

2025新型储能典型应用 与发展趋势分析报告



中国化学与物理电源行业协会储能应用分会
秘书处联系人：李湘 13661266197

主编单位：中国化学与物理电源行业协会

编写单位：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会课题组

学术支持：中国化学与物理电源行业协会储能应用分会专家委员会

时 间：2025年3月



本报告编写人员名单

主 编：王泽深

副主编：陈永翀 符惠群 刘 勇

主要参编人员（以下排名不分先后）：

冯彩梅 禾 木 裴丽娟

王虎斌 潘 望 刘亚珍

刘伯洵 吴 涛 冯思遥

一、 新型储能产业政策	01	五、 市场及价格机制	61
（一） 政策导向	01	（一） 常规电源侧	61
（二） 主要政策梳理	01	（二） 新能源配建储能	62
（三） 政策趋势分析	09	（三） 电网侧共享储能	63
		（四） 用户侧储能	65
二、 新型储能标准制定	11	六、 总结与展望	67
（一） 标准体系建设情况	11		
（二） 新型储能标准	11		
（三） 重要标准解读	15		
三、 新型储能市场发展态势	19		
（一） 储能市场规模	19		
（二） 典型应用场景	19		
（三） 储能技术路线	25		
（四） 磷酸铁锂电池价格分析	33		
（五） 储能项目招投标价格	37		
（六） 并网典型项目	42		
四、 新型储能技术发展动态	53		
（一） 构网型储能	53		
（二） 500Ah+ 大容量电芯	54		
（三） 新一代集成设备	55		
（四） 新一代 BMS	57		
（五） 基于人工智能技术的储能 EMS	58		
（六） 直冷温控技术	59		
（七） 光储直流耦合	59		
（八） 钠离子电池	60		



» 前言

在经济社会绿色低碳转型的时代背景下，国家积极推动新能源高质量发展，新型储能可发挥促进新能源消纳、提升电力系统调节能力、保障电网安全稳定运行等作用，作为构建新型电力系统的关键技术，新型储能的大时代正在来临。

新型储能“顶层设计”正不断加强，《政府工作报告》首次关注新型储能发展，高屋建瓴地为新型储能的发展指明方向。《中华人民共和国能源法》首次将新型储能纳入我国能源体系，提出推进新型储能高质量发展，发挥各类储能在电力系统中的调节作用。

全国统一电力市场正加速建设，新能源、储能、电力用户等市场成员正全面进入电力市场，多层次、多品类、多功能电力市场体系初步形成，省间电力现货市场和山西、广东、山东、甘肃、蒙西五个地区电力现货市场已转入正式运行，辅助服务市场运行机制正不断健全。新型储能作为市场成员参与中长期市场、电力现货市场、辅助服务市场的机制正逐步建立，部分地区探索建立容量补偿机制，新型储能的收益品种不断丰富，市场机制和价格机制正逐步完善。

新型储能赛道火热，并网项目规模持续“倍增式”增长，多元技术路线不断应用，各类应用场景竞相迸发，展现强劲的发展势头，成为我国经济发展的新动能。

与此同时，新型储能大变局也正悄然发生，行业面临内外部的复杂挑战，对内面临局部产能过剩，产业链“内卷化”竞争，投运项目利用率较低，“强配”模式取消带来的不确定性风险增加、市场机制和盈利机制不成熟，安全风险较为凸出等问题，对外国际贸易保护主义横行，关税壁垒层层加码，行业的高质量发展面临诸多挑战。

行稳致远，进而有为。尽管行业正经历高速发展过程中的阵痛期，但新型储能未来广阔的前景已成全社会共识，行业需凝心聚力，坚持长期主义，立足当下、放眼未来。

轻舟已过万重山，前路漫漫亦灿灿。新型储能产业已迈过发展初期的种种不确定性，如今正加快推进商业化、规模化发展的进程。随着顶层设计的完善，市场机制的健全，技术水平的提升，多元路线的成熟，应用成本的下降，安全防控技术的完善，行业必将持续迸发蓬勃的生机。

本文将从产业政策、标准制定、市场发展态势、技术发展动态、市场及价格机制、总结与展望六个方面梳理并剖析二零二四年新型储能产业发展态势。

一、新型储能产业政策

（一）政策导向

政策是新型储能产业发展的“导向标”，通过政策的顶层设计，突破产业发展壁垒，引导产业发展方向，规范产业发展秩序，建立长序发展机制，推动新型储能产业健康长序发展。

“十四五”以来，国家各部委及地方政府密集出台各项政策，特别是今年，新型储能被首次写入政府工作报告，新型储能作为推动我国经济发展“新动能”的地位得到广泛认可。同时，《中华人民共和国能源法》首次将新型储能纳入我国能源体系，为行业的发展建立法律保障。此外，全国统一电力市场正加快建设，电力市场机制正逐步成熟，各地新型储能参与电力市场的实施细则正逐步完善。

随着政策体系的不断完善，新型储能应用模式不断丰富，技术应用水平不断提高，市场机制不断健全，行业发展秩序不断规范，安全发展水平不断提升，新型储能正从商业化初期进入规模化发展期。

（二）主要政策梳理

本年度，国家各部委和地方政府出台多个重磅政策，涵盖电力市场、标准建设、产业发展、技术创新、调用控制、示范应用等方面，本年度国家层面主要政策见表 1.1-1，重点政策解读如下：

随着规模化新能源电源、储能和充电桩等新型负荷接入电力系统，电力系统面临电压和频率调节支撑能力弱、源荷功率波动性大、电能质量指标越限等一系列新的挑战。1月10日，国家发改委印发《电能质量管理办法（暂行）》，文件提出 10kV 及以上电压等级并网的新型储能应在接入电力系统规划可研阶段开展电能质量评估，配置电能质量在线监测装置，采取必要的电能质量防治措施。治理设备、在线监测装置应当与主体工程同时设计、同时施工、同时验收、同时投运。在试运行阶段（6 个月内），应当开展电能质量监测，指标超标时应当主动采取治理措施。

2月6日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于新形势下配电网高质量发展的指导

意见》，文件提出配电网围绕建设新型能源体系和新型电力系统的总目标，打造安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统，在增强保供能力的基础上，推动配电网在形态上从传统的“无源”单向辐射网络向“有源”双向交互系统转变，在功能上从单一供电服务主体向源网荷储资源高效配置平台转变。文件提出推动新型储能多元发展，根据不同应用场景，科学安排新型储能发展规模。引导分布式新能源根据自身运行需要合理配建新型储能或通过共享模式配置新型储能，提升新能源可靠替代能力，促进新能源消纳。在电网关键节点、电网末端科学布局新型储能，提高电网灵活调节能力和稳定运行水平。支持用户侧储能安全发展，围绕分布式新能源、充电设施、大数据中心等终端用户，探索储能融合应用新场景。推动长时电储能、氢储能、热（冷）储能技术应用。

2月27日，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，文件提出到 2027 年，电力系统调节能力显著提升，抽水蓄能电站投运规模达到 8000 万千瓦以上，需求侧响应能力达到最大负荷的 5% 以上，保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成，适应新型电力系统的智能化调度体系逐步形成，支撑全国新能源发电量占比达到 20% 以上、新能源利用率保持在合理水平，保障电力供需平衡和系统安全稳定运行。文件提出推进电源侧新型储能建设，优化电力输、配环节新型储能发展规模和布局，发展用户侧新型储能，推动新型储能技术多元化协调发展，积极推动各类调节资源参与电力市场，建立健全促进调节资源发展的价格机制。

新型储能是电力系统安全稳定运行的重要保障，但新型储能大规模建设与调用不充分的矛盾日益突出。4月12日，国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，规范新型储能并网接入，推动新型储能高效调用，文件明确接受电力系统调度新型储能范围，加强新型储能并网和调度运行管理，强化新型储能并网和调度协调保障。

5月14日，国家发展改革委印发《电力市场运行基本规则》，文件明确储能企业的电力市场成员身份，电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等，其中电能量交易分为电力中长期交易和电力现货交易；电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用和调峰等有偿电力辅助服务；容量交易的标的是在未来一定时期内，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力。

7月31日，中共中央、国务院印发《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，首次在中央层面系统部署加快经济社会发展全面绿色转型工作。文件重点提出稳妥推进能源

绿色低碳转型，主要措施包括加强化石能源清洁高效利用，大力发展非化石能源，新型电力系统。主要包括：加强清洁能源基地、调节性资源和输电通道在规模能力、空间布局、建设节奏等方面的衔接协同；科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电，提升电力系统安全运行和综合调节能力；建设智能电网，加快微电网、虚拟电厂、源网荷储一体化项目建设；加强电力需求侧管理。深化电力体制改革，进一步健全适应新型电力系统的体制机制。

8月6日，国家能源局印发《加快构建新型电力系统行动方案》（2024—2027年），文件围绕构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的新型电力系统总体目标，从不同角度对应提出专项行动，统筹推进新型电力系统协调发展，聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域，明确2024—2027年重点开展任务，包括电力系统稳定保障行动、大规模高比例新能源外送攻坚行动、配电网高质量发展行动、智慧化调度体系建设行动、新能源系统友好性能提升行动、新一代煤电升级行动、电力系统调节能力优化行动、电动汽车充电设施网络拓展行动、需求侧协同能力提升行动9项专项行动方案。

为深化电力体制改革、加快建设全国统一大市场，统一电力市场注册机制，9月13日，国家能源局印发《电力市场注册基本规则》，文件明确新型储能作为经营主体，新型储能的基本条件要求与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件；配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。



表 1-1 本年度国家层面主要政策

序号	政策名称	政策要点	主管部门
1	电能质量管理办法（暂行）	新（改、扩）建的新能源场站、10 千伏及以上电压等级并网的分布式电源和新型储能应当在接入电力系统规划可研阶段开展电能质量评估，配置电能质量在线监测装置，采取必要的电能质量防治措施。	国家发改委
2	新型储能试点示范项目名单	56 个项目入选新型储能试点示范项目，涵盖各种技术路线，其中锂离子电池储能项目数量 17 个；压缩空气储能 11 个；液流电池 8 个；混合储能 7 个。此外，飞轮储能、二氧化碳储能、重力储能、钠离子电池、铅炭电池等均有涉及。	国家能源局
3	关于推动未来产业创新发展的实施意见	重点推进未来制造、未来信息、未来材料、未来能源、未来空间和未来健康六大方向产业发展。其中在在未来能源方面，加快发展新型储能。	工信部等
4	关于新形势下配电网高质量发展的指导意见	引导分布式新能源根据自身运行需要合理配建新型储能或通过共享模式配置新型储能，提升新能源可靠替代能力，促进新能源消纳。在电网关键节点、电网末端科学布局新型储能，提高电网灵活调节能力和稳定运行水平。支持用户侧储能安全发展，加强计量管理，实现应采尽采，围绕分布式新能源、充电设施、大数据中心等终端用户，探索储能融合应用新场景，支持参与电网互动。推动长时电储能、氢储能、热（冷）储能技术应用。	国家发展改革委、国家能源局
5	关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知	适应新型电力系统发展需要，持续推进电力辅助服务市场建设。加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则。	国家发展改革委、国家能源局

序号	政策名称	政策要点	主管部门
6	关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见	推进电源侧新型储能建设，优化电力输、配环节新型储能发展规模和布局，发展用户侧新型储能，推动新型储能技术多元化协调发展。到 2027 年，电力系统调节能力显著提升，抽水蓄能电站投运规模达到 8000 万千瓦以上，需求侧响应能力达到最大负荷的 5% 以上，保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成，适应新型电力系统的智能化调度体系逐步形成，支撑全国新能源发电量占比达到 20% 以上。	国家发展改革委、国家能源局
7	2024 年能源工作指导意见	非化石能源发电装机占比提高到 55% 左右。风电、太阳能发电量占全国发电量的比重达到 17% 以上。提升电力系统稳定调节能力。推动新型储能多元化发展，强化促进新型储能并网和调度运行的政策措施；加快培育能源新业态新模式。加强新型储能试点示范跟踪评价，推动新型储能技术产业进步；探索推广虚拟电厂、新能源可靠替代、先进煤电、新型储能多元化应用等新技术。	国家能源局
8	关于促进新型储能并网和调度运用的通知	规范新型储能并网接入管理、优化新型储能调度方式、加强新型储能运行管理；规范新型储能并网接入技术要求、明确新型储能调度运行技术要求、鼓励存量新型储能技术改造、推动新型储能智慧调控技术创新；加强新型储能项目管理、做好新型储能并网服务、以市场化方式促进新型储能调用、加强新型储能并网调度监督管理。	国家能源局
9	锂电池行业规范条件（2024 年本）	储能型锂电池单体电池能量密度 $\geq 155\text{Wh/kg}$ ；电池组能量密度 $\geq 110\text{Wh/kg}$ ；单体电池循环寿命 ≥ 6000 次且容量保持率 $\geq 80\%$ ；电池组循环寿命 ≥ 5000 次且容量保持率 $\geq 80\%$ 。	工信部
10	电力市场监管办法	电力交易主体增加售电企业、储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商。	国家发改委

序号	政策名称	政策要点	主管部门
11	电力市场运行基本规则	电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等，其中电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。电力辅助服务分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。	国家发改委
12	关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知	加强系统调节能力建设，明确新型储能等调节能力规模；强化调节资源效果评估认定，开展对各类储能设施调节性能的评估认定，提出管理要求，保障调节效果；切实提升新能源并网性能，探索应用长时间尺度功率预测、构网型新能源、各类新型储能等新技术，提升新能源功率预测精度和主动支撑能力。	国家能源局
13	2024—2025 年节能降碳行动方案	到 2025 年底，全国抽水蓄能、新型储能装机分别超过 6200 万千瓦、4000 万千瓦；各地区需求响应能力一般应达到最大用电负荷的 3%—5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过 40% 的地区需求响应能力应达到最大用电负荷的 5% 以上。	国务院
14	首台（套）重大技术装备推广应用指导目录（2024 年版）	全钒液流电池储能系统：额定功率 $\geq 500\text{kW}$ ；额定能量 $\geq 2000\text{kWh}$ ；额定能量效率 $\geq 70\%$ ；设计寿命 ≥ 20 年。 铁铬液流电池储能系统：额定功率 $\geq 1\text{MW}$ ；额定能量 $\geq 6\text{MWh}$ ；额定能量效率 $\geq 77\%$ ；设计寿命 ≥ 20 年。 钠离子电池储能系统：额定能量 $\geq 1\text{MWh}$ ；额定能量效率 $\geq 85\%$ ；设计寿命 ≥ 3000 次。	工信部
15	关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见	稳妥推进能源绿色低碳转型，主要措施包括加强化石能源清洁高效利用，大力发展非化石能源，加快构建新型电力系统。科学布局抽水蓄能、新型储能、光热发电，提升电力系统安全运行和综合调节能力。	中共中央、国务院

序号	政策名称	政策要点	主管部门
16	加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）	电力系统稳定保障行动，推进构网型技术应用，根据高比例新能源电力系统运行需要，选择典型场景应用构网型控制技术，具备主动支撑电网电压、频率、功角稳定能力，提升系统安全稳定运行水平；新能源系统友好性能提升行动，打造一批系统友好型新能源电站，改造升级一批已配置新型储能但未有效利用的新能源电站；电力系统调节能力优化行动，建设一批共享储能电站，探索应用一批新型储能技术。	国家发改委、国家能源局、国家数据局
17	配电网高质量发展行动实施方案（2024—2027年）	创新探索一批分布式智能电网项目。面向大电网末端、新能源富集乡村、高比例新能源供电园区等，探索建设一批分布式智能电网项目。	国家能源局
18	能源重点领域大规模设备更新实施方案	建立健全充电基础设施、新型储能、氢能、电力装备等领域标准体系，加强能源行业标准供给和升级，提高设备效率和可靠性。	国家发改委等
19	电力市场注册基本规则	新型储能企业基本条件：与电网企业签订并网调度协议，接入电力调度自动化系统；具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足结算要求；满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间等对应的技术条件，具体数值以相关标准或国家、地方有关部门规定为准；配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。	国家能源局
20	《中国的能源转型》白皮书	系统阐释了中国能源转型的基本理念，全面介绍了中国能源转型的实践成就，客观展示了中国为全球绿色转型作出的突出贡献	国务院新闻办公室

序号	政策名称	政策要点	主管部门
21	关于下达 2024 年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知	提出 2024 年新型储能领域制定、修订行业标准。	国家能源局综合司
22	电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）	辅助服务品种从功能上可以分为有功控制服务、无功控制服务和事故处置类服务，按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，储能是电力辅助服务经营主体。	国家能源局综合司
23	关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见	多元提升电力系统调节能力，加强新型储能技术攻关和多场景应用。健全市场机制和价格机制，建立健全储能价格机制。	国家发改委等
24	关于提升新能源和新型并网主体涉网安全能力服务新型电力系统高质量发展的通知	优化涉网管理服务、推动并网主体友好并网、推进技术创新与涉网技术标准制修订；规范涉网参数管理流程、强化建模及参数实测管理、落实涉网参数复测要求。	国家能源局
25	新型储能制造业高质量发展行动方案》（征求意见稿）	实施新型储能技术创新行动，发展多元化储能本体技术、突破高效集成和智慧调控技术、攻关多维度安全技术。加快锂电池、超级电容器等成熟技术迭代升级，支持颠覆性技术创新，提升高端产品供给能力。	工信部
26	有效降低全社会物流成本行动方案	加强电动汽车、锂电池、光伏产品“新三样”出口的国内港口仓储设施建设，支持高效便捷出口。研究出台大容量储能电池、大尺寸光伏组件的仓储和运输相关技术标准，优化完善锂电池运输安全管理规范。	中共中央办公厅、国务院办公厅

序号	政策名称	政策要点	主管部门
27	国家锂电池产业标准体系建设指南（2024 版）	标准体系建设涵盖储能型锂电池，重点方向包括基础通用、材料与部件、生产与检测、安全与性能、回收利用和绿色低碳	工信部等
28	拟纳入 < 绿色技术推广目录（2024 年版） > 的技术清单	百兆瓦级先进压缩空气储能技术；锌铁液流储能电池；规模化熔盐储能技术；3.35MWh 液冷锂离子电池储能预制舱	国家发改委环资司
29	关于公示第四批能源领域首台（套）重大技术装备的通知	12 个储能领域项目入选，涉及压缩空气储能、二氧化碳储能、液态空气储能、钠离子电池储能、构网型储能、铁铬液流电池、全钒液流电池、飞轮储能、储能智慧集控平台等	国家能源局综司
30	电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）	着力提供火电调节能力，鼓励煤电企业结合市场需求自主配置调频储能；改造或建设一批调度机构统一调度的新型储能电站；提升新型储能调用水平；加快建立市场化容量补偿机制。	国家发改委、国家能源局

（三）政策趋势分析

通过梳理 2024 年度相关政策，剖析本年底新型储能产业政策发展趋势。

一是引导产业链高质量发展。新型储能产业在高速发展的同时出现冷热不均、外热内冷等现象，产业链企业陷入“内卷式”恶性竞争，产业链企业频现亏损境地。政策关注引导产业链企业合理布局，强化行业自律，专注于技术研发提升内功，寻求关键领域核心技术和难点痛点问题突破，加强工程应用数据分析和总结，通过首台（套）技术装备、关键设备技术规范 and 试点示范项目名单等树立标杆，引导行业高质量发展。

二是完善新型储能市场机制。新型储能项目仍普遍面临盈利水平低、收益不稳定、成本疏导难等问题，并间接带来低价中标、电站利用率低、设备质量层次不齐等问题。随着全国统一电力市场的加快推进，新型储能参与电力市场的框架体系和实施细则正逐步建立健全，新型储能参与中长期市场、电力现货市场、辅助服务市场的机制正逐步健全，山东、蒙西、浙江等地出台政策探索建立新型储能容量市场，新型储能参与调峰、调频、爬坡等多元市场的机制正逐步探索，促进项目“一体多用、分时复用”，提升新型储能项目利用水平，丰富新型储能商业模式。

三是加强新型储能的调度运用管理。新能源侧和电网侧储能各类应用场景中占比约为 90%，由于电网公司调度机制和技术尚不成熟，并网接入标准仍需进一步健全，特别是项目全寿命周期的调用评价体系尚未建立。政策一方面关注新型储能项目并网对系统的影响，通过电能质量评估、并网检测、建模仿真等提升储能项目的并网适应性；另一方面，提升新型储能项目的调用控制管理，推动构网型储能技术的发展和运用，制定调度运行细则，明确新型储能的调度关系，提高储能项目对电力系统的支撑和调节能力。

四是健全储能项目全过程管理流程。新型储能项目的建设包括规划设计、设备制造、施工调试、并网检测、运行维护等环节，通过制定科学合理的监管政策可促进项目全寿命周期、全过程的安全高效运行。政策一方面加强储能项目全流程的资质准许要求，对规划设计、施工、设备制造、并网检测等提出行业准入门槛，规范行业秩序，健全技术标准和检测认证体系；另一方面也加强建设全过程的管理，提升行业建设运行水平。同时针对不同规模、不同应用场景和调度模式采取差异化的管理模式，特别是对涉及安全、环保、并网支撑性能等环节建立高效合规监管和验收制度，实现对储能项目的精细化、合规性管理。

五是加强分布式储能对配电网的支撑。新型电力系统下配电网正从传统的受端配电迭代为具备源网荷储互动能力的新型配电网，随着分布式电源和多样性负荷的广泛接入，配电网面临线路和变压器反向过载、电压越限、电能质量降低、弃电严重等问题。政策关注健全台区储能、用户侧储能以及 V2G 等商业模式，促进分布式储能的建设，提高配电网灵活调节能力和稳定运行水平，助力构建安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统。

二、新型储能标准制定

（一）标准体系建设情况

近年来，新型储能标准体系已逐步建立健全，特别是电化学储能标准体系已基本健全，目前已发布或实施的新型储能国标、行标已达百余个，各类地标、企标和团标的制定也在丰富新型储能的标准体系。但随着新型储能技术路线不断涌现，应用场景日益丰富，新技术层出不穷，我国新型储能标准建设仍面临诸多挑战，标准体系仍将继续完善。

按照新型储能的建设逻辑，综合不同的功能要求、产品和技术类型、各子系统的关联性，我国电力储能相关标准体系框架分为基础通用、规划设计、设备试验、施工验收、并网运行、检修监测、运行维护、安全应急八个方面。

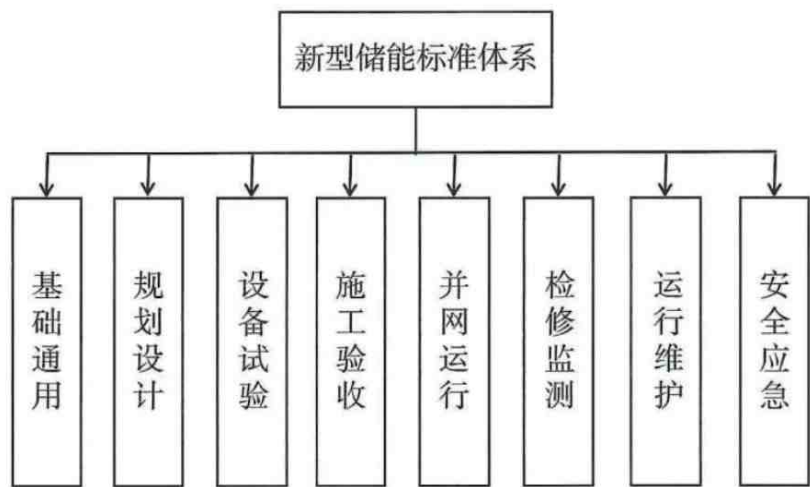


图 2.1-1 新型储能标准体系架构

（二）新型储能标准

本年度，新型储能的标准体系取得重要的进展，多达 35 项新型储能国标、行标发布或实施，特别是锂离子电池、钠离子电池、铅炭电池、储能变流器、电池管理系统、集成设备等储能系统核心设备的标准完成了新编或修订，并网检测、运行维护相关标准逐步健全。此外，江苏等地区发布新型储能地标，推动新型储能标准体系进一步的健全，本年度新型储能主要标准清单见表 2.2-1。

表 2.2-1 本年度新型储能主要标准清单

序号	标准名称	标准类别	标准编号	编制阶段
1	电力储能用锂离子电池	国标	GB/T 36276-2023	实施
2	电力储能用铅炭电池	国标	GB/T 36280-2023	实施
3	电化学储能系统储能变流器技术要求	国标	GB/T 34120-2023	实施
4	储能变流器检测技术规程	国标	GB/T 34133-2023	实施
5	电力系统电化学储能系统通用技术条件	国标	GB/T 36558-2023	实施
6	移动式电化学储能系统技术规范	国标	GB/T 36545-2023	实施
7	电化学储能电站调试规程	国标	GB/T 42737-2023	实施
8	电力储能用锂离子电池监造导则	国标	GB/T 43522-2023	实施
9	电力储能用锂离子电池退役技术要求	国标	GB/T 43540-2023	实施
10	电化学储能黑启动技术导则	国标	GB/T 43462-2023	实施
11	电化学储能电池管理通信技术要求	国标	GB/T 43528-2023	实施
12	用户侧电化学储能系统接入配电网技	国标	GB/T 43526-2023	实施
13	全钒液流电池可靠性评价方法	国标	GB/T 43512-2023	实施

序号	标准名称	标准类别	标准编号	编制阶段
14	电化学储能电站后评价导则	国标	GB/T 43686-2024	实施
15	电力储能用压缩空气储能系统技术要求	国标	GB/T 43687-2024	实施
16	电化学储能电站启动验收规程	国标	GB/T 43868-2024	实施
17	电化学储能电站接入电网技术规定	国标	GB/T 36547-2024	实施
18	电化学储能电站模型参数测试规程	国标	GB/T 44117-2024	实施
19	用户侧电化学储能系统并网管理规范	国标	GB/T 44113-2024	实施
20	电化学储能系统接入低压配电网运行控制规范	国标	GB/T 44114-2024	实施
21	预制舱式锂离子电池储能系统技术规范	国标	GB/T 44026-2024	实施
22	电化学储能电站接入电网运行控制规范	国标	GB/T 44112-2024	实施
23	电化学储能电站检修试验规程	国标	GB/T 44111-2024	实施
24	智能电化学储能电站技术导则	国标	GB/T 44133-2024	实施
25	电力系统配置电化学储能电站规划导则	国标	GB/T 44134-2024	实施
26	电化学储能电站启动验收规程	国标	GB/T 43868-2024	实施

序号	标准名称	标准类别	标准编号	编制阶段
27	质子交换膜燃料电池第 6 部分：双板板特性测试方法	国标	GB/T 20042.6-2024	实施
28	锂离子电池和电池组能源转换效率要求和测量方法	国标	GB/T 43695-2024	实施
29	电化学储能电站安全监测信息系统技术导则	国标	GB/T 44767-2024	发布
30	电化学储能电站应急物资技术导则	国标	GB/T 44803-2024	发布
31	新能源场站及接入系统短路电流计算 第 3 部分：储能电站	国标	GB/T 44659.3-2024	发布
32	电化学储能电站接入电网测试规程	国标	GB/T 36548-2024	发布
33	电力储能电站钠离子电池技术规范	国标	GB/T 44265-2024	发布
34	电池储能系统储能协调控制器技术规范	行标	DL/T 2864-2024	发布
35	液流电池储能电站检修规程	行标	DL/T 2865-2024	发布
36	电化学储能电站设计规范	国标	GB51048	报批稿
37	预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范	江苏地标	DB32/T 4682-2024	实施

（三）重要标准解读

修订版国标《电化学储能电站设计规范》（GB 51048）已完成报批稿，标准的正式发布近在咫尺。修订的国标主要适用额定功率 500kW 且额定能量 500kWh 及以上的电化学储能电站，规定电化学储能电站接入系统、储能系统、电气、建筑与结构、供暖通风与空气调节、给排水、消防等设计进行规定。报批稿中消防安全是重中之重，以防火间距为例，报批稿中规定锂电池预制舱距离甲类和乙类厂房防火间距不小于 25m，距离丙、丁、戊类厂房防火间距不小于 20m（一、二级耐火等级）或 25m（三级耐火等级）。

国标《电力储能用锂离子电池》（GB/T 36276-2023）、《电力储能用铅炭电池》（GB/T 36280-2023）和《电力储能电站钠离子电池技术规范》（GB/T 44265-2024）三个国标分别对锂离子电池、铅炭电池和钠离子电池三类电池技术要求和试验方法进行了规定，特别是规定了电池出厂试验、型式试验和抽样试验的检测项目及方法。以钠离子电池为例，标准规定了钠离子电池初始充放电性能，电池单体在 5℃条件下初始充放电能量效率不低于 83%，25℃条件下初始充放电能量效率不低于 93%，45℃条件下初始充放电能量效率不低于 93%；电池模块 25℃条件下初始充放电能量效率不低于 94%；电池簇初始充放电能量效率不低于 95%。对于能量保持与能量恢复能力，电池单体和电池模块在 100% 能量状态下静置 30d 后，能量保持率不低于 95%，充放电能量恢复率均不低于 95%。

磷酸铁锂电池为主的电化学储能普遍采用预制舱集成全户外布置，国标《预制舱式锂离子电池储能系统技术规范》（GB/T 44026—2024）已正式实施，标准适用于额定功率不小于 100 kW 且额定能量不小于 200kWh 的预制舱储能系统的设计、制造、试验、检测、运行、维护和检修。标准的发布将极大的推进储能集成设备的“规范化”，保障储能项目安全高效运行，标准规定了预制舱式锂离子电池储能系统的外观、尺寸及防护等级、设备及部件、功能要求与性能要求、描述了相应的试验方法，规定了检验规则、包装、运输和贮存等内容，特别是提出集成设备型式试验相关要求。标准规定集成设备型式试验、出厂试验和抽样检测相关要求，对于型式试验，标准规定新产品投产、厂址变更、停产超过一年后复产等情况下应进行形式试验，开展防护等级、通信、信息采集、机械性能、充放电性能、过载能力、绝缘电阻、热失控扩散、电磁兼容等试验。以热失控试验为例，选取 1 个电池簇布置于舱内中部位置，同时选取电池簇中心位置的电池单体作为热失控触发对象，将触发热失控对象的能量状态调整为额定充电能量的 95%，利用充放电装置对电池簇进行恒流充电，按照标准规定试验方法，当电池模块内最高温度达到 300℃或试验时间达到 4h 或任一电池单体达到热失控的判定条件时，停止充电，观察 24h 并记录。试验需保证预制舱内电池单体发生热失控后，不应起火，不应爆炸，不应触发其他电池模块发生热失控。

随着电力系统安全稳定要求的提高，现行《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T 36547—2018）已不能满足电化学储能接入需求，修订版国标《电化学储能电站接入电网技术规定》（GB/T 36547—2024）已正式实施，标准适用于通过 10（6）kV 及以上电压等级接入公共电网的新建、改建和扩建的电化学储能电站的建设、接入、调试、试验、检测、运行、维护和检修，规定了电化学储能电站接入电网的总体要求、以及功率控制、一次调频、惯量响应、故障穿越、运行适应性、电能质量、继电保护与安全自动装置、调度自动化与通信、仿真建模、接入电网测试和评价的技术要求。相对现行 2018 年版本，修订版增加一次调频、惯量响应、过载能力等要求。以一次调频为例，修订版要求电化学储能电站应具有一次调频功能，一次调频的死区宜设置为 $\pm (0.03-0.05)$ Hz，一次调频调差率为 0.5%~3%，一次调频调节时间应不大于 4s，有功功率控制偏差不应超过额定功率的 $\pm 1\%$ 。

国标《电化学储能系统接入低压配电网运行控制规范》（GB44114-2024）规定了接入 10（6）kV 以下配电网的电化学储能系统总体要求、运行管理、并 / 离网切换、功率控制、运行适应性、保护、通信、电能质量和电能计量的技术要求。标准规定电化学储能系统的运行模式包括削峰填谷、需求响应、电压 / 功率因素控制、计划孤岛等。电化学储能系统因电网侧故障或异常离网时，在电网恢复正常运行后应延时并网，并网延时设定值大于 20s；电化学储能系统在非计划孤岛情况下，应在 2s 内与电网断开。对于不允许向公共电网倒送电的电化学储能系统，公共连接点应具备逆向功率保护功能，当检测到逆向电流时，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。

国标《电化学储能系统储能变流器技术要求》（GB/T 34120-2023）于 2024 年 7 月 1 日正式实施，作为现行 2017 版国标的修订，新国标规定了储能变流器启停机、功率控制、并离网切换、报警和保护、绝缘电阻检测、通信、检测规则等要求。国标提出中压接入电网的 PCS 宜具备一次调频和惯量响应控制能力，并提出具体技术要求，其中一次调频死区宜设置为 $\pm (0.03-0.05)$ Hz，调差率应为 0.5%—3%，一次调频响应时间不大于 100ms，调节时间不大于 300ms。惯量响应频率变化死区宜设置为 $\pm (0.03-0.1)$ Hz，计算频率变化率的时间窗口宜为 100ms~200ms，参与惯量响应控制时，响应时间不大于 100ms，调节时间不大于 300ms。同时，PCS 具备电压 / 无功控制、功率因数控制、恒无功功率控制等模式，具备四象限功率输出能力，最大可提供 1.05P_n 的无功输出能力，无功功率控制响应时间不大于 100ms，调节时间不大于 300ms。

国标《电化学储能电站调试规程》（GB/T 42737-2023）于 2024 年 7 月 1 日正式实施，标准规定了电化学储能电站储能系统、监控系统、变配电系统、继电保护及安全自动装置、通信与调度自动化系统、站用电源等分系统和整站联合调试的调试项目、方法及技术要求。电化学储能电站调试分为分系统调试和联合调试，联合调试在分系统调试完成后进行。联合调试包括启动 / 停机、充 / 放电、并 / 离网、有功功率控制、能量转换效率、故障穿越、电网适应性、一次调频、惯量响应、电能质量等调试项目。



三、新型储能市场发展态势

(一) 储能市场规模

2024 年，国内新型储能保持快速发展态势，按照 CESA 储能应用分会产业数据库统计数据，截至 2024 年底，全国新型储能累计装机规模达到 74.66GW/176.45GWh，其中 2024 年新型储能新增装机规模 42.46GW/109.58GWh，装机功率同比增长 99.17%。

2024 年，新型储能新增装机能量排名前 5 的省区分别是：新疆 5.82GW/20.92GWh、内蒙古 6.49GW/17.82GWh、江苏 6.41GW/13.12GWh、山东 3.64GW/8.57GWh 和青海 2GW/8.15GWh。2024 年国内各地区新型储能新增装机规模见图 3.1-1。

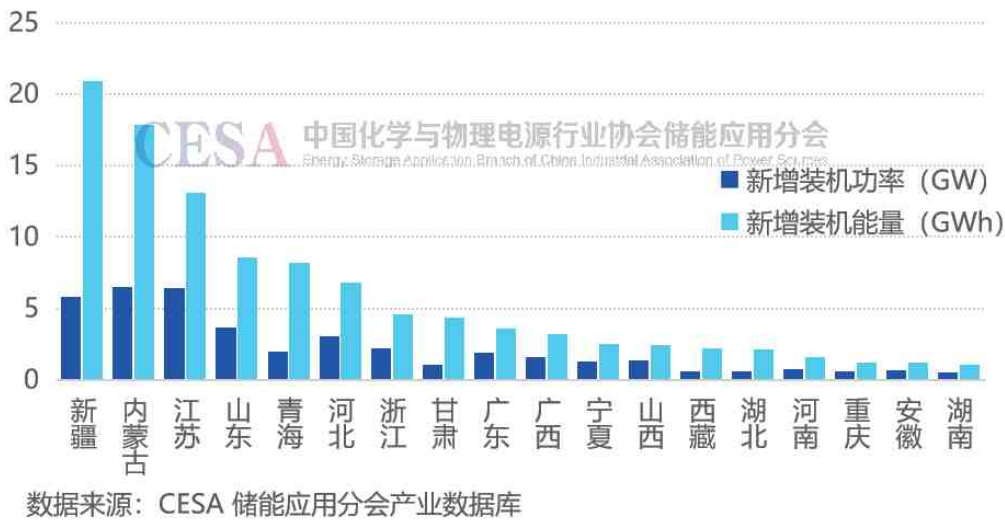


图 3.1-1 2024 年各地区新型储能新增装机规模

(二) 典型应用场景

新型储能应用场景丰富，主要包括电源侧、电网侧和用户侧。按照 CESA 储能应用分会产业数据库统计数据，2024 年，电网侧独立 / 共享储能新建项目 249 个，装机规模达 26.32GW/64.82GWh，占比 59.15%，主要集中在江苏、内蒙古、山东等地。电源侧储能主要为新能源侧配建储能，火电侧储能占比较小，电源侧储能新建项目 224 个，新增装机 13.47GW/38.41GWh，占比 35.05%，主要分布新疆、内蒙古、甘肃等地。用户侧储能新建

项目数量近 900 个，总规模 2.67GW/6.35GWh，占比 5.80%，主要集中在浙江、江苏、广东、安徽等地。

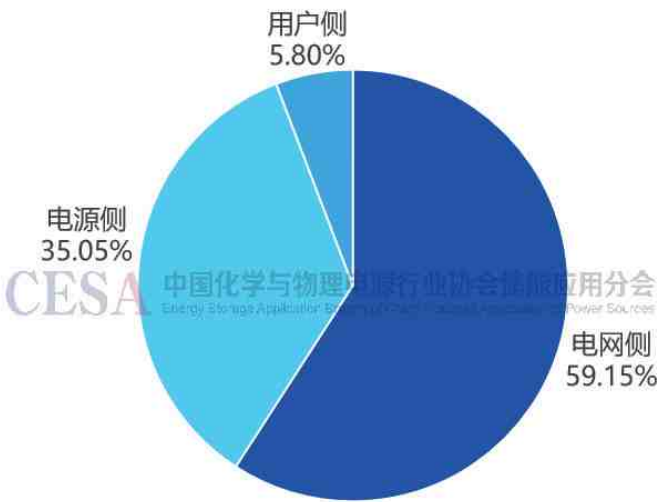


图 3.2-1 2024 年新型储能各应用场景新增装机占比

新能源侧主要解决新能源发电的波动性、间歇性和随机性，应用于调峰、调频、调压、爬坡、转动惯量支撑等；电网侧储能目前主要体现在共享储能和电网公司投资的储能电站的应用，主要用于缓解电网阻塞、延缓输配电扩容、提升电能质量、调峰、调频、调压、备用、转动惯量支撑等；用户侧储能目前仍主要应用于峰谷价差套利、减少容量电费、需求侧响应、减少变配电设施升级改造成本、提高供电可靠性等应用，同时探索用户侧储能作为独立储能参与电力辅助服务市场或现货市场的模式。

(1) 常规电源侧

常规电源侧目前的应用主要是在燃煤电厂和燃气电厂配置储能，应用于调频和黑启动等服务，部分地区探索在核电厂配建储能参与调峰、调频服务。

常规电源侧储能是国内商业模式最早、也是目前商业模式较为成熟的应用场景。

广东省是目前火电调频项目市场规模最大的地区，随着辅助服务市场的推进，山东、重庆、江苏、浙江、湖南等地区也逐步出台调频相关政策推动火电调频项目建设。

2022 年前，国内采用磷酸铁锂电池的储能系统配置时长以 0.5h 为主，一般采用充放电倍率 2P 的储能电池；由于 2P 的电池价格较高、充放电次数少、产业链不健全、电池替换次数多等缺点，相对于 1P 的电池，全寿命周期成本更高，目前已逐步不再使用。本年度，

招标的调频项目锂电池储能系统均采用充放电时长 1h 的储能系统，电池采用 1P 的储能电池，同时，由于调频项目累计充放电次数快，部分早期投运项目电池性能已大幅衰减，亟需对电池进行更换。2024 年一季度，湖南华润鲤鱼江火储项目直流侧设备整体更换完成，将 2019 年安装使用的 12MW/6MWh 风冷储能设备更换成 12MW/12MWh 液冷储能设备。

飞轮储能或混合储能在火电调频项目中逐步得到应用，主要包括飞轮、飞轮 + 锂电和超级电容 + 锂电三种模式。飞轮储能具有寿命长、安全性高、效率高等特点，可实现大功率的充放电，可满足火电调频项目 AGC 指令调频里程要求；超级电容储能是一种介于传统电容和电化学电池之间的储能器件，具有寿命长、低温适应性好、效率高、免维护等特点

(2) 新能源侧

新能源侧配建储能主要解决新能源发电的波动性、间歇性和随机性，应用于调峰、调频、调压、爬坡、转动惯量支撑等功能，未来探索作为独立储能或联合新能源参与电力辅助服务市场或电力现货市场。

国家推动集中式与分布式并举的模式发展新能源，推动陆上风电光伏基地、海上风电基地、分布式光伏开发，通过“千乡万村驭风行动”推动分布式风电等开发。为提升电力系统的灵活调节性资源，全国各个省份地区普遍要求风电、光伏场站按照 8%-30% 的比例以及 1-4h 的时长配建储能。

在沙漠、戈壁、荒漠等地区建设集中式风电光伏大基地是新能源发展的重中之重。2024 年 12 月份的中央经济工作会议提出加快“沙戈荒”新能源基地建设，在新能源基地中，采用风光火储多能互补是主要建设模式。

新能源侧配建储能是当前阶段的主要建设模式之一，随着电力市场的推进及储能盈利机制的逐步健全，市场也在由政策驱动逐步向市场驱动转变。

(3) 电网侧

建设共享储能是目前电网侧储能的主要方式。共享储能通过集约化的建设运维，对站址、配电设施、控制设施、给排水设施、生活设施等进行共用，并通过集中的运维管理，使得大型储能电站具有综合成本低、易于运维管理、便于调度控制、实现功能丰富等优点。多地出台政策允许通过自建、合建或购买服务的方式为新能源厂站配套储能，极大地促进了共享储能的发展，共享储能始于青海、湖南，目前，已在全国范围内广泛建设。本年度，江苏、浙江、内蒙古等地是共享储能并网的主要地区。

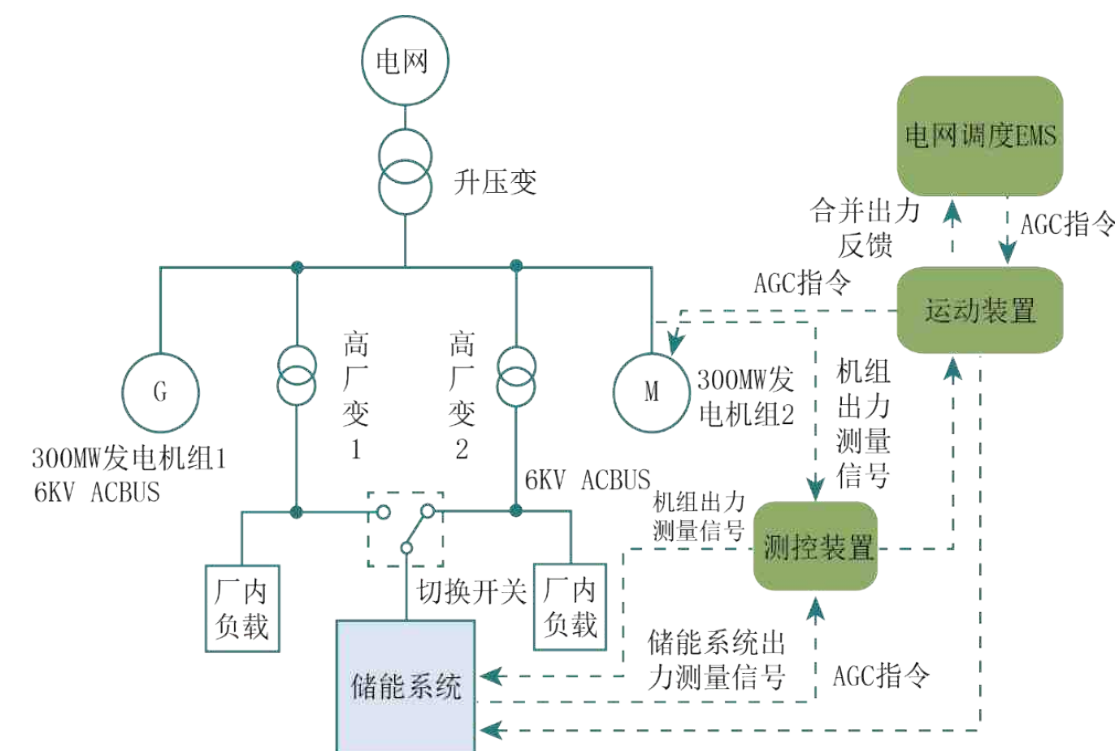


图 3.2-2 火储联合调频项目拓扑示意



图 3.2-3 “十四五”大型清洁能源基地布局示意图



图 3.2-4 中电建新疆巴里坤储能项目（156MW/624MWh）

随着分布式光伏在台区侧的渗透率提高以及台区变负载率的提高，配电台区配置分布式储能可解决重过载和治理电能质量问题，在广西、云南等地区偏远地区，由于配电线路的供电半径过大，末端用户电压远低于额定电压，通过配置移动储能或分布式储能解决末端电压过低、功率因数不合格等问题。

本年度，陕西规模化配电台区分布式储能项目投运，项目共部署安装台区分布式储能设备 149 套，安装 17 台 50kW/110kWh 储能柜 和 132 台 100kW/213kWh 储能柜，总规模达 14MW/29MWh。

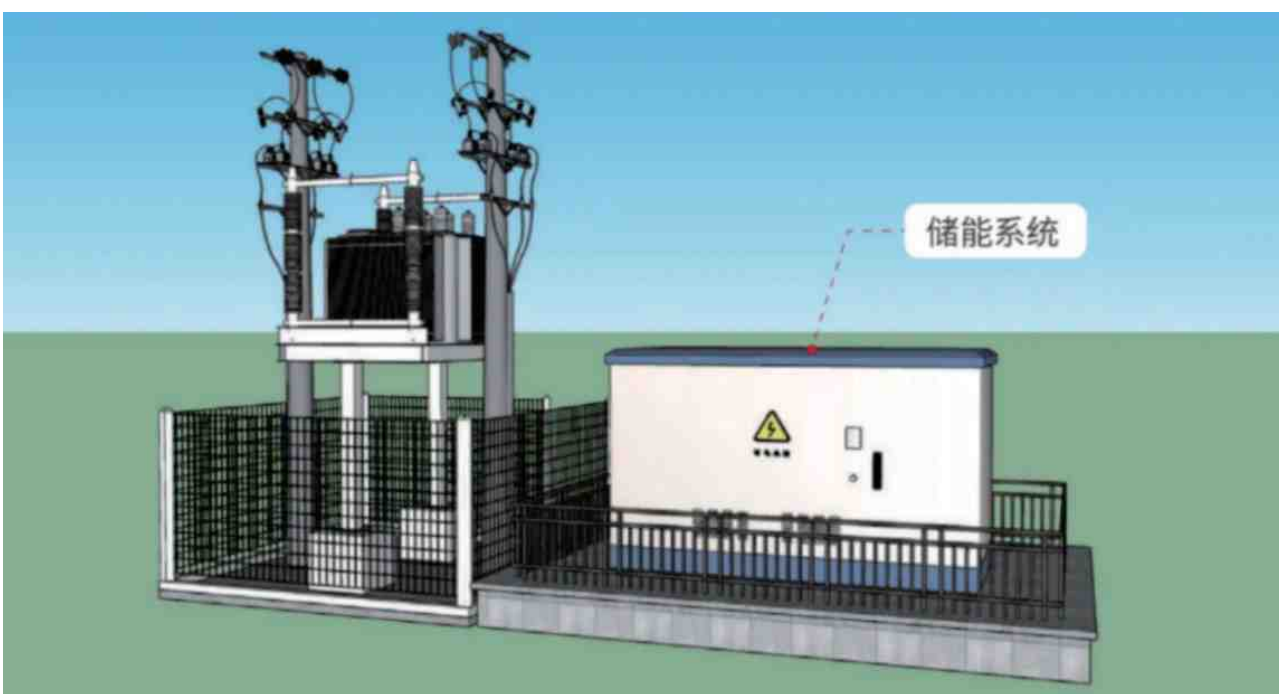


图 3.2-5 台区分布式储能效果图

（4）用户侧

用户侧储能国内仍以工商业储能为主，主要应用于峰谷价差套利、减少容量电费、需求侧响应、减少变配电设施升级改造成本、提高供电可靠性等应用，未来可探索作为独立储能或通过聚合模式参与电力辅助服务市场或现货市场。

工商业储能具有规模小、分布广等特点，接入用电企业变配电房并网点关口表以内，一般采用 380V、10kV 等电压接入用户变配电房母线。

用户侧储能仍主要依赖于峰谷电价差来盈利，因此拉大峰谷电价差、合理设置峰平谷分布区间是用户侧储能能否盈利的关键，目前用户侧储能在浙江、江苏、广东等峰谷电价差较大的省份仍是建设的热点，湖南、福建、重庆、四川、安徽、河南等新兴市场也逐步崭露头角。政府出台《进一步完善分时电价机制的通知》、《进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》、《进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》等一系列文件均鼓励扩大市场交易电价上下浮动范围，为用户侧储能发展创造条件。

利用大工业电价峰谷电价差获利仍是目前工商业用户侧储能的最主要盈利手段，同时行业也积极探索多重“增值服务包”，实现“1+N”的收益，即除峰谷电价差获利外，探索参与需求侧响应、需量节费、变压器动态增容、分布式光伏消纳等服务，从而提高用户侧储能的经济性。



图 3.2-6 河南嵩基用户侧储能（45MW/133MWh）

户用储能主要集中在德国、意大利、英国、西班牙、法国、美国、澳大利亚、日本等用电成本较高、电力市场较为成熟、政策补贴力度较大的地区和国家，目前增速有所放缓，行业竞争日益激烈，但仍具备广阔的应用前景。在国内，由于居民用电电价较低，户用储能的经济性不高，投运项目以示范项目为主。

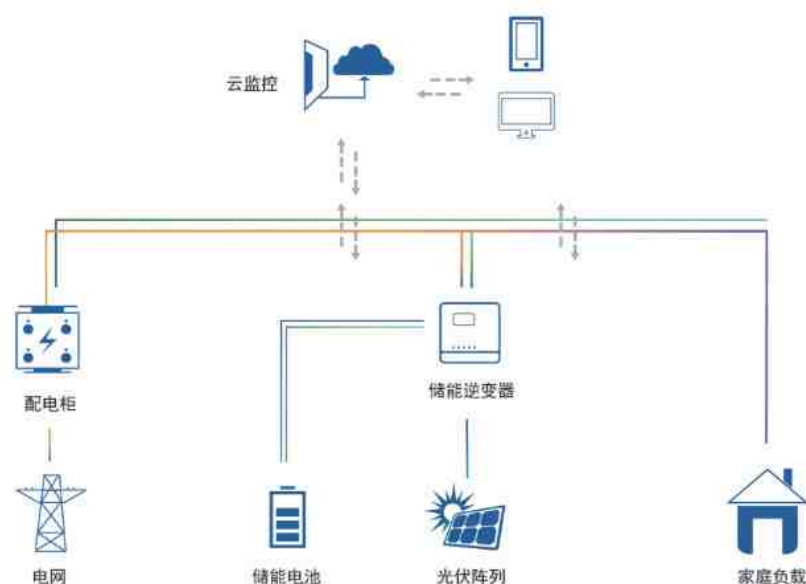


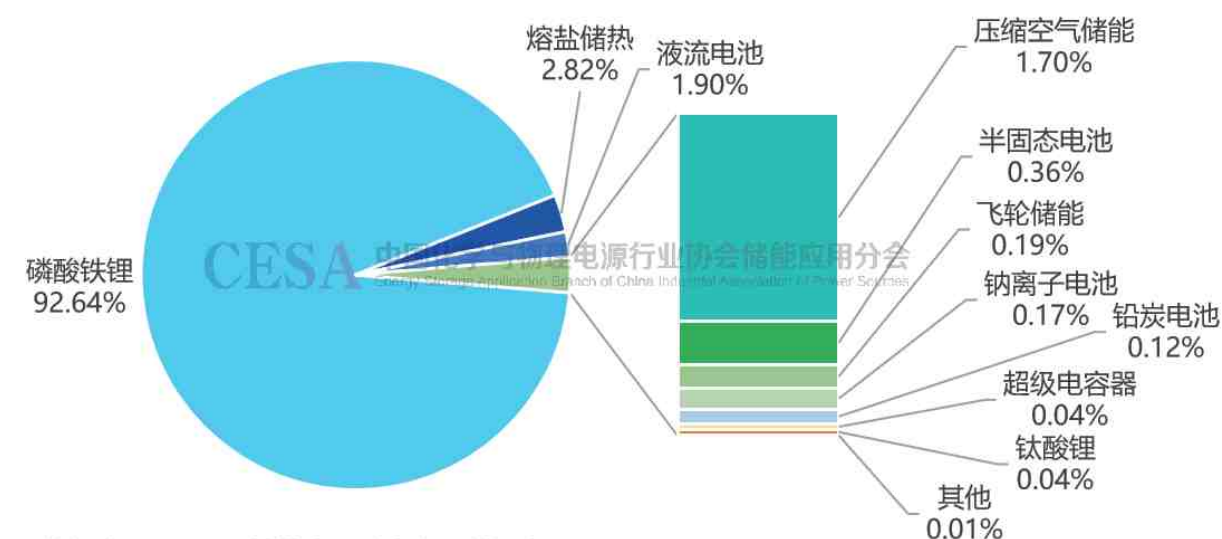
图 3.2-7 户用储能拓扑示意图

（三）储能技术路线

国家鼓励储能的多元化技术路线发展，《“十四五”新型储能发展实施方案》提出，开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究，集中攻关超导、超级电容等储能技术，研发储备液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术。

2024 年以来，新型储能的多元化技术路线取得重大突破，多个采用压缩空气、全钒液流电池、钠离子电池、飞轮、超级电容等技术路线储能项目相继并网，对促进行业的多元化技术路线，探索不同储能的技术性能，发挥对电力系统的多重支撑作用。

按照 CESA 储能应用分会产业数据库统计数据，2024 年磷酸铁锂电池储能仍是占绝对主导地位的新型储能类型，磷酸铁锂电池储能项目新增装机 39.38GW/96.14GWh，占比 92.64%；液流电池储能项目新增装机 0.81GW/3.23GWh，占比 1.90%；压缩空气储能项目新增装机 0.72GW/4.10GWh，占比 1.70%；其他技术路线占比 3.76%。磷酸铁锂电池性能、成本和安全等方面的综合优势明显，短时间内其主导地位仍无可动摇。



数据来源：CESA 储能应用分会产业数据库

图 3.3-1 国内新型储能类型分布

（1）压缩空气储能

压缩空气储能凭借其单机容量大、系统稳定性好、寿命长、建设周期短、运行方式灵活等特点，近两年得到快速发展。压缩空气储能系统主要由压缩、换热、储热、发电等环节组成，基本原理是在低谷电期间，利用压缩机压缩空气，将电能转换为势能存储起来，并将高压空气存储于洞穴、盐穴、矿井、人造硐室、管道或压力容器中，在高峰用电时，将高压空气释能，经过燃烧室或换热器加热，升高至一定温度送至膨胀机，将压缩空气的热力势能转变为膨胀机的机械能输出，带动发电机对外输出电能。

压缩空气储能包括补燃式和非补燃式，非补燃式不使用化石燃料，没有大气污染物排放，是目前的主流技术路线，中国科学院、清华大学、中国能建等机构或单位已开展大量的研究并在多个项目进行验证应用。

2024 年，湖北应城 300MW 级压缩空气储能电站示范工程和山东肥城 300MW 级压缩空气储能示范项目并网同时投运，为国内压缩空气储能的商业化运行迈出重要一步。

湖北应城 300MW 级压缩空气储能电站示范工程是国家新型储能试点示范项目，由中国能建数科集团、国网湖北综合能源服务有限公司投资建设，总投资约 19.5 亿元，单机功率 300MW，蓄能 8h，释能 5h，系统转换效率约 70%。

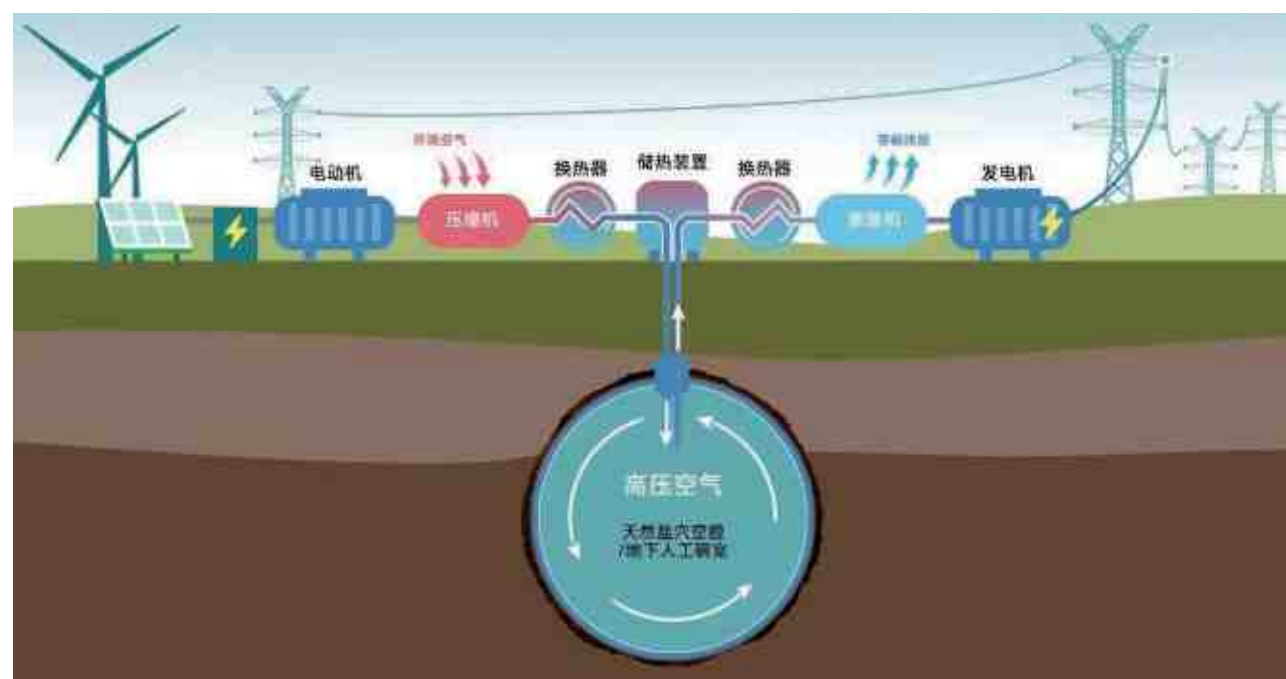


图 3.3-2 压缩空气储能工作原理示意图



图 3.3-3 湖北应城 300MW 压缩空气储能项目

部分单位也在探索液态空气储能等新技术路线，液态空气储能以其不受地质条件约束、使用寿命长、能量密度高、布局灵活等优势，成为压缩空气储能的又一发展方向。本年度，河北省首批“揭榜挂帅”项目液态空气储能示范项目并网投运，项目建设规模 1MW/4MWh，成为我国首个并网投运的液态空气储能项目。



图 3.3-4 河北 1MW 液态压缩空气储能示范项目

(2) 飞轮储能

飞轮储能属于物理储能，其原理是利用高速旋转的飞轮所拥有的惯性来储存能量，充电时，飞轮电动机加速旋转，把电能转换为飞轮的机械动能并储存起来；放电时，由高速旋转的飞轮带动发电机，将机械动能转换为电能。

飞轮储能主要应用在轨道交通、军工等行业，在电力系统中的应用主要是参与电网的一次调频和 AGC。飞轮储能系统具有响应快、寿命长、温度适应性好、效率高等优点，但也目前也存在成本高、飞轮阵列控制难度大、高速旋转安全问题、摩擦散热、自放电率高等难点。

目前，飞轮储能总体逐步从工程示范阶段转向工程应用阶段，本年度，国内最大的飞轮储能项目鼎轮能源山西长治 30MW 飞轮储能项目并网投运，项目由 120 台单体 250kW 飞轮储能单元组成 12 个飞轮储能阵列，总投资 3.4 亿元。



图 3.3-5 鼎轮能源山西长治 30MW 飞轮储能项目

(3) 超级电容储能

超级电容主要由阴阳两电极、电解质溶液、分离器和集流器组成，其中浸在电解液中的分离器使阴阳电极保持分离。超级电容基于电极 / 电解液界面的充放电过程进行储能。

超级电容主要应用在交通领域、风机变桨距系统、军工、工业等领域，具有充放电循环寿命长、工作温度范围宽、充电速度快、功率密度高、维护要求低等优点，但也目前也存在成本高、能量密度低等短板或难点。

超级电容储能总体也处于工程示范阶段，本年度，大唐鲁北公司混合储能调频项目并网投运，项目建设 5MW/5MWh 磷酸铁锂电池储能系统和 4MW/30s 超级电容储能系统，配合两台 300MW 火电机组调频。



图 3.3-6 山东大唐鲁北公司 9MW/5MWh 混合储能调频项目

(4) 液流电池储能

液流电池储能是利用液态活性物质在离子交换膜进行氧化还原反应，由电堆单元、电解液、电解液存储供给单元以及管理控制单元等部分构成，液流电池储能电解液基质采用水性溶液，使用过程中没有固相反应，起火、爆炸风险低，具有安全、容量高、循环寿命长、易回收等特点。

液流电池根据电极活性物质的不同，可分为全钒、锌溴、锌铁、铁铬等体系。其中，全钒液流电池技术成熟度较高，循环寿命可以达到 15000 次以上；铁铬液流电池由于具有广泛的原材料供应、原材料价格低、温度适应性强等优点，锌溴液流储能能量密度高、系统成本低等优点，也正得到行业的更多重视。

(5) 钠离子电池储能

钠离子电池的核心正极材料，目前主要存在三种技术路线，包括层状金属氧化物、普鲁士蓝和聚阴离子，其中中科海钠等厂家主推的层状金属氧化物技术发展较快。

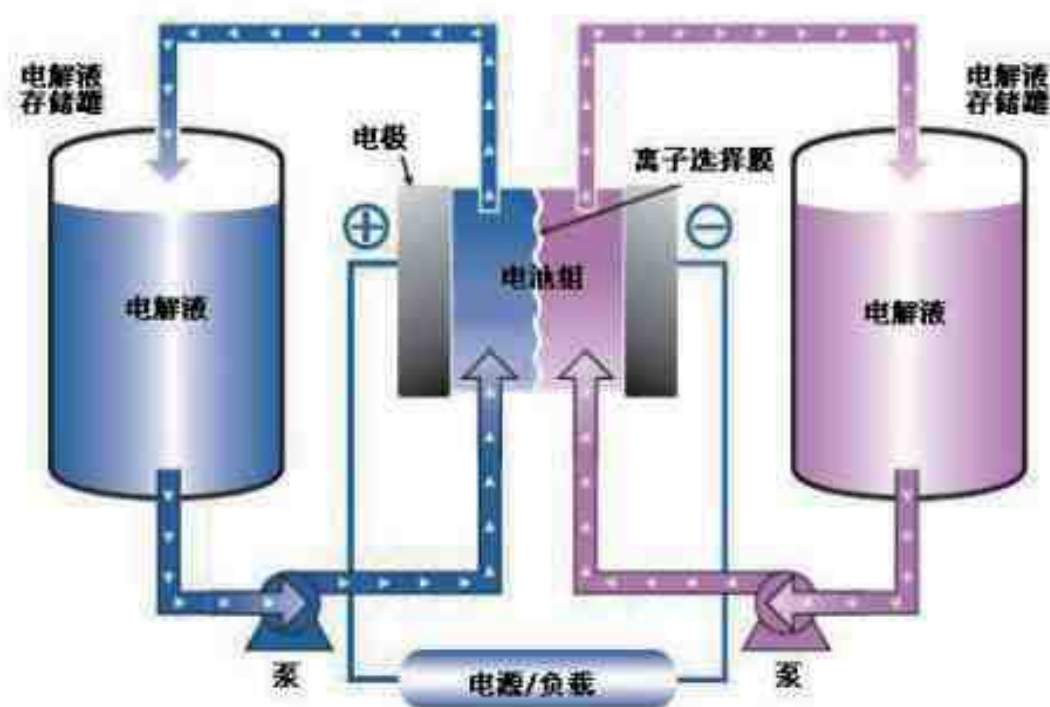


图 3.3-7 全钒液流储能原理示意图

钠离子电池具有原材料供应丰富、低温性能好等优点，但目前钠离子电池在储能领域应用仍处于试验示范应用的初期。相对于锂资源，尽管钠资源理论上储量更为丰富，钠离子电池的低成本仍只是理论上的，未来成本的降低仍依赖于开采难度、提取方式和产业链规模等多方面的因素，特别是随着锂离子电池主要原材料碳酸锂等原材料的快速下跌，锂离子成本快速下降，电池价格低于钠离子电池，对钠离子的发展前景带来一定的挑战。未来，随着钠离子电池技术的进步和成本的下降，以及考虑资源的安全保障，钠离子电池有望在储能市场与锂离子电池互补。

本年度，大唐湖北钠离子新型储能电站一期项目并网投运，项目建设规模 50MW/100MWh，占地面积 32 亩，采用一回 110kV 电压等级并网，项目是全球最大钠离子电池储能电站。



图 3.3-8 大唐湖北钠离子新型储能电站一期（50MW/100MWh）

（6）水电解制氢 / 燃料电池储能

氢能是国家未来新型能源体系的重要组成部分，通过新能源电解水制生成制氢以及燃料电池储能完成“电 - 氢 - 电”的转化过程是未来氢储能的主要技术路线，在新能源电力富余时利用新能源发电进行制氢，在电力系统缺电时通过燃料电池进行发电，燃料电池储能具有大规模、长周期、空间储存的特点，可满足电力系统日以上平衡调节需求。

燃料电池储能将氢气和氧气通过电化学反应转化为电能，根据工作原理的不同可以分为质子交换膜燃料电池、碱性燃料电池、磷酸燃料电池、熔融碳酸盐燃料电池、固态氧化物燃料电池等。质子交换膜燃料电池以其高功率密度、零排放、低噪声等优点，是燃料电池储能产业发展的核心技术之一。

本年度，甘肃瓜州风光氢储车一体化示范项目开工建设，项目一期建设 10MW/80MWh 燃料电池储能，配套建设 1.1 万 Nm³/h 的电解水制氢装置。

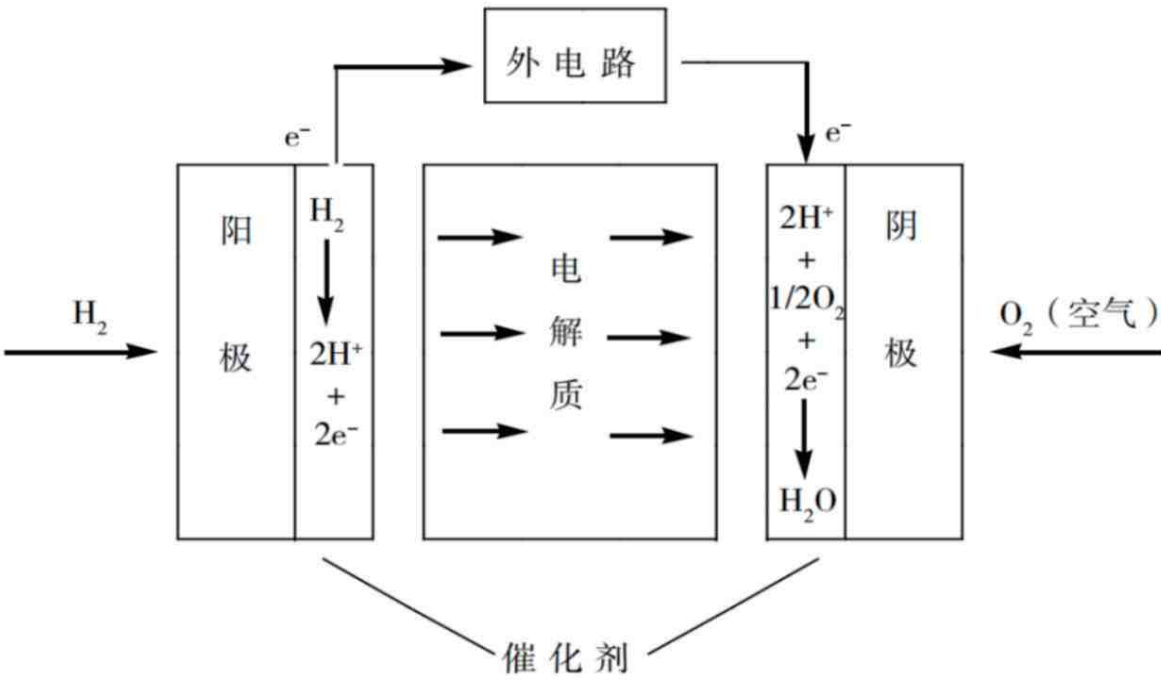


图 3.3-9 质子交换膜燃料电池工作原理

(四) 磷酸铁锂电池价格分析

2024 年以来，磷酸铁锂电池主要原材料难改过剩的局面，电池级碳酸锂、六氟磷酸锂、石墨等原材料产能仍呈现过剩格局，产能处于出清阶段，价格低位徘徊，行业亏损面扩大，电池价格持续走低。主要原材料价格变化情况如表 3.4-1 所示。

表 3.4-1 主要原材料价格变化情况

产品	2023 年 12 月底 价格 (万元 / 吨)	2024 年 12 月底 价格 (万元 / 吨)	涨跌幅 (%)
电池级碳酸锂	10 万 / 吨	7.5 万 / 吨	-25%
中端人造石墨	3.3 万 / 吨	3.1 万 / 吨	-6.1%
六氟磷酸锂	7 万 / 吨	6.2 万 / 吨	-11.4%

(1) 价格构成

磷酸铁锂电池的构成主要包括正极材料、负极材料、电解液、隔膜、铜箔、铝箔等，其中正极材料价格占比最高，在磷酸铁锂电池的总成本中占比约为 40-45%。

(2) 主要原材料价格

1) 正极材料

锂盐来源主要包括盐湖卤水、锂辉石和锂云母，我国是世界上最大的锂盐生产国和消费国，国外主要依赖澳大利亚、巴西、智利、阿根廷等海外地区品质较高的锂资源，国内主要依赖江西、四川、青海等地区。

电池级碳酸锂是磷酸铁锂电池最主要的正极原材料，作为磷酸铁锂电池原材料中占比最高的成分。今年来，电池级碳酸锂价格整体平稳，从年初的 10 万元 / 吨缓慢上涨至 3 月中下旬，价格最高反弹至 11.3 万元 / 吨，但随后价格逐步回落，截至 2024 年年底，电池级碳酸锂报价 7.5 万元 / 吨左右，同比下跌 25%。电池级碳酸锂价格走势见图 3.4-1。

电池级碳酸锂价格从 2022 年 11 月份最高 60 万元 / 吨跌至 2024 年年底 7.5 万元 / 吨，经历两年多的大幅下跌，目前产业供需过剩的幅度已经在逐渐缩小，需求端也将进入相对平稳的增长阶段，预计 2025 年碳酸锂价格走势以持稳为主。

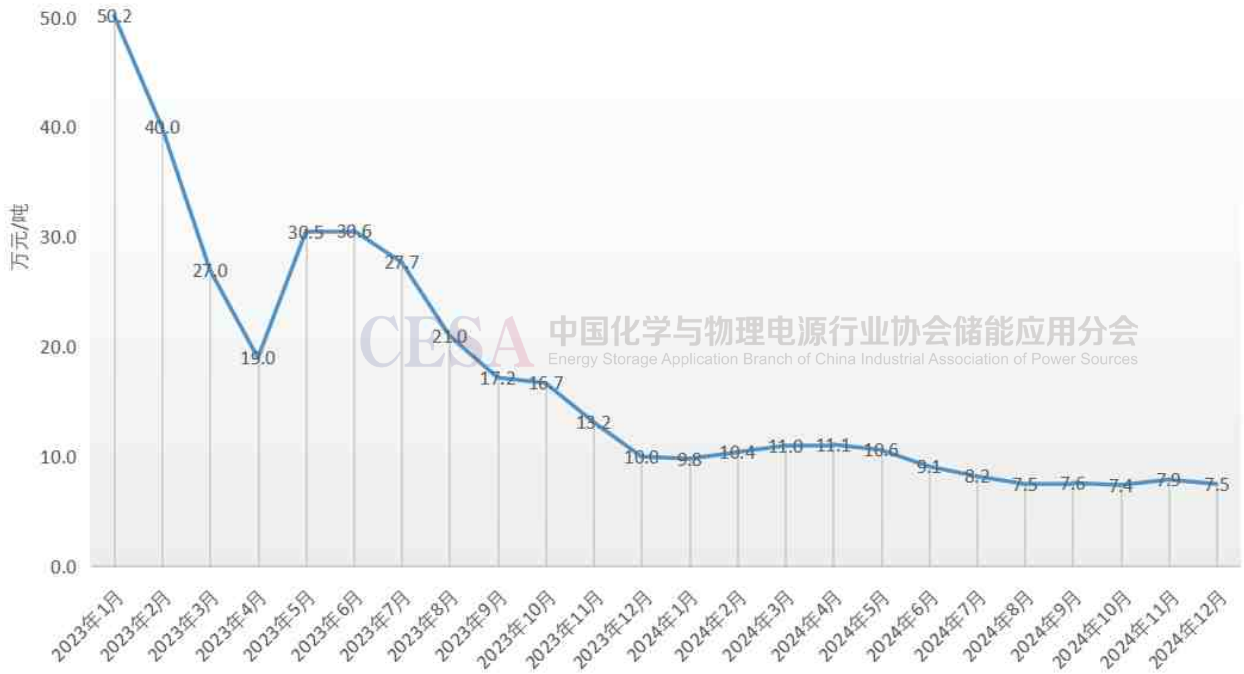


图 3.4-1 电池级碳酸锂价格走势

2) 负极材料

在锂电池充放电过程中，负极作为载体负责储存并释放锂离子并使电流从外电路通过，对锂电池的容量、能量密度、充电效率、循环寿命、安全性等核心指标均有直接影响。负极材料可分为天然石墨、人造石墨和以硅基负极为材料的新型负极材料。人造石墨由于在循环性能、安全性能以及充放电倍率等方面的优势，是目前市场最为主要的负极材料，截至 2024 年底，市场占比占比约为 88%。

今年来，负极材料需求同比有所上升，产能逐步出清，利用率有所提升，但行业整体产能仍呈现过剩，主要企业利润同比大幅下降。

本年度，负极材料价格基本平稳，全年低位徘徊，以中端人造石墨为例，从年初的 3.3 万元 / 吨下降至年末的 3.1 万元 / 吨，同比下跌 6.1%，人造石墨价格走势见图 3.4-2。

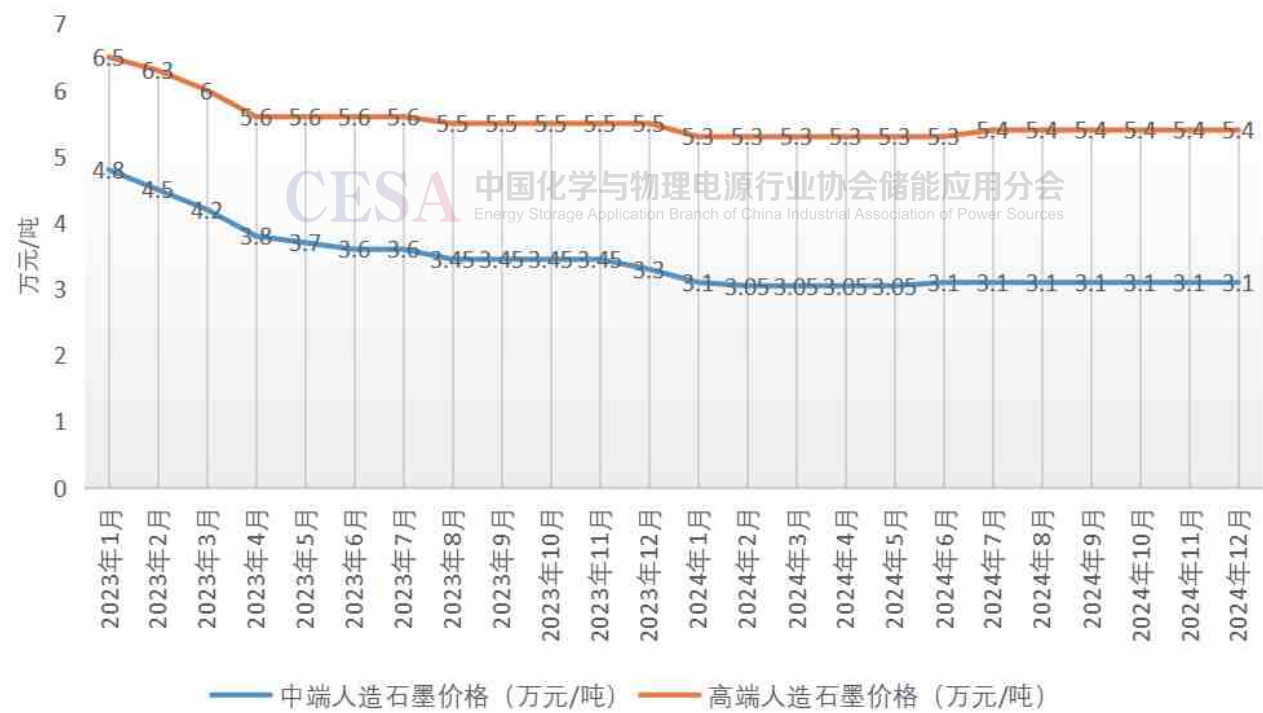


图 3.4-2 人造石墨价格走势

3) 电解液

六氟磷酸锂是电解液核心的原材料，由于市场供过于求，与负极材料类似，产能也在逐步出清，价格低位徘徊，主要企业利润同比大幅下降。

今年来，六氟磷酸锂从年初的 7 万元 / 吨下降至年末的 6.2 万元 / 吨，同比下跌 11.4%，六氟磷酸锂价格走势见图 3.4-3。



图 3.4-3 六氟磷酸锂价格走势

(3) 磷酸铁锂电池价格

今年来，随着碳酸锂、人造石墨、六氟磷酸锂等主要原材料价格的持续走低以及储能电池供过于求，产业竞争激烈，产能利用率仍处于低位，部分电池厂家产能利用率不足 50%，加之部分企业抛售库存电池，导致磷酸铁锂电池价格大幅回落。

截至 2024 年底，以主流的 314Ah 大容量电芯为例，厂家报价在 0.27-0.35 元 /Wh 左右，相比年初电芯价格 0.4-0.48 元 /Wh，同比下跌 30% 左右。

目前，磷酸铁锂电池产能过剩局面尚未得到有效改观，行业内卷式竞争仍在持续，但随着国家对“内卷式”竞争的综合治理、电池主要原材料价格的企稳、电池产能的逐步出清以及技术的迭代升级，预计 2025 年磷酸铁锂电池价格将企稳。

（五）储能项目招投标价格

（1）储能设备中标价格

2024 年，随着电池为主的储能设备价格大幅降低，储能系统设备造价和储能电站 EPC 造价环比下降，典型储能系统设备和储能电站 EPC 中标价格分别见表 3.5-1 和表 3.5-2。

目前储能项目以预制舱全户外布置为主，温控系统普遍采用液冷方式。招投标储能项目设备采购范围一般包括储能电池舱（柜）、储能变流器变压器成套设备、站用电等其他设备，其中储能电池舱（柜）包括电池阵列、BMS、消防设施、温控设施、汇流柜、辅助设施、舱（柜）体等；储能变流器变压器成套设备包括 PCS、就地变压器、中压开关柜、辅助设施、舱体等；部分项目还包括站用电系统、EMS 系统、连接线缆等。

储能设备价格主要与充放电时长（1h/2h/4h）、拓扑结构（集中式 / 组串式 / 级联型）、系统交互能力（跟网型 / 构网型）、辅助设备配置、设备品牌、商务条款等相关，其中常规集中式储能设备价格较低，是当前应用最为广泛的储能设备，也是储能设备价格的“风向标”。

截至 2024 年底，1h、2h、4h 时长常规集中式储能设备中标价格在 0.94 元 /Wh、0.52 元 /Wh 和 0.48 元 /Wh 左右。以充放电 2h 磷酸铁锂储能系统为例，对比 2024 年初 0.82 元 /Wh 的中标价格，同比下跌 36% 左右。

随着储能赛道日趋拥挤，产能过剩，同质化日趋严重，在低价中标的背景下，行业竞争也趋于白热化，设备价格也不断创新新低，但当前电池原材料价格及储能设备价格均已逼近甚至低于成本价，储能设备价格继续下跌空间有限。行业正处于产能出清阶段，预计仍将持续一段时间，储能设备仍将在低位徘徊。储能系统价格走势见图 3.5-1。

随着建设单位对储能系统全寿命周期的重视及电网支撑能力要求的提高，组串式、级联型储能以及构网型储能等设备应用愈加广泛，设备价格也有更多的增值空间，例如内蒙古能源东苏巴彦乌拉 200MW/400MWh 风储项目采用构网型储能技术，设备中标价格 23360 万元，单位价格 0.584 元 /Wh；又如，青海国能（大柴旦）风光储项目招标规模 28.97MW/100MWh，储能系统采用级联型拓扑结构，设备中标价格 6899 万元，单位价格 0.69 元 /Wh。相对常规的集中式储能设备，差异化的产品带来更多的溢价空间。

本年度，内蒙古能源集团磴口电储新能源 100MW /400MWh 储能系统设备两个标段采购，项目采用全钒液流电池，两个标段中标价分别为 2.02 元 /Wh 和 2.17 元 /Wh。对比磷酸铁锂电池 0.48 元 /Wh 的单位造价（4h 系统），全钒液流储能设备价格仍远高于磷酸铁锂电池设备价格。

随着储能设备价格的快速下跌，EPC 总包价格也大幅下降，以目前典型的 100MW/200MWh 独立储能为例，当采用磷酸铁锂电池、集中式拓扑技术路线时，截至 2024 年底，EPC 中标价在 2~2.6 亿元左右。

由于不同项目的工程范围、商务条款、技术路线、考核指标等差别较大，项目中标价格差异较大。此外，随着项目合规性管理制度的完善，并网检测、安全措施、设备抽检、建模仿真等其他费用有所增长，但储能设备是储能电站综合造价中占比最高的部分，价格的快速滑落带动储能电站整体中标价格同比大幅下降。

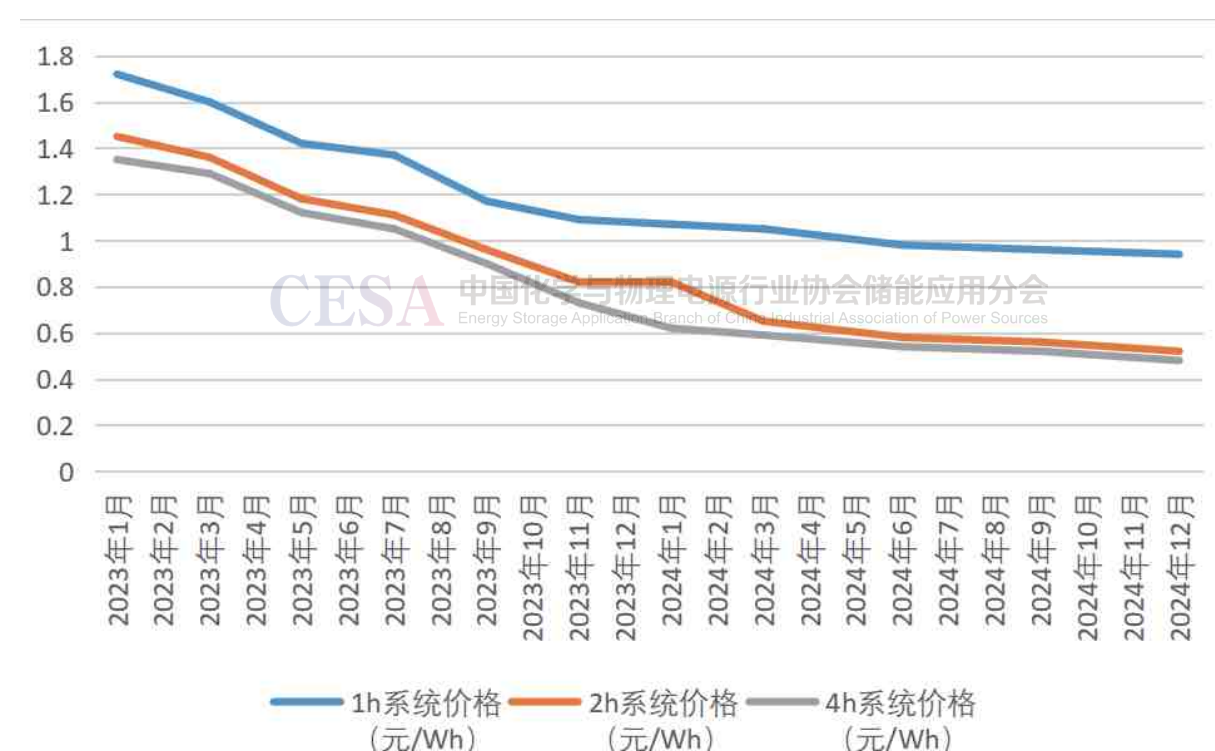


图 3.5-1 储能系统价格走势

表 3.5-1 本年度典型储能系统设备采购价格

序号	项目名称	建设规模 (MW/MWh)	总价 (万元)	单价 (元 /Wh)	公示时间
1	国家电投青海省海南州贡玛储能电站	50/200	15651	0.783	一季度
2	国家电投青海省海南州铁盖储能系统	50/200	12600	0.63	一季度
3	新疆立新能源奇台县风光配储项目储能设备	75/300	16908	0.564	一季度
4	华润彭水 100MW 风电项目储能系统设备	10/10	1150	1.15	一季度
5	国能海北刚察县源网荷储一体化项目标段一	75/150	9462	0.631	一季度
6	广东能源新疆莎车构网型储能系统	25/100	13690	1.369	一季度
7	国电南自内蒙古和林格尔数据中心绿色能源供给示范项目	64.8/259.2	18014	0.695	二季度
8	隆尧国顺一期独立储能项目	100/200	12188	0.609	二季度
9	南宫日升一期独立储能项目	100/200	11900	0.595	二季度
10	广州发展洪湖市经开区钠离子储能电站一期	50/100	10301	1.03	二季度
11	阿巴嘎旗共享式储能电站项目一期	75/150	8820	0.588	二季度
12	广西公司藤县公司藤县大黎风电三期项目储能	30/60	3390	0.565	二季度
13	国电投高青储能项目	100/200	11400	0.57	二季度

序号	项目名称	建设规模 (MW/MWh)	总价 (万元)	单价 (元 /Wh)	公示时间
14	国电电力内蒙古公司润阳绿色供电项目储能设备	115/460	23437	0.51	三季度
15	包头铝业产业园区绿色供电项目直流侧设备	81/324	14741	0.455	三季度
16	包头铝业产业园区绿色供电项目直流侧设备	54/216	14094	0.435	三季度
17	包头铝业产业园区绿色供电项目交流侧及附属设备	135/540	9070	0.168	三季度
18	如东凌洋农场渔光互补光伏发电项目	31.7/63.4	4267	0.673	三季度
19	华润广西贺州共享储能项目	100/200	11576	0.579	三季度
20	国能青海公司 2024 年第一批电化学储能设备采购	50/200	10150	0.508	三季度
21	华润电力贺州富川集中式共享储能电站	100/200	11576	0.579	三季度
22	嘉峪关独立储能项目	475/1000	48700	0.487	三季度
23	内蒙古能源东苏特高压外送新能源三期基地配套储能	60/120	5772	0.481	四季度
24	国家电投攀枝花全钒液流储能电站示范应用项目	12/60	13772	2.295	四季度
25	新疆鸿泰新能源集采储能设备	77/156	8145	0.522	四季度
26	黄河光伏建设项目配套基础设施储能系统	100/400	20480	0.512	四季度

表 3.5-2 本年度典型储能项目 EPC 中标价格

序号	项目名称	建设规模 (MW/MWh)	总价 (万元)	单价 (元 /Wh)	公示时间
1	华润电力泰州戴南电网侧储能	55/110	11735	1.067	一季度
2	中广核重庆南川集中式储能	100/200	23610	1.18	一季度
3	大唐潜江熊口钠离子新型储能电站示范项目	50/100	14750	1.475	一季度
4	青海格尔木合木电网侧电化学	135/540	52227	0.967	一季度
5	三峡江苏能投江苏阜宁储能电站	160/320	36987	1.156	一季度
6	三峡能源新疆吉木萨尔光储项目全钒液流储能	200/1000	192902	1.929	一季度
7	汇宁时代江门共享储能	1300/2600	430500	1.656	一季度
8	武威智慧绿能泗水镇共享储能	104/420	53610	1.276	一季度
9	吴忠市牛首山能源共享储能项目	200/400	44320	1.108	二季度
10	兰州新区港弘储能项目	250/1000	129200	1.292	二季度
11	中电金谷偏关混合储能独立调频电站	100/42.5	41280	9.7	二季度
12	北京京能浙江杭州党湾共享储能	50/100	13451	1.345	二季度
13	通用技术江苏电网侧储能项目	18.5/50	6970	1.394	二季度
14	吉林白城全钒液流共享储能电站	50/200	51000	2.55	三季度

序号	项目名称	建设规模 (MW/MWh)	总价 (万元)	单价 (元 /Wh)	公示时间
15	甘肃华电武威民勤储能项目	150/300	26130	0.871	三季度
16	南阳彬川共享储能项目	100/200	28200	1.41	三季度
17	天启鸿源围场共享储能电站	355/920	105352	1.15	三季度
18	白城市全钒液流共享储能电站示范项目一期	50/200	51000	2.55	三季度
19	克州阿图什市独立储能项目	200/800	70127	0.877	四季度
20	朔州经济开发区独立储能项目	400/800	96320	1.204	四季度
21	鹏辉力赫驻马店经开区独立共享储能项目	200/400	49750	1.244	四季度
22	吴忠市红寺堡区荷储储能项目	100/200	25000	1.25	四季度

(六) 并网典型项目

(1) 典型并网项目

2024 年，新型储能项目加快落地，装机规模持续快速提升，应用场景竞相投运，储能电站规模创新新高。2024 年国内新型储能新增装机规模 42.46GW/109.58GWh，其中百兆瓦及以上新型储能项目百座左右，主要集中在新能源侧和电网侧。

不同应用场景单体储能项目规模均创出新高，其中火电侧为阳西电厂储能调频项目，装机容量 105MW/112MWh; 新能源侧为新疆华润三塘湖 100 万千瓦风储项目，装机容量 250MW/1000MWh；电网侧为内蒙古磴口储能项目，装机容量 605MW/1410MWh；用户侧为南京南钢储能项目，装机容量 61MW/123MWh（装机功率最大）。截至 2024 年底，典型并网项目工程亮点如表 3.6-1 所示。

新型储能项目的多元技术路线取得重大突破，压缩空气储能、全钒液流储能、钠离子电池储能、飞轮储能、超级电容储能项目竞相并网投运，其中压缩空气储能投运湖北应城和山东肥城两座 300MW 级项目；液流电池储能项目投运中核汇能东乐北滩光伏配储项目、中核汇能中帛源独立储能电站、乾安中卉玉字全钒液流电池共享储能等多座百兆瓦时级项目；钠离子电池储能投运首座百兆瓦时级储能大唐湖北钠离子新型储能电站，项目规模 50MW/100MWh；飞轮储能投运首座电网侧储能鼎轮能源科技飞轮储能项目，项目规模 30MW；同时火储项目投运大唐鲁北公司混合储能调频项目和华能左权电厂混合储能项目两座锂离子电池 + 超级电容储能混合储能项目。

表 3.6-1 典型并网项目工程亮点

序号	项目名称	建设地点	储能规模 (MW/MWh)	工程亮点
一、常规电源侧				
1	大唐鲁北公司混合储能调频项目	山东滨州	9/5	超容 + 锂电混合储能
2	阳西电厂储能调频项目	广东阳江	105/112	国内最大的火储项目
3	华润电力深汕公司储能辅助调频项目	广东深圳	30/30	搭载浸没式液冷技术
4	华能左权电厂混合储能项目	山西晋中	20/11	超容 + 锂电混合储能
二、新能源侧				
1	三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目群	内蒙乌兰察布	550/1100	国内首个电网友好型电站
2	华电林周光伏储能电站	西藏林周	10/50	构网型储能
3	中核汇能东乐北滩光伏配储项目	甘肃张掖	50/200	全钒液流
4	新疆华润三塘湖 100 万千瓦风储项目	新疆哈密	250/1000	组串式构网型储能

序号	项目名称	建设地点	储能规模 (MW/MWh)	工程亮点
5	深能疏勒 200 万千瓦一期 50 万千瓦光储一体化工程	新疆喀什	125/500	大型配建储能项目
6	蒙西库布齐光伏治沙项目	内蒙古鄂尔多斯	160/320	光伏治沙项目配建储能
三、电网侧				
1	广东佛山宝塘储能电站	广东佛山	300/600	9 种技术路线的应用
2	南京江北电网侧储能	江苏南京	111/194	国内开工建设最早百兆瓦级项目
3	甘肃民勤县独立共享储能项目	甘肃民勤	60/240	甘肃首个构网型储能项目
4	广西京能桂林兴安田共享储能	广西桂林	184/368	广西首批共享储能
5	国电投新疆公司甘肃定西通渭储能	甘肃定西	40/90	压缩空气 + 锂电混合储能
6	内蒙古乌兰察布源网荷储电网侧储能电站	内蒙乌兰察布	5/10	蒙西公司首个储能科技示范项目
7	湖北应城压缩空气储能项目	湖北应城	300/1500	单机功率和转换效率最高压缩空气储能
8	山东肥城压缩空气储能示范项目	山东肥城	300/1800	规模最大压缩空气储能
9	陕西省规模化配电台区分布式储能项目	陕西	14/29	国内规模最大台区储能集群
10	国能曙光储能电站	宁夏银川	100/200	构网型储能
11	中电建新疆巴里坤储能项目	新疆巴里坤	156/624	锂电 + 钠离子电池 + 全钒液流混合储能
12	大唐湖北钠离子新型储能电站一期	湖北潜江	50/100	钠离子电池储能

序号	项目名称	建设地点	储能规模 (MW/MWh)	工程亮点
13	广西伏林钠离子电池储能电站	广西	2.5/10	钠离子电池储能
14	青海格尔木鲁能构网型储能电站	青海	50/100	构网型储能
15	山东东营津辉集中式储能项目一期	山东东营	500/1000	GWh 级储能
16	浙江温州鹿城丰门储能电站	浙江温州	100/200	国内首个滩涂储能电站
17	三峡滨海储能项目	江苏盐城	200/400	组串式技术
18	青海弘柳储能电站	青海海西州	225/900	集中式 + 组串式技术
19	华电海西托格若格储能电站	青海海西州	270/1080	锂电 + 锌溴液流混合储能
20	青海海西州宝库储能电站	青海海西州	224.5/889	高压直挂构网型储能
21	华能海南州共享储能项目	青海海南州	150/600	规模最大高压直挂储能项目
22	东营津辉独立共享储能项目	山东东营	100/200	组串式技术
23	鼎轮能源科技飞轮储能项目	山西长治	30MW	国内首座电网侧飞轮储能
24	中核汇能中帛源独立储能电站	甘肃	50/200	全钒液流储能
25	云南永仁致信独立储能项目	云南楚雄州	300/600	云南地区规模最大
26	内蒙古磴口储能项目	内蒙巴彦淖尔	605/1410	国内单体规模最大
27	呼和浩特可镇储能项目	内蒙呼和浩特	100/400	含部分钠离子电池储能

序号	项目名称	建设地点	储能规模 (MW/MWh)	工程亮点
28	包头百灵电网侧储能电站	内蒙包头	200/800	含部分全钒液流储能
29	内蒙古乌兰察布岱海储能项目	内蒙古乌兰察布	300/1200	GWh 级储能
30	新疆克州构网型独立储能项目	新疆克州	300/1200	构网型储能
31	西藏阿里地区噶尔县独立构网型储能	西藏阿里	60/300	高海拔严寒地区
32	燕赵兴泰储能公司一期钒锂结合电网侧储能	河北邢台	110/240	锂电 + 全钒液流混合储能
33	乾安中卉玉字全钒液流电池共享储能	吉林松原	100/400	全钒液流储能
四、用户侧				
1	南京南钢储能项目	江苏南京	61/123	百兆瓦时级
2	江苏梅钢用户侧储能项目	江苏南京	50/100	百兆瓦时级
3	杭州意丰歌服饰有限公司用户侧储能	浙江杭州	0.5/5	全钒液流
4	紫金铜箔电化学储能项目	福建龙岩	3.15/6.19	新兴地区工商业储能
5	河南嵩基集团郑州发祥电力储能	河南登封	45/133	新兴地区工商业储能
6	西安北石桥污水处理厂储能项目	陕西西安	1.7/5.5	新兴地区工商业储能
7	粤美金属制品工商业储能项目	安徽马鞍山	12/23.4	新兴地区工商业储能
8	天原集团用户侧储能项目	四川宜宾	40/80	新兴地区工商业储能

(2) 典型项目介绍

1) 广东阳西电厂储能调频项目

本年度，广东、山西、山东等省份在火电厂布局储能联合火电机组参与调频辅助服务，其中广东阳西电厂储能调频项目是亚洲最大的火储联合调频项目，项目背靠亚洲单体容量最大的火力发电机组，为 #3-#6 机组提供调频服务，项目投运后综合调频性能指标可达 2.4。该项目装机规模 105MW/112MWh，采用磷酸铁锂电池，电池舱采用液冷温控技术。



图 3.6-1 广东阳西电厂火储项目

2) 三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

建设电网友好型电站是促进新能源高效利用及对电网支撑的有效手段。本年度，全球储能配置规模最大的单体新能源场站、全国规模最大的风光储一体化示范项目三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目正式投运，项目由三峡能源投资建设，项目共包括 4 个场站，总装机 200 万 kW，其中风电 170 万 kW、光伏 30 万 kW，配套储能 550MW/2200MWh。



图 3.6-2 三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

3) 内蒙古磴口储能项目

本项目是目前国内已投运单体规模最大的电化学储能电站，项目位于内蒙古乌兰布和沙漠边缘，为电网侧共享储能，由内蒙古能源集团投资建设，总投资 21.37 亿。项目建设 220kV 升压站一座，储能系统为锂离子电池 + 全钒液流电池混合储能，建设规模 605MW/1410MWh，其中磷酸铁锂电池储能建设规模 505MW/1010MWh，全钒液流电池储能建设规模 100MW /400MWh。

4) 山东肥城压缩空气储能示范项目

本项目基于中国科学院工程热物理研究所技术，中储国能（山东）电力能源有限公司投资建设，是国际上目前规模最大、效率最高、性能最优的压缩空气储能电站之一。项目单机额定功率 300MW，蓄能时间和释能时间分别为 8h 和 6h。



图 3.6-3 内蒙古磴口储能项目



图 3.6-4 山东肥城 300MW 压缩空气储能示范项目

5) 乾安中卉玉字全钒液流电池共享储能

本项目位于吉林省松原市，项目建设规模 100MW/400MWh，采用全钒液流储能，总投资 12.22 亿元，填补了严寒地区规模化储能建设及应用的空白。



图 3.6-5 乾安中卉玉字全钒液流电池共享储能

6) 华能海南州共享储能项目

项目位于海拔 3000m 的青海省海南州，建设规模 150MW/600MWh，采用华能清能院牵头研制的 35kV 高压直挂储能技术，储能单元容量达 25MW/100MWh，具有电压等级高、单机容量大、交直流并联数量少、通讯层级少等特点。



图 3.6-6 华能海南州共享储能项目

7) 广东佛山宝塘储能电站

项目建设规模 300MW/600MWh，实现了 9 条储能技术路线的“一站集成”，在拓扑技术路线上采用组串式、双极式、单极式、低压级联和高压级联；在温控方式上采用风冷、间接式液冷和浸没式液冷，通过多种技术路线的“同台比武”验证各类技术路线的最佳性能。



图 3.6-7 广东佛山宝塘储能电站

7) 新疆克州构网型独立储能项目

构网型储能在新能源高比例电力系统中具备主动支撑电网电压、频率、攻角稳定能力，提升系统安全稳定运行，本年度，西藏、新疆、青海等地区多个构网型储能项目并网投运。

新疆构网型独立储能项目是目前已投运的单体规模最大的构网型独立储能项目，项目位于新疆克州，博宏储能投资建设，总投资 14 亿元，科华数能提供储能解决方案。项目建设规模 300MW/1200MWh, 采用磷酸铁锂电池液冷电池舱，具备对电网的主动支撑能力。



图 3.6-8 新疆克州构网型独立储能项目

四、新型储能技术发展动态

技术创新是突破行业内卷，实现行业高质量发展的核心动力，在当前的同质化的“内卷时代”，以创新谋破局，寻求主动破局重生，避免被裹挟出局。

储能技术路线上，磷酸铁锂电池仍是最广泛使用的电池类型，基于直流侧 1500V 和液冷热管理的储能设备在各类应用场景已经广泛应用。集中式储能拓扑结构由于具有价格水平低、技术成熟等优点，仍是目前首选的技术路线，组串式拓扑和级联型拓扑由于解决电池簇并联环流、效率高、全寿命周期性能好等优点，也正得到推广使用。

观察本年度新型储能技术的发展动态，行业领跑者推出多项新技术，诸如构网型储能、500Ah+ 大容量电芯、新一代集成设备、新一代 BMS、等新型技术，提升储能的可靠性和本质安全水平，降低储能系统的全寿命周期成本，实现与电网的友好互动和高效支撑。

（一）构网型储能

在新能源高占比、电网相对薄弱的地区，以及依托沙漠、戈壁、荒漠地区建设的新能源大基地特高压直流送端，面临着多场站短路比过低、宽频震荡、惯量水平低、电压和功角稳定性差等问题。

构网型储能运行于电压源模式，在电力系统发生扰动或故障时，提供有功和无功的暂态支撑能力，抑制电压和频率的快速变化，构网型储能一般需具备快速电压支撑、惯量响应、一次调频、阻尼控制、相角跳变耐受、故障穿越、黑启动等能力。

构网型储能一般具备一定的短时过载能力，以新疆等地为例，要求构网型储能具备 3 倍 10s 的过载能力，满足电网的暂态支撑需求，主流厂家一般将 PCS 容量超配 2-2.5 倍。

本年度，南瑞继保、阳光电源、华为、科华数能、奇点能源等厂家均推出具备构网能力的储能 PCS，并已在多个项目中应用。

以奇点能源推出的基于构网型组串式 PCS 集成的储能产品为例，具备站级黑启动电压给定、电压二次恢复、并离网切换、方阵功率精确分配；方阵级黑启动逻辑、VSG 构网控制、模块电流精确分配、虚拟阻抗等功能。

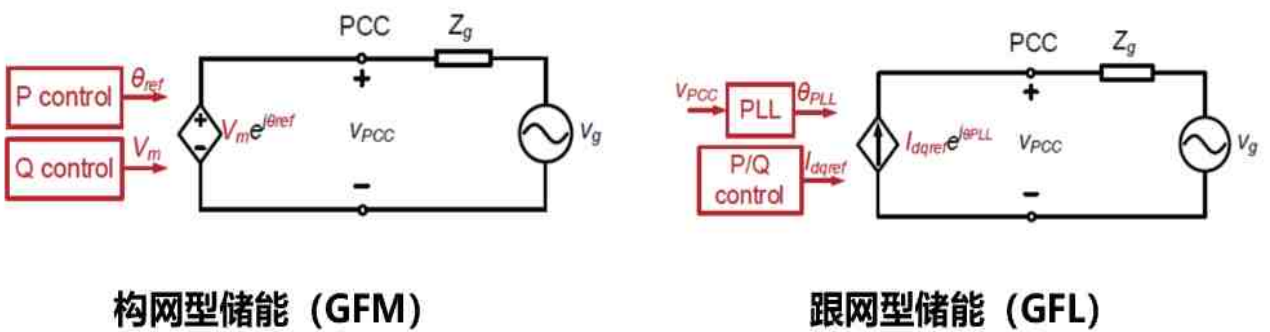


图 4.1-1 构网 / 跟网型储能原理示意图

（二）500Ah+ 大容量电芯

大容量电芯显著降低储能电池制造成本，节省电池模块零部件数量，提升储能系统集成能量密度，降低储能设备成本，实现储能系统的“降本增效”。随着电池制造工艺的提升和液冷温控技术的普及，电芯容量正从 280Ah、314Ah 迭代至 500Ah+。

本年度，主流电池厂家纷纷 500Ah+ 的大容量电芯，典型厂家见表 4.2-1。

表 4.2-1 主流厂家大容量电芯容量

厂家	容量 (Ah)
宁德时代	587
亿纬锂能	628
南都电源	690
海辰储能	587/1175
鹏辉能源	590
中创新航	625/688
瑞浦兰钧	587/625
远景能源	700
欣旺达	688
国轩高科	688

以亿纬锂能推出的 628Ah 电芯为例，电池采用叠片工艺，标准充放电倍率 0.5P，单个电芯能量“两度电”，能量效率不小于 95%，充电工作温度 0—55℃，放电工作温度 -30—55℃。

除提升储能电池能量密度外，行业主流厂家推动储能电池长寿命、低衰减发展，进一步降低储能系统的度电成本。



图 4.2-1 628Ah 电芯（亿纬锂能）

（三）新一代集成设备

基于大容量电芯的发展、液冷技术的普及及集成技术的发展，储能集成设备朝着更高能量密度、更强性能、更低成本的方向衍变，降低储能系统全寿命周期的度电成本。

（1）贯穿式长 PACK

集中式拓扑是目前中大型储能电站最广泛使用的技术路线，电池舱一般采用 20 呎的舱体，以目前行业主流的额定能量 5MWh 的电池舱为例，电芯容量为 314Ah，整舱共 12 个电池簇，每簇由 8 个电池模块串联，每个液冷电池模块连接方式为 1P52S。

本年度，阳光电源、科华数能、南都电源、海博思创、四象新能源等厂家推出的新一代集成设备普遍采用基于 314Ah 电芯的 1P104S 或基于 500Ah+ 电芯的 1P52S 的贯穿式长 PACK，进一步提升能量密度，降低设备成本，同时舱体的单侧开门，可实现多台设备的“紧贴”布置，降低电站占地面积。

（2）全液冷集成

随着液冷成为集成厂家首选的技术路线，部分厂家在对储能电池进行液冷的基础上，将 PCS 纳入到液冷温控范围，实现储能系统液冷全覆盖。

本年度，阳光电源、科华数能、南瑞继保、许继电气、英博电气等厂家推出基于 PCS 和电池一体化全液冷的储能集成设备，通过 PCS 与电池系统共用液冷机组，并独立进行热交换，提升储能系统功率和能量密度，降低噪声，提升综合效率，并满足储能设备对高海拔、高温高湿、盐雾、沙尘等复杂环境的适应能力。



图 4.3-1 基于长 PACK 的储能液冷系统（四象）



图 4.3-2 储能液冷机（同飞股份）

(3) 大容量 PCS

为匹配5MWh+ 储能电池舱的应用，PCS 额定功率也在同步迭代升级。本年度，科华数能、英博电气等 PCS 厂家推出单机 2500kW 额定功率的集中式 PCS，此外，主流厂家将组串式 PCS 额定功率提升到 215—250kW，进一步提升储能系统的功率密度。



图 4.3-3 2500kW 大容量集中式 PCS（英博电气）

(四) 新一代 BMS

BMS 是实现储能电池“可视化”和“可控化”的核心设备，具备数据采集、保护、控制、状态估算、联动控制等功能，常规的 BMS 通过相关传感器实现对电池电流、电压、温度的采集，并作为 SOC、SOE、SOH 等状态量计算的基础数据，同时实现电流、电压、温度、绝缘监测等保护功能，传感器采集精度及可靠性低、热失控早期预警能力弱、集成度低等问题。

本季度，高特电子推出新一代 BMS，将 CCS、单线制温度传感器和安全阀传感器集于一体，实现“一芯一管理”，通过采用芯片级塑封封装工艺、内部管脚冗余设计，独特的金属传导方式，更精准检测每个电芯的温度及其变化状态，同时，创新提出安全阀状态检测技术，提前感知电芯异常状态，实现热失控状态的更早期检测。

(五) 基于人工智能技术的储能 EMS

储能 EMS 是实现储能电站数据化、智能化监控运维的核心设备，可提升储能电站的运维效率，降低运维人员的工作量，特别是用户侧储能普遍采用无人值守的方式，对监控系统提出智能化的要求。

本季度，轻舟科技、四象新能源、西清能源等厂家推出基于人工智能技术的轻量化 EMS，采用云边结合的技术路线，在边缘计算框架下，利用人工智能技术实现储能系统主动安全预警和经济效益测算最佳，EMS 集数据监控、策略控制、安全防护、收益测算、智慧运维等功能，对下接入物理层碎片化、异构化可调可控资源，对上连接手机终端、云平台或调度系统。



图 4.4-1 BMS 功能界面（高特电子）

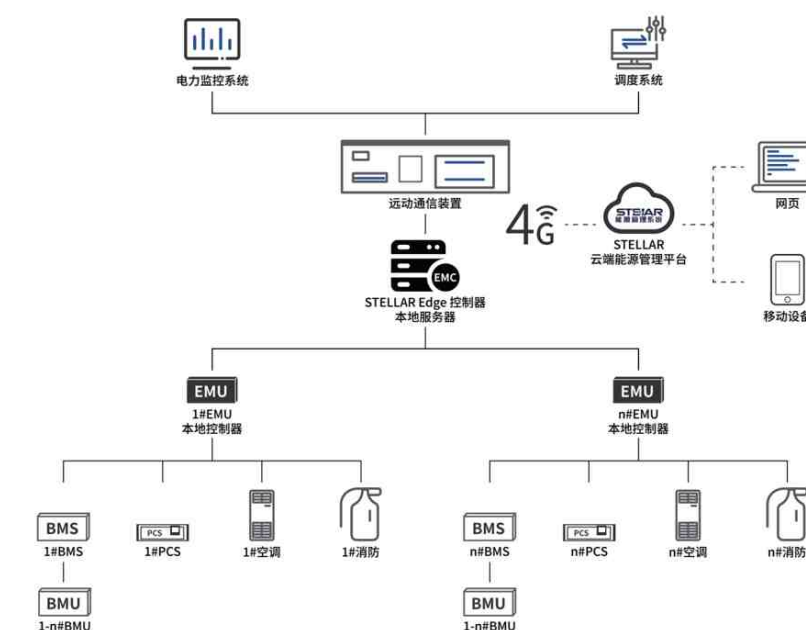


图 4.5-1 用户侧储能 EMS 系统拓扑图

（六）直冷温控技术

储能直流舱和交流舱主要包括空冷和液冷两种温控方式，本季度，中车株洲所、英维克、海信等厂家推出直冷温控技术，相对于冷板式液冷温控采用乙二醇水溶液作为换热介质，直冷温控采用冷却剂通过氟冷板直接冷却电池，减少了冷却介质的二次换热，从而提升换热效率，增加系统运行的稳定性，同时减少温控设备体积并降低运行噪声，此外，直冷温控可以规避液冷温控冷却液泄露的风险。

直冷温控系统由于工作压强远高于液冷系统，对系统压强和密封性提出更高的要求，同时由于储能电池温度均衡性是影响电池的一致性的主要因素，直冷温控如何控制冷媒的均匀分配，从而控制储能系统电池温度的均衡是难点，厂家通过智能多末端冷量分配方式，在保障冷板均温的同时，降低电芯温差，从而提升储能系统的一致性水平。

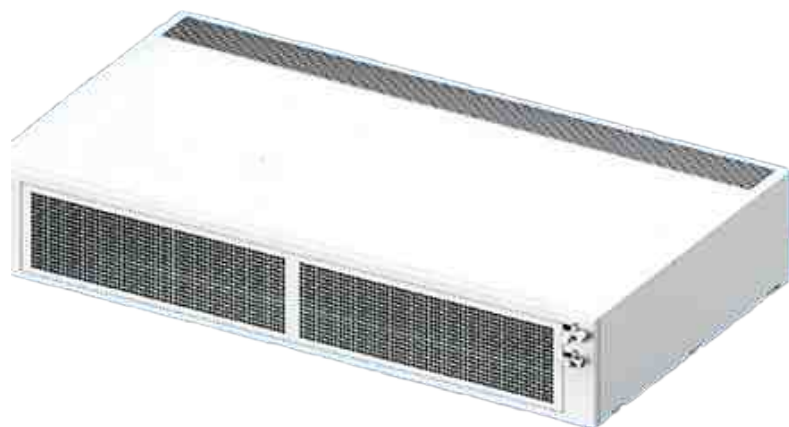


图 4.6-1 12kW 直冷机组（英维克）

（七）光储直流耦合

工商业企业等场所安装分布式光伏、储能等设施降低企业用电成本，通过储能可促进分布式光伏的消纳，实现多类型资源的源网荷储的互动，实现对电网的友好互动，获取多重收益。

现有分布式光伏和储能主要采用交流耦合的模式，光伏、储能分别经逆变器和 PCS 变换为交流，接入用户配电房 380V 母线，交流耦合具有技术成熟、运行可靠性高、设备价格低等优点。

随着直流耦合技术的发展，宁德时代、阳光电源、盛弘股份等厂家推出光储耦合一体机，光储耦合将光伏和储能在直流侧进行耦合，通过一体化变换为交流接入交流母线，拓扑示意图见图 4.7-1。直流耦合模式具有效率高、电能质量好等优势，在光伏消纳紧张的时候通过

储能充电，提升光伏系统的利用效率和发电量，同时光储耦合可实现就地的平衡，提升光伏发电的电能质量。

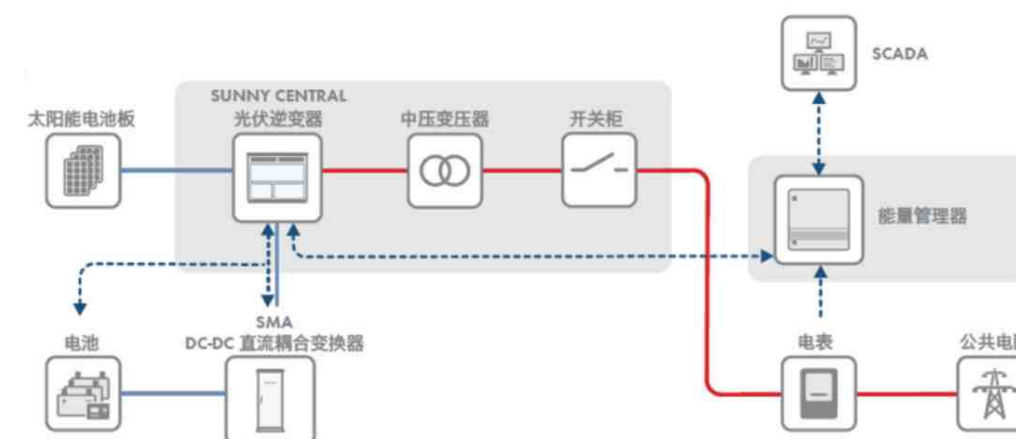


图 4.7-1 光储直流耦合拓扑示意图

（八）钠离子电池

钠离子电池是储能的多元技术路线之一，但相对磷酸铁锂电池，钠离子电池设备性能和价格方面仍缺乏优势，技术路线不清晰，产业化进程不及预期，行业仍以示范应用为主。

本季度，海辰储能发布首款电力储能专用钠离子电池，额定容量 162Ah，电池正极采用磷酸焦磷酸铁钠正极搭配硬碳负极的技术路线，专为宽温高倍率储能场景而生，在循环性能、宽温域和大倍率充放电性能以及能量效率等方面具有显著优势。在 25℃、1P 功率条件下进行充放电试验，充放电循环 4000 次电池容量保持率可达 94.2%。

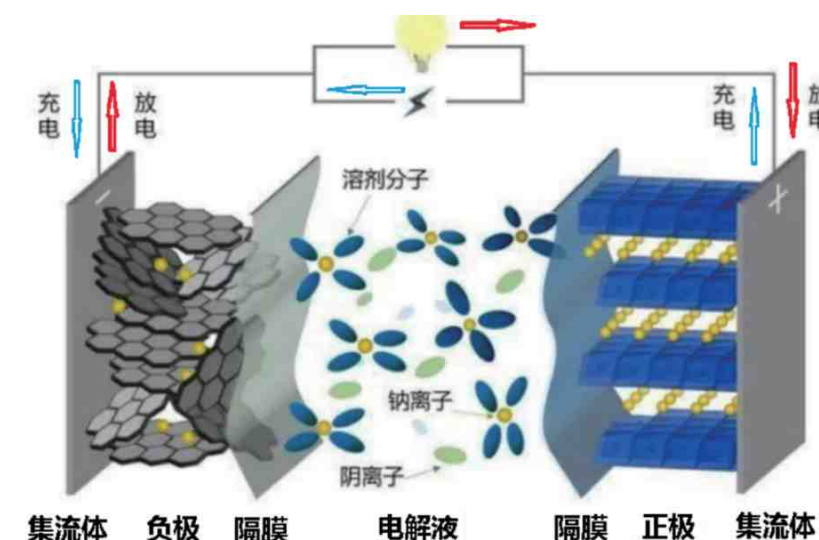


图 4.8-1 钠离子电池原理示意图

五、市场及价格机制

建立开放、规范、完善的电力市场是促进新型储能健康有序发展的必要条件，2015 年新一轮电力体制改革启动以来，我国电力市场建设持续推进，多元竞争主体格局初步形成。

国家各主管部门相继印发《电力市场运行基本规则》、《关于进一步加快电力现货市场建设管理的通知》、《电力现货市场基本规则（试行）》、《电力市场注册基本规则》等文件，加快建设全国统一电力市场，适应新型电力系统的发展，推动新型储能市场机制和价格机制的不断健全。

电力现货市场是未来新型储能参与的主要电能市场，新型储能是电力现货市场的主体成员。甘肃、山东、山西、广东和蒙西五个地区电力现货市场已转入正式运行，多个省份现货市场也正积极开展长周期结算试运行，按照国家能源局发布的《2025 能源监管工作要点》，文件重点提出持续推动各省现货市场建设，2025 年底前实现省级现货市场基本全覆盖。

新型储能电站可通过参与电力现货市场获取收益，同时各地出台政策支持新型储能参与调频等辅助服务市场，此外，蒙西、浙江、山东、河北等地出台新型储能容量补偿政策，进一步激发新型储能参与电力市场活力，丰富收益品种，改善新型储能收益水平。

新型储能参与电力市场的市场机制和价格机制正不断健全，通过参与电力现货市场、辅助服务市场、容量市场获取多重收益，与此同时，随着全国统一电力市场的加快建设，储能的商业模式正从“政策依赖型”逐步走向“市场驱动型”，储能项目的收益水平也将呈现多样化、多变性和复杂化的特点，储能项目也将需适应“能涨能跌”的电力市场机制。

（一）常规电源侧

火储项目一般在燃煤机组和燃气机组侧配建储能，辅助机组参与一次调频、二次调频服务，按照“两个细则”要求减少考核并获取补偿，收益与综合调频性能、中标价格和调频里程有关。

综合调频性能 K 一般从调节速率 K1、响应时间 K2、调节精度 K3 三个分项参数进行评价衡量。各地二次调频收益模型差异存在较大的差异性，例如各地综合调频性能 K 赋

予不同的权重系数，综合调频性能和里程补偿的计算方法不一样，以河北南部电网为例， $K=K1*K2*K3$ ；以广东省为例， $K=0.5*K1+0.25*K2+0.25*K3$ 。此外，各地申报价格的区间也不一致，江苏等地区还存在基本补偿和调用补偿的差异。

由于电化学储能、飞轮储能、超级电容等新型储能具有调节精度高、响应速度快等特点，相对常规机组调频性能优越，一般各地先期投运参与 AGC 服务的火储项目具有丰厚的收益，部分地区先期投运的项目在一年左右即可收回收益，后期随着参与者的增多，市场竞争激烈，收益水平将会有所下降。

广东、广西等南网地区出台黑启动辅助服务政策，通过在燃气机组侧配置储能向电网提供 AGC 和黑启动服务，丰富了机组的收益模式，黑启动服务由燃气机组黑启动能力费和使用费组成。

（二）新能源侧配建储能

新能源侧配建储能目前主要满足各地政策对集中式风电、光伏场站“强配”储能的要求，主要减少弃风弃光和降低新能源场站两个细则的考核，储能本身收益模式较为有限，主要仍依赖新能源场站建设成本的分担，盈利模式的缺失导致新能源侧配储利用率较低。

2025 年 1 月 27 日，国家发改委、国家能源局印发《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》，提出“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”，随着“强配”模式的取消，新能源侧配建储能市场机制迎来迭变，如何发挥新能源侧配储促进新能源消纳以及对电力系统的支撑和调节作用，建立市场机制和盈利机制是行业关注的重点。

国家和多地已出台多个文件明确新能源侧配建储能参与电力市场的方式，2024 年 9 月 13 日，国家能源局印发《电力市场注册基本规则》，提出配建新型储能与所属经营主体视为一体，具备独立计量、控制等技术条件，接入电力调度自动化系统可被电网监控和调度，具有法人资格时可选择转为独立新型储能项目，作为经营主体直接参与电力市场交易。

国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》，定义新能源配建储能可

作为调度调用新型储能和电站自用新型储能指，调度调用新型储能指具备独立计量装置，并且按照市场出清结果或电力调度机构指令运行的新型储能，支持新能源 + 储能联合调用模式发展。

山东新能源装机量位居全国第一，也是国内最早探索解决新能源配建储能盈利水平和利用率低的地区之一，2024 年 5 月 1 日，山东省能源局印发《山东电力市场规则（试行）》，文件提出配建储能的新能源场站可以以场站为单位报量报价参与现货市场。2024 年 7 月 25 日，广东省发改委印发《关于调整新能源发电项目配置储能有关事项的通知》，文件提出新能源发电项目可跨地市配置储能，提升储能项目建设的灵活性和经济性。

在沙漠、戈壁、荒漠地区通过风光火储等多能互补模式建设新能源大基地项目是当前新能源发展的重点，通过配置新型储能可提升大基地项目的新能源送出比例和新能源利用率，新型储能建设和运维成本一般通过大基地外送电价协议方式来疏导。

（三）电网侧共享储能

2024 年，国家能源局印发《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，提出“建设一批共享储能电站”，同步完善调用和市场化运行机制。电网侧共享储能收益主要包括容量租赁、容量补偿、电力现货市场、辅助服务市场、扶持补贴等。

为提高共享储能的收益水平，《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》等多个文件提出，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，改善储能电站盈利水平。

容量租赁是共享储能的主要收益，容量租赁主要由市场供需关系决定，目前租赁价格和租赁率普遍不稳定，容量租赁费仅为 0.07-0.15 元 /Wh.a 左右，部分地区面临着租赁率低的问题。随着新能源“强配”储能模式的取消，容量租赁收益或将取消。

容量补偿是丰富电网侧共享储能收益模式、反映其价值的有效手段。山东、蒙西、浙江、河北等地建立容量补偿机制，以蒙西电网为例，纳入示范项目的电网侧独立储能电站享受容量补偿，补偿标准按发电量计算，补偿上限暂按 0.35 元 /kWh，补偿期暂按 10 年考虑。浙江对列入新型储能项目建设计划，且在 2024 年 6 月 30 日前完成并网试验的电网侧新型储能项目开展补偿，2024-2026 年分别按照 200 元 /kW.a、180/kW.a、170/kW.a 的补偿标准发放。

部分地区探索扶持补贴政策，以江苏为例，共享储能示范项目按照发电量补贴收益，在迎峰度夏（冬）期间按照放电上网电量对电网侧独立储能提供扶持补贴，其中 2023 年至 2024 年 0.5 元 /kWh，2025 年至 2026 年 1 月 0.3 元 /kWh。

电网侧共享储能商业模式呈现地域差异、收益品种多样等特点，本季度，部分地区新型储能具有较高的收益，以江苏为例，2024 年 7 月和 8 月迎峰度夏期间，电网侧共享储能可实现每天两充两放运行，按照当地电价政策，充电不结算费用，放电电价按照 0.391 元 /kWh 结算。以某电化学储能项目为例，装机容量 250MW/500MWh，在迎峰度夏期间可实现综合日收益 100 万元，取得了较好的经济效益。

总体来说，电网侧共享储能商业模式仍处于发展探索健全阶段，部分地区、部分时段的较高收益并不具有普适性，通过观察已投运共享储能项目，当前共享储能收益水平仍整体偏低，共享储能仍需探索建立长效稳定市场机制和盈利机制。



（四）用户侧储能

用户侧储能在国内主要为依托工商业企业建设的工商业储能，商业模式仍主要依赖于峰谷电价差，辅以需求侧响应、需量节费、分布式光伏消纳、政府补贴、备电等直接或间接收益，一般采用合同能源管理、用户自投和融资租赁的方式建设。

浙江、广东、江苏等峰谷电价差较大、具备两充两放的地区是用户侧储能发展的重点，随着储能设备价格的大幅降低和设备性能的提升，安徽、湖南、重庆、四川、福建、河南等地也具备较好的盈利条件。以浙江为例，当采用用户自投的模式时，按照现有的电价政策，内部收益率（IRR）在 40% 左右，投资回收期在 2.5 年左右。

随着分布式光伏的大规模建设，分布式光伏消纳触及“红线”，电网的日峰谷特征发生显著变化，日负荷曲线呈现“鸭子曲线”特征，山东、浙江、云南、贵州、冀北、广西、内蒙古、安徽、湖北等省份地区调整分时电价，中午光伏大发时执行谷时或平时电价，通过电价杠杆动态调整工商业电价，分时电价的动态调整对用户侧储能的盈利模型带来影响。

用户侧储能可通过需求侧响应、需量容量管理、变压器增容改造优化、应急备用等方面获取多重收益。以需求侧响应为例，按照《2024—2025 年节能降碳行动方案》要求，各地区需求响应能力一般应达到最大用电负荷的 3%—5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过 40% 的地区需求响应能力应达到最大用电负荷的 5% 以上，目前国内 30 余个地区出台政策开展需求侧响应服务，需求侧响应正成为用户侧储能的重要补充收益，但如何提高和稳定需求侧响应的调用频次仍是决定收益水平高低的重要影响因素。

未来，用户侧储能也将探索作为独立储能或虚拟电厂等模式参与电力市场，丰富收益品种。电力市场中分时价格波动对用户侧储能的收益带来了想象的空间，例如部分地区现货市场出现了“负电价”的特征，但同时也给用户侧储能的运营水平提出了更高的要求，同时收益也将具备更多的不确定性，用户侧储能收益将适应“能涨能跌”的电力市场。



六、总结与展望

加快健全新型储能项目盈利机制。健全新型储能项目的盈利机制是推动行业长序健康发展的必要条件，随着电力市场改革进入深水区，国家和地区推动新型储能参与电力现货市场和辅助服务市场，部分地区出台容量补偿政策，但新型储能项目仍面临着现货市场价差有限、辅助服务市场品种单一、多重服务收益无法共享、容量市场尚未普及、调用水平无法保障等问题，成本疏导机制尚未健全，项目盈利水平难以保证。建议通过放宽现货市场限价，丰富市场交易品种，建立容量电价机制等方式，体现新型储能的多重价值，推动新型储能在电力市场中获得合理收益。

创新驱动储能产业链高质量发展。行业面临着竞争加剧、同质化严重、企业利润水平低等问题，行业内卷加剧，部分环节产能过剩。创新是第一竞争力，随着电力市场机制的逐步健全，储能建设单位必将从储能系统全寿命周期评判产品的优劣，行业从业者应循序渐进，冷静布局，积极通过技术创新突破“内卷”怪圈，在储能设备本体、电网支撑技术、多元技术路线、主动安全防护等方面建立核心技术优势，实现储能系统全寿命周期性能、成本、安全的最优。

加强新型储能对电网支撑技术研究。随着风电、光伏为主的新能源在电力系统中占比的不断提升，电力系统面临着消纳和稳定等问题。新型储能需进一步发挥对电网的支撑作用，通过加强对调度方式、构网型储能、涉网性能检测、源网荷储协调控制等技术的研究，完善构网型储能、调度控制相关标准，发挥新型储能的主动支撑调节能力，提高电力系统对频率、电压扰动的耐受能力，提升源网荷储协调互动能力。

科学有序推动长时储能发展。随着新能源在电力系统中占比快速提高，电力系统对长时储能等调峰资源需求日益迫切，按照国家能源局发布的《新型电力系统发展蓝皮书》“三步走”发展路径，2030-2045 年规模化长时储能技术取得突破，满足日以上时间尺度平衡调节需求。现有的液流、压缩空气、锂离子电池等新型储能无法满足日以上的长时储能低成本、高可靠等要求，氢储能等长时储能技术是未来发展的方向，但目前仍处于起步阶段，为推动长时储能的健康长序发展，一是加强政策机制保障，通过政策推动建立长时储能健康有序发展机制；

二是加强技术攻关，加大对重点难点技术问题的科研投入，特别是国家和重点科研机构加强对长时储能资金和技术的支持；三是构建长时储能标准体系，结合行业发展水平稳步布局标准；四是加强长时储能示范项目应用验证，通过示范项目验证技术性能，引导行业技术攻关方向。

建立锂离子电池回收机制。磷酸铁锂电池储能在我国新型储能中占比在 95% 左右，未来预计仍将持续高速增长。电池寿命一般在 8-10 年左右，未来大量的退役电池回收处理问题亟需重视，避免无序堆积或存放造成安全和环保问题。磷酸铁锂电池价格较低，在原材料价格低位徘徊的背景下回收价值较低，电池回收企业积极性较低，建议通过电池制造企业附件回收义务、回收企业补贴、加强环保监管等手段，探索建立电池回收机制，同时加强绿色高效回收技术的研究，促进磷酸铁锂电池的可循环使用，避免对环境的破坏，实现电池的全过程、全寿命周期绿色安全使用。

合理引导储能设备的标准化制造。储能设备厂家推出“差异化”的设备，不同设备厂家的电池单体、电池模块、储能变流器、电池管理系统等核心设备在设备尺寸、技术参数、接口类型和位置、数据通信等方面差异较大，造成储能系统调试周期长、系统可靠性低、运维管理复杂、运维成本高等缺点，特别是考虑储能电站寿命周期运行，原有设备的停产或设备厂家的经营不善将带来无法进行设备更换或维保的风险，行业应通过政策和标准制定、行业厂家约定等方式，逐步推动储能设备的标准化和可互换化。

关注储能设备的环境适应性。新型储能项目已在全国各地广泛建设，不同地区储能设备面临着差异化的环境要求，例如高海拔、低气温、强风沙、高湿度、强腐蚀等问题，对储能设备运行带来严峻的考验。行业应关注储能设备的环境适应性问题，充分考虑不同环境特征对设计、设备制造和运行的特殊要求，特别是在标准制定、工程设计、运行维护等方面重点考虑，在标准制定方面考虑规划设计、设备制造、试验、运行维护、安全应急相关标准的技术要求，在工程设计方面考虑场站和设备的差异化要求，在运维方面需提出重点举措，确保储能设备的长期安全稳定运行。

【服务政府 服务行业 服务社会 服务会员】

► 中国化学与物理电源行业协会

(China Industrial Association of Power Sources, 缩写为CIAPS。)

协会成立于1989年12月9日,由电池行业相关企事业单位自愿结成的全国性、行业性社会团体,是非营利性社会组织,现有会员700余家,是工业和信息化部指导、民政部登记注册、中央社会工作部管理的首批770余家国家一级协会之一,也是全国碱性蓄电池标准化技术委员会秘书处挂靠单位。协会秉承为服务政府管理、服务行业发展、服务社会需求、凝聚会员共识,致力于成为中国化学与物理电源生产领域最具公信力、影响力和带动力的行业组织。协会目前拥有包括中央企业、世界500强、电池生产企业、科研机构等单位在内的会员企业700多家,覆盖电池材料、装备、动力电池、储能、光伏等众多领域。协会拥有由院士和在行业领域具有较高知名度、较深科研水平、较强管理经验的学术带头人、技术负责人和项目管理者组成的100多人的专家顾问团队。逐步形成了课题研究、项目咨询、展览展示、技术推广、标准制定、成果转化、业务培训、国际交流、人才培养等核心业务。

► 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会

(Energy Storage Application Branch of China Industrial Association of Power Sources, 简称:CESA, 以下简称储能应用分会)

成立于2015年5月,现有会员单位316家,专家委员170位。在总会秘书处关心与指导下,储能应用分会先后组织专家牵头和参与完成国家级新型储能产业软课题研究12项,参加行业主管部门新型储能政策研讨会50余次,央企战略规划课题研究2项、地方政府规划研究1项,国家标准、行业标准以及团体标准15项、新型储能产业投融资评审6次,产业重大项目专项及新型储能技术评审40余次,为各级地方政府和能源集团提供储能战略咨询20余次。

2017年至今,重点开展了十一期全国储能产业巡回调研活动,实地走访企业、科研机构等315家以及参70个储能示范项目,成功组织承办14届“中国国际储能大会”和60场储能产业专题研讨会。

2019年,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会受邀参与世界银行集团建立的国际合作机制——储能合作伙伴(ESP)平台建设。2021年12月协会与韩国ESS产业振兴会签订战略合作协议,双方致力于推动区域内各国和地区储能行业交流与合作,推进中韩储能产业持续稳定发展。当前,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书处加强与美国清洁能源协会、欧洲光伏产业协会、欧洲储能协会、德国储能协会、长时储能委员会、韩国ESS产业振兴会、澳大利亚清洁能源委员会、智利可再生能源与储能协会以及国际储能标准组织和检测机构的对接、互动与交流,深化和建立合作共赢共享的标准体系,传递中国储能产业发展“好声音”与国际话语权,推动中国新型储能技术解决方案服务全球。

2024年12月,中国化学与物理电源行业协会储能应用分会(CESA)正式加入并成为国家可再生能源署行动联盟单位,致力于推动我国数智化储能产品积极参与国际合作,合力推动全球绿色低碳发展、加强储能产业链供应链开放合作、携手应对全球气候变化和能源转型挑战。

储能应用分会将充分围绕产业政策研究、标准建设、行业自律、产业资本、项目渠道、绿色发展、国际合作等方面开展工作,要在战略性、前瞻性问题上,以及在一些热点、难点问题,提高分会服务的针对性与有效性。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会秘书处

电 话:010-63907666

联系人:李湘(13661266197)

邮 箱:lixiang@escn.com.cn

中国储能网: <http://www.escn.com.cn>

地 址:北京市西城区木樨地北里甲11号国宏大厦A座11层

