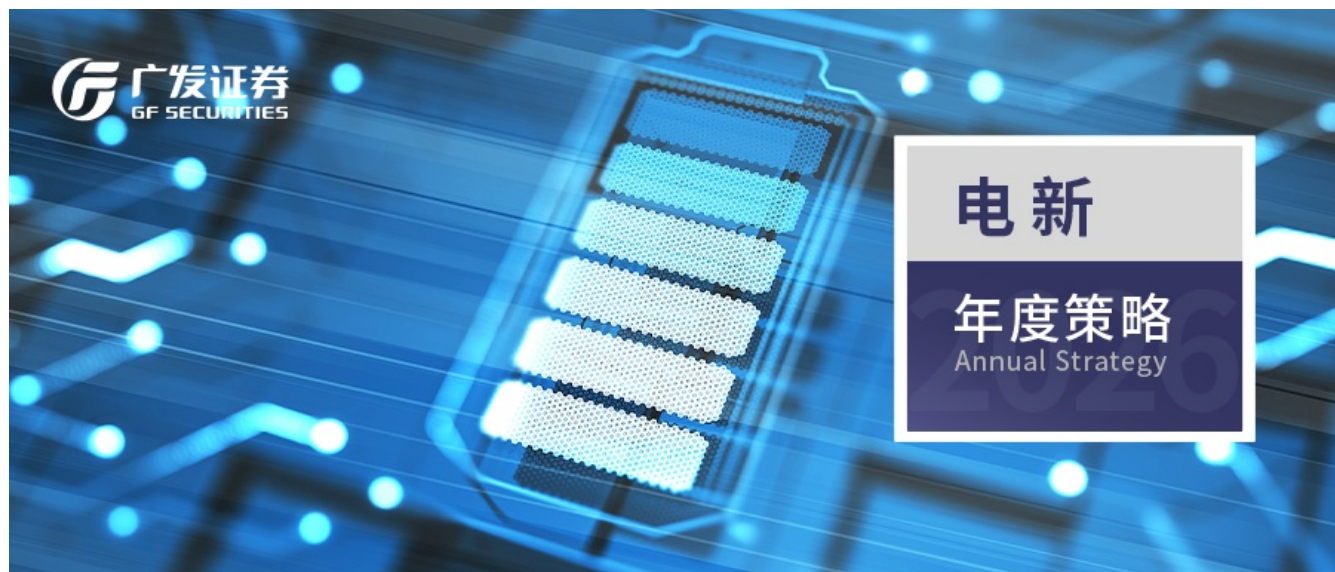


2026年度策略 | 锂电：储能需求驱动周期反转，电池和材料迎来新机遇



动力：国内乘用车平稳增长+商用车快速渗透，海外新车型周期带动需求超预期。**储能：**容量电价完善国内大储商业模式，经济性驱动海外储能增长。**供给：**预计26年处于紧平衡状态，产业链盈利有望修复。**固态电池：**材料端关注电解质和负极环节。我们看好动力和储能需求共同带动锂电周期反转，电池和材料均有望迎来发展新机遇。（1）估值安全角度：推荐电池；关注负极、铝箔；（2）弹性进攻角度：推荐6F；关注铁锂、隔膜、铜箔。

ABSTRACT

— 摘要 —

动力：国内乘用车平稳增长+商用车快速渗透，海外新车型周期带动需求超预期。分区域来看：（1）中国：25年抢装带动需求高增，预计26年乘用车平稳增长，商用车快速渗透，单车带电量提升贡献额外增长。（2）美国：25年大而美法案与FEOC条款调整压制市场需求，预计26年增长趋缓。（3）欧洲：25年电动化率加速提升，26年碳排放法案+新车型周期驱动增长。（4）其他地区：政策红利密集释放，助推电动化率提升。我们测算，25-27年全球动力电池需求为1253.4/1520.5/1834.2GWh，同比增速为26%/21%/21%。

储能：容量电价完善国内大储商业模式，经济性驱动海外储能增长。分区域来看：（1）中国：容量电价政策推广+现货市场建设提速，国内大储需求高速增长；（2）美国：大而美法案细则尚未出台，数据中心配储有望贡献增量；（3）欧洲：负电价冲击频发+灵活性资源需求迫切，大储发展有望提速；（4）其他地区：国内企业海外储能项目订单高速增长。国内储能项目经济性提升+国外储能具备经济性，打开长期增长空间，预计25-27年全球储能装机量达279/423/563GWh，同比+44/52/33%，25-27年全球储能装机电池出货量达544/824/1098GWh，同比+73/52/33%。

供给：预计26年处于紧平衡状态，产业链盈利有望修复。龙头企业盈利能力不佳，扩产意愿不足，需求旺季下主材、辅材价格普涨。我们认为，30%是当前锂电行业供需平衡的核心临界增速阈值。当前测算26年锂电总需求将达2495GWh，较25年1944GWh同比+28%，尚处于供需紧平衡的区间；一旦需求增速突破30%，供给端将快速陷入紧缺状态。

固态电池：材料端关注电解质和负极环节。（1）**电解质：**目前硫化锂约占硫化物电解质成本的77~80%，长期来看，原料成本优势随着扩产和自供逐渐消失，复分解法降本空间更大；（2）**负极：**锂金属负极可极大提高电池能量密度，目前已经部分应用于国内外固态电池中，而无负极技术是锂金属负极的特殊形式，在其基础上可进一步降本增效。

投资建议：我们看好动力和储能需求共同带动锂电周期反转，电池和材料均有望迎来发展新机遇。（1）估值安全角度：推

荐电池；关注负极、铝箔；（2）弹性进攻角度：推荐6F；关注铁锂、隔膜、铜箔。

风险提示

新能源汽车销量不及预期；中游价格下跌超预期；技术升级进度不及预期；投产进度不及预期。

CONTENTS 正文

一、动力：国内乘用车平稳增长+商用车快速渗透，海外新车型周期带动需求超预期

国内：25年抢装带动需求高增，预计26年新能源乘用车实现平稳增长，新能源商用车跨越经济性拐点，电动化率快速提升，高增长有望延续。2025年中国新能源汽车市场继续保持强劲增长态势。根据中汽协数据，2025年1-10月，中国市场新能源汽车销量达1294.3万辆，同比增长32.7%，电动化率达51.6%。其中，新能源乘用车国内销量达到1092.9万辆，同比增长25.7%，新能源商用车国内销量为64.9万辆，同比增长60.2%。我们预计，2025年中国市场新能源乘用车销量将达到1322.6万辆，同比+19.7%，电动化率为53.9%。其中，商用车销量将达到92.6万辆，同比+60.0%。2026年新能源乘用车销量将达到1529.5万辆，同比+15.6%，电动化率达61.7%。其中，商用车销量将达到139.0万辆，同比+50.0%。

海外：欧洲碳排放法案要求+新车型周期到来驱动需求增长，美国补贴退坡阶段性压制需求，其他地区电动化空间广阔，增长有望持续。（1）欧洲：2025年1-9月，欧洲新能源乘用车销量为270.9万辆，同比+31.0%，电动化率达25.5%。我们预计，2026年欧洲新能源乘用车销量将达到436.8万辆，同比+20.0%，电动化率达31.8%。**（2）美国：**2025年1-9月，美国新能源乘用车销量为128.5万辆，同比+10.3%。我们预计，2026年美国新能源乘用车销量将达到177.5万辆，同比+5.0%，电动化率达10.7%。**（3）其他地区：**2025年1-9月，其他地区新能源乘用车销量为106.0万辆，同比+36.6%，电动化率达5.6%。我们预计，2026年其他地区新能源乘用车销量将达到171.5万辆，同比+25%，电动化率达6.3%。

2025年，美国市场受益于供给侧产能爬坡，而欧洲等市场则面临政策扰动带来的压力。与此同时，东南亚、拉美等新兴国家在政策红利支持下快速成长。我们预计2025年整体海外市场有望超670.3万辆，同比+21.0%。2025年后有望受益于欧洲碳排放法规政策驱动电动车平台迭代，叠加美国私家车市场电动化渗透率提速，实现销量增速二次成长。新兴市场政策红利持续释放，推动电动化率持续提升。我们预计，2026年整体海外市场销量有望达到785.8万辆，同比+17%。

全球动力电池需求预计将延续强劲增长态势，增速有望继续领先于新能源汽车销量增速。主要受到插电及增程车型电池大型化趋势和商用车高增的双重驱动。电池大型化直接推高单车带电量。例如，一辆电池容量80kWh的增程车，其电池需求是早期车型（30-40kWh）的2倍以上。此外，商用车因车身更大、续航要求更高，单车带电量远超乘用车，商用车销量高增将推动动力电池需求进一步上涨。我们预计，2025年全球动力电池需求量有望达到约1253.4Wh，同比+26%。2026年全球动力电池需求量有望达到约1520.5Wh，同比+21%。

表 1：全球新能源汽车销量及动力电池装机量预测

	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
全球新能源乘用车（万辆）	288.0	609.8	1002.2	1319.4	1658.4	1992.8	2315.3	2649.6
YOY	44%	112%	64%	32%	26%	20%	16%	14%
中国新能源乘用车（万辆）	118.4	304.8	588.6	788.4	1105.3	1322.6	1529.5	1728.8
YOY	15%	157%	93%	34%	40%	19.7%	15.6%	13%
其中：国内批售（万辆）	124.6	333.4	654.2	900.2	1228.1	1554.0	1830.4	2104.9
出口（万辆）	6.2	28.6	65.5	111.8	122.9	231.5	300.9	376.1
欧洲新能源乘用车（万辆）	127.6	219.7	250.7	291.1	286.6	364.0	436.8	502.3
YOY	131%	72%	14%	16%	-2%	27%	20%	15%
美国新能源乘用车（万辆）	32.4	65.7	98.9	146.5	161.0	169.1	177.5	204.1
YOY	1%	103%	50%	48%	10%	5%	5%	15%
其他地区新能源乘用车（万辆）	9.5	19.6	64.0	93.4	105.5	137.2	171.5	214.4
YOY	0%	106%	226%	46%	13%	30%	25%	25%
中国新能源商用车（万辆）	12.1	18.6	23.8	31.4	57.9	92.6	139.0	194.5
YOY	15%	54%	28%	32%	84%	60%	50%	40%
全球新能源汽车（万辆）	300.1	628.4	1026.0	1350.8	1716.3	2085.5	2454.2	2844.2
YOY	43%	109%	63%	32%	27%	22%	18%	16%
全球动力电池需求量（GWh）	187.1	374.4	661.8	791.7	992.3	1253.4	1520.5	1834.2
YOY	43%	100%	77%	20%	25%	26%	21%	21%
中国	84	190	358	395	581	785	961	1160
欧洲	61	116	147	188	182	233	288	341
美国	27	45	85	124	144	153	165	196
其他地区	6	11	45	56	63	83	107	138

数据来源：Marklines、EV-Volumes、中汽协、乘联会、广发证券发展研究中心

（一）中国：25年抢装带动需求高增，预计26年乘用车平稳增长，商用车快速渗透

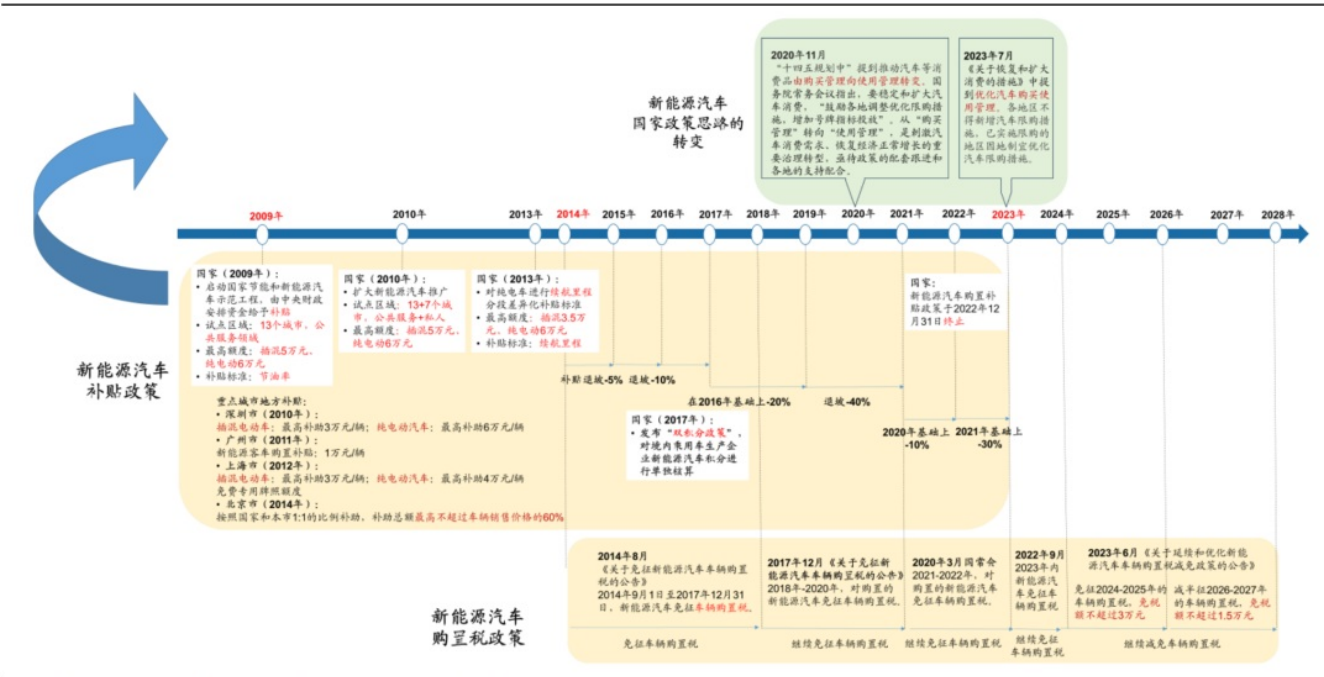
1. 25年复盘：确定的报废补贴和置换补贴+购置税全免，抢装带动乘用车需求高增

26年报废补贴与置换补贴延续存在不确定性，购置税从25年全免变为减半，政策叠加带动需求高增。年内政策优惠明确集中三类：购置税全免、报废补贴及置换补贴。2026年购置税优惠将收窄为减半征收，而报废与置换补贴能否延续存在不确定性。明确的政策窗口期促使大量潜在购车需求在2025年内，特别是下半年集中释放，带动国内乘用车需求高增。

置换补贴、报废补贴：25年汽车以旧换新政策明确，26年存在不确定性。根据2025年国家发改委、财政部等部门联合发布的政策，汽车以旧换新补贴标准明确：消费者报废旧车购买新能源乘用车可获得2万元补贴，购买燃油乘用车可获得1.5万元补贴。该政策执行期限截至2025年12月31日，2026年是否延续尚未明确。

购置税：新能源汽车购置税政策退坡，从25年全免变为26年减半征收。根据财政部、税务总局、工业和信息化部联合发布的政策公告，新能源汽车车辆购置税减免政策将进行阶段性调整。购置日期在2024年1月1日至2025年12月31日期间的新能源汽车，将继续实施免征车辆购置税的政策，免税额不超过3万元；而购置日期在2026年1月1日至2027年12月31日期间的新能源汽车，将调整为减半征收车辆购置税，每辆车减税额不超过1.5万元。

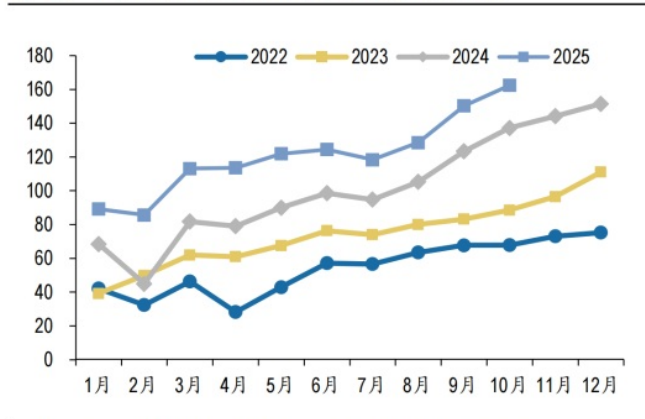
图 1：2009-2025年国家及地方政府出台的关于新能源汽车行业系列政策梳理



数据来源：工信部官网、政府官网、广发证券发展研究中心

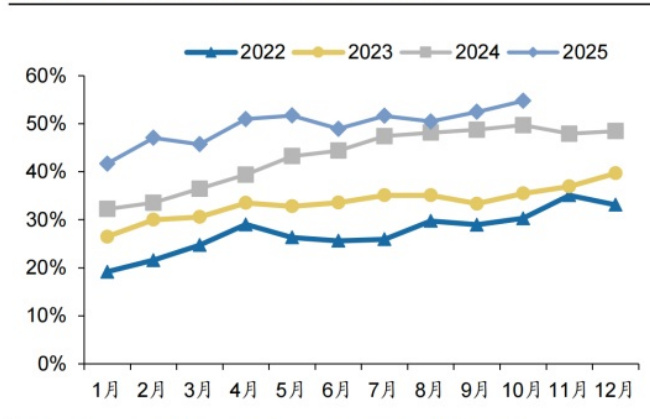
2025年政策驱动乘用车市场超预期增长，电动化率快速提升。根据乘联会数据，2025年1-10月新能源乘用车销量为1205.8万辆，同比+29.9%。10月单月为162.1万辆，同比+18.5%，渗透率为55.3%。其中，纯电车型销量约749.7万辆（62.0%），同比+4.0%；插电混动车型销量约352.7万辆（29.0%），同比-2.9%；增程式销量约103.4万辆（9.0%），同比-1.1%。我们预计，2025年中国市场新能源汽车乘用车销量将达到1322.6万辆，同比+19.7%，电动化率为53.9%。

图 2：中国新能源乘用车月度销量（万辆）



数据来源：中汽协、乘联会、广发证券发展研究中心

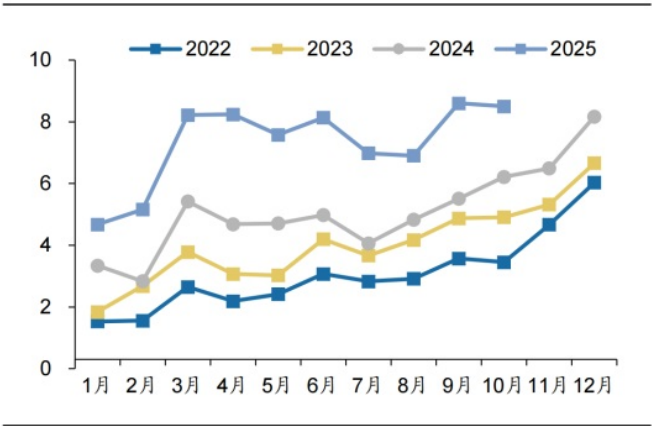
图 3：中国新能源乘用车渗透率（%）



数据来源：中汽协、乘联会、广发证券发展研究中心

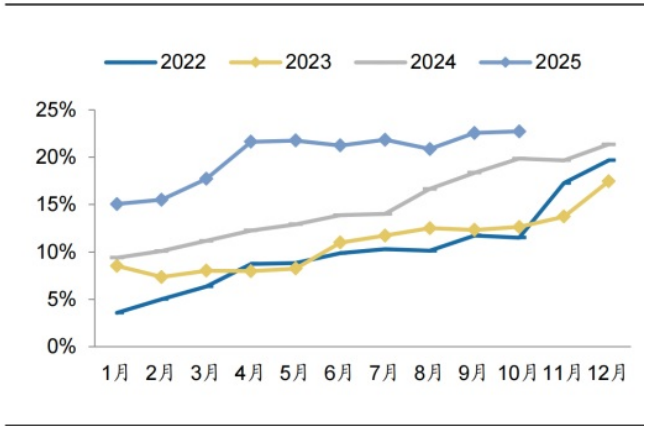
2025年国内新能源商用车电动化率创新高，换电重卡需求激增。根据中汽协数据，2025年1-10月中国新能源商用车销量为72.0万辆，同比+63.3%，渗透率为20.7%。其中，10月单月销量为8.9万辆，同比+45.4%，单月渗透率为24.6%。其中，换电重卡市场增长显著。根据终端上牌数据，2025年1-10月我国新能源重卡累计销售15.8辆，同比+178%，渗透率为24.7%。其中，10月单月销量为2.0万辆，同比+143.6%，单月渗透率为28.7%。换电重卡优势凸显，迎来快速增长期。我们预计，2025年中国市场新能源商用车销量将达到92.6万辆，同比+60.0%。

图 4：中国新能源商用车月度销量（万辆）



数据来源：中汽协、广发证券发展研究中心

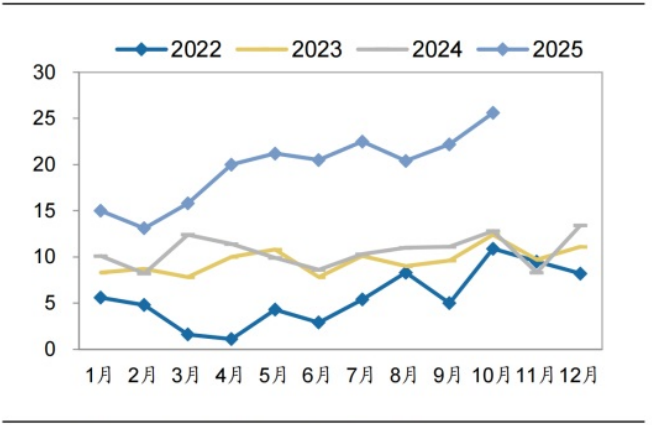
图 5：中国新能源商用车渗透率（%）



数据来源：中汽协、广发证券发展研究中心

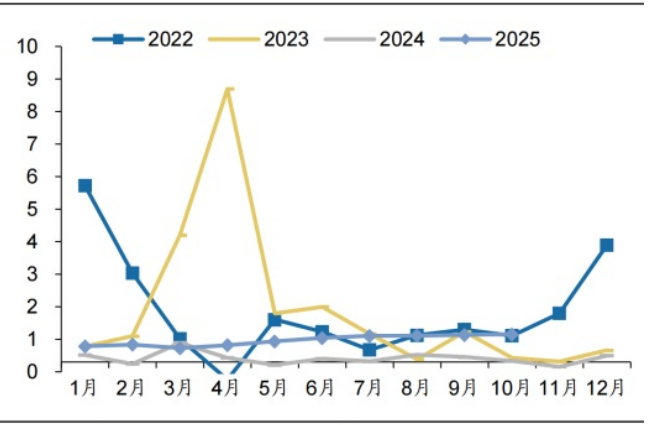
2025年中国新能源车出口表现强劲，插混车型增速亮眼。根据中汽协数据，2025年1-10月新能源汽车出口201.4万辆，同比+90.4%，占汽车出口总量的35.9%，首次突破200万辆。其中纯电动汽车出口129.6万辆，同比增长55.0%，插电混动汽车出口71.8万辆，同比+220.0%。插混车型增速显著高于纯电车型，成为出口新增长点。插混车型在海外市场的认可度持续提升，10月单月插混出口占比达到33%，较去年大幅提升15个百分点。25年中国新能源汽车整体出海势头强劲，出口结构持续优化，插混车型成为核心增长极。

图 6：中国新能源车出口月度销量（万辆）



数据来源：中汽协、广发证券发展研究中心

图 7：中国新能源车月度出口销量同比增长（%）



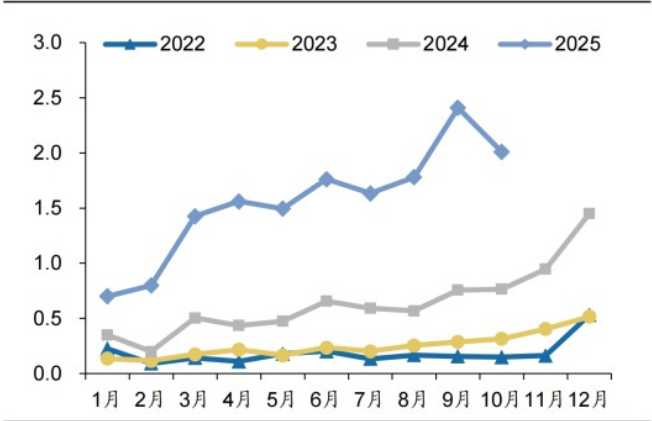
数据来源：中汽协、广发证券发展研究中心

2. 26年展望：新车型贡献自然增长，增程单车带电量有望提升，商用车高增延续，出口竞争力强劲

2026年新车型密集投放推动市场销量自然增长，增程车型带电量有望提升。2026年主流车企计划推出超40款全新车型，覆盖纯电、插混、增程全技术路线。其中，增程车型凭借"大电池"配置优化能耗表现，带电量有望从当前40-50kWh提升至60-70kWh，续航里程普遍突破600公里。同时，新车型依托规模化纯电平台实现成本优化，L2+级辅助驾驶成为中高端车型标配。2026年，车企通过提前锁单补贴、技术下放等手段，有望维持销量增长惯性。

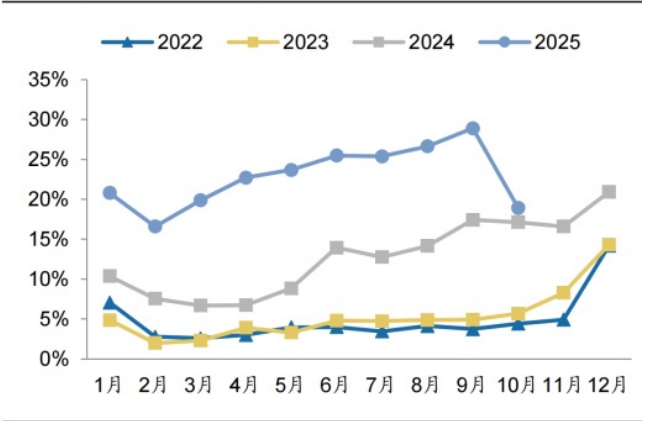
2026年商用车市场高增延续，换电重卡与出口双轮驱动。（1）换电重卡：2025年1-10月，新能源重卡累计销量达15.9万辆，同比+178.0%，渗透率达到24.7%。其中换电重卡表现尤为亮眼，累计销售4.9万辆，同比+143.0%，在新能源重卡中占比达30.8%。10月单月，换电重卡销量为5697辆，同比+112.0%，单月渗透率为28.7%。展望2026年，换电重卡市场将延续高增长态势。**（2）出口市场：**商用车出口市场表现亮眼，插电混动皮卡等产品在海外市场销量猛增，成为商用车新能源出口的亮点。此外，头部车企加速海外产能布局，比亚迪、奇瑞等车企海外工厂陆续投产，推动出口规模快速攀升。

图 8：中国新能源重卡月度销量（万辆）



数据来源：中汽协、广发证券发展研究中心

图 9：中国新能源重卡渗透率（%）



数据来源：中汽协、广发证券发展研究中心

（二）美国：25年政策调整压制市场需求，预计26年增长趋缓

1. 25年复盘：大而美法案调整补贴政策+FEOC条款升级压制市场需求

2025年大而美法案调整补贴政策压制市场需求。复盘美国电动车市场：（1）特斯拉崛起开启豪华车平价车型周期，引领电动车渗透率0-10%突破（2011-2021年）：Model S（2011年）、Model 3（2018年）先后主导豪华C/B级轿车市场放量周期；Model Y德州工厂产能扩建叠加本土高端纯电SUV供给结构改善，接棒助推2017-2021年电动车销量实现CAGR 36.8%。（2）新政策周期助力电动化转型，短期供需错配制约销售潜力释放（2022年-2024年）：美国于2021年2月19日正式重返《巴黎协定》，拜登政府目标2030年全国电动化率50%。2022年8月拜登政府正式发布《通货膨胀削减法案》，恢复电动车最高购车7500美元个税抵扣补贴，有效期自2023年1月持续至2032年底。据Marklines，2023年新能源汽车销量146.5万辆，同比+48.1%；新能源汽车渗透率9.1%，同比+2.2pct。2024年受FEOC法案（受关注的外国实体）影响部分车型失去补贴资格，叠加平价新车型供给制约，电动车销量同比增速维持在12%区间。（3）大而美法案调整补贴政策+FEOC条款升级压制市场需求（2025年）：2025年7月4日，特朗普政府签署《大而美法案》，对新能源汽车产业带来重大影响。法案全面取消电动汽车的7500美元联邦税收抵免，并于2025年9月30日后终止。同时，FEOC（受关注外国实体）条款全面升级，将中国、俄罗斯、伊朗、朝鲜等国政府拥有、控制或管辖的实体排除在清洁能源补贴之外。从2025年12月31日起，使用FEOC提供的关键矿物、电池组件、技术授权或生产设备的项目将无法享受税收抵免。这一政策导致多家企业暂停或缩减在美建设计划，远景动力、FREYR、KORE Power等公司相继宣布暂停或取消电池工厂项目。

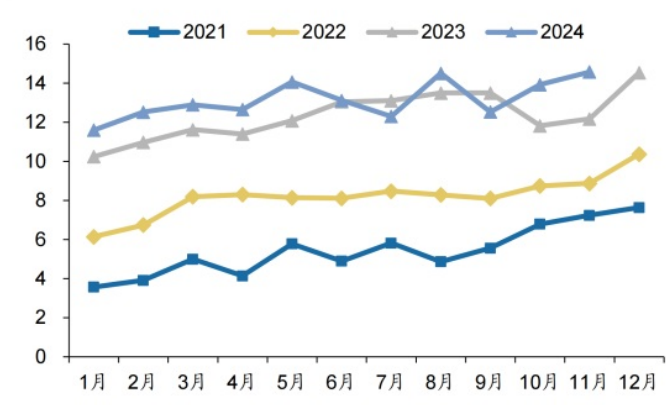
从2025年1-9月的市场数据看，政策压制下美国新能源汽车的销量增速与渗透率动能已呈现明显放缓特征。销量端，2025年1-9月美国新能源汽车销量达125.85万辆，同比增长8.3%，增速较2024年的8.7%微降，对比2021-2023年超50%的同比增速，延续了2023年以来的放缓趋势，2024年已回落至个位数区间，而2025年“大而美法案”补贴取消与FEOC条款升级的双重约束，进一步加剧了需求端的疲态。渗透率端，2025年1-9月新能源汽车渗透率升至10.2%，较2023年的4.5%大幅抬升，但这一变化更多伴随传统燃油车市场的自然收缩；叠加政策扰动下多家企业暂缓电池工厂等供给端项目，后续新能源汽车渗透率的向上突破或面临阶段性的动能制约。

图 10: 2013-25年1-9月美国新能源汽车销量及增速



数据来源: Marklines、广发证券发展研究中心

图 11: 2021-2025年美国新能源车月度注册量（万辆）



数据来源: Marklines、广发证券发展研究中心

“大而美法案”与FEOC条款的双重调整，从需求与供给两端对美国新能源汽车及锂电产业形成精准压制。在“大而美法案”维度，其虽保留了乘用车7500美元、商用车售价30%/40000美元（取较低者）、二手车售价30%/7500美元（取较低者）的补贴额度，但将补贴终止节点设定为2025年9月30日，短期触发了美国电车市场的“末班车抢装”，带动适配车型的锂电订单阶段性放量；中期购车成本最高抬升7500美元，价格敏感型需求的下滑将直接引致锂电订单的环比收缩。

FEOC条款升级的影响则更聚焦于供给端。2025年12月31日后开工项目若使用FEOC提供的关键矿物、电池组件等将失去税收抵免资格，且非中国来源组件比例需逐年提升至2030年的85%，叠加技术许可协议、股权穿透认定等规则收紧，既倒逼美国车企替换中国电池、矿物供应链，推高电池原材料及组件采购成本，也压缩了电池技术合作的空间；同时6年的合规审计追溯期进一步抬升企业合规成本，最终从供给端延缓了锂电配套项目的落地节奏。

表 2: 大而美法案对新能源汽车的影响

条款类别	条款内容	对应影响
补贴额度	乘用车: 7500美元	补贴力度相较IRA未调整，为短期抢装潮提供价格基础；车企、消费者仍以现有补贴额度为核心购车决策依据
	商用车: 售价30%/40000美元（取较低者）	
	二手车: 售价30%/7500美元（取较低者）	
退坡节奏	2025年9月30日终止	短期（2024-2025年中）：美国电车市场触发“末班车抢装”，带动适配合规车型的锂电订单阶段性放量 中期（2025年10月后）：电车购车成本最高增7500美元，价格敏感型需求下滑，进而造成锂电美国市场订单环比收缩

数据来源: 鑫椏储能、广发证券发展研究中心

表 3: FEOC条款对新能源汽车的影响

条款类别	条款内容	对应影响
实质性援助限制	2025年12月31日后开工的项目，若使用FEOC提供的关键矿物、电池组件等，无法享受清洁能源税收抵免	中企对美供应渠道受限，倒逼美国新能源车车企替换中国电池、矿物供应链，新能源车的电池配套来源被迫调整
供应链比例限制	项目中非中国来源组件比例需逐年提升，2030年前达85%，未达标则失去抵免资格	美国新能源车的电池组件、关键矿物供应链短期无法满足比例要求，车企供应链调整成本激增，2025-2030年新能源车电池原材料、组件采购成本或上升10%-15%，最终推高部分车型售价
技术许可协议限制	与FEOC签订技术许可协议金额超100万美元，法案生效两年后项目失抵免资格	中企对美新能源车电池技术合作（如宁德时代与美国车企的磷酸铁锂技术合作）面临抵免资格取消风险，新能源车的电池技术输出路径被系统性封锁，车企电池技术选择范围收窄
股权穿透认定规则	FEOC通过子公司、合资间接参与项目，且外国政府持股超25%，项目被认定为FEOC项目	中企通过海外子公司、合资模式布局美国新能源车电池供应链时，需将中方持股比例控制在25%以下，股权架构设计复杂度和合规成本大幅提升，新能源车电池合资配套项目的股权博弈加剧
审计追溯期延长	FEOC违规审计追溯期为6年（普通税务追溯期为3年）	新能源车企业合规审计成本和违规风险提升，需留存6年电池原材料、组件的供应链溯源数据，对新能源车电池的来源核查体系要求显著提高

数据来源: Mysteel 新能源、广发证券发展研究中心

2. 26年展望：中国电池、材料厂商积极拓展海外布局

国轩高科北美市场供应与合作持续深化。据企业合作披露，国轩高科于2021年12月与美国某大型上市汽车公司达成合作，聚焦磷酸铁锂电池领域，其控股子公司GOTION, INC.为该客户的供应商；2025年5月通过合肥工厂向美国客户Rivian供应300MWh电池包，并借助墨西哥工厂组装的方式规避美国IRA法案限制；2025年11月与大众汽车实现标准电芯的量产交付。

宁德时代与福特LRS模式合资工厂推进落地。据合作信息显示，宁德时代于2024年12月与福特达成合作，聚焦磷酸铁锂电池领域，双方采用LRS模式（License Fee-Royalty Fee -Service Fee）在美国合作建厂，原规划产能35GWh后调整至20GWh；2025年11月福特重启密歇根工厂的建设，项目投资额调整为20亿美元。

亿纬锂能美国合资电池工厂建设稳步推进。据公司披露，亿纬锂能于2023年9月与Electrified Power（康明斯）、Daimler Truck（戴姆勒卡车）、PACCAR（佩卡）共同成立合资公司；2024年7月，该合资工厂在美国密西西比州动工，截至2025年项目处于建设推进阶段，投产后将满足合作方的商用车电池需求。

远景动力以全球供应链支持宝马海外电池需求。据合作动态，远景动力于2022年10月与宝马达成合作，聚焦46系圆柱电池领域；2025年6月，其无锡江超超级工厂的46系圆柱电池产线下线后出口至美国，供应宝马全球电动平台；同时暂缓美国卡南工厂的推进，转而通过全球供应链保障供货。

龙蟠科技与LG新能源深化正极材料供应及股权合作。据企业公告，龙蟠科技于2024年12月与LG新能源合作，聚焦磷酸铁锂正极材料领域；2025年2月，龙蟠科技引入LG新能源作为其锂源（印尼）的股东（持股20%）；2025年6月，又与亿纬锂能马来西亚公司达成协议。

道氏技术高镍三元前驱体海外供应落地。据合作信息，道氏技术于2022年11月与浦项化学达成合作，聚焦高镍三元前驱体领域；2023年1月至2025年12月期间，道氏技术向浦项化学供应高镍NCM前驱体。

中伟股份与特斯拉深化三元前驱体合作布局。据企业披露，中伟股份于2022年7月与特斯拉达成合作，聚焦三元前驱体领域，双方联合开发4680电池用前驱体，2025年第四季度将实现小批量交付；且双方将保持长期稳定合作，供应产品覆盖多类型号前驱体。

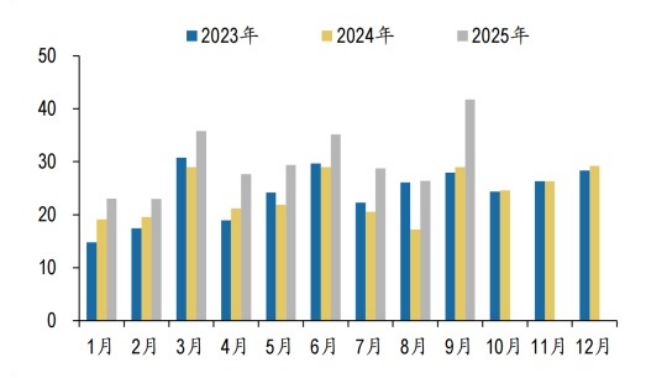
当升科技强化与SK创新的正极材料供应及海外产能布局。据合作协议，当升科技于2025年2月与SK创新达成合作，聚焦正极材料领域。

(三) 欧洲：25年电动化率加速提升，预计26年碳排放法案+新车型周期共同驱动增长

1. 25年复盘：欧洲新能源汽车市场2025年销量实现强劲增长，电动化率稳步提升

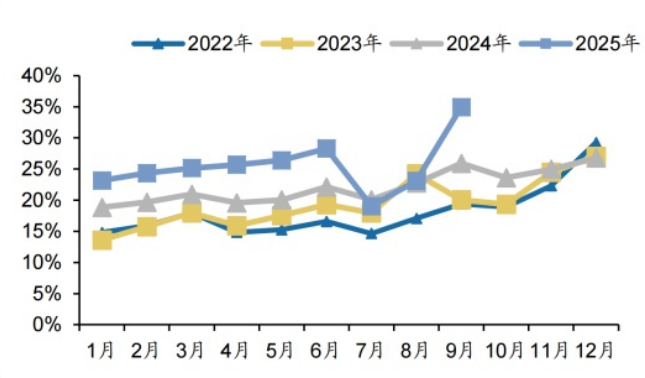
25年欧洲市场阶段性放缓后呈现显著的复苏态势，新能源渗透率不断提升。2025年1-9月，欧洲新能源乘用车销量为270.9万辆，同比+31.0%，电动化率达25.5%。9月单月欧洲新能源乘用车销量为41.7万辆，同比+44.0%，电动化率达35.0%。市场复苏主要得益于2024年因补贴退坡及碳排放考核空窗期造成的低基数效应，以及2025年欧盟实施更为严格的碳排放新规（要求新车碳排放量降至93.6克/公里以下），倒逼车企加速电动化转型。我们预计，2026年欧洲新能源乘用车销量将达到436.8万辆，同比+20.0%，电动化率达31.8%。

图 12：欧洲新能源车注册量（万辆）



数据来源：Marklines、广发证券发展研究中心

图 13：欧洲新能源车渗透率



数据来源：Marklines、广发证券发展研究中心

表 4：欧洲三国历年新能源汽车补贴政策变化（更新至 2025.11）

国家	补贴时间	车型	车辆价格（欧元）	单车补贴（欧元）
德国 	2020 年之前	BEV	<3 万	4000
		PHEV	<3 万	3000
	2020 年 6 月 4 日-2022 年 12 月 31 日	BEV	<4 万	6000+3000
			4-6.5 万	5000+2500
		PHEV	<4 万	4500+2250
			4-6.5 万	3750+1875
	2023 年起	BEV	<4 万	4500+3000
			4-6.5 万	3000+2500
		PHEV	取消补贴	
	2023 年 12 月 18 日起	政府补贴取消（制造商补贴将同步取消）		
2025 年（考虑重启）	预计针对价格低于 4.5 万欧元的新电动汽车，最高可获 4000 欧元补贴			
法国 	2020 年前	BEV	≤4.5 万	6000
			4.5-6 万	6000
	2020 年 1 月 1 日-2020 年 5 月 31 日	BEV	≤4.5 万	个人：6000/企业：3000
			4.5-6 万	3000
	2020 年 6 月 1 日-2021 年 6 月 30 日	BEV	≤4.5 万	个人：7000/企业：5000
			4.5-6 万	3000

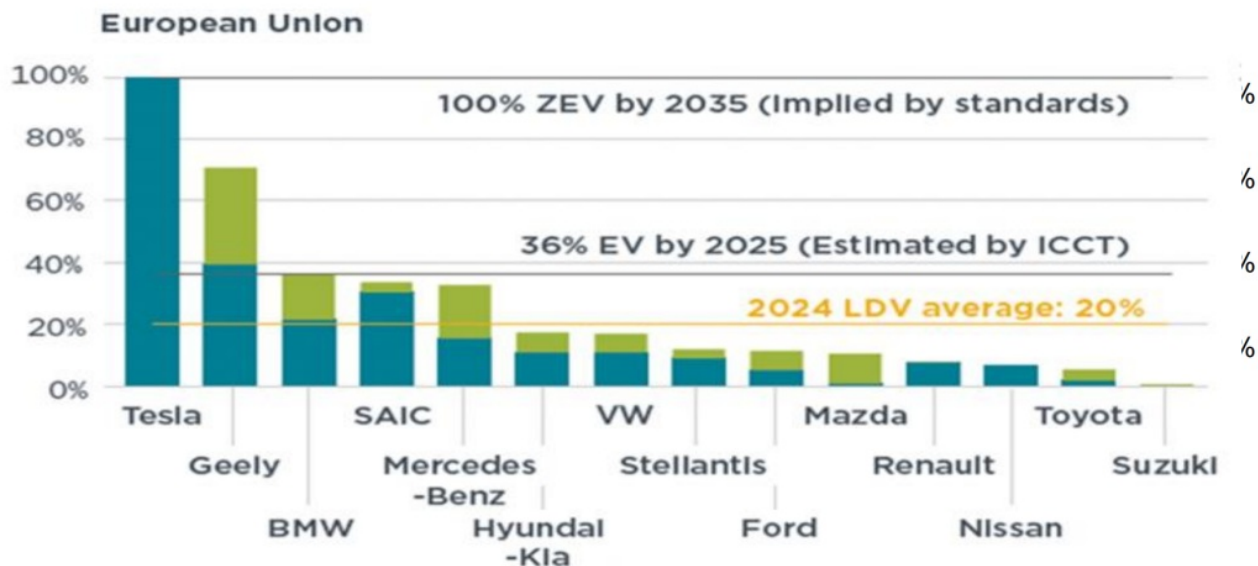
		PHEV	≤5 万	2000
	2021 年 7 月 1 日-2022 年底	BEV	≤4.5 万	个人: 6000/企业: 5000
			4.5-6 万	2000
		PHEV	≤5 万	1000
	2022 年 10 月 17 日-2022 年底	BEV	≤4.7 万	个人: 7000/企业: 5000
			4.7-6 万	2000
		PHEV	≤5 万	1000
	2023 年起	BEV	≤4.7 万	个人: 5000/企业: 3000
		PHEV	取消补贴	
	2024 年起	审查车型碳足迹并评定“环境分数”，高于 60 分的车型才可获得补贴资质（3 月中旬开始取消对中国进口电动车补贴）	≤4.7 万	低收入群体: 7000
				个人、企业: 5000
	2025 年	所有新购买电动汽车的家庭（适用新阶梯制度）		收入阶层 1~5: 4000; 6~8: 3000; 9~10: 2000
	2025 年 10 月 1 日起（预计）	搭载欧洲制造电池的电动汽车		额外发放 1000 欧元
英国 	2018 年-2021 年 3 月 18 日	碳排放 < 50g/km, 续航里程超过 112km	车辆售价 ≤5 万英镑	补贴车价的 35% 最高补贴金额不超过 3000 英镑
	2021 年 3 月 18 日-2021 年 12 月 15 日	碳排放 < 50g/km 续航里程超过 112km	车辆售价 ≤3.5 万英镑	补贴车价的 35% 最高补贴金额不超过 2500 英镑
	2021 年 12 月 15 日-2022 年 6 月 14 日	碳排放 < 50g/km 续航里程超过 112km	车辆售价 ≤3.2 万英镑	补贴车价的 35% 最高补贴金额不超过 1500 英镑
	2022 年 6 月 14 日	取消纯电及插电混动车型补贴		
	2025 年 7 月 15 日	符合条件的电动汽车（优先环保标准最高者）	每辆最高补贴 3750 英镑	
	2025 年 11 月 23 日		追加 13 亿英镑电动汽车补贴	

数据来源：Electrive、Wallbox、POLITICO EU、广发证券发展研究中心

2. 26年展望：26年欧洲碳排放政策与新车型周期双轮驱动，共促新能源市场增长

（1）欧洲碳排放政策：欧盟实施严格碳减排考核，要求车企在2025至2027年间将平均碳排放量控制在目标值以下，2030年新车碳排放需在2021年基础上降低55%，2035年实现零排放，否则将面临巨额罚款。为免于处罚，车企需大幅提升新能源车渗透率。欧盟车企如果无法通过自身减排措施达到规定的碳排放标准，可以通过购买碳积分来满足要求。

图 14：欧洲碳排放政策目标与相关车企现状比较



数据来源：ICCT，广发证券发展研究中心

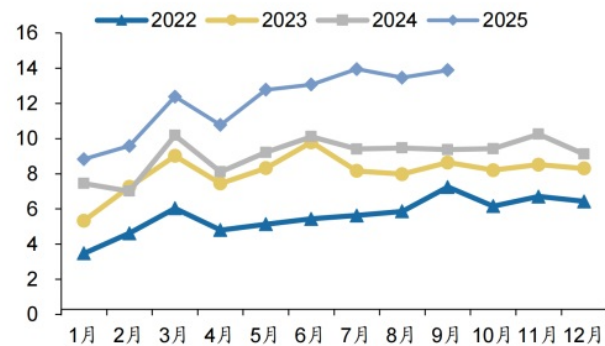
（2）新车型周期：欧洲新车型周期的启动正加速电动化进程。2025至2028年间预计推出约50款新能源车，其中纯电车型占比高达86%，覆盖中大型轿车和SUV市场并逐步下探至入门级领域。

（四）其他地区：政策红利密集释放，助推电动化率持续提升

1. 25年复盘：比亚迪出口规模大，南美及东南亚占比过半

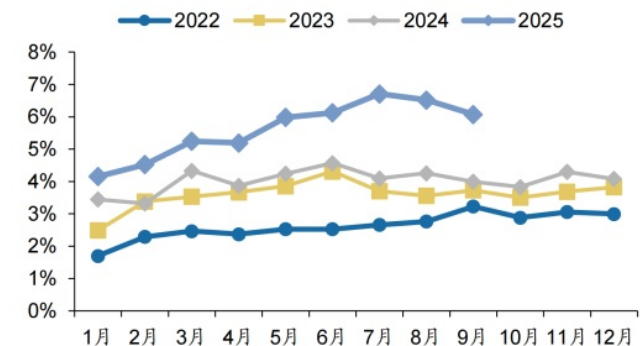
新兴市场率先起步，比亚迪在南美及东南亚市场销售占比过半。据比亚迪产销公告与投资者关系记录表，2025年比亚迪海外销量持续高速增长，前三季度累计出口突破70万辆，同比增长107%，已提前完成全年海外销量翻倍目标。按照这一增速，全年出口销量有望突破100万辆大关。根据区域零售数据拆分比亚迪出海区域结构，2025年拉美市场以8.6万辆销量稳居区域榜首，同比增长321.5%，其中巴西作为核心市场，在2024年7.6万辆高基数基础上，2025年前三季度销量超过7.7万辆，超越本田并升至巴西汽车销量排行榜第七位。泰国、印尼等市场依托本地化产能逐步实现“本土生产、本土销售”的闭环。巴西、泰国为公司主要出口国家之列，据市场数据，2025年泰国电动汽车国内销售份额持续提升，巴西电动汽车市场也保持快速增长态势。

图 15：其他地区新能源乘用车销量（万辆）



数据来源：Marklines，广发证券发展研究中心

图 16：其他地区新能源乘用车渗透率



数据来源：Marklines，广发证券发展研究中心

2. 26年展望：政策红利密集释放，助推全球电动化渗透持续提升

（1）海外市场中外合作新范式将进入兑现期，开启全球长期增长空间。当前北美（强政策周期+中性车型周期）、欧洲（中性政策周期+强车型周期）、东南亚（强政策周期+中性车型周期）、南美（中性政策周期+弱车型周期）有望于2026年后中国增速换挡下接力助推全球电动化渗透持续提升。

（2）东南亚市场：2022-2023年聚焦电动车消费培育，2024年后本土电动车产业崛起支撑长期需求。当前东南亚政策红利密集释放，电动车补贴/税收优惠推出刺激短期需求，并以泰国工厂为纽带辐射东南亚市场，有望复刻日系车企成功先例。作为东南亚汽车制造中心，泰国具备完整的汽车工业产业链，2023-2025年年间通过降低进口关税鼓励本地生产、豁免电动车辆零部件和系统进口关税等产业扶持政策，重点推进本土新能源汽车产业发展，有望成为东南亚地区最大新能源整车生产及销售市场。

表 5：东南亚主要国家新能源车补贴及税收优惠政策梳理

国家	车型	车型条件	时间	核心要点	补贴力度
泰国	电动乘用车	售价不超过 200 万泰铢	2022~2025	进口关税优惠	下调整车（CBU）进口关税， 降幅最高 40%
			2022~2025	税费减免	相对于传统汽车 8% 的消费税税率，新能源车可享 2% 的优惠税率 。
			2022~2023	市场补贴	电池容量小于 30 千瓦时（kWh）补贴 70,000 泰铢/辆 ； 电池容量 30 千瓦时（kWh）或以上补贴 150,000 泰铢/辆 。
			2024~2027	市场补贴	电池容量小于 50 千瓦时（kWh）补贴 50,000 泰铢/辆 ； 电池容量 30 千瓦时（kWh）或以上补贴 100,000 泰铢/辆
		售价 200-700 万泰铢	2022~2023	进口关税优惠	下调整车（CBU）进口关税， 降幅最高 20%
			2022~2025	税费减免	相对于传统汽车 8% 的消费税税率，新能源车可享 2% 的优惠税率
		本土化要求	2026~2027	本土化生产	整车进口减征关税的条件： 1. 须为在泰国设有工厂的汽车制造商； 2. 2026 年必须在泰国生产数量与 2022-2025 年整车进口量 1: 2 比例 的电动车作为补偿（每进口 1 辆，须在泰国生产 2 辆）；2027 年需按照 1: 3 比例 在泰国生产数据与进口量相当的电动车（每进口 1 辆，须在泰国生产 3 辆）
	电动皮卡	售价不超过 200 万泰铢	2022~2025	税费减免	免征消费税
			2022~2025	市场补贴	电池容量为 30 千瓦时（kWh）或以上的纯电动皮卡车补贴 150,000 泰铢/辆（仅限国内生产）
印度尼西亚	电动汽车	无价格限制，现金补贴 须本土生产	2022~2024	税费减免	豁免 EV 地方车辆税及车辆所有权转让费
			2022~2024	市场补贴	为每辆在国内生产的电动汽车提供最高 8000 万印尼卢比（约合 5130 美元）的补贴
马来西亚	电动汽车	无价格限制	2022~2023	进口关税优惠	免征电动汽车进口税
			2022~2025	税费减免	免征销售税 、电动汽车整车进口（CBU）免道路税
		全散件组装进口	2022~2025		免征销售税

数据来源：中国国际贸易促进委员会、中汽协、Thailand Business News、广发证券发展研究中心

（3）拉美市场：公共领域电动化先行，各国强化远期电动化渗透目标。拉丁美洲包含美国以南的墨西哥、阿根廷、智利、巴西等33个国家和地区，涵盖中美洲、西印度群岛及南美洲，人口基数庞大，高峰期汽车消费体量达600万辆。综合考虑汽车消费基础及较低的千人汽车保有量，经济复苏带来购买力回升，拉美地区具备长期汽车消费潜力。把握FTA政策优势辐射北美，特斯拉催化下中系零部件落子墨西哥提升全球格局，中系整车南美布局夯实长期竞争力（如比亚迪巴西工厂），产业链强化下将助力拉美电动车供需的良性循环。

表 6：拉美国家新能源汽车行业相关政策

国家	政策目标	具体措施
哥伦比亚	2025 年城市公交车中新能源车占比达到 10%，2035 年提高至 100%	通过立法确立政策目标；鼓励电气化项目通过地方政府和国际银行进行融资；政府扩大公共采购
哥斯达黎加	到 2050 年，巴士、出租车及新销售轻型汽车中的零排新能源车占比 100%	每两年促进至少 5% 的公交车实现电动化
智利	到 2035 年，新销售轻型汽车、城市公交车和出租车的电车比例达到 100%；到 2045 年，在售货运车辆和城际公交车的电车比例达到 100%	政府和公共机构采购电动汽车作为公务用车
厄瓜多尔	从 2025 年起，所有公共交通车辆均实现电动化	免除进口充电设备和电池的关税；为电动车汽车提供停车费、过路费、所得税及车辆保险方面的优惠
墨西哥	到 2030 年，新销售汽车中电动汽车占比达到 5%；到 2040 年，这一比例提高至 50%；到 2050 年，这一比例提高到 100%	至 2024 年临时豁免电动汽车的临时进口税（燃油汽车进口关税 8%-20%）。中部各州提供的激励措施包括免除检查和维护计划 (verificación) 和免除注册税 (tenencia)
巴拿马	到 2025 年，公务用车、公交车、出租车等车辆中的电动汽车占比须达到 10%，到 2027 年提升至 25%，最终在 2030 年达到 40%	通过促进电动汽车发展法案，对纯电汽车和混动汽车征收的进口消费选择税将分别降至 0% 和 10%

数据来源：ICCT、CMS、中国商务部、广发证券发展研究中心

二、储能：容量电价完善国内大储商业模式，经济性驱动海外储能增长

国内：现货市场建设快速步入正轨+各省容量电价陆续出台，带动储能项目投资的经济性显著提升，预计**25-26年**国内储能需求逐步加速，储能需求进入高速增长阶段。2025年国内储能装机量逐步迈入加速阶段，据CESA储能应用分会数据，2025年前三季度国内储能装机量达到85.1GWh，同比增长24.8%，其中9月份单月装机9.17GWh，同比大增171%，储能需求释放基本和现货市场建设及容量电价落地进度匹配，随着后续全国电力现货市场建设加速和各省容量电价出台，预计25年储能装机量达到153.9GWh，同比增长40.2%，26年装机量达到254.2GWh，同比增长65.2%。

海外：美国**OBBB**法案即将落地带来短期储能抢装需求激增，欧洲新能源电力装机增长导致的电网波动和电价起伏带动储能需求快速增加，其他地区电力需求增长也提高了储能需求。（1）美国：OBBB法案加大对中国储能输美的法规壁垒，短期内储能抢装需求明显，预计**25年**美国储能需求增速约**30%**，**26年**储能装机量增速达到**20%+**。根据Wood Mackenzie数据，2025H1美国储能新增装机21.7GWh，增长42.4%，而OBBB法案将在2026年开始大幅提升对国内储能产能输美限制，预计美国储能抢装在下半年集中释放，我们预计25年美国储能装机达到48.2GWh，同比增长29.7%，美国储能具备经济性，同时考虑AIDC贡献额外增量，需求有望实现高增，考虑关税、实体限制、补贴退坡等因素影响，我们预计26年新增装机为58.5GWh，同比增长21.4%；（2）欧洲：灵活性资源需求迫切+商业模式完善+补贴转向，大幅增长成为驱动欧洲储能需求增长的核心因素，预计**2025-2026年**储能装机量增速持续向上。根据SolarPower EU数据，预计25年欧洲储能新增装机量29.7GWh，同比增长35.6%，26年储能装机量达到41.9GWh，同比增长41.1%，相较于2024年的预测，最新报告的欧洲储能装机量预期进一步上调，反应对欧洲储能增长的乐观预期；（3）其他地区：储能项目订单跨入快速增长期，预计**25年**实现**翻倍增长**，**26年**继续保持高速增长。据各公司官网披露，2024-2025年主流国内企业在中东、拉美、澳洲、亚洲（除开中国）等地区储能订单合计141.6GWh，远超2024年其他地区的新增装机量23.4GWh，预计2025年其他地区储能装机量达到46.9GWh，同比增长100.1%，2026年储能装机量达到67.9GWh，同比增长44.8%。

表 7：2020-2027E全球储能装机及出货量情况和测算

系统集成-并网口径（单位：GWh）								
按区域划分	2020	2021	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
中国	2	5	17	49	110	154	254	337
大储	2	5	16	44	103	144	243	325
工商储	0	0	1	5	7	10	11	12
美国	4	10	14	26	37	48	59	75
大储	3	9	12	24	34	43	52	66
工商储	0	0	0	0	0	1	2	2
户储	1	1	2	2	3	4	5	7
欧洲	2	4	9	17	23	30	42	58
大储	1	2	2	4	11	16	23	34
工商储	0	0	1	2	3	4	5	12
户储	1	2	6	12	9	10	14	12
其他（中东、非 洲、拉美等）	2	4	8	16	23	47	68	93
大储	1	2	4	9	13	30	42	55
工商储	0	0	1	2	3	4	4	6
户储	1	2	4	5	8	14	22	32
合计	10	23	48	107	193	279	423	563
YOY		133%	104%	124%	80%	44%	52%	33%
系统集成-出货口径								
按区域划分（单位：GWh）								
中国	2	5	17	49	110	154	254	337
美国	4	10	14	26	37	48	59	75
欧洲	2	4	9	17	23	30	42	58
其他（中东、非 洲、拉美等）	2	4	8	16	23	47	68	93
中国YOY		120%	227%	189%	126%	40%	65%	33%
美国YOY		174%	36%	86%	43%	30%	21%	27%
欧洲YOY		95%	105%	95%	33%	30%	41%	39%
其他YOY		108%	125%	90%	50%	101%	44%	37%
系统集成-出货口径								
调整系数（基于库 存/建设周期差异）	1.6	1.6	1.5	1.8	1.4	1.5	1.5	1.5
出货合计（GWh）	16	38	72	192	264	418	634	844

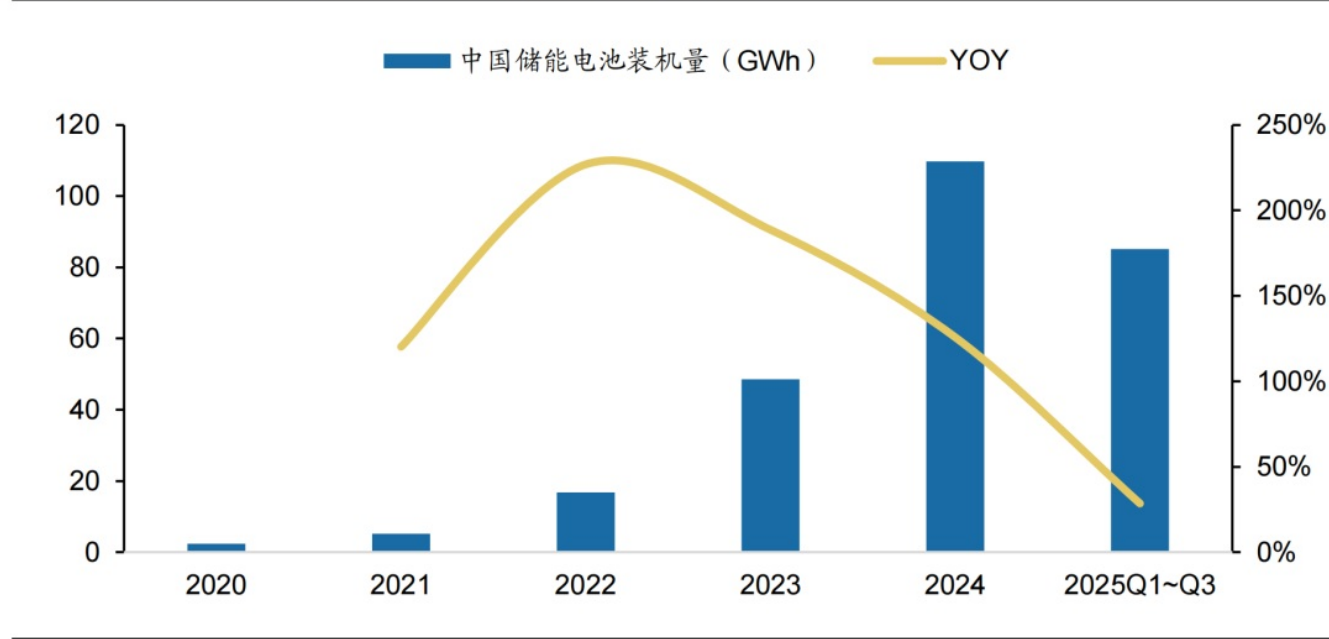
YOY		138%	89%	167%	37%	59%	52%	33%
储能电芯-出货口径								
调整系数（基于库存/容量系数差异）	1.4	1.6	2.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
出货合计（GWh）	23	60	159	225	315	544	824	1098
YOY		162%	164%	41%	40%	73%	52%	33%
储能电池出货需求测算汇总（单位：GWh）								
中国	5	13	56	102	179	300	496	657
美国	9	27	47	54	61	94	114	145
欧洲	5	11	29	36	37	58	82	113
其他（中东、非洲、拉美等）	4	9	27	33	38	92	133	182
合计	23	60	159	225	315	544	824	1098
YOY		162%	164%	41%	40%	73%	52%	33%

数据来源：GGII，WoodMarklines，SolarPower EU，鑫椏锂电，各公司官网，广发证券发展研究中心

（一）中国：容量电价政策推广+现货市场建设提速，国内大储需求高速增长

25年前三季度储能装机容量达到**85.11GWh**，同比增长**28.41%**，主要增长预计在第四季度兑现。据CESA储能应用分会统计，2025年前三季度国内储能新增装机规模达到85.11GWh，实现同比增长28.41%，其中，受益于多地容量电价在下半年陆续落地以及电力现货市场市场化改革陆续推进，储能项目的经济性得到明显提升，2025年9月实现新增装机规模9.17GWh，同比增长171%，储能需求高速增长趋势明显，预计后续储能装机将延续大幅增长趋势，第四季度将兑现增长潜力。

图 17： 2020-2025Q1~Q3国内储能装机量情况

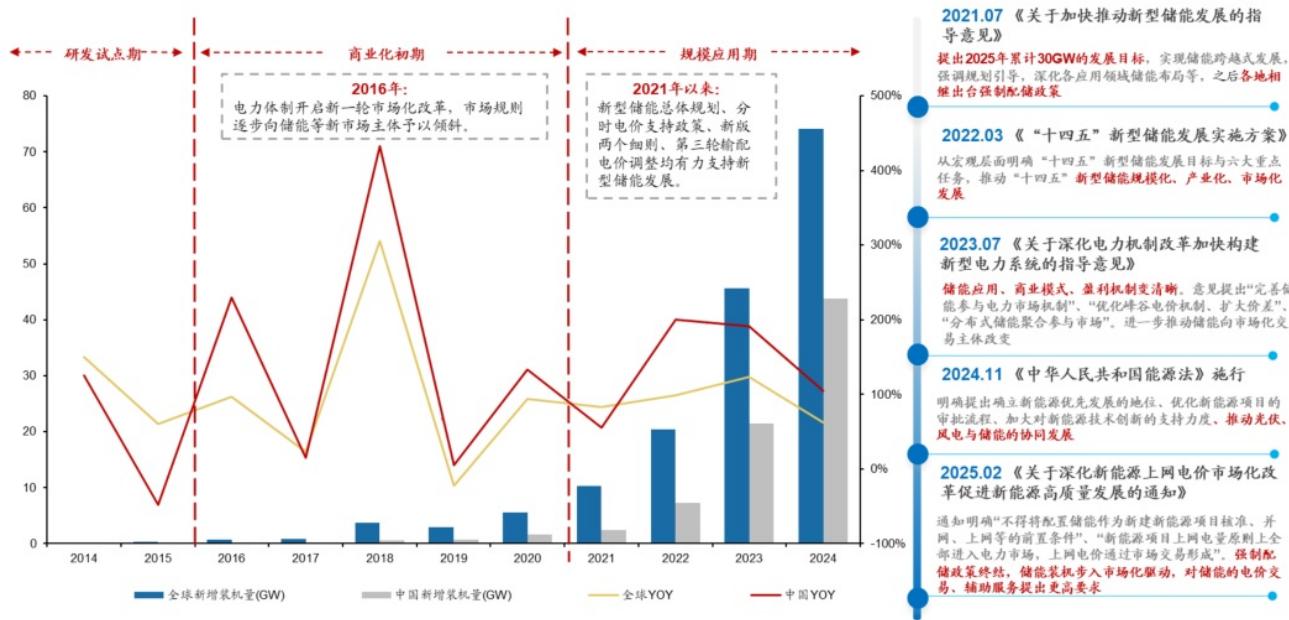


数据来源：CESA，广发证券发展研究中心

始于强制配储，136号文开启市场化驱动新篇章。复盘国内新型储能行业发展历程：（1）政策驱动期（2020-2024年）：2020年以来新能源装机规模快速发展，电网消纳压力逐步显现，新型储能作为平抑新能源出力波动、补充电力系统灵活性资源的重要手段之一，重要性逐步提升。2021年7月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出到2025年新型储能建设规模达到30GW。随后，各地相继出台新能源并网需强制配套10%-20%、2h储能的要求，行业高景气态势初显。2023年7月，中央深改委会议审议通过《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，储能应用场景、商业模式、盈利机制逐步明晰。根据国家能源局数据，2022-2024年新增新型储能装机

16.8/48.6/109.8GWh，连续三年增速超100%，储能行业已呈现规模化发展。（2）市场驱动期（2025年以后）：强制配储虽带动新型储能装机规模的快速增长，但新型储能利用率较低、盈利能力较差等问题日益凸显，2025年2月国家发展改革委和国家能源局发布《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》（发改价格〔2025〕136号，下文简称“136号文”），明确指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，标志着强制配储时代落幕，新型储能装机将进入市场和需求双驱动的时代。展望后续，随着136号文推动新能源全电量参与市场，新能源消纳压力逐步向新能源运营商自身转变，此外现货市场快速推进带动负电价频率提高、时段拉长，新型储能作为支撑新能源消纳与电网灵活性资源的刚需仍在，市场驱动的电网侧储能有望保持快速增长。

图 18：新型储能行业发展复盘



数据来源：中国政府网，国家发改委官网，中国储能网，CNESA，广发证券发展研究中心

现货市场建设提速，现有省份现货市场建设进度全部推进到长周期结算运行及以上阶段。2025年4月国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》提出，全面加快电力现货市场建设，2025年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行，充分发挥现货市场发现价格、调节供需的关键作用。截至2025年12月4日，已有山西、山东、广东、甘肃、蒙西、湖北、浙江7省（电力区域）现货市场转正式运行，其余省份25年底前启动连续结算试运行，新疆、宁夏、青海、江西等短周期结算试运行省份也在25年8月开始全部推进到长周期结算试运行。

表 8: 2025年全国各地电力现货市场进展一览（更新现货市场建设进展）

地区	最新进展	开始时间	发电侧参与情况	新型主体参与情况	新能源参与方式	用户侧参与方式
首批试点省份						
山西	正式运行	2023 年 12 月 22 日	火电、新能源	独立储能、抽水蓄能、 虚拟电厂	自主选择报量报价或报 量不报价	报量不报价
广东	正式运行	2023 年 12 月 28 日	火电(煤电、气电)、 核电、新能源	独立储能、抽水蓄能、 虚拟电厂	报量报价	报量不报价
山东	正式运行	2024 年 6 月 17 日	火电、核电、新能源	独立储能、抽水蓄能、 虚拟电厂	报量报价	报量不报价
甘肃	正式运行	2024 年 9 月 5 日	火电、新能源、水电	独立储能	报量报价	报量报价
蒙西	正式运行	2025 年 2 月 24 日	火电、新能源	/	报量报价	不报量不报价
浙江	正式试运行	2024 年 8 月 8 日	火电(煤电、气电)、 政府批准的热电联产 机组、水电、核电、 新能源	独立储能、抽蓄电站、 虚拟电厂	参与模拟申报,暂不参与 出清、调电和结算	不报量不报价
福建	连续结算试 运行	2024 年 11 月	火电、核电、新能源	抽水蓄能、新型储能、 负荷聚合商、虚拟电厂	不报量不报价	不报量不报价
四川	长周期结算 试运行	2021 年 12 月 26 日	火电、水电	/	/	/
第二批试点省份						
上海	长周期结算 试运行	2025 年 5 月 7 日-6 月 7 日	火电	独立储能、虚拟电厂	/	报量不报价
江苏	连续结算试 运行	2025 年 9 月起	火电、核电、新能源	独立储能、虚拟电厂	/	不报量不报价
安徽	连续结算试 运行	2024 年 12 月 31 日	火电、新能源	独立储能、负荷聚合商	报量报价或报量不报价	报量不报价
辽宁	连续结算试 运行	2025 年 3 月 1 日	火电、新能源、核电	独立储能、虚拟电厂	报量报价或报量不报价	报量不报价
河南	长周期结算 试运行	2024 年 5 月 15 日-6 月 14 日、 2025 年 6 月 19- 27 日	火电、新能源	储能	报量不报价	报量不报价
湖北	正式运行	2025 年 6 月 6 日开始	火电、新能源	独立储能	报量报价	不报量不报价
其他省份						
河北南网	连续结算试 运行	2025 年 3 月 1 日	火电、新能源	独立储能、虚拟电厂	报量报价	报量不报价
江西	连续结算试 运行	2025 年 10 月 1 日	火电、新能源	新型储能	报量报价	报量不报价

陕西	连续结算试运行	2024 年 12 月 31 日	火电、新能源	独立储能、虚拟电厂	报量不报价	报量不报价
青海	长周期结算试运行	2025 年 8 月 27 日-9 月 30 日	火电、新能源	独立储能	报量报价	不报量不报价
宁夏	长周期结算试运行	2025 年 5 月 29 日-7 月 31 日	火电、新能源	电网侧储能、虚拟电厂	自主选择报量报价或报量不报价	报量不报价
湖南	长周期结算试运行	2025 年 3 月整	火电、新能源	新型储能、虚拟电厂	报量报价	报量不报价
重庆	长周期结算试运行	2025 年 5 月 1 日-6 月 30 日	火电	虚拟电厂	/	不报量不报价
新疆	长周期结算试运行	2025 年 8 月 31 日-9 月 30 日	火电、新能源	独立储能	报量报价	报量不报价
黑龙江	连续结算试运行	2025 年 8 月 1 日	火电、新能源	独立储能、虚拟电厂、 负荷聚合商	报量报价	报量不报价
吉林	长周期结算试运行	2025 年 6 月整	火电、新能源	独立储能	报量报价	报量不报价
南方区域 电力市场	连续结算试运行	2025 年 6 月 28 日	火电、水电、新能源	独立电厂、虚拟电厂、 抽水蓄能	报量报价或报量不报价	报量不报价
蒙东	长周期连续试运行	2025 年 7 月整	火电、集中式新能源、 特许权新能源场站	风光制氢一体化项目	集中式新能源（报量报价）、 特许权新能源场站（报量报价或报量不报价）	不报量不报价

数据来源：南方能源观察，CSPLAZA 光热发电网，北极星售电网，广发证券发展研究中心

山东、广东、内蒙古作为现货市场推进积极与新能源发展规模较大省份，其政策制定对全国其他省份有较强借鉴意义。山东、广东作为第一批现货市场试点省份，目前现货市场均已转为正式运行，其政策经验对全国其他省份具备较强借鉴意义。我们认为，后续其他省份有望在机制电价、机制电量、执行期限等方面，因地制宜地制定符合当地新能源发展政策，行业预期有望逐步走向明朗。

针对储能支持配套政策加速出台，容量补偿政策延续稳定储能预期。如前所述，源网侧储能主要以容量租赁、容量补偿、电能量交易、辅助服务交易为主，前期容量租赁占据较大比例，136号文取消强制配储后预计容量租赁向容量补偿转变，内蒙、甘肃、新疆、山东、河北等地储能配套政策延续稳定储能预期，如甘肃电网侧独立储能按其额定容量参与调峰容量市场，补偿上限300元/MW·日；新疆2025年独立储能补偿标准0.128元/kWh，容量补偿政策延续稳定储能预期。

以内蒙古为例，136号文细则明确新增项目暂不安排纳入机制电量，即全电量参与现货市场，光伏收益率不确定性增加。但另一方面，其25年3月发布的《关于加快新型储能建设的通知》明确，对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿，补偿标准**0.35元/kWh**，补偿期限**10年**，为全国补偿标准最高、补偿时间最长的区域。以全年**250次**等效充放电次数、充放电效率**90%**测算，**10年**补偿可达**787.5元/kWh**，几乎可以覆盖全部初始投资成本，较高的容量补偿叠加可观的电力现货价差，大幅保障储能项目盈利能力，**2026年**补偿标准虽降低**20%**，但仍可覆盖大部分投资成本，储能项目吸引力仍存。此外，从补偿分摊机制看，独立储能电站补偿费用以月度为周期在发电机组间根据装机容量分摊，即支付主体仍由发电企业承担，从补偿机制与分摊模式方面极大鼓励独立储能发展。根据内蒙古自治区能源局发布的25年第一批独立新型储能建设项目清单，项目装机总容量4.75GW/19.7GWh，而内蒙古24年两批次合计仅3.0/12.0GWh，从**136号文**细则、储能补偿机制、项目招标规模看**25年**内蒙古储能均有较大机遇。

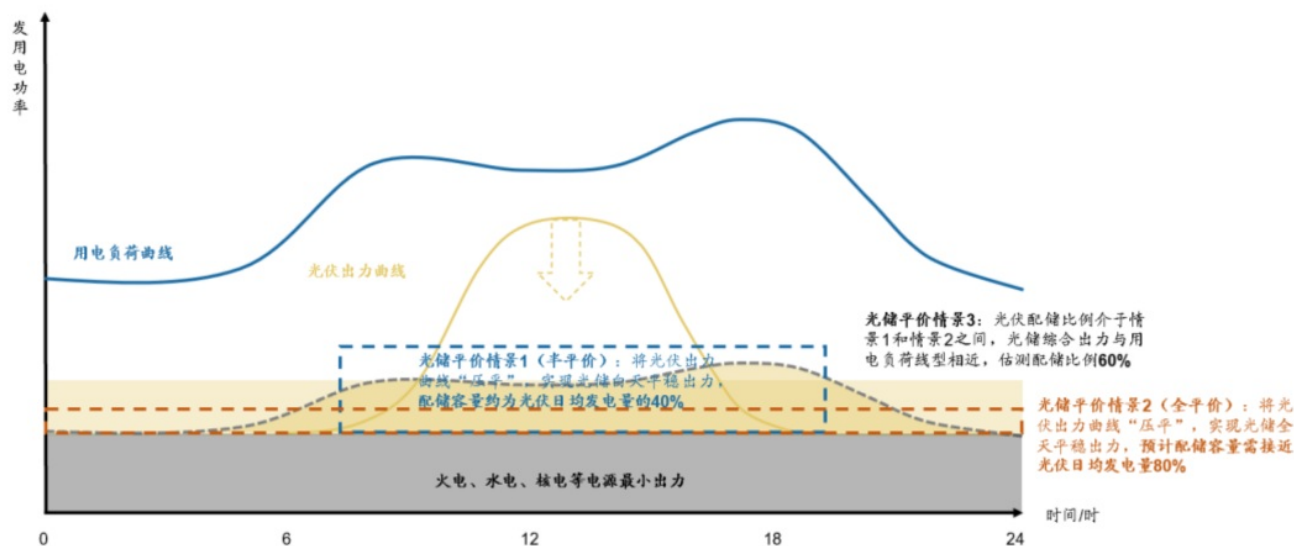
表 9：各省容量补偿政策梳理

省份	时间	政策名	主要内容
新疆	2023.05	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	2025年底前，补偿标准按放电量计算，2023年暂定0.2元/千瓦时，2024年起逐年递减20%（即2024年补偿标准0.16元/kWh，2025年补偿标准0.128元/kWh）。 - 鼓励独立储能自主报量参与调峰辅助服务市场，现阶段执行特殊调用支持政策，在全网弃风弃光时段根据调度机构指令进入充电状态的，对其充电电量进行补偿，具体补偿标准为0.55元/kWh，其放电量按照0.25元/kWh结算，不再享受容量电价补偿。 - 现行市场化容量补偿电价用户侧收取标准由0.0991元/kWh暂调整为0.0705元/kWh，上述电价政策自2024年1月1日起执行。
山东	2023.12	《完善山东省容量电价机制有关事项》	- 新型储能向电网送电时，可根据月度可用容量获得容量电价补偿，具体补偿标准根据当月电力市场供需确定。 - 经省能源局确定的示范项目，补偿费用暂按电力市场规则中独立储能月度可用容量补偿标准的2倍执行。 - 独立储能作为市场主体，可自主选择是否参与电力中长期交易，可自主申报充放电曲线。
内蒙古	2025.03	《关于加快新型储能建设的通知》	- 对纳入自治区独立新型储能电站规划的独立新型储能电站向公用电网的放电量执行补偿，补偿标准一年一定，每年9月底前公布次年补偿标准，补偿标准明确后执行时间为10年，执行实际投产年度的补偿标准。 2025年补偿标准为0.35元/kWh，要求630前开工、1231前并网独立储能可享受当年补偿标准。 2026年补偿标准下调20%，为0.28元/kWh 年度容量电价为100元/kW，月度标准8.3元/kW。
河北	2025.03	《河北省发改委关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知》	2024年独立储能电站不足100元/kW的追补至100元/kW。 - 容量电费纳入系统运行费，由全体工商业用户按月分摊。 煤电机组、电网侧新型储能按照330元/kW·年执行，执行期限2年。
甘肃	2025.07	《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	电网侧新型储能的有效容量根据满功率放电时长/6x额定功率并扣除厂用电后确定
宁夏	2025.09	《自治区发展改革委关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	2025年10-12月100元/kW·年；2026年1月起165元/kW·年。 - 网侧新型储能的有效容量根据满功率放电时长/6x额定功率并扣除厂用电后确定

数据来源：各省发改委网站，各省能源局网站，广发证券发展研究中心

甘肃储能项目现行容量电价下，测算甘肃独立储能IRR资本金有望达9.9%。甘肃省2025年7月14日的《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》明确，电网侧新型储能容量电价标准2025年10~12月按照100元/千瓦·年执行，2026年1月起按照165元/千瓦·年执行。以项目规模100兆瓦 / 200兆瓦时甘肃储能电站为例，储能EPC价格取0.715元/Wh，假设：年运维成本为总投资的1%，放电深度（DOD）90%，年充放电次数360次，充放电效率85%。根据甘肃电力交易中心数据，2024年，甘肃晚峰时段(18:00-21:00)现货市场平均价格319元/兆瓦时，中午光伏大发时段(12:00-15:00)现货市场平均价格116元/兆瓦时，平均峰谷价差达到203元/兆瓦时。假设现货市场峰谷价差保持稳定为0.203元/千瓦时，容量电费收入约38.5元/（千瓦时·年）×200兆瓦时=770万元（跟随电站容量衰减而逐年下降），100兆瓦电站年调频辅助服务收入为170万元。测算甘肃电网侧储能资本金IRR为9.9%。

图 21：光储平价示意图



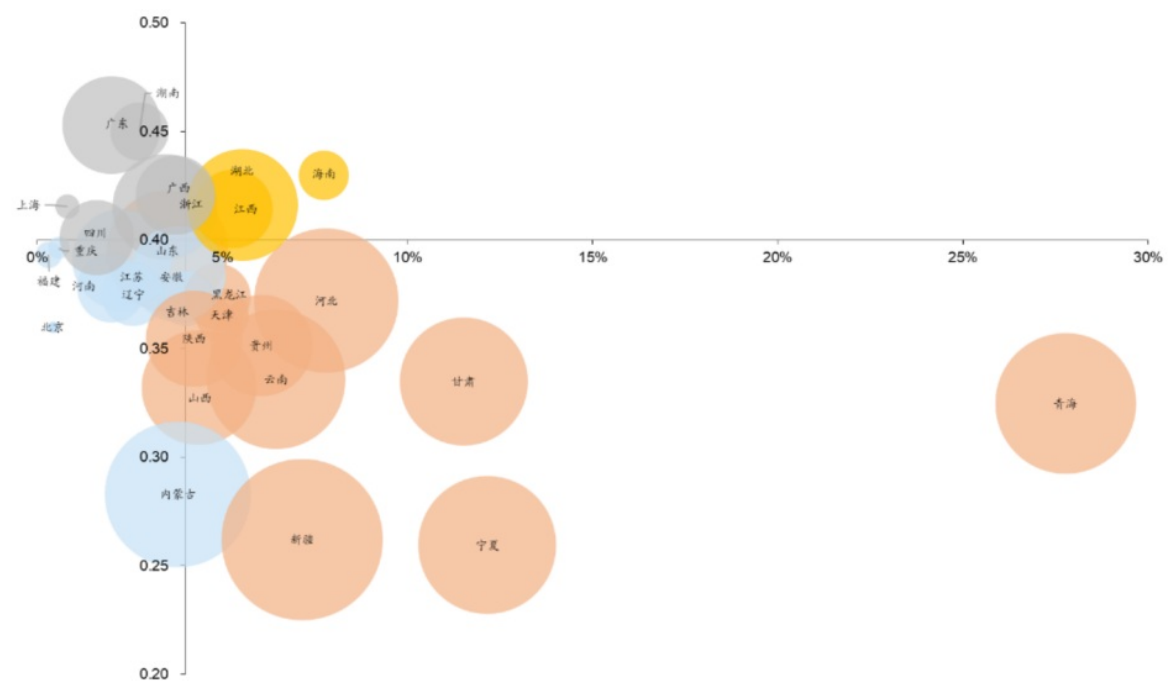
数据来源：广发证券发展研究中心

重点市场筛选：光伏发电量占比较高、现货市场峰谷差率较大、政策支持机制完善省份具备机遇。考虑到储能发展需要有消纳压力与市场机制支持，我们以光伏发电量占比与新增发电量中光伏发电量占比为依据，对各省新能源所处状态进行划分，结合各省电价水平、电力现货市场完善程度判断后续具备储能发展潜力的省份。图22中横轴为2024年各省光伏发电量占比、纵轴为各省燃煤标杆电价、气泡大小代表2024年各省发电量绝对值大小；图23中横轴为2024年各省光伏发电量增量占整体发电量增量比例、纵轴为各省燃煤标杆电价、气泡大小代表2024年各省发电量增量绝对值大小，考虑到山东作为国内新型储能发展较为积极的省份，参考山东约4%的光伏发电量占比与0.4元/kWh的燃煤标杆电价确定坐标轴，第一象限代表光伏发电量占比高、燃煤标杆电价高的区域，后续随着现货市场完善具备更高储能发展潜力。

基于上述判断，我们首先将各省储能发展潜力划分为四类：

- 第一类：光伏发电量占比高、燃煤标杆电价较高。**包括湖南、湖北、浙江、广西、海南等，此类省份仍具备储能发展基础条件。
- 第二类：光伏发电量占比高、燃煤标杆电价较低。**包括内蒙古、新疆、青海、宁夏、甘肃、安徽、江苏、河北、陕西、山西、黑龙江、吉林、辽宁等，此类省份需配合后续现货市场价差扩大以储能提升经济性，具备较大发展潜力。
- 第三类：光伏发电量占比低、燃煤标杆电价较高。**包括广东、四川、重庆等。
- 第四类：光伏发电量占比较低、燃煤标杆电价较低。**包括福建、河南等。对于后两类省份多具备部分特殊情况，如福建核电占比较高、川渝水电占比较高，光伏对整体消纳影响有限，储能建设亦相对滞后。

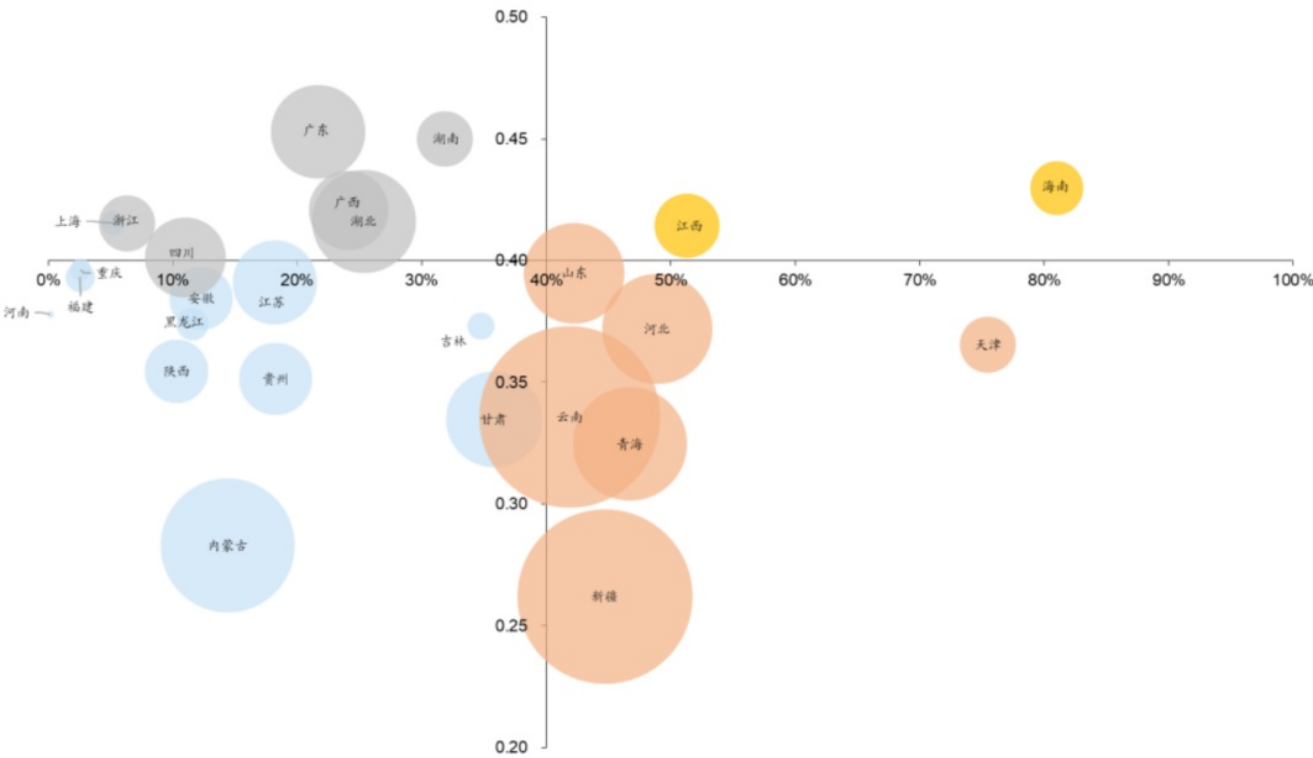
图 22: 分省份光伏发电量占比、燃煤标杆电价与发电量关系气泡图 (单位: 元 /W)



数据来源: 北极星电力网, 广发证券发展研究中心

注: 横轴为 2024 年各省光伏发电量占比、纵轴为各省燃煤标杆电价、气泡大小代表 2024 年各省发电量绝对值大小

图 23：分省份光伏发电量增量占比、燃煤标杆电价与发电量增量关系气泡图
(单位：元/W)



数据来源：北极星电力网，广发证券发展研究中心

注：横轴为 2024 年各省光伏发电量增量占整体发电量增量比例、纵轴为各省燃煤标杆电价、气泡大小代表 2024 年各省发电量增量绝对值大小，辽宁、山西光伏发电量增量占比达 753%、311%，占比较高未在图中标示

健全的电力市场与完善的支持机制对储能发展起重要作用，基于上述分类，结合电力市场健全程度与支持机制，我们对具备储能发展潜力的省份进行调整分类：

第一类：市场机制完善、消纳压力较大省份，如内蒙古、山东、山西、河北、甘肃等，此类省份基于完善的商业模式，新能源全电量参与现货市场后有望进一步拉大峰谷价差，激发储能需求潜力。

第二类：市场机制待完善、消纳压力较大省份，如江苏、江西、新疆、青海等，消纳压力或推动政策加速完善，支撑储能需求。

第三类：市场机制待完善、消纳压力较轻省份，但储能支持力度较大，仍具备一定发展机遇，如四川、云南等。

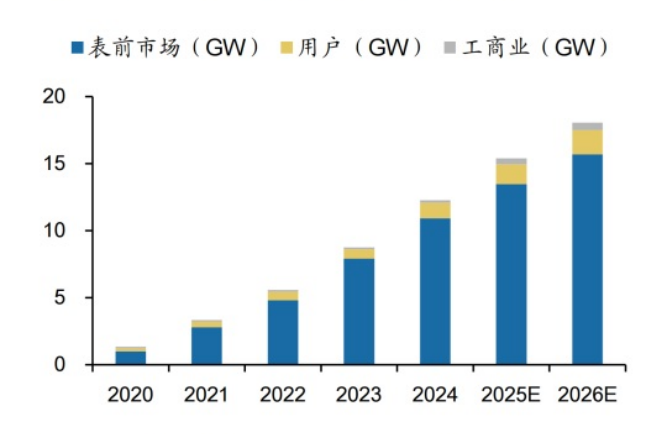
基于上述分类，我们认为针对第一类省份后续重点关注现有政策的持续性与现货市场峰谷价差情况；针对第二类、第三类省份后续关注点应集中于市场机制的完善与支持政策的出台，有望带动超预期需求。

(二) 美国：大而美法案细则尚未出台，数据中心配储有望贡献增量

新能源装机带动灵活性资源需求+电网升级+并网规则优化，大储发展有望提速。根据Wood Mackenzie数据，2025H1 美国储能新增装机6.5GW/20.1GWh，增长66.3%/42.4%，其中公用事业储能（表前储能）、工商业、户储容量分别为 20.1/0.2/1.5GWh，表前储能占据美国最大储能份额。2024年并网审批项目积压、并网审批放缓、贷款利率高企及补贴政策变动等众多问题逐步缓解叠加新能源装机规模的持续扩大+成熟商业模式，储能高增速延续，**2025年是储能集成系统关税提高、储能电池电芯对美出口受到实体限制升级和终端客户获取补贴难度提高前的窗口期，成为抢发抢开工的黄金时**

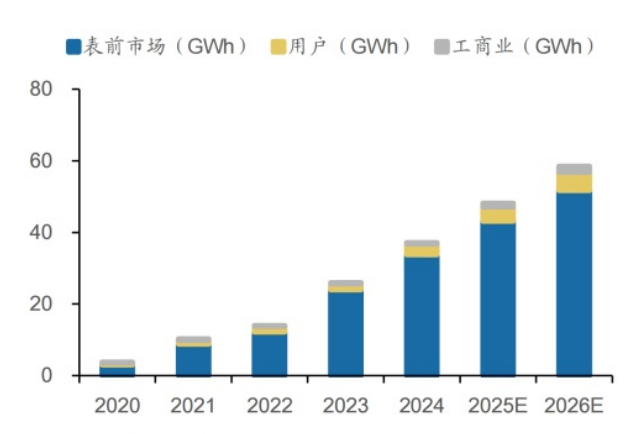
期，我们预计达成**29.7%**的同比增速。美国储能具备经济性，同时考虑AIDC贡献额外增量，需求有望实现高增，考虑关税、实体限制、补贴退坡等因素影响，我们预计26年新增装机为58.5GWh，同比增长21.4%。

图 24：美国储能年度新增装机功率及预测



数据来源：Wood Mackenzie，广发证券发展研究中心

图 25：美国储能年度新增装机容量及预测



数据来源：Wood Mackenzie，广发证券发展研究中心

OBBB法案 (One Big Beautiful Bill Act) 对美国储能需求的影响主要体现在新增“被禁止的外国实体”条款，补贴水平基本不变。与IRA法案相比：（1）**税收抵免不变**：OBBB法案对储能电池环节的税收抵免水平基本保持不变；（2）**税收抵免退坡影响较小**：户储项目的ITC（Investment Tax Credit，投资税收抵免）和PTC（Production Tax Credit，生产税收抵免）提前于2025年底终止补贴，但根据2025H1美国储能装机量数据，户储装机量为1.5GWh，仅占总储能装机量的6.7%，对未来美国储能需求影响较小；（3）**新增“被禁止的外国实体”限制**，影响国内储能电池对美出口：OBBB法案要求，“被禁止的外国实体”（主要体现为外国政府直接或间接持有实体25%以上的股权、董事会席位或投票权）无法获得补贴，国内企业直接控制的储能电池产能向美国客户供货时，客户无法获得相应补贴，影响储能项目的经济性，间接导致部分国内储能电池产能无法向美国供货，影响国内储能的美国需求。

表 10：OBBB法案对储能的影响

补贴类型	补贴参数	IRA法案	OBBB法案	边际变化	备注
ITC：投资 税收抵免 PTC：生产 税收抵免	税收抵免	ITC：基础比例6%，符合劳工条件30%；如满足本土制造、能源社区、低收计划，可额外增加10%-50%	与IRA法案相同	无变化	
		PTC：基础为0.3美分/kWh，若符合劳工条件可抵免1.5美分/kWh			
	退坡环节	2034年，或者美国发电所产生的碳排放总量不大于2022年碳排放总量的25%后开始进入退坡阶段，视较晚发生的条件而定	1) 户储项目2025年底终止补贴； 2) 其他储能不退坡	户储提前退坡	2025H1美国户储装机容量占总储能装机容量的6.7%，提前退坡对整体需求影响不大
	实体限制	无	1) 被禁止的外国实体	1) 新增外	PFE定义，被禁止的外国实体：

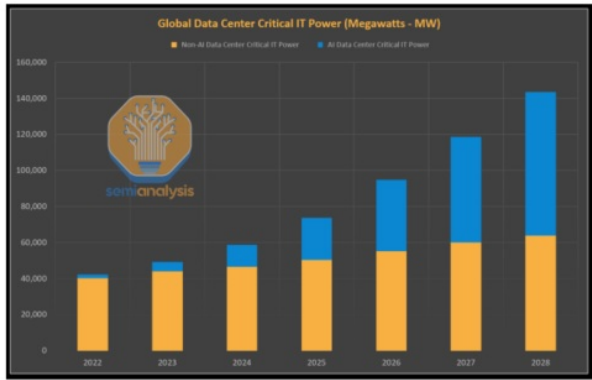
			(PFE) 无法获得补贴； 2) 2026年起后含有来自PFE的实质援助无法获得补贴，要求来自非PFE实体的援助成本比率从2026年的55%开始每年增加5%，2030年达到75%后维持不变	国实体限制； 2) 新增外国实体供应比例限制，要求中国供应比例逐年降低	1) 股权控制：外国政府直接或间接持有实体25%以上的股权、董事会席位或投票权； 2) 合同控制/有效控制：通过技术许可、生产合同等方式对实体生产数量、产品用途、设备维护等关键环节实施“有效控制”； 3) 实质性协助：项目若使用FEOC提供的关键矿物、电池组件、技术授权或生产设备，将无法享受清洁能源税收抵免； 4) 审计与追溯期延长：针对FEOC条款的违规，IRS可在6年内回溯审计（普通税务追溯为3年），处罚力度更大。 FEOC定义：受关注外国实体，主要用于界定与特定外国政府（尤其是中国、俄罗斯、伊朗、朝鲜等国）存在关联或受其控制的实体，具体包括： 1) SFE：特定外国实体，电池领域主要包括宁德时代、比亚迪、远景能源、亿纬锂能、国轩高科和海辰储能6家 2) FIE：受外国影响实体，具体包括：a) 可直接或间接任命受管高管；b) 拥有该实体25%以上的股权；c) 与一个或多个其他特定外国实体共同持有该实体至少40%的股权；d) 至少该实体合计15%的债务发行给一个或多个特定外国实体；e) 向特定外国实体支付款项，使该特定外国实体得以对合格设施、储能技术或合格组件行使“实际控制权”。
AMPC：先进制造补贴	税收抵免环节	逆变器、电池组件、关键矿物，按照生产规模补贴	与IRA法案相同	无变化	
	退坡环节	1) 生产组件从2030年开始退坡，每年25%； 2) 生产关键矿物不退坡	1) 关键矿物2031年开始退坡，每年25%； 2) 其他组件和IRA一致	关键矿物补贴提前退税，其他无变化	
	实体限制	无	1) 被禁止的外国实体（PFE）无法获得补贴； 2) 根据该特定协议或其他向特定外国实体支付款项，且该合同、协议实体（或关联实体）对设施、储能技术、组件具备“有效控制”，不可获得。	1) 新增外国实体限制； 2) 新增外国实体的“有效控制”限制（主要涉及技术授权场景）	

数据来源：IRA法案，OBBB法案，广发证券发展研究中心

OBBB法案细则尚未落地，“有效控制”可部分规避。目前规避“有效控制”认定的方案有四种：（1）已有合同签订：利用“来自被禁止外国实体的实质性援助”的豁免条款，2025年6月16日之前签署的合同，可以不被计算在援助成本比例中；（2）技术授权：通过技术授权，外资企业全权控制运营实体工厂来规避实体认定；（3）股权分散：非上市公司可不考虑利润流出体外的影响，因此可分散股权以达到获取终端客户补贴；（4）混合供应：国内供给和国外供给混合，实现PFE实体援助比例的降低。现有绕开“被禁止的外国实体”认定的渠道相对丰富，在OBBB法案细则尚未落地的情况下，若未来上述渠道未被进一步封堵，国内企业向美国的储能电池出口在短期扰动之后，仍将回到快速上升的轨道之内。

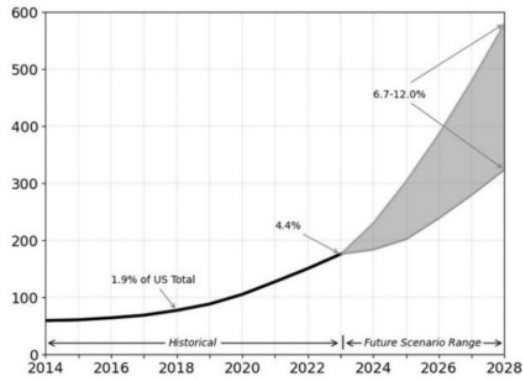
美国AIDC发展带动数据中心电力需求，未来将成为电力需求的重要组成部分。根据Semianalysis数据，全球数据中心电力消耗预计将从2023年的49GW增长至2026年的96GW，90%的增长驱动力来自AI。其中，AI需求将从2025年约20GW增长至2026年约40GW、2028年约80GW，增速远大于非AI服务器需求增量。国际能源署预测，到2026年，数据中心、人工智能等产业的电力消耗可能将占全球电力需求的4%，是2022年的两倍。对于美国数据中心而言，2014—2016年用电量稳定在60TWh。而后，数据中心用电量快速增加，2018年消耗约76TWh，占美国总电力消耗的1.9%。2023年达到176TWh，占总电力消耗的4.4%。据美国劳伦斯伯克利国家实验室预测，2028年数据中心用电量预计达到325至580TWh，约占美国总电力消耗的6.7%至12.0%。

图 26：2023-2028年全球数据中心电力消耗



数据来源：Semianalysis，广发证券发展研究中心

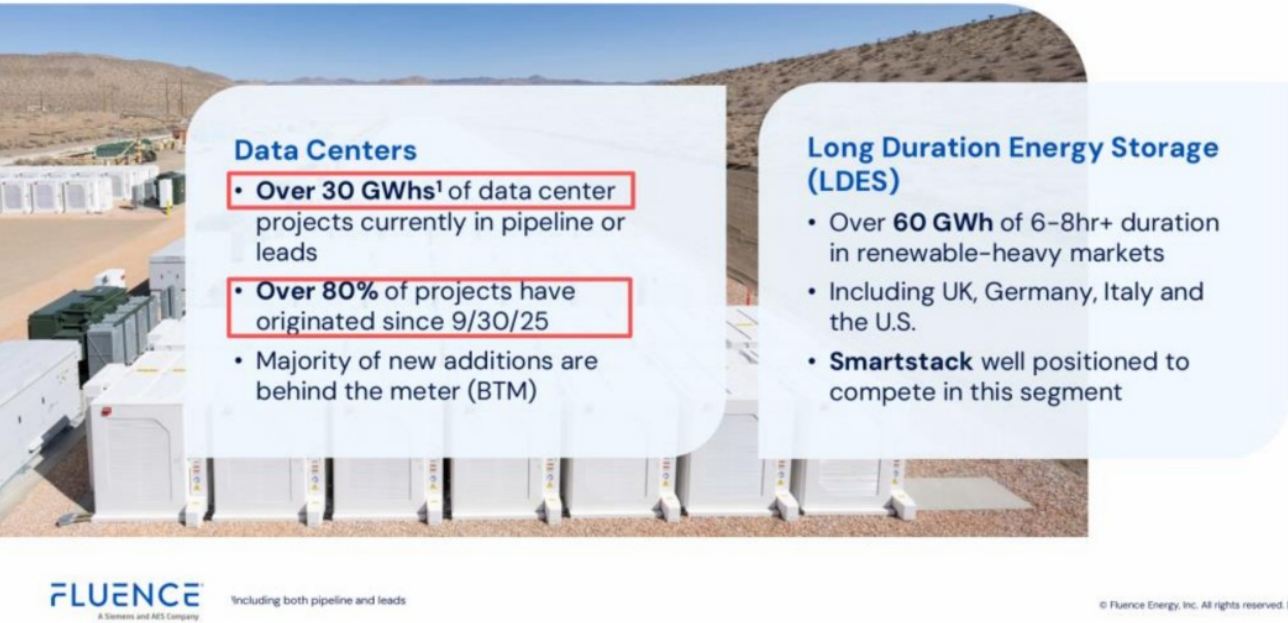
图 27：美国数据中心用电量情况及其预测（TWh）



数据来源：美国劳伦斯伯克利国家实验室，广发证券发展研究中心

美国最大储能系统集成商之一，Fluence现有数据中心储能项目超过30GWh，其中24GWh以上为今年四季度以后新增，数据中心储能需求来到转折点，将快速步入高速增长期。根据Fluence 2025财年报告，该公司正在洽谈的数据中心项目容量超过30GWh，其中80%的洽谈工作在2025年9月30日后新启动，数据中心储能需求预计在2026年开始，正式进入高速增长期。

图 28：Fluence 2025年财报显示数据中心储能需求即将进入高速增长期



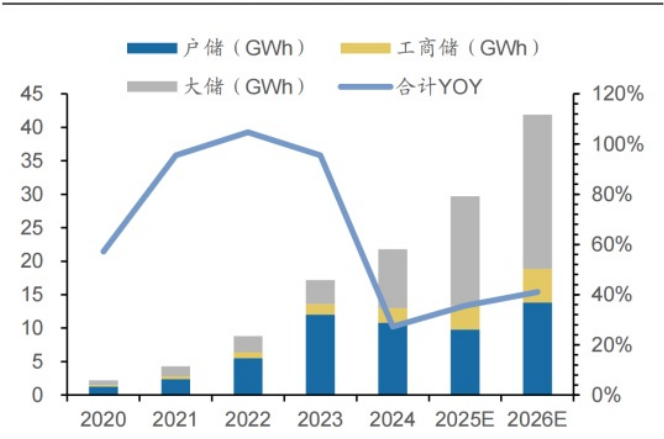
数据来源：Fluence 财报（2025），广发证券发展研究中心

（三）欧洲：负电价冲击频发+灵活性资源需求迫切，大储发展有望提速

灵活性资源需求迫切+商业模式完善+补贴转向，欧洲各国大储发展明显提速。2022年以来受俄乌冲突引发的能源危机影

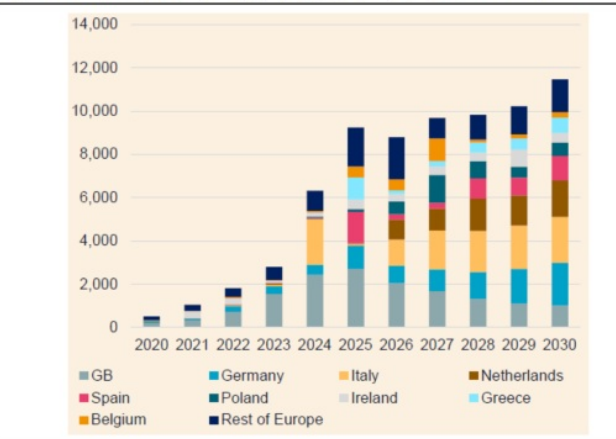
响，欧洲各国加快能源转型节奏，同时能源价格的大幅上涨推动欧盟进行电力市场改革。2023年10月欧盟理事会通过电力市场设计改革方案，方案鼓励电网引入更多非化石燃料灵活性资源（如储能、需求侧响应），并通过容量市场等方式为其提供合理的投资回报，从顶层架构层面强调新型储能在构建可靠的能源系统中的重要作用，从制度层面为欧洲大储发展扫清障碍。同期欧洲多国负电价事件频发，2023年7月4日德国与荷兰部分时段的电力价格甚至跌至-500欧元/兆瓦时，新能源装机较高国家如法国、英国等均出现多次负电价，大型地面电站项目配储意愿明显提升。此外，欧洲多国补贴从户储向大储倾斜，如德国、意大利、波兰等国推出针对大储的补贴政策，并优化并网流程、放宽储能上限，大储规模实现快速增长。根据SolarPower EU数据，2024年欧洲新增大储装机量达到8.8GWh，同比大幅增长144.4%，预计2025年欧洲大储新增装机16.3GWh，同比增长85.6%，首次超过户储成为欧洲储能第一大细分领域，其中英国、德国、意大利为主要国家，大储发展明显提速。

图 29：2020-2026年欧洲储能新增装机及预测



数据来源：SolarPower EU，广发证券发展研究中心

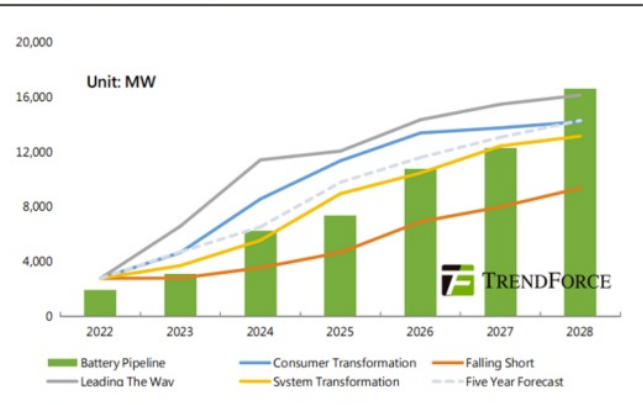
图 30：欧洲各国大储新增功率（单位：MW）



数据来源：EASE，广发证券发展研究中心

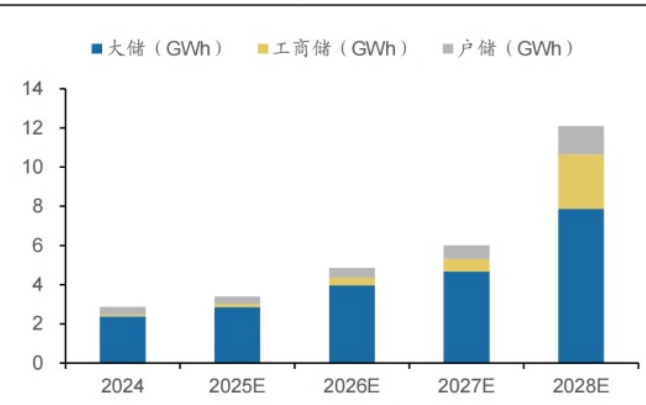
英国：电力供应与灵活性资源受限刺激大储需求位欧洲之首，大储快速发展得益于容量市场及电价机制完善、丰富的收益模式。英国作为岛屿国家，与欧洲大陆各国相比，其电力供应能力和电网灵活性存在一定局限。一方面，煤电不断退出导致电力供应缺口加剧，另一方面，风电、光伏等波动性可再生能源对电网形成冲击，大幅增加英国电力系统的平衡成本，配储意愿强烈。英国电力市场自由化程度较高，储能可参与模式众多，包括容量市场、电能量市场、平衡备用市场、调频辅助服务市场等，通过收益模式叠加可获得较为理想的回报。根据集邦储能，英国在其官方公布的最新版未来能源愿景规划（FES）中大幅上调储能装机的短期目标，相较于2022年的版本，新版FES拉高对2024-2027年的储能装机预期，同时在SolarPower EU最新发布的未来英国储能装机预测中，又大幅拔高了2028年的装机预测。综合看，新能源装机增长、收益模式完善、项目储备丰富等因素叠加，预计在短期内，英国储能需求或将快速放量。

图 31：英国能源愿景目标



数据来源：集邦储能，广发证券发展研究中心

图 32：英国储能新增装机规模及预测

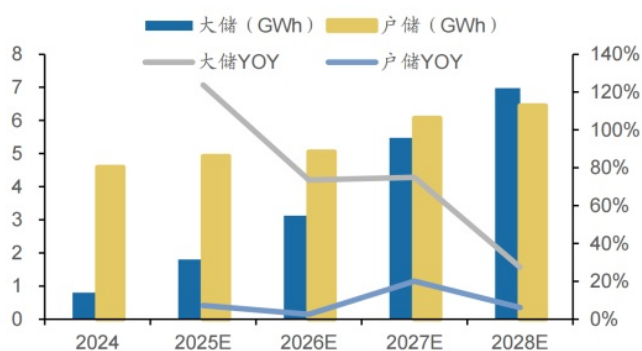


数据来源：SolarPowerEU，广发证券发展研究中心

德国：储能装机预期全面上调，大储接棒户储，成为德国储能装机规模增长的核心驱动力。根据SolarPower EU最新预测，2025-2028年德国储能装机量较2024年报告年均上调2GWh，装机量有望持续超预期，另外，德国储能装机目前以户储为主，2024年户储装机量为4.59GWh，占总储能装机量的74%，大储装机量为.81GWh，占比13%，但随着德国新能源电力装机的持续增加，带来电网波动提升，负电价时长提高，大储的配备日渐成为各类市场参与者的经济性选择，预计后续户储逐渐买入个位数增长阶段，预计大储在2026-2027年间保持70%+的装机增速，并在2028年装机量达到约

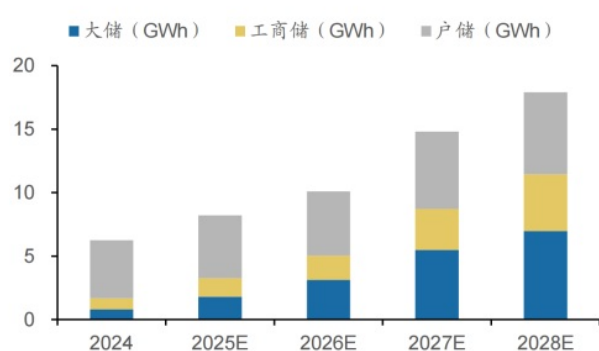
7GWh，成为德国主导储能类型。

图 33: 德国大储逐步接棒户储，成为主流



数据来源: SolarPowerEU, 广发证券发展研究中心

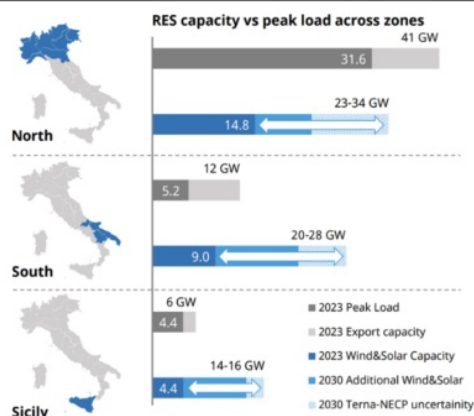
图 34: 德国储能新增装机规模及预测



数据来源: SolarPowerEU, 广发证券发展研究中心

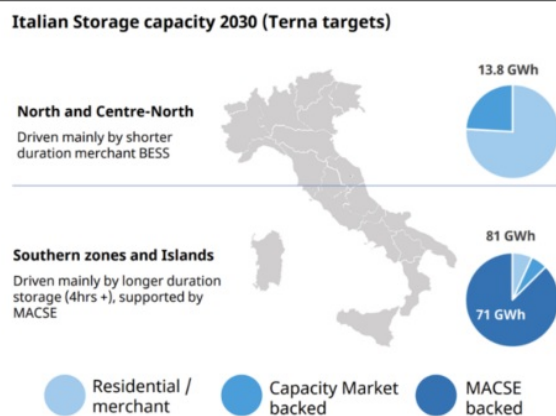
意大利：新能源供需空间错配带动储能需求，177亿欧元援助助力大储提速。根据Timera Energy数据，意大利政府计划至2030年新部署约50GW太阳能和16GW风能，考虑到意大利风光资源，其中很大部分将部署于南方与西西里等岛屿区域，但由于用电负荷主要集中于北方发达经济区，新能源发用电空间错配导致意大利未来将面临较严重灵活性资源缺乏问题，电力储能和输电网建设至关重要。2023年12月，欧盟批准对意大利177亿欧元的储能援助计划，以支持其在未来10年发展总容量超9GW/71GWh的集中式储能系统，预计援助将持续至2033年底，并通过招标程序向储能开发商提供年度付款。预计后续意大利大储装机将快速增长。储能长期合同支持机制（MACSE）降低风险敞口，扩大资金支持更快部署大储。新机制下，意大利国家电网运营商Terna根据长期合同（例如12-14年期限）直接竞标大容量储能，降低商业风险敞口、扩大资金来源，有力缓解南方与岛屿区域输电限制问题，预估到2030年将在南北分别建成81GWh和13.8GWh储能容量，其中南方将有71GWh由MACSE支持建设。

图 35: 意大利区域电网负载与可再生能源发电建设



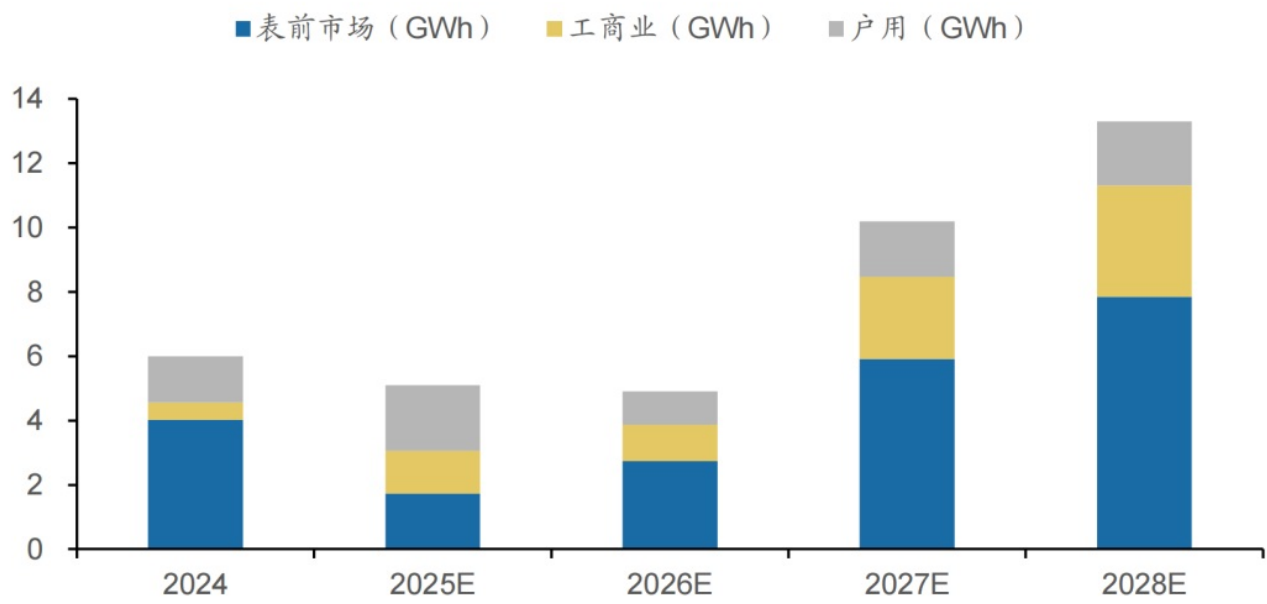
数据来源: Timera Energy, 广发证券发展研究中心

图 36: 20230年意大利预计储能建设容量



数据来源: Timera Energy, 广发证券发展研究中心

图 37：意大利储能新增装机规模及预测



数据来源：SolarPowerEU，广发证券发展研究中心

（四）其他地区：国内企业海外储能项目订单高速增长

2024-2025年国内企业在中东、拉美、澳洲、亚洲（除开中国）等地区储能订单合计**141.6GWh**，远超2024年其他地区的新增装机量**23.4GWh**，储能需求呈现高速增长式增长：

- （1）**2024-2025年中东地区储能订单达到52.96GWh**：据统计，主要储能订单来自阿联酋（20GWh）和沙特（16.6GWh），基本要求在2025年底交付完毕，这为2025年中东地区的储能需求增长提供较大增量；
- （2）**2024-2025年拉美地区储能订单达12.77GWh**：其中，约10.2GWh订单为2025年内签订，拉美地区储能需求正式进入加速阶段；
- （3）**2024-2025年澳洲地区储能订单达36.14GWh**：其中，约31.6GWh订单为2025年内签订，约为2024年订单的7倍，至此，澳洲地区储能需求也进入加速轨道；
- （4）**2024-2025年亚洲其他地区储能订单达39.73GWh**：其中，印度地区储能订单为15.9GWh，亚洲其他地区（除印度、中国）储能订单为23.8GWh，总体来看，亚洲其他地区2025年签订的储能订单达到26.7GWh，相对2024年订单仍然实现翻倍。

三、供给：预计处于紧平衡状态，产业链盈利有望修复

（一）构建资产负债表框架，审视产业链景气度周期

相较于传统行业研究方法论中以毛利率或扣非归母净利率单一指标来判断行业盈利周期而忽视资产负债表结构对企业扩产行为的影响，如现金亏损依然维持产品供给以保持供应链地位，我们选择从利润表、资产负债表、现金流量表完整的财务三表维度来综合判断行业所处的景气度周期位置，核心逻辑在于企业扩产的“意愿”取决于盈利回报（ROE），“能力”取决于流动性储备（速动比率），二者共同决定资本开支强度，最终影响供给端扩张节奏。我们选取加权净资产周转率（Return On Equity，简称ROE）、速动比率和固定资产周转率（含在建工程）作为筛选行业供需周期阶段的显性财务指标，分别作为盈利周期、流动性、开工率的代理指标。

1.行业底部判断：加权净资产收益率——盈利回报不足，削弱扩产意愿。我们搭建的财务判断框架以传统方法论中的利润表为起点，选择加权净资产收益率ROE来判断行业目前盈利情况，ROE的高低直接决定企业扩产意愿：当ROE处于低位时，投资回报率难以覆盖资本成本，企业扩产积极性会大幅减弱，甚至收缩新增投入以规避风险。

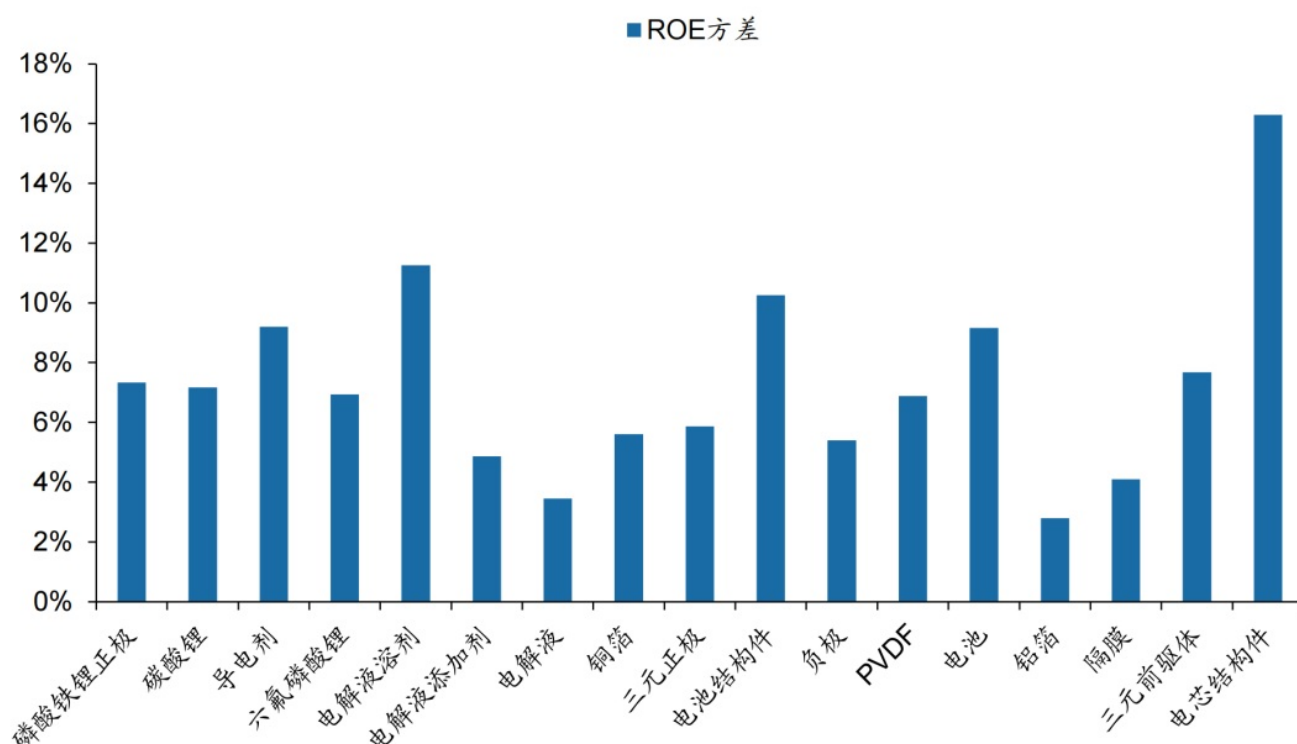
2.行业见底判断：速动比率——流动性储备紧张，限制扩产能力。在行业进入低ROE阶段后，需关注厂商微利或亏损阶段能维持多久，如现金亏损依然维持产品供给以维持供应链地位，我们选择速动比率来衡量短期流动性。通常，速动比率大于1时企业短期现金流较充足，低于1则意味着企业短期资金紧张，甚至存在“短债长投”风险，无力支撑扩产所需的前期资金投入（如设备采购、工程建设），越低代表短期流动性越紧张。低ROE+低速动比率意味着周期底部阶段，企业流动性吃紧，盈利改善动力充足。

3.行业盈利拐点判断：固定资产周转率——开工率验证供给有效性，需结合资本开支背景。需求增长是盈利拐点的直接催化。低ROE+低速动比率阶段，只有在保持较高开工率时，才能在下一轮需求启动时展现较为持久的有效价格弹性。我们选择固定资产周转率作为开工率的代理指标，考虑锂电板块2021年周期顶点开启的新一轮扩产周期和不同企业在建工程转固节奏上的差异，该指标仅反映现有产能利用效率，无法替代资本开支对“新增供给”的影响，因此我们在固定资产周转率的计算中引入“在建工程”，以固定资产和在建工程相加之和作为该指标分母。对于固定资产周转率，需要单独提示的是，在低ROE阶段，若行业保持较高开工率，同样意味着行业进入见底阶段，但高速动比率显示短期流动性良好，盈利修复的迫切性不高，价格弹性仍需观察。

通过以上我们所搭建的财务框架，我们判断**磷酸铁锂正极、电池板块**继续符合“**低ROE+低速动比率+较高固定资产周转率**”财务特征，有望率先开启盈利拐点。**负极和铜箔**行业符合“**低ROE+高固定资产周转率**”财务特征，行业已经进入见底阶段，其他主材板块仍在探底阶段。

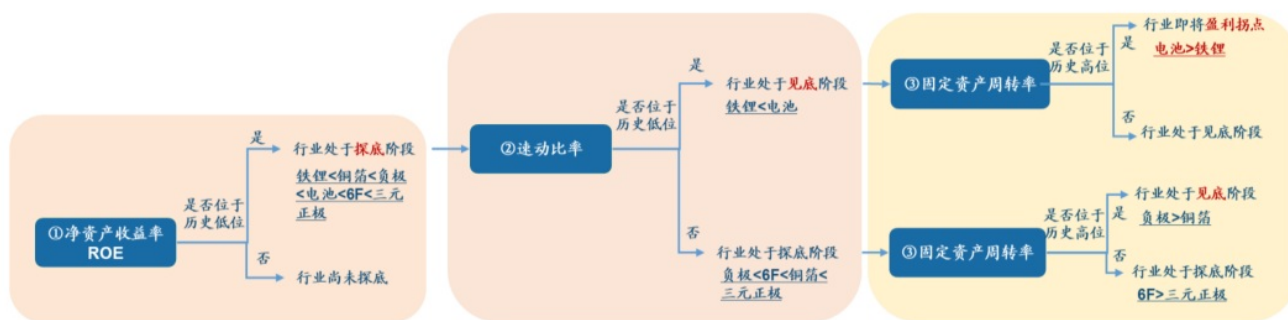
需要提示的是，景气度周期性越突出，本财务框架准确性越高，以板块ROE方差为指标进行筛选，方差越小意味着盈利越稳定。因此对于三元前驱体、隔膜、电芯结构件、铝箔四个样本周期内盈利较稳定的行业，本财务框架暂不适用。

图 38: 19Q1-25Q3各版块ROE的方差（%）



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 39：我们搭建判断行业周期的财务框架



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

ROE=净利润/净资产，是一种衡量企业获利能力的传统指标。当ROE持续改善时，企业扩产意愿才会逐步回升；若ROE长期低位或亏损，资本开支必然收缩。从历史趋势看，电动车各板块ROE在2019Q4触及上轮周期底部，2021Q4-2022Q2达周期顶点后回落，2025Q1-Q3磷酸铁锂、负极、铜箔ROE实现环比提升，成为少数盈利改善的环节。我们定义ROE负值公司个数大于对应所筛选的子板块公司总数50%以上的板块为行业性亏损，截至25Q3，三元材料仍处行业性亏损，磷酸铁锂脱离行业性亏损，但尾部企业拖累明显，铜箔已脱离行业性亏损。

考虑价格波动对ROE的影响，我们同时选取各企业的资本开支做行业供需关系改善的交叉验证。在行业实质性盈利能力下降后，行业中各企业资本开支节奏也会逐渐放缓。我们以现金流量表中的“购买固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金”项目作为衡量资本开支的指标。截至25Q3，三元材料仍处“ROE负值公司超50%”的行业性亏损，磷酸铁锂脱离行业性亏损但尾部企业拖累明显，铜箔已完全脱离行业性亏损。这种盈利分化直接体现在资本开支上，2022年为行业资本开支高峰，此后因ROE回落，各环节资本开支逐季度收窄，25Q3三元材料、磷酸铁锂、铜箔资本开支分别位于历史23%、34%、42%分位——盈利最差的三元材料资本开支分位最低，盈利改善的铜箔分位相对较高，充分验证ROE对扩产意愿的直接影响：盈利回报不足时，企业无意愿新增产能。

速动比率：电池和铁锂环节有望率先见底。速动比率=（流动资产-存货）/流动负债，是衡量企业短期偿债能力的关键指标，直接决定企业扩产“能力”，若速动比率低于1，企业短期现金流无法覆盖流动负债，甚至需挪用短期资金弥补运营缺口，根本无资金投入扩产；反之，速动比率较高时，即使ROE低位，企业也有能力等待盈利改善，扩产节奏更灵活。从25Q3数据看，各环节速动比率均值排序为：磷酸铁锂正极0.68 < 电池0.76 < 铝箔0.94 < 电解液溶剂0.98 < 三元前驱体1.06，其中电池环节除宁德时代、蔚蓝锂芯外，其余企业速动比率均 < 1，磷酸铁锂正极多数企业速动比率不足0.7——两环节不仅面临低ROE，扩产意愿弱，更因短期流动性吃紧，扩产能力弱，成为资本开支收缩最显著的环节。

为了验证我们以速动比率筛选短期流动性吃紧结论的代理正确性，我们同时选择衡量长期负债率的资产负债率做行业比较。速动比率若小于1，代表着流动负债大于流动资产与存货的差，也意味着存在短期资金被用到长期项目的可能性，财务上通常称为“短债长投”。进一步结合资产负债率数据来看，电池、磷酸铁锂环节平均资产负债率达65%、69%，为所有环节最高，长期偿债压力叠加短期流动性紧张，使得两环节企业完全丧失扩产能力，供给端扩张基本停滞；而碳酸锂、电解液添加剂、三元正极速动比率较高，短期流动性良好，虽扩产意愿弱，但仍有能力维持现有产能，无需通过收缩供给缓解压力

固定资产周转率：龙头率先企稳回升。固定资产周转率=营业收入/固定资产，用于衡量企业固定资产利用率，我们将其作为开工率的代理指标。考虑不同企业建工程转固节奏上的差异，我们在分母端加上在建工程，固定资产周转率=单季度营业收入/（期初固定资产+期末固定资产+期初在建工程+期末在建工程）*2。从行业均值绝对值来看，25Q3电池结构件0.91 > 铝箔0.67 > 铜箔0.63 > 电芯结构件0.58。因为行业资本投资轻重属性不同，因此固定资产周转率历史分位水平横向比较更为准确。历史分位水平来看，当前固定资产周转率处于历史分位高位前五的是：铜箔72% > 电解液溶剂55% > 电池结构件51% > 铝箔49% > 电池42%。其中铜箔行业符合低ROE财务特征，低ROE阶段若行业保持较高开工率，同样意味着行业进入见底阶段，但高速动比率显示短期流动性良好，盈利修复的迫切性不高，价格弹性仍需观察。

综合来看，ROE与速动比率双重约束，导致供给端扩张乏力。铁锂、电池、铜箔、负极环节有望率先迎接盈利拐点，核心逻辑在于“ROE（意愿）+速动比率（能力）”对资本开支的双重约束已达极致。扩产意愿层面，25Q3各环节ROE改善顺序为：电解液添加剂 < 电解液溶剂 < 导电剂 < 三元正极 < 负极 < 铁锂 < 铜箔 < 电池，盈利最差三元正极环节扩产意愿最弱，盈利改善的铜箔、电池环节意愿边际回升；扩产能力层面，25Q3各环节流动性紧张顺序为：电池 < 铁锂 < 电解液溶剂，其

中电池、铁锂因速动比率最低、资产负债率最高，扩产能力完全受限，成为供给收缩最彻底的环节——相较于ROE，速动比率对周期底部的影响更关键，企业可以接受短期低ROE，但无法长期承受流动性断裂，当速动比率触及低位时，资本开支会强制收缩，供给端刚性逐步形成。

因此我们判断铁锂和电池行业因“低ROE+低速动比率”，资本开支能力与意愿均达底部，供给端基本无新增扩张，周期底部持续性更短，有望率先迎接盈利拐点；铜箔和负极因速动比率相对较高，虽扩产意愿弱，但仍有一定流动性储备，供给收缩程度弱于铁锂、电池，处于行业底部阶段。需特别注意的是，固定资产周转率（开工率）数据存在报表滞后性，对铁锂、电池环节需紧密跟踪季度实际开工率，结合供需平衡表验证价格弹性。

（二）扩产不足叠加需求旺季，主材、辅材价格普涨

供给刚性与需求韧性矛盾凸显，锂电行业各环节材料价格成为供需失衡直接映射。受行业ROE承压、速动比率回落导致的供应链扩产能力与意愿双降影响，2025年Q3锂电行业进入传统旺季以来，供给端难以同步响应需求增长。新能源汽车低成本长续航车型、高能量密度车型需求双爆发与储能市场大型电站落地加速、小型储能场景渗透提升需求韧性延续，推动供应链各环节呈现“需求旺、供给紧、价格分化”特征。其中，扩产周期长、需求弹性大的电解液溶质、锂盐环节价格涨幅显著，供需匹配度高的隔膜、铜铝箔环节保持稳定，整体反映出当前锂电供应链“供给约束主导价格走势”的核心逻辑。截至2025年12月12日，各环节材料价格情况：

1.电解液环节：溶质/溶剂供需缺口主导价格普涨，扩产滞后加剧紧张格局。电解液材料，磷酸铁锂电解液当日3.55万元/吨，近7天、30天、60天涨跌幅分别为5.50%/42.00%/91.89%，涨幅领先三元圆柱类，三元圆柱品类中2.2Ah当日价格2.73万元/吨，2.6Ah当日价格2.9万元/吨，前者近7天、30天、60天涨跌幅分别为7.92%/34.57%/47.30%；后者近7天、30天、60天涨跌幅分别为7.41%/29.18%/38.42%；三元动力电解液当日3.73万元/吨，近7、30、60天涨7.97%/30.70%/52.04%。电解液原材料，VC当日价格17.50万元/吨，近7天持平，近30天、60天分别上涨125.81%/233.33%；六氟磷酸锂当日价格为17.80万元/吨，近7天持平，近30天、60天涨36.92%/154.29%；FEC当日价格为7.00万元/吨，近7天、30天、60天涨1.45%/34.62%/70.73%；EMC当日价格为0.82万元/吨，近7天涨跌幅持平，近30天、60天涨跌幅分别为18.41%/20.95%；PC当日价格为0.73万元/吨，近7天、30天、60天分别上涨8.96%/10.61%/10.61%。DMC当日0.63万元/吨，近7天、30天、60天涨10.53%/68.22%/67.78%；EC当日0.67万元/吨，近7天维稳，近30天、60天涨38.41%/42.55%；DEC当日0.99万元/吨，近7天、30天、60天涨6.45%/10.61%/10.61%。主要受以下原因影响：需求端动力+储能电池装机量增长带动采购；供给端溶质/溶剂扩产滞后，短期产能不足；原料端六氟磷酸锂、VC受上游成本传导抬升价格。

2.正极环节：锂盐与正极材料价格联动上涨，动力+储能双需求驱动缺口。正极材料，磷酸铁锂（动力型）当日4.15万元/吨，近7天、30天、60天涨跌幅分别为1.47%/8.92%/18.74%；磷酸铁锂（储能型）当日3.85万元/吨，近7天、30天、60天涨2.12%/6.65%/12.08%；三元材料5系（动力型）当日价格为14.34万元/吨，近7天持平，近30天、60天涨1.70%/14.26%；8系（动力型）当日价格为16.07万元/吨，近7天维稳，近30天、60天涨跌幅分别为0.94%/6.56%。正极原材料，碳酸锂当日价格为9.50万元/吨，近7天、30天、60天涨3.26%/10.47%/30.14%；氢氧化锂当日8.60万元/吨，近7天、30天、60天涨1.78%/9.90%/12.79%。主要受以下原因影响：动力+储能双需求拉动采购；正极产能爬坡慢+产线检修加剧供给紧张；锂盐受锂矿供给偏紧传导价格。

3.负极环节：中端产品随需求回暖上涨，高端供需平衡。负极材料，天然石墨（高端）当日5.00万元/吨，天然石墨（中端）当日3.10万元/吨，人造石墨（高端）当日5.35万元/吨，以上负极材料近7/30/60天均持平；人造石墨（中端）当日2.75万元/吨，近7天维稳、近30天涨3.77%。负极原材料，石油焦当日0.3074万元/吨，近7天、30天、60天涨-1.63%/-3.76%/9.82%；石墨化当日0.90万元/吨，近7天维稳，近30天、60天涨2.27%/2.27%。主要受以下原因影响：中端负极随储能需求回暖增长，高端需求平稳；负极产能整体过剩，高端供给集中；石油焦受原油波动短期微跌。

4.电池环节：供需动态平衡主导价格维稳，需求韧性支撑上游材料采购。电池材料（成品），方形磷酸铁锂电芯（动力型）当日0.347元/Wh，近7天、30天、60天涨1.17%/2.06%/4.36%；方形磷酸铁锂（储能型314Ah/100Ah）当日0.3075/0.3625元/Wh，近7天、30天、60天均持平；523软包电池当日价格为0.515元/Wh，近7天、30天均维稳，近60天涨26.07%；锂电池圆柱（2500mAh/18650）当日4.75元/支，近7天持平，近30天、60天涨跌幅分别为4.63%/7.47%。主要受以下原因影响：动力电池随车企产销回暖，圆柱电池需求季节性回升；电池厂产能与订单匹配度

高；上游涨价传导受限，电池涨幅温和。

5.隔膜环节：产能与需求匹配度高，价格整体稳定。隔膜材料，7μm+2μm涂覆隔膜当日1.12元/平方米，近7天持平，近30天、60天涨7.69%/13.13%；9μm+3μm涂覆隔膜当日1.115元/平方米，近7天维稳，近30天、60天涨3.72%/13.20%；7μm湿法基膜当日0.80元/平方米，近7天维稳，近30天、60天涨3.90%/17.65%；9μm湿法基膜当日0.79元/平方米，近7天持平，近30天、60天涨1.28%/14.49%；16μm干法基膜当日0.45元/平方米，近7天、30天持平，60天涨4.65%。主要受以下原因影响：高端涂覆隔膜随高镍电池需求增长；基膜产能充足，高端涂覆产能稍紧；原料聚丙烯供应稳定。

6.铜铝箔环节：原材料短期波动，加工费受供需支撑维稳。铜铝箔加工费，4.5μm/6μm/8μm电池级铜箔加工费当日3.15/2.00/1.75万元/吨，近7/30天维稳，60天涨6.78%/8.11%/6.06%；12μm双面光铝箔加工费当日1.45万元/吨，近7/30/60天均持平。铜铝箔原料，电解铜当日9.39万元/吨，近7天、30天、60天涨2.62%/7.93%/10.21%；电解铝当日2.21万元/吨，近7天维稳，30天、60天涨2.31%/6.25%。主要受以下原因影响：铜铝箔需求随电池产能增长，长单采购平抑波动；加工产能充足；电解铜铝受大宗商品市场短期波动。

表 11：锂电行业各环节材料价格涨跌幅表（截至12月12日）

		当日价格	近 7 天涨跌幅（%）	近 30 天涨跌幅（%）	近 60 天涨跌幅（%）
电解液环节（万元/吨）					
电解液材料	三元圆柱 2.6Ah	2.90	7.41%	29.18%	38.42%
	三元圆柱 2.2Ah	2.73	7.92%	34.57%	47.30%
	磷酸铁锂	3.55	5.50%	42.00%	91.89%
	三元动力	3.73	7.97%	30.70%	52.04%
电解液原料	六氟磷酸锂	17.80	0.00%	36.92%	154.29%
	VC	17.50	0.00%	125.81%	233.33%
	FEC	7.00	1.45%	34.62%	70.73%
	EMC	0.82	0.00%	18.41%	20.95%
	DMC	0.63	10.53%	68.22%	67.78%
	DEC	0.99	6.45%	10.61%	10.61%
	EC	0.67	0.00%	38.41%	42.55%
	PC	0.73	8.96%	10.61%	10.61%
正极环节（万元/吨）					
正极材料	磷酸铁锂（动力型）	4.15	1.47%	8.92%	18.74%
	磷酸铁锂（储能型）	3.85	2.12%	6.65%	12.08%
	三元材料 5 系（动力型）	14.34	0.00%	1.70%	14.26%
	三元材料 8 系（动力型）	16.07	0.00%	0.94%	6.56%
正极原料	碳酸锂	9.50	3.26%	10.47%	30.14%
	氢氧化锂	8.60	1.78%	9.90%	12.79%
负极环节（万元/吨）					
负极材料	天然石墨（高端）	5.00	0.00%	0.00%	0.00%
	天然石墨（中端）	3.10	0.00%	0.00%	0.00%
	人造石墨（高端）	5.35	0.00%	0.00%	0.00%

负极原料	人造石墨（中端）	2.75	0.00%	3.77%	3.77%
	石油焦	0.3074	-1.63%	-3.76%	9.82%
	石墨化	0.90	0.00%	2.27%	2.27%
电池环节（元/Wh）（元/支）					
电池材料（成品）	方形磷酸铁锂电芯（动力型）	0.347	1.17%	2.06%	4.36%
	方形磷酸铁锂（储能型，314Ah）	0.3075	0.00%	0.00%	0.33%
	方形磷酸铁锂（储能型，100Ah）	0.3625	0.00%	0.00%	0.00%
	523 软包电池	0.515	0.00%	0.00%	26.07%
	锂电池圆柱（2500mAh/18650）	4.75	0.00%	4.63%	7.47%
隔膜环节（元/平方米）					
隔膜材料（涂覆）	7μm+2μm 涂覆隔膜	1.12	0.00%	7.69%	13.13%
	9μm+3μm 涂覆隔膜	1.115	0.00%	3.72%	13.20%
隔膜原料（基膜）	7μm 湿法基膜	0.80	0.00%	3.90%	17.65%
	9μm 湿法基膜	0.79	0.00%	1.28%	14.49%
	16μm 干法基膜	0.45	0.00%	0.00%	4.65%
铜铝箔环节（万元/吨）					
铜铝箔材料（加工费）	4.5μm 电池级铜箔加工费	3.15	0.00%	0.00%	6.78%
	6μm 电池级铜箔加工费	2.00	0.00%	0.00%	8.11%
	8μm 电池级铜箔加工费	1.75	0.00%	0.00%	6.06%
	12μm 双面光铝箔加工费	1.45	0.00%	0.00%	0.00%
铜铝箔原料	电解铜	9.39	2.62%	7.93%	10.21%
	电解铝	2.21	0.00%	2.31%	6.25%

数据来源：百川盈孚、ICC 鑫椏、广发证券发展研究中心

当前锂电各环节价格分化的本质是需求韧性与供给刚性的错配，新能源汽车与储能需求持续释放，但ROE承压、速动比率不足导致供应链各环节扩产能力与意愿双降，其中因扩产周期长、资源约束的VC、六氟磷酸锂和锂盐，供需缺口更显著，价格涨幅更高；而扩产节奏匹配、加工环节供需均衡的隔膜和铜铝箔加工费价格保持稳定。这一现状为后续供应链供需平衡测算与产能利用率分析奠定核心基础。

（三）预计需求增长28%，中游将处于紧平衡状态

我们认为，30%是当前锂电行业供需平衡的核心临界增速阈值。当前测算2026年锂电总需求将达2495GWh，较2025年1944GWh同比增长28%，尚处于供需相对匹配的区间；但一旦需求增速超预期突破30%，供给端将快速陷入紧缺状态。

从供给端弹性看，核心环节产能利用率已逼近上限：2025年负极、6F、铜箔等环节产能利用率已达81%、80%、78%，2026年将进一步抬升至91%、90%、91%，部分环节（如25Q4的6F）已阶段性触及100%满产，而锂电环节扩产周期多在6-12个月，现有产能难以匹配需求的超预期增长。

结合需求拆分看，若增速达到30%，对应2026年需求超2495GWh，负极、铜箔等环节的供给缺口将快速显现——以负极为例，2026年现有供给仅385GWh，对应30%增速下的需求将较当前进一步扩张，供给余量将从36GWh进一步缩窄，紧缺风险显著抬升。

表 12：锂电行业供需平衡测算表（单位：GWh）

	2025			2026			增速假设			
	动力	储能	消费	动力	储能	消费	动力	储能	消费	
中国	785	300		950	496		21%	65%		
欧洲	233	58		288	81		24%	39%		
美国	153	94		165	114		8%	21%		
其他	83	92		107	133		29%	45%		
合计	1253	544	147	1510	824	161	20%	51%	10%	
电池需求		1944			2495			28%		
	25Q1	25Q2	25Q3	25Q4	26Q1	26Q2	26Q3	26Q4	2025	2026
季度占比	16%	24%	26%	34%	22%	23%	27%	28%		
需求										
电池	320	470	500	654	549	574	674	699	1944	2495
铁锂	61	89	95	124	107	112	131	136	369	486
三元	14	20	22	28	22	23	27	28	84	99
负极	45	66	70	92	77	80	94	98	272	349
6F	4	6	7	9	8	8	9	9	26	33
湿法隔膜	41	60	64	84	70	73	86	89	249	319
干法隔膜	10	15	16	21	18	18	22	22	62	80
铜箔	16	24	25	33	27	29	34	35	97	125
供给										
电池	534	548	578	636	686	737	788	838	2296	3049
铁锂	120	121	125	127	137	146	157	158	492	598
三元	44	44	45	45	45	45	45	45	179	181
负极	79	83	85	88	90	94	98	103	334	385
6F	8	8	8	8	9	9	10	10	32	37
湿法隔膜	90	95	99	107	114	122	128	136	390	500
干法隔膜	33	33	34	36	36	36	36	37	136	145
铜箔	30	30	32	32	32	33	34	37	125	137
产能利用率										
电池	60%	86%	87%	103%	80%	78%	86%	83%	85%	82%
铁锂	51%	74%	76%	98%	78%	77%	84%	86%	75%	81%
三元	31%	46%	48%	62%	48%	50%	59%	61%	47%	54%
负极	57%	80%	82%	104%	85%	86%	96%	95%	81%	91%
6F	53%	77%	82%	107%	88%	88%	88%	94%	80%	90%
湿法隔膜	46%	64%	65%	78%	61%	60%	67%	66%	64%	64%
干法隔膜	31%	45%	47%	59%	49%	51%	59%	61%	46%	55%
铜箔	53%	77%	78%	102%	85%	86%	98%	95%	78%	91%

数据来源：广发证券发展研究中心

四、固态电池：材料端关注电解质和负极环节

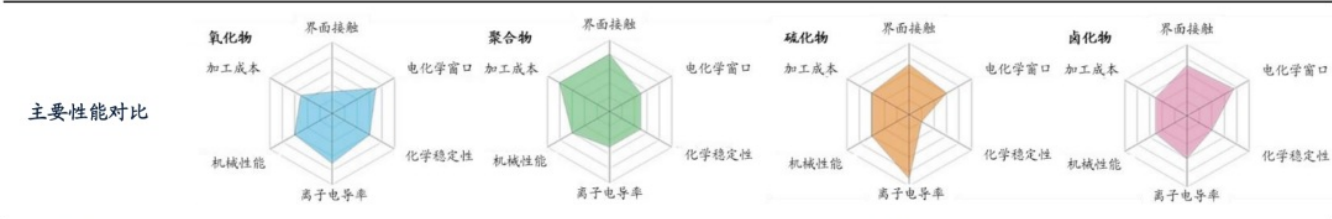
（一）电解质：硫化锂价值量占比高，液相法路线长期降本空间大

固态电解质为核心增量，目前全固态锂电池技术逐步向硫化物收敛。有机固态材料是聚合物，无机固态材料主要是氧化物、硫化物及卤化物。（1）聚合物：制备简单，柔韧性好，工艺和现有锂电池比较接近，易通过现有设备的改造实现量产；但其室温离子电导率低、容易短路、能量密度有局限，安全性较差；（2）氧化物：耐受高电压，分解温度高，室温离子电导率高于聚合物（不如液态电解液）；但机械性能坚硬、作电解质片较容易脆裂、和正负极固固界面接触差；目前可与电解液

或聚合物复合成半固态电池，降低电解液含量；（3）硫化物：电导率较高，接近液态电解质，且硬度适中、界面物理接触好、机械性能良好，是全固态电池未来最可能的技术路线，应用空间较广；但制备工艺比较复杂，核心需要解决压力问题。材料及制备成本高，且容易与空气中的水、氧气反应产生剧毒气体；（4）卤化物：电导率最高，材料稳定性优质，且正负极相容性较好；但空气稳定性较差，对水敏感性很高，需要解决潮解问题。

表 13：固态电解质参数对比

	氧化物	聚合物	硫化物	卤化物
优势	良好的机械稳定性 良好的化学稳定性 对温度不敏感	低成本 易于加工 高灵活性	离子电导率高 柔软性和可塑性	离子电导率高 结构稳定性高 电化学窗口范围较大
劣势	烧结温度高 脆性 锂金属稳定性低 对正极的离子电导率低 薄膜加工	对锂枝晶的抑制性低 限制电流密度 离子电导率低 对高压正极不稳定	对锂金属不稳定 对高压正极不稳定 固态电解质的制造 前体/材料可用性 在空气中不稳定	对水分敏感，容易潮解



数据来源：《Toward better batteries: Solid-state battery roadmap 2035+》Dengxu Wu 等，《Designing High-Performance Sulfide-Based All-Solid-State Lithium Batteries: From Laboratory to Practical Application》Liu Yuankai 等，广发证券发展研究中心

硫化锂约占固态电池原料成本的**28.3%**，相比于六氟磷酸锂在液态电池原料中的价值量，实现约**4倍**增幅。据高工锂电和鑫椏固态电池，全固态电池中电解质的价值量占比约为36%，其中硫化锂占据固态电解质成本的77%~80%，硫化锂综合成本约为固态电池原料成本的28.3%。另外，据3060测算，目前磷酸铁锂电池中电解液的原料成本占比约为11.7%，按照12.5%的添加比例测算，六氟磷酸锂约占液态电池原料成本的7.3%。目前固态电解质基本收敛于硫化物电解质，而硫化锂又是硫化物电解质的核心原料，因此，从液态向固态电池的转换过程中，核心原料的价值量从六氟磷酸锂的7.3%增加到硫化锂的28.3%，实现约4倍增幅，硫化锂成为电解液企业和其他企业争相布局的产品。

表 14：六氟磷酸锂和硫化锂在液态与固态中的价值量占比

液态电池		固态电池	
电解液价格（万元/吨）	3.41	固态电解质价值量占比	36%
6F 价格（万元/吨）	17	硫化锂成本占比	78.5%
6F 添加比例	12.5%		
电解液中 6F 成本（万元/吨）	2.125		
6F 占电解液成本比例	62.3%		
电解液价值量占比	11.7%		
6F 价值量占比	7.3%	硫化锂价值量占比	28.3%

数据来源：高工锂电，鑫椏固态电池，3060，百川盈孚，广发证券发展研究中心

短期看，固相法路线制备硫化锂成本高但见效快，液相法成本低，但需解决纯度难题。通过查阅各公司专利及相关文献，目前固相法制备硫化锂的工艺路线从原料成本看，高于液相法，另外，从反应温度和时间的维度看，固相法对能耗和反应设备提出了更高的要求。但固相法的工艺流程相对简单，目前是量产进度最快的反应类型。液相法原料和能耗成本较低，但现阶段仍受制于有机溶剂残留及复杂的除杂工艺，导致其产品纯度与杂质含量指标上仍普遍存在劣势，能够率先在液相法实现突破的企业预计能够成为未来硫化锂行业的核心玩家之一。

表 15：主要硫化锂制备路线整理

分类	制备方法	原料	原料成本（万元/吨）	反应时间与温度	纯度	适用性	代表企业
固相法	-	铁粉+硫化钠 +硫酸钠	15.82	温度：常温~750℃ 时间：8.3h+	预计较低	高温高压，且副产物需处理	华盛锂电
	燃爆法	锂+硫磺粉	17.82	温度：250~650℃ 时间：7h+	纯度： 99.92%~99.94%	高温带来能耗和设备高要求	赣锋锂业/天齐锂业
	碳热还原法	硫酸锂+碳源	16.11	温度：220~675℃ 时间：18h+	纯度：>99.9%	高温带来能耗和设备高要求	天齐锂业/恩捷股份
	复分解法	硫化钠+碳酸锂	14.96	温度：400~900℃ 时间：7.5h	纯度：99.99%	高温带来能耗和设备高要求	光华科技
	硫化氢中和法	硫化氢+锂源	13.49~19.91	温度：450~650℃ 时间：4h+	纯度：锂、硫、 卤素质量分数 99.5%	原料对设备要求高，需提纯	上海洗霸（有研稀土专利）
	硫化氢中和法	氢气+硫磺粉 +氢氧化锂	13.49	温度：300~450℃ 时间：暂不确定	-	原料对设备要求高，需提纯	SK 新技术株式会社
液相法	硫化氢中和法	硫化氢+氢氧化锂	13.49	温度：20~80℃ 时间：6h+	纯度： 99.3%~99.6% 收率：99.38%	原料对设备要求高，需提纯	泰和科技
	复分解法	硫化钠+氯化锂	15.53	温度：常温~600℃ 时间：4.5h+	-	对提纯要求高	-

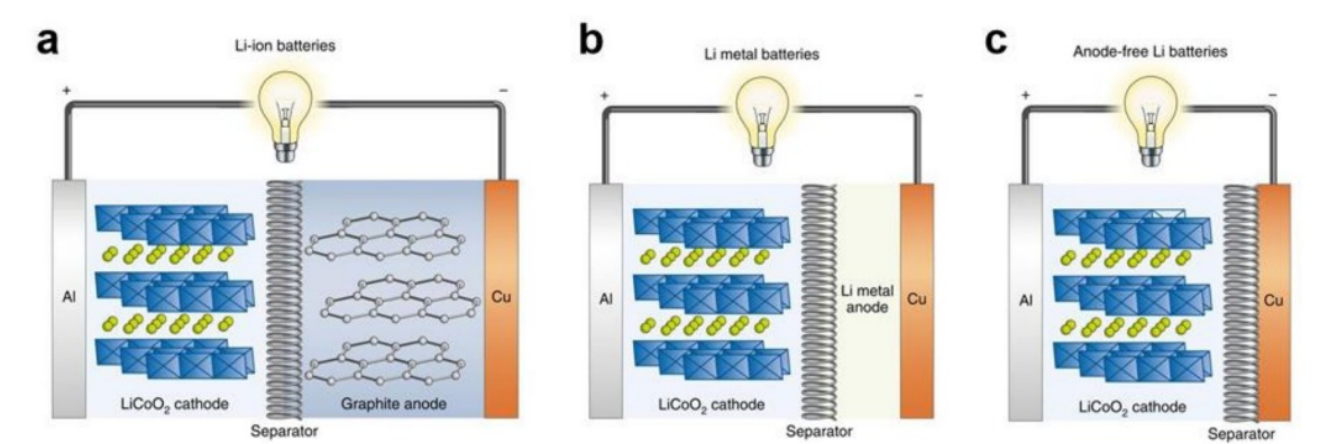
数据来源：各公司专利及文献，百川盈孚，广发证券发展研究中心

长期来看，原料成本优势基本抹平，硫化锂制备路线考验企业的综合降本体系打造，体系更加丰富的液相法路线可能更具有优势。通过复盘上一轮6F的成本差异，得出两个结论：（1）原料成本随着上游扩产或企业自供，差距逐渐抹平；（2）原料成本以外的其他成本差异随着公司生产体系和技术优势的积累，逐渐拉开差距。因此，未来主要考验原料成本以外，硫化锂生产公司能否实现全生产体系的极致降本，从降本的空间来看，液相法在溶剂选择，原料精制以及物料循环上仍然有较大优化空间，结合在反应温度和时间方面带来的能耗降低、设备投资降低和制备效率提高优势，长期内原料成本以外的其他成本下降空间更大。

（二）负极：关注无负极和锂金属负极技术

无负极技术：有望成为电池负极的最终方案。无负极锂金属电池负极侧不存在预置的活性物质，是锂金属负极电池的特殊形式。（1）锂金属负极电池：充电时从正极材料中脱出的Li+将以金属锂的形式直接沉积在负极预置的锂箔表面；在电池放电时金属锂将从负极锂箔表面离子化并重新嵌入至正极材料之中；（2）无负极锂金属电池：过程与锂金属电池类似，但金属锂沉积/剥离过程在负极集流体表面进行，由于这两种电池体系的电极过程十分相似，因此，可以认为无负极锂金属电池是锂金属电池的一种特殊形式。

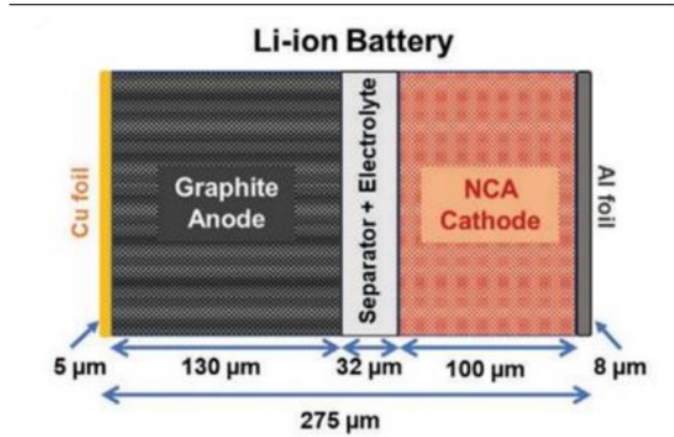
图 40：三种不同的电池结构（从左到右依次为锂离子电池、锂金属电池、无负极锂金属电池）



数据来源：《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博，广发证券发展研究中心

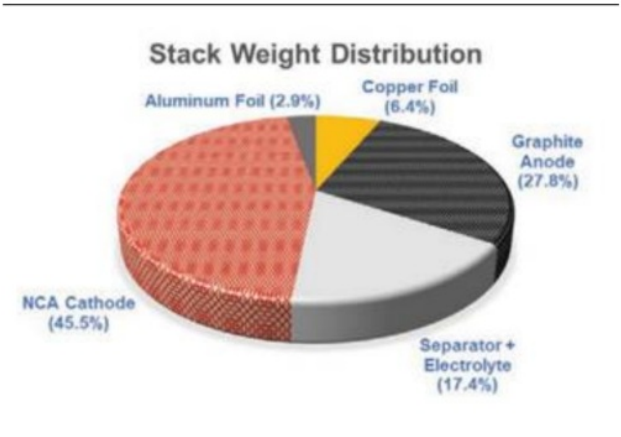
无负极技术使电池在能量密度、组装工艺、生产成本等方面占据优势，或是锂电池负极的最终方案。具体来讲，无负极技术使电池具备四大优点：（1）能量密度更高：负极侧充电产物为具有最低电极电势的金属锂，故电池的平均放电电压远高于锂离子电池，因此在其它电池组件均相同的情况下，无负极锂金属电池的能量密度最大；（2）减少电池体积和质量：从体积看，不存在负极活性物质体积占用的无负极锂金属电池在电池完全放电的情况下总体积仅为锂离子电池的52.7%，从质量看，无负极锂金属电池剔除了锂离子电池中占质量比约为27.8%的石墨负极；（3）正负极容量比严格等于1，降低工艺难度：无负极技术使正负极活性物质的容量比（N/P）严格等于1，一方面保证电池性能，另一方面减少活性物质浪费，降低了工艺难度和对应的生产成本；（4）电池结构简化带来成本优化：省去负极材料制备和组装流程，成本更低。

图 41：锂离子电池各组件体积占比情况



数据来源：《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博，广发证券发展研究中心

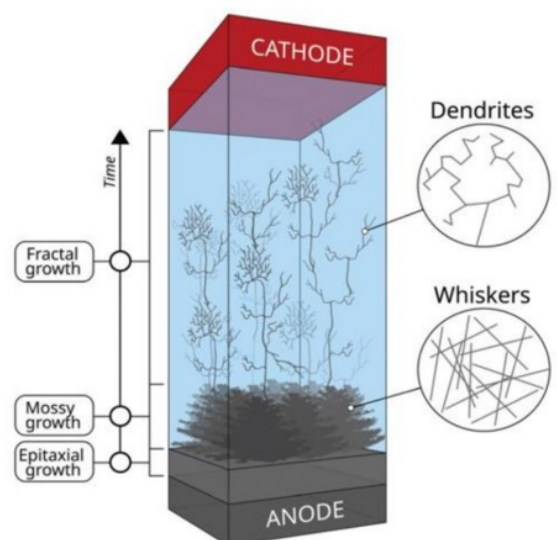
图 42：锂离子电池各组件的质量占比情况



数据来源：《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博，广发证券发展研究中心

锂枝晶形成、负极锂源损失难弥补等问题是无负极技术普及的主要障碍。首先，在锂金属电池充电过程中可能会形成晶须状的金属锂并逐渐演化为锂枝晶，而锂枝晶具有明显的三维结构，随着充电过程的进行，会不断向正极侧生长，可能破坏电池内部结构，造成短路或电池性能的下降；其次，无负极电池由于正负极活性物质容量比严格等于1，而无负极锂金属电池的金属锂沉积/剥离过程表现出较低的可逆性，更易形成“死锂”并造成不可逆锂源损失，进而随着电池循环次数提高，放电容量不断衰减，此外，由于常用的Cu、Ni集流体的金属锂亲和性较差，在其表面沉积的金属锂常呈疏松多孔的苔藓状甚至枝晶状，相较普通锂金属电池的金属锂沉积形貌更加不均匀，循环过程中造成的不可逆锂源损失也较普通锂金属电池更大。

图 43: 锂枝晶生长过程示意图

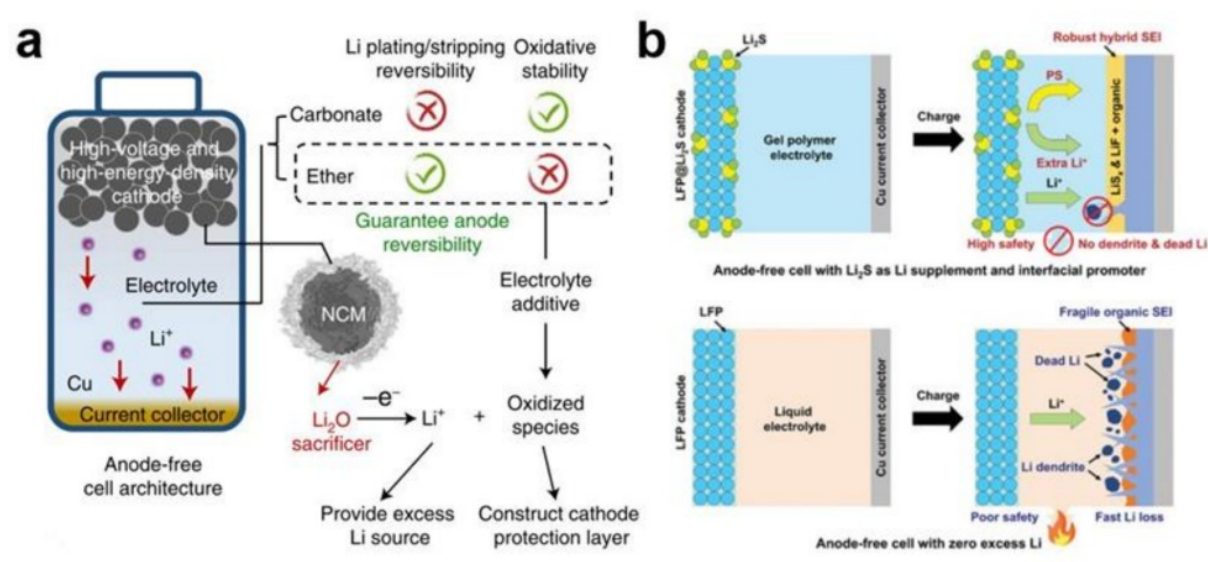


数据来源:《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博, 广发证券发展研究中心

主流解决方案包括两类：提供额外锂源和减少不可逆锂源损失。

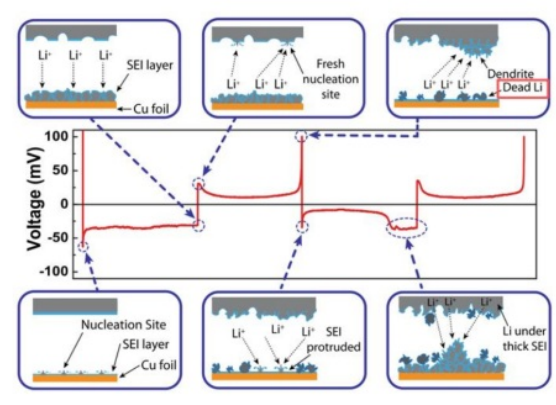
提供额外锂源：牺牲锂源法，电池正极中加入补锂剂或采用过锂化正极材料以保证电池前期循环中的锂源供应。（1）补锂剂：电池首次充电过程中，补锂剂将释放Li⁺形成脱锂产物。由于脱锂产物几乎无法重新接收Li⁺，因此在电池完全放电时，负极侧仍将有部分金属锂剩余并作为过量锂源补偿后续电池循环中的不可逆锂源损失；（2）过锂化正极材料：过锂化正极材料在首次充电时会释放出额外的Li⁺，其形成的脱锂产物与普通正极材料的脱锂产物具有相同的电化学性质，能够正常参与后续的电池循环。

图 45: Li₂O补锂剂（a）和Li₂S补锂剂（b）在无负极锂金属电池中的锂源补充示意图



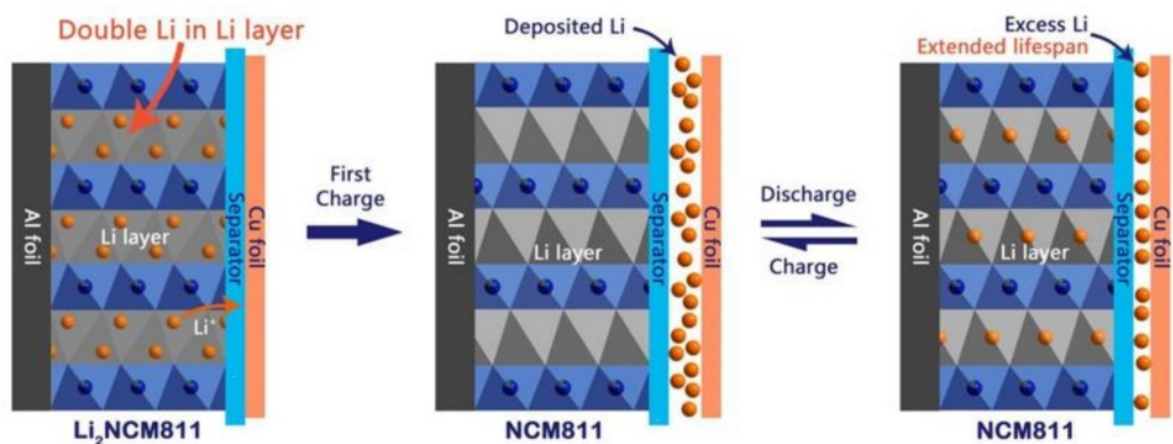
数据来源:《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博, 广发证券发展研究中心

图 44: 无负极锂金属电池电极过程示意图



数据来源:《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博, 广发证券发展研究中心

图 46：三元电池中过锂化材料充放电过程补锂行为示意图

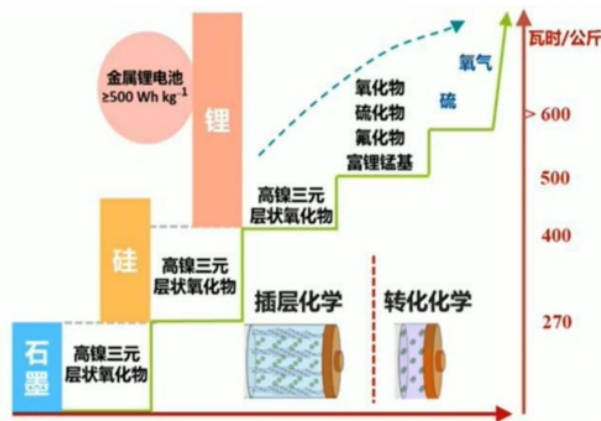


数据来源：《高循环稳定性准固态无负极锂金属电池的设计构筑及性能研究》邢建博，广发证券发展研究中心

减少不可逆锂源损失：主要包括集流体改性法、电解液调控法。（1）集流体改性法：其通过对负极集流体进行适当的改性以诱导高可逆性的金属锂沉积/剥离过程。研究表明，一些金属元素或类金属元素（如Au、Ag、Ge、Sn、Si等）能够在电池充电的过程中与Li⁺进行原位电化学反应形成对应的合金，这种合金能够降低金属锂的成核过电位并诱导均匀的沉积形貌；（2）电解液调控法：主要从电解液的有机溶剂、锂盐、添加剂等的种类与浓度着手。电池中的金属锂沉积形貌、电极界面副反应、生成SEI的种类和结构都与电解液的性质息息相关；（3）化成策略优化法：化成是指在电池组装完成后采用特定的程序使电池充放电以激活活性物质、形成稳定SEI（固态电解质界面）的过程，而策略的优化并不会改变电池的生产流程，且能够应用在几乎所有的电池体系之中，表现出极高的泛用性，具有较大的实际意义。

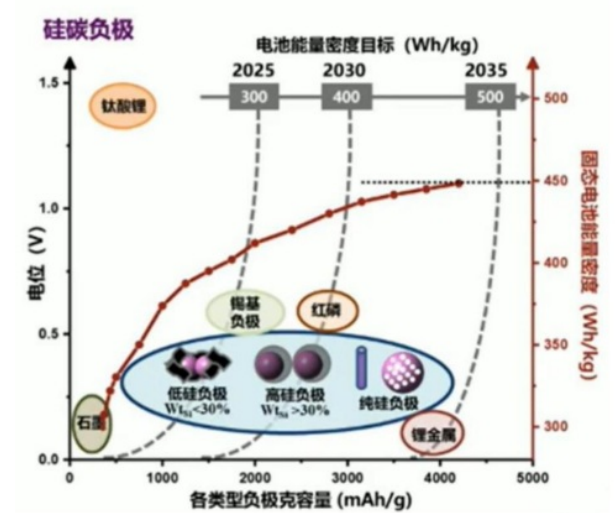
锂金属负极：与传统的石墨负极材料相比，锂金属负极具有更高的理论比容量（3.86Ah/g）和较低的电化学电位，锂金属负极的应用可以显著提升固态电池的能量密度，拓宽了电池的应用场景。除此以外，锂金属负极还有充放电效率高，在固态电池中安全性强的特点。据欧阳明高院士在2025年在中国电动汽车百人会论坛的上的讲话，锂金属将是2030年后固态电池的主流负极材料。

图 47：全固态电池的材料迭代路线



数据来源：欧阳明高，广发证券发展研究中心

图 48：固态电池负极材料逐渐过渡到锂金属

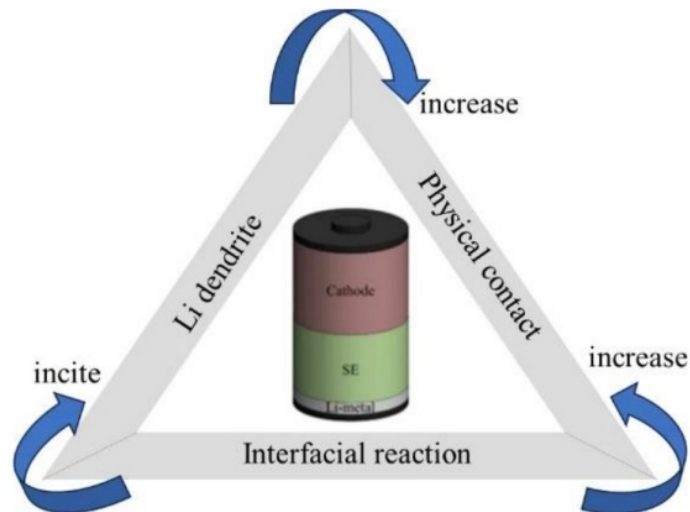


数据来源：欧阳明高，广发证券发展研究中心

海内外均开始在固态电池中采用锂金属负极，替代方案得到产业验证。据欧阳明高院士讲话，国内固态电池厂商主要采用碳硅负极方案。

界面反应、锂枝晶和固态电解质与锂金属阳极之间的界面物理接触仍然是锂金属负极应用需要面临的挑战。根据文献，界面反应会促进锂枝晶的形成，而锂枝晶的存在又会反过来影响界面反应。界面反应可刺激锂枝晶的生长。不均匀的离子传输和界面反应过程中晶核的形成等因素都会促进锂枝晶的发展。另一方面，锂枝晶的存在也会影响界面反应。锂枝晶的形成会增加电极的表面积，增强电解质与电极之间的接触，从而加快界面反应速率。但值得注意的是，锂枝晶也可能对界面层造成破坏，导致电解质分解和界面反应不稳定。锂金属负极的大规模应用仍然任重道远。

图 49：界面反应、锂枝晶以及界面物理接触的关系



数据来源：《Solid-state batteries encounter challenges regarding the interface involving lithium metal》 Peipei He 等，广发证券发展研究中心

五、投资建议

我们看好动力和储能需求共同带动锂电周期反转，电池和材料均有望迎来发展新机遇。（1）估值安全角度：推荐电池；关注负极、铝箔；（2）弹性进攻角度：推荐6F；关注铁锂、隔膜、铜箔。

风险提示

（一）新能源汽车销量不及预期

相对于传统燃油车，新能源汽车仍然属于新生事物，考虑产品稳定性、使用便利性等因素，对消费者接受度仍然较低，因而带来新能源汽车销量增长的不确定性。

（二）中游价格下跌超预期

行业出清过程中，新能源汽车全产业链价格都承受一定压力，其中中游动力电池及电池材料如果面临供过于求带来的价格超预期下跌，将影响行业盈利水平。

（三）技术升级进度不及预期

新能源汽车新车型产品开发需要较长开发周期，磷酸锰铁锂等新技术应用进度尚存不确定性，如果商业化应用延后，当年新能源汽车销量和盈利情况将存在低于预期可能性。

（四）投产进度不及预期

产能扩张是行业供需关系判断的重要保障，若投产进度不及预期，可能对行业供需关系带来较大不确定性。

报告信息

本摘要选自报告：《锂电行业2026年投资策略：储能需求驱动周期反转，电池和材料迎来新机遇》2025-12-15

报告作者：

陈子坤 S0260513080001

陈昕 S0260522080008

黄思悦 S0260525070002

法律声明

本微信号推送内容仅供广发证券股份有限公司（下称“广发证券”）客户参考，相关客户须经过广发证券投资者适当性评估程序。其他的任何读者在订阅本微信号前，请自行评估接收相关推送内容的适当性，若使用本微信号推送内容，须寻求专业投资顾问的解读及指导，广发证券不会因订阅本微信号的行为或者收到、阅读本微信号推送内容而视相关人员为客户。

完整的投资观点应以广发证券研究所发布的完整报告为准。完整报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性或完整性做出任何保证，报告内容亦仅供参考。

在任何情况下，本微信号所推送信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。除非法律法规有明确规定，在任何情况下广发证券不对因使用本微信号的内容而引致的任何损失承担任何责任。读者不应以本微信号推送内容取代其独立判断或仅根据本微信号推送内容做出决策。

本微信号推送内容仅反映广发证券研究人员于发出完整报告当日的判断，可随时更改且不予通告。

