

包头市储能产业发展规划 (2025—2030年)

包头市发展和改革委员会
2025年11月

目录

第一章 全球及中国新型储能产业发展现状	1
1.1 全球新型储能产业发展现状	1
1.2 中国新型储能产业发展现状	3
1.3 中国磷酸铁锂储能产业竞争现状	9
第二章 中国储能产业发展环境分析	27
2.1 国家及部委发布的相关政策	27
2.2 内蒙古自治区和包头市储能相关政策	37
第三章 包头市新型储能产业发展现状	45
3.1 包头市新型储能发展区位竞争分析	45
3.2 包头市新型储能产业发展现状分析	50
第四章 包头市新型储能产业发展规划（2025—2030年）	69
4.1 发展目标	69
4.2 产业布局	72
4.3 产业发展重点	74
第五章 发展规划要素保障分析	85
5.1 环境容量及生态保护	85
5.2 安全生产	91
5.3 土地供应	94
5.4 水供应	95
5.5 原材料供应	96
第六章 保障措施	98

6.1 组织保障	98
6.2 政策保障	98
6.3 服务保障	99
6.4 创新保障	100
6.5 人才保障	101

第一章 全球及中国新型储能产业发展现状

1.1 全球新型储能产业发展现状

1.1.1 市场规模

2020—2024年，由于全球能源转型及各国政策驱动，全球新型储能进入规模爆发期。据彭博新能源预测，2024年全球新型储能累计装机达159GW，“十四五”前四年复合增速超80%。

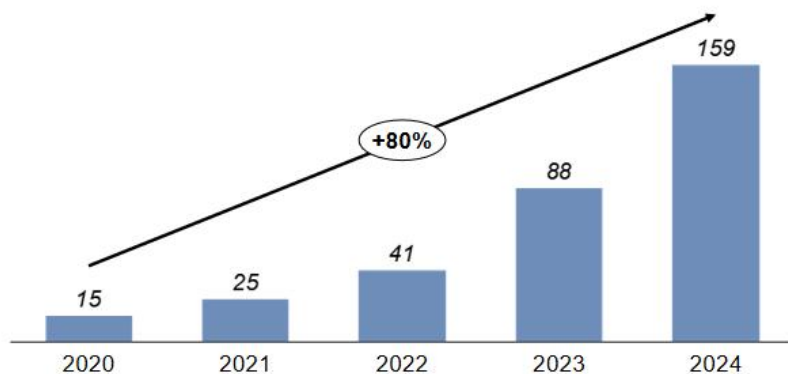


图 1-1 2021—2024 年全球新型储能装机容量及增速 (GW)

从增量装机来看，2021—2024 年全球新型储能年均增量装机增速达 93%。

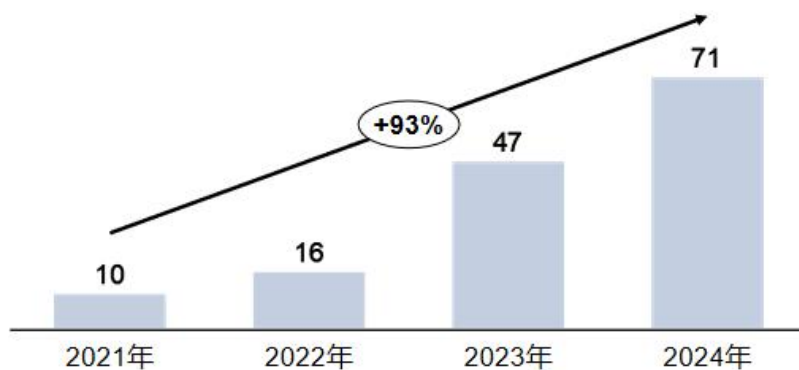


图 1-2 2020—2024 年全球新型储能新增装机容量及增速 (GW)

从储能区域需求分布来看，中国、美国和欧洲持续引领全球新型储能市场发展，呈现三足鼎立格局，2024年上述三区域合计装机容量占比高达90%。

具体来看，美国储能增长主要源于新能源占比提升与老旧电网的矛盾激化而催生大量配储需求；欧洲则因能源危机带动户用储能需求不断提升；中国因国家及地方政策驱动，储能进入规模爆发增长期，储能装机占全球比例从2022年的36%大幅提升至2024年59%，成为全球第一大储能市场。

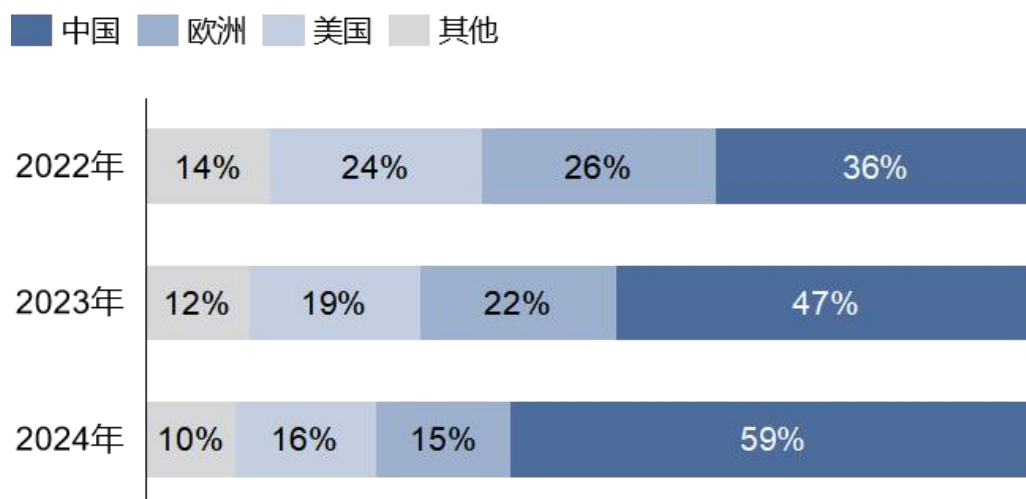


图 1-3 2022—2024 年全球新型储能新增装机地区分布

1.1.2 储能技术路线发展情况

新型储能技术路线主要包括电化学储能、机械储能、热储能、氢储能等。其中电化学涵盖磷酸铁锂电池储能、钠电池储能及固态电池储能等技术，机械储能涵盖压缩空气、飞轮储能、重力储能等技术。从市场应用成熟度来看，当前磷酸铁锂储能占据主导地位。

根据中关村储能联盟数据显示,2024年全球锂电储能装机占比高达97.5%,而钠系电池、液流电池、压缩空气和飞轮的占比分别仅为0.4%、0.4%、0.7%和0.4%。

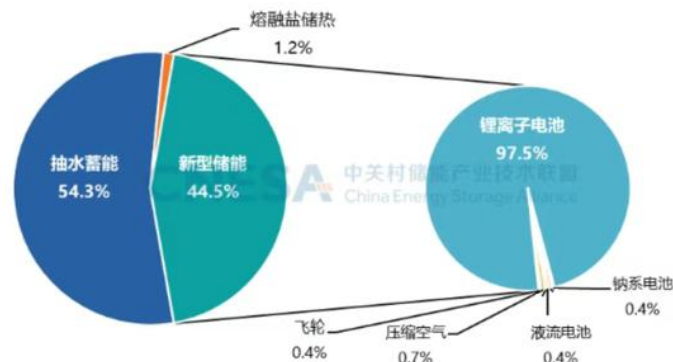


图 1-4 2024 年全球电力储能市场累计装机规模分技术路线

数据来源：中关村储能联盟

1.2 中国新型储能产业发展现状

1.2.1 装机规模分析

“十四五”期间,强制配储政策落地带动我国新型储能市场于2022年进入规模爆发期。其中,2022年全国新型储能装机为879万千瓦,到2024年达到7376万千瓦,年均增速达190%。根据中关村储能联盟预测,2025年新型储能市场装机规模将突破1亿千瓦。

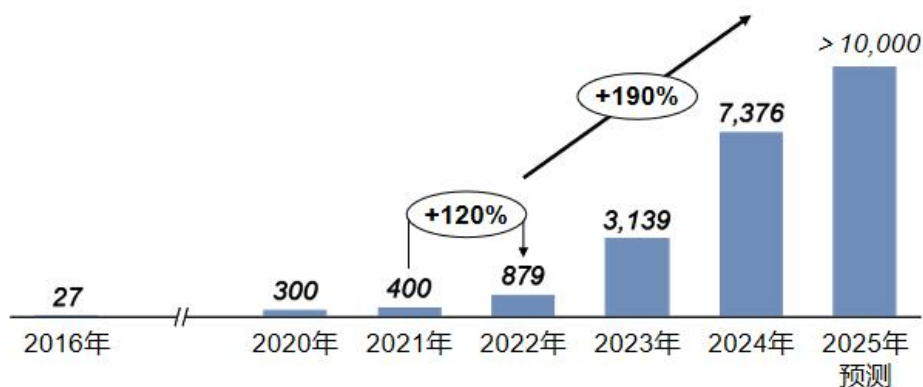


图 1-5 中国新型储能累计装机规模 (万千瓦)

从技术路线分布来看，锂电储能项目因具备成熟产业链及成本优势，其装机占比高达 97%；其次为压缩空气储能、液流电池储能项目，装机占比均接近 1%，其中压缩空气储能技术在 6h 以上的大规模长时储能应用较多，液流电池储能技术在 4h 以上长时储能领域逐步扩大应用。

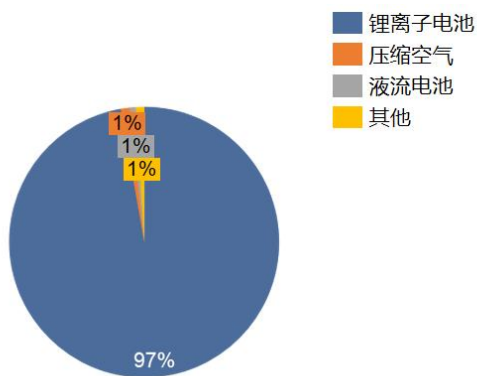


图 1-6 2024 年中国新型储能装机结构

1.2.2 锂电储能区域竞争分析

1. 锂电产业集群分布及其特点

中国锂电储能产业已形成特色鲜明的区域化发展格局，初步建成“研发聚集在环渤海区域、上游锂电池原材料聚集在中西部区域、中下游装备制造聚集在长三角及珠三角区域、

大规模储能应用聚集在西北部区域”的发展格局。这种区域分工既充分发挥各地资源禀赋优势，又可实现产业链上中下游的高效衔接，为我国锂电储能产业的持续健康发展奠定坚实基础。



图 1-7 中国新型储能产业集群分布及其特点

其中，以京津冀为代表的环渤海地区依托高等院校、中科院系科研院所等科创资源，重点吸引新型储能研发机构及企业布局，在锂电储能集成、钠电、飞轮储能、压缩空气储能等领域均具备优势。

长三角及珠三角地区则凭借科研资源、完备的产业基础、便捷的港口水运资源，逐步构建起锂电中下游材料及装备制造的生产优势。其中江苏、浙江、安徽三省的锂电产业链完整度超过 90%，珠三角则依托宁德时代、比亚迪等龙头构建完备的锂电产业集群。

以湖南、湖北及江西为核心的中部产业集群是国内传统锂电制造产业集群，其拥有丰富的镍、钴、锂、铜等有色金属资源，在锂矿资源冶炼及材料制造、电芯制造领域具备优

势；其次随着云贵川地区磷、锂、铜矿石开采量持续提升，叠加青海、西藏盐湖提锂技术升级，显著增加了市场供给，从根本上扭转了此前供应偏紧的态势，推动锂电价格进入下行通道。因此，以四川为代表的西南部锂电资源富饶区域也逐步形成产业集群。

以新疆、甘肃、内蒙古、宁夏为核心的西北地区凭借丰富的太阳能、风电资源成为储能示范应用的重要区域，装机占比超全国 60%。随着“新能源+储能”模式的快速推广，西北地区正在成为检验储能技术实用性和经济性的重要试验场。

2. 锂电产业发展趋势

随着锂电行业从供大于求转向成本竞争，中国锂电储能产业呈现出明显的产业转移趋势。当前，产业化转移主要由两类地区承接：一是以四川为代表的资源富集、制造成本比较低的区域；二是以常州为代表的产业配套完善、贴近终端市场的区域。

其中，四川凭借其丰富的锂、磷、铜矿资源禀赋，叠加绿电及低电价优势，已建立起显著的成本竞争力。因此，其产业发展的重点正从上游的锂冶炼、正/负极材料、铜箔制造，向下游的电芯制造等全链条延伸和转移，成本优势相较于中部制造集群正持续扩大。目前宁德时代、蜂巢能源、比亚迪等龙头企业纷纷在四川新增布局电芯制造产线，并带动天赐、

新宙邦等电解液生产企业及恩捷、星源材质等隔膜生产企业在当地配套建厂，逐步形成产业集群效应。

常州则更多依托动力、储能供应链配套协同及临近终端市场的优势，推动建成锂电正极、隔膜、电解液、结构件、锂电池及系统集成的完整产业链。其储能供应链本地化率超过70%，同时，常州紧邻港口，储能产品可外销全球市场。目前，常州吸引了宁德时代、比亚迪、中航等龙头电芯企业集中落地。

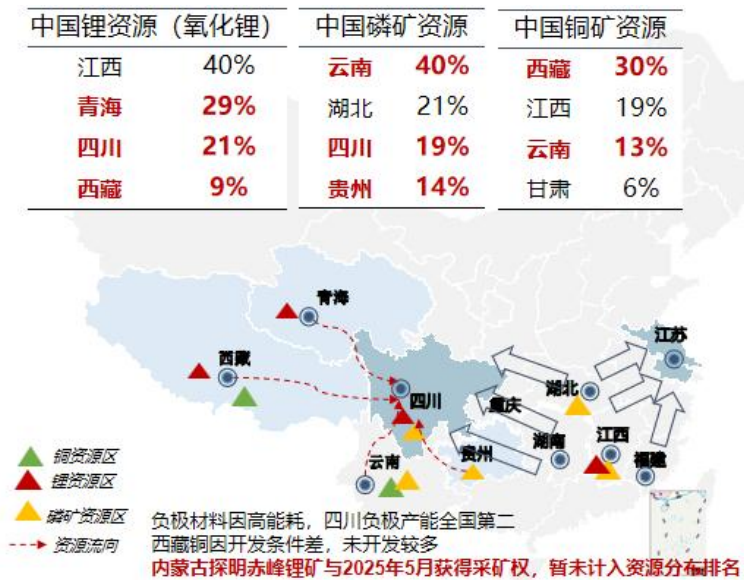


图 1-8 中国新型储能产业转移趋势

1.2.3 技术竞争分析

当前，中国新型储能技术路线呈现多元化发展态势，但不同技术路线的成熟度、经济性和适用场景存在显著差异。

表 1-2 技术竞争格局

对比维度	磷酸铁锂	半固/固态	钠电-层氧	钠电-聚阴	锌铁液流	全钒液流	压缩空气	氢能
初始成本 (元/Wh)	1,000 电芯 0.28	0.8-1.1 (电芯)	0.52 (电芯)	0.68 (电芯)	2800-3400(4h)	2200-2500 ¹⁾ (4h)	6000元/W	/
技术成熟度	规模商业化	商业化早期	商业化早期	技术研发	技术研发	商业化早期	商业化早期	技术培育
能量密度 (Wh/L)	> 300	200-400	110-150	95-125	10-30	15-30	/	/
实际技术指标								
循环次数(周)/寿命	> 8,000	≥ 1,000	4,000-5,000	4,000-5,000	2,000-5,000	10,000-15,000	40年以上	15年以上
系统效率 (%)	接近90%	/	> 80%	/	70%-80%	80%	50%-60%	30%-40%
技术优势	能量密度大 系统效率高	能量密度高 热失控风险低	安全性高 低温性能好	低温性能好 理论成本低	理论原料成本低	循环高于锂电 功率、能量分开控制	大容量、高时长、 无污染	长周期、跨季节、 远距离、大容量
技术瓶颈	· 热失控	· 循环差	· 循环性能待提升	· 循环性能待提升	· 循环性能待提升 · 易短路	· 能量密度低	· 系统效率低 · 依赖地理资源 (储气库: 盐穴)	· 制氢、储氢、运氢、加氢等环节 技术突破优化
产业链完备程度	· 产业链配套成熟 · 锂存在卡脖子风险	技术开发正极 (含碲化锂前驱)、负极、 固态电解质	产业链结构与锂电产 业链结构相似，优化 两大材料开发： · 层状氧化物正极 · 硬碳负极	产业链结构与锂电产 业链结构相似，优化 优化两大材料开发 · 聚阴离子正极 · 硬碳负极	· 产业链各环节均 处于发展初期， 技术开发阶段	· 产业链相对完善， 但五氧化二钒原料 供给受限	· 压缩机定制研发 · 三大电气垄断能 胀机市场	· 产业链处于早期 布局阶段 · 储氢、运氢难
产业趋势	· 技术升级提升盐湖提 锂、回收提锂产量， 减少资源依赖 · 降低电池热失控风险	推进成本敏感 性低的动力市 场量产， 规模 降本应用储能	· 产业化降低成本 · 提升能量密度 · 两轮率先应用	· 提升循环、能量 密度 · 降低材料成本	· 抑制锌枝晶，提 升循环且避免短 路	· 技术及商业模式创 新降低成本 (如电 解液租赁模式)	· 降低单位造价 · 提高系统效率	· 储、运技术突破 及降本，加氢网 络布局 · 全产业链降本

从技术成熟度来看，磷酸铁锂电池以相对安全、长循环寿命、低成本优势，已实现规模化应用，在电源侧、电网侧和用户侧储能中占据主导地位。然而，其仍面临热失控风险，需要持续提升技术性能。

半固态/固态电池处于商业化早期阶段，能量密度和安全性较传统锂电有所提升，但循环性能与成本仍是瓶颈，需通过产业化进一步降本；钠离子电池方面，层状氧化物路线(钠电-层氧)进展较快，但能量密度偏低，而聚阴离子路线(钠电-聚阴)尚在技术研发阶段，两者均需突破材料体系优化不足和难以规模化量产两大瓶颈。液流电池方面，全钒液流技术成熟度较高、安全性优，适合长时储能场景，但其原料资源五氧化二钒的供给量受限，且系统效率低、单位造价高，短期内难以规模化发展；锌铁液流电池则仍需解决技术可靠性问题。

压缩空气储能和氢储能受限于系统效率或地理资源条件(如依赖盐穴储气库)，短期内难以大规模推广。其中：压缩空气储能虽在调峰领域潜力显著，但选址要求苛刻，效

率较低，且开发建设周期较长；氢能则处于技术培育期，产业链成本高昂、效率低，经济性差，推广应用难度很大。

综合考虑技术成熟度、成本敏感性和应用场景，预计“十五五”期间，磷酸铁锂电池仍是中国新型储能市场的主流技术。全钒液流储能、固态电池储能、钠电储能及压缩空气储能将加速发展，但需通过技术升级（如提升能量密度、循环寿命）或系统降本（如液流电池的电解液优化）以实现规模化应用，同时需结合系统需求和应用场景推动商业模式创新。

1.3 中国磷酸铁锂储能产业竞争现状

1.3.1 产业链结构分析

磷酸铁锂储能产业链主要分为上游原材料，中游电芯生产主材、电芯制造、储能系统集成以及下游终端用户。从产业链成本及价格传导因素看，上游锂资源、磷资源及中游的正极、负极、电解液、铜箔、电芯、变流器、BMS、储能集成是产业关键环节，是决定储能项目成本的主要因素。

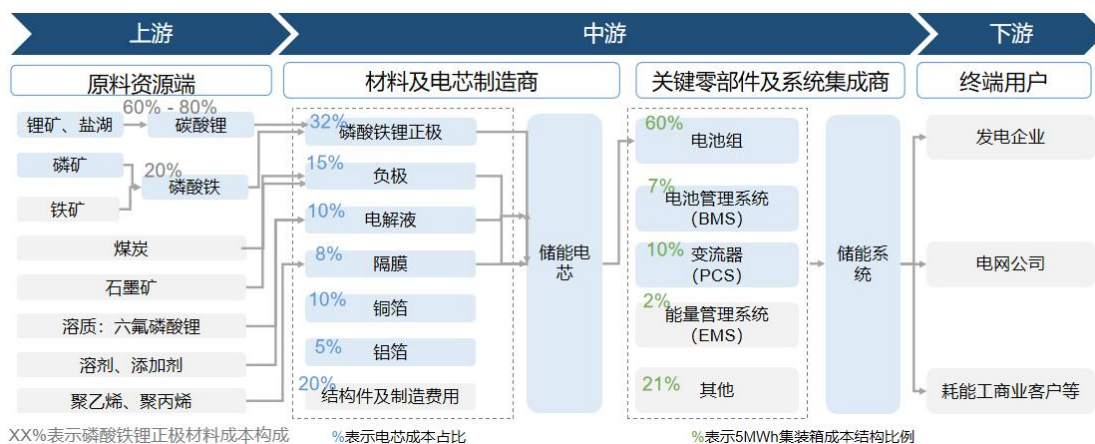


图 1-9：磷酸铁锂产业链图谱

上游原材料环节，根据电芯主辅材可分为五类：

一是作为磷酸铁锂正极材料原料的碳酸锂和磷酸铁，其中碳酸锂约占正极材料成本的 60%-80%。

二是石墨负极材料，可分为人造石墨及天然石墨，其中：人造石墨负极原辅料主要为煤炭制备的针状焦、沥青焦等及石油制备的石油焦，天然石墨负极原料为鳞片石墨矿。

三是电解液，由溶质、溶剂及添加剂组成，其中溶质主要为六氟磷酸锂，溶剂及添加剂为各类化学试剂；

四是隔膜，原材料主要是聚乙烯、聚丙烯等；

五是铜箔及铝箔，是铜矿及铝矿的加工产品。

从上游原材料价格构成看，碳酸锂占比最大，同时也是原材料价格波动的主要影响要素，如 2022 年碳酸锂价格高达 60 万元/吨，至 2025 年 5 月，则降至为 7 万元/吨左右；六氟磷酸锂的全年均价也从 2022 年的 35 万元/吨降至当前的 5 万元/吨左右。

中游制造环节，储能电芯在储能系统成本中占比最大达到近 60%，而决定储能电芯成本的主要是正极、负极、电解液及铜箔，其大多受上游碳酸锂、煤炭及铜等大宗商品价格波动影响，隔膜及铝箔市场价格波动相对较小。从 2025 年 5 月储能集成成本看，储能电池组成本占比高达 60%；其次从储能电芯成本（含制费）结构看，磷酸铁锂正极材料占比达

32%（此前锂价高位时占电芯成本比高达 60%），负极材料、电解液、铜箔占比均较高，分别达 15%、10%、10%。

1.3.2 产业链竞争现状

中国新型储能产业的企业竞争格局呈现出明显的“马太效应”，市场份额、技术资源与资本正加速向行业头部企业集中，“强者恒强”的趋势日益明朗，而数量众多的中小厂商则面临愈发严峻的生存压力与出清风险。具体表现如下：

一是在上游原材料方面，主材及其原材料一体化布局趋势愈发显著，主要以正极材料、负极材料及电解液三大主材为代表。正极材料头部企业通过布局上游磷酸铁、碳酸锂等资源，在保障原料供应的同时，不断扩大成本优势；负极材料企业通过参股、入股等形式锁定低价原料焦资源，并推动技改实现石墨、负极材料产能一体化布局，进而降低生产成本；电解液企业正逐步延伸布局六氟磷酸锂原料以实现降本保供。此外，隔膜因技术壁垒高、大客户捆绑深、规模降本效应强等原因，产能高度集中在少数头部企业。

二是中游电芯制造企业凭借技术壁垒、全球化布局、品牌效应及大客户绑定等优势，已构建起较强的竞争优势。其中：宁德时代以绝对的技术实力及品牌优势，电芯产品外售全球集成商，比亚迪则采用垂直整合方式，电芯以储能系统形式出货，两者常年位居电芯出货前 2；亿纬锂能、中创新航及瑞浦兰均等企业通过技术迭代快及性价比高优势也在不断扩大市场份额。

三是因高技术壁垒和规模效应，PCS（储能变流器）、BMS、储能系统集成等均呈现较高的市场集中度，CR5 分别是 60%、75%和 50%。

表 1-3 企业竞争格局

产业环节	碳酸锂	磷酸铁	正极	负极	电解液	隔膜	电芯	PCS (大储)	BMS (第三方)	系统集成
市场集中度 CR5	30%	58%	60%	67%	70%	78%	69%	> 60%	> 75%	> 50%
影响要素	<ul style="list-style-type: none"> 原料来源多：盐湖、矿（锂辉石、云母）、回收 	<ul style="list-style-type: none"> 磷酸铁及正极材料一体化 	<ul style="list-style-type: none"> 正极延伸布局原料 	<ul style="list-style-type: none"> 高耗能 集原料资源锁定 客户合作研发 	<ul style="list-style-type: none"> 高度定制化，客户深度绑定 合作存放周期短 	<ul style="list-style-type: none"> 技术壁垒 干法转湿法 	<ul style="list-style-type: none"> 技术壁垒 品牌 规模 	<ul style="list-style-type: none"> 技术壁垒 品牌 规模 	<ul style="list-style-type: none"> 规模 技术壁垒 	<ul style="list-style-type: none"> 规模
CR5 头部企业	<ul style="list-style-type: none"> 盛新锂能 (7%) 天齐锂业 (7%) 蓝科锂业 (6%) 中信国安 (5%) 九岭锂业 (5%) 	<ul style="list-style-type: none"> 湖南裕能 (34%) 湖北万润 (11%) 天赐 (5%) 中伟股份 (4%) 彩客新能源 (4%) 	<ul style="list-style-type: none"> 湖南裕能 (28%) 德方纳米 (10%) 万润新能源 (9%) 龙蟠科技 (7%) 友山科技 (6%) 	<ul style="list-style-type: none"> 贝特瑞 (21%) 杉杉 (18%) 中科星城 (11%) 尚太科技 (11%) 凯金能源 (6%) 	<ul style="list-style-type: none"> 天赐 (32%) 比亚迪 (15%) 新宙邦 (13%) 瑞泰新材 (5%) 珠海赛维 (4%) 	<ul style="list-style-type: none"> 恩捷 (31%) 星源材质 (18%) 河北金力 (13%) 中材科技 (9%) 惠强新材 (7%) 	<ul style="list-style-type: none"> 宁德时代 (31%) 亿纬锂能 (14%) 海辰 (9%) 比亚迪 (8%) 瑞浦能源 (7%) 	<ul style="list-style-type: none"> 阳光电源 科华数能 上能电气 南瑞继保 索英电气 	<ul style="list-style-type: none"> 阳光电源 比亚迪 中车株洲所 海博思创 远景能源 	

1.3.3 关键产业环节企业竞争现状

1. 碳酸锂

锂资源在自然界中以多种形式存在，包括盐湖、锂辉石、锂云母、磷锂铝石等，其中：盐湖、锂辉石及锂云母为主要来源，目前均已实现工业化开采冶炼；同时伴随新能源产业快速发展，锂电池回收提锂成为锂资源的重要补充。

全球锂资源分布集中度较高。根据美国地质调查局 2022 年数据，全球锂资源储量约 1.3 亿吨碳酸锂当量，排名前 5 的国家分别是智利 4650 万吨（36%）、澳大利亚 3100 万吨（24%）、阿根廷 1350 万吨（10%）、中国 1000 万吨（8%）、美国 500 万吨（4%），合计占比高达 81%。从资源类型看，盐湖资源主要分布在智利及阿根廷，以高品位盐湖锂资源为主，其次为中国青海及西藏盐湖，品位相对较低；锂辉石则主要以澳大利亚为主，中国锂辉石主要分布在四川省；此外，

巴西及非洲五国（刚果金、马里、津巴布韦、加纳、纳米比亚）锂矿开采量将逐步扩大；锂云母主要分布美国、加拿大、津巴布韦以及中国的江西省。

锂资源回收方面，产能主要在中国，来源于电池生产废料及退役回收电池等，欧洲、印尼等区域正积极推进回收产业布局，未来也将成为回收锂资源的重点供给国。

从国内碳酸锂总产量来看，根据上海有色网对国内碳酸锂产量追踪数据，2024年碳酸锂总产量约68万吨，锂辉石、锂云母、盐湖及回收提锂四种渠道提锂量占比为48%、23%、19%及10%。其中：锂矿合计占比超70%，仍是最主要的碳酸锂原料来源。未来随着盐湖提锂技术持续迭代升级，青海及西藏盐湖提锂产量将逐步提升。

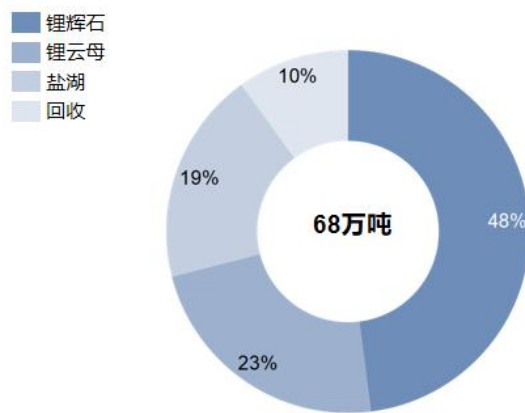


图 1-10:2024 年碳酸锂产量来源结构图

数据来源：上海有色网

因碳酸锂来源渠道众多，市场竞争格局相对分散，国内行业前 13 家企业碳酸锂产量占国内总产量的 60%，除蓝科、中信国安以盐湖提锂为主外，盛新锂能、天齐锂业、九岭、赣锋等为代表企业均以锂矿石提锂为主。

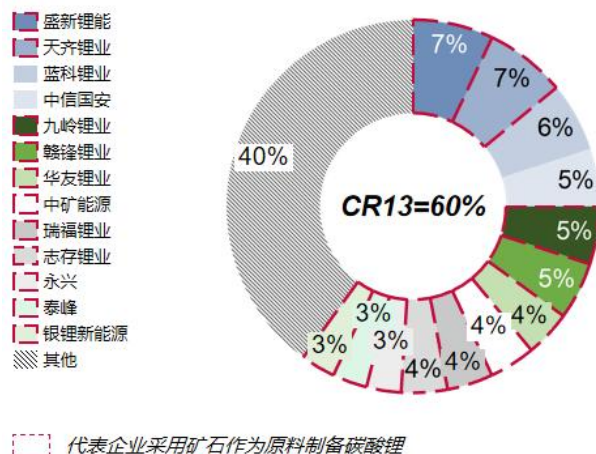


图 1-11:2024 年碳酸锂企业竞争格局

2. 磷酸铁

当前国内磷酸铁生产企业主要分为四类：第一类是以湖南裕能、万润及龙蟠科技为代表的磷酸铁锂正极材料生产企业，这类企业将业务延伸到磷酸铁，实现自产自销；第二类是以川发龙蟒、贵州雅友、贵州恒轩等为代表的磷化工及钛白粉生产企业，利用副产磷资源制备磷酸铁；第三类是以湖南雅城、彩客为代表的化工类企业；第四类是以邦普循环及中伟锂电为代表的锂资源回收企业，延伸布局磷酸铁。

总体来看，国内磷酸铁行业呈现“两家独大、长尾分散”的竞争格局。其中：湖南裕能、湖北万润凭借磷酸铁-磷酸铁锂材料一体化布局，显著降低了成本、提升了效率，市场占比分别达 34%、11%。其庞大的正极材料出货量有力带动了磷酸铁产量，奠定了市场地位；而其他企业因缺乏一体化优势，市场份额仅在 3%-5%之间。

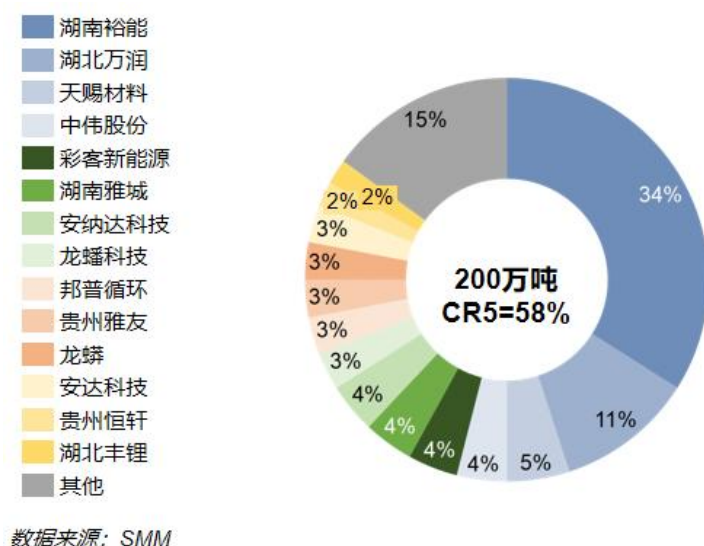


图 1-12:2024 年我国磷酸铁企业竞争格局

3. 磷酸铁锂正极材料

磷酸铁锂正极材料是影响储能电芯能量密度的关键主材，近几年入局企业众多，产能已进入过剩状态。统计数据显示，2024 年磷酸铁锂行业平均产能利用率约为 50%-60%，利用率不高，但一线企业利用率可达 80%，仍处于较高水平。上海有色网数据显示，2024 年国内磷酸铁锂出货前 5 企业分别为湖南裕能（28%）、德方纳米（10%）、万润新能源（9%）、龙蟠科技（7%）、友山科技（6%）。

在头部企业扩产及下游需求长期向好的驱动下，预计 2025-2030 年正极材料行业将以 12% 的年均增速持续扩张。然而，激烈的产能竞赛也将导致利用率持续承压，预计行业整体产能利用率将维持在 50% 左右。

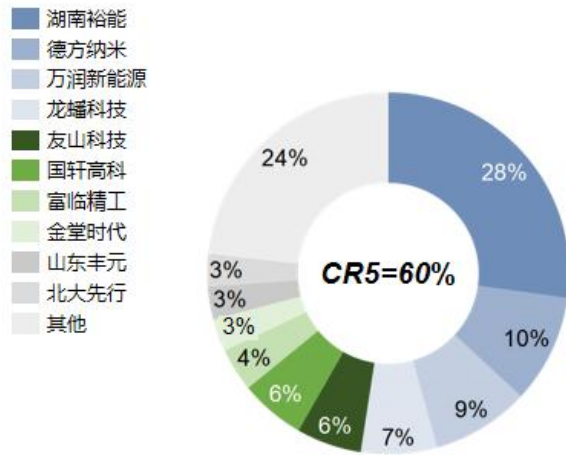


图 1-13:2024 年磷酸铁锂正极材料企业竞争格局

产能分布方面，磷酸铁锂正极材料企业为强化成本优势，产能大多围绕锂矿、磷矿资源端进行选址布局，主要集中在云贵川、青海西藏及华中地区。

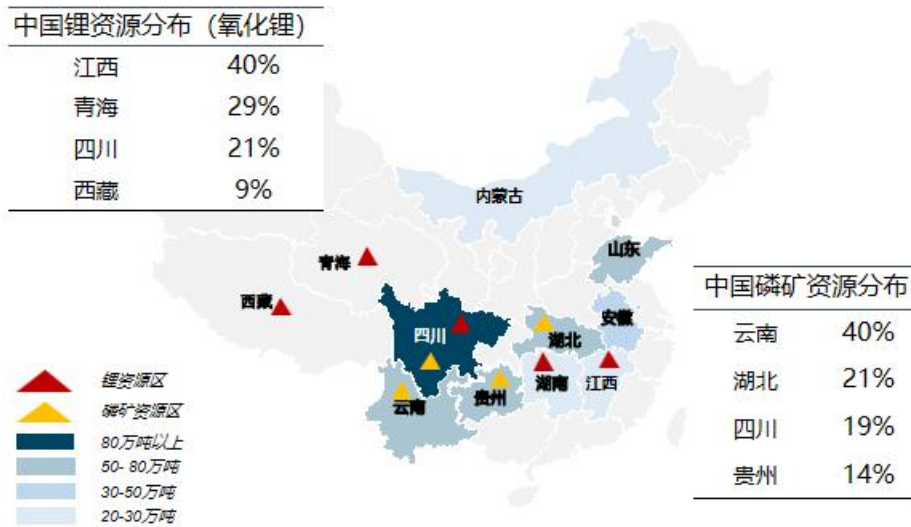


图 1-14:2024 年磷酸铁锂正极材料产能分布

4. 石墨负极材料

石墨负极材料是影响储能电芯循环性能的关键主材，石墨化生产又属于高耗能产业，材料生产大多分为两段工序，第一段为原料到石墨化的初级产品，第二段为石墨化初级成品到负极材料成品工序。目前石墨化产能大多聚集在低电价

及煤炭资源富集区域，如内蒙古、四川、山西等，成品产能大多集中在江浙沪及珠三角区域。随着石墨化工序中坩埚炉技术工艺改造升级为厢式炉或连续石墨化炉，能耗可降低近40%，新增负极产能开始逐步实现石墨化及负极成品产线一体化布局，因考虑负极产品出口等因素，**新增产能多聚集在四川。**

当前，中国负极材料产能占全球超90%，2024年行业平均产能利用率仅50%，但一线企业利用率可达80%，与正极材料类似，存在明显的“马太效应”。此外，预计2025-2030年负极材料仍将以8%的年均增速保持中高速增长，产能利用率预计维持在55%左右的低位。

上海有色网数据显示，2024年国内磷酸铁锂出货量前五企业分别是：湖南裕能（28%）、德方纳米（10%）、万润新能源（9%）、龙蟠科技（7%）、友山科技（6%）。

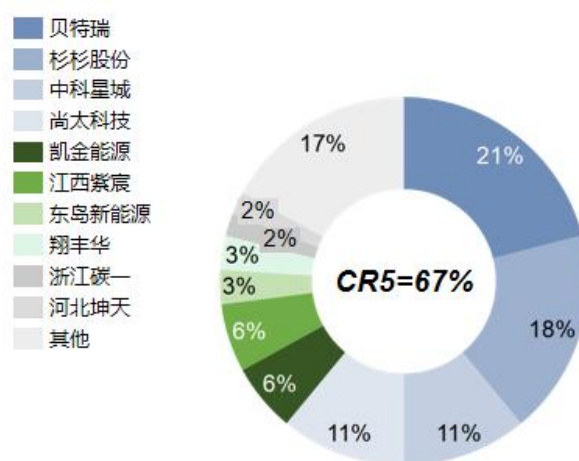


图 1-15:2024 年负极材料企业竞争格局

5. 电解液

电解液存在高度定制化、存放周期短（6个月）且大客户绑定深等特点，市场呈现“一超双强”局面，天赐、比亚迪、新宙邦市场份额相对稳定。数据显示，天赐、比亚迪、新宙邦三家市占率分别达32%、15%及13%，其余7家主要企业市占率均在3%-5%之间。其中，天赐主要绑定宁德时代进行产品合作研发；比亚迪电解液主要用于自供电芯生产；新宙邦通过技术输出与国内外头部电芯厂均有合作。

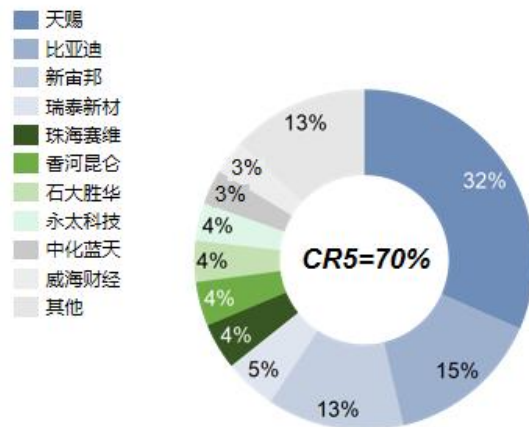


图 1-16:2024 年电解液企业竞争格局

产能分布方面，各头部企业主要围绕电芯厂产能进行配套布局。其中：华东作为动力及储能电池集中产能分布区及化工产业聚集区，电解液产能占比高达65%；华中区域产能占比约20%。因其高度定制化、存放周期短特征，行业产能利用率分化严重，平均产能利用率仅45%。预计2025-2030年电解液产能仍将以5%的年均增速保持中速增长，行业产能利用率预计维持在30%-40%的较低水平。

6. 隔膜

隔膜技术壁垒高，且产线设计非标性较强。近年来因储能电芯存在容量越做越大趋势，如前几年占据市场主流的280Ah电芯快速切换为314Ah电芯，且未来将进一步切换成以587Ah为代表的大容量电芯。隔膜技术方面，为提升电芯能量密度及热稳定性以适应大容量电芯发展趋势，隔膜也呈现由干法技术路线向湿法技术路线转移的发展趋势。

从企业竞争格局看，国内隔膜产业发展相对较晚，市场集中度高，上海有色网统计数据显示，2024年国内隔膜前5家企业市占率合计高达78%，其中恩捷占比高达31%。

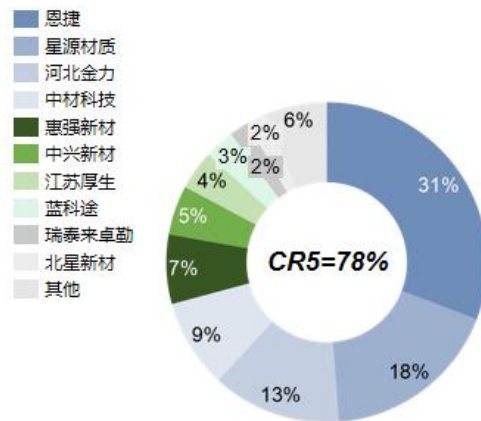


图 1-17:2024 年隔膜企业竞争格局

从产能分布看，隔膜企业主要跟随电池产业集群（如江苏、湖北、四川）进行配套，其次在石油化工发达区域（山东、河北等）也有一定布局。从产能利用率来看，行业平均产能利用率为50%左右，主要是因为技术路线切换，导致部分干法产能闲置。预计2025-2030年隔膜产能仍将以5%的年均增速保持中速增长，行业产能利用率预计维持在50%左右，新增产能将以湿法路线为主。

7. 电池

国内储能行业主要采用磷酸铁锂电池，三元锂电池因安全性相对较低等原因，在储能领域鲜有应用。

从目前全球储能锂电池（磷酸铁锂）供需结构看，2024年全球储能电池供应量已达储能装机需求的2倍，且2030年前行业均将一直处于供给过剩状态，其中：中国产能在全球市场占据绝对主导地位。

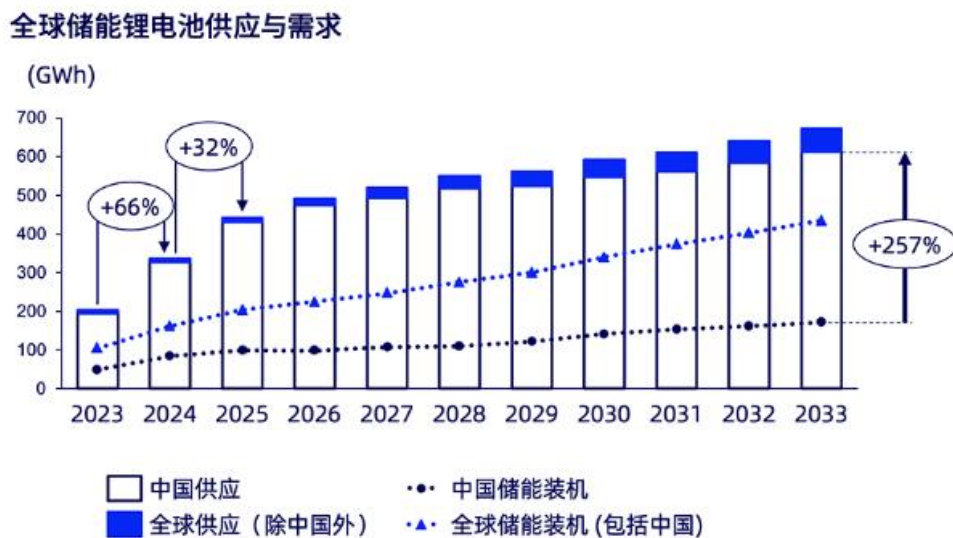


图 1-18：全球储能锂电池供需及预测分析

从价格来看，储能电芯受上游原材料（主碳酸锂）价格快速下降、电芯产能供大于求、低价竞争等因素影响，储能电芯价格持续下滑。其中：280Ah 电芯价格从 2023 年 0.95 元/Wh 下降至 2025 年 0.3 元/Wh，甚至部分企业成交价低至为 0.27 元/Wh，2 年价格下滑近 70%。

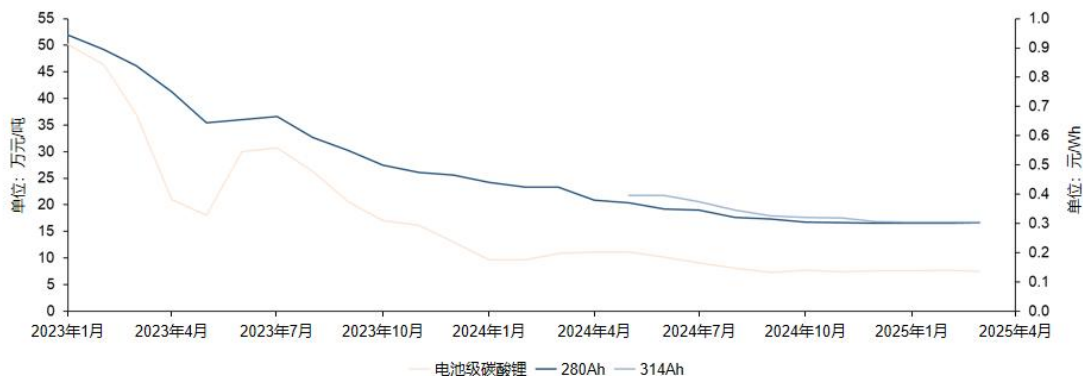


图 1-19: 国内储能电芯及其碳酸锂价格走势

注: 2024 年二季度储能市场 280Ah 电芯逐步被 314Ah 电芯替代

从电芯厂商竞争格局来看, 2024 年全球产量前十的电芯企业均为中国企业, 其中, 宁德时代、亿纬锂能、海辰、弗迪 (比亚迪)、瑞浦兰均前 5 家企业市占率达 69%。

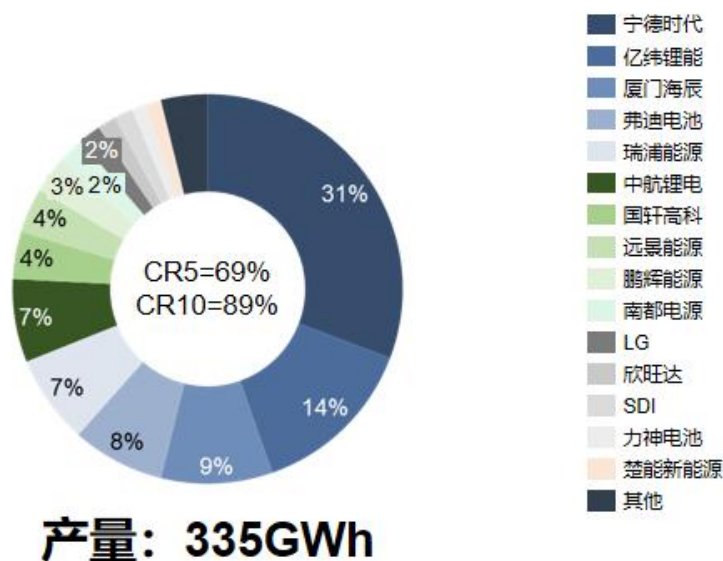


图 1-20: 全球储能电芯企业竞争格局 (统计口径: 产量)

从储能电池技术迭代趋势看: 迫于低价竞争压力, 头部企业均加大对 500+/600+Ah 储能电芯的研发和产线布局。其中: 以宁德时代、海辰为代表的电芯制造企业从制造工艺出发主导研发 500+Ah 大电芯产品; 以阳光电源、中车株洲所

为代表的集成企业从系统集成角度出发主导 600+Ah 大电芯产品。从目前研发进展看，宁德时代 530Ah 及 587Ah 产品研发基本完成，即将进入量产阶段。

从未来储能电芯企业发展策略及趋势看，此前在原材料价格高企且供应不稳定时期，头部电芯厂企业发展侧重点聚焦于上游原材料资源保供及供应链管理。随着近两年上游材料产能释放且逐步进入供大于求阶段，储能电芯企业逐步将发展侧重点转为电芯到下游集成环节，主要聚焦电池 pack 及 BMS 等储能直流侧系统领域，交流侧因涉及电力电子研发，发展进程相对较慢。

表 1-4：国内头部电芯企业储能中游业务布局概览

企业名称	电芯	Pack	BMS	储能集成
宁德时代	√	√	√	√
弗迪 (比亚迪)	√	√	√	√
亿纬锂能	√	√	√	√
瑞浦兰均	√	√	√	√
中创新航	√	√		√
鹏辉能源	√	√		√
国轩高科	√	√		√
远景能源	√	√		√
厦门海辰	√	√		√

8. 储能系统集成

磷酸铁锂储能系统主要由能量存储单元（电池组）、电池管理系统（BMS）、储能变流器（PCS）、能量管理系统（EMS）和热管理、消防等辅助设施汇集而成。其中 BMS

是指用于管理电池储能系统的子系统，主要是监测、评估管理、保护电池的运行状态；PCS 是储能系统与电网实现电能双向流动的核心部件，用于控制电池的充电和放电过程，进行交直流的变换；EMS 是针对储能电站推出的调控一体化能量管理系统，主要满足运行监视全面化、安全分析智能化、全景分析动态化的需求，保证储能电站安全、可靠、稳定运行。从储能集成的成本结构看，目前电池组成本占比约 60%，PCS 成本占比约 10%，BMS 成本占比为 7%左右，EMS 成本占比相对低，为 2%左右。

当前国内储能集成企业主要分为三类：一类是电池、PCS 企业转型储能集成商，如比亚迪、阳光电源；一类是光伏、风电转型储能集成企业，如天合储能、远景能源；一类是纯储能集成业务企业，如海博思创、电工时代等。根据中关村储能联盟对外披露数据，2024 年全球及中国储能集成商出货排名中，阳光电源、比亚迪、中车株洲所、海博思创及远景能源位列国内前 5，并挤占全球前 7 位。其中阳光电源产品出货主要以海外市场为主，海博思创及中车株洲所、新源智储、电工时代等以国内市场为主，远景能源国内外双线布局。

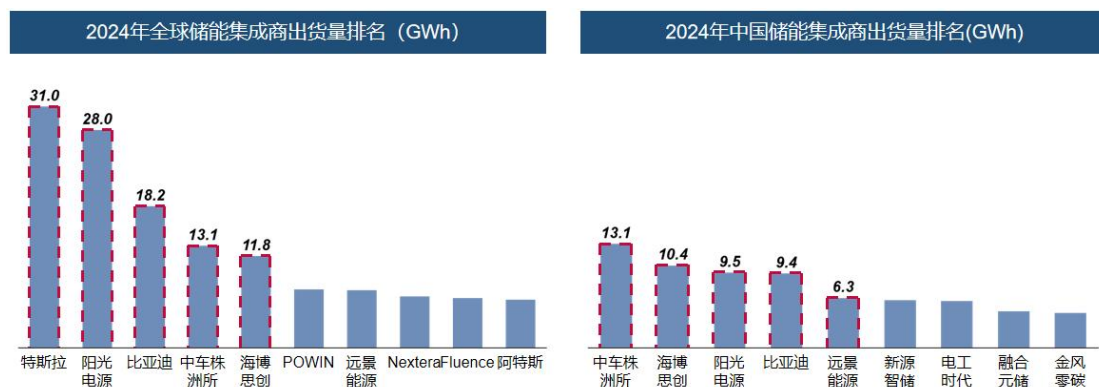


图 1-21：全球&中国储能集成企业竞争格局（统计口径：出货量）

此外，为推进储能产品技术迭代升级叠加降本驱动影响，头部储能集成商正逐步推进关键零部件自研自产，并延伸进行储能项目开发及项目运维。其中，以阳光电源、中车株洲所为代表的电力研发企业以“3S 系统”（PCS、BMS、EMS）为核心，已具备技术研发和产品供货能力，以海博思创、比亚迪、远景能源为代表的头部集成商仍需外采部分 PCS、BMS。

表 1-5：国内头部储能集成厂商关键部件布局及业务布局概览

企业名称	电芯/pack	储能直流舱	变流器 (PCS)	电池管理系统 (BMS)	能量管理系统 (EMS)	项目开发	项目运维
阳光电源		√	√	√	√	√	√
中车株洲所		√	√	√	√		
远景能源	√	√					√
比亚迪	√	√		√	√		
海博思创		√		√	√		√

√ 已布局业务
 在布局未量产业务

9. 储能 PCS

储能变流器 PCS 作为储能系统核心设备之一，根据技术路线差异可分为集中式、组串式、集散式及级联式，其中集中式为市场主流，组串式 PCS 正逐步加快推广应用。

在目前实际储能项目应用中，主要采用跟网型 PCS，但随着新能源渗透率不断提升，高比例电力电子设备接入对电力系统的频率稳定、电压稳定、功率稳定带来巨大挑战，近年来多个企业均推出了构网型储能技术，其核心为具备构网能力的 PCS，可主动为电网提供惯量支撑，提高电力系统的安全稳定性。与跟网型 PCS 相比，构网型 PCS 在硬件上变化不大，主要在控制策略上进行了优化，目前该技术在新能源

源富集、电网薄弱区域的项目应用越来越广泛。

储能 PCS 赛道企业众多，有来自光伏逆变器、UPS（不间断电源）、充电桩、输配电设备等多个领域的厂商，其中：光伏逆变器厂家在储能 PCS 市场具备更强的核心竞争力，主要因其储能变流器与光伏逆变器在技术上基本是同源的，有较强的技术和产业积累。根据中关村储能联盟披露信息，2022-2024 年，国内 PCS 市场中，阳光电源、科华数能、上能电气三家企业占据储能 PCS 市场前三名。

表 1-6:2022-2024 年全球 PCS 中国企业排名

2022年全球PCS中国企业排名		2023年全球PCS中国企业排名		2024年全球PCS中国企业排名	
排名	企业名称	排名	企业名称	排名	企业名称
TOP1	阳光电源	TOP1	阳光电源	TOP1	阳光电源
TOP2	科华数能	TOP2	科华数能	TOP2	科华数能
TOP3	上能电气	TOP3	上能电气	TOP3	上能电气
TOP4	古瑞瓦特	TOP4	盛弘股份	TOP4	南瑞继保
TOP5	盛弘股份	TOP5	索英电气	TOP5	索英电气
TOP6	南瑞继保	TOP6	许继电气	TOP6	汇川技术
TOP7	固德威	TOP7	汇川技术	TOP7	英博电气
TOP8	索英电气	TOP8	株洲中车时代电气	TOP8	株洲中车时代电气
TOP9	汇川技术	TOP9	南瑞继保	TOP9	许继
TOP10	首航能源	TOP10	英博电气	TOP10	禾望电气

10. 电池管理系统（BMS）

电池管理系统（BMS）主要负责监控和管理电池储能单元。目前市场上主要参与企业类型为电池厂商及第三方储能 BMS 的企业。BMS 产品因技术门槛高、资金投入高且产品验证周期长，市场竞争格局相对简单、稳定。根据高工锂电追踪数据：2024 年第三方储能 BMS 企业中，排名前 5 企业分别为协能科技、高特电子、科工电子、沛城科技、高泰昊能。

BMS 产能主要是围绕下游市场需求及芯片、电子元件制造区域相应布局，我国主要的第三方储能 BMS 企业集中在

浙江、广东等省份。

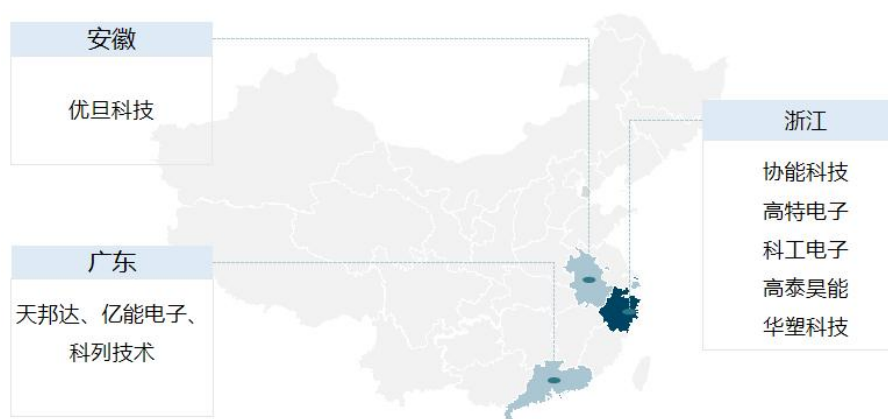


图 1-22：中国头部第三方 BMS 企业分布

第二章 中国储能产业发展环境分析

2.1 国家及部委发布的相关政策

2.1.1 政策发展趋势

中国新型储能产业已形成完整的政策演进与市场化发展路径。经过近十年发展，至2024年底我国新型储能装机规模已突破7400万千瓦，先后经历了试点探索、示范推广和规模化发展三个阶段，目前正迈向市场化驱动的成熟发展阶段。这一演进过程充分体现了政策引导与市场机制相结合的发展模式，与我国新能源产业的发展历程较为相似，但发展节奏明显更快。

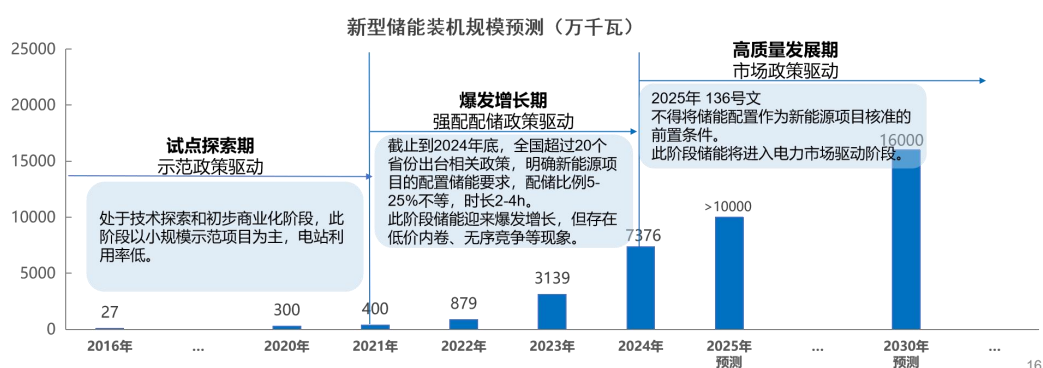


图 2-1 中国新型储能政策发展趋势

2016年至2021年我国储能处于技术探索和初步商业化阶段，此阶段以小规模项目示范为主，建设的储能项目容量小、造价高、效率低且实际利用率较低。

2021年国家层面出台了《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出了2025年3000万千瓦的储能装机规模目

标，另一方面，各省也相继出台新能源强制配套建设储能政策，自此储能迈入爆发增长期。截至 2024 年底，全国超过 20 个省份出台相关政策，明确新能源项目的配置储能要求，配储比例约为 5%至 25%，时长 2 至 4 小时。这一阶段，受政策推动，储能装机规模实现了爆发式增长，但也出现了低价竞争、质量参差不齐、建而不用等问题。数据显示，2020-2024 年我国新型储能装机年均增速超过 120%，2024 年累计装机达 7376 万千瓦。

2025 年成为我国储能产业发展的关键转折点。随着发改价格〔2025〕136 号文《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》的出台，新能源参与电力市场进程加快，同时明确取消了新能源强制配储，即：不得将储能配置作为新能源项目核准的前置条件。136 号文标志着我国储能产业正式从“政策驱动期”进入“市场驱动期”的高质量发展阶段，将推动储能项目从“被动强配”转向“主动配置，积极参与市场”转变，通过电力现货市场、辅助服务市场等渠道实现储能的商业价值。预计到 2025 年底，全国新型储能装机规模将突破 1 亿千瓦。

当前，中国新型储能产业正处于转型升级的关键期。一方面需要消化前期快速扩张带来的产能过剩问题，另一方面要适应市场化竞争的新要求，快速提高储能的质量和效率，降低成本，提高市场竞争力。

2.1.2 重要新型储能政策

1. 顶层设计政策

(一) 《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)

《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)于2021年7月发布。该意见明确了2025年3000万千瓦以上的发展目标,实现新型储能从商业化初期向规模化转变;到2030年实现新型储能全面市场化发展,鼓励储能多元发展,进一步完善储能价格回收机制,支持共享储能发展。明确电源侧着力于系统友好型新能源电站和多能互补的大型清洁能源基地等重点方向,电网侧围绕提升系统灵活调节能力、安全稳定水平、供电保障能力合理布局,用户侧鼓励围绕跨界融合和商业模式探索创新。

(二) 《“十四五”新型储能发展实施方案》(发改能源〔2022〕209号)

《“十四五”新型储能发展实施方案》(发改能源〔2022〕209号)是国家能源局2022年1月发布的重要政策文件,文件提出到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。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。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。

（三）《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）

2025 年 2 月 9 日，国家发改委和能源局联合发布《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》（简称“136 号文”）。该文件指出，推动新能源上网电价全面由市场形成，推动新能源上网电量参与市场交易，完善现货市场交易和价格机制，健全中长期市场交易和价格机制。其中对于储能行业，136 号文提出新能源不再强制配建储能的要求，现货市场价格上下限价差将进一步扩大，意味着对新型储能、虚拟电厂等大批可调节资源具有了更广泛的市场需求空间。这意味着新型储能将从“政策驱动”迈向“市场驱动”，“强配储能”迈向“按需储能”，储能经济性将作为储能项目的重要考量。

2.项目相关政策

（一）《新型储能项目管理规范（暂行）》（国能发科技规〔2021〕47 号）

《新型储能项目管理规范(暂行)》(国能发科技规〔2021〕47号)于2021年9月发布。《规范》明确了新型储能项目规划布局、备案与建设、并网与调度、监测与监督等环节的管理要求,是今后新型储能项目投资建设运营的重要指南,对规范新型储能市场主体行为,促进各类市场主体高效地投资新型储能项目意义重大。

(二)《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》 (国能综通安全〔2025〕65号)

2025年5月,国家能源局发布了《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》。通知明确了各部门职责,工业和信息化部加快电池本体安全研究,推进电化学储能电池技术进步,规范电池系统设计和生产制造。市场监督管理部门规范电池产品生产销售,维护市场秩序,加强信用监管,推动市场主体信用体系建设。市场监督管理部门、能源主管部门及相关部门加快推进电化学储能电站设计、施工、验收、并网、运行等相关标准规范的制修订工作。能源主管部门会同相关部门制定企业安全生产标准化等安全生产方面的标准规范,加强与储能电池产品强制性国家标准衔接应用。消防救援部门制定消防管理、火灾监测预警等标准规范等等。

3.产业相关政策

(一)《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》(发改能源〔2017〕1701号)

《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号）于2017年10月发布，是我国最早的储能产业方面的纲领性文件。其中提到“十四五”期间，储能项目广泛应用，形成较为完整的产业体系，成为能源领域经济新增长点；全面掌握具有国际领先水平的储能关键技术和核心装备，部分储能技术装备引领国际发展；形成较为完善的技术和标准体系并拥有国际话语权；基于电力与能源市场的多种储能商业模式蓬勃发展；形成一批有国际竞争力的市场主体。储能产业规模化发展，储能在推动能源变革和能源互联网发展中的作用全面展现。

（二）《新型储能制造业高质量发展行动方案》（工信部联电子〔2025〕7号）

2025年2月，国家工信部联合八部门联合印发了《新型储能制造业高质量发展行动方案》（工信部联电子〔2025〕7号）。方案提出了到2027年，我国新型储能制造业创新力和综合竞争力显著提升，实现高端化、智能化、绿色化发展。产业体系加速完善，培育生态主导型企业3—5家，产业主体集中、区域聚集格局基本形成。支持长三角、京津冀、粤港澳大湾区、成渝地区、呼包鄂地区、海峡两岸融合发展示范区等地聚焦新型储能领域，培育发展先进制造业集群，加快构建战略引领、创新驱动、专业赋能的产业发展格局。产品性能显著增强，高安全、高可靠、高能效、长寿命、经济

可行的新型储能产品供给能力持续增强，更好满足经济社会多领域应用需求。

2.1.3 新技术集群布局政策

近年来，全国各省市纷纷出台支持储能及新能源产业发展的专项政策，呈现出明显的区域特色和差异化发展路径。从政策内容来看，各地立足自身产业基础和资源优势，在储能技术路线选择、产业链布局等方面制定了具有针对性的发展规划（如图 2-2 所示），共同推动我国新能源产业高质量发展。



图 2-2 全国新兴储能技术集群布局政策

1. 全钒液流

（1）四川攀枝花：打造“中国钒电之都”

2023 年 5 月，攀枝花市发布《“中国钒电之都”——攀枝花市钒电池储能产业发展规划（2023—2030 年）》，提出构建“装备制造+材料”双轮驱动的钒电池产业集群，并形成“钒电池+锂/钠储能+氢储能+抽水蓄能”的多元化储能体系。

系。规划明确，到 2025 年形成 80 万千瓦电堆产能和 200 万千瓦时钒电池生产能力，储能产业产值达 500 亿元；2030 年进一步提升至 150 万千瓦电堆和 400 万千瓦时系统集成能力，储能产业规模突破 1100 亿元。攀枝花依托全球第三大钒资源储量（五氧化二钒保有量 0.14 亿吨），重点推进国家电投 10 万千瓦/50 万千瓦时全钒液流储能示范项目，打造全球首个钒电池实证基地。

（2）河北承德：建设国家级钒钛储能应用示范基地

2023 年 6 月，河北省工信厅等四部门联合印发《关于支持承德钒钛产业高质量发展的若干措施》，提出打造“一核两极四基地”产业布局，重点发展钒电解液、钒电池储能装备及示范应用。承德市计划建设国家级钒钛储能应用示范基地，推进天启鸿源围场共享储能电站、中广核丰宁独立储能电站（全钒液流电池）等项目，并探索钒储能与风光发电协同发展模式。此外，承德与攀枝花合作组建国家钒钛产业联盟，强化南北区域联动。

（3）黑龙江：构建“一中心三基地”钒产业格局

2024 年 10 月，黑龙江省发布《黑龙江省钒产业发展规划（2024—2030 年）》，提出到 2026 年形成五氧化二钒年产能 3.5 万吨，钒产业产值 400 亿元；2030 年进一步提升至 5 万吨五氧化二钒产能和 450 万千瓦时钒电池集成能力，产业规模达 1000 亿元。黑龙江依托省内钒钛磁铁矿资源及俄罗

斯进口优势，重点建设双鸭山钒产品全流程产业中心、伊春/哈尔滨精钒渣冶炼基地及齐齐哈尔高端含钒材料基地，打造“钒矿—电解液—电池系统—储能应用”全产业链。

2. 钠电

(1) 四川巴中：政策驱动钠电全产业链发展

四川巴中市于2024年7月发布《巴中市支持钠电产业发展的若干政策（公开征求意见稿）》，提出多项具体的支持措施，推动钠电产业从材料到应用的全面落地。

1. 应用端补贴：鼓励公共交通、共享单车采用钠离子电池，并对示范项目提供财政补贴。

2. 储能电站建设：支持巴中经济开发区建设钠电储能电站示范项目，并要求新建新能源项目按15%比例配储，其中钠电占比不低于40%。

3. 成本补贴：对钠电储能电站建设成本超出锂电的部分给予补贴，降低企业投资风险。

4. 国企示范引领：鼓励市属国企布局钠电储能商业化应用项目，加速市场验证。

2025年，巴中进一步强化钠电产业招商，计划建设150万千瓦时钠离子电池项目，并依托本地资源（如佰思格硬炭负极企业）打造西部钠电产业基地。此外，四川省政府积极支持巴中建设“源网荷储一体化绿色供电园区”，推动“风光+钠电储能”示范项目落地，助力区域能源转型。

（2）湖南长沙：打造“钠电之都”，聚焦硬炭负极国产化

长沙经开区于2025年4月启动“钠能时代总部暨产业化基地”项目，总投资30.5亿元，规划10万吨级硬炭负极产能，目标成为全球钠电负极材料核心供应商。钠能时代依托中南大学研发团队，攻克生物质基硬炭负极技术，实现国产替代，产品已进入中试阶段。长沙将钠电产业纳入新能源重点发展方向，提供土地、资金及人才支持，目标建成世界级“钠电之都”。

3. 固态电池

（1）常州：全产业链布局，打造“新能源之都”

2024年江苏省委办公厅发布的《关于支持常州新能源产业高质量发展的意见》明确提出，支持常州开展储能项目试点示范，推动固态电池等新型储能关键技术突破，并鼓励高功率密度电池产业化。2025年，常州进一步出台《推动固态电池产业发展行动方案》，聚焦硫化物固态电解质、高能量密度电芯等关键技术，目标在2030年前形成千亿级固态电池产业集群。

（2）珠海：技术攻坚+市场应用双轮驱动

2025年3月珠海市发布的《珠海市推动固态电池产业发展行动方案（2025-2030）》提出，到2027年完成核心材料量产验证，培育5家龙头企业；2030年实现批量交付，初步

形成产业规模。珠海作为首个发布地方性固态电池专项规划的城市，采取“半固态先行、全固态储备”的渐进式发展策略，聚焦关键技术突破与高端制造。依托粤港澳大湾区优势，珠海计划在低空飞行器、深海装备、智能穿戴等领域开展示范应用，并探索“固态电池+储能”新模式，强化市场牵引作用。

4.小结

分析各地的产业集群布局政策可以发现以下三个显著特征：一是注重技术创新，多地明确将研发投入占比作为重点考核指标；二是强化产业链协同，支持政策普遍覆盖上游材料、中游制造和下游应用全链条；三是突出市场化导向，更多采用税收优惠、研发补贴等市场化措施，这种政策导向有利于形成健康可持续的产业发展生态。

2.2 内蒙古自治区和包头市储能相关政策

2.3.1 自治区政策

内蒙古自治区近年来密集出台了一系列支持新能源和储能产业发展的政策文件，形成了较为完整的政策体系。大致经历了三个重要发展阶段：

规划布局阶段（2021—2022年）：2021年11月出台《自治区新能源装备制造业高质量发展实施方案（2021—2025年）》，首次提出具体产能目标，“十四五”期间，形成360万千瓦以上储能装备、800台套以上制氢及工业副产氢提纯

设备、40万吨以上储氢设备的生产能力。2021年12月出台《自治区关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出了2025年建成并网新型储能规模达到500万千瓦以上。2022年12月发布《内蒙古自治区支持新型储能发展的若干政策（2022—2025年）》，明确市场化发展导向。

深化推进阶段（2023—2024年）：2023年11月出台《内蒙古自治区独立新型储能电站项目实施细则》，首次提出了容量补偿，补偿上限暂按0.35元/千瓦时，补偿期暂按10年考虑。2024年5月发布《内蒙古自治区2024—2025年新型储能发展专项行动方案》，在已批复新型储能项目的基础上，2024年新开工1000万千瓦新型储能，建成投产650万千瓦/2900万千瓦时，2025年再新开工新型储能装机1100万千瓦，建成投产1450万千瓦/6500万千瓦时。2024年5月出台《内蒙古自治区锂产业发展指导意见》，明确了锂产业的发展规模，到2025年，初步构建全区锂产业链，锂产业链产值达到700亿元。到2030年，形成较为完善的锂产业生态，锂产业链产值突破2000亿元。

完善提升阶段（2025年）：2025年2月发布《内蒙古自治区新型储能制造业高质量发展行动方案》，其中提出到2027年，形成“技术研发—装备制造—系统集成—场景应用—回收利用”的全产业链生态，培育形成呼包鄂国家级先进制造业集群。2025年2月出台的《2025年新型储能专项行动

实施项目清单的通知》中纳入清单的共计 22 个项目，装机容量 1110 万千瓦/4930 万千瓦时。

表 2-1 自治区政策汇总

政策名称	日期	重点
《自治区新能源装备制造业高质量发展实施方案（2021—2025 年）》	2021 年 11 月	“十四五”期间，形成 360 万千瓦以上储能装备。
《自治区关于加快推动新型储能发展的实施意见》	2021 年 12 月	2025 年建成并网新型储能规模达到 500 万千瓦以上。
《内蒙古自治区支持新型储能发展的若干政策（2022—2025 年）》	2022 年 12 月	推动全区新型储能市场化、产业化、规模化。
《内蒙古自治区独立新型储能电站项目实施细则》	2023 年 11 月	电源侧和电网侧分开 补偿上限暂按 0.35 元/千瓦时， 补偿期暂按 10 年考虑。
《内蒙古自治区 2024—2025 年新型储能发展专项行动方案》	2024 年 5 月	新增储能投产目标： 2024 年：6.5GW/29GWh； 2025 年：14.5GW/65GWh。
《内蒙古自治区锂产业发展指导意见》	2024 年 5 月	到 2025 年，初步构建全区锂产业链，锂产业链产值达到 700 亿元。 到 2030 年，形成较为完善的锂产

		业生态，锂产业链产值突破 2000 亿元。
《内蒙古自治区新型储能制造业高质量发展行动方案》	2025 年 2 月	到 2027 年,全区储能制造业创新能力显著提高,规模进一步壮大,初步形成全产业链生态,培育形成呼包鄂国家级先进制造业集群。
《2025 年新型储能专项行动实施项目清单的通知》	2025 年 2 月	纳入清单的共计 22 个项目,装机容量 1110 万千瓦/4930 万千瓦时。
《关于加快新型储能建设的通知》	2025 年 3 月	取消了电源侧独立储能的定义,明确了 2025 年 6 月 30 日前不能开工的项目不执行 2025 年度 0.35 元/千瓦时的补偿标准。
《深化蒙西电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	2025 年 5 月	2025 年 7 月 1 日起蒙西电网机制电价政策正式执行。

总结以上政策，内蒙古自治区作为我国重要的能源基地，推出了一系列具有区域特色的政策措施，形成了“项目驱动+产业协同”的双轮发展模式。

储能项目政策方面呈现出三大显著特征：

1、项目规模效应突出：当前已批复和在装的储能项目体量庞大，体现了自治区打造国家级储能示范基地的战略意图。这种规模化发展路径有利于降低单位成本，提高整体经济效益。

2、市场化补偿机制创新：实施 0.35 元/千瓦时的容量补偿机制，有效提升了储能项目的经济可行性。该机制有效稳定了投资者的收益预期。

3、运营模式转型：已明确取消电源侧储能，全面转向独立储能模式。这一转变符合国家新型电力系统建设方向，有利于储能资源的高效配置和市场化运营。

然而，项目落地过程中也面临诸多挑战：一是尽管项目申报热情高涨，但实际落地率偏低，存在“重申报轻建设”现象。二是容量补贴政策存在退坡甚至取消的风险，给项目长期收益预期带来不确定性。三是政策环境波动较大，企业面临较高的政策风险，需要建立更加稳定的长效机制。

产业政策方面展现出鲜明的区域特色：

1、规模化发展目标明确：提出到 2025 年实现万亿产值的宏伟目标，彰显了自治区将新能源产业打造为支柱产业的决心。

2、全区协同发展格局：打破地域分割，统筹全区资源，形成产业协同效应。特别是呼包鄂储能产业集群的打造，将成为区域经济发展的重要引擎。

3、产业链闭环构建：着力贯通“材料—设备—集成—应用”全产业链，打造完整的产业生态体系，提升整体竞争力。

长远来看，产业发展呈现以下趋势：

1、窗口期争夺白热化：各企业加速产业卡位，抢占市场先机，行业竞争日趋激烈。

2、产业集群效应显现：以呼包鄂为核心的储能产业集聚区正在形成，将产生显著的规模效应和技术外溢。

3、全产业链布局深化：从上游原材料到下游应用场景的完整产业链正在加速构建，产业协同效应逐步释放。

2.3.2 包头市政策

近年来，包头市紧跟内蒙古自治区新能源发展战略步伐，逐步构建起较为完善的储能产业政策体系。从2022年8月《包头市“十四五”能源发展规划》首次将储能产业纳入城市能源发展战略，到2025年4月出台《包头市储能产业高质量发展提速攻坚行动方案》，政策重心已从初期的规模扩张转向质量提升。值得注意的是，包头市的政策框架总体上与自治区保持高度一致，体现了市级政策对自治区顶层设计的贯彻落实，但同时也反映出在地化特色政策创新方面还有提升空间。

项目推进方面，包头市制定了储能建设目标：从2024年的200万千瓦时，到2025年的1000万千瓦时，再到2026年的2000万千瓦时，呈现几何级数增长态势。这种快速扩张

的发展路径虽然能够迅速形成规模效应，但也面临着项目落地、电网接入、市场竞争等多重挑战。

产业培育方面，包头市规划了清晰的发展路径：2024年重点培育龙头企业发挥引领作用，2025年着力构建多形式储能协同发展的产业链，到2026年形成初具规模的储能产业集群。从具体指标来看，新开工储能装备制造项目将从2024年的6个增加到2026年的15个，竣工投产项目从5个增至12个，引入龙头企业从1家发展到5家，产业产值更是规划从60亿元跃升至500亿元。这种全产业链协同发展的思路，配合龙头企业带动的发展策略，展现了包头市打造完整储能产业生态的雄心。但需要关注的是，在追求规模快速扩张的同时，更需要注重技术创新能力的培育和核心竞争力的打造。

当前，包头市储能产业发展正处于关键窗口期。一方面，自治区层面的政策支持为产业发展创造了良好环境；另一方面，全国储能市场竞争日趋激烈，同质化发展风险日益凸显。展望未来，包头市可以发挥本地稀土资源优势，在储能材料等特色领域寻求突破；同时加强政策实施的精准性，针对产业链关键环节和本地企业实际需求提供更有针对性的支持。此外，还需要建立完善的项目落地保障机制和风险防控体系，确保产业发展既保持速度又保证质量。随着政策体系的持续优化和实施效果的逐步显现，包头市有望成为内蒙古重要的

储能产业基地，为自治区能源转型和高质量发展作出重要贡献。

第三章 包头市新型储能产业发展现状

3.1 包头市新型储能发展区位竞争分析

3.1.1 呼包鄂与外省产业集群分析

本节从锂电产业链中最关键的锂、磷、铜、煤炭资源储量、终端制造及需求资源、电价及人工成本、技术创新能力、交通区位等维度，对比分析呼包鄂集群与珠三角、长三角及云贵川三大主要锂电生产基地的区位竞争态势：

一是从资源储量¹看：①云贵川区域为资源导向型生产集群，四川的锂辉石及邻近的青海、西藏低成本盐湖锂储量合计占全国锂资源储量近 60%，三省磷矿资源储量占比达 73%，三省铜资源储量占比近 35%，暂无煤炭资源；②泛珠三角产业集群是以福建宁德时代、深圳比亚迪为核心主导的龙头产业制造集群，铜储量合计占中国 7%，主要来自福建紫金山铜金矿区（储量 215 万吨）及广东大宝山铜多金属矿区（储量 88 万吨），其他相关资源均依赖跨省（区）及全球采购；③长三角集群目前四大关键资源均依赖外省及全球采购；④呼包鄂地区煤炭储量占全国储量 30%，铜储量占比 4.84%，磷矿储量少且以伴生为主，此外锡林郭勒及赤峰均正在开发新锂矿，其中赤峰维拉斯托大型锂锡多金属矿（亚洲最大硬岩型

¹ 锂电池的关键四大资源为锂、磷、铜、煤炭；其中锂资源电芯占比达 20%，磷资源电芯成本占比约 5%，铜资源电芯成本占比约 5%，煤炭资源电芯成本占比约 8%。

锂矿，金属量 57.6 万吨，平均品位 1.37%）于 2025 年获取采矿权，已进入开发阶段。

二是从终端制造及需求资源看：①泛珠三角及长三角区域集聚消费电子及汽车制造企业，并以此为基础完善产业配套，并推进储能产业布局及相关上下游制造企业集聚，从终端市场看，两地接近终端消费、动力客户群体，且电网侧及工商业侧储能需求较高；②云贵川地区临近重庆汽车工业市场，且靠近青海、甘肃等储能装机需求大省；③呼包鄂地区则以储能装机资源为主，内蒙古为国内前三储能装机需求大省，且相近的西北、华北地区储能装机需求合计占全国比例超 60%。

三是从电价及劳动力成本看，分别选择四大集群的核心城市进行对比：①呼包鄂中包头电价为 0.3377 元/kWh，分别低于珠三角区域福建 23%、长三角区域常州 20%，高于云贵川区域四川 14%，但四川存在缺电限产风险；②劳动力成本上，包头人工成本约 5500~7000 元/人，较福建、常州、四川人工成本分别低 15%、15%、8%左右。

四是从技术创新资源看：①呼包鄂地区在锂电材料及其高端制造等领域的重点实验室及研究机构布局较少，其中包头主要依托内蒙古科技大学、华东理工大学与远景创新中心，聚焦数据算法（BMS 及 AI+储能）领域开展技术创新工作；②泛珠三角、长三角产业集群分别重点依托龙头企业、院士

工作站及中科院系产学研孵化平台为核心构建研发创新力量，例如：福建依托宁德时代建成亚洲最大的电化学储能技术国家工程研究中心及 21C 创新实验室，常州依托科研机构设立了中科院物理所长三角研究中心、上海交大溧阳智能制造研究院、天目湖新型储能技术研究院等多个储能研发中心；③云贵川区域更多依托本地 18 所高校（如四川大学、电子科技大学等），并与中国人民大学、同济、哈工大等名校共建产教融合实训基地，以推进锂电材料及生产制造技术创新。

五是从交通区位看：①珠三角及长三角海运优势突出，产品可分销全球，此外长三角区域可依托长江水系、京杭大运河等实现江海联运；铁路运输方面，两个区域均实现高铁、公路互联互通；②云贵川区域依托长江、黄河水系可进行江海联运，同时依托国家“八纵八横”高速铁路网，将产品销售国内各区域，且成都为西部链接中欧班列的关键节点城市，可依托中欧班列实现进行产品外销；③呼包鄂地区依托高速公路、满都拉口岸及中欧班列，在中国北部及蒙古国、俄罗斯等地具备陆运优势。

六是从水资源看，云贵川、珠三角、长三角均属于水资源丰富区域，呼包鄂地区则属缺水区域，主要依赖地下水及黄河引水。

总结来看，呼包鄂拥有煤、稀土、铝、铜、潜在锂资源优势及终端储能项目优势，而珠三角、长三角拥有铜资源、

动力储能产业配套制造、水资源等优势；云贵川则具备锂、磷、铜及水资源优势。

3.1.2 内蒙古自治区重点区域竞争分析

从锂电产业基础、关键原材料资源储量（锂、磷、铜、煤炭等）、电价及人工成本、技术创新能力、交通区位等维度，对比包头与内蒙古其他重点区域（呼和浩特、鄂尔多斯、乌兰察布、锡林郭勒、赤峰）的竞争态势：

一是从锂电产业基础来看：因煤炭资源丰富，内蒙古全区负极材料布局完善，竞争十分激烈。具体来看，包头在电芯及其集成下游布局比其他区完善，且已引进了头部企业，具备先发优势；锡林郭勒盟、赤峰因具备潜在锂矿资源，长期来看，“锂盐-正极-电芯”的产业链优势将逐步凸显。非锂电储能方面，对于仍处于商业化早期的全钒液流、固态电池、钠电等技术路线，通辽布局全钒液流储能最早，呼和浩特及鄂尔多斯已率先布局固态电池硅碳负极产业，同时呼和浩特正大力推进钠离子电池产能落产。与上述区域相比，包头在非锂电储能方面的产业布局仍较少。

类别	已投产/在建产业环节 (含产能)												
	碳酸锂	磷酸铁	正极	负极	电解液	隔膜	铜箔	铝箔	电芯	电池pack	PCS (大储)	BMS	系统集成
包头				17万吨 (杉杉14万吨)			2.5万吨 比亚迪		18GWh 中航、国轩	19GWh 中航、国轩、海辰等	11.5GW 上能电气、阳光电源、特隆美		31.5GWh 阳光、海博思创、龙源电力、特隆美、海辰、煜邦新能源
呼和浩特				3万吨 斯诺		11亿平方米 中材科技				20GWh 赣锋			
鄂尔多斯			10万吨 华景 (友山)	8万吨 赣锋			10万吨 华创新材料		30GWh 远景				
乌兰察布			10万吨 圣帆 (友山)	54万吨 紫宸、凯金等14家					10GWh 鹏辉				
锡林郭勒盟	2万吨 赣锋		10.5万吨 恒源、赣锋	10万吨 新蒙新					12GWh 远景、赣锋	4GWh 赣锋、中车	2GW 特变电工		4GWh 中车、元动新能源
赤峰	√ 正推进		√ 正推进						√ 正推进 宁德时代	√ 正推进			

图 3-1 内蒙古重点市新型储能产业产能布局情况 - 锂电储能

	固态				液流-铁基			液流-全钒				钠电			
	正极	负极	电解质	电芯	电解液	电堆	集成	电解液	电堆	集成	其他	正极	负极	电芯	集成
包头		1万吨硅碳负极&5000吨多孔碳(赣州立保)				3GW锂电(纬景)		10万立方米(银峰)	1GW(新新钒钛)300MW(银峰)	300MW(银峰)	1万吨(五氧化二钒)	4万吨(华盛新能源)			
呼和浩特		2万吨砂立科新能源				5万台(Power CSG Limited)								50GWh(一期10GWh)钜能正信储能	
鄂尔多斯		2000吨(内蒙古硅源)				3GW铁铬(中海储能)									
乌兰察布				1GWh半固态(腾辉)				林源, 框架协议尚未落地			双极板(中清)				
锡林郭勒盟														2GWh传艺钠电	
赤峰															

通过: ①全钒内蒙古蒙东液流储能科技计划投资20.5亿元建设4.5GW全钒液流电池电堆生产线, 一期300MW产线已投产; ②钠电: 酷克车业计划在建立钠电池电动车研发中心(俄罗斯及蒙古低温市场), 计划三年内生产超100万台钠电专用电动车

图 3-2 内蒙古重点市新型储能产业产能布局情况-非锂电储能

二是从资源能力看，包头没有锂矿、铜矿，且磷矿资源储备较少，但煤炭储量十分丰富（储量占全国比例近3%），在内蒙仅次于鄂尔多斯；劳动力成本略低于呼和浩特及鄂尔多斯；交通资源方面，呼包鄂已构建形成1小时互联互通高速公路及铁路网，是西北、华北的交通枢纽，并且依托满都拉口岸及中欧班列连接蒙古、俄罗斯、欧洲及“一带一路”周边地区。从创新能力看，目前自治区内仅乌兰察布在锂电产业研发创新布局较多，依托京蒙人才科创园，引进了华为、三峡、远景等知名企业，并建成院士专家工作站、首席科学家工作站等研发机构，其他盟市在创新力量及人才储备方面均仍有较大提高空间。此外自治区内的铜资源及锂资源重点分布在锡林郭勒盟及赤峰地区，其他盟市的资源储量均较少。

类别	锂	磷	煤炭	铜矿	电价 (元/kwh)	劳动力成本	交通资源	技术培育
包头	无	磷矿储量不足1% 工业副产磷	70亿吨 占全国3%	储量少	0.3377	5,500-7,000	公铁联运、陆空联运 呼包鄂三区互联1小时 (包头属中心枢纽节点)；呼包鄂属西北、华北交通枢纽，中欧班列、满都拉口岸	· 依托内蒙古科技大学、华东理工大学与远景创新中心，聚焦数智算法(BMS及AI+储能)。
呼和浩特	无	无	无突出储量	无	0.3377	7,000-8,000	· 内蒙古中电储能	
鄂尔多斯	无	无	占全国16.5%	无	0.3377	6,000-7,000	· 碳中和研究院：联合清华、北大攻关煤化工降碳技术，布局4个国家级重点实验室 · 零碳产业园孵化	
乌兰察布	无	无	无突出储量	有	0.3377	6,000-6,500	公铁、陆空、海运；中欧班列；近天津港、曹妃甸港	· 京蒙人才科创园：引进华为、三峡、远景等企业，并建成院士专家工作站、首席科学家工作站等
锡林郭勒盟	· 镶黄旗加不斯铜矿， 氯化锂储量45万吨， 中深层品位达1%-3%	无	无突出储量	阿尔哈达铜矿(紫金矿业控股)； 铜储量80万吨，2025年投产	0.3377	5,000-5,500	矿区公路为主 航空(锡林浩特机场)	· 内蒙古上都发电公司，链接中科大、浙江大学，内蒙古科技大学等攻关化学储能防火技术
赤峰	· 锂云母氯化锂260万吨， 品位1.37%	无	无突出储量	· 乌努格吐山铜矿(中铝)， 铜金储量约300万吨 · 拜仁达坝铜矿，铜储量50万吨	0.2929	5,000-5,500	矿区公路为主 铁路联通东北(辽宁等) 航空(玉龙机场)	· 梅璜新能源：联合北交大、内蒙财经大学储能人才培养基地

图 3-3 内蒙古重点市新型储能关键资源能力对比

3.2 包头市新型储能产业发展现状分析

3.2.1 产业布局现状

包头市新型储能产业现已初步形成“磷酸铁锂为主导、氢能为补充”的发展格局。2024年全市新型储能产值近46亿，其中氢能5.3亿，磷酸铁锂产业40.5亿，主要由杉杉科技负极材料(28亿)及比亚迪铜箔(12亿)贡献，已投产的电池Pack、PCS及集成企业均存在缺少订单、生产任务不饱满等问题，产值贡献较小。

从包头新型储能产业链完整度来看，主要有以下特点：一是电芯及其集成制造产业不断强化，上游材料及其原料加工相对较弱。随着在建的中航锂电、国轩高科电芯制造项目，国轩高科、海辰储能电池pack项目，阳光电源及特隆美储能逆变器(PCS)项目，阳光电源、海博思创、海辰储能、特隆美储能集成项目陆续投产，包头锂电产业链将形成17万吨负极材料、2.5万吨铜箔、18GWh电芯(在建)、19GWh电池Pack(其中17GWh在建)、11.5GW储能PCS(8.5GW在建)、

31.5GWh 储能集成（28.5GWh 在建）的产业规模，中下游产业链相对完善，但正极材料及其上游碳酸锂、隔膜、电解液、铝箔环节布局仍属空白。二是氢能初步构建“制氢、固态储氢及用氢”的产业链体系，产能分别达 7800 吨（华电达茂旗制氢项目）、3750 吨+200 台套储氢合金、5 万辆氢燃料重卡（北奔重型汽车），其中制氢及固态储能环节贡献主要产值，氢燃料重卡贡献较小；三是新赛道产业布局较少。当前包头新型储能技术布局中，仅纬景储能 3GW 锌铁液流电池产能在建、莛盛新能源 4 万吨钠电正极材料在建，在全钒液流、固态电池、压缩空气等技术路线上仍未有产业项目布局。



图 3-4 包头市新型储能产业产能布局情况 - 分技术路线

3.2.2 企业布局现状

包头新型储能企业以锂电储能产业为主，已布局及在建项目企业多为头部企业，详见图 3-5。

负极材料方面，杉杉科技 2024 年国内市占率达 18%；铜箔方面，比亚迪为国内车企龙头，其材料（含铜箔）需求量大且较为稳定，铜箔产量基本可以实现内部消化；电芯环节，

已引入中航锂电、国轩高科为国内二线品牌，两家企业储能电芯在 2024 年的出货市占率分别达 7%、4%，位列全球第 6 位、第 7 位；储能变流器（PCS）环节，引入的阳光电源和上能电气两家企业均为行业头部，PCS 全球出货量排名全球前二；储能系统集成环节，引入的阳光电源、海博思创已多年位列全球出货量前 5 位（2024 年阳光电源在全球储能集成商出货排名中排第 2，海博思创排第 5），是国内实力较强的头部集成企业。

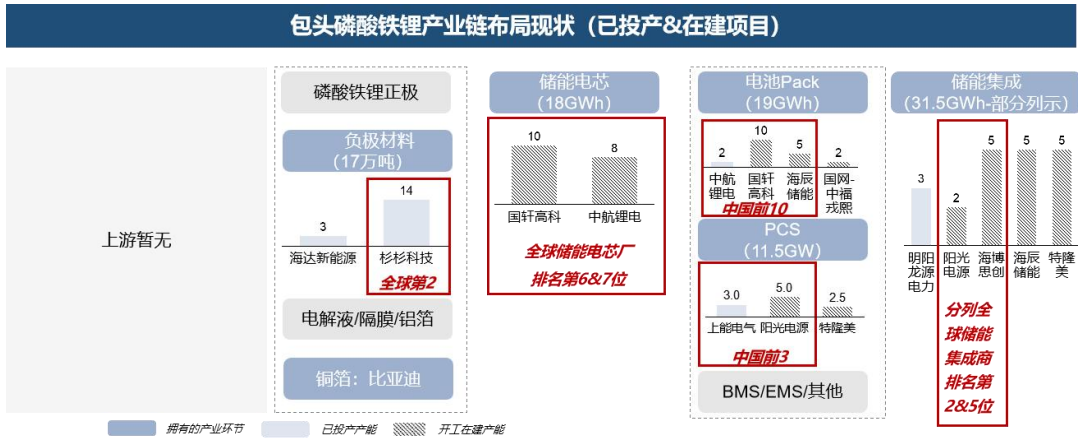


图 3-5 包头市磷酸铁锂产业链企业布局情况

注:非图列示的在建项目:①内蒙古劲胜锂电新能源科技有限公司在东河区续建锂电池 Pack、电芯生产线,处于电施工阶段;②煜邦智源(内蒙古)储能技术有限公司在高新区新建 1GW 大功率储能变流器生产线、5GWh 智能化大型储能系统集成生产线;③包头金储智能新能源有限公司在青山区在建 2.5GWh 储能集成系统项目等。

信息来源: SMM, 中关村储能, 上市企业公告

从企业整体布局来看,包头市在电芯及其下游集成制造环节将形成具备显著竞争力的产业集群,但在上游电解液、隔膜、铝箔等配套环节的布局仍较为薄弱,无法充分发挥产业链协同效应。

3.2.3 空间布局现状

包头已建成的锂电产业整体呈现点状分布状态，其中：负极材料分布在九原区、青山区及达茂旗；铜箔产能布局在青山区；电池 pack 产能布局在固阳及石拐区；储能 PCS 布局在青山区。若规划在建项目全部投产，九原区、青山区可形成小范围锂电生产集群，即：九原区主要聚集负极材料、储能 PCS 及集成环节，布局龙头企业杉杉科技、阳光电源、海博思创；青山区聚焦负极材料、铜箔、储能电池及其 pack、储能 PCS 及集成产能，布局龙头企业涵盖杉杉科技、比亚迪、国轩高科、上能电气及海辰，此外纬景储能锌铁液流电池 3GWh 产能布局在青山区。

其他区方面：稀土高新区引入特隆美，正在建设 PCS 及储能集成产线；固阳县主要为中航锂电电池及其电池 pack 产能；白云矿区依托资源优势，重点发展钠电产业，目前堃盛新能源 4 万吨聚阴离子钠电正极材料产能正在建设。

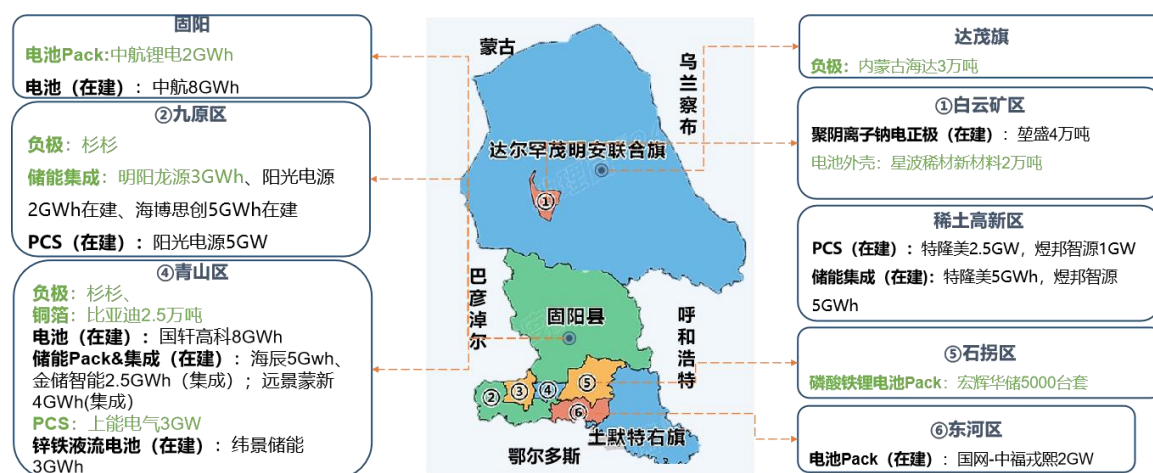


图 3-6 包头市磷酸铁锂产业空间布局现状

3.2.4 包头新型储能建设规模、项目布局情况

1. 储能电站项目建设情况

目前包头市新型储能已拿指标项目总计 644.55 万千瓦 /3054.5 万千瓦时，其中：新能源配建储能项目规模为 264.55 万千瓦/934.5 万千瓦时；电网侧独立储能项目规模为 380 万千瓦/2120 万千瓦时。

新能源配建储能项目中，达茂旗的储能规模最大，达到 178.95 万千瓦，其中：144.45 万千瓦处于前期工作阶段，17.5 万千瓦已建成，17 万千瓦已开工。固阳县以 64.55 万千瓦的总规模位居第二，包括前期工作项目 46.55 万千瓦，和已建成项目 18 万千瓦。石拐区和土右旗的总规模分别为 9.25 万千瓦和 7.8 万千瓦，均已建成。高新区目前仅有 4 万千瓦储能项目，已建成投产。

整体来看，全市新能源配建储能项目总规模为 264.55 万千瓦，其中 196.25 万千瓦处于前期工作阶段，51.3 万千瓦已建成，17 万千瓦已开工。达茂旗和固阳县是后续储能项目建设重点区域。

电网侧独立储能电站项目中，昆都仑区和土右旗的总规模并列最高，均为 150 万千瓦，均处于前期工作阶段。达茂旗的电网侧独立储能电站规模有 30 万千瓦，其中 20 万千瓦已建成，10 万千瓦处于前期工作阶段。固阳县 2025 年新增春坤山 30 万千瓦/120 万千瓦时电网侧独立储能电站项目，

尚处于前期工作阶段。青山区目前有一个在建状态的储能电站项目，规模为10万千瓦。石拐区目前有一个已建成储能电站项目，规模为10万千瓦。整体来看，全市电网侧独立储能电站项目总规模为380万千瓦，其中340万千瓦处于前期工作阶段，占比高达89.5%；已建成和在建中的项目分别为30万千瓦和10万千瓦，主要集中在达茂旗、青山区和石拐区。昆都仑区和土右旗的储能项目多处于前期工作阶段，将成为后续电网侧储能项目建设重点区域。

目前已经批复的储能项目呈现出三个明显的特征：一是项目规模较大；二是技术路线以磷酸铁锂技术路线为主；三是已建成和已开工的项目不足18%，大部分项目还处于前期工作阶段。

2. 储能电站项目布局情况

包头市新型储能项目布局紧密结合新能源发展和系统需求，形成了以新能源配建储能、电网侧独立储能为主，用户侧储能为补充的多元配置体系。

其中新能源配建储能主要依托风电和光伏项目就近建设，以提升新能源消纳能力。包头市的光伏和风电资源主要分布在北边的达茂旗和固阳县，新能源配建储能也相应布局在这两个区。

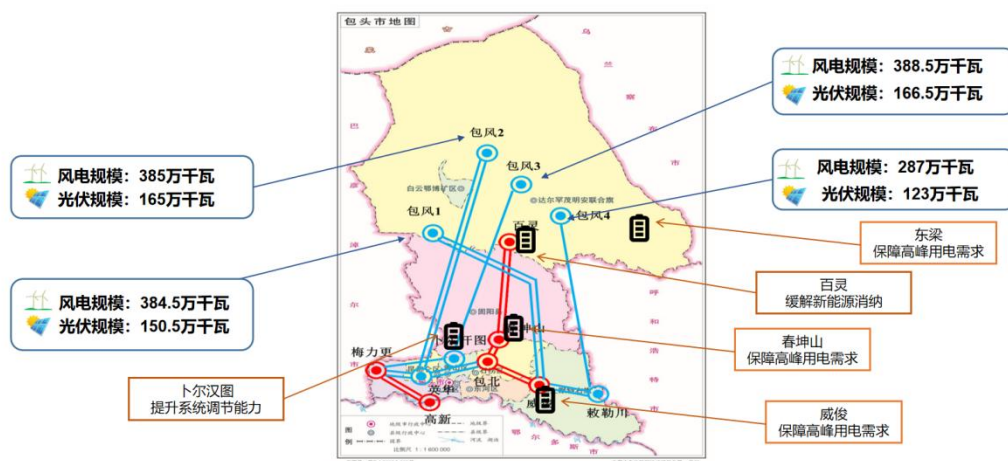


图 3-7 包头市储能电站项目布局情况

电网侧独立储能主要是根据顶峰、调节、末端用电需求三大功能进行布局，具体来看：东梁、春坤山、威俊等站点布局的储能电站，主要是为保障区域高峰用电需求，在用电高峰时段提供电力支撑；卜尔汗图站点储能则是为了提升系统调节能力。

用户侧储能主要针对工业、商业等用电大户，根据其负荷特性定制化配置，帮助用户降低用电成本并参与需求响应。

3. 储能电站项目商业模式分析

目前包头市的储能电站主要分为独立储能（有补贴）、工商业储能、无补贴独立储能（电源企业投资）和无补贴独立储能（第三方企业投资）四种类型，根据每种类型的盈利方式分别对内部收益率进行测算。算例设置如下：

1) 储能规模：为便于不同商业模式的比较，各模式下的储能规模统一按照 100 兆瓦、4 小时考虑。

2) 储能造价：结合近期锂电储能系统市场价格，储能项目建设成本按照 0.78 元/瓦时考虑，本体折旧期为 20 年，残值率 5%。

3) 运营期和换电成本：运营期 20 年，考虑在第 10 年更换电芯，换电成本暂按 0.3 元/瓦时计列。

4) 其他：运营成本、系统参数、税率、融资成本等按表 3-1 考虑。

表 3-1 经济性评估参数

名称		标准	说明
运营成本	人员	按 12 人，人均支出 12 万元计列	工资+福利
	维修	按 4 元/kWh 计列	维修+材料
	保险	按总投资的 2.5‰ 计列	
	其他	200 万元/每年	损耗以及其他不可预见的费用
系统参数	系统综合效率	90%	
	充放电深度	92%	
	容量衰减	首年 4%，之后逐年递减 2%	
税收	增值税及其附加	增值税率为 13%，附加为 10%。	附加包括城市维护建设税和教育附加、地方附加
	所得税	税率 25%	

名称		标准	说明
融资参数	贷款利率	3.85%	
	还款方式	等额本息	
	贷款比例	80%	

各商业模式下的收益情况汇总如表 3-2 所示。从计算结果可以看出：

1. 独立储能（有补贴）：政策驱动型高收益模式

考虑 0.35 元/千瓦时持续十年的容量补偿以及现货市场套利收益，储能项目内部收益率高达 30%~60%，收益率较高。但需注意的是，容量补偿的可持续性存在不确定性，后续可能存在退坡甚至取消风险。

2. 工商业储能：峰谷价差套利模式

工商业储能的盈利方式较为简单，主要依赖峰谷电价差套利，测算出内部收益率为负值，不具备经济性，主要原因是目前蒙西地区峰谷价差较小，难以覆盖储能度电成本。

3. 无补贴独立储能（电源企业投资）：低成本优势模式

电源企业投资的无补贴独立储能项目通过充放电把弃电储存起来（接近 0 电价），在晚高峰高电价时段售电（按照晚高峰 0.646 元/千瓦时），可以实现约 20%~40%的资本金内部收益率，具备较好的经济性。

4. 无补贴独立储能（第三方投资）：策略优化依赖型模式

第三方投资的无补贴独立储能项目同样可以通过充放电价差套利来获取收益，但是由于第三方企业需在市场上购入低谷电，在控制充电成本方面不具备优势，仅能实现 9.27% 的内部收益率，经济性一般。并且，该模式下，储能的营销和运行策略对项目收益影响较大，若无法准确预测市场电价并相应制定合理的充放电策略，项目收益率可能会进一步下降。

表 3-2 包头市储能电站经济性评估

商业模式	盈利方式	内部收益率	盈利分析
独立储能（有补贴）	容量补偿+现货市场套利	30%~60%	享受容量补偿的项目收益情况较好，但是 0.35 元/千瓦时的容量补贴存在不确定性的风险。
工商业储能	峰谷价差套利	-10.13%	目前蒙西的峰谷价差不够大，难以实现盈利。考虑通过多次充放电来实现盈利。
没补贴的独立储能（电源企业投资）	充放电价差套利	20%~40%	把弃电储存起来（0 电价）、晚高峰电价放电（按照晚高峰 0.646 元/千瓦时），可以实现较好收益。
没补贴的独立储能（第三方企业投资）	充放电价差套利	9.27%	没有充电成本优势，优化充放电策略可以实现一定盈利。

总的来看。对于享受补偿的电网侧储能，容量补偿是保障项目收益的关键，但从国家的储能政策导向看，新能源及储能进入市场是大势所趋，需注意容量补偿的退坡甚至取消风险。对于工商业储能，因当前的峰谷价差较小，经济性较差，需密切关注后续电价政策变化趋势。对于不享受补贴的

独立储能，若由电源企业投资，则因其充电成本低优势具有一定的经济性；若由第三方企业投资，因无法利用低电价的弃电进行充电，经济性较为一般，需考虑优化提升营销运行策略，以提高项目收益。后续，随着电力市场改革的持续深化和储能技术的迭代升级，可能会拓展出更多新的储能商业模式，逐步向多元化、市场化方向发展。

3.2.5 包头新型储能产业发展 SWOT 分析

1. 锂电储能产业发展 SWOT 分析

优势：①丰富的负极材料、铜箔的原材料资源。煤炭为人造石墨负极材料核心原料，包头煤炭储量丰富，占全国储量 3%，且临近鄂尔多斯世界煤田（鄂尔多斯煤炭储量占全国 16.35%），便于采购；此外蒙古及俄罗斯地区铜资源储量全球占比达 15%，包头可通过满都拉口岸进行铜矿进口。②低制造成本，主要体现在电价及人工成本。目前包头电价为 0.3377 元/kWh，低于福建 23%、常州 20%，仅高于四川 14%，但四川存在枯水期缺电限产风险；此外包头市人力成本较福建、常州、四川分别低 15%、15%、8%左右；③**产业基础优势：**当前包头负极材料（杉杉）、铜箔（比亚迪）、电芯、PCS、储能集成等产业端已引入多家头部企业，且依托良好的铝产业基础，区域内相关企业（如包铝）具备延伸布局电子铜箔的潜力。④**陆运物流优势。**呼包鄂地区依托高速公路、满都拉口岸及中欧班列，在中国北部及蒙古国、俄罗斯等区域具

备较大的陆运优势，储能产品的外销物流成本相对较低。⑤**储能场景优势**。当前西北、华北地区储能装机需求占全国比例超 60%，未来电力储能在国内西北、华北区域，以及欧洲、中东、“一带一路”区域均具备较大市场需求。

劣势：①**包头关键矿产资源储备少**。本地没有锂矿、磷矿、铜矿资源；②**水资源稀缺，缺少水运能力**。水资源匮乏导致部分锂电产业环节引进困难，如隔膜及电解液环节，湿法隔膜技术路线行业平均水耗为 30 吨/吨，电解液（含原料六氟磷酸锂及溶剂生产环节）水耗可达 10~20 吨/吨。包头缺少水运能力，原料采购和产品销售主要通过陆上运输，物流成本相对较高。③**下游应用场景单一**。当前包头锂电下游应用领域主要为电力储能，在电动汽车、两轮车及低空经济等领域尚未有应用需求；④**技术创新及人才储备弱**，市内创新资源多侧重稀土材料，在锂电储能领域尚暂无领先性创新平台，技术人才储备较少。⑤**产业布局存在薄弱环节**，锂电四大主材中仅布局负极材料，在正极、隔膜、电解液等环节尚未引入企业。两大辅材中，尚未引入铝箔产能，铜箔产能布局也较少。

机会：①**关键资源供应有保证**。一是目前赤峰及锡林郭勒盟锂矿均已获得采矿权进入开发阶段，后续锂资源可通过与赤峰、锡林郭勒盟合作实现跨市资源保供；二是可利用满都拉口岸进口蒙、俄铜精矿，同时可向赤峰及锡林郭勒盟采

购铜矿，铜资源供应渠道丰富。②**电力储能需求巨大**：国内西北、华北区域储能装机潜力大，装机占全国比超 60%，此外中东、“一带一路”区域、欧洲也有较大的储能需求。③**国家及内蒙古自治区推进呼包鄂储能产业集群发展将带来政策支持**；④**锂电产业转移机遇**。锂电产业目前呈现向资源丰富集、低生产成本区域转移趋势，包头市凭借产业基础好、人力成本低、终端项目需求大等优势，具备承接锂电产业转移的有利条件；⑤**节水工艺提升推动隔膜和电解液产业引进成为可能**。如恩捷隔膜进行闭式循环水系统等技改将水耗降至 12 吨/吨；通过六氟磷酸锂及溶剂原料外采，可将电解液水耗降低至 7 吨/吨。

威胁：①**竞争加剧风险**。一是以四川及常州为代表的核心城市积极推动承接本轮锂电产业专业化分工转移。二是锡林郭勒及赤峰凭借当地锂资源优势，正积极打造“碳酸锂—正极—电芯—集成”全产业链，进一步加剧了区内的锂电储能产业竞争。②**储能需求受政策影响大**，136 号文取消新能源强制配储，叠加自治区的容量补偿政策存在退坡风险，储能项目需求短期内大幅减少，进而影响产业链企业投资信心。

2.非锂电储能 SWOT 分析

根据对包头市资源能力禀赋及非锂电新型储能不同技术路线产业趋势分析，包头在发展固态电池、全钒液流及钠电池产业方面具备优势。

2.1 钠电池产业：

优势：①**钠电正极、负极材料原料资源丰富。**包头具备丰富的镍、铁、锰及各类稀土资源，可用于生产钠电正极材料；其次丰富的生物质或沥青资源为本地延伸布局硬碳负极材料提供有利条件；②**低制造成本优势**，与锂电一样主要体现在低电价及低人工成本；③**电力储能需求巨大**，国内西北、华北区域，及欧洲、中东、“一带一路”区域均具备较大的电力储能需求潜力。④**陆运物流交通优势**。包头是西北、华北的交通枢纽，并且依托满都拉口岸及中欧班列连接蒙古、俄罗斯、欧洲及“一带一路”周边地区。

劣势：①**产业基础薄弱。**包头与钠电相关的，仅有莜盛新能源钠电正极材料企业，目前处于在建状态，其余环节均未进行布局；②**下游需求场景挖掘较少。**钠电下游以储能、低温两轮车及锂钠混合车等为主，包头的钠电下游应用场景需求较弱。③**技术创新及人才储备弱。**目前包头市内暂无针对钠电产业的相关创新研发平台，且相关技术人才储备较少。

机会：①**低温储能、锂钠混合动力车场景应用优势。**钠电池相对锂电池的低温容量保持率高 10%以上，包头地处西北部低温区域，可作为低温钠电储能及锂钠混合车发展的天然试验场。②**低温两轮车出口外蒙古及俄罗斯的发展机遇。**蒙古、俄罗斯因道路设施建设相对滞后，低温两轮车市场需求潜力较大。

威胁：①政策限制低温两轮车整车产能新建。根据国家工信部、发改委等六部门联合发文《关于加强低速电动车管理的通知》，要求各级地方政府严禁新增低速电动车产能。②钠电降本不及预期，影响产业化进程。根据对钠电及锂电成本测算，当碳酸锂价格低于10万元/吨时，钠电池应用不具备成本优势，限制其终端应用。

2.2 固态电池产业：

根据对固态电池各产业环节现状及趋势研究，结合包头资源能力禀赋，包头布局硅碳负极（化学气相沉积法）产业具备显著优势。

优势：①丰富的硅碳负极原料资源。硅碳负极由多孔碳及硅烷气制备而成，其中多孔碳的原料为生物质、无烟煤或沥青，硅烷气的原料为氢气、工业硅、三氯化硅、四氯化硅等硅原料，包头本地生物质、硅原料、沥青原料资源丰富，为硅碳负极原料生产提供有利条件。②低制造成本，重点体现在电力成本。硅碳负极生产电耗达17,000–25,000KWh/吨，电耗成本占负极材料成本超20%，低电价有利于提升包头硅碳负极成本竞争力。③物流交通优势。包头是西北、华北的交通枢纽，并且依托满都拉口岸及中欧班列连接蒙古、俄罗斯、欧洲及“一带一路”周边地区。

劣势：①产业基础薄弱。包头暂无硅碳负极相关企业落地产能；②下游需求场景挖掘较少。固态电池初期率先在消

费、动力、低空经济领域应用，待降本后在储能领域应用，包头的消费、动力及低空经济相关电池厂暂未布局。

机会：①产业协同发展机遇。包头硅产业、煤炭及碳化产业基础雄厚，市内可延伸布局硅烷气、多孔碳；②硅碳负极进入全球量产窗口期，处于产能规划集中期。全球加速推进固态电池研发及量产，硅碳负极原料硅烷气易燃易爆，且由于远距离运输风险较高，硅碳负极产能需就近配套建设，目前全球均处于产能新增选址阶段，尚未形成产业集群。③硅碳负极生产关键设备流化床或防爆式回转窑国产化、工业大型化生产存在瓶颈。全球范围内关键两大设备生产厂商较少，目前国内已有可量产企业。

威胁：①竞争加剧风险。当前河南省、内蒙古呼和浩特、鄂尔多斯等地均积极推进硅碳负极产业相关产能落地。②硅碳负极下游配套客户合作研发平台缺失，对本地硅碳负极能量产造成不利影响。硅碳负极性能优化高度依赖电芯厂的特定化学体系匹配和长期送样测试，非绑定电芯合作研发的负极厂推进量产使用难度较大。

2.3 全钒液流产业：

优势：①低成本钒原料资源储备多，布局全钒液流电解液环节具备成本优势。包头钢产业基础较好，具备丰富的钢渣副产钒资源，此外钢渣提钒成本低于石煤矿直接提钒，具备原料成本优势；②制造成本低，同样体现在电价及人工成

本。③储能场景优势。电力储能需求巨大，国内西北、华北区域，及欧洲、中东、“一带一路”区域均具备较大的电力储能需求潜力。④物流交通优势。包头是西北、华北的交通枢纽，并且依托满都拉口岸及中欧班列连接蒙古、俄罗斯、欧洲及“一带一路”周边地区。

劣势：①产业基础弱。包头目前液冷技术路线布局锌铁路线，全钒液流路线各产业环节尚无落地项目。②无全钒液流相关储能创新平台及人才储备。

机会：①全钒液流在 4h 以上储能领域具备应用优势。全钒液流相对锂电安全性高、寿命长；②全钒电解液融资租赁模式可加速推进全钒液流产业化落地。一是融资租赁模式可降低全钒液流储能项目初始投资成本的 30%-40%，降低储能项目投资门槛，提升终端项目投资吸引力，二是产业环节引入电解液租赁商可解决包头本地钒资源价格波动风险，同时激活全钒产业金融属性，吸引金融资本投资，加速推进全钒液流产业化发展。

威胁：①五氧化二钒资源瓶颈。当前国内五氧化二钒供给 85%以上来源于钢渣提钒，剩余 15%来源于石煤等资源，钢渣提钒受限于钢铁产能，石煤提钒工艺因成本及工艺污染问题产能扩产受限。②国内钒资源区，如四川攀枝花、河北承德正积极推进钒产业链发展。

3.包头新型储能产业发展整体 SWOT 分析总结

表 3-3 包头市新型储能产业发展 SWOT 分析总结

	优势	劣势
S W O T 分 析	<p>1.原料资源优势</p> <ul style="list-style-type: none"> - 煤炭资源、工业副产磷、硅碳负极原料资源、钠电正极、负极原料、钢铁副产钒 <p>2. 制造成本优势</p> <ul style="list-style-type: none"> - 电价低于福建 23%、常州 20%；人工分别低于福建、常州、四川 15%、15%、8%左右 <p>3. 物流优势（陆运）</p> <ul style="list-style-type: none"> - 西北、华北枢纽，中欧班列沿线，满都拉口岸对接蒙俄 <p>4. 产业基础优势（相对内蒙古其他区）</p> <ul style="list-style-type: none"> - 锂电负极、电芯、铜箔、PCS 及集成龙头集聚；铝、铜产业基础 <p>5.储能场景支撑优势</p> <ul style="list-style-type: none"> - 西北、华北地区储能装机需求占全国超 60% 	<p>1.关键资源储备少</p> <ul style="list-style-type: none"> - 磷矿、铜矿储量少，无钒矿、锂矿 <p>2. 终端应用场景不具备优势</p> <ul style="list-style-type: none"> - 远离动力、消费等终端市场，配套制造及材料投资吸引力下降 <p>3. 水资源稀缺：</p> <ul style="list-style-type: none"> - 缺水区，且与深水港口较远，水运及制造用水面临瓶颈。 <p>4. 技术创新及人才储备劣势</p> <ul style="list-style-type: none"> - 市内创新资源多侧重稀土及其相关材料，新型储能创新研发少，市内尚无高能级创新平台且技术人才储备较少 <p>5. 新赛道产业布局较少</p> <ul style="list-style-type: none"> - 锌铁路线商业化前景难度大；全钒尚无明确落地项目，且接洽目标企业在集成环节影响力弱；钠电仅布局正极，固态尚未引进

机会	威胁
<p>1. 市场需求潜力大</p> <ul style="list-style-type: none"> - 西北华北区域储能装机需求；中东、“一带一路”区域、欧洲储能需求；低温两轮车（北方、蒙俄） <p>北方尚未形成锂电储能生产集群，内蒙古全区电芯规划产能大，本地化材料配套需求潜力</p> <p>2. 新赛道尚未形成显著产业集群</p> <ul style="list-style-type: none"> - 硅碳负极、硬碳负极及全钒液流均处于产业发展初期，尚未形成成熟产业集群 <p>3. 锂电向资源富集、低成本区域转移趋势</p> <p>4. 关键资源保供机会</p> <ul style="list-style-type: none"> - 锂跨市采购；铜资源蒙俄进口 <p>5. 产业联动机遇</p> <ul style="list-style-type: none"> - 铝、铜、硅、生物质、钢铁、煤产业联动；储能（含数据中心）、特种车辆，低空经济，两轮车 <p>6. 政策机会</p> <ul style="list-style-type: none"> - 国家及内蒙古区域层面推进呼 	<p>1. 竞争加剧风险</p> <ul style="list-style-type: none"> - 以四川资源导向型、常州创新及终端市场协同型区域，政策推进储能产业转移； - 锡林郭勒、赤峰锂资源优势重点打通锂-正极到电池环节；通辽构建钠电池及其两轮车产业；呼和浩特及鄂尔多斯的硅碳负极相关布局 <p>2. 供应链不稳定风险</p> <ul style="list-style-type: none"> - 磷、铜、六氟磷酸锂及溶剂等均需远距离外采 <p>3. 政策风险</p> <ul style="list-style-type: none"> - 储能需求受政策影响大，136号的发布短期内会降低业主的投资意愿；自治区的容量补偿政策有退坡风险，降低产业链企业投资意愿 <p>4. 已投产锂电企业开工不足，储能项目</p> <ul style="list-style-type: none"> - 除杉杉、比亚迪生产相对稳定，其余投产企业缺订单，生产任务不饱满；全市已建成+已开工项目不足

	包鄂储能产业集群建设 7. 节水工艺升级使高耗水产业落产成为可能，如隔膜、电解液	18%，对本市企业生产带动效应不明显。
--	---	---------------------

第四章 包头市新型储能产业发展规划（2025—2030年）

4.1 发展目标

围绕打造具有国际影响力的“中国储能之都”的总体目标，到2030年，将充分发挥资源禀赋、产业基础与政策优势，显著提升技术创新能力，实现关键技术的重大突破，明显提高产业制造水平，推动新型储能产业成为包头市新的产业支柱，并持续培育壮大一批国家战略性新兴产业。总体发展思路是：构建“一基两翼一特色”的新型储能产业体系，即以磷酸铁锂产业为核心基础产业，以固态负极材料产业及全钒液流产业为两翼产业，以钠电为特色产业来协同发展。预计到2030年，包头新型储能产值合计达260亿元，其中，磷酸铁锂产业产值超180亿元；固态负极材料产业产值30亿元；全钒液流储能产业产值40亿元；钠电产业产值10亿元。新型储能龙头企业招引达25家，初步建成带动呼包鄂产业协同发展的产业集群，引领全国新型储能技术的创新高地，培育一批具有国际竞争力的龙头企业，逐步将包头市打

造成为辐射“一带一路”、中东、欧洲市场的世界级新型储能产业中心。

4.1.1 建设国际知名的磷酸铁锂储能产业基地

立足包头市政策支持、丰富的潜在应用场景、装备制造基础等，打造若干具有引领示范效应的磷酸铁锂电池储能应用示范工程。通过统筹区域内资源要素，促进跨区域协同，依托技术创新培育标志性成果并推动规模化应用，持续提升锂电储能产业发展能级。重点推进在电力储能、数据中心、矿山重卡等领域的规模化应用，通过构建完善的磷酸铁锂电池储能产业链体系，在全国储能领域确立重要地位，建设国际知名的磷酸铁锂电池储能装备制造产业高地。

4.1.2 建设国际一流的固态电池负极材料产业基地

创新发展和应用本市硅料、煤、生物质等资源，为硅碳负极材料产业发展提供持续稳定、经济可靠的原材料供应支撑，优先发展“化学气相沉积”技术。同时，积极与国内领先硅碳负极材料研究实验室联合创建先进技术研发中心，重点攻关硅碳负极产业化的技术瓶颈，重点突破多孔碳性能优化与硅碳材料量产工艺等关键难题。支持企业多渠道引进流化床、防爆式回转窑等先进技术装备，并以此为基础，全力推进其自主研发与技术攻关。借助区域能源成本与劳动力成本优势，推动本市硅碳负极材料产品销售逐步拓展至全区、全国，并面向“一带一路”、中东及欧洲市场延伸，将包头

建设成为产业协同、辐射力强的先进负极材料产业集群，全力打造具有国际影响力的“中国硅碳负极第一城”。

4.1.3 打造国家级全钒液流电池储能产业高地

采取“平台引领、龙头带动、场景驱动”的发展策略，充分发挥本地钢渣副产钒资源优势，大力招引全钒液流电解液、集成龙头企业，带动电堆、离子膜等配套产业集聚于包头市，重点推进全钒液流在长时（4h以上）储能领域快速发展，将包头打造成国家级全钒液流电池储能产业高地。到2030年，构建形成“五氧化二钒、电解液、电堆、质子交换膜、系统集成”全产业链条，使全钒液流电池产业成为支撑区域能源转型的重要支柱。

4.1.4 推进钠电产业化发展

发挥包头市在镍、铁、锰、稀土材料、生物质及无烟煤等方面的特色资源禀赋优势，结合北方低温应用场景，重点培育以层状氧化物和聚阴离子为核心技术的钠电池正极材料，并以此为基础，进一步将产业链延伸至钠电池制造产业。通过政策引导和市场驱动，推动钠电池在低温储能系统、锂钠混合车等领域的规模化应用；在政策允许下，逐步发展低温两轮车市场。加强产业协同创新、优化产业配套政策，构建以内蒙古为核心市场，辐射蒙俄及东北亚市场、具备国际竞争力的北方钠电产业基地，成为联通中蒙俄经济走廊的重要新能源枢纽。

4.2 产业布局

依托包头市储能产业的坚实基础与独特资源禀赋，充分发挥龙头企业的带动作用、雄厚的装备制造基础以及显著的成本与政策优势，重点打造“三核心一保障一张网一座城”的储能产业发展布局，形成辐射呼包鄂、内外蒙、“一带一路”、中东、欧洲等区域的储能技术、核心原材料的产业中心和研发基地。

三个核心：以固阳区为核心，重点建设电池及上游材料制造集群，覆盖锂电池隔膜、电解液等上游材料，以及钠电池正极与固态电池硅碳负极材料生产，打造我国北方首个电池材料产业集群，确立锂、钠电池储能的竞争优势。以九原区和青山区为核心，聚焦锂电负极材料、锂电池制造及下游集成产业，与固阳区协同构建锂电池三个核心制造基地。

一个保障：东河区基于雄厚的铝产业基础，重点布局电池铝箔项目，延伸打造铝液-铸轧-冷轧-电池级铝箔产业链，既可延伸铝产业链条以提升产品附加值，又可补齐区域内储能产业链在上游关键材料领域的短板，为本地锂电池生产制造提供关键材料配套保障。

一张全钒液流储能网：全钒液流储能发展重难点在于原材料五氧化二钒的资源性不足，五氧化二钒可以从钢渣中提炼，因而布局选址优先考虑靠近包钢集团，建议以昆都仑区为核心，建设一张全钒液流储能网，主要覆盖上游原材料中

的五氧化二钒、核心部件如电解液、电堆、质子交换膜，以及下游全钒液流储能集成。推动全钒液流储能在包头乃至自治区内的示范应用，并带动配套产业发展。

一座硅碳负极材料城：依托包头生物质、硅原料等资源优势，打造全国硅碳负极材料之城，其产品目标市场瞄准全国乃至“一带一路”、中东、欧洲等区域。选址上优先考虑硅碳负极及其原料相关特殊生产要求，其次为交通运输便利性。硅碳负极原料硅烷气易燃易爆且具备远距离运输风险，其生产项目须严格入驻特种气体专业园区，且建议硅碳负极产能就近配套。



图 4-1 包头市新型储能产业发展规划图谱

备注：内蒙古正极材料产能已有 30 万吨/年，且赤峰及锡林郭勒具备锂矿资源优势，正大力推进锂盐—正极—电芯的全线打通，不建议包头引进正极材料。

4.3 产业发展重点

4.3.1 全力推进建设锂电储能产业基地

围绕包头市建立锂电产业链的薄弱与关键环节进行精准化布局，推动市内构建“人造石墨负极、电解液、隔膜、铜箔、铝箔、储能电芯、储能 Pack、PCS 及储能集成”的一体化产业链条；采取“产学研用、龙头企业赋能”的方式培育锂电储能创新平台及人才培养基地；持续强化跨区域产业协同与生态共建，打造“呼包鄂”锂电产业走廊，力争到 2030 年建成国家级锂电储能产业集群。

近期（2025—2026 年）：发展侧重于产能铸基，强链延链、资源协同提升开工率。通过全力推进区域内“包材包用”，推动市内电站项目与产业上下游供需对接，带动负极材料、铜箔、电芯及 Pack、PCS 及系统集成龙头企业的在建产能全面投产。其中负极材料年产能 17 万吨、铜箔 2.5 万吨，电芯产能提升至 18GWh,PACK 产能达 17GWh,PCS 产能突破 11.5GWh,储能系统集成产能扩充至 31.5GWh。其次积极培育本土铝加工企业向锂电铝箔领域延伸布局，形成万吨级锂电铝箔产能，填补产业链内暂时空白的环节。

中远期（2027—2030 年）：重点实施锂电产业链“补链、强链”工程。通过引进隔膜、电解液及铜箔等领域的头部企业，满足自治区内电芯配套材料需求。按照自治区内项目规划容量，计划新增隔膜产能 5 亿平方米/年、电解液 7 万吨/

年、铜箔 2 万吨/年。此外，加强储能项目建成后的运维等服务能力，延伸发展智能调度、运维运检等业务，培育服务型制造新业态。

锂电技术创新方面，组建由龙头企业牵头、科研院所支撑、上下游企业协同参与的产业创新联盟，重点围绕本质安全、长寿命电芯等技术要求，建设 3~5 个联合实验室和工程技术中心。通过设立专项研发基金，联合攻关电芯结构设计、材料体系优化等关键技术，旨在建立“研发—中试—量产”的快速转化通道，力争三年内实现 2-3 项核心技术突破并产业化应用。

人才培养方面，着力构建“基础—专业—领军”阶梯式人才培育体系：一是联合内蒙古工业大学等高校共建产教融合实训基地，每年定向培养 300 名专业技术人才；二是实施“锂电工匠”计划，通过企业内训机制培养 200 名以上工艺技术骨干；三是推行高校教授与企业总工“双聘制”专家机制，引进 5~8 个高端研发团队；四是完善人才“引育留用”政策，对领军人才给予项目资助、安家补贴、税收优惠等措施，打造区域性新能源人才高地。

磷酸铁锂产业链布局列表		
产业环节	招商进度	企业名称
电解液	新引进	1、新宙邦（技术）；2、比亚迪：终端一体化（自供电芯厂）；3、溶剂、电解液一体化布局：石大胜华
隔膜	新引进	1、龙头：恩捷、星源（隔膜市场集中度高，达78%，建议直接引入龙头企业）
锂电铜箔	本土+新引进	1、新引进龙头：诺德股份、嘉元科技、中一科技；2、本地铜箔企业培育：华鼎铜业
锂电铝箔	本土+新引进	1、本土企业布局延伸：包铝；2、新引进龙头：鼎盛新材（2024年全国市占率超40%）、南山铝业
电芯	在建项目	国轩高科、中创新航
	在谈推进项目	瑞浦能源，宁德时代
电芯pack	在建项目	国轩高科、中福戎熙、海辰储能
	在谈推进项目	宁德时代、瑞浦能源
PCS	在建项目	阳光电源、特隆美
BMS	新引进	协能科技、高特电子、高泰昊能、华塑科技等（视项目开发情况择机引入）
储能集成	新引进	阳光电源、海辰储能、特隆美

图 4-2 锂电储能产业链建议引进企业

4.3.2 打造硅碳负极材料产业基地

充分发挥包头市煤炭、硅、生物质等资源优势，将资源转化为产业优势，重点打造以硅碳负极为关键突破口的固态电池材料产业集群。

短中期（2025—2027年）：着力引进或培育本地多孔碳材料、硅烷气生产企业，推动其落地生产；积极引进采用气相沉积法为技术的硅碳负极企业建设硅碳负极中试线；采用“人才飞地”模式构建研发在外、生产在包头的创新体系，联合国内重点实验室、研究机构及硅碳负极技术龙头组建产业技术创新联盟，重点解决硅碳负极材料膨胀率高、首效低等行业共性难题；搭建硅碳负极及电芯测试研发平台，推动硅碳负极材料与主流固态电池企业合作测试、持续优化负极材料性能指标；在包头市搭建流化床及防爆式回转窑国产化、大型化技术研发平台，旨在解决化学气相沉积法硅碳负极的性能与规模化生产难题；设立硅碳负极产业基金、对高新技术企业在技术研发方面和人才培养方面，给予政府专项资金

补贴，为包头市打造成为具有全国影响力的硅碳负极产业集群奠定基础。

中远期（2028—2030年）：依托硅碳负极材料产业创新联盟与关键设备研发创新平台，牵头组织对材料成本控制、性能提升与量产工艺的系统性研究与优化；为提升关键材料领域竞争力，重点支持3-5家“专精特新”企业，专注于攻克多孔碳材料及硅碳负极包覆等细分技术。通过外部招商与内部孵化，实现硅碳负极万吨级产能建设，并同步配套多孔碳、硅烷气等上游材料产能。着力在包头市培育硅碳负极材料链主企业，并以此为核心吸引产业配套集聚，形成“龙头企业引领+中小企业配套”的协同发展格局。

硅碳负极产业链布局列表	
产业环节	企业名称
硅烷气	中宁硅业（三氯氢硅路线）、硅烷科技、REC Silicon（四氯化硅及氢气路线）
生物质多孔碳	元力股份、江苏三房巷（秸秆多孔碳）、韩研股份
沥青基多孔碳	山东京阳科技
硅碳负极	全球技术领先：美国GROUP14，全球产能扩张布局中，中国尚未布局 贝特瑞、紫宸、杉杉（传统负极龙头）；天目先导、浙江碳一（新技术入围，市场认可度高，电芯厂认证）
国产化流化床设备商	该环节国产化率低且面临设备大型化瓶颈，国内以苏州纽姆特、佛山高砂工业、兰溪致德进展最快
国产防爆回转窑设备商	该环节国产化率低，防爆设计，国内供应商临沂东木窑炉设备
国内领先硅碳负极实验室	<ul style="list-style-type: none"> 浙江大学硅材料国家重点实验室，产业化代表成果浙江碳一，且获得宁德时代、比亚迪等投资。 清华大学魏飞教授团队（流化床CVD法制备硅碳负极）产业化成果：鄂尔多斯2万吨硅碳负极项目

图 4-3 固态电池硅碳负极产业链建议引进企业

4.3.3 布局钠电全产业链，打造北方示范新高地

围绕钠电产业实施“基础建设—示范应用—市场拓展”“三步走”战略。在产业基础方面，重点构建“正极材料（层状氧化物为主）—硬碳负极（含前驱体）—配套材料（隔膜/

铝箔) - 电芯制造 - 系统集成”的完整产业链，其中隔膜及铝箔与锂电用隔膜、铝箔产能可共用。

短中期（2025—2027年）：围绕钠电产业实施“产能筑基 - 应用示范 - 技术攻关 - 市场培育”四位一体发展战略。在**产能建设**方面，重点打造千吨级层状氧化物正极、硬碳负极材料产能，建设GWh级钠电池电芯及钠电储能系统集成产线。在**应用示范**环节，重点推进风光储电站配套钠电储能项目（耐低温性能验证），推进锂钠混合车测试基地、试点投放项目建设。在市场拓展阶段，依托产业规模优势，逐步打开北方及蒙俄市场，形成“材料 - 制造 - 应用 - 市场”的良性循环。在**技术创新**方面，设立专项产业基金，重点支持低温技术研发；联合包头稀土研究院、产业龙头企业、国内领先实验室及技术团队等机构组建钠电产业研究院，攻关低温硬碳负极、正极材料及电池低温性能等关键技术。

中远期（2028—2030年）：基于钠电产业竞争现状择机进行钠电储能电芯产能扩建，同步配套扩建正极材料、硬碳负极等关键材料产能，并择机引入锂钠混合动力整车企业，同时在上级政策允许情况下，适时培育低温钠电两轮车制造能力。在产品外销阶段，依托满都拉口岸和中欧班列等国际通道，推动钠电储能及锂钠混合动力汽车出口国际市场，并配套实施出口补贴、专项产品补贴等扶持政策，构建“产能

支撑—市场开拓—政策保障”的良性发展机制，全面提升钠电产业的市场竞争力。

钠电池及其四大主材企业竞争格局			
产业环节	产品类型	梯队	企业名称
钠电池	层状氧化物	储能 第一梯队	中科海纳、维科技术
		两轮车 第一梯队	星恒电源、海四达、立方新能源、华纳芯能
	聚阴离子	第一梯队	比亚迪、众钠能源
		第二梯队	立方能源、超威集团、海四达、普钠时代、派能科技
钠电正极	层状氧化物	第一梯队	中科海纳、江苏翔鹰、
		第二梯队	钠创新能源、华钠碳能、容百科技、钠科能源、传艺钠电、万润新能
	聚阴离子	第一梯队	珈钠能源、众钠能源
		第二梯队	当升科技、万润新能、容百科技、瑞杨新能源、璞钠能源、博钠能源、安徽华钠
钠电负极	硬碳前驱体	生物质硬碳前驱体	湖南中科电气、元力股份
		中间相沥青微球	山东京阳科技、日本三菱化学
	硬碳负极	生物质硬碳	佰思格、贝特瑞、杉杉科技、元力股份、圣泉集团（主秸秆）
		沥青基硬碳	贝特瑞、杉杉、凯金
锂钠混合电池制造企业			宁德时代
锂钠混合汽车			奇瑞、比亚迪等
低温钠电两轮车制造企业			雅迪、绿源（S30极寒版）等低温钠电品牌

图 4-4 钠电产业链建议引进目标企业

4.3.4 培育全钒液流电池产业生态体系

依托研发与金融两大平台，以引进龙头企业和培育应用市场为驱动，为包头规划清晰的全钒液流产业发展路径。

短中期（2025—2027年）：联合包头稀土研究院、中科院大连化物所等、全钒电解液及集成龙头企业等产业链企业构建全钒液流创新平台，重点推进全钒电解液、低成本质子交换膜、全钒液流集成系统效率优化等技术研发推进全钒液流创新研发平台，以全钒液流电解液融资租赁为核心搭建全钒液流产融平台，激活产业投资活力。产业化方面，招引全钒液流产业化进程快的龙头电解液企业及集成企业，产能分别达 25,000m³/年、1GW，联合包钢推进钢渣提钒制备五氧化二钒项目建设，并保障供应市内电解液企业。

中远期（2028—2030年）：围绕集成龙头企业配套建设电堆及质子交换膜，产能分别达 250MW 和 60 万 m²/年；推进

全钒液流电池在长时储能领域的应用测试验证基地建设，推进全钒液流储能项目在大基地中的示范应用，构建“技术研发、金融投资、产业转化、场景验证”的全链条发展体系，助力包头打造成为国家级全钒液流电池储能产业高地。

全钒液流储能产业链代表性公司		全钒液流代表性项目及集成系统供应商情况	
产业环节	代表性公司	2024年代表性项目	集成供应商
钒电解液	大连融科、湖南银峰、寰泰储能、承德钒钛、攀钢、承德新新钒钛	<ul style="list-style-type: none"> 吉林松原乾安中卉玉字储能电站（100MW/400MWh），已投运 中节能太阳能新疆察布查尔全钒液流电池储能配套光伏项目一期75MW/300MWh项目，已投运 	大连融科
矾电堆	北京普能、伟力得、大力电工襄阳股份、上海电气、寰泰储能		
质子膜	苏州科润、东岳氟硅、山西国润、宿迁时代、开封时代、山东正楠、辽宁科京	<ul style="list-style-type: none"> 新华乌什50万千瓦/20万千瓦时构网型储能项目（其中液流电池250MWh/1000MWh），设备安装，未投运 	大连融科 星辰储能
系统集成	大连融科、上海电气、星辰新能、伟力得、北京普能、北京绿钒、大力电工、寰泰储能、中和储能、国润储能	<ul style="list-style-type: none"> 内蒙古能源集团磴口605MW/1410MWh电储新能源项目（其中全钒100MW/400MWh），已投运 中核汇能中昂源50MW/200MWh独立共享储能项目，已投运 	上海电气 伟力得 伟力得

图 4-5 全钒液流产业链建议引进目标企业

4.3.5 打造多元化储能示范，促进技术产业协同

充分发挥包头市新能源资源禀赋和产业基础优势，布局多元化储能示范工程，深化储能技术与各领域融合，不断拓展其应用边界。具体实施路径包括：

1. 加速推进多元化储能技术协同应用示范工程

为构建高安全、长寿命、经济性、高效运行的储能系统，需要充分发挥各技术路线的性能优势，通过多元融合实现优势互补。钠离子电池凭借其优异的耐低温性能和出色的耐过充过放特性，能显著提升储能系统在北方严寒地区等极端环境下的运行可靠性，特别适合分布式储能、锂钠混合电动车等场景；全钒液流电池则因其超长的循环寿命和相对安全性，在大规模长时储能领域具有优势，尤其适合风光电站配套储

能和电网侧调峰应用；而飞轮储能凭借毫秒级的响应速度和百万次级别的循环能力，在电力系统一次调频、惯量支撑等短时高功率应用场景展现出独特价值。通过建设混合储能示范工程项目，不仅能够满足电力系统多样化的储能需求，还能通过优化调度将各技术的工作区间控制在最佳效率区间，降低系统整体度电成本，同时提升设备使用寿命。这种多技术融合的储能解决方案，既能充分发挥各技术路线的性能特长，又能通过系统级优化实现“1+1>2”的协同效应，为新型电力系统建设提供更加灵活、可靠和经济的技术支撑，推动储能产业向高效化、多元化和智能化方向发展。

2.多领域布局储能示范应用工程

围绕重点领域布局储能应用场景，打造多元化示范工程，需要从数字经济、跨境能源合作和产业园区建设三个维度协同发力。在数字经济领域，紧抓国家“东数西算”工程实施及数据中心向西部迁移的战略机遇，针对数据中心年均PUE值1.5以上的高耗能特性，创新采用混合储能方案，为呼和浩特、包头等地的超算中心配套建设规模达百兆瓦时的储能设施，通过“谷电存储+峰时放电”的运营模式降低用电成本，同时结合本地风光发电资源，大幅提升数据中心绿电使用比例，显著提升算力基础设施的绿色化水平。在跨境能源合作方面，充分发挥满都拉口岸作为中蒙俄经济走廊重要节点的区位优势，联合蒙古国丰富的风光资源，建设中蒙“绿

色能源走廊”，重点布局“风电+光伏+储能”一体化项目，探索建立跨境电力交易与储能容量共享机制，打造跨国储能示范项目，形成“能源生产—存储—输送—消纳”的跨境清洁能源合作新模式。在产业园区建设上，以包头稀土高新区、鄂尔多斯零碳产业园为试点，通过“储能+绿电直供+分布式光伏+智能微电网”的系统解决方案，构建“源网荷储”一体化运行体系，实现园区80%以上能源自给自足和100%清洁能源供电，打造国家级零碳园区示范样板，并形成可复制推广的标准体系。这三个重点方向的协同推进，将形成涵盖数字基建、跨国合作、工业园区的多层次储能应用格局，通过20个以上示范项目的落地实施，为内蒙古乃至全国的新型电力系统建设和区域绿色低碳转型提供可复制、可推广的实践经验。

3.形成储能技术多场景应用布局

围绕重点领域构建储能多元化应用体系，需要充分发挥新能源技术的赋能作用，打造覆盖全产业链的应用生态。在低空经济领域，重点布局无人机、电动垂直起降飞行器等航空器的高能量密度动力电池系统，研发高性能硅碳负极体系电池，并配套建设分布式充电储能站。交通运输方面实施多元化策略，一方面加快电动两轮车/三轮车锂电替代进程，推广换电模式；另一方面推动矿卡、装载机等特种车辆电动化转型，开发适配重载工况的高压快充储能系统。针对重工业

区需求，重点研发适配大型电动矿卡、钻探设备的大功率储能解决方案，开发“超级快充+换电”混合补能系统。农牧区应用则聚焦乡村振兴，推广电动农机具，开发适应高寒环境的低温电池系统，同时布局牧区移动电源网络。在循环经济环节，重点构建完善的电池回收体系，建立专业化的电池回收处理中心，推动锂、钴、镍等关键材料的绿色高效回收利用。通过构建“储能制造—交通运输—工业应用—农牧民生—循环经济”五位一体的全链条应用生态，实现储能技术在各领域的深度融合，形成可持续发展的新型储能应用体系。

4.3.6 构建多元化储能商业应用路径

在商业模式创新方面重点布局两个方向，通过多元化探索为储能产业市场化发展提供可复制的经验借鉴。一是开展新能源弃电套利储能示范项目，针对当前可再生能源消纳难题，在风光资源富集区域建设大规模储能电站，重点解决光伏、风电等清洁能源的弃电问题。通过智能能量管理系统实时监测电网负荷与新能源发电情况，在弃电时段以低价存储多余电能，在用电高峰时段释放储能电量参与电力市场交易，充分利用分时电价机制实现充放电价差套利。同时配套开发“储能容量租赁”等增值服务，为新能源电站提供稳定的电力输出能力，形成“电量交易+容量服务”的双重收益模式，显著提升项目经济性。

二是创新发展虚拟电厂云储能模式，整合分布式储能资源构建聚合式储能系统。采用物联网技术将分散的工商业储能、电动汽车、户用储能等资源进行智能化聚合，形成规模化的可调度储能容量。通过参与辅助服务市场获取调频、备用等服务收益，利用峰谷电价差实现套利，同时获取需求响应补贴等政策收益，形成“辅助服务+峰谷套利+需求响应”的多元盈利模式。重点开发智能调度算法和区块链技术，确保分布式资源的高效协同和收益公平分配。

通过两类创新商业模式的示范推广，将逐步建立起“投资建设—运营管理—收益分配”的可持续商业闭环。在投资建设环节，探索“储能资产证券化”等新型融资模式；在运营管理方面，开发智能运维平台提升运营效率；在收益分配机制上，建立基于贡献度的公平分配体系。这些实践将为储能产业市场化发展提供可复制的经验借鉴，推动储能从政策驱动向市场驱动转型，最终实现储能产业的可持续发展。同时，通过商业模式创新带动技术进步和成本下降，形成良性循环，为构建新型电力系统提供重要支撑。

第五章 发展规划要素保障分析

5.1 环境容量及生态保护

在储能产业中，环境容量及生态保护是确保项目可持续发展的核心环节。储能项目（如锂离子电池、钠离子电池、全钒液流电池等）在生产、运行及回收过程中可能产生一定的环境影响，需通过严格的污染防治措施，确保环境容量可控，生态保护有效落实。

5.1.1 大气污染物

储能产业中的大气污染物主要来源于电极材料生产、电池组装、电解液配制等环节，涉及颗粒物（PM）、挥发性有机物（VOCs）、酸性气体（如 HF、HCl）及少量重金属（如镍、钴）排放。

1. 颗粒物（PM）控制

来源：电极材料（如正负极粉体）的破碎、筛分、混合及涂布工序。

控制措施：1）采用全封闭式生产线，搭配局部负压抽风系统，确保粉尘不外溢；2）配置高效布袋除尘器或静电除尘器，确保颗粒物排放浓度 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ （严于《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996 二级标准）；3）对于纳米级粉尘（如硅碳负极材料），增加湿式除尘或 HEPA 过滤，防止超细颗粒物扩散。

2.挥发性有机物（VOCs）治理

来源：电解液有机溶剂（如 DMC、EC、NMP）挥发、涂布烘干废气、电池封装胶黏剂挥发等。

控制措施：1）从源头上优先采用水性粘结剂、低挥发溶剂，减少 VOCs 的产生；2）生产过程中涂布机、注液机等设备密闭化，并设置冷凝回收装置（适用于高沸点溶剂如 NMP）；3）末端治理采用活性炭吸附+催化燃烧（RCO）方法和沸石转轮浓缩+RTO 方法，确保非甲烷总烃（NMHC）排放 $\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ （参照《电池工业污染物排放标准》GB30484-2013）。

3.酸性气体（HF、HCl 等）处理

来源：磷酸铁锂前驱体合成、电解液（LiPF₆ 分解）及电池热失控释放的氟化氢（HF）。

控制措施：1）湿法洗涤：采用两级碱液喷淋塔（NaOH 或 Ca(OH)₂ 溶液），确保 HF 排放浓度 $\leq 5\text{mg}/\text{m}^3$ （严于 GB16297-1996 硫酸雾标准）；2）干法吸附：对于低浓度 HF，可选用氧化铝或氟化钙吸附床；3）应急防控：在电解液车间设置 HF 泄漏报警器，并配备应急喷淋系统。

4.特征重金属防控

来源：电芯生产中产生的镍、钴粉尘，回收拆解过程中的重金属挥发。

控制措施：1) 烧结炉、高温炉废气需经袋式除尘+湿法洗涤组合处理，确保镍、钴及其化合物排放 $\leq 1.0\text{mg/m}^3$ （参照《重金属污染综合防治“十三五”规划》）；2) 定期对厂区周边土壤、大气沉降物进行重金属专项监测。

表 6-1 排放标准参考

污染物	控制标准	排放限制要求
颗粒物 (PM)	GB16297-1996 + 地方特别排放限值	$\leq 30\text{mg/m}^3$
非甲烷总烃	GB30484-2013 (电池工业)	$\leq 50\text{mg/m}^3$
HF	GB16297-1996 + 行业严控要求	$\leq 5\text{mg/m}^3$
镍及其化合物	《重金属污染防控标准》	$\leq 1.0\text{mg/m}^3$

5.1.2 废水处理

储能产业中的废水主要来源于锂离子电池、钠硫电池、液流电池生产等环节，具有成分复杂、污染物浓度高、含重金属及难降解有机物的特点，需针对性处理并实现高效回用。储能产业的废水来源主要有以下几类：

表 6-2 储能产业废水来源及特征

废水类型	主要来源	特征污染物
电极制备废水	浆料搅拌、涂布、辊压等工序	悬浮物 (SS)、N-甲基吡咯烷酮 (NMP)、粘结剂 (PVDF)、石墨/金属颗粒 (Ni、Co、Mn)
电解液废水	电解液配制、注液、电池封装	氟化物 (F^-)、六氟磷酸锂 (LiPF_6)、有机溶剂 (DMC、EC)、微量锂/钴离子
酸碱清洗废水	极片清洗、设备	pH 异常 (强酸/强碱)、COD、SS

	冲洗	
--	----	--

1.NMP 废水处理

蒸馏回收：采用多效蒸发回收 NMP（沸点 202℃），回收率≥90%，回收可用于浆料制备。

深度降解：残余 COD 通过 Fenton 氧化（ $H_2O_2+Fe^{2+}$ ）或臭氧催化氧化（ O_3/UV ）处理，确保出水 $COD\leq 50mg/L$ 。

2.含氟废水处理

化学沉淀：投加 $CaCl_2$ 生成 CaF_2 沉淀，结合两级絮凝过滤，使氟化物浓度 $\leq 5mg/L$ （严于国标 $10mg/L$ ）。

吸附：利用活性氧化铝吸附氟化物进一步降低 F^- 至 $1mg/L$ 以下。

3.重金属废水处理

中和沉淀：调节 pH 至 9~10，投加 Na_2S 生成金属硫化物沉淀，出水重金属（Ni、Co）浓度 $\leq 0.1mg/L$ 。

膜技术：纳滤（NF）或反渗透（RO）截留微量离子，产水回用。

5.1.3 工业固体废物管理

储能产业生产过程中产生的固体废物种类复杂，需根据危险特性进行分类管理，确保符合环评要求，同时实现资源最大化利用。

1. 一般工业固体废物

来源：电池外壳边角料（铝壳、钢壳等）、废电极材料（正负极片、集流体碎片）、包装材料（纸箱、塑料膜等）。

控制措施：1）回收利用：金属类边角料（铝、铜、钢）通过熔炼再生，回用于电池壳体或电极生产；石墨/硅基废极片经粉碎后，通过浮选或高温处理回收有价材料；2）安全填埋：不可回收的惰性材料（如陶瓷隔膜碎片）需满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，送合规填埋场处置。

2. 危险废物

表 6-3 危险废物来源及分类

危险废物类型	主要成分	危险特性
废电解液	LiPF ₆ 、有机溶剂（EC/DMC）	毒性（T）
废有机溶剂	NMP、丙酮	易燃（I）
废电池	含锂、镍、钴等重金属	反应性（R）
含油污泥	轧制油、金属颗粒	毒性（T）

控制措施：1）分类贮存：设置防渗漏、防腐蚀的危险废物暂存间，分区存放不同类别的危险废物，标识清晰；废电解液需密闭容器贮存，配备二次防漏托盘；废溶剂桶装并存放于防爆柜。2）合规处置：委托持有《危险废物经营许可证》的单位处置，优先选择资源化利用技术（如废电解液提锂、废溶剂蒸馏再生）。3）台账管理：建立电子化危险废物台账，记录产生、贮存、转移、处置全流程数据。

3. 退役电池

来源：废旧锂电池、废旧钠电池等

处理措施：1) 梯次利用：对剩余容量 $\geq 80\%$ 的退役电池，经检测重组后用于储能电站、通信基站等低功率场景。需制定电池健康状态(SOH)评估标准，避免安全隐患。2) 再生利用：湿法冶金(拆解电池后，酸浸提取锂、钴、镍等金属)；火法冶金(高温熔炼回收有价金属，适用于磷酸铁锂电池)。3) 污染防控：拆解过程在负压车间进行，防止粉尘和电解液挥发；拆解废水(含氟、重金属)单独收集处理。

4. 污泥及粉尘处理

来源：废水处理站污泥(含氟化钙、金属氢氧化物)；电极材料生产粉尘(石墨、镍钴锰氧化物)。

处理方式：1) 污泥处理：污泥经板框压滤(含水率 $\leq 60\%$)后，按检测结果分类：重金属超标的按危废处置；未超标的送一般固废填埋场。2) 粉尘处理：粉尘通过布袋除尘收集后，回用于生产或固化填埋。

5.1.4 噪声污染防治

来源：储能产业生产过程中的噪声污染主要来源于各类高噪声设备。主要噪声设备有空压机、冷却塔风机、除尘系统风机、变压器、变频器、破碎机、辊压机、分切机等，声值在85-105dB(A)左右。

降噪处理：1) 源头降噪：优先选用低噪声设备（如螺杆式空压机噪声 $\leq 75\text{dB(A)}$ ），要求设备供应商提供噪声检测报告；采用液压驱动替代机械冲击式设备（如液压破碎机比机械式降低 $10\text{--}15\text{dB}$ ），在风机进出口加装软连接，减少振动传递。2) 传播途径控制：对空压机、破碎机等高噪声设备设置隔声罩（插入损失 $\geq 25\text{dB}$ ），罩内衬吸声材料（如玻璃棉+穿孔板）；风机进出口安装阻抗复合式消声器（消声量 $\geq 20\text{dB}$ ）。排气管道配置小孔喷注消声器，降低高速气流噪声。设备基础设置橡胶减振垫或弹簧减振器（振动传递率 $\leq 5\%$ ）。管道采用弹性支吊架，避免刚性连接产生结构传声。

3) 厂区布局与绿化：将高噪声车间（如粉碎间）布置在厂区中央，远离厂界和办公区；厂界种植宽度 $\geq 10\text{m}$ 的乔木-灌木复合林带（如雪松+冬青），可降低噪声 $5\text{--}8\text{dB(A)}$ 。

5.2 安全生产

5.2.1 危险物料防范

1. 电解液安全管理

电解液是锂离子电池的核心材料，通常由锂盐（如 LiPF_6 ）和有机溶剂（如EC、DMC）组成，具有毒性和易燃性。储存时需使用双层防漏不锈钢罐，并配备HF泄漏检测和应急喷淋系统。运输环节要求防爆车辆和专用容器，避免震动和高温。生产过程中，注液工序必须在密闭负压环境下进行，

操作人员需穿戴防化服和 HF 检测设备。废弃电解液应中和处理后交由危险废物单位处置，严禁直接排放。

2. 硅烷气 (SiH₄) 防爆管理

硅烷气是硅基负极材料生产的关键原料，具有极低的爆炸极限 (1.37%~100%)，遇空气易自燃。储存和使用必须在惰性气体的保护下进行，气瓶存放于独立防爆间，并安装氧浓度监测报警系统。管道系统需采用抗静电材质，并设置双重阻火器。操作区域严禁明火和非防爆电器，泄漏时需立即切断气源并用氮气吹扫。应急处置人员需佩戴自给式呼吸器，避免吸入有毒气体。

3. 金属锂/钠安全管理

金属锂和钠是储能电池的重要材料，遇水或潮湿空气会剧烈反应并释放氢气。储存时需浸没于干燥矿物油或惰性气体中，环境湿度控制在 10% 以下。加工环节必须在温度低于 -40℃ 的手套箱内进行，设备接地以防静电火花。废料收集需充入氩气保护，避免氧化。操作人员需穿戴防腐蚀手套和面罩，接触皮肤后立即用专用清洗剂处理。

4. 新型电解质风险防范

硫化物固态电解质 (如 Li₃PS₄) 遇水会产生剧毒 H₂S，需在负压手套箱中操作，并配备 H₂S 检测仪。高浓度电解液 (如 LiFSI/DME) 对皮肤有强腐蚀性，需用 PEG-400 冲洗，

废液需先中和再处理。生产车间应设置应急洗眼器和喷淋装置，确保人员安全。

5.2.1 生产工艺流程及设备安全

1. 电极制备环节

电极制备是储能电池生产的首要环节，主要包括浆料搅拌和涂布干燥两个关键工序。在浆料搅拌过程中，采用全封闭式搅拌系统并配备氮气保护，确保氧含量控制在安全范围内。系统设置温度和压力双重联锁保护，一旦超过设定阈值立即停机。涂布工序采用分区控温烘箱，配备可燃气体监测和红外热成像系统，确保极片受热均匀。紧急排风系统能在3秒内快速响应，有效控制有机溶剂挥发。

2. 电芯装配过程

电芯装配包括叠片/卷绕和注液两个重要环节。叠片环节采用高精度张力控制系统，并配置金属异物检测设备，确保电芯质量。注液环节在防爆环境中进行，采用真空注液技术精确控制注液量，注液间配备HF检测报警装置。注液完成后需静置观察产气情况，确保电芯安全性。整个装配过程需在严格控制温湿度的环境下进行，特别是锂金属电池对湿度的要求更为严格。

3. 化成老化阶段

化成老化是电池激活的关键工序，一般采用分阶段充电制度，严格控制温升。每个化成柜都配备独立消防单元，使

用专用灭火剂。老化房采用多层防火设计，单舱容量严格限制，并配备双传感技术的烟雾探测系统。温度控制要求极为精确，确保电池在最佳条件下完成活化过程。

4. 模组与 PACK 组装

模组组装涉及焊接和系统测试等重要工序。激光焊接过程实时监控焊接质量，确保连接可靠性。系统测试包括绝缘测试、热失控测试等项目，确保成品电池组的安全性能。所有测试设备均需定期校准，确保测试数据准确可靠。

5. 特种设备管理

储能产业生产过程中的关键特种设备包括压力容器和起重设备。压力容器定期进行壁厚检测和安全阀校验，确保承压安全。起重设备配备多重安全保护装置，定期进行无损检测。所有特种设备都建立完善的维护保养制度，确保设备处于最佳工作状态。

5.3 土地供应

5.3.1 优先保障储能产业园区用地

为支撑储能产业高质量发展，需在国土空间规划中专项划定储能产业用地，重点保障以下两类园区：

1. 全钒液流电池与钢铁储能园区

全钒液流工业园区优先布局于工业基础完善区域（如临近钢铁产业基地），能够满足全钒电解液生产所需的原料就近供应，并配套钢铁废料循环利用设施。

用地要求：地块承载力 ≥ 15 吨/ m^2 ，预留电解液储罐区（防渗等级 $\geq 1.5m$ 厚黏土层）。

2. 光伏硅与硅烷气生产园区

硅烷气生产园区有限布局于紧邻多晶硅产业集聚区，缩短硅烷气（ SiH_4 ）原料运输半径（ $\leq 50km$ ），降低易燃易爆风险。

用地要求：独立化工地块（符合《化工园区建设标准》），与居民区安全距离 $\geq 1km$ ，配套专用危化品仓储区。

5.3.2 土地供应优化策略

多元化供地模式，降低企业初期用地成本。对硅烷气等高风险项目，明确安全防护距离与环保设施建设要求。

存量土地盘活，整合闲置工业用地，通过“零地技改”（如原电子厂房改造为电芯车间）或联合改造（多家企业共享储能工业场地）提升利用率。

5.4 水供应

包头市地处半干旱地区，水资源匮乏、黄河取水指标有限。按本地资源量计算人均水资源量仅为全国人均水资源量的10%，计入黄河取水指标人均水资源量也仅为全国平均水平的19%。

储能产业对水资源需求较高，尤其在隔膜生产和电解液配制环节。为应对水资源短缺问题，需优先利用再生水，并积极争取黄河取水指标。在隔膜制造中，推广干法工艺可节

水 60%以上，湿法工艺则需配套闭式循环水系统，实现 90% 以上的回用率。电解液配制环节通过溶剂回收和空冷技术升级，显著减少纯水消耗。此外，分级利用水资源（如超纯水用于电解液，浓水用于冷却）和智能监测系统可进一步提升水效，确保单位产品水耗达标。

为鼓励节水，政策上可对储能企业给予再生水配额优先权和税收减免，同时对超定额用水实施阶梯水价。通过“再生水替代+工艺升级+智慧管理”的综合策略，实现水资源的高效可持续利用。

5.5 原材料供应

包头作为“稀土之都”，拥有全球领先的稀土矿藏资源，为储能产业提供了重要支撑。通过建立储能专用稀土材料加工基地，可实现钕铁硼永磁体、镧镍合金等关键材料的本地化供应，降低采购和运输成本。

内蒙古石墨储量丰富，占全国总量的 30%，为负极材料生产提供了稳定来源。通过分级利用，高纯石墨优先用于锂电负极，中低品位石墨则用于储能系统导热材料。此外，建立石墨废料回收网络，提高再生利用率，形成资源闭环。

建设专用物流通道，确保原材料直达园区，提升供应效率。同时，建立关键原材料储备机制，有效应对市场波动风险。通过从资源开采到储能应用的一体化布局，可降低原材料成本，显著增强产业链的稳定性和竞争力。

第六章 保障措施

6.1 组织保障

6.1.1 完善组织领导体系

包头市发展改革委会同有关部门建立储能产业发展服务保障机制，统筹推进全市储能产业发展，共同研究开发市场、延伸产业链条的有效举措，协调解决存在的问题、困难，为储能产业发展做好全方位保障。

6.1.2 构建产业协同平台

组建包头储能产业联盟，设立“产业链协同发展基金”，重点支持上下游企业联合攻关。充分利用各区优势，打造“1+N”园区发展格局。

6.1.3 打造区域储能品牌

实施“包头储能”区域品牌战略，支持企业参与国际储能展会，举办“储能产业峰会”，提升包头在全钒液流电池、钠离子电池、固态电池、锂电储能等领域的品牌影响力。

6.2 政策保障

6.2.1 强化顶层政策设计

制定出台储能产业发展专项政策，明确产业发展路径和支持重点。设立政策创新试验区，率先试点新型储能产业支持政策，为全市政策制定积累经验。通过系统化的政策设计，确保各项措施与产业发展需求精准匹配。

6.2.2 完善产业支持政策

实施全方位的产业支持政策体系，包括财政补贴、税收优惠和要素保障等。支持重大项目落地建设，加快项目用地、环评、能耗等审批，做好各类要素保障，推动项目加快落地开工投产。

6.2.3 创新金融支持体系

针对储能产业特点，创新金融支持方式。搭建企业资金需求与金融部门对接平台，鼓励金融机构在依法合规、风险可控的前提下做好信贷支持。充分利用已组建的政府投资基金，采取市场化方式支持储能产业发展。

6.3 服务保障

6.3.1 打造全周期服务体系

建立储能项目全生命周期服务机制，从项目洽谈到投产运营提供全程帮办服务。设立储能项目审批绿色通道，协调解决土地、环评、能评等关键问题。建立项目进度可视化监测平台，实时跟踪项目推进情况。

6.3.2 强化各部门责任落实

充分发挥服务保障机制作用，定期研究推进全市储能产业发展工作，细化分解任务，明确各旗县区、有关单位责任，解决好项目落地、建设、运行中存在的问题，帮助储能装备制造企业找订单、拓市场，推动储能产业快速发展。

6.3.3 健全应急服务保障机制

建立储能产业风险防控体系，制定安全生产、环境保护等应急预案。组建专业应急救援队伍，配备特种消防装备，定期开展应急演练。建立产业链供应链预警机制，提前防范原材料价格波动、物流中断等风险。

6.4 创新保障

6.4.1 核心技术攻关

聚焦储能产业发展的关键瓶颈问题，系统布局前沿技术研发方向。重点支持全钒液流电池核心材料、高能量密度锂离子电池、固态电池技术等领域的原创性研究，鼓励产学研联合开展技术攻关。建立面向产业需求的科研项目立项机制，通过“揭榜挂帅”等方式吸引高水平科研团队参与关键技术突破。加强基础研究与应用研究的衔接，促进创新链与产业链的深度融合，形成具有自主知识产权的技术体系。完善科技资源共享机制，推动重大科研基础设施和大型仪器设备开放共享，为技术攻关提供有力支撑。

6.4.2 成果转化激励

构建完善的科技成果转化服务体系，打通从实验室到产业化的创新通道。创新成果转化激励机制，探索建立科研人员职务科技成果权益分享机制，充分激发科研人员的创新活力。建设一批中试熟化基地和产业化示范基地，为科技成果转化提供载体支撑。加强知识产权保护和运用，完善科技成

果评价体系，促进创新要素市场化配置。推动企业与高校、科研院所建立紧密的产学研合作关系，形成协同创新的良好生态。

6.4.3 数字化转型

加快推进储能产业数字化转型，提升智能制造水平。支持企业开展数字化、网络化、智能化改造，建设智能工厂和数字化车间。推动工业互联网在储能领域的深度应用，促进产业链上下游的数据互通和业务协同。加强数字技术与储能技术的融合创新，培育新模式新业态。加强数字化人才培养，提升企业数字化转型能力。推进数据要素市场化配置，释放数据要素价值，为产业创新发展注入新动能。

6.5 人才保障

6.5.1 高端人才引进

实施更加开放的储能产业高端人才引进政策，重点引进电池材料、系统集成、智能控制等领域的领军人才和创新团队。完善人才评价体系，突出市场导向和产业需求，打造具有国际竞争力的人才发展平台，为高层次人才提供广阔的施展舞台。同时，建立人才引进服务专班，为高层次人才提供落户安居、子女教育、医疗保障等全方位服务，解决人才后顾之忧。

6.5.2 技能人才培养

构建多层次的储能产业技能人才培养体系，支持本地职业院校开设储能相关专业，与企业共建产业学院和实训基地。推行“校企双元”育人模式，开展订单式培养和现代学徒制试点，实现人才培养与产业需求的无缝对接。完善职业技能等级认定制度，拓宽技能人才职业发展通道。同时，建立终身职业技能培训体系，支持企业开展新型学徒制培训，不断提升在岗员工的技能水平。

6.5.3 人才服务优化

打造“一站式”人才综合服务平台，集成政策咨询、项目申报、生活服务等功能，实现人才服务“一网通办”。建立人才服务专员制度，为各类人才提供个性化、精细化服务。完善人才荣誉激励机制，定期评选表彰有突出贡献的优秀人才。同时，建立人才服务快速响应机制，设立人才服务热线和线上诉求反映平台，及时解决人才在工作生活中的各类问题。