计已批复52个独立储能项目接入系统方案，总规模785万千瓦/1563万千瓦时。但实际仅并网8个项目，总规模119万千瓦/239万千瓦时。已并网的项目规模与已批复接入系统方案的项目规模不匹配，部分项目未按承诺时间开工及并网。

广东2025年度新型储能共有209个项目申请纳入年度建设计划，总规模4181万千瓦/8459万千瓦时。其中，电源侧储能5项，总规模6.5万千瓦/18万千瓦时；电网侧储能204项，总规模4174.5万千瓦/8441万千瓦时。

截至2025年12月，已有12个独立储能电站建成并参与市场调频，总规模为1444MW/2888MWh。

经未完全统计，已建成、在建中但仍未参与调频市场的电站规模有2596MW/5192MWh。

如下所示：

序号	名称	规模	接入电压等级	运行状态
1	肇庆万羚储能电站	100MW/200MWh	220kV	已参与市场
2	阳江峡安储能电站	30MW/30MWh	220kV	已参与市场
3	清远清城储能电站	200MW/400MWh	220kV	已参与市场
4	湛江英利储能电站	200MW/400MWh	220kV	已参与市场
5	中山南朗储能电站	100MW/200MWh	220kV	已参与市场
6	阳江保春储能电站	150MW/300MWh	220kV	已参与市场
7	中山协鑫电网侧储能电站	100MW/200MWh	220kV	已参与市场
8	广州协鑫蓝天电网侧储能电站	50MW/100MWh	220kV	已参与市场
9	中城大有佛山三水区独立储能电站	100MW/200MWh	110kV	已参与市场
10	云浮腰古储能电站	100MW/200MWh	110kV	已参与市场
11	佛山广合储能电站	214MW/428MWh	220kV	已参与市场
12	梅州梅睿储能电站	100MW/200MWh	110kV	已参与市场
13	梅州平远储能电站（一	100MW/200MWh	220kV	已建成

	期)			
14	中广核惠州白花储能电站	100MW/100MWh	110kV	已建成
15	佛山南海宝塘储能站	300MW/600MWh	110kV	已建成
16	梅州市南台山储能站	100MW/200MWh	220kV	已建成
17	南雄珠玑镇储能电站	208MW/416MWh	220kV	在建
18	湛江徐闻县储能电站	200MW/400MWh	220kV	在建
29	江门镜山储能电站	200MW/400MWh	220kV	在建
20	清远清城储能电站（二、三期）	308MW/616MWh	220kV	在建
21	梅州平远储能电站（二期）	100MW/200MWh	220kV	在建
22	昆仑东莞桥头储能电站	150MW/300MWh	110kV	在建
23	智光东莞中堂储能电站	100MW/200MWh	110kV	在建
24	广州荔湾挂绿储能电站	150MW/300MWh	110kV	在建
25	惠州湾畔储能电站	80MW/160MWh	110kV	在建
26	佛山瑶岗储能电站	200MW/400MWh	220kV	在建
27	河源东源储能电站项目	300MW/600MW	220kV	在建

根据每个月发布的《广东省“两个细则”及辅助服务市场数据清单（公示版）》，截至2025年12月，参与市场调频共有12个独立储能电站。

2025年1月-2025年8月，储能电站参与市场调频总收入平均值为5320万元/月；2025年9月-2025年12月储能电站参与市场调频总收入平均值为9356万元/月。目前，广东区域独立储能电站参与电力辅助服务中的调频市场是最主要的盈利模式，也是当前广东在运电站的绝对主要收入来源。

当前广东地区调频市场总规模约1~1.8亿/月（不同月份会有一些波动），参与调频市场主要用户有发电厂和储能电站，而且广东地区调频市场增速较低，预计4%左右。预计广东调频市场规模一定且增长速度远远不如独立储能电站投资建成速度，随着独立储能电站不断投产，每个储能电站能够获得的调频市场收益将快速降低。

广东地区2025年独立储能电站收益如下表所示。

2025 年储能电站调频收入（万元）

项目	肇庆万 岭	阳江峡 安	清远清 城	湛江英 利	中山南 朗	阳江保 春	聚龙储 能站	鑫智储 能站	协鑫储 能站	古郊储 能站	广合储 能站	梅睿储 能站	合计
装机	100MW/ 200MWh	30MW/3 0MWh	200MW/ 400MWh	200MW/ 400MWh	100MW/ 200MWh	150MW/ 300MWh	100MW/ 200MWh	100MW/ 200MWh	50MW/1 00MWh	100MW/ 200MWh	214MW/ 428MWh	100MW/ 200MWh	
2025 年 1 月	1704	521	1582	1057									4863
2025 年 2 月	1425	379	1681	428									3912
2025 年 3 月	1494	325	2068	748									4635
2025 年 4 月	1622	245	2416	1028									5311
2025 年 5 月	1493	171	2612	1217									5493
2025 年 6 月	1473	106	2699	1534	136								5949
2025 年 7 月	1875	90	2406	778	546	916							6611
2025 年 8 月	1358	29	2049	305	1026	1024							5792
2025 年 9 月	1965	187	2658	1215	1516	2010	208						9758
2025 年 10 月	2121	137	3043	1101	1575	2175	517	15	0				10684
2025 年 11 月	1868	3	2530	569	1150	845	574	64	54	14			7670
2025 年 12 月	1460	14	2862	321	990	658	1001	994	466	29	70	446	9310
合计	19858	2207	28605	10300	6939	7628	2300	1073	520	43	70	446	79988

2025年8月22日，中国南方电网调度控制中心印发《南方区域调频辅助服务市场交易实施细则（2025年版）》，文件将边际替代率曲线与X轴的交叉点 U_x 从之前的50%上调至60%，意味着独立储能参与市场调频最大份额从原来的50%上调60%。将2025年1月-8月市场调频规模由50%占比修正为60%占比后，按照储能调频市场占调频总市场的60%测算，2025年储能市场的调频规模为88500万元。考虑调频市场每年4%的增量，投运第六年调频市场达到饱和。

根据《南方区域调频辅助服务市场交易实施细则（2025年版）》规定，允许独立第三方辅助服务提供者直接作为调频服务提供者，对比2023年版文件，2025年版文件删除了“由省级及以上电力调度机构调管的第三方辅助服务提供者”的要求后，意味着接入110kV的独立储能电站可正式参与调频服务。新规发布后，参与调频的12个独立储能电站中有3个储能电站（聚龙、古郊、梅睿）经110kV电压等级接入电网。以大部分电站均进入稳定运行的2025年第4季度收入进行评估，聚龙站和梅睿站平均每兆瓦每月收入分别为6.97/MW/月和4.46/MW/月，仅低于220kV接入的万羚站、清城站、南朗站和保春站共4个站，从现阶段收益评估判断，接入220kV储能电站与接入110kV储能电站两者间并没有明显的优劣势区别，目前参与调频的储能电站均接入南方电网统一调频控制区，均公平接受集中竞价、统一出清的模式交易，最后通过响应中调下达的AGC调频控制指令完成调频服务。

假设已建成未参与市场的储能电站（600MW/1200MWh）及在建储能电站（1996MW/3992MWh）均完成投运并全面参与市场，还将有已建成未参与市场的储能电站容量的15%的储能电站（90MW/180MWh）建成投运，即新增的储能电站规模达到2686MW/5372MWh后，不再有新的储能电站建成投运。

储能电站20年运营期内调频年收入预测如下：

年份	收入（万元）	年份	收入（万元）
第1年（2个月）	371.43	第12年	2607.15
第2年	2317.75	第13年	2607.15
第3年	2410.46	第14年	2607.15
第4年	2506.87	第15年	2607.15
第5年	2607.15	第16年	2607.15
第6年	2607.15	第17年	2607.15
第7年	2607.15	第18年	2607.15
第8年	2607.15	第19年	2607.15
第9年	2607.15	第20年	2607.15
第10年	2607.15	第21年（10个月）	2172.62

年份	收入（万元）	年份	收入（万元）
第 11 年	2607.15		
调频收入总计		51493.52	

11.2.2 容量补偿收益计算

根据《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）规定，建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。

目前全国共有5个省落地独立储能容量补偿政策，汇总如下。

地区	甘肃	浙江	湖北	宁夏	河北
补偿基准价	330元/千瓦·年	2025年180元/千瓦·年(逐年退坡)	165元/千瓦·年	165元/千瓦·年	100元/千瓦·年
折算规则	可靠容量系数=放电时长÷6小时；2026年容量供需系数暂定0.418，按年动态调整	无额外时长折算，按额定容量按月发放	月度可用容量=放电功率×(放电时长÷10小时)，长时储能折算占比更高	按放电时长设定容量系数，倾斜长时储能项目	以4小时充放电时长为基准折算，月度平均可用容量= $\Sigma 0.5 \times (\text{日可用充电容量} \times \text{持续充电时长} + \text{日可用放电容量} \times \text{持续放电时长}) \div 4 \text{小时} \div \text{当月天数}$
核心计算公式	年容量电费=申报容量×330×容量供需系数×可靠容量系数	年容量电费=额定容量×补偿基准价	月度电费=(165÷12)×月度平均可用容量	年容量电费=额定容量×165×容量系数	月度电费=(100÷12)×月度平均可用容量

地区	甘肃	浙江	湖北	宁夏	河北
核心考核要求	严格执行电网调度指令，首次不达标扣当月50%补偿，二次扣100%，全年3次不达标取消资格	月度可用率考核，仅清单内项目可享受补偿	多重可用率、调度调用考核，长时储能豁免部分考核	火储同补，电网侧独立储能优先级高于其他类型	月内2次不达标扣10%，3次扣50%，4次及以上扣100%；年充放电次数 ≥ 330 次
适用范围	合规在运、未参与配储的电网侧独立储能	省级新型储能清单内独立储能项目	电网侧独立储能、未参与强制配储	电网侧独立储能、未参与配储项目	容量 ≥ 10 万千瓦、放电时长 ≥ 2 小时，通过竞争方式纳入清单的独立储能

广东省尚未出台相应具体的补贴政策，本项目针对容量补偿收入预测逻辑如下。

按114号政策文件规定，广东省电网侧储能电站容量补偿按广东省煤电机组容量电价计算，为165元/kW/年。暂估广东顶峰时长为4小时，本项目首年容量补偿收入基础值为825万元。储能电站前5年按政策获得全部容量补偿收益，第6年起，容量补偿市场进入全市场化竞争交易阶段，第6-10年平均每年获得容量补偿收益为政策容量补偿收益的70%，第11-20年平均每年获得容量补偿收益为政策容量补偿收益的35%。项目容量补偿收入预测如下。

年份	收入（万元）	年份	收入（万元）
第1年（2个月）	137.50	第12年	288.75
第2年	825.00	第13年	288.75
第3年	825.00	第14年	288.75
第4年	825.00	第15年	288.75
第5年	825.00	第16年	288.75
第6年	577.50	第17年	288.75
第7年	577.50	第18年	288.75
第8年	577.50	第19年	288.75
第9年	577.50	第20年	288.75
第10年	577.50	第21年（10个月）	240.63
第11年	288.75		
20年收入总计		9453.13	

11.2.3 项目收益预测

目前，广东区域独立储能电站参与电力辅助服务中的调频市场是最主要的盈利模式，也是当前广东在运电站的绝对主要收入来源。广东省尚未出台电网侧储能电站具体的容量补贴政策，容量补偿按照165元/kW/年及顶峰时长为4小时进行预估。本项目投资收益主要考虑调频收益及容量补偿收益，储能电站20年运营期内年总收入预测如下。

假设已建成未参与市场的储能电站（600MW/1200MWh）及在建储能电站（1996MW/3992MWh）均完成投运并全面参与市场，还将有已建成未参与市场的储能电站容量的15%的储能电站（90MW/180MWh）建成投运，即新增的储能电站规模达到2686MW/5372MWh后，不再有新的储能电站建成投运。

储能电站20年运营期内年收入预测如下：

年份	调频收入 (万元)	容量补偿 (万元)	合计 (万元)
第1年(2个月)	371.43	137.50	508.93
第2年	2317.75	825.00	3142.75
第3年	2410.46	825.00	3235.46
第4年	2506.87	825.00	3331.87
第5年	2607.15	825.00	3432.15
第6年	2607.15	577.50	3184.65
第7年	2607.15	577.50	3184.65
第8年	2607.15	577.50	3184.65
第9年	2607.15	577.50	3184.65
第10年	2607.15	577.50	3184.65
第11年	2607.15	288.75	2895.90
第12年	2607.15	288.75	2895.90
第13年	2607.15	288.75	2895.90
第14年	2607.15	288.75	2895.90
第15年	2607.15	288.75	2895.90
第16年	2607.15	288.75	2895.90
第17年	2607.15	288.75	2895.90
第18年	2607.15	288.75	2895.90
第19年	2607.15	288.75	2895.90
第20年	2607.15	288.75	2895.90
第21年(10个月)	2172.62	240.63	2413.25
合计	51493.52	9453.13	60946.64

11.3 财务评价

11.3.1 项目概况

本项目财务评价计算期为20年，其中建设期12个月，运行期20年。按照国家现行财税制度、现行价格、《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）、《电力储能项目经济评价导则》（T/CNESA 1101-2022）等对本项目进行财务效益分析，考察项目的清偿能力、生存能力以及盈利能力等财务状况，以判断其在财务上的可行性。

11.3.2 财务评价

财务评价主要是在国家现行财税制度、价格体系的前提下，从项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力、清偿能力等财务状况，评价项目在财务上的可行性。

11.3.3 资金来源与融资方案

（1）固定资产投资

根据工程投资估算，项目动态投资20079万元，单位千瓦时动态投资为1004元/kWh；工程固定资产静态投资为19821万元，单位千瓦时静态投资为991元/kWh（其中储能电站静态投资18701万元，折合935元/kWh；土地征用费1120万元，折合56元/kWh）；建设期利息为258万元。

（2）建设期利息

建设期借款按复利计算利息，当年的利息按投产容量进行分割，一部分计入固定资产，另一部分则计入发电成本。经计算，本项目计入固定资产的建设期利息为258万元。

（3）建设资金来源

工程固定资产静态投资为19821万元，建设资金来源为资本金和银行贷款。资本金占动态投资的30%，其余的资金由银行贷款。贷款偿还期为8年，每年等额还本付息，年贷款利率为3.50%。

11.3.4 总成本费用

本项目发电总成本费用包括折旧费、运维费、工资及福利费、保险费、运行电费损耗、技改费用等。

（1）折旧费

除电芯外折旧年限取20年，残值率取5%。

其余各期电芯按实际使用年限折旧，残值率取5%。

年限平均法折旧费计算方法如下：

折旧费=固定资产价值×（1-残值率）/折旧年限

固定资产价值=建设投资+建设期利息-无形资产价值-其他资产价值-可抵扣税金。

（2）运维费

本项目储能电站运维维修费、日常维护（含物料消耗）费、生活办公费等按200万元/年进行预估。

（3）电站运营支出

项目后期市场化运营可委托第三方专业市场化交易运营团队进行，根据项目收益情况与第三方团队协商保底收益或收益分成模式；后期市场化运营也可由投资方组建运营团队进行。根据运营方案不同，运营支出将有所变化。本项目储能电站运营支出暂按150万元/年进行预估。

（4）保险费

保险费是指项目运行期的固定资产保险。保险费取初始投资固定资产原值的0.25%。

（5）运行电费损耗

储能电站参与市场如调频、调峰等，需通过充放电的形式参与，储能电站总体效率按照85%进行预估，储能电站充放电转换过程中存在电量损耗，损耗费用按600万元/年进行预估

（6）技改费用

本工程运营期20年，考虑第十年底更换老旧电池，成本约0.3元/Wh，电池更换的技改费用按6000万元（分4年投入，每年投入1500万元）进行预估，技改费用70%采用贷款，贷款年限8年，贷款利率3.5%。第10年更换电池是因为储能电池已达到安全使用容量的下限，电池更换可确保储能电站安全运行。由于调频市场规模相对稳定，储能电池更换不会明显改变本项目调频收入。

11.3.5 效益计算

11.3.5.1 销售收入

销售收入=调频辅助服务收入+容量补偿收入

利润总额=销售收入-总成本费用-销售税金附加

11.3.5.2 税金

根据国家税收政策，电力项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加和所得税。

(1) 增值税

根据国务院第34次常务会议修订通过的《中华人民共和国增值税暂行条例》和中华人民共和国财政部国家税务总局令第50号《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，从2009年1月1日起，对购进固定资产部分的进项税额允许从销项税额中抵扣。经计算，本项目固定资产可抵扣的增值税额约为2004.79万元。

(2) 销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加（含国家和地方教育费附加），以增值税税额为基础计征，税率分别取5%和5%。

(3) 所得税

企业所得利润应按规定依法缴纳所得税。本项目不考虑所得税免减。

所得税=应纳税所得额×所得税税率

11.3.5.3 销售利润

利润总额=销售收入-总成本费用-销售税金附加

税后利润=利润总额-应缴所得税

11.3.6 财务评价结论

当前广东地区调频市场总规模约1~1.8亿/月（不同月份会有一些波动），参与调频市场主要用户有发电厂和储能电站，而且广东地区调频市场增速较低。预计广东调频市场规模一定且增长速度远远不如独立储能电站投资建成速度，随着独立储能电站不断投产，每个储能电站能够获得的调频市场收益将快速降低。

《国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）已确立电网侧独立储能电站可以获取容量补偿收入，虽然广东省暂未出台具体的容量补偿政策，本项目按预估的容量补偿费用计入本项目的收益中。

本项目财务评价结果如下。

假设已建成未参与市场的储能电站（600MW/1200MWh）及在建储能电站（1996MW/3992MWh）均完成投运并全面参与市场，还将有已建成未参与市场的储能电站容量的15%的储能电站（90MW/180MWh）建成投运，即新增的储能电站规模达到2686MW/5372MWh后，不再有新的储能电站建成投运。项目投资财务内部收益率为5%（税后），项目投资回收期14.95年；资本金财务内部收益率为6.21%，投资回收期为14.26年。因此，当项目的年均收入达到3047.33万元/年，本项目财务评价上是可行的。[相关附表详见附件3：东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站工程经济测算结果（含项目投资现金流量表、项目资本金现金流量表等）]。

当前东莞市暂无已投运运营的独立储能电站，加快项目建设落地，有望打造全市首座并网投运的独立储能电站。东莞地处珠三角核心圈层，作为新一线城市，区域用电需求稳步攀升，是广东省关键电力负荷中心。谢岗镇经济发展势头强劲，2024、2025两年GDP增速稳居全市第二位，2026年一季度同比增速达12.6%，位列全市榜首。当地聚力产业提质扩容，深耕新能源汽车、高端装备制造、低空经济、新材料等重点赛道，以精准招商、链式招商赋能产业集群发展，工业体量持续壮大，区域经济实现高速跃升。

经济蓬勃发展带动电力负荷持续走高，据电力需求测算，2035年谢岗镇供电量较2025年将增长43%，用电最高负荷增幅可达68%。本项目选址谢岗镇，不仅将填补东莞独立储能电站运营空白，也将成为区域高负荷增长片区首个储能枢纽站点。

独立储能电站具备响应迅速、调控精准的优势，能够有效平抑用电负荷波动，筑牢电网安全稳定运行根基，坐落于负荷核心区域的储能电站，是电网灵活调控的优质核心资源。本项目落地谢岗镇，可充分挖掘区域调频经济效益，伴随本地用电规模持续扩张，预估调峰、调频电力调节需求将持续上涨，电力交易市场活力也将不断释放，后续可推动储能电站收益模式升级，从单一调频收益，逐步拓展至调峰、无功补偿、虚拟电厂等多元化盈利渠道。

11.3.7 敏感性分析

工程在建设和生产经营过程中，由于项目内部、外部环境的变化，许多因素都可能发生变化。本项目敏感性分析通过取定工程调频收入、容量补偿收入、静态投资、经营成本及贷款利率共5个不确定因素，令其逐一在基本方案基础上按

±10%、±20%、±30%的幅度变化，分析发生增减变化时相对应的项目投资内部收益率（税后）敏感度系数。

表11.3.7-1 敏感性分析结果

变化因素	变化率(%)	资本金内部收益率(%)	资本金内部收益率变化率(%)	资本金内部收益率敏感度系数
调频收入	-30	-5.37	-186.49	6.22
	-20	-0.52	-108.32	5.42
	-10	3.14	-49.32	4.93
	0	6.21	0	0
	10	8.98	44.67	4.47
	20	11.42	84.04	4.2
	30	13.8	122.34	4.08
容量补偿收入	-30	4.17	-32.87	1.1
	-20	4.82	-22.31	1.12
	-10	5.5	-11.41	1.14
	0	6.21	0	0
	10	6.89	11.02	1.1
	20	7.54	21.56	1.08
	30	8.18	31.77	1.06
静态投资	-30	15.58	151.07	-5.04
	-20	11.71	88.68	-4.43
	-10	8.77	41.4	-4.14
	0	6.21	0	0
	10	3.96	-36.12	-3.61
	20	2.1	-66.16	-3.31
	30	0.51	-91.81	-3.06
经营成本	-30	9.41	51.69	-1.72
	-20	8.44	35.95	-1.8
	-10	7.36	18.62	-1.86
	0	6.21	0	0
	10	4.99	-19.65	-1.96
	20	3.79	-38.88	-1.94
	30	2.54	-58.99	-1.97
贷款利率	-30	6.99	12.59	-0.42
	-20	6.73	8.54	-0.43
	-10	6.48	4.44	-0.44
	0	6.21	0	0
	10	5.93	-4.43	-0.44
	20	5.66	-8.81	-0.44
	30	5.39	-13.13	-0.44

敏感度系数绝对值越高，表明项目投资内部收益率（税后）对该影响因素越敏感。从计算结果看，5个影响因素中，调频收入和静态投资的波动对项目资本金内部收益率（税后）的影响最大。

随项目投资决策，广东投运项目越来越多，必然使得新投建的储能电站收益大幅降低。下面根据对未来储能电站规模增长的不同预测进行分析，分析未来储能电站增加规模的不同增长变化时相对应的项目投资内部收益率（税后）敏感度系数。

方案1：假设已建成未参与市场及在建储能电站均完成投运并全面参与市场；同时，随着本储能电站项目推进，还将有与当前在建项目容量一半（998MW/1996MWh）的储能电站建成投运，共同参与调频市场。后续调频市场参与者达到饱和后，不再有大量新增独立储能电站进入。

方案2：假设已建成未参与市场及在建储能电站均完成投运并全面参与市场；同时，随着本储能电站项目推进，还将有与当前在建项目容量相当（1996MW/3992MWh）的储能电站建成投运，共同参与调频市场。后续调频市场参与者达到饱和后，不再有大量新增独立储能电站进入。

方案3：假设广东省容量补贴政策未落实或本项目未能进入获得容量补偿的项目清单中，从而导致本项目未能获得容量补偿收益。

原测算方案及上述3个预测方案对应的项目投资内部收益率（税后）敏感度系数分析如下。

表11.3.7-1 不同预期方案敏感性分析结果

变化因素	方案	变化率(%)	资本金内部收益率(%)	资本金内部收益率变化率(%)	资本金内部收益率敏感度系数
投运电站规模	原方案	0	6.21	0	0
	方案1	22	0.4	-93.56	-4.25
	方案2	46	-6.33	-201.93	-4.39
项目收入	原方案	0	6.21	0	0
	方案3	-16	-0.56	-109.12	6.82

11.3.8 投资风险评估

11.3.8.1 项目投资方面

（1）储能电池年度容量衰减程度难以精准预判，存在一定不确定性风险。若电池容量提前衰减至健康运行阈值下限，将缩短电池有效使用年限，增加全生命周期内电池更换频次及相应技改投入，进而对项目投资回收与整体盈利水平造

成不利影响。后续可在设备采购环节明确产品各项技术性能指标要求，以此有效管控相关风险。

(2) 当前国内储能行业投资热度持续走高，储能设备市场价格波动较为频繁，直接影响项目初始投资成本。加之行业整体供需偏紧，设备供货周期普遍长达3个月，将在一定程度上制约项目整体建设进度。建议项目投资决策批复后，尽快开展设备采购工作，锁定设备采购价格，明确供货周期，保障项目顺利推进。

(3) 本项目运营周期跨度较长，全周期内易受行业政策调整影响，存在一定政策风险。若后续独立储能调频市场容量缩减、调频补偿电价下调、市场交易机制及运营模式发生转变，均会对项目投资回收水平与整体盈利预期造成不利影响。

11.3.8.2项目建设方面

(1) 项目全流程涉及项目选址论证、用地审批、系统接入方案设计、设备供货、施工许可办理及并网调试等关键环节，正常流程下开发周期达24-30个月。受限于土地资源和电网接入资源的稀缺，可能产生6-8个月的流程迟滞，导致项目可能面临市场窗口期错失和投资回收周期不确定性的双重压力。建议本项目尽快与谢岗镇政府落实土地招拍挂情况，项目投资决策通过后尽快启动后续的设计施工工作。

(2) 储能电站接入220kV赵林变电站，220kV赵林站存在停电时间不可控的风险，延缓项目建设进度。后续施工需与东莞供电局密切沟通，明确停电施工时间。

(3) 项目建设时需浇筑基础、吊装设备等，存在一定的人身伤亡风险。将相关安全生产制度严格执行到位，可实现风险可控。

11.3.8.3后期运营方面

(1) 市场容量风险。预估广东调频市场需求年增速维持在4%附近，而2025年3月全省已备案储能调频项目总容量达33.24GW（不一定全部投产）。若新建项目无法在短期内形成有效产能，可能面临投资回收期延长甚至不能回收投资资金的风险。建议在项目建设及运营过程中紧密关注国家及地方政策的调整，根据政策调整将独立储能电站由单一调频收益模式往调峰、无功补偿、虚拟电厂等多收益模式发展。

(2) 《南方区域调频辅助服务市场交易规则（2025年版）》对市场准入条件的放宽，将会有更多110kV接入的储能电站加快建设涌进辅助服务市场，在调

频辅助服务市场相对饱和的情况下，更多储能电站的加快投产将进一步压缩市场项目收益，为在建或待建的储能电站带来更多的投资收益不稳定的风险。建议在项目建设及运营过程中紧密关注国家及地方政策的调整，根据政策调整将独立储能电站由单一调频收益模式往调峰、无功补偿、虚拟电厂等多收益模式发展。

(3) 根据《关于完善发电侧容量电价机制的通知（发改价格〔2026〕114号）》规定，对电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价，电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。目前广东省尚未根据114号文发布相应的容量电价补偿政策、补偿年限与项目清单准入条件等。本项目测算暂按114号文的规定对容量电价补偿收入进行预估，项目后续运营情况需以广东省发布的容量补偿政策为准，具体的容量补偿政策的变动将影响本项目的投资回收和盈利预期。

(4) 最近几年内，从国家到地方密集出台了多项政策支持储能行业的发展，中长期来看，电化学储能市场规模广阔，电化学储能设备价格将进一步下降，产业政策将进一步贴合市场竞价及收益需求。目前广东省内关于电网侧独立储能电站收益计算的相关文件陆续发布，但最终收益情况仍需要通过长期市场观察。本项目投资及收益率基于现行政策及储能系统成本计算，存在因储能相关政策变化、电化学储能成本波动及模型假设条件与实际情况存在差异等因素，造成投资及收益率有所偏差。建议在项目在建设及运营过程中密切关注广东省相关部门发布的关于容量电价政策及清单准入要求，及时提出申请，争取早日拿到政策补贴。

(5) 谢岗电厂现有1套容量为473MW的机组经赵林站送出，仍有1套备用机组容量为470MW，如2套机组均经由赵林站送出，极端情况下220kV东赵甲乙线断面受限，将影响储能站满出力送出。2027年将投产220kV赵林至古坑线路，届时赵林站的送出线路断面将进一步扩大。

(6) 储能系统属高密度的能量存储设备，存在一定的火灾风险，建议储能设备采购时选择行业领先、技术质量过硬的产品，可实现风险可控。

11.4 税收

储能电站在建设期和运营期都会产生显著的税收贡献，包括增值税、企业所得税、土地使用税等。项目建设期间，设备采购、施工安装等环节会带来增值税

和企业所得税的缴纳。运营期间，电站通过电力交易、容量租赁等方式实现收入，进一步产生企业所得税和增值税。

储能电站的建设与运营会带动当地储能产业链发展，如设备制造、物流、技术服务等，进一步增加就业和地方经济活力，间接提升税收收入。

电站建成后，其削峰填谷作用能够有效平抑地区电网负荷波动，稳定电网频率，提高电能质量，为当地百姓和工业发展提供更可靠的能源支持，造福一方百姓，助力区域经济。

东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站项目可研估算汇总表

金额单位：万元

序号	费用名称 工程项目	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用		基本预备费	特殊项目费用	静态投资	建贷利息	动态投资
					其他费用	其中：建设场地征用及清理费					
一	变电工程合计	1406.93	13488.34	1635.3	2370.82	1158.58	565.2	1.14	19467.73	253.81	19721.54
1	东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站	1406.93	13364.92	1595.17	2350.44	1158.58	561.52	0.00	19278.98	251.50	19530.48
2	220kV赵林站扩建110kV间隔工程		123.42	40.13	20.38		3.68	1.14	188.75	2.31	191.06
二	线路工程合计	187.53	80.03	35.97	42.63	1.20	6.92	0.00	353.08	4.33	357.41
1	110kV储能电站至赵林站线路工程	187.53	80.03	35.97	42.63	1.20	6.92	0.00	353.08	4.33	357.41
	合 计	1594.46	13568.37	1671.27	2413.45	1159.78	572.12	1.14	19820.81	258.14	20078.95

备注：编制基准期价差分摊入建筑工程费和安装工程费。数字保留2位小数

项目投资现金流量表

单位：万元

序 号	项目 名称	合 计	计 算 期																					
			第1 年	第2年	第3 年	第4 年	第5 年	第6 年	第7 年	第8 年	第9 年	第10 年	第11 年	第12 年	第13 年	第14 年	第15 年	第16 年	第17 年	第18 年	第19 年	第20 年	第21 年	第22 年
1	现金流入	62176		509	314 3	323 5	333 2	343 2	318 5	318 5	318 5	318 5	3185	3185	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	3643
1.1	发电销售收入	60947		509	314 3	323 5	333 2	343 2	318 5	318 5	318 5	318 5	3185	3185	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2413
1.2	补贴收入																							
1.3	回收固定资产 余值	1142																					1142	
1.4	回收流动资金	88																					88	
2	现金流出	48582	6827	13247	994	994	994	994	994	994	994	1279	2606	2573	2576	2579	1269	1269	1269	1269	1269	1269	1269	1057
2.1	建设投资	19821	6739	13082																				
2.2	流动资金	88	88																					
2.3	经营成本	20014		166	994	994	994	994	994	994	994	994	997	1000	1004	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	839	
2.4	增值税	2418										259	99	66	66	65	238	238	238	238	238	238	198	
2.5	税金及附加	242										26	10	7	7	7	24	24	24	24	24	24	20	
2.6	维持运营投资	6000											1500	1500	1500	1500								

3	所得税前净现金流量(1-2)	13594	-	-	214	224	233	243	219	219	219	1906	578	323	320	317	1627	1627	1627	1627	1627	2586			
4	累计所得税前净现金流量		-	-	174	151	128	103	820	601	382	-	-	-	-699	-382	1245	2873	4500	6127	7754	9381	1100	1359	4
5	调整所得税	3025			19	39	61	83	30	37	37	31	2	13	300	268	263	263	263	263	263	263	295	230	
6	所得税后净现金流量(3-5)	10569	-	-	213	220	227	235	216	215	215	1875	576	310	20	49	1364	1364	1364	1364	1364	1364	1332	2356	
7	累计所得税后净现金流量		-	-	174	152	129	106	843	628	413	-	-	-	-	-	62	1426	2790	4153	5517	6881	8213	1056	9
			所得税后(Ie = 6%)	所得税前(Ie = 6%)																					
	计算指标：财务内部收益率		5%	5.96%																					
	财务净现值		-1271.92万元	-48.63万元																					
	投资回收期		14.95年	14.23年																					
	动态投资回收期		14.95年	14.23年																					

项目资本金现金流量表

单位：万元

序 号	项目 名称	合 计	计 算 期																						
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年	第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年	
1	现金流入	62176		509	314	323	333	343	318	318	318	3185	3185	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	3643
1.1	发电销售收入	60947		509	314	323	333	343	318	318	318	3185	3185	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2896	2413
1.2	补贴收入																								
1.3	回收固定资产余值	1142																						1142	
1.4	回收流动资金	88																						88	
2	现金流出	54224	204	474	323	323	323	322	322	322	322	1281	1595	1714	2156	2306	2172	2068	2071	2073	2076	1956	1857	1501	
2.1	项目资本金	5973	204	392																					
2.2	借款本金偿还	17123		523	174	181	187	194	200	207	215			116	236	324	377	280	290	300	311	300	247	209	
2.3	借款利息支付	4566		135	490	429	363	291	224	155	84	2	39	75	145	248	350	340	331	321	311	165	62	7	
2.4	经营成本	20014		166	994	994	994	994	994	994	994	994	997	1000	1004	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007	839	
2.5	增值税	2418										259	99	66	66	65	238	238	238	238	238	238	238	198	
2.6	税金及附加	242										26	10	7	7	7	24	24	24	24	24	24	24	20	
2.7	所得税	2089													249	206	176	178	181	183	186	222	279	228	

第十二章 结论及建议

12.1 系统一次

目前国内火发电机组的AGC调频性能与电网的调节期望相比尚有差距，表现为调节延迟、偏差（超调和欠调）等现象。本工程的投产可缓解广东电网调峰调频压力，提高系统运行的灵活性。

本工程积极响应国家“多能互补”发展政策，可帮助东莞市谢岗镇形成“多能互补”的电源结构，促进光伏等新能源电力的消纳，增加输电通道中清洁能源的占比及其利用效率，有效提高了电力系统的运行效益。

12.2 系统二次

本期储能站以110kV等级电压接入广东电网，根据有关调度规程，本期工程建成后由广东中调调度，电厂实时远动信息要求送广东省中调/备调自动化主站系统和东莞市地调自动化主站系统。对侧站维持原调度关系不变，电度量采用原有通道送至各计量系统。

本期工程调度自动化部分除对各系统主站进行扩充外，其余设备由变电二次专业一起提供。

12.3 电气一次

12.3.1 电气主接线

本工程本期建设储能规模100MW/200MWh，主变采用户外布置方案，全站设置20个储能单元。电池簇低压直流经PCS变换为690V交流，再通过配变升至35kV，经35kV集电线路接入110kV主变低压侧，经主变升压通过110kV电压等级接入220kV赵林站110kV出线间隔。

12.3.2 总平面布置

本项目建设规模为100MW/200MWh。项目总占地面积约为16亩。

（1）储能装置区域

储能装置区域位于站区南侧，设4个储能系统分区。储能装置主要有储能电池舱40座，升压一体机20座，采用预制舱式结构。

储能电池舱为20尺集装箱（液冷），尺寸为6250×2550×2896mm（长×宽×高），每个电池舱涵盖电池系统、直流汇流系统、安防系统、消防系统、环境监控系统和液冷系统；电池舱采用非步入式户外检修。

升压一体机由变流器室和箱式变压器组成，尺寸为7350×3490×3050mm（长×宽×高），每套升压一体机1套5000kW PCS、1台5500kVA升压变压器、进线柜、动力配电柜等相关设备。

（2）110kV升压站区域

110kV配电装置采用户外GIS设备布置，主变架空进线，110kV电缆出线，线路侧避雷器和电压互感器在内置于GIS设备。

主变布置在110kV GIS和35kV配电装置舱中间。二次及通信舱布置在35kV配电装置东侧。35kV SVG采用敞开式布置在110kV主变南侧。辅助设施舱布置在站区东侧。

本站主变及110kV电气设备继电保护采用在二次及通信舱内集中组屏，35kV设备的保护装置就地安装于开关柜内。

12.3.3 主要设备选型

主变压器、调压开关、110kV GIS拟采用优质厂产品，35kV开关柜采用KYN型，配优质断路器，其它设备选用国产产品。

导体和电器按DL/T5222-2021《导体和电器选择设计规程》的条件选择，高压开关还要满足《高压开关设备的共用订货技术导则》的规定。

参照《南方电网公司生产设备品类优化清单》、《南方电网35kV~500kV变电站装备技术导则（变电一次分册）》，对设备进行标准化、系列化优选。

根据南方电网污区分布图（2025版），本站位于d级污秽区，户外一次设备按照e级设防，统一爬电比距 $\geq 53.7\text{mm/kV}$ （最高相电压）。

根据南方电网公司有关文件规定选择，本站主要电气设备选择如下：

a) 主变压器选型

为限制10kV母线短路电流，同时考虑环保和节能问题，本工程选用自冷式有载调压高阻抗低损耗低噪声环保变压器。

容量：120MVA

电压比：：115±8×1.25%/35kV

线圈连接组别：YN，d11

110kV及35kV侧均为瓷套管引出

中性点绝缘水平为66kV

有载调压开关选用真空调压开关

短路阻抗：建议按25%考虑

b) 主变中性点设备：隔离开关选用单极型，配电动操作机构；避雷器选用YH1.5W-72/186型。

c) 110kV 配电装置

110kV配电装置采用GIS设备，额定电流2000A，额定开断电流40kA。110kV进线侧配金属氧化锌避雷器，三相配带电显示器和电压互感器，变比为110/√3:0.1/√3:0.1/√3:0.1/√3:0.1kV，准确级为0.2/0.5(3P)/3P/3P，容量为50/50/50/50VA。

d) 35kV配电装置

35kV配电装置选用金属铠装手车式开关柜，其中变低开关柜额定电流2500A，热稳定电流31.5kA（4S）；馈线柜额定电流630A，热稳定电流31.5kA（4S）；真空断路器配大爬距进口陶瓷真空泡，配弹簧操作机构。

e) 35kV动态无功补偿装置

容量±35Mvar；

内含隔离开关：GW4-40.5DW/1250；断路器：ZW7-40.5W/1250；空心电抗器：CKGKL-35；缓冲电阻：SD2773；功率柜：1套。

f) 35kV中性点设备

本站选用小电阻成套装置，接地变选用420kVA/35kV，小电阻选用107Ω，额定电流200A。

g) 站用变

选用SCB14-500/35型，额定容量500kVA，配电箱布置在预制舱内。

h) 导线及母线选型

主变高压侧架空进线导线采用铝包钢芯铝绞线，型号为JL/LB20A-400/35。

主变35kV低压套管至开关柜进线柜间母线采用2×(TMY-100×10)型矩形铜母排；开关柜内主母线采用2×(TMY-100×10)型矩形铜母排；35kV铜母线均外包绝缘热缩套。

35kV SVG设备选用ZRA-YJV22-26/35-3×400三芯电力电缆。

35kV站用变、接地变选用ZRA-YJV22-26/35-3×120三芯电力电缆。

12.4 电气二次

储能站主变保护配置双重化主后一体的电气量保护和一套本体非电量保护。

35kV间隔配置保测一体装置，配置母线保护，配置故障录波。

储能辅助调频系统保护配置PCS保护、电池BMS系统。

计算机监控系统适应无人值班方式要求，采用分层分布式结构，以间隔为单位，按对象进行设计。采用IEC61850标准的通信规约。站内配置110V，200Ah容量的直流电源系统，用于继电保护、计算机监控系统等的供电；配置两套5kVA逆变电源。

站内设一套时间同步系统，用于站内计算机监控系统、保护装置、故障录波及其它需对时的装置。

本站配置一套视频及环境监测站端系统及一套火灾自动报警系统。

储能站布置一个二次设备预制舱，二次设备预制舱用于布置操作员站、交直流一体化电源、继电保护装置、二次安防、远动装置、GPS系统等二次设备，并用于布置火灾报警主机、视频监控，方便运行人员监视。

站内所有二次屏柜均采用尺寸为2260mm（高）×800mm（宽）×600mm（深）的前后开门形式柜体。柜体颜色建议为：RAL7035。

12.5 变电土建

拟建储能站站址位于粤海大道与赵林截洪渠西北侧约600米处一地块，西侧紧邻220kV赵林变电站，北侧紧邻规划一路，东侧约40米处为规划路赵林大道经查《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012），得站址离地10m高50年一遇风压为0.68kN/m²。据《建筑抗震设计规》（GB50011-2010），本区抗震设防烈度为6度，场区设计基本地震加速度值为0.05g，设计地震分组为第二组。

本期储能工程主要包括两部分，储能部分与升压站部分。储能部分土建仅做基础及3个独立避雷针钢结构及基础；升压站的消防水池和事故油池采用钢筋混凝土箱型结构，泵房采用钢筋混凝土框架结构；构架及支架采用直缝钢管杆，场内建构物及主变、设备基础均采用碎石桩复合地基基础。

12.6 通信

本期从储能电站至赵林站新建2条48芯管道光缆，光缆长度为 $2\times 0.2\text{km}$ （另站内管道光缆 $2\times 0.5\text{km}$ ）。本期通信将形成110kV储能电站至220kV赵林站的通信路由。

12.7 经济评价

根据工程投资估算，项目动态投资20079万元，单位千瓦时动态投资为1004元/kWh；工程固定资产静态投资为19821万元，单位千瓦时静态投资为991元/kWh（其中储能电站静态投资18701万元，折合935元/kWh；土地征用费1120万元，折合56元/kWh）；建设期利息为258万元。

当项目的年均收入达到3047.33万元/年，该项目财务评价上是可行的。项目投资财务内部收益率为5%（税后），项目投资回收期14.95年；资本金财务内部收益率为6.21%，投资回收期为14.26年。

12.8 结论与建议

东莞能源谢岗镇100MW/200MWh独立储能电站工程契合国家“双碳”目标与广东省新型储能产业发展导向，项目地理优势与政策优势，通过规模化储能建设可有效填补区域调峰缺口、提升电网稳定性，兼具显著的经济价值与社会意义。从技术可行性看，采用磷酸铁锂电池与模块化PCS拓扑，搭配完善的消防、热管理及安全防护体系，能满足电网安全运行要求；从经济合理性看，当项目的年均收入达到3047.33万元/年，项目投资回收期与内部收益率符合行业预期，通过参与调频、及获取潜在的容量电价补偿，可构建可持续盈利模式。

建议后续推进中，进一步加强与地方主管部门及电网企业的协同，精准对接政策红利与调度需求，保障项目合规高效落地；技术实施阶段注重关键设备质量管控与系统集成优化，强化电池全生命周期健康管理，提升运行可靠性；运营过程中积极探索“光储充”协同、虚拟电厂聚合等增值场景，拓展收益空间；同时持续完善应急保障机制，常态化开展安全演练，确保项目长期安全稳定运营，为区域新型电力系统建设提供有力支撑。