

检索号: L1161K

编号: L1161K-A-01

# 高邮风帆用户侧储能项目

## 可行性研究

### 综合

# 高邮风帆用户侧储能项目可研报告

中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司

工程设计 综合甲级 A132015910

工程勘察 综合甲级 B132015910

2023年05月09日 南京

# 高邮风帆用户侧储能项目

## 可行性研究

### 综合

## 高邮风帆用户侧储能项目可研报告

批 准：

审 核：

校 核：

编 制：

# 目 录

1 工程概况.....	4
1.1 编制依据.....	4
1.2 工程概况.....	6
1.3 主要设计原则.....	7
1.4 设计范围及配合分工.....	7
1.5 项目建设必要性.....	7
2 接入方案.....	10
2.1 一次接入方案.....	10
2.2 系统继电保护.....	10
2.2.1 主要编制原则.....	10
2.2.2 配置方案.....	11
2.3 远景接入电网方案.....	11
3 工程建设条件.....	12
3.1 站址概述.....	12
3.2 进站道路和交通运输.....	12
3.3 站址选择.....	13
3.3.1 选址基本原则.....	13
3.3.2 选址方案分析.....	14
3.3.3 选址方案结论.....	15
4 工程设想.....	16
4.1 储能系统.....	16
4.1.1 电池技术选择.....	16
4.1.2 装机容量选择.....	17
4.1.3 储能系统技术方案.....	20
4.1.4 电池管理系统.....	21
4.1.5 模块化储能控制器.....	22
4.1.6 智能子阵控制器.....	22
4.2 电气一次.....	24
4.2.1 电气主接线.....	24
4.2.2 主要设备选型.....	24
4.2.3 电气总平面布置.....	26
4.2.4 过电压保护及接地.....	27
4.2.5 储能系统站用电.....	27
4.2.6 照明及动力.....	27
4.2.7 火灾报警及气体灭火系统.....	27
4.2.8 电缆敷设及防火封堵.....	29
4.3 电气二次.....	30
4.3.1 二次设备配置原则及设备布置.....	30
4.3.2 互感器二次参数选择.....	30
4.3.3 储能监控系统.....	30

---

4.3.4 逆功率保护.....	32
4.3.5 元件保护.....	32
4.3.6 直流电源系统.....	33
4.3.7 计量.....	34
4.3.8 视频监控系统.....	34
4.4 站区规划和布置.....	35
4.4.1 站区总体规划和总布置.....	35
4.4.2 管沟布置.....	36
4.4.3 站内道路与场地处理.....	36
4.5 送出线路.....	37
4.5.1 概述.....	37
4.5.2 线路路径方案.....	37
4.5.3 电缆机电部分.....	38
4.5.4 电缆土建部分.....	43
4.5.5 电缆敷设及防火封堵.....	47
4.5.6 电缆通道辅助设施.....	47
4.6 建筑与结构.....	47
4.6.1 储能站建(构)筑.....	47
4.6.2 储能站结构.....	47
4.6.3 储能站地基基础设计方案.....	49
4.7 供排水与采暖通风系统.....	50
4.7.1 主要设计标准、规范.....	50
4.7.2 给排水系统.....	50
4.8 消防系统.....	51
4.8.1 概述.....	51
4.8.2 消防方案及消防设施.....	51
5 环境保护和水土保持.....	54
5.1 环境保护.....	54
5.2 水土保持.....	54
6 资源利用与节能分析.....	55
7 劳动安全与职业卫生.....	56
7.1 设计依据.....	56
7.2 法律法规.....	56
7.3 防火、防爆的设计原则.....	56
7.4 主要消防设施.....	57
7.5 电气设备的防火、防爆.....	57
7.6 防震、防雷.....	57
7.6.1 防震.....	57
7.6.2 防雷和接地.....	57
7.7 防电伤害.....	57
7.8 防噪声.....	58
7.9 安全培训和监督.....	58

---

8 人力资源配置 .....	59
9 施工组织设计 .....	60
10 投资估算及财务评价 .....	61
10.1 编制原则和依据 .....	61
10.2 投资估算 .....	63
10.3 运营成本 .....	64
10.4 财务分析 .....	65
10.4.1 边界条件 .....	65
10.4.2 经济评价结果 .....	66

---

# 1 工程概况

## 1.1 编制依据

本工程依据下列文件开展设计：

- (1) 《电化学储能电站设计规范》（GB 51048-2014）
- (2) 《建筑设计防火规范（2018年版）》（GB 50016-2014）
- (3) 《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547-2018）
- (4) 《电力系统电化学储能系统通用技术条件》（GB/T 36558-2018）
- (5) 《电力储能用锂离子电池》（GB/T 36276-2018）
- (6) 《电化学储能系统储能变流器技术规范》（GB/T 34120-2017）
- (7) 《电化学储能系统接入电网测试规范》（GB/T 36548-2018）
- (8) 《储能变流器检测技术规程》（GB/T 34133-2017）
- (9) 《电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范》（GB/T 34131-2017）
- (10) 《电化学储能电站的可行性研究报告内容深度规定》（T/CEC 5025-2020）
- (11) 《电池储能电站技术导则》（Q/GDW 1769-2012）
- (12) 《电池储能系统集成典型设计规范》（Q/GDW 1886-2013）
- (13) 《电网配置储能系统监控及通信技术规范》（Q/GDW 1887-2013）
- (14) 《电化学储能系统接入配电网运行控制规范》（NB/T

- 
- 33014-2014)
- (15) 《电化学储能系统接入配电网技术规定》（NB/T 33015-2014）
- (16) 《电化学储能电站接入电网设计规范》（DL/T 5810-2020）
- (17) 《分布式电化学储能系统接入配电网设计规范》（DL/T 5816-2020）
- (18) 国网江苏省电力有限公司关于印发《储能电站并网技术规范》等 14 项技术标准的通知（苏电企管〔2018〕860 号）
- (19) 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》（DL/T 5136-2012）
- (20) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）
- (21) 《变电站监控系统设计规程》（DL/T 5149-2020）
- (22) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T 5044-2014）
- (23) 《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T 5003-2017）
- (24) 《电力自动化通信网络和系统（系列）》（DL/T 860-2018）
- (25) 《线路保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 1161-2014）
- (26) 《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 1175-2013）
- (27) 《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2022 版）
- (28) 《电力监控系统安全防护规定》（国家发改委 2014 年

---

第 14 号)

- (29) 《电力二次系统安全防护总体方案》及附件（国能安全〔2015〕 36 号）
- (30) 《中华人民共和国消防法》
- (31) 《自动喷水灭火系统设计规范》（GB 50084-2017）
- (32) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB 50116-2013）
- (33) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）
- (34) 《建设工程施工现场消防安全技术规范》（GB 50720-2011）
- (35) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB 50229-2019）
- (36) 《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014（2018 版））
- (37) 《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB 50974-2014）
- (38) 《水喷雾灭火系统技术规范》（GB 50219-2014）
- (39) 《细水雾灭火系统技术规范》（GB 50898-2013）
- (40) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）
- (41) 《电力设备典型消防规程》（DL 5027-2015）
- (42) 《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（TCEC 373-2020）
- (43) 其他相关规程、规范

## 1.2 工程概况

扬州高邮风帆用户侧储能电站项目位于江苏省扬州市。该项目由风帆有限责任公司投资建设，拟利用风帆（扬州）有限责任公司（以下简称风帆（扬州）公司）内部东南侧空地建设一座电化学储能电站用于减少风帆（扬州）公司高峰时段用电量提升经济效益，空地北侧

---

为厂区内部道路，东侧为厂区污水泵房。

该储能电站的装机容量为 2MW/6MWh，采用磷酸铁锂电池+智能组串式储能技术。储能系统由 3 台储能电池舱、2 台直流配电柜、10 台组串式 PCS、1 台升压变组成，以 1 回 10kV 电缆线路接入用户配电系统 10kV 母线。

项目计划 2023 年建成投运。

### 1.3 主要设计原则

- (1) 遵循国标、行标、企标等给各类规范、标准。
- (2) 设备选型及系统设计满足苏发改能源发〔2021〕949 号文中要求。
- (3) 充分考虑电气、土建、水工、暖通、消防、通信等专业技术方案。
- (4) 能源的转换效率、安全性能应达到国际先进水平。
- (5) 本着节约资源，方便施工的要求，在投资允许的情况下采用紧凑布置设备以满足土地等环境因素和安全生产的要求。
- (6) 采用先进技术路线。

### 1.4 设计范围及配合分工

本工程设计范围包括：储能电池舱及 10kV 升压系统；站内各电压等级配电装置及其对应的电气控制、测量、信号、继电保护、安全自动装置；站内交直流电源系统；站内电缆通道、过电压保护、防雷接地、照明；调度通信；与上述内容对应的土建部分预制舱基础、电缆沟；站区上下水系统、采暖、通风、消防、火灾报警、绿化设施及进站道路。

### 1.5 项目建设必要性

---

为加快推动新型储能示范应用和规模化发展，提升电力系统调节能力，促进新能源消纳，努力构建适应大规模高比例新能源发展需求的新型电力系统，根据国家发展改革委关于推动新型储能发展相关政策要求，江苏省发展改革委印发《江苏省“十四五”新型储能发展实施方案》，方案指出了新型储能发展的重点任务之一是灵活发展用户侧新型储能，鼓励具备条件的用户配置新型储能，提高用能质量，降低用能成本，提升用能效率。鼓励企业用户充分利用分时电价政策、容量电费机制，主动削峰填谷，减少尖峰电费支出；鼓励用户侧新型储能设施聚合利用，发挥削峰填谷作用，参与辅助服务市场和需求侧响应，实现源荷双向互动。

本项目拟建设一座电化学储能电站接入用户配电系统，项目建成投运后可有益于风帆（扬州）公司利用分时电价政策，降低用能成本，提升用能效率，因此本项目的建设是必要的。

## 1.6 主要技术方案及经济技术指标

表 1-6.1 主要技术方案及技术指标表

序号	技术方案	参数
1	储能电站装机容量	2MW/6MWh
2	电池类型、设计使用寿命、储能电站能量效率	风冷磷酸铁锂电池、大于5000次循环寿命、效率大于85%。
3	电气主接线	1回10kV电缆接入用户配电系统
4	人员值守方式及人员指标	少人值守
5	水源引接方式	依托厂区现有消防水系统
6	地基处理方式	水泥搅拌桩
7	消防方式	储能电池舱七氟丙烷
8	总用地面积	791m <sup>2</sup>
9	总建筑面积	0
10	静态投资	1164万元
11	动态投资	1167万元
12	投资回收期	7.33年
13	投资收益率	6.47%

## 2 接入方案

### 2.1 一次接入方案

该储能电站的装机容量为 2MW/6MWh，采用磷酸铁锂电池+智能组串式储能技术。储能系统由 3 台储能电池舱、2 台直流配电柜、10 台 200kW 组串式 PCS、1 台升压变组成，以 1 回 10kV 电缆线路接入用户配电系统 10kV 母线。电气主接线见图 2.1-1。

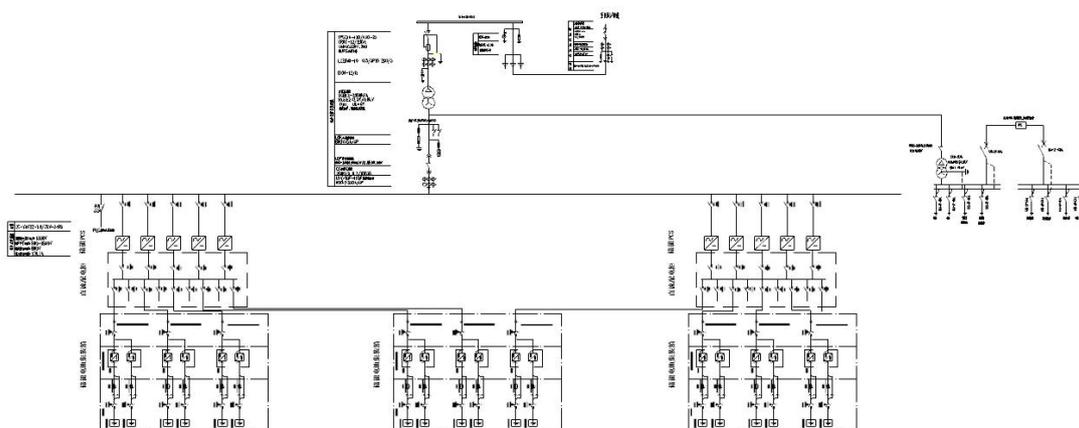


图 2.1-1 电气主接线图

项目计划 2023 年建成投运。

### 2.2 系统继电保护

#### 2.2.1 主要编制原则

严格遵循国家、部门及当地现行的有关规程规范设计的原则：安全可靠、环保节约、技术先进、标准统一；提高效率、合理造价；努力做到可靠性、统一性、通用性、经济性和先进性的协调统一。

1) 可靠性：确保变电站二次系统的安全可靠，确保工程投运后电网的安全稳定运行，安全可靠是二次设计的基本要求和首要条件。

2) 统一性：适当兼顾各地区的运行习惯和二次设备厂的技术特点，规范变电站二次系统的配置原则、技术要求、组屏方式等；统一二次设备屏柜的尺寸、结构、名称、标识和颜色。

---

3) 通用性：设计时考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期内通用互换使用；不同厂的同类产品，应考虑通用互换使用。

4) 经济性：按照全寿命费用综合考虑，在保证高可靠性的前提下，进行技术经济综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。

5) 先进性：提高原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新能力，坚持技术进步、推广应用新技术，设计和设备要能代表国内外先进水平或发展趋势。

### **2.2.2 配置方案**

风帆（扬州）公司#1 主配电室 10kV 配电系统以 1 回 10kV 专线接入张轩变电站，风帆侧 10kV 进线柜（编号 1AH2）配置 1 台许继电气 WZH-921 型微机综合保护测控装置，本期维持现状不变。

10kV 配电系统前期并未配置母线保护、故障录波等继电保护及安全自动装置，本期维持现状不变。

## **2.3 远景接入电网方案**

随着储能价格机制方面的政策逐渐完善、储能电池成本的进一步降低，结合当时的国家及地区政策，本项目远景可通过增大储能电站装机容量，并将用户现有的 1 回 10kV T 接线路改为专用线路接入公共电网，采用不同的收益模式组合，在峰谷价差套利的基础上，通过参与电力辅助服务、电力现货市场等多场景最大化获取收益。

### 3 工程建设条件

#### 3.1 站址概述

项目位于江苏省扬州市高邮市风帆（扬州）有限责任公司的空地上，甃社路以东，汤南路以南，占地面积约 791 平方米，场地目前为杂草，地面高程 2.70~3.14m（1985 国家高程基准，下同），场地地势平缓。站址四周交通便利，有京沪高速及 G233 国道等。



图 3.1-1 站址地理位置图

储能电站站址形状均规整，便于站区的布置，站址附近无机场、军事设施、风景名胜及文物古迹，不压矿。站址周围交通较为便利，周边环境条件较好，符合建设需求。

#### 3.2 进站道路和交通运输

本站所有预制舱采用陆路运输，运输路径：经京沪高速→G233→波司登大道→即可到达站址。

途径道路、桥梁均能满足大件运输的要求。



---

走廊进行统一规划。

(6) 站址选择应尽可能靠近已有或规划的公路，要特别考虑大件设备的运输条件。

(7) 站址选择应尽量避免大气严重污秽地段。不能避开时，则应在污染源的主导风向上风侧。

(8) 站址标高应高出频率为 2% 的高水位之上，否则应有可靠的防洪措施。站址场地应不受山洪或内涝威胁，并有适宜的排水条件。

(9) 站址应避开重点保护的自然景区、文化遗址以及有重要开采价值的矿藏。

(10) 站址选择应考虑与邻近设施，如飞机场、通信站、易燃易爆等设施的相互影响。

(11) 站址选择应尽可能靠近城镇，为职工生活提供方便。

(12) 站址选择应尽可能减少拆迁，以利环境友好。

(13) 站址选择应尽可能靠近可接入的对侧变电站。

### 3.3.2 选址方案分析



图 3.4-1 站址现状图

此地块储能电站站址形状均规整，便于站区的布置。站址周围交通较为便利，周边环境条件较好，符合建设需求。

储能升压站站址主要经济技术指标见下表：

表 3.4-1 储能升压站布置主要技术经济指标表

序号	项目	技术方案和经济指标
1	总占地面积（公顷）	0.0791
2	站区围墙内占地（公顷）	0.0791
3	站内道路（m <sup>2</sup> ）	0
4	总土石方工程量及土石比挖方/填方（m <sup>3</sup> ）	500/700
5	主要构筑物基槽余土(m <sup>3</sup> )	800
6	弃土工程量(m <sup>3</sup> )	500
7	电缆沟长度（m）	25
8	储能设备钢筋混凝土基础(m <sup>3</sup> )	123
9	围墙长度(m)	114

### 3.3.3 选址方案结论

本项目考虑安全可靠、技术先进、节约用地、节能降耗、送出线路方便、经济性高等各方面因素。

---

## 4 工程设想

### 4.1 储能系统

#### 4.1.1 电池技术选择

##### 4.1.1.1 电池技术选型原则

- (1) 容易实现多方式组合；
- (2) 高安全性、可靠性：在极限情况下，即使发生故障也在受控范围，不应该发生爆炸、燃烧等危及电站安全运行的故障；
- (3) 具有良好的快速响应和充放电能力；
- (4) 较高的充放电转换效率；
- (5) 易于安装和维护；
- (6) 具有较好的环境适应性，较宽的工作温度范围；
- (7) 符合环境保护的要求，在电池生产、使用、回收过程中不产生对环境的破坏和污染。
- (8) 采用先进储能技术，提高效率、安全性能及智能化水平。

##### 4.1.1.2 电池技术对比

###### (1) 电池类型对比

铅炭作为传统铅蓄电池演进而来，成本较低，在全国用户侧储能已有丰富的应用经验，但其能量密度和充放电倍率低。全钒液流电池能量密度低，成本高，占地面积大。而磷酸铁锂作为政府重点推广的电池类型，是储能电池的主流技术路线，具备安全可靠、放电深度和充放电倍率高等优势。几种电池路线的优劣势对比见表 4.1-1。

通过对储能电池技术路线的初步比选，推荐采用磷酸铁锂电池作为本项目的电池类型。

表 4.1-1 电池路线对比

参数	铅炭电池	磷酸铁锂电池	全钒液流电池
能量密度	中	优	差
成本（元/kWh）	1000	1700	4000
充放电倍率	<0.3C	<1C	0.25C
循环次数	2000	8000	>10000
效率	0.8	0.95	0.7
充放电深度	0.5	0.8-0.9	0.9
优势	价格低	能量密度高、功率特性好、占地少	循环寿命长
劣势	能量密度低、不能深度充放电	成本较高、大规模应用的安全性有待实证检验	成本高、占地面积大

## （2）磷酸铁锂电池冷却系统技术对比

基于温度控制对电池寿命的影响，电池在使用过程中的温度一致性问题直接影响储能系统的寿命。目前磷酸铁锂储能系统有风冷和液冷两种方式。风冷系统因其系统设计相对简单，制造成本低便于安装等特点被广泛应用。液冷储能热管理系统，提高了电池舱的体积能量密度、解决了高倍率充放电工况带来的高热流密度问题。与风冷系统相比，液冷系统具有能耗低、系统密封便于实现高防护等级、电池温度均匀性好有利于延长电池系统寿命等优点。但液冷系统成本较高，运行过程中存在漏液风险。基于风冷多年的应用和设备成熟度，风冷在可靠性和维护性方面更具有优势。

结合本项目为小规模用户侧储能，需充分考虑储能的经济性，本项目选用风冷作为磷酸铁锂储能系统的冷却方式。

### 4.1.2 装机容量选择

#### 4.1.2.1 方案一

参考“《省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项

的通知》（苏发改价格发（2021）1327号）为适应电力系统用电峰谷特性变化和新能源快速发展，自2022年1月15日起，将工业用电（含大工业用电和100千伏安及以上普通工业用电）峰谷时段调整为：峰期8:00-11:00、17:00-22:00,平期11:00-17:00、22:00-24:00,谷期0:00-8:00，峰谷平各时段仍维持8个小时不变。”进行储能配置。

根据供电公司用户信息中心提供的负荷数据，取春季典型日3月30日数据：企业最高负荷为3270kW，发生于1:25左右，平均负荷为2354.06kW，见图4.1-1。

夏季典型日6月24日数据：企业最高负荷为2797kW,发生于18:15左右，平均负荷1853.32kW，见图4.1-2。

秋季典型日9月16日数据：企业最高负荷为3419kW，发生于17:00左右，平均负荷为2799.87kW，见图4.1-3。

冬季典型日11月26日数据：企业最高负荷2920kW，发生于18:50左右，平均负荷为2516.21kW，见图4.1-4。



图 4.1-1 春季典型日负荷曲线



图 4.1-2 夏季典型日负荷曲线



图 4.1-3 秋季典型日负荷曲线



图 4.1-4 冬季典型日负荷曲线

结合一年四季的典型日负荷曲线，风帆（扬州）公司用电负荷应为2.5MW左右。在白天因厂区现建有光伏系统，所以负荷曲线呈谷线，在11:00-17:00充电时段负荷显著低于平均负荷。在0:00至8:00

---

充电时段厂区负荷均处于 2500kW-3000kW 区间，日最高负荷约为 2800kW-3500kW，平均负荷与日最高负荷存在 500kW-1000kW 的容量空间。在江苏省工商业电价框架下，用户侧储能为获得更高的收益率，需在不增加容量电费的前提下做到两充两放，即充电时段厂区负荷加上充电功率总负荷不能超过日最高负荷。储能系统充电功率应按不大于 1000kW 配置。

根据峰谷电价时段，储能系统拟与 0:00-8:00 进行充电。以日最高负荷作为充电限值，厂区此时段可利用电量约为 6MWh。依据江苏省目前电价构成，早高峰时段时长为 3 小时，故考虑配置 3 小时储能系统，储能最大放电功率 2MW，低于厂区电力系统日常负荷需求。所以共计配置 2MW/6MWh 储能系统。

本项目拟建设 2MW/6MWh 磷酸铁锂电池储能系统，以每天 2 充 2 放的方式运行，该运行模式可有效减少企业峰时购电成本，为企业带来一定的经济效益。每天的充放电时段如下：

低谷电价（0:00-8:00）充电，高峰电价（8:00-11:00）放电；

平段电价（11:00-17:00）充电，高峰电价（17:00-22:00）放电。

依据《省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》自 2022 年 1 月 1 日起，对 315 千伏安及以上的大工业用电实施夏、冬两季尖峰电价。每年 7 至 8 月，日最高气温达到或超过 35℃ 时，10:00-11:00 和 14:00-15:00，执行夏季尖峰电价，同时将 17:00-18:00 从峰期调整为平期；12 月至次年 1 月，日最低气温达到或低于-3℃ 时，9:00-11:00 和 18:00-20:00，执行冬季尖峰电价。夏、冬两季尖峰电价，统一以峰段电价为基础，上浮 20%。

夏季日最高气温、冬季日最低气温，均以中央电视台一套每晚 19 点新闻联播节目后天气预报发布的南京次日最高温度、最低温度为准，

---

次日予以实施。结合历史数据夏季尖峰约为 35 天，冬季尖峰时间约为 15 天，在此期间储能系统将调整至配合尖峰电价运行状态。

#### **4.1.2.2 方案二**

厂区日平均负荷约为 2000kW-3000kW，以满足厂区高峰时段用电为原则，按 3000kW 放电功率配置储能。根据江苏省峰谷电价政策，按照满足 17:00-22:00 高峰放电需求，配置 5h 储能系统。即配置 3MW/15MWh 储能系统。

#### **4.1.2.3 方案三**

厂区日平均负荷约为 2000kW-3000kW，其中重要负荷约为 1500kW，以保障厂区重要负荷供电为原则，按 1500kW 放电功率配置储能。结合故障检修保障供电时间配置 3 小时储能系统。即配置 1.5MW/4.5MWh 储能系统。

#### **4.1.2.4 方案比选**

相较于方案一，方案二投资额较大，且如在充电时段以厂区日最高负荷为限值进行充电，电池将大概率出现充电不完全的工况，电池容量利用率低于 50%，经济性较低。

比较方案一与方案三，方案一中配置的储能容量可满足方案三的功能需求，同时其对用户的充放电区间进行了完整利用，最大化的为用户创造收益提高了方案经济性。

推荐采用方案一：2MW/6MWh 储能系统方案。

### **4.1.3 储能系统技术方案**

本项目基于磷酸铁锂电池和智能组串式储能技术进行储能系统设计。储能电站装机容量 2MW/6MWh。其中包含 3 台标准化集装箱式储能电池舱，2 台直流配电柜、10 台组串式 PCS 以及 1 台 10kV 升压变压器。

储能电池单元采用模块化设计，储能时长不低于 3 个小时，交流侧效率不低于 85%，放电深度不低于 90%，储能电站可用率不低于 90%。

每台预制舱内具有独立的温度控制系统、隔热系统、阻燃系统、火灾报警系统、应急系统、消防系统等自动控制和安全保障系统，确保储能系统在安全可靠的前提下，以最优的转换效率及性能运行。

#### 4.1.4 电池管理系统

##### 4.1.4.1 系统功能

电池管理系统（BMS）采用三级架构，包括模组级 BMU、电池簇级 BCU 和系统级 CMU，实现对电池系统的检测、保护和智能化管理，同时与储能监控系统保持通信。

表 4.1.3-1 BMS 系统功能描述

等级	功能描述
CMU	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ BCU 系统、BMU 单元管理，子阵数数采进行通讯</li> <li>➤ SOC、SOH 管理</li> <li>➤ 簇间均衡管理</li> <li>➤ 告警管理、报表分析，实现精细化管理</li> </ul>
BCU	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ BMU 单元管理</li> <li>➤ 簇电流、电压检测</li> <li>➤ 充放电检测</li> <li>➤ SOC、SOH 估算</li> <li>➤ 故障诊断及保护</li> <li>➤ 绝缘电阻检测</li> <li>➤ 簇内模组间均流控制、新旧电池组混</li> </ul>
BMU	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 电压、温度检测</li> <li>➤ SOC、SOH 估算</li> </ul>

#### 4.1.4.2 安全性设计

- (1) 过压、过流、过欠温保护、荷电状态、通讯失联保护
- (2) 基于大量实测数据设计，前置分析出电池风险和故障电池
- (3) 高模拟量测量精度、提高控制性能
- (4) 分布式拓扑结构，易于扩展
- (5) 完善的在线故障诊断及定位
- (6) 高精度 SOC 算法
- (7) 多级告警保护

#### 4.1.5 模块化储能控制器

模块化储能控制器（smart PCS）主要功能是将电池系统产生的直流电转换成交流电并馈入电网；将电网的交流电转换成直流电，储存进电池系统。

本工程所选择的 smart PCS 满足以下要求：

- (1) 高效率充、放电：直流母线架构，实现系统高效率充、放电。
- (2) 双向、四象限工作：实现有功、无功功率双向、四象限工作。
- (3) 模块化设计：根据客户需求，功率自由组合，方便部署。
- (4) 智能风冷：根据环境温度和负载，调节风扇风速，保证风扇寿命，避免频繁维护。
- (5) 110%长期过载，120%短时过载。
- (6) 直流母线短路保护功能：直流母线短路能够及时、安全切断。
- (7) 内置直流和交流防雷模块：全方位防雷保护。

#### 4.1.6 智能子阵控制器

智能子阵控制器（SACU）是子阵单元的核心通讯部件，采集储能电池舱、组串式 PCS、升压变的数据，并通过光纤环网的方式实现与储能监控系统的通信。

---

智能子阵控制器支持支架、抱杆、挂墙等安装方式，下进线下出线，支持前门维护，方便安装接线及后期维护。

## 4.2 电气一次

### 4.2.1 电气主接线

储能电站装机容量 2MW/6MWh。其中包含 3 台储能电池舱，2 台直流配电柜、10 台组串式 PCS 以及 1 台 10kV 升压变压器，升压变高压侧以 1 回 10kV 电缆线路接入用户配电系统 10kV 母线。

### 4.2.2 主要设备选型

#### (1) 短路电流水平

10kV 设备选型的短路电流参考厂区现有 10kV 配电装置配置，短路电流按 25kA 考虑。

#### (2) 电气设备外绝缘

设备瓷外绝缘的额定爬电比距均采用 3.1cm/kV(按最高线电压计)。

#### (3) 设备选型

##### 1) 储能升压变选型

本工程选用具有运行灵活、操作方便、免维护等优点的箱式变电站。配合组串式 SmartPCS 采用 1 台 SCB12-2000kVA 欧式箱变。升压欧式箱式变电站内容包括：干式升压变压器室、高压设备室、低压开关柜室、自用变压器、UPS、智能监控单元。

序号	设备名称	型号	数量	备注
1	干式双绕组升压变压器	SCB12- 2000/10 10.5±2*2.5%/0.8kV Dy11, Uk%=6%	1 台	
2	高压电缆辅柜	XGN15-12	1 台	
3	高压开关柜	XGN15-12	1 台	含隔离开关、固定式真空断路器及附件
4	线路侧避雷器	HY5WZ- 17/45	1 套/ 三相	
5	线路侧带电显示器	DXN-12Q	1 套/ 三相	
	高压柜内引出出线铜排应能并接 2 根 3 芯 240mm <sup>2</sup> 截面的高压电缆			
6	低压开关柜		1 台	
6.1	智能断路器	2000A/3P 固定式框架断路器	1 台	

序号	设备名称	型号	数量	备注
		In=2000A 50kA		
6.2	塑壳断路器	250A/3P 50kA	13 台	
6.3	电流互感器	BH-0.66 2000/5A 0.5 级 15VA	6 只	
6.4	自用变压器	SG-10kVA 0.8±2*2.5%/0.38-0.22kV Uk=4%, Dyn11	1 台	容量需满足自身照明、 风机、UPS 等电源需求
6.5	熔断器	NT00-100A	1 套	浪涌保护器后备保护
6.6	UPS	3kVA 120 分钟	1 套	失电情况下，低压开关 应能在远方和现地进行 电动分合闸5次以上
6.7	智能监控单元		1 套	

## 2) 10kV 配电装置

本工程需在风帆扬州厂区内配电房内增设 10kV 开关柜 1 面，户内 10kV 配电装置选用金属铠装中置移开式开关设备，采用原设备厂家同款产品。

真空断路器、操动机构、电流互感器、电压互感器、接地开关等，真空断路器采用小车式，配置转移小车以及备用开关。

额定电压 10kV

额定电流 630A

额定频率 50Hz

额定短路断开电流 25kA

## 2) 储能变流器

直流侧电压工作范围：≤1500V

交流侧额定电压：800V

过载能力：110%额定电流下，长期运行，120%额定电流下，≥1min

直流分量：≤额定交流电流的 0.5%

防护等级：IP2X

效率（整流/逆变）：≥98%

PCS 风机等自用电负荷由 PCS 自身供电。

### 3) 电池预制舱

储能时长不低于 3 个小时，运行期内容量衰减率不超过 20%，交流侧效率不低于 85%，放电深度不低于 90%，电站可用率不低于 90%。

冷却方式采用风冷方式。

防护等级：不低于 IP54。

### (4) 电缆选型

10kV 电力电缆型号为 ZR-YJV22-8.7/15kV；

低压电缆采用阻燃铜芯电缆，型号为 ZR-YJV22-0.6/1kV；

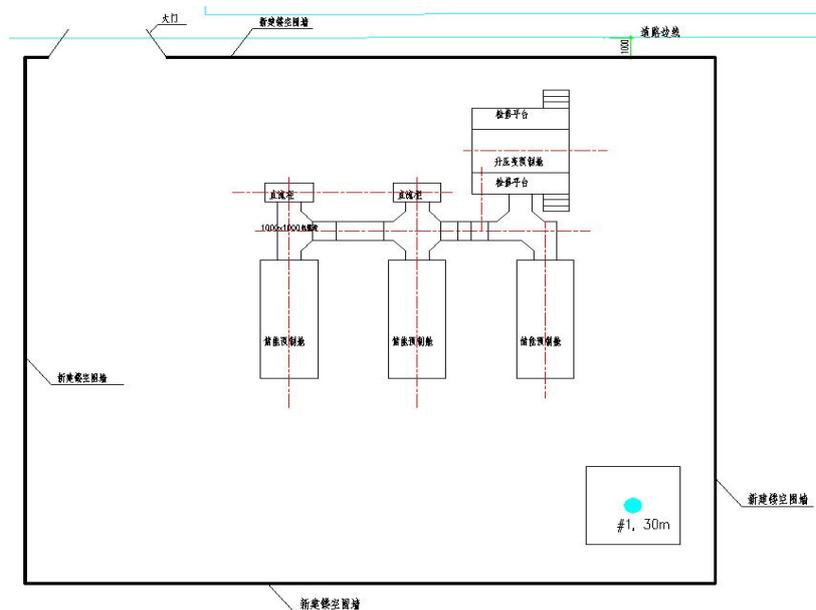
UPS 系统、直流系统及消防系统采用耐火电缆，型号 NH-YJV22-0.6/1kV；

计算机系统的控制电缆采用屏蔽电缆，型号为 ZR-KVVP2/22-0.45/0.75kV。

### 4.2.3 电气总平面布置

储能系统建设位于风帆（扬州）公司厂区内东南角。储能电池预制舱、Smart PCS 直流柜、10kV 升压变压器采用户外布置方式，10kV 进线开关柜位于厂区北侧配变室内。

各设备均采用电缆进出线。



---

图 4.2-2 电气总平面布置图

#### 4.2.4 过电压保护及接地

##### (1) 雷电侵入波保护

升压变、直流配电柜、10kV 高压柜均装设避雷器进行雷电侵入波保护和操作过电压保护。

储能站设独立避雷针保护。储能厂区共计设置 30 米 1 根避雷针，实现全站电气设备的直击雷防护。

户外预制舱与接地网不少于两点连接。

##### (2) 接地

所有电气设备不带电的金属外壳均可靠接地。本工程接地装置及设备接地的设计按《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065-2011 和《十八项电网重大反事故措施》的有关规定进行设计。储能电站接地装置设计为以水平接地体为主，辅以垂直接地体的人工复合接地网，水平接地体采用镀锌扁钢，垂直接地体采用镀锌角管，接地电阻不大于  $4\Omega$ ，并采用阴极保护。接地网应与厂区原有接地网相连。

#### 4.2.5 储能系统站用电

储能电池舱采用辅助用电自供电技术取自箱变低压侧，另一路电源引自风帆高邮厂区不同母线间隔配电房 400V 母线。

#### 4.2.6 照明及动力

照明利用厂区内原有高杆路灯照明。

#### 4.2.7 火灾报警及气体灭火系统

本工程在储能电池预制舱设置一套火灾自动报警及气体灭火系统，其中火灾自动报警系统包括火灾报警控制器、探测器、控制模块、信号模块、手动报警按钮等，气体灭火系统包括气体灭火剂气瓶、管路、喷头、信号反馈部件等。

一旦检测到火灾，可及时断开储能电池舱与外部设备之间的电气

连接，同时启动气体灭火系统并将告警信息上传至储能 EMS。具体火灾自动报警及气体灭火逻辑如图 4.2-3 所示。

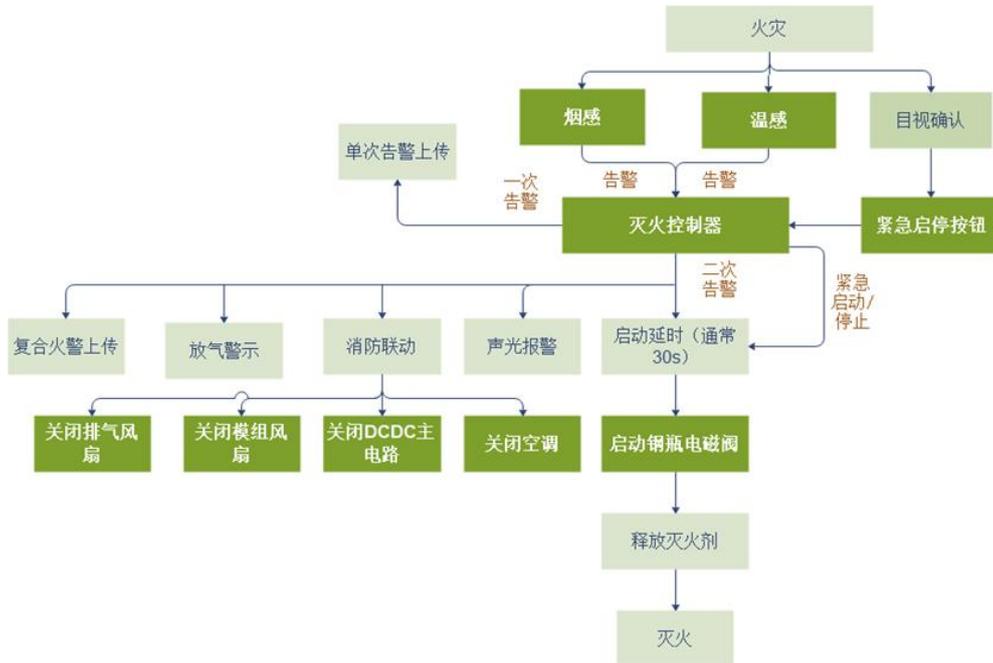


图 4.2-3 火灾自动报警及气体灭火逻辑

当任何一个可燃气体探测器报警时，启动排气控制器，控制排气风扇将集装箱内气体排出，直至可燃气体探测器检测浓度低于启动值时停止工作。

当单个烟感或温感探测器探测到火灾信号时，灭火控制器接收后发出火灾一次告警，并启动警铃提醒人员疏散；当两个及以上探测器探测到火灾信号时，灭火控制器接收后发出二次告警信号，并启动声光报警器，启动喷气延时计时，通常计时不超过 30s，时间可设置。启动延时计时的同时，关闭 DCDC 主电路，跳开接触器，并关闭空调和电池模块风扇。延时计时结束后启动钢瓶电磁阀，喷出灭火剂，同时点亮放气指示灯，并将故障信号上送至储能 EMS。

除了自动控制方式，火灾自动报警及灭火系统也支持手动控制方式。当值班或者巡视人员发现火情，可按下紧急启动按钮即可启动喷放七氟丙烷灭火剂进行灭火。

---

#### 4.2.8 电缆敷设及防火封堵

户内外电缆敷设均采用电缆沟和穿管敷设方式。

电缆数量较少时室外电缆沟跨越马路穿钢管，数量较多时采用电缆沟。

电缆构筑物中，电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施阻火封堵。电缆沟道分支处，配电室、控制室入口处均应实施阻火封堵。

---

## 4.3 电气二次

### 4.3.1 二次设备配置原则及设备布置

本工程新增 1 面 10kV 开关柜，布置于#1 主配电室备用屏位，用于接入 10kV 储能集电线路。储能集电线路配置 1 套微机综合保护测控装置，布置于开关柜，建议型号与前期厂家保持一致。

本工程新增 1 面储能 EMS 系统控制柜，拟布置于#1 主配电室。

### 4.3.2 互感器二次参数选择

10kV 储能集电线路开关柜采用常规电流互感器，按三相配置。

保护用电流互感器二次绕组的数量和准确级应满足继电保护、自动装置、电能计量和测量仪表的要求，电流互感器二次绕组准确级为 0.2S/0.5/10P20。

电流互感器二次额定电流采用 5A，二次负荷选择 20VA，其中计量绕组采用 15VA。

### 4.3.3 储能监控系统

#### 4.3.3.1 系统功能

储能监控系统应实时采集电池管理系统、储能变流器、变配电系统和辅助系统等设备状态及运行信息，包括

(1) 储能电池系统的电压、电流、温度、流量、液位、气体浓度等模拟量信号，以及开关位置、越限、故障报警、充放电状态等数字量信号。

(2) 储能变流器的交直流电压、电流、功率、充放电量等模拟量信号，以及越限、故障报警、开关机状态、设备运行模式等数字量信号。

(3) 变配电系统的交流电压、电流、功率等模拟量信号，以及保护动作、设备故障、断路器分合状态等数字量信号。

(4) 应采集视频及环境监控、消防设施、供暖通风与空调等辅助系统的信息。

#### 4.3.3.2 设备配置

本工程储能 EMS 采用国电南瑞科技股份有限公司产品，由 1 面储能 EMS 系统控制柜组成，包括储能协控装置、合并单元、EMS 主机、EMS 采集装置、交换机等。

该屏柜拟布置于#1 主配电室，由前期直流电源系统提供电源。另外本期新增 1 台储能 EMS 工作站（PC），布置于运维班组办公室。

#### 4.3.3.3 运行策略

根据《省发展改革委关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（苏发改价格发〔2021〕1327 号），工业用户的分时电价时段划分：

高峰时段 8:00-11:00、17:00-22:00

平时段 11:00-17:00、22:00-24:00

低谷时段 0:00-08:00

本工程以每天“两充两放”的方式运行，基本运行策略详见表 4.3-1。储能系统均选在高峰时段放电，充电时段需通过储能 EMS 设置约束条件，确保用户用电负荷加储能充电功率不大于每个月的最大需量数据。用户提供的每个月的最大需量数据详见表 4.3-2。

表 4.3-1 储能基本运行策略

时间段	运行状态	约束条件
0:00-08:00	充电，电池单体电压超过 3.6V 后待机	不大于每个月的最大需量数据
8:00-11:00	放电，电池单体电压超过 2.7V 后待机	不得向电网反送电
11:00-17:00	充电，电池单体电压超过 3.6V 后待机	不大于每个月的最大需量数据

17:00-22:00	放电，电池单体电压超过 2.7V 后待机	不得向电网反送电
-------------	----------------------	----------

表 4.3-2 每月最大需量数据

月份	实际需量 (kVA)	月份	实际需量 (kVA)
2021 年 12 月	3907	2022 年 6 月	3515
2022 年 1 月	3841	2022 年 7 月	3442
2022 年 2 月	3304	2022 年 8 月	3808
2022 年 3 月	3683	2022 年 9 月	3961
2022 年 4 月	3501	2022 年 10 月	3976
2022 年 5 月	3646	2022 年 11 月	3811

#### 4.3.4 逆功率保护

本工程设计为不可向电网倒送电方式，用户公共连接点应具备逆向功率保护功能，通常是通过配置逆功率保护装置实现，当检测到逆向电流超过用户协议容量的 5% 时，储能系统应在 2s 内降低输出功率直至停止向公用电网送电，同时断开与公共电网的连接。

本工程的逆功率保护功能由储能 EMS 实现，由储能 EMS 从用户 10kV 进线柜的电表获取有功功率数据。当用户 10kV 进线有功功率值超出“0+安全边际”的范围时，储能 EMS 及时降低出力，以确保不向电网反向送电。

#### 4.3.5 元件保护

10kV 储能集电线路配置 1 套微机综合保护测控装置，布置于开关柜，建议型号与前期厂家保持一致。

前期 10kV 开关柜内配置的微机综合保护测控装置为许继电气 WZH-921 型产品。

### 4.3.6 直流电源系统

#1 主配电室前期配置 1 套直流电源系统，系统容量为 40Ah，设备厂家为扬州华辐自动化设备有限公司，通过开关柜柜顶控制小母线、合闸小母线给 10kV 系统提供直流电源。

经复核，前期直流系统容量可满足本期新增二次设备的要求，本期维持现状。

表 4.3-3 直流负荷统计及蓄电池相关参数选择结果表

序号	负荷名称	装置容量 (W)	负荷系数	计算容量 (W)	负荷电流 (A)	事故放电时间及放电电流			
						初期	持续		随机
						1min	1~60min	60~120min	5s
						$I_1(A)$	$I_2(A)$	$I_3(A)$	$I_r(A)$
1	10kV 综保	350	0.6	210	0.96	0.96	0.96		
2	储能 EMS	2000	0.6	1200	5.46	5.46	5.46		
3	10kV 断路器跳闸		0.6		4.2	4.2			
4	恢复供电断路器合闸		1		2				2
<b>合计</b>						<b>10.62</b>	<b>6.42</b>		<b>2</b>

根据直流负荷统计表，第一阶段计算电流  $I_1=10.9A$ ，第二阶段计算电流  $I_2=6.7A$ ，随机负荷计算电流  $I_r=2A$ 。

第一阶段计算容量：

$$C_{c1} = 1.40 \times \frac{10.62}{1.24} = 11.99Ah$$

第二阶段计算容量：

$$C_{c2} \geq K_k \left( \frac{I_1}{K_{c1}} + \frac{I_2 - I_1}{K_{c2}} \right) = 1.40 \times \left[ \frac{10.62}{0.54} + \frac{(6.42 - 10.62)}{0.558} \right] = 17Ah$$

随机负荷计算容量：

$$C_R = \frac{I_R}{K_{cr}} = \frac{2}{1.34} = 1.50(Ah)$$

蓄电池组计算容量：

---

$$C_{js} = 17 + 1.50 = 18.5(Ah)$$

#### 4.3.7 计量

10kV 储能集电线路配置 1 只有功 0.5S，无功 2.0 三相四线制电能表，布置于储能集电线路开关柜。

#### 4.3.8 视频监控系统

储能电池舱室外区域增加 2 只红外网络高清高速智能球机，接入风帆（扬州）公司厂区的视频监控系统。球机建议采用现有视频监控系统厂家的设备，并由现有视频监控厂家完成图像信号接入。



图 4.4-1 储能升压站土建总平面布置图

本工程围墙内占地面积 0.0791 公顷（合 1.187 亩），含远景设备，总布置主要技术指标见下表。

表 4.4-1 主要技术指标表

序号	名称		单位	数量	备注
1	站址总用地面积		hm <sup>2</sup>	0.0791	
1.1	站区围墙内用地面积		hm <sup>2</sup>	0.0791	
1.3	进站道路征地面积		hm <sup>2</sup>	0	
2	进站道路长度（新建）		m	0	
3	站内电缆沟长度	1000（宽）x 1200（深）	m	25	
6	围墙长度		m	114	2.3m 高镂空围墙
7	站址总土（石）方量 （包括进站道路）	挖方（-）	m <sup>3</sup>	500	
		填方（+）		700	
8	站内道路面积		m <sup>2</sup>	0	
9	总建筑面积		m <sup>2</sup>	0	全站均为预制舱式

#### 4.4.2 管沟布置

站内管沟布置应统筹规划，避免过集中和过多交叉，使之走径顺直短捷，节省投资和占地。电缆沟采用 1000mm×1200mm 电缆沟，电缆沟采用钢筋混凝土电缆沟，由于场地狭小，厂区大部分为硬化场地，过道路采用埋管方式和顶管方式。

#### 4.4.3 站内道路与场地处理

##### （1）站内道路

运输道路宽度采用厂区道路，兼做消防道路，储能设备基础紧靠厂区道路。站区内场地除构筑物外，空余场地铺设碎石。

##### （2）围墙、大门

---

本期储能电站采用镂空围墙。储能电站西北侧设置大门。

## 4.5 送出线路

### 4.5.1 概述

本工程位于江苏省扬州市高邮市风帆(扬州)有限责任公司厂区内，厂区内建设1回10kV交流线路，全线采用电缆。

自储能电站出1回10kV电缆线路接入厂房一北侧配电房内10kV母线，电缆型号采用ZC-YJV22-8.7/15-3×120mm<sup>2</sup>，线路长度约0.41km。

厂区内新建电缆通道约0.37km，主要采用拉管方式，过路段采用排管与电缆井相结合方式，配电内部利用现状电缆沟。

### 4.5.2 线路路径方案

#### 4.5.2.1 路径选择原则

(1) 避让军事设施、城镇规划区、大型工矿企业及重要通信设施，减小对地方经济发展的影响。

(2) 综合协调本线路与沿线已建、在建、规划的输电线路、公路、铁路及其它设施间的矛盾，满足交叉角及平行间距。

(3) 尽量避让较大的村庄、工厂、砖瓦厂及加油站等，尽量避让密集房屋，减少跨越民房数量。

(4) 注重环境保护，尽量避让林木密集区、风景区及文物、古迹保护区域。

(5) 在技术可行、造价合理的前提下，线路路径宜“沿河、沿路、沿线”及省、市、县分界地区选择，以节约土地资源，减少对环境的影响。

(6) 在变电站进、出线及路径狭窄地区，统一规划好各电压等级线路的走廊及预留好相互交跨位置。

#### 4.5.2.2 路径选择影响因素

全线处于厂区内，线路起点东侧有地磅、污水通道需要避开，其余段主要受厂区内地下管线影响。

#### 4.5.2.3 路径方案说明

本工程自储能站 10kV 交流出线柜出 1 回 10kV 交流电缆向东至污水处理设备房北侧转向北，沿厂房一和厂房二东侧道路向北至尽头转向西，沿厂房一北侧道路向西至配电房。

本工程全线采用电缆，本期按 1 回建设。

### 4.5.3 电缆机电部分

#### 4.5.3.1 电缆运行条件

表 4.5.3.1-1 电缆运行条件表

系统额定电压	10kV
系统电网频率	50Hz
电缆金属护套接地方式	直接接地
电缆敷设方式	电缆管道、工作井
最高气温	40℃
最低温度	-10℃
土壤热阻系数	1.2℃.m/W
设计寿命	30 年
导体线芯工作温度	额定负荷时为 90℃，短路时为 250℃

#### 4.5.3.2 电缆选型

##### 4.5.3.2.1 电缆线芯

10kV 交流电缆线芯数量全部采用三芯，推荐采用铜芯电缆。

高压电缆的导体常见有铜和铝两种材料，二种材料各有特点。铝的优势主要表现在价格和成本上，而铜芯材料优势主要表现在电气和机械性能上，铜芯电缆比铝芯电缆主要的物理性能优势如下：

(1) 载流量大：由于电阻率低，同截面的铜芯电缆要比铝芯电缆允许的载流量（能够通过的最大电流）高 30%左右。

(2) 电压损失低：由于铜芯电缆的电阻率低，在同截面流过相

---

同电流的情况下。铜芯电缆的电压降小。因此，同样的输电距离，能保证较高的电压质量；或者说，在允许的电压降条件下，铜芯电缆输电能达到较远的距离，即供电覆盖面积大，有利于网络的规划，减少供电点的设置数量。

(3) 发热温度低：在同样的电流下，同截面的铜芯电缆的发热量比铝芯电缆小得多，使得运行更安全。

(4) 能耗低：由于铜的电阻率低，相比铝芯电缆而言，铜芯电缆的电能损耗低，这是显而易见的。这有利于提高发电利用率和保护环境。

(5) 抗氧化，耐腐蚀：铜芯电缆的连接头性能稳定，不会由于氧化而发生事故。铝芯电缆的接头不稳定时常会由于氧化使接触电阻增大，发热而发生事故。因此，事故率比铜芯电缆大得多。

(6) 施工方便：由于铜芯柔性好，允许的弯度半径小，所以拐弯方便，顶管容易；由于铜芯抗疲劳、反复折弯不易断裂，所以接线方便；又由于铜芯的机械强度高，能承受较大的机械拉力，给施工敷设带来很大便利，也为机械化施工创造了条件。

因此铜芯电缆在电缆使用中，特别是地下电缆供电领域，具有较大的优势。地下使用铜芯电缆供电具有事故率低、耐腐蚀、可靠性高、施工维护方便等特点。

#### 4.5.3.2.2 绝缘材料

目前，国内使用的高压电力电缆主要有 2 种：采用油纸绝缘的自容式充油电缆（简称充油电缆）和采用交联聚乙烯（XLPE）绝缘的塑料绝缘电缆（简称交联电缆）。

交联电缆是“固态”绝缘的代表产品。聚乙烯树脂本身是一种常温下电性能极优的绝缘材料。用辐照或化学方法对它进行交联处理，

---

使其分子由原来的线型结构变成网状立体结构，从而改善材料在高温下的电性能和机械性能。用这种材料作高压电缆的绝缘可以不用绝缘油之类的液体，是一种干式绝缘结构。它适用于 10kV 及以上电压等级的输配电线路，使用场合十分广泛。

交联电缆的使用历史不长，只有 30 年左右，但发展很快。自 60 年代初世界上第一条 66kV 交联电缆投入使用以来，大约每 5 年便提高一个电压等级。目前，全世界 66kV 电压等级以下交联电缆的销售量已占电力电缆总量的 90% 以上。在日本，66kV 等级以下的交联电缆已基本取代了充油电缆。

70 年代普遍的看法是交联电缆适用限度为 10~220kV 级，但随着干式交联工艺、三层挤出工艺及采用超净材料生产线等重大技术进步的实现电缆绝缘性能得了大幅度的提高，以上的界限已被突破。日前法国 SLLEC 公司的 400kV 聚乙烯绝缘电缆和日本日立公司的 500kV 交联电缆都是有代表性的产品，已有接近 10 年的使用历史。在国内的一些电厂如天荒坪抽水蓄能电站等也采用了一些 500kV 交联电缆。

我国从 80 年代中期开始，在京、沪、穗、深等城市陆续进口了一批 10~220kV 交联电缆，运行情况总的来说还是不错的，各地在施工和运行方面也积累了一些有益的经验。在我省的南京、镇江等地的 10~220kV 等级运行的城市电缆也均为交联电缆。

交联电缆的优点：

(1) 优越的电气性能：交联聚乙烯作为电缆的绝缘介质，具有十分优越的电性能，在理论上，其性能指标甚至比充油电缆还好。

(2) 良好的耐热性和机械性能：聚乙烯树脂经交联工艺处理后，大大提高了耐热性和机械性能。由于耐热性能好，其正常工作温度达 90℃，比充油电缆高，因而在同一导体截面时，载流量比后者高。

---

(3) 敷设安装方便：由于交联电缆是干式绝缘结构不需敷设供油设备，这样给线路敷设和施工带来很大的方便。接头和终端头的安装比较容易，部分接头和终端头已采用预制成型附件、省却了油务工作，安装时间可缩短，施工现场火灾危险也相对较小。此外，线路高差不受限制，适用于振动场所如桥上敷设，与 GIS 连接时不存在油混入气体中的问题等。

从安全和环境保护角度看，交联聚乙烯绝缘没有油料渗漏，防爆性能也较好。

根据《电力工程电缆设计标准》(GB50217-2018)、《城市电力电缆线路设计技术规定》(DL/T 5221-2016)及国家电网公司物资采购标准通用技术规范要求，考虑电缆线路安全以及施工管理方便，并参考以往工程运行经验，本工程推荐选用干式交联聚乙烯绝缘(XLPE)电缆。

#### 4.5.3.2.3 外护套

对于本工程线路，主要敷设方式为电缆沟和排管，因此对电缆本身的防火要求一般。

电缆的外护层，在潮湿或易于受水浸泡的场所，应有挤塑外护套，目前外护套主要有聚乙烯(PE)和聚氯乙烯(PVC)两种。由于PE外护套阻燃效果差，GB/T 2952-2008《电缆外护套》不推荐其在隧道中使用。

本工程电缆线路推荐采用聚氯乙烯的外护套。

#### 4.5.3.2.4 电缆截面选择

电缆截面选择应能保证在各种敷设方式下的载流量均满足极限输送电流的要求。

根据国内电缆设计通常原则，采用 IEC-60287 计算公式进行允许

载流量计算。

具体计算公式如下：

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}}$$

其中：

I：载流量（A）；

$\Delta\theta$ ：导体温度与环境温度之差（℃）；

R：90℃时导体交流电阻（Ω/m）；

n：电缆中载流导体数量；

W<sub>d</sub>：绝缘介质损耗；

$\lambda_1$ ：护套和屏蔽损耗因数；

$\lambda_2$ ：金属铠装损耗因数；

T<sub>1</sub>：导体与金属护套间绝缘层热阻（K·m/W）；

T<sub>2</sub>：金属护套与铠装层之间内衬层热阻（K·m/W）；

T<sub>3</sub>：电缆外护层热阻（K·m/W）；

T<sub>4</sub>：电缆表面与周围媒介之间热阻（K·m/W）。

本工程 10 千伏电缆运行环境：导体最高持续工作温度：90℃；  
土壤热阻系数：1.2℃·m/W；空气温度：40℃；土壤温度：25℃。

根据《电力工程电缆设计标准》关于敷设条件不同时电缆允许持续载流量的校正系数  $K=K_1 \times K_2 \times K_3$ 。

其中：

K<sub>1</sub>——并列校正系数：10 千伏三芯电缆一般穿于  $\phi 200$  管，间距 250mm，参照并列排列， $K_1=0.82$ ；

K<sub>2</sub>——土壤热阻系数：当取值 1.2℃·m/W（土壤干燥，少雨）时， $K_2=1$ ；

K<sub>3</sub>——环境温度修正系数： $K_3 = \sqrt{\frac{(Q_m - Q_2)/(Q_m - Q_1)}{(90 - 40)/(90 - 40)}} = 1.0$ 。

根据光伏系统和储能系统的要求，本工程电缆选型见表 4.5.3.2-1。

表 4.5.3.2-1 电缆选型表

序号	电缆起止点	电缆型号	敷设环境
1	储能站~配电房	ZC-YJV22-8.7/15-3×120	拉管、电缆沟、排管、电缆井

#### 4.5.3.2.5 电缆选型结论

电缆选型：本工程电缆采用三芯铜芯、交联聚乙烯绝缘、纵向阻水层、聚氯乙烯护套、聚氯乙烯外护套的结构，电缆型号为 ZC-YJV22-8.7/15kV-3×120mm<sup>2</sup> 型钢带铠装聚氯乙烯护套铜导体阻燃电力电缆。

#### 4.5.3.3 电缆附件

根据《江苏电网污区分布图（2017 版）》，本工程所在地的污秽等级为 d 级。

根据污区图，并参考周边已投运项目的绝缘配置，本工程 10kV 设备爬电比距按 44mm/kV（按最高线电压计算）配置。折算成爬电距离，即电缆终端的爬电距离不小于 440mm。

电缆终端和电缆中间接头均采用冷缩式铜芯电缆附件。

#### 4.5.3.4 电缆线路的防雷与接地

本工程电缆两端均接至设备开关柜内，避雷器由设备成套安装，线路部分不考虑。

本次电缆全部考虑采用三芯统包铜芯电力电缆，电缆接地方式采用两端直接接地，接地电阻不大于 10Ω。

### 4.5.4 电缆土建部分

经过现场初步踏勘，以及与厂区内相关负责人沟通，本次线路路

径方案拟从储能电站新建电缆通道接至厂房一北侧配电房内，为避免大面积破坏厂区内道路影响正常生产，本工程主要采用拉管方式新建电缆通道，局部过道路采用开挖排管方式。



图 4.5.4-1 储能站北侧



图 4.5.4-2 厂房一和厂房二东侧



图 4.5.4-3 配电房北侧

本工程厂区内电缆敷设主要采用电缆沟、电缆拉管、电缆排管和电缆井相结合方式，电缆排管管材考虑采用镀锌钢管，电缆拉管管材考虑采用 MPP，管材内径大小选用，新建电缆通道段主要破坏厂区内道路和储能电站处绿化带。电缆路径方案详见下图。



---

#### 4.5.5 电缆敷设及防火封堵

为有效阻止电缆火灾延燃，电力电缆采用 C 级阻燃电力电缆。

电缆穿越墙壁、盘柜孔洞及管道两端时应采用防火堵料封堵，封堵材料厚度不小于 100mm。

电缆接头及其两侧 2~3m 处和相邻电缆上涂刷防火涂料，涂料总厚度应为 0.9~1mm。

#### 4.5.6 电缆通道辅助设施

电缆路径沿途应设置统一的警示带电力标识。

在电缆终端头、电缆接头、拐弯处、夹层内、人行井内等地方的电缆上应装设标识牌。

电缆排管进出井口处，加挂电缆标识牌。

### 4.6 建筑与结构

#### 4.6.1 储能站建（构）筑

本储能站无建筑物，全站生产建筑均采用预制舱，储能站布置储能电池预制舱、直流柜预制舱、升压变预制舱等。预制舱应满足抗震、防火、防水、防风、防沙及节能要求等，同时应满足设备运行的各种标准要求。预制舱的内部空间和结构应具备设备运行和检修人员的工作要求，预制舱的内外装修材料选用符合国家标准，具有环保、防火、防水性能，预制舱围护的保温隔热选用 A 级不燃的岩棉保温材料。

#### 4.6.2 储能站结构

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）附录 A 高邮地区抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度为 0.10g（第一组）；拟建场地等效剪切波

速>90m/s，抗震设防烈度按7度考虑时，根据《岩土工程勘察规范》GB50021—2001（2009版）条文说明5.7.11条表5.5，可不考虑软土震陷影响。根据区域地质资料，本场地覆盖层厚度大于80米，依据《岩土工程勘察规范》(GB50021-2001（2009版）)和《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)判定，拟建工程场地土类型为软弱场地土，建筑场地类别为IV类。特征周期0.65s。

根据本次勘测成果，在勘探深度范围内，场地地基土主要由第四系全新统冲积成因的粉质黏土、粉土和淤泥质粉质黏土等组成，表层分布人工堆积成因的素填土。场地范围内地基土可划分为4个岩土体单元。现将地基土组成、埋藏条件及其性质自上而下叙述如下：

层①素填土（ $Q_4^s$ ）：灰黄色、黄褐色，稍湿，以粉土为主，局部混碎石、建筑垃圾等，结构松散，均匀性差。

层②粉土（ $Q_4^{al}$ ）：灰黄色，很湿，稍密~中密，含氧化铁及少量云母碎屑，颗粒组成中等均匀，摇振反应迅速，干强度及韧性低。

层③淤泥质粉质黏土（ $Q_4^{al}$ ）：灰色，等级中，饱和，流塑，含云母碎片，稍有光泽，干强度和韧性中等，局部夹薄层粉土。

层④粉质黏土（ $Q_4^{al}$ ）：灰黄色、黄褐色，很湿，可塑，含氧化铁及氧化铝，混少量铁锰质斑纹或结核，干强度及韧性中等，稍有光泽。

层 序 号	地层 名称	重力 密度 $\gamma$ kN/m <sup>3</sup>	固结		直接剪切		承载力 特征值 $f_{ak}$ kPa	预制桩		灌注桩	
			压缩 模量 ES <sub>1-2</sub> MPa	快剪 C <sub>q</sub> Φ <sub>q</sub> kPa “○”		极限侧 阻力标 准值		极限端 阻力标 准值	极限侧 阻力标 准值	极限端 阻力标 准值	
						q <sub>sik</sub> kPa		q <sub>pk</sub> kPa	q <sub>sik</sub> kPa	q <sub>pk</sub> kPa	
①	素填土	17.2									
②	粉土	18.4	5.5	10	20.0	100	44		42		

③	淤泥质粉质黏土	17.0	3.5	9	4.0	60	24		22	
④	粉质黏土	18.8	6.5	32	12.0	140	64	1800	62	500

注：预制桩  $q_{pk}$  取值按桩长  $16 < l \leq 30m$  考虑，灌注桩  $q_{pk}$  取值按桩长  $15 \leq l < 30m$  考虑，表中侧阻力未考虑液化折减。

水土腐蚀性：

根据本次调查结果和附近工程资料，结合当地建筑经验，初步判定地下水对混凝土结构和钢筋混凝土结构中钢筋具微腐蚀性；地下水位以上的场地土对混凝土结构和钢筋混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，对钢结构具强腐蚀性。

### 4.6.3 储能站地基基础设计方案

根据地基土层的特性及埋藏条件，结合本工程建（构）筑物的结构特点、受力条件及荷载性质，储能预制仓地基处理方案地基处理方案拟采用水泥搅拌桩处理，水泥搅拌桩桩长 8.5m，桩径 600mm，桩间距 1200mm。

所有预制舱均为采用地下箱式钢筋混凝土结构。围墙、电缆沟等次要构筑物采用天然地基以层②粉土为持力层，不足之处采用 1:1 砂石换填处理。

---

## 4.7 供排水与采暖通风系统

### 4.7.1 主要设计标准、规范

- 《建筑给水排水设计标准》（GB50015-2019）；
- 《室外给水设计标准》（GB50013-2018）；
- 《室外排水设计标准》（GB50014-2021）；
- 《变电所给水排水设计规程》（DL/T 5143-2016）。

### 4.7.2 给排水系统

风帆（扬州）有限责任公司厂区已建有生活给水系统、生活污水排水系统、生产废水排水系统和雨水排水系统。本工程建设储能站，不涉及现有给排水系统的改、扩建。

厂区已建 1 座生产废水处理站，设计处理能力为 50m<sup>3</sup>/h，目前实际处理水量为 35m<sup>3</sup>/h。处理站内设有 1 座生产废水调节池，有效容积为 500m<sup>3</sup>，目前实际空余容积约为 300m<sup>3</sup>。

正常工况下，储能站区域的雨水排至厂区现有的雨水管网。消防事故工况下，事故消防排水水量约为 72m<sup>3</sup>/h，火灾延续时间为 4h，火灾延续时间内消防排水总量约为 288m<sup>3</sup>/h。现有的生产废水处理站能满足本工程消防排水的存贮和处理要求。因此，消防排水拟经排水沟收集后排至现有生产废水处理站进行处理后回用或排放。

---

## 4.8 消防系统

### 4.8.1 概述

#### (1) 主要设计原则

- 1) 消防立足于自救，并按照“预防为主，防消结合”的原则进行设计；
- 2) 同一时间厂内可能发生的火灾次数按 1 次考虑；
- 3) 消防给水依托厂区现有消防给水系统；
- 4) 主变压器为 10kV 干式变压器，不设置固定式灭火设施；
- 5) 储能电池舱内采用七氟丙烷气体灭火系统；
- 6) 各建（构）筑物和主变压器按规范要求设置移动式灭火器。

#### (2) 主要设计标准及规范

- 《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 年版）；
- 《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）；
- 《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）；
- 《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140—2005）；
- 《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）；
- 《电化学储能电站设计规范》（GB 51048-2014）；
- 《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（T/CEC 373-2020）；
- 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）。

### 4.8.2 消防方案及消防设施

#### 4.8.2.1 现有消防给水系统概述

风帆（扬州）有限责任公司厂区已建 1 套独立的临时高压消防给水系统，该系统由消防水池、消防水泵、高位消防水箱、消防给水管网和室内外消火栓等组成。厂区已建 2 座消防泵房，#1 消防泵房位于厂区东南角，#2 消防泵房位于厂区东北角。#1 消防泵房主要供应厂区室内、外消火栓等消防用水，配置 2 台电动消防主泵（ $Q=30\text{L/s}$ ， $H=76\text{m}$ ， $N=37\text{kW}$ ），1 座消防水池（有效容积为

330m<sup>3</sup>)。#2 消防泵房主要供消防救援车使用，配置 1 座消防水池（有效容积为 200m<sup>3</sup>）。厂区现有的消防给水管网沿道路呈环状布置，管径为 DN150，在环状管网上每隔一定距离设置室外地上式消火栓。

#### 4.8.2.2 储能站消防用水量及水压

储能站及升压站同一时间内的火灾次数按一次设计。消防水量按发生火灾时的一次最大消防用水量，消防水压保证最不利点消防所需的水压。

储能电池预制舱的火灾危险性较高，本工程室外消火栓给水系统比照可燃液体储罐设置冷却水系统，火灾延续时间取 4h。电池舱设置移动式冷却水系统，即在电池预制舱外设置室外消火栓，利用消防水枪移动冷却。

站区消防用水量见表 4.7.2-1。

表 4.7.1 储能站消防用水量表

消防对象		消防用水量(L/s)		火灾延续时间(h)	消防用水量(m <sup>3</sup> )	火灾延续时间内消防用水总量(m <sup>3</sup> )
储能电池舱	着火舱冷却	10	20	4	144	288
	相邻舱冷却	10		4	144	

注：站区一次火灾最大消防设计流量为20L/s，最大一次消防总用水量为288m<sup>3</sup>，最大消防水压按70m设计。

#### 4.8.2.3 储能电池预制舱内固定式消防灭火系统

本工程储能电站规划容量为 2MW/6MWh，共设有 3 个储能电池预制舱。储能电站大型电池组尚无明确有效的灭火技术。目前针对磷酸铁锂电池的灭火技术主要有七氟丙烷气体灭火系统、全氟己酮灭火系统、细水雾灭火系统。

根据《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC373-2020)，磷酸铁锂电池预制舱应设置细水雾、气体等固定自动灭火系统，灭火系统类型、技术参数应经实体火灾模拟试验验证。本工程储能电池预制舱的固定自动灭火系统由设备厂家负责设计，不属于设计院的设计范围，最终采用何种固定灭火

---

方式，由业主与设备厂家商定，并以可研审定方案为准。

#### **4.8.2.4 其他消防设施配置**

储能站内各构筑物按《建筑灭火器配置设计规范》(GB 50140-2005)及《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》(T/CEC 373-2020)的要求，选择和配置手提式干粉灭火器。

各电缆沟于建筑物进出口处，均用阻燃材料进行封堵。

---

## 5 环境保护和水土保持

### 5.1 环境保护

1) 废电池污染防治应遵循闭环与绿色回收、资源利用优先、合理安全处置的综合防治原则。

2) 本工程全站生活污水根据市政污水排水接管标准进行处理，现阶段按站内设污水处理装置处理后，排入雨水泵站排放。

3) 本工程控制用直流系统推荐采用阀控免维护蓄电池，从源头上杜绝废酸的产生。当审查或招标采购时确定为常规铅酸蓄电池时，则需设置酸液中和池，废酸液经中和达标后排入雨水系统。

4) 本工程磷酸铁锂储能电池配置废液池，为储能消防后的废水排入废液池，沉淀回收，不外排。

#### 5) 防噪音

本工程拟采用如下措施降低噪音：

(1) 对产生噪音的电气设备，在设备招标时按国际标准、国家标准从严加以控制。

(2) 本工程的所有轴流风机均选用符合有关要求的低噪音标准设备。

### 5.2 水土保持

储能电站的选址、设计和建设等各阶段应考虑水土保持问题，对可能产生水土流失的，必须考虑防止人为水土流失的措施。

本工程设计时，深入实际、调查研究，尽量节约土地资源，保护生态环境。站址选择进行多方案比较，同时取得地方政府和相关部门的原则协议，避免和防止下阶段工作可能出现的颠覆性因素。

---

## 6 资源利用与节能分析

储能电池舱除了改进预制舱壁的保温性能，还必须进一步加强预制舱顶面保温隔热的措施，选用密度较小，导热系数较低的保温材料，既避免顶面重量、厚度过大，又易于保温节能。

---

## 7 劳动安全与职业卫生

### 7.1 设计依据

根据本工程设计特点和环境条件，按国家有关规定及有关的设计技术规程、规范的要求，设计对本站的安全运行和生产运行人员的劳动安全与职业卫生等方面均作了较为全面地考虑，采取了不同的安全防范措施，以使运行人员有很好的工作环境和生活环境，保证储能电站的安全运行。

本工程劳动安全与工业卫生的设计依据，除了选用各专业有关设计规定以外，还依据有关的法律法规、规范、规程和规定等。

### 7.2 法律法规

- (1) 《中华人民共和国安全生产法》
- (2) 《中华人民共和国劳动法》
- (3) 《中华人民共和国职业病防治法》
- (4) 《中华人民共和国消防法》
- (5) 《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》

(6) 国家发展和改革委员会国家安全生产监督管理局发改投资[2003] 1346号《国家发展改革委、国家安全生产监督管理局关于加强建设项目安全设施“三同时”工作的通知》

### 7.3 防火、防爆的设计原则

本储能站的消防设计将贯彻“预防为主、防消结合”的方针，以立足自救，充分利用周边地区消防资源为原则，设置储能电站的消防系统，加强站区自身的防范力量。设计严格遵从国家消防条例、规范，采用行之有效的先进的防火、灭火技术，做到保障安全、方便使用、经济合理。防火的重点是电气火灾。

在总平面布置时，除满足工艺要求外，各建(构)筑物的耐火等级均根据其在生产运行过程中所存在的火灾危险性，严格按照规定进行设计。站区道路的设计满足消防要求，进站道路与大门、主设备运输道路相接，站内生产区及站前

---

区有环形消防道路，消防车辆可顺利通行。

## 7.4 主要消防设施

主要的消防设施有：

(1) 本站设有火灾自动报警控制装置一套；

(2) 储能站户外设置独立的临时高压消防给水系统，并按有关规定配置移动式灭火器，另外还配置一定数量的消防铲、消防斧、消防铅桶等。

## 7.5 电气设备的防火、防爆

在设备布置现场设有消防栓系统和消防器材。

## 7.6 防震、防雷

### 7.6.1 防震

鉴于本站址地区的地震基本烈度为 7 度，所以储能电站的配电装置型式选择和电气设备的选择均已充分考虑了防震性能问题。

在建筑结构上也考虑了防震问题。根据《建筑工程抗震设防分类标准》（GB 50223-2016）的规定，本工程建筑抗震设防类别为标准设防（丙类）。建筑物地震作用按 7 度设防烈度进行计算，抗震措施的设防烈度按 7 度设防。

### 7.6.2 防雷和接地

全站的防雷接地方案严格按照《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》和《交流电气装置的接地设计规范》的规定设计。

为保证人身和设备的安全，本工程主接地网以水平接地体为主，垂直接地体为辅，形成复合地网。在避雷器、避雷针及主变工作接地等处设垂直接地极作集中接地，并与主接地网连接。

## 7.7 防电伤害

---

为保证储能电站各电力设备的安全运行和生产运行人员的操作安全，本工程对各级电压配电装置按大于规程规定的最小安全净距布置，当户外电气设备外绝缘体最低部位距地面的距离小于 2.5m 时，装设固定遮拦。其他有关部分均严格按照有关规范、规程的规定及要求与设计。

本工程全部采用“五防”设备，布置上严格保证带电体的安全距离。为保障安全运行，防止误操作，能有效防止误操作引起的电伤，保证运行人员的安全。

本工程所有照明设备均有可靠的接零保护措施。接地点的设置及其连线均有可靠的电气连线。

## 7.8 防噪声

(1) 本站噪声源主要来自自主变压器、PCS 和断路器等电气设备。其噪声的主要成份为电磁噪声。

### (2) 噪声的防治措施

选用噪声符合标准的设备。

遵循《工业企业噪声控制设计规范》和《工业企业厂界噪声标准》的规定，本站的噪声控制应符合 II 类标准的要求。

## 7.9 安全培训和监督

对储能电站生产运行人员来说，不仅要求具有专业知识和熟练的操作技能，还应具有良好的安全意识。所以储能电站运行人员不仅要求经培训持证上岗，而且要经常进行安规学习和反事故演习。

在本工程储能电站建成投产前，运行单位应建立一套行之有效的劳动安全规章制度，并指定专人进行经常性的劳动安全卫生监督 and 检查。

---

## 8 人力资源配置

目前没有相关的国家、行业标准明确储能电站的人力资源配置要求。参考2022年10月北京市城市管理委员会对《北京市新型储能电站运行监督管理办法（试行）》公开征求意见，文件明确：要求大、中型储能电站应建立状态运行及预警预测平台，小型储能电站应实现状态运行监测，实时监控系统运行工况。

本项目考虑利用厂区现有值班人员1~2名，确保每天至少巡查一次。

---

## 9 施工组织设计

### (1) 施工用电

为满足施工前期用电，考虑施工生产、生活用电永久和临时相结合的方式，建议提前完善施工电源及配套线缆敷设，为土建场地整平、基础浇筑等创造条件。

### (2) 施工用水

为满足施工前期用水，考虑到站址周围地表水丰富，施工用水可采取永久和临时相结合的方式，不另外敷设新的施工、生活用水管道，但应提前敷设站区生产、生活用水管道，为施工及人员生活创造条件。

### (3) 施工通讯

为便于施工期间的对外联系，保证施工通讯的可靠性，施工通讯拟从站址外乡镇通讯线路上，引接一条临时市话通讯电缆线路，以满足施工通讯需要。

---

## 10 投资估算及财务评价

### 10.1 编制原则和依据

(1) 项目划分及取费标准执行国家能源局发布的《电网工程建设预算编制与计算规定》(2018年版)。

#### (2) 投资估算编制依据

①工程量依据本工程可研设计阶段出版的图纸、说明书。不足部分参考其他同类工程相关技术及经济资料。

②定额套用按2018年版的《电力建设工程概算定额-建筑工程》、《电力建设工程概算定额-电气设备安装工程》、《电力建设工程概算定额-调试工程》、《电力建设工程概算定额-通信工程》、《电力建设工程预算定额-送电线路工程》、《电力建设工程预算定额-调试工程》。

③定额人工、材料、机械按电力工程造价与定额管理总站定额文件定额【2022】1号《关于发布2018版电力建设工程概预算定额2021年度价格水平调整的通知》进行调整。

#### ④机电设备价格和机械材料价格

设备价格：本工程储能设备按厂家询价计列，其余设备价格参照国网2022年第三季度信息价计列，不足部分按已完工同类型工程合同价进行编制；

安装主材价格执行中国电力企业联合会发布的《电力建设工程装置性材料综合预算价格(2018年版)》和《电力建设工程装置性材料预算价格(上、下册)(2018年版)》。

建筑材料按照地方信息价进行编制，实际发生时按当地实际价格和预算价格之差进行调整。

---

⑤社会保障费、住房公积金费率：根据苏电定【2019】2号规定基本养老保险费率为16%，失业保险费率为0.5%，基本医疗保险费率9%，生育保险费率为0.8%，工伤保险费率为1%，住房公积金费率为12%。

⑥税金执行定额【2019】13号文《电力工程造价与定额管理总站关于调整电力工程计价依据增值税税率的通知》。

## 10.2 投资估算

本工程估算静态投资 1164 万元，动态投资 1167 万元。

### 表 N.2 变电站工程总估算表

序号	工程或费用名称	建筑工程费	设备购置费	安装工程费	其他费用	合计	各项占静态投资%	单位投资元/kVA 或元/kW
一	主辅生产工程	80	867	113		1060	91.07	
(一)	主要生产工程	65	867	113		1045	89.78	
(二)	辅助生产工程	15				15	1.29	
二	与站址有关的单项工程	13				13	1.12	
	小计	93	867	113		1073	92.18	
三	其中：编制基准期价差	18		7		25	2.15	
四	其他费用				91	91	7.82	
1	其中：建设场地征用及清理费							
五	基本预备费							
六	特殊项目							
	工程静态投资（一～六项合计）	93	867	113	91	1164	100	
	各项占静态投资的比例%	8	74	10	8	100		
七	动态费用				3	3		
(一)	价差预备费							
(二)	建设期贷款利息				3	3		
	工程动态投资（一～七项合计）	93	867	113	94	1167		
	其中：可抵扣增值税额	8	99	10	5	122		

---

### 10.3 运营成本

序号	参数名	计列标准
1	年维修费	10 万元/年。
2	年保险费	按照初始投资的 0.25%计列

---

## 10.4 财务分析

### 10.4.1 边界条件

序号	参数名	参数值	备注
1	建设期（年）	0.25	
2	运营期（年）	8	
3	基准收益率	6%	
4	资本金	20%	
5	长期贷款利率	2.5%	
6	贷款偿还期（年）	7	
7	附加税率	5%	
8	所得税率	25%	
9	盈余公积率	10%	
10	折旧年限（年）	8	
11	残值率	10%	

## 10.4.2 经济评价结果

根据上文说明的建设投资、经营成本以及租金水平等条件，计算储能项目的经济评价指标如下：

财务指标汇总表			
序号	项目	单位	数值
1	装机容量	MW	2.00
2	年上网电量	MWh	2717.74
3	项目总投资	万元	1172.94
4	建设期利息	万元	2.94
5	流动资金	万元	6.00
6	销售收入总额（不含增值税）	万元	1524.63
7	总成本费用	万元	1127.09
8	销售税金附加总额	万元	7.62
9	利润总额	万元	389.92
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	0.7012
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	0.7924
12	项目投资回收期（所得税前）	年	6.73
13	项目投资回收期（所得税后）	年	7.33
14	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	8.51
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	6.47
16	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	162.46
17	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	67.37
18	资本金财务内部收益率	%	16.87
19	资本金财务净现值	万元	138.64
20	总投资收益率（ROI）	%	5.18
21	投资利税率	%	4.26
22	项目资本金净利润率（ROE）	%	15.41
23	资产负债率（最大值）	%	80.23
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	74.30
25	盈亏平衡点（年产量）	MWh	2019.20
26	度电成本（LCOE）	元/kWh	0.6293

该方案静态投资 1164 万元，通过测算可得，采用储能租赁长期协议计算期的项目投资财务内部收益率（所得税后）6.47%，项目投资回收期（所得税后）7.33 年，资本金财务内部收益率 16.87%，高于基准收益率，财务具备可行性。

### 10.4.3 敏感性分析

方案类型	变化幅度	投资回收期(所得税后)(年)	项目投资财务内部收益率(所得税前)(%)	项目投资财务内部收益率(所得税后)(%)	资本金财务内部收益率(%)	项目投资财务净现值(所得税后)(万元)	资本金财务净现值(万元)
建设投资变化分析(%)	-10.00	6.77	11.09	8.46	24.12	144.24	204.62
	-5.00	7.05	9.74	7.42	20.28	105.80	171.63
	0.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
	5.00	7.60	7.38	5.60	13.83	28.91	105.63
	10.00	7.87	6.34	4.80	11.07	-9.76	72.38
峰谷电价差收益单价变化分析(%)	-10.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
	-5.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
	0.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
	5.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
	10.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
贷款利率变化分析(%)	-10.00	7.33	8.51	6.47	17.41	67.30	144.65
	-5.00	7.33	8.51	6.47	17.14	67.33	141.65
	0.00	7.33	8.51	6.47	16.87	67.37	138.64
	5.00	7.33	8.51	6.47	16.61	67.40	135.63
	10.00	7.33	8.51	6.47	16.34	67.43	132.62

---

## 10.5 运营模式

本项目具备两种投资运营模式。一种为风帆集团投资建设，风帆高邮公司负责运营。第二种为风帆集团投资建设，并与风帆高邮公司签订租赁协议规定利润分配方式。

在第一种运营模式中，由于风帆高邮公司为公私合营性质企业，由风帆集团投资的模式下，本项目产生的收益会通过股东分红的形式实行分配，难以实现投资收益最大化。

在第二种运营模式中，本项目运营期共计 8 年，风帆集团拟采用前 5 年利润不分配全额归母，后 3 年向风帆高邮公司按协议让利的模式进行项目运营。此投资模式可有效规避贷款违约及利润流失风险，保证投资的安全及收益的最大化。

故推荐采用第二种：风帆集团投资建设，并与风帆高邮公司签订租赁协议规定利润分配方式的运营模式。