

关于加强新型储能电站建设管理工作的 指导意见

为规范新型储能电站建设管理，促进新型储能有序、安全、健康发展，支撑我市构建适应大规模高比例新能源发展需求的新型电力系统，提升新能源消纳和绿电利用水平，根据《国家发展改革委国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《国家发展改革委国家能源局关于印发〈“十四五”新型储能发展实施方案〉的通知》（发改能源发〔2022〕209号）和《省发展改革委关于印发沿海地区新型储能项目发展实施方案（2023-2027）的通知》（苏发改能源发〔2023〕774号）等文件精神，结合我市实际，提出如下指导意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，服务和融入新发展格局，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，紧密围绕实现“碳达峰、碳中和”目标，着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，以稳中求进的思路，引导新型储能电站科学布局、安全发展，为加快构建清洁低

碳、安全高效的能源体系提供有力支撑，打造东部沿海“新能源+储能”多元化应用示范区。

（二）基本原则

规划引领，统筹发展。加强与省规划衔接，统筹考虑全市新能源资源分布、地区网架结构、区域用电需求等实际，因地制宜、科学有序、规范高效建设一批新型储能项目。

创新驱动，融合发展。支持商业模式创新，鼓励实施在安全性、经济性方面具有竞争潜力的各类新型储能技术示范项目，加快推动新型储能多元化、产业化、市场化高质量发展。

立足安全，规范发展。加强新型储能安全风险防范，明确新型储能各环节安全责任主体，严格工程建设标准，强化安全生产监管，保障新型储能项目建设运行的全过程安全。

（三）发展目标

到 2025 年，盐城新型储能电站步入规模化发展阶段，全市独立共享新型储能项目并网装机规模不低于 161 万千瓦，其中，2024 年 6 月底前并网装机规模不低于 80 万千瓦。新型储能技术路线实现多元化发展，电站技术标准、质量管理水平、建设运营监管等走在全省前列。

到 2027 年，全市独立共享新型储能并网装机规模不低于 181 万千瓦。新型储能多重灵活调节功能更加凸显，与电力系统各环节深度融合，基本满足新能源发展和构建新型电力系统需求，新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

二、加强规划引导，鼓励储能多元发展

（四）推进储能项目科学合理布局。按照需求导向、适度超前、安全高效的原则，根据全省沿海地区新型储能项目发展实施方案，统筹电力系统运行和新能源发展需求以及技术、土地、安全、并网等条件，制定独立共享新型储能电站建设年度计划（不包括用户侧、电源侧储能），明确项目选址、建设规模，科学、合理、有序推进项目建设，构建“储备一批、开工一批、投产一批”的滚动发展格局，促进新能源与新型储能协调发展，为加快构建全市新型电力系统提供有力支撑。独立共享电化学储能电站严禁设置在高层建筑、人员密集场所和易燃易爆品生产、储存、经营场所规划区域内，电站本体所在站房建筑外墙或集装箱外表面距离周边建筑物和易燃易爆品生产、储存、经营场所规划区域防火距离不得小于 50 米。

（五）深化储能电站不同场景应用。重点发展电网侧储能，提升大规模高比例新能源接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。支持海上风电开发企业在海上风电场并网接入点周边建设独立共享新型储能电站，开展“海上风电+储能”建设。大力发展电源侧储能，支持光伏电站综合新能源特性、系统消纳空间、调节性能和经济性等实际因素，在电站内部配建新型储能设施，开展“光伏+储能”建设，改善光伏电站出力特性。鼓励发展用户侧储能，支持企业用户和产业园区自主建设储能设施，缓解电网高峰供电压力。推动“源网荷储”协调发展，加快“新能源+

储能+微电网”应用，努力构建以绿色电力供应为主的园区级新型电力系统。

（六）支持储能技术多元融合发展。结合新型电力系统对新型储能技术路线的实际需要，促进技术成熟的锂离子电池储能规模化发展，支持压缩空气储能、液流电池储能、熔盐蓄热储能、重力储能、飞轮储能、氢储能等创新技术试点示范，推动新型储能技术多元化发展、多种储能技术联合应用。加强数字化运维，鼓励运用“源网荷”各侧储能集群建模、智能协同控制关键技术，开展储能多功能复用、需求侧响应、虚拟电厂等先进能源技术融合示范，推动储能系统向着低成本、高安全、长寿命方向发展。

三、完善报批流程，规范项目源头管理

（七）优化项目纳规流程。独立共享新型储能项目应参照电网项目纳规要求，由具备资质的投资咨询评估机构出具对项目可行性研究报告评审意见，报能源主管部门评估后纳入规划，其中，额定功率5万千瓦以下的项目由市级能源主管部门评估后纳入地区配电网规划，额定功率5万千瓦及以上的项目报省级能源主管部门评估后纳入省电力规划。在电源项目内配建的新型储能设施，应作为电源主体项目的部分建设内容，随同电源主体项目规划和管理。用户侧新型储能项目作为用户内部设备，应纳入用户主体项目范畴进行规划和管理。

（八）明确项目备案要求。新型储能项目实行属地备案管理。项目备案前需做好项目选址、建设条件论证、市场需求分析、项

目可研报告编制及评审、评估纳规等工作。备案内容应包括项目单位基本情况，项目名称、建设地点、建设规模、建设内容（含技术路线、应用场景、主要功能、技术标准、环保安全等）、项目建设总投资额，项目符合产业政策声明等。

（九）规范项目建设行为。新型储能项目的建设应符合相关管理规定和国家地方标准规范要求，承担项目设计、施工和监理的单位应具有国家规定的相应资质。项目备案后，项目法人发生变化，项目建设地点、建设规模、建设内容发生重大变更，项目单位应当依法依规履行相关手续。对备案后2年内未开工建设或未办理任何其他手续的项目，依法依规取消项目并移除向社会公示的备案信息。

四、严格技术标准，切实提高本质安全

（十）强化项目设计管理。新型储能电站项目应当由具备国家规定相应资质的设计单位开展设计工作，并完成设计审查。设计文件应符合有关法律法规、国家（行业）标准，规范执行储能电站选址、监控预警、防火分区、防火间距、消防给水、灭火设施等设计要求。安全设施的配置应满足工程施工和运行维护安全需求。

（十一）严控储能产品质量。新型储能电站应当优选安全、可靠、环保的产品及系统，严控储能电站相关产品及系统质量。选用的设备及系统应符合有关法律、国家（行业）标准要求，并通过具备储能专业检测检验资质的机构检验合格。建立对储能

电站安全相关的核心部件或单元到货抽检制度，抽检对象包括但不限于电池单元、电池模块、电池管理系统。

(十二)严格电站建设标准。新型储能电站应严格落实国家、行业储能有关标准，涉网设备应符合电网安全运行相关技术要求。独立共享新型储能项目有效全容量下连续放电时间不低于2小时，采用锂电池技术的在不更换主要设备的前提下完全放电次数不应低于6000次，充放电深度不低于90%，并选用技术成熟、安全性能高的模块化电池，不得选用梯次利用动力电池。独立共享新型储能项目参照电源项目并网流程开展并网与涉网工程调度及验收，储能项目并网调试前，应按照国家质量、环境、消防有关规定完成相关手续。

五、强化运行监管，切实提升安全水平

(十三)加强项目运行监督。新型储能项目应依规做好项目运行状态监测工作。独立共享新型储能项目投运的前三年每年至少进行一次涉网性检测，三年后每年进行一次包括涉网性能检测在内的整站检测，确保储能电站的运行时长、电站可用率等性能满足并网承诺相关技术要求。在项目达到设计寿命或安全运行状况不满足相关技术要求时，应及时组织评估和整改工作。经整改后仍不满足相关要求的，项目单位应及时采取项目退役措施，并及时报告原备案机关及其他相关单位。电网企业应加强独立共享新型储能项目性能参数的在线监控和定期评价。

(十四)强化安全生产管理。新型储能项目单位要按照国家、

省相关规定落实企业安全生产和消防安全主体责任，遵守安全生产和消防安全法律法规、标准规范，建立涵盖规划设计、施工调试、检测认证、消防安全、应急处置、质量监督和环保监控等全过程的安全管理体系，加强员工专业技能培训和考核，编制应急预案。项目单位应向应急管理部门、消防部门报备应急处置所需资料，并与属地人民政府相关部门建立应急联动机制，每半年至少开展1次火灾应急演练。

（十五）严格生态环境保护。严格执行环境影响评价制度，坚守生态保护红线和永久基本农田，在规划选址、并网线路等方面确保区域生态功能，避让环境敏感性因素。加强新型储能项目布局、建设、运营、退役全环节、全生命周期环境保护，严格落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单“三线一单”要求，严格执行配套输变电工程的环境影响评价制度，严格执行环保标准，做到环境保护设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投产”，预防和减轻环境影响。

六、加强协调保障，营造良好市场环境

（十六）加强组织领导。各地、各有关部门要加强对新型储能电站建设工作的领导。发展改革、应急管理、市场监管、住房城乡建设、自然资源规划、生态环境等部门要积极利用重大项目管理平台，定期跟踪评估新型储能项目建设进度，加强储能建设运行管理，引导新型储能电站健康发展。各地政府要落实属地管理责任，加强新型储能建设、运行安全监管，督促项目单位严格

落实《国家能源局综合司关于加强电化学储能电站安全管理的通知》（国能综通安全〔2022〕37号）要求。

（十七）强化要素保障。各地能源主管部门要督促纳入年度建设计划的新型储能项目业主单位加快办理各项建设手续，对项目建设过程的矛盾问题通过重大项目管理平台协调机制加快协调处理，帮助储能项目对接新能源资源开发企业开展容量租赁服务，协调做好电力送出工程配套建设、充放电运行调度保障和资金结算等。要推动已列入《江苏省沿海地区新型储能项目发展实施方案（2023-2027）》的储能项目依规纳入省、市重大项目管理，在用地、用林、用水、用电等要素方面，参照支撑性电源项目模式予以优先支持和安排保障。

（十八）加大监测评估。加强新型储能电站安全监管，建立和完善安全监管体系，压紧压实属地管理责任、行业监管责任和企业主体责任，保障项目安全稳定运行。加强新型储能项目动态监测和评估，引导新型储能企业合理投资、有序建设，着力避免新型储能“建而不用”、“建而不调”等问题。探索依托国网“新能源云”平台建设储能电站监测信息平台，加强新型储能电站关键指标的运行监测，分批分期推动储能电站安全监测信息平台与应急、消防等平台对接共享，逐步拓展平台服务功能，提升电站信息化管理水平。

（十九）强化行业自律。围绕新型储能政策支持、投资运营、产业发展、技术创新、标准规范等，组织开展技术研讨、专业培

训和交流合作，促进储能投资企业、新能源开发企业、储能设备生产企业交流互动，营造有序竞争、科学管理、协同发展、合作共赢的市场环境。加强有关安全生产法律法规和标准规范的宣传，常态化组织开展新型储能电站安全培训和宣传教育工作，及时传达国家、省有关新型储能电站安全生产工作各项要求，提高从业人员安全生产意识。

- 附件：1. 促进新型储能电站健康发展职责分工
2. 新型储能电站项目建设流程示意图
3. 盐城市电化学储能电站建设技术标准参考指南

附件 1

促进新型储能电站健康发展职责分工

一、市发改委。负责做好新型储能电站发展规划、发展政策、年度实施计划制定；根据容量规模做好报省和组织评估纳规；配合市安委办依法依规履行新型储能电站安全管理责任。

二、市应急局（市安委办）。牵头组织相关部门对新型储能电站开展专项整治、检查评估，督促相关企业、部门落实主体责任、监管责任。建立健全定期会商、情况通报、联合执法等机制，强化风险防控和应急处置联动，提升电化学储能电站安全水平。

三、市工信局。依照《锂离子电池行业规范条件》等政策及相关标准，鼓励引导企业申报“锂离子电池行业规范公告”，促进储能电池生产企业提升电池制造工艺、产品质量管控、环境控制等水平。

四、市自然资源和规划局。依据国土空间总体规划、详细规划，会同发展改革部门、电网公司加强新型储能项目选址和用地保障，避免在人员密集场所、高层建筑、地下建筑、易燃易爆等场所布局独立共享新型储能电站。

五、市行政审批局。负责指导各地行政审批部门依据相关法律法规，在项目评估纳规后做好新型储能项目属地备案工作。实施新型储能电站项目备案时，同时下达电力项目安全管理和质量

管控事项告知书，明确项目单位需要履行的相关责任和义务。

六、市生态环境局。负责做好项目全生命周期生态环境保护管控和储能电站配套输变电工程项目的环评审批工作。

七、市住建局。负责储能电站土建设计及消防设计审查验收备案工作，依照相关标准、设计评价与审查管理制度，对储能电站的工程设计文件进行审查。

八、市市场监督管理局。依法依规对生产销售环节储能相关产品及系统质量监督管理，依法依规查处提供不合格产品的生产商、供应商；依法依规对相关认证机构进行监督管理。

九、市消防救援支队。负责指导储能电站消防安全工作，组织专项训练和实地演练，提高事故应急救援能力。

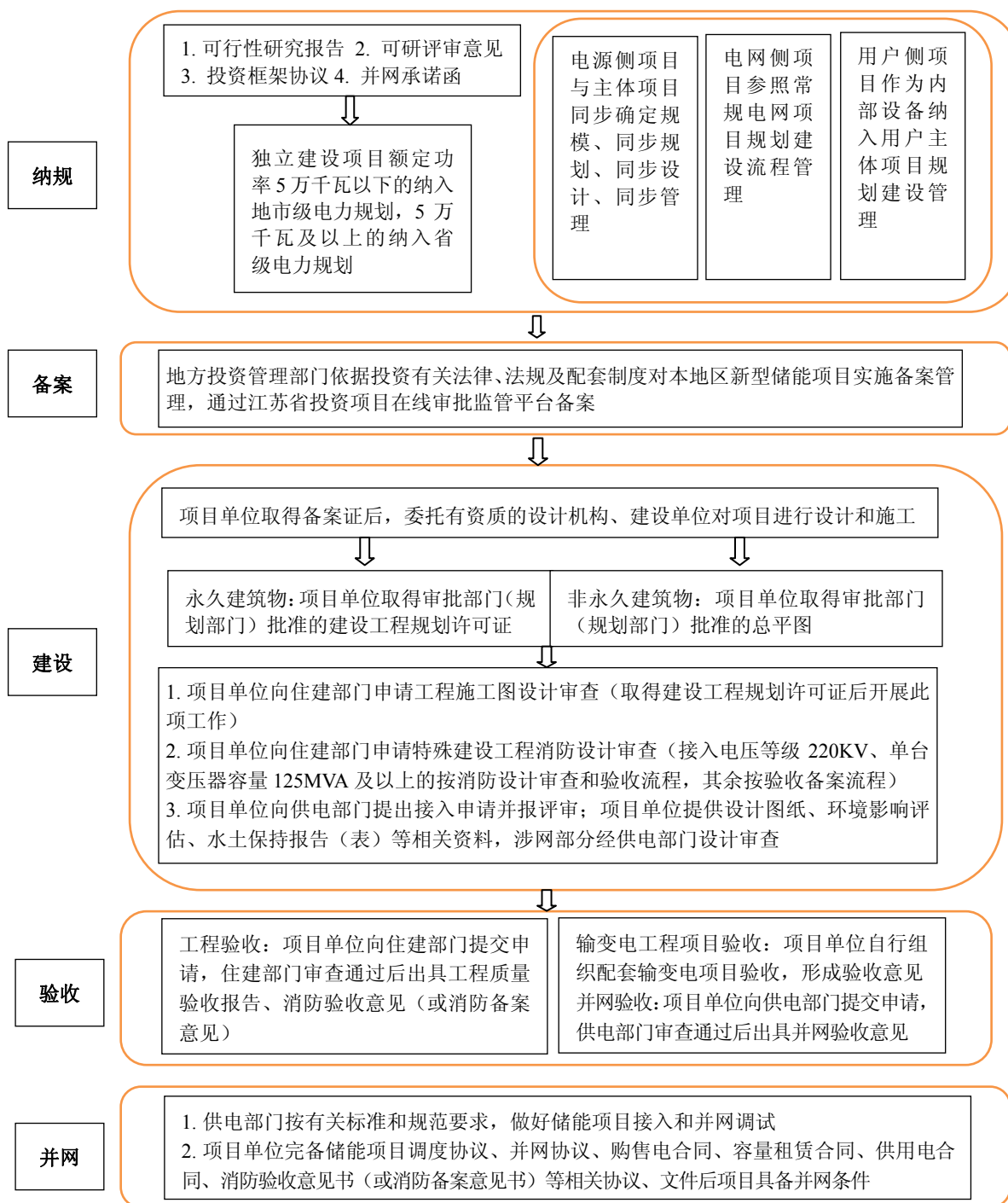
十、盐城供电公司。负责电力送出工程配套建设；开展新型储能电站的并网和验收工作；协助做好新型储能电站选址。

十一、各行业主管部门。履行用户侧电化学储能电站安全管理职责，按照《新型储能项目管理规范（暂行）》落实本行业领域电化学储能电站规范管理。

十二、各地政府。做好新型储能项目属地备案管理；加强新型储能电站建设、运行属地安全监管。

附件 2

新型储能电站项目建设流程示意图



备注: 以上流程为项目建设过程起参考作用, 具体要求以各主管部门提出的为准

附件 3

盐城市电化学储能电站建设技术标准参考指南

1 范围

本文件规定了电化学储能电站的设计、施工、验收、运行维护及退役和应急处置要求。

本文件适用于额定功率不低于 100kW 或额定能量不低于 100kWh 的锂离子/钠离子电池、液流电池等电化学储能系统的建设运行，其他或混合类型的储能系统可参照执行。

本文件不适用于移动式储能系统。

2 设计

2.1 选址原则

2.1.1 储能电站的站址选择应根据国土空间规划、城乡规划、消防安全、交通运输、水文地质、征地拆迁以及电力系统规划设计的网架结构、负荷分布、应用对象、应用位置的要求，通过技术经济比较选择站址方案，并与当地城镇规划、工业区规划、自然保护区规划、储能总体规划相协调。

2.1.2 独立储能电站严禁设置在高层建筑、人员密集场所和易燃易爆品生产、储存、经营场所规划区域内，电站本体所在站房建筑外墙或集装箱外表面距离周边建筑物和易燃易爆品生产、储存、经营场所规划区域防火距离不得小于 50 米。

2.2 布局规定

2.2.1 储能系统的防火间距应根据其火灾危险性分类按 GB50016 及 GB55037 有关厂房的防火间距规定执行。

2.2.2 储能电站内应设置满足 GB50016 及 GB55037 要求的消防车道。

2.3 电气一次

储能系统接入电网的电压等级应根据储能电站容量及电网的具体情况确定。当高、低两级电压均具备接入条件时，宜采用低电压等级接入。

储能系统推荐接入电压等级表

储能系统额定功率P	接入电压等级
$P < 8\text{kW}$	220V/380V
$8\text{kW} \leq P \leq 1000\text{kW}$	380V
$500\text{kW} < P \leq 5\text{MW}$	6kV~20kV
$5\text{MW} < P \leq 100\text{MW}$	35kV~110kV
$P > 100\text{MW}$	220kV及以上

2.4 系统及电气二次

2.4.1 电化学储能电站不得选用三元锂电池以及梯次利用动力电池。

2.4.2 接入 10（6）kV 及以上电压等级且功率 500kW 及以上的储能系统，应配置故障录波系统，记录故障前 10s 到故障后 60s 的相关信息。

2.4.3 储能系统应配置防孤岛保护，非计划孤岛情况下应在 2s 内与电网断开。

2.5 建筑

2.5.1 建筑物的围护结构热工性能应满足当地气候条件及节能标准，外墙及屋面应根据储能系统和其他设备的温度特性、通风和采暖要求采用相应的保温隔热层。

2.5.2 储能电站电池布置区域和电气设备房间不宜吊顶，室内楼地面宜采用不起尘的材料。火灾危险性分类为甲、乙类的电池布置区域应采用不发火花的地面，采用绝缘材料作整体面层时，应采取防静电措施。

2.6 暖通

2.6.1 冬季运行环境温度有要求的储能系统应设置供暖设施，夏季运行环境温度要求不大于 30℃ 的宜设置空调，有可燃气体析出风险的区域应采用防爆型设备，不应采用明火取暖。

2.6.2 配电装置布置区域宜设置机械通风系统，并宜维持夏季室内温度不超过 40℃。通风量应满足配电装置室内排除设备发热量的要求，进排风设计温差不应超过 15℃。通风系统可兼做事故排风用，换气次数不少于 10 次/h。

2.7 给排水

电站消防给水系统的设计应符合 GB50016 及 GB50974 的有关规定。

2.8 消防安全

2.8.1 结构耐火。站房式储能系统建筑耐火等级不应低于二级。

2.8.2 消防给水及自动灭火

2.8.2.1 储能电站内，储能系统所在区域周围应设置室外消火栓系统；分散式储能装置与市政或者室外消火栓的最近距离不应大于 40m。

2.8.2.2 火灾危险性为甲、乙类的储能系统室外消火栓应符合下列要求：

- 室外消火栓间距不应大于 60m；
- 同时使用的消防水枪数量不应少于 4 支；
- 流量不应小于 20L/s。

2.8.2.3 站房式储能系统应设置室内消火栓系统。

2.8.2.4 火灾危险性为甲、乙类的集装箱式储能系统，其电池布置区域应设置消防水泵接合器和浸没式水冷却装置。

2.8.2.5 火灾危险性为甲、乙类的储能系统电池布置区域应设置满足灭火、持续降温且抑制复燃要求的固定自动灭火系统，其他储能系统应设置可靠有效的灭火装置。

2.8.3 火灾探测及消防报警

2.8.3.1 储能系统应设置满足 GB50116 要求的火灾自动报警系统。火灾危险性为甲、乙类的储能系统应具备火灾预警功能。

2.8.3.2 储能电站的主控通信室、配电装置室、继电器室、电池布置区域、变流器室、电缆夹层及电缆竖井应设置火灾探测

装置。

2.8.3.3 有可燃气体产生风险的储能系统应设置可燃气体探测报警装置。

2.8.4 消防供电及应急照明

2.8.4.1 大、中型的储能电站消防供电负荷应为一级负荷。消防用电设备应采用双电源或双回路供电。

2.8.4.2 储能电站内应设置满足 GB51309 要求的应急照明和疏散指示系统。

2.8.5 防爆及其他

2.8.5.1 有可燃气体产生风险的区域应符合下列要求：应采用防爆电气设备；应设置独立的事故通风系统；排风管道严禁穿过防火墙；应采用不循环使用的热风供暖，严禁采用明火或电热散热器烘暖。

2.8.5.2 有爆炸风险的储能系统应设置泄压设施，泄压设施应满足 GB50016 的要求，且应避开人员密集场所和主要交通道路。

2.8.5.3 储能系统应设置满足 GB50140 要求的灭火器。

2.8.5.4 火灾危险性为甲、乙类的储能系统，其电池布置区域敷设的及进出电池布置区域的电缆应采用 A 级阻燃电缆。

2.8.5.5 储能系统建筑内装修应满足 GB50222 的相关规定。

3 施工

建设单位应委托具备相应资质与等级的单位开展储能电站建筑与设备施工，监督其履行建设工程安全生产管理有关责任。

施工、安装及调试人员应经过专业培训并具有相应的资质。

4 验收

4.1 一般规定

4.1.1 储能电站施工完成后，应对储能电站工程的规划设计要求、工程建设档案、施工设计图纸、文件、设备安装质量、运行情况进行全面检验。

4.1.2 储能电站验收应组建相应的验收组织机构，制定验收方案，以确保验收顺利进行。未经验收或验收不通过时，不应交付使用。

4.2 建设工程验收

储能电站设备验收应包括但不限于储能设备、高压控制柜、低压控制柜、汇流柜、功率变换设备、变压器、监控设备、线缆、照明、供暖通风等，确保满足设计要求。

4.3 并网验收

电化学储能系统应按 GB/T36548 开展测试验收。

4.4 试运行验收

建设单位应在储能系统设备及其附属装置检验合格且并网验收通过后开展试运行验收。对接入公共电网的储能系统应在试运行申请通过后开展试运行验收。试运行验收内容包括：充电、放电、功率调节、模拟故障和保护功能、监控功能、远程及本地控制功能等储能系统功能测试。

4.5 竣工验收

4.5.1 建设单位应在建设工程验收、并网验收和试运行验收通过后组织竣工验收。

4.5.2 竣工验收应验收竣工资料、竣工报告、重大问题处理意见及结果以及建设工程、并网、试运行验收等档案材料，并进行综合评价。

5 运行维护

5.1 一般规定

大、中型储能电站应设置现场值班人员。小型储能电站、分散式储能装置应确保每天至少巡视 1 次。

5.2 运行监控

储能电站、分散式储能装置应设远程监控平台和就地监控系统，并设置分级报警功能，确保每天 24h 实时监控可靠性。

5.3 巡视检查

储能电站应制定日常巡检和定期专项巡检项目要求，并做好巡检记录。

5.4 异常运行及故障处理

储能电站设备发生异常或监控系统发出异常告警信号时，应及时进行现场检查。在缺陷和隐患未消除前应加强监视和增加巡视频次。储能电站运行人员发现异常，应立即汇报，按照运行规程进行处置。

5.5 退役

5.5.1 储能电站退役应制定分级处理、拆卸、储存、回收、

运输等相关方案。

5.5.2 储能电站退役应制定退役计划和作业流程，确保环境安全、公众安全和工作人员安全。

5.5.3 储能电站退役计划应按准备、设计、实施和验收四个阶段编制。

5.5.4 储能电站退役应按相关法律法规进行回收处理。

6 应急处置

6.1 应急处置准备

储能系统建设或运行单位应组建专职（兼职）应急队伍，完善应急物资，并对应急处置人员或联动单位关联人员进行应急安全培训。储能系统建设或运行单位应每半年至少开展 1 次火灾应急演练。

6.2 应急处置响应

储能系统建设或运行单位应急先期处置中应明确信息报送流程、危险区域、撤离路线、防范措施及危害扩大应对相关内容。储能系统建设或运行单位应确定应急响应级别，明确有关人员的应急职责，超出处置能力范围的应及时启动上一级应急预案。储能系统建设或运行单位应按确定的响应级别启动应急响应，按应急职责和流程实施。

盐城市电化学储能电站参数要求

序号	分类	指标名称	指标单位	标杆水平参考	指标来源说明
1	政策要求	有效全容量连续放电时间	h	≥ 2	苏发改能源发〔2023〕775号
2		完全充放电次数	次	≥ 6000	
3		充放电深度	%	≥ 90	
	布置原则	电站本体所在站房建筑外墙或集装箱外表面距离周边建筑物和易燃易爆品生产、储存、经营场所规划区域防火距离	m	≥ 50	GB51048
4		环形消防通道宽度	m	>4	
5		运输道路宽度	m	>3	
6		道路转弯半径	m	>7	
7		储能系统维护通道宽度	m	≥ 1.2	TECE373-2020
9		防火间距长边端	m	≥ 3	
10		防火间距短边端	m	≥ 4	
11		围墙与预制舱间距	m	≥ 4	
12	劳动安全与卫生	额定电压时噪声	dB	≤ 70	GB51048
13	电气系统	BMS 与电池相连带电部件与壳体间绝缘电阻值	兆欧	≥ 2	GB51048
14		站用交流事故停电时间	h	≥ 2	
15		通信设备一体化电源事故放电时间	h	≥ 1	
16	消防系统	消火栓灭火系统延续时间	h	≥ 3	TECE373-2020
17		自动喷水灭火系统	h	≥ 1	
18		消火栓用水量	L/s	20	
19		消火栓布置间距	m	≤ 60	