

超配（维持）

电力设备及新能源行业之钒电池专题报告

深峡锁钒成碧玉，裂谷熔钛化金桥

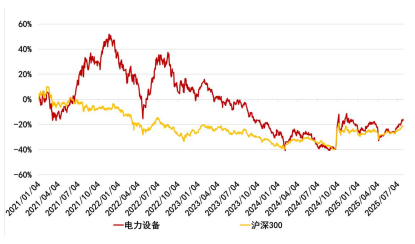
2025 年 7 月 30 日

投资要点：

分析师：刘兴文
SAC 执业证书编号：
S0340522050001
电话：0769-22119416
邮箱：liuxingwen@dgzq.com.cn

分析师：苏治彬
SAC 执业证书编号：
S0340523080001
电话：0769-22110925
邮箱：suzhibin@dgzq.com.cn

行业指数走势



资料来源：东莞证券研究所，iFinD

相关报告

- 中国着力构建以新能源为主体的新型电力系统。2015年以来，风电、太阳能的发电装机容量比重逐年提升，火电和水电的发电装机容量比重呈下降趋势。截至2024年年底，太阳能、风电的发电装机容量合计占总装机容量的比重达42.0%。随着光伏和风电新能源装机量持续增长，光伏和风电的消纳水平有所下降。新型储能是促进新能源消纳及稳定供电的重要一环，新型储能在新型电力系统中发挥重要调节性作用。独立新型储能电站在用电紧缺时提供备用电力，保障能源供应，有效平滑新能源发电的波动性和提高电网的接纳能力，对高比例新能源的电力系统平稳运行发挥着重要的作用。钒电池因其能量密度适中、寿命长、维护成本低等特点，逐渐成为风电、光伏等间歇性电源配套储能的重要选项之一。
- 我国液流电池装机规模处于快速增长阶段。随着新能源的增加和新型电力系统的构建，储能需求呈现多元化、多层次特征。全钒液流电池以其自身的特点，产业主要定位于有高安全性需求、规模化、长时间尺度的储能。据2025全国液流电池产业发展大会介绍，2024年，我国液流电池装机规模跨越式增长，液流电池储能电站项目新增并网0.81GW/3.23GWh，较2023年增长10倍，液流电池产业从“1”向“N”迈出重要一步，进入到商业化发展阶段。我国液流电池以全钒液流电池为主导，在2024年采招落地的液流电池储能项目中，全钒液流电池储能项目规模达973.45MW/4071.35MWh，有多个GWh级项目，总中标金额超34.85亿元，容量规模占比96.67%。
- 钒电池储能市场规模仍有较大增长空间。中国钒电池产业经过近几年的持续应用和规模化应用，可靠性不断增强，已实现全钒液流电池产业链自主可控。中国钒电池产业依托超大规模的资源保障能力、领先世界的应用技术和超大规模的市场需求，正在成为具有全球竞争力的战略性新兴产业。2024年，液流储能项目在我国新型储能市场中渗透率仍较低，随着技术进步、项目规模扩大和商业模式创新，钒电池技术将得到更广泛的市场认可和经济性验证，以钒电池为代表的液流电池在新型储能项目中的渗透率将显著提高。随着大量钒电池项目陆续进入并网、招投标与签约阶段，预计到2025年，钒电池产业将迎来实施交付的高峰期，产业进入良性发展期，2026年钒电池项目总规划规模将达到3吉瓦。2024年，中国全钒液流电池市场规模预计约23.1亿元，到2026年，中国全钒液流电池市场规模有望增长至144.6亿元，未来具备巨大发展潜力。
- 投资建议。建议关注有望受益于钒电池应用市场逐步扩大的钒电池供应链头部企业。
- 风险提示：宏观经济波动和市场需求波动的风险；价格波动风险；环保风险。

本报告的风险等级为中风险。

本报告的信息均来自已公开信息，关于信息的准确性与完整性，建议投资者谨慎判断，据此入市，风险自担。

请务必阅读末页声明。

目录

1. 中国已实现全钒液流电池产业链自主可控	3
1.1 我国液流电池以全钒液流电池为主导	3
1.2 钒电池的产业定位属于大规模长时储能技术	6
1.3 钒电池产业链主要参与企业	8
2. 中国新能源产业快速发展为钒电池储能带来增量需求	9
2.1 中国着力构建以新能源为主体的新型电力系统	9
2.2 新能源装机量持续提升，新型储能快速发展	11
2.3 钒电池储能市场规模仍有较大增长空间	14
3. 投资策略和重点公司	16
4. 风险提示	17

插图目录

图 1：钒电池产业链构成	4
图 2：全钒液流电池系统成本构成	5
图 3：不同储能时长全钒液流电池储能系统的度电成本	6
图 4：新型电力系统建设的发展路径	9
图 5：全国发电装机容量	9
图 6：全国各类型发电装机容量占总装机容量比重	10
图 7：电源工程和电网工程投资完成额及同比	11
图 8：中国风电累计装机量	11
图 9：中国光伏累计装机量	11
图 10：储能各环节的应用场景示意图	12
图 11：2024 年中国新型储能累计装机规模占比	12
图 12：新疆吉木萨尔北庭全钒液流 1 号储能厂房	14
图 13：中国新型储能累计装机规模（GW）	14
图 14：中国全钒液流电池市场规模及预测（亿元）	15

表格目录

表 1：钒电池和锂电池特性对比	3
表 2：钒电池行业相关政策	7
表 3：国内部分重点钒电池储能项目	13
表 4：公司盈利预测及投资评级（截至 2025 年 7 月 29 日）	17

1. 中国已实现全钒液流电池产业链自主可控

1.1 我国液流电池以全钒液流电池为主导

1984 年，澳大利亚新南威尔士大学 Skyllas-Kazacos 提出了全钒液流电池（以下简称“钒电池”）概念，正负极氧化还原使用同种元素钒，电解液在长期运行过程中可再生，电化学反应动力学良好，运行过程中无明显析氢、析氧副反应。1986 年，这一创新性的电池体系成功获得专利。此后，澳大利亚众多研究机构持续深入挖掘，对钒电池相关材料，如隔膜、导电聚合物电极以及石墨毡等进行研究，取得多项专利成果，为钒电池产业发展与应用奠定了基础。

我国对钒电池的基础研究起步较早，于 20 世纪 80 年代末开始研究钒电池技术，中国地质大学及北京大学都建立了钒电池实验室模型。中国工程物理研究院研制了碳塑电极并开展了钒电池正极电解液的浓度及添加剂对正极反应的影响的研究，国际上首次采用注塑工艺生产导流框和导电塑料，国内首个发表钒电池研究论文，1995 年研制出 500 瓦、1 千瓦的样机，并拥有电解质溶液制备、导电塑料成型等专利。此后，中国科学院大连化学物理研究所、大连融科储能技术发展有限公司等多家机构开始从事钒电池的研发工作。通过关键核心技术攻关和自主创新，针对钒电池关键材料，高性能电堆和大规模储能系统集成等关键环节，取得了一系列技术突破完成了从实验室基础研究到产业化应用的发展过程，推进了钒电池在发电侧、输电侧、配电侧及用户侧的示范应用。

钒电池和锂电池在储能领域存在明显差异。锂电池采用有机电解液，有热失控隐患，而钒电池在安全性方面具有天然优势，因为钒电池使用水基电解液，不存在燃烧爆炸风险，安全性更高，在大规模储能场景中尤为重要，因为储能电站的安全事故可能造成严重后果。电池寿命方面，钒电池循环寿命可达 1 万-2 万次，远超锂电池的 3000-6000 次。同时，钒电池电解液几乎可以实现 100%回收再利用，而锂电池回收工艺复杂且存在污染风险。钒电池另一个独特优势在于容量扩展的灵活性，钒电池的功率和容量可以独立设计，通过增加电解液储罐就能扩展容量，更适用于需要长时间储能的场景，而锂电池储能要实现容量扩展则需增加整个电池模块。

表 1：钒电池和锂电池特性对比

特性	钒电池	锂电池
安全性	水系电解液，无燃爆风险	有机电解液，热失控风险
循环寿命	1.5 万~2 万次	3000~6000 次
储能时长	4~12 小时（长时）	1~2 小时（短时）
扩容灵活性	独立扩展功率/容量	需整体更换模块
环保性	电解液近 100%回收	回收复杂，存在污染风险
能量密度	低（20~50 Wh/kg）	高（150~250 Wh/kg）
初始成本	较高（锂电池的 1.5~2 倍）	较低但梯次利用后安全性下降

资料来源：电子工程网，东莞证券研究所

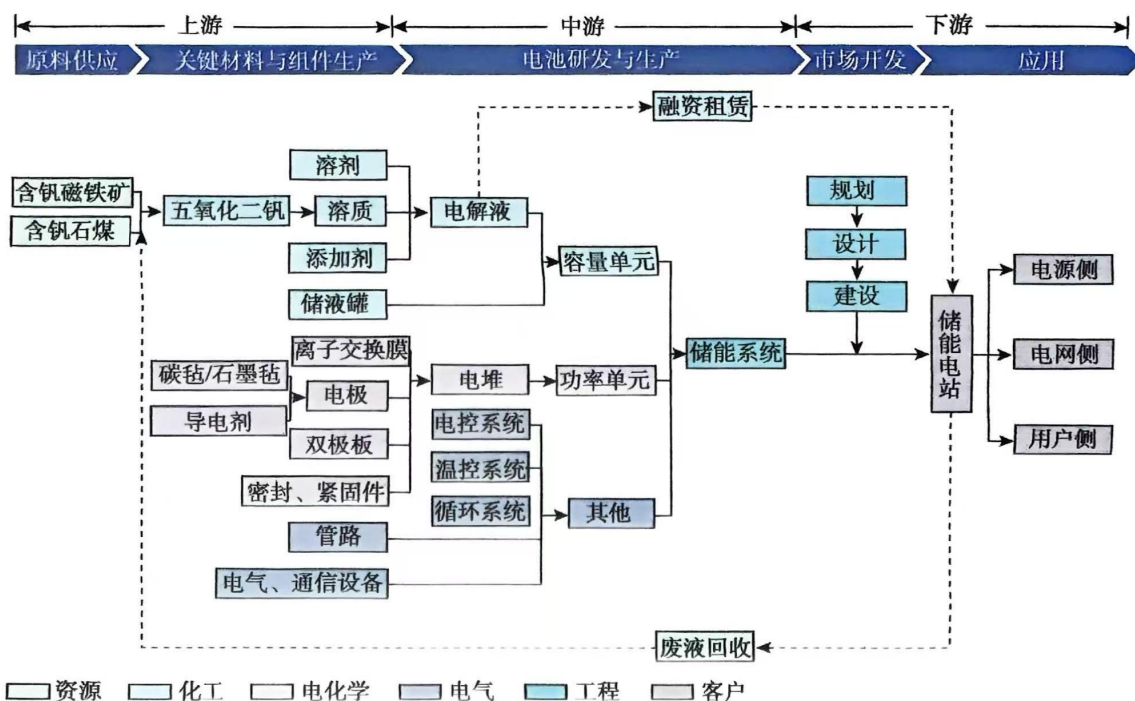
据 2025 全国液流电池产业发展大会介绍，2024 年，我国液流电池装机规模跨越式增长，液流电池储能电站项目新增并网 0.81GW/3.23GWh，较 2023 年增长 10 倍，液流电池产业从“1”向“N”迈出重要一步，进入到商业化发展阶段。我国液流电池以全钒液流电池为主导，包括铁铬液流电池、锌铁液流电池、水系液流电池等。在 2024 年采招落地的液流电池储能项目中，全钒液流电池储能项目规模达 973.45MW/4071.35MWh，有多个 GWh 级项目，总中标金额超 34.85 亿元，容量规模占比 96.67%；铁铬液流电池储能项目采招落地 40MW/80MWh，锌铁液流电池储能项目采招落地 20MW/40MWh，水系有机液流电池储能项目 5.2MW/20.4MWh。在 2025 年 1—5 月采招落地的储能项目中，4h 及以上长时储能规模达 1.18GW/5.23GWh，产业发展形势良好。

钒电池产业链可分为上游原料供应端，中游技术开发及产品集成端以及下游应用端三大部分。

钒是钒电池最核心的上游材料。同时，由于钒电解液的成本占钒电池成本比例约五成，钒的获取和持续稳定的供应以及电解液制备成本，对钒电池的普及应用有着重要影响。在其他关键材料与组件供应方面，上游产业还包括生产电堆所需的各类膜材料、双极板材料和电极材料等，其成本和性能将对钒电池的质量、效率和竞争力产生重要影响。

根据钒钛股份 2024 年年报，2024 年国内钒产量约 16.5 万吨（折合五氧化二钒），较 2023 年增长约 1.9%。2024 年国内粗钢产量同比下降 1.7%，尤其是螺纹钢产量同比下降 13.6%，造成钒在钢中的消耗减量，但 2024 年全钒液流储能项目装机量大幅提升，对应钒的实际需求也大幅上升。总体上，2024 年全年国内钒需求总量同比增长约 4.2%。

图 1：钒电池产业链构成

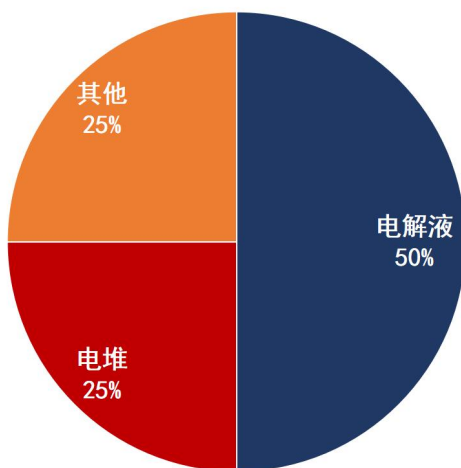


数据来源：《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，东莞证券研究所

中游产业是钒电池产业链的核心环节。上游提供的钒和关键材料等，被用于制备钒电解液和电堆等，经过精密组装和调试，形成钒电池储能系统。中游还负责对电池系统的集成和测试工作，以满足不同应用场景的需求。中游产业的技术水平和生产能力，直接决定和影响钒电池的质量和竞争力。这一环节的企业，一般都具有良好的经济实力、较强的研发实力和产业基础，工艺技术装备开发与质量控制能力强。

钒电解液占钒电池的成本最高。根据《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，当风光发电占比达到 20%~30%，4 小时以上的长时储能需求成为刚需，当风光发电占比达到 50%~80% 时，储能时长需要达到 10 小时以上。对于 4~20 小时储能系统，电解液的成本约占 50%~80%。在 4 小时储能系统中，电堆是钒电池的主体部件，在钒电池成本中占比约为 25%，其核心材料为离子交换膜、电极和双极板。降低电堆成本的主要途径是优化电堆结构，在保持电堆能量转化效率不低于 80% 的条件下，提高电堆的电流密度，即提高电堆的额定电流密度。电控系统和其他附件成本占比约为 25%。

图 2：全钒液流电池系统成本构成



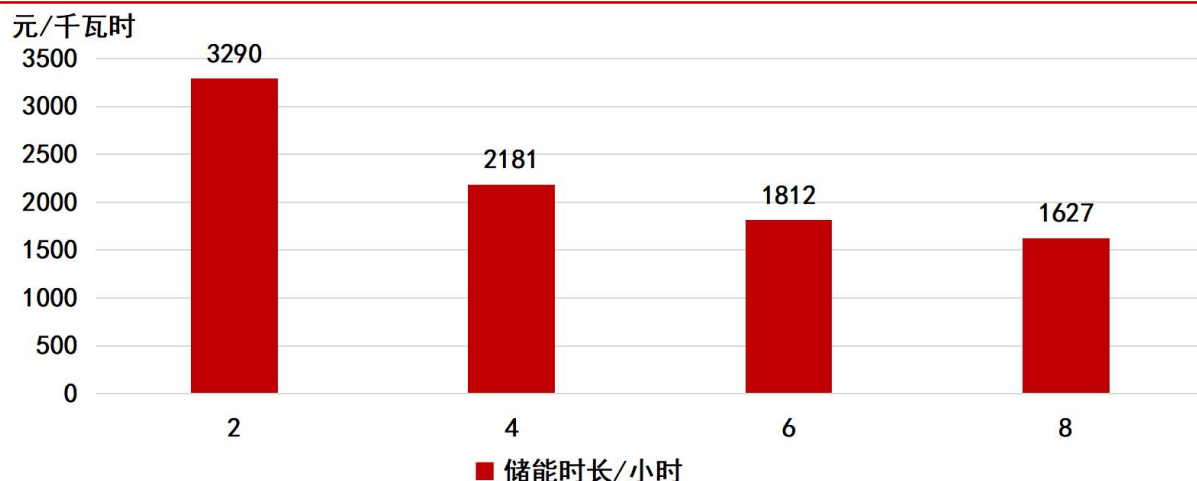
数据来源：《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，东莞证券研究所

钒电池的容量与功率相对独立，当功率不变时，增加储能时长只需增加电解液容量，其他部分基本不变。容量单元对钒电池储能系统成本的影响，主要体现在储能时长和五氧化二钒价格两个方面。钒电池储能系统的单位成本，随着储能时长的增加摊薄，体现钒电池在长时储能场景中的比较优势。五氧化二钒作为钒电解液的主要原料，价格波动直接影响到电解液成本，进而影响钒电池储能系统的造价和投资成本。根据《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，在五氧化二钒成本为 8 万元/吨及储能时长为 4 小时的情况下，全钒液流电池储能系统的度电成本约 2181 元/千瓦时，在储能时长为 8 小时的情况下，全钒液流电池储能系统的度电成本可降至 1627 元/千瓦时。

进一步优化容量单元设计、技术提升以及降低原材料成本，以技术进步推动电堆能

量密度提高和原材料利用率提升，构建全产业链和加强产业链合作形成规模效应，实施电解液租赁等方式都将助力钒电池储能系统降低成本。总体上，钒电池储能系统降本的路径和方向清晰，未来钒电池在长时储能领域将更具竞争优势。

图 3：不同储能时长全钒液流电池储能系统的度电成本



数据来源：《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，东莞证券研究所

下游产业是钒电池产业链的应用环节，即钒电池市场及用户。钒电池的下游主要包括电源侧、电网侧和用户侧三个场景。电源侧企业主要是为新能源配储，其作用是平滑发电曲线、跟踪发电计划，改善新能源并网电能质量，提高电力系统对新能源的消纳能力。电网侧包含调峰调频、黑启动等。用户侧主要用于工商业的削峰填谷、需求响应、应急电源等。下游企业与中游企业紧密合作，不断拓展钒电池应用领域，并根据市场需求引导中游企业技术创新和产品迭代。下游产业的需求和应用效果，直接影响钒电池的市场规模和增长速度。

1.2 钒电池的产业定位属于大规模长时储能技术

不同的储能技术路线拥有不同的应用场景，大规模长时储能需要本征安全、技术适合、与用户需求匹配的电池。全钒液流电池以其自身的特点，产业主要定位于有高安全性需求、规模化、长时间尺度的储能。随着新能源的增加和新型电力系统的构建，储能需求呈现多元化、多层次特征。目前，可用于大规模长时储能技术路线包括抽水蓄能、压缩空气、储热和液流电池等，虽然锂离子电池自身性能优良、产业链成熟、成本较低，但受安全性限制的影响，锂离子电池更适合于小规模、短时长的储能应用，不属于长时、大规模储能应用领域。钒电池作为目前较成熟的新型储能技术，更适合于大规模长时储能。随着钒电池技术愈加成熟，产品可靠性不断提高，成本不断降低，经过多应用场景的示范与技术性、经济性验证，钒电池能够满足商业化运作的要求，会成为大规模长时储能重要的技术路线。

在“双碳”目标推动下，国家和地方政府大力支持钒电池产业发展，发布了相关支持政策，钒电池发展环境持续优化。从国家层面来看，2021年11月，国家能源局、科学技术部印发《“十四五”能源领域科技创新规划》，部署高功率液流电池关键材料、电堆设计及系统集成技术研发，支持电网削峰填谷和可再生能源并网场景应用。2022年1月，国家发展和改革委员会、国家能源局发布《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确提出开展液流电池等不同技术路线的分类试点示范，重点建设更大容量的液流电池储能技术试点示范项目。2023年1月，工信部等六部门联合发布《关于推动能源电子产业发展的指导意见》，进一步细化了支持方向，提出发展低成本、高安全性的全钒液流电池，并突破电解液、电堆设计等关键技术瓶颈。

表 2：钒电池行业相关政策

发布时间	部门和相关文件	相关内容
2021.12	国家能源局、科学技术部——《“十四五”能源领域科技创新规划》	集中攻关。针对电网削峰填谷、集中式可再生能源并网等储能应用场景，开展大容量长时储能器件与系统集成研究；研发长寿命、低成本、高安全的锂离子电池，突破铅碳电池专用模块均衡和能量管理技术，开展高功率液流电池关键材料、电堆设计以及系统模块的集成设计等研究，研发钠离子电池、液态金属电池、钠硫电池、固态锂离子电池、储能型锂硫电池、水系电池等新一代高性能储能技术，开发储热蓄冷、储氢、机械储能等储能技术。示范试验。开展 GWh 级锂离子电池、大规模压缩空气储能电站和高功率液流电池储能电站系统设计与示范
2022.1	国家发展改革委、国家能源局——《“十四五”新型储能发展实施方案》	推动多元化技术开发。开展钠离子电池、新型锂离子电池、铅炭电池、液流电池、压缩空气、氢（氨）储能、热（冷）储能等关键核心技术、装备和集成优化设计研究，集中攻关超导、超级电容等储能技术，研发储备液态金属电池、固态锂离子电池、金属空气电池等新一代高能量密度储能技术。
2023.1	工业和信息化部等六部门——《“十四五”新型储能发展实施方案》	液流电池。发展低成本、高能量密度、安全环保的全钒、铬铁、锌溴液流电池。突破液流电池能量效率、系统可靠性、全周期使用成本等制约规模化应用的瓶颈。促进质子交换膜、电极材料等关键部件产业化。

资料来源：中国政府网，国家发改委，国家工信部，科学技术部，国家能源局，东莞证券研究所

在地方政策方面，四川、河北、陕西、河南、上海等地出台了很多支持长时储能，尤其是钒电池发展的政策。在这些政策中，新能源、钒资源和经济大省的相关政策更具代表性。例如，四川省于 2024 年 5 月出台了《促进钒电池储能产业高质量发展的实施方案》，提出要打造“钒资源开发—关键材料—电堆制造—系统集成—终端应用”全产业链，构建上中下游产业链供应链发展稳定、配套完善的产业集群，促进钒电池储能产业高质量发展，并将其作为助力先进材料产业提质倍增的重要措施，为全国钒电池产业发展政策制定提供了借鉴与参考。作为全国首个支持钒电池产业发展的专项政策，该方案明确了到 2027 年的钒电池储能产业发展目标，对四川省钒电池产业发展具有重要的推动和引领作用。

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）》，规划目标是打造“中国钒电之都”，到 2025 年，力争形成电堆 800MW（占全省规划 1GW 的 80%）和 2GWh 钒电池容量生产能力。到 2030 年，形成 1.5GW 电堆和 4GWh 的钒电池成套装备和系统集成能力。

1.3 钒电池产业链主要参与企业

从全球看，钒供应企业主要集中在中国。我国的五氧化二钒获取方式包括钒渣提钒、石煤提钒和二次资源提钒，钒渣及钒渣处理企业主要分布在四川攀西、河北承德等地区，包括攀钢集团、河钢集团、建龙集团、川威集团、德胜集团、达钢集团等企业，不同企业的钒渣产能规模相差较大。石煤提钒企业主要分布在陕西、湖北、河南、甘肃等地，二次资源提钒企业主要分布在四川、山东、陕西、福建及辽宁等地。

生产钒电池关键材料的企业，主要包括生产电极材料的辽宁金谷、江油润生、嘉兴纳科、江苏普向、四川骏瑞等企业，生产隔膜（质子交换膜）的山东东岳、苏州科润、液流储能、辽宁科京、武汉绿动等企业，生产塑料复合双极板的上海弘枫实业、南京旭能瀚源等企业，生产双极板的主要包括嘉兴纳科、威海南海碳材、山东瑞昇、美森储能、华熔科技、科旻新材料、佛山瑞能达、青岛杜科、上海弘俊等企业，钒电池所需要的关键材料已基本实现了国产化供应。

钒电池中游企业，包括钒电解液的制造供应商大连融科、银峰新能源液流储能、川发兴能、承德祥钒等企业，以及攀钢集团、河钢集团、建龙集团、川威集团等资源型企业向下游的扩展生产。钒电池的电堆、电控系统制造商主要包括大连融科、上海电气、普能世纪、液流储能、新新钒钛、北京绿钒、天府储能、开封时代、星辰新能、国润储能等。电控系统主要由各钒电池企业自己生产。此外，钒电池的中游产业链企业，还包括储存罐、管泵阀、传感器等制造商。

大连融科储能集团股份有限公司成立于 2008 年，大连融科在我国钒电池领域具有领航地位，作为牵头单位联合中科院大连化学物理研究所、清华大学等国内储能技术领域的优势科研院所、知名大学、电网企业等组成团队承担了包括国家科技部重点研发项目以及国家发改委、工信部等国家级重点专项。大连融科在关键材料开发、电解液批量化生产、电堆与系统设计、密封与组装技术、测试方法、循环操作等方面均进行了系统研究，取得技术突破和实践经验。大连融科钒电池储能技术应用领域涉及分布式发电、智能微网、可再生能源发电，以及电网调峰等，在国内外率先实现产业化，标志着我国液流电池储能技术达到了国际领先水平。

2006 年，承德新新钒钛储能科技有限公司开始进行钒电池研究，作为一家成立多年的钒电池企业，新新钒钛致力于对钒电池全产业链科研攻关，是“国家 863 项目”实施单位、“国家国际科技合作计划”实施单位、“国家科技支撑计划”实施单位和“河北省液流电池技术创新中心”。

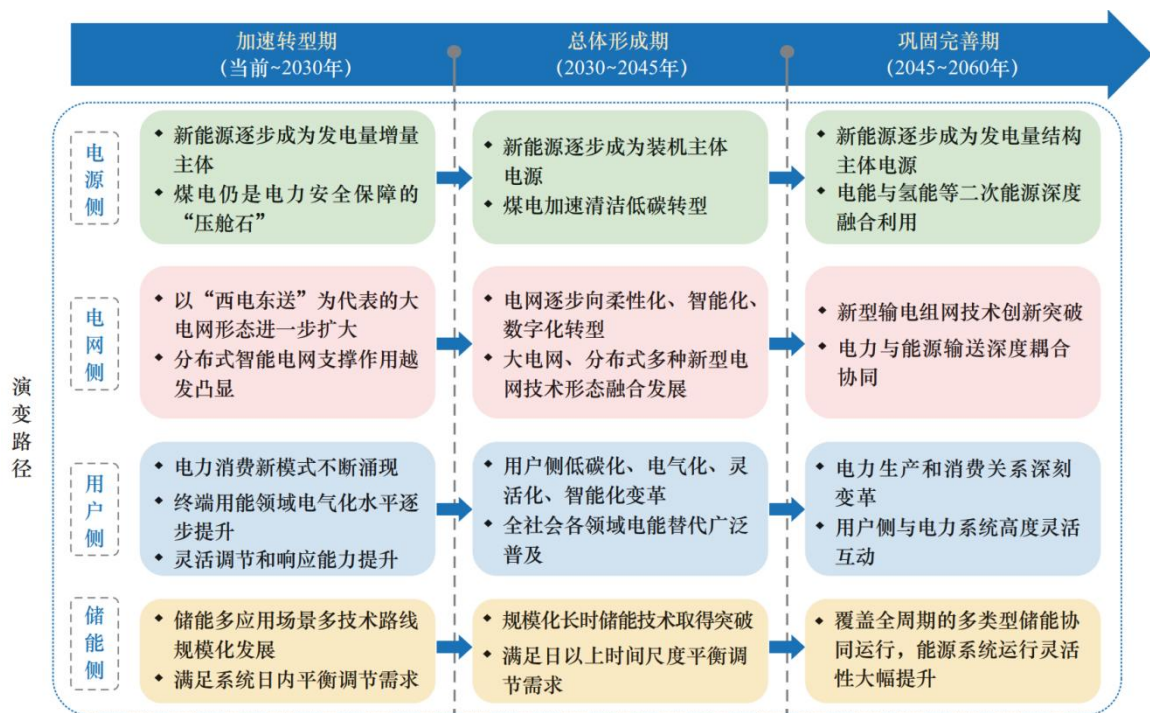
北京普能世纪科技有限公司成立于 2007 年 1 月，是我国较早成立的钒电池储能公司。该公司已在全球十几个国家和地区，包括中国、美国、斯洛伐克、韩国、西班牙、印度尼西亚、南非、肯尼亚等，成功安装运营了多个兆瓦级储能项目，应用于可再生能源发电平滑输出、跟踪计划发电、削峰填谷、需求响应、投资递延、分布式发电、海岛供电、智能微电网等领域。

2. 中国新能源产业快速发展为钒电池储能带来增量需求

2.1 中国着力构建以新能源为主体的新型电力系统

根据国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》（《蓝皮书》），新型电力系统建设的发展路径分为加速转型期、总体形成期和巩固完善期三大阶段，有计划、分步骤推进新型电力系统建设。在加速转型期，即当前至 2030 年，新能源逐步成为发电量的增量主体，煤电仍是电力安全保障的“压舱石”。在电网侧，以“西电东送”为代表的大电网形态进一步扩大，分布式智能电网支撑作用越发凸显。在用户侧，电力消费新模式不断涌现，终端用能领域电气化水平逐步提升，灵活调节和响应能力提升。在储能侧，储能多应用场景多技术路线规模化发展，满足系统日内平衡调节需求。

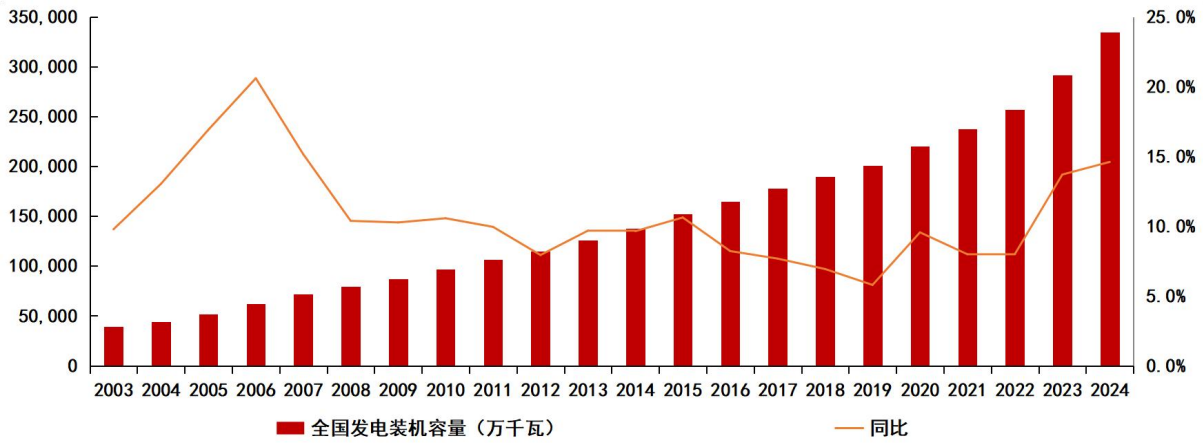
图 4：新型电力系统建设的发展路径



资料来源：国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》，东莞证券研究所

2003 年以来，全国电力装机容量持续扩张，尤其 2020 年以来，国内新能源发电新增装机量快速增长，推动全国发电装机总量保持增长趋势，全国电力装机总量由 2003 年的 3.9 亿千瓦上升至 2024 年的 33.5 亿千瓦。

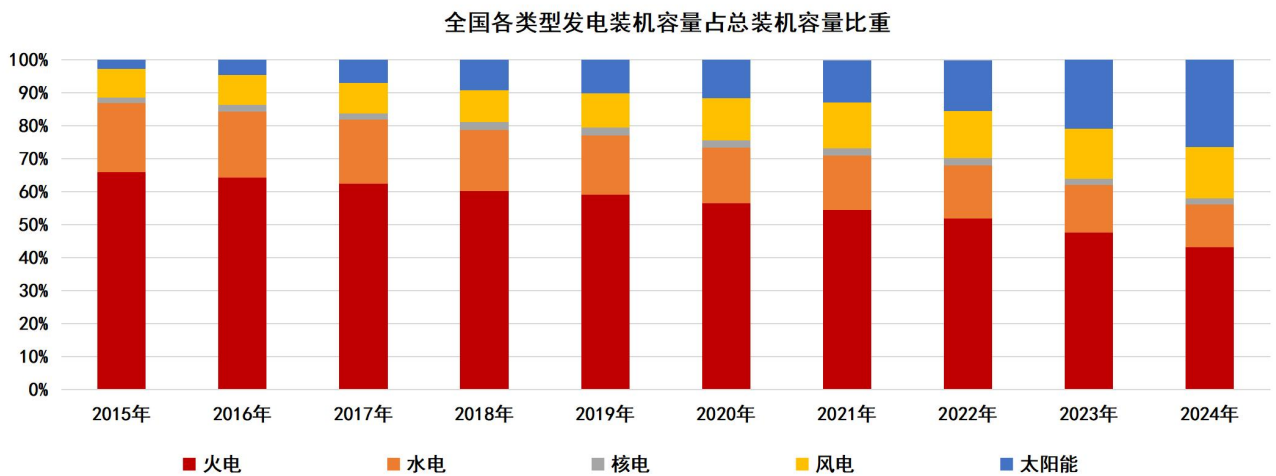
图 5：全国发电装机容量



数据来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

在我国发电装机结构方面，2015 年以来，风电、太阳能的发电装机容量比重逐年提升，火电和水电的发电装机容量比重呈下降趋势。截至 2024 年年底，太阳能、风电的发电装机容量合计占总装机容量的比重达 42.0%，较 2023 年提高 6.0 个百分点，火电和水电的装机比重分别降至 43.1%和 13.0%。

图 6：全国各类型发电装机容量占总装机容量比重



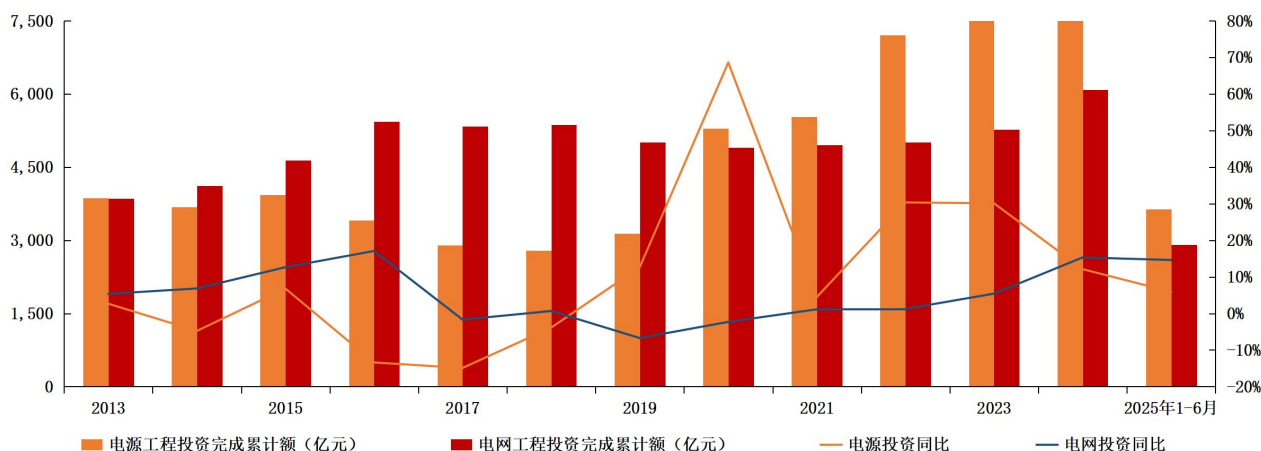
资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

电力投资包括电源工程投资和电网工程投资，2019 年以来，随着全国电源工程投资额逐年增长，全国电源工程投资额于 2020 年超过了全国电网工程投资额，并保持了五年领先。

随着国内电源工程快速建设，2021 年以来，国内电网工程投资完成额重回逐年增长趋势。2021—2024 年，国内电网工程年度投资完成额分别同比增长 1.1%、1.2%、5.4%和 15.3%，同比增速逐年加快提升。其中，2024 年全国电网工程累计投资完成额达 6083 亿元，首次超过六千亿元大关。2025 年 1—6 月，全国电网工程投资完成额达 2911 亿元，

同比+14.6%，全国电源工程投资完成额达 3635 亿元，同比+5.9%，保持同比增长态势。

图 7：电源工程和电网工程投资完成额及同比

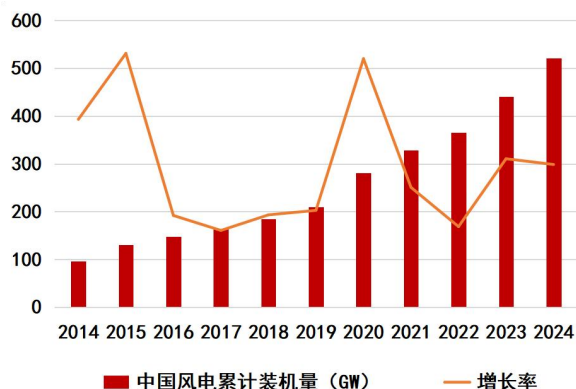


资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

2.2 新能源装机量持续提升，新型储能快速发展

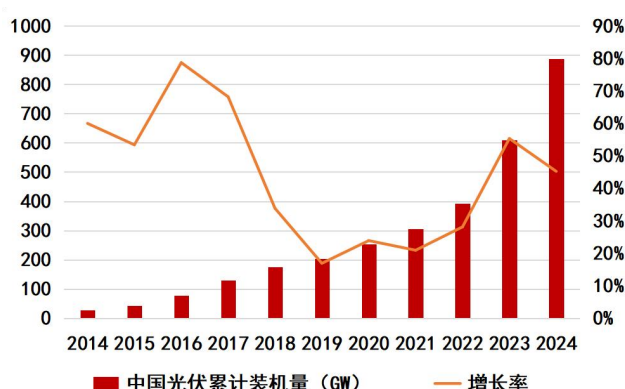
2024 年，全国光伏新增装机 277.17GW，同比+27.8%；全国风电新增装机 79.34GW，同比+4.5%。2024 年全国光伏新增装机量在 2023 年的高基数基础上，仍保持较快增长趋势。截至 2024 年年底，中国光伏累计装机量达 886.7GW，2014—2024 年，中国光伏累计装机量年均复合增速达 41.1%，中国风电累计装机量年均复合增速达 18.4%。

图 8：中国风电累计装机量



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

图 9：中国光伏累计装机量



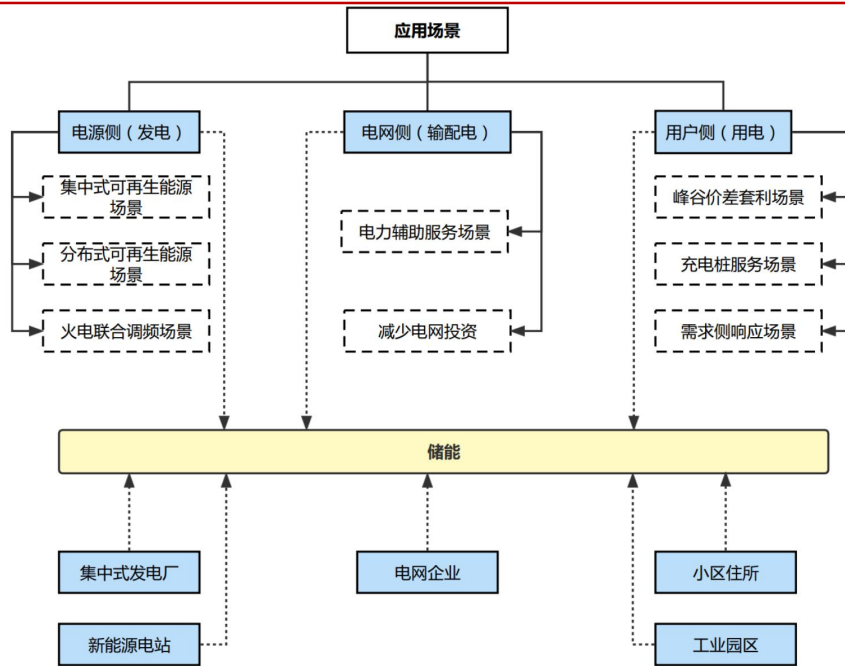
资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

随着光伏和风电新能源装机量持续增长，光伏和风电的消纳水平有所下降。根据全国新能源消纳监测预警中心，2024 年全国光伏利用率为 96.8%，同比下降 1.2pct，全年

有十个月份全国光伏利用率低于近五年同期水平；全国风电利用率为 95.9%，同比下降 1.4pct。

新型储能是除抽水蓄能外的其他以输出电力为主要形式的储能，相比于抽水蓄能技术，在响应速度等多项性能参数上更具优势，新型储能是促进新能源消纳及稳定供电的重要一环，新型储能在新电力系统中发挥重要调节性作用。独立新型储能电站在用电紧缺时提供备用电力，保障能源供应，有效平滑新能源发电的波动性和提高电网的接纳能力，对高比例新能源的电力系统平稳运行发挥着重要的作用。

图 10：储能各环节的应用场景示意图

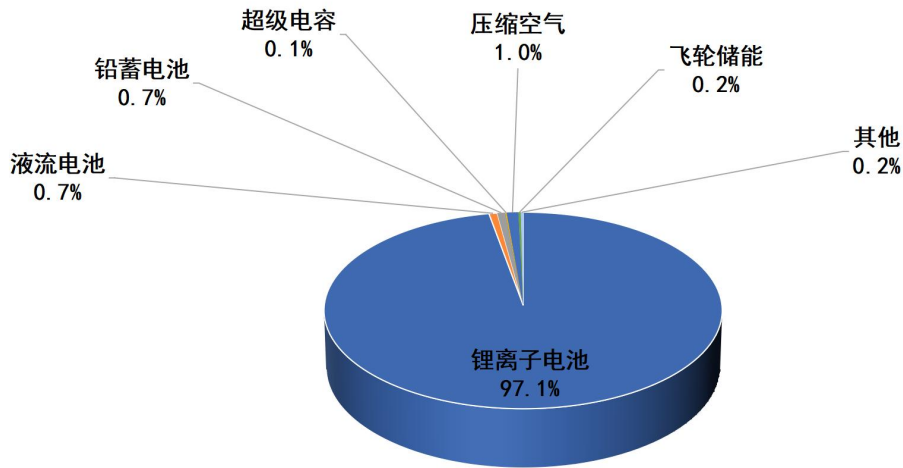


资料来源：许昌智能招股说明书，东莞证券研究所

新型储能是除抽水蓄能外的其他以输出电力为主要形式的储能，相比于抽水蓄能技术，在响应速度等多项性能参数上更具优势，新型储能是促进新能源消纳及稳定供电的重要一环，新型储能在新电力系统中发挥重要调节性作用。独立新型储能电站在用电紧缺时提供备用电力，保障能源供应，有效平滑新能源发电的波动性和提高电网的接纳能力，对高比例新能源的电力系统平稳运行发挥着重要的作用。

根据 CNESA，截至 2024 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 137.9GW，同比增长 59.9%。其中，中国新型储能累计装机规模达到 78.3GW，占比 56.8%。新型储能中，锂离子电池仍占据主导，但多个百兆瓦级长时储能项目的相继投运，使得锂电池累计装机占比有所下降，与 2023 年同期相比下降了 0.2 个百分点，液流电池累计装机占比达 0.7%，较 2023 年同期提高 0.1 个百分点。

图：2024 年中国新型储能累计装机规模占比



数据来源：CNESA，东莞证券研究所

在新能源发电配套储能系统的选择中，技术路线的多样性使得不同储能形式之间的竞争更加激烈。钒电池因其能量密度适中、寿命长、维护成本低等特点，逐渐成为风电、光伏等间歇性电源配套储能的重要选项之一。当前，新能源项目在储能配置中主要考虑初始投资成本、系统效率、寿命以及环保因素。钒电池虽然初始建设成本高于锂电池，但在全生命周期内的综合成本优势明显。随着政策对储能系统的寿命和安全标准提出更高要求，钒电池在新能源配套储能中的技术路线选择权重将持续提升，尤其是在大型地面电站和电网侧储能项目中。

表 3：国内部分重点钒电池储能项目

项目名称	地点	规模（功率/容量）	投运/开工时间	技术特色
国家电投海阳混合储能示范	山东海阳	1MW/2MWh 钒电池 +100MW/200MWh 锂电	2021-12 并网	国内首个兆瓦级“钒+锂”混合储能
大连液流电池储能调峰电站（一期）	辽宁大连	100MW/400MWh（总体 200MW/800MWh）	2020 年开建，2022 并网	全球首套国家级 100MW 级示范项目
山东海化盐酸基项目	山东潍坊	1MW/4MWh	2022-07 并网	国内首个盐酸基电解液钒电池， 能量密度提升 20%
新疆察布查尔光储项目	新疆伊犁	250MW/1GWh	2023-09 开工	国内首个 GWh 级全钒液流储能电 站
四川攀枝花调峰电站	四川攀枝花	100MW/500MWh	2023-12 开工	全国在建最大钒电池独立储能， 首创全钒液流电池“收储+租赁” 模式
吉林松原乾安共享储能电站	吉林松原	100MW/400MWh	2024-12 投产	严寒地区首套百兆瓦级共享储能
新疆吉木萨尔北庭全钒液流储能一体化项目	新疆吉木萨尔	1000MW/1000MWh	2025 年 7 月建成	全国最大全钒液流储能项目

资料来源：中国政府网，国际新能源网，中国新闻网，封面新闻，国家电投，吉木萨尔县融媒体中心，东莞证券研究所

2025 年 7 月 1 日，新疆吉木萨尔北庭全钒液流储能一体化项目主体工程顺利完工，项目总投资达 38 亿元，年平均发电量约 17.2 亿千瓦时。新疆吉木萨尔北庭全钒液流储能一体化项目作为全国最大全钒液流储能项目，主要由电解液、电堆、热管理系统等构成，涵盖自用电系统、变流器等设施及配套辅助设施设备与建筑工程。

图 12：新疆吉木萨尔北庭全钒液流1号储能厂房



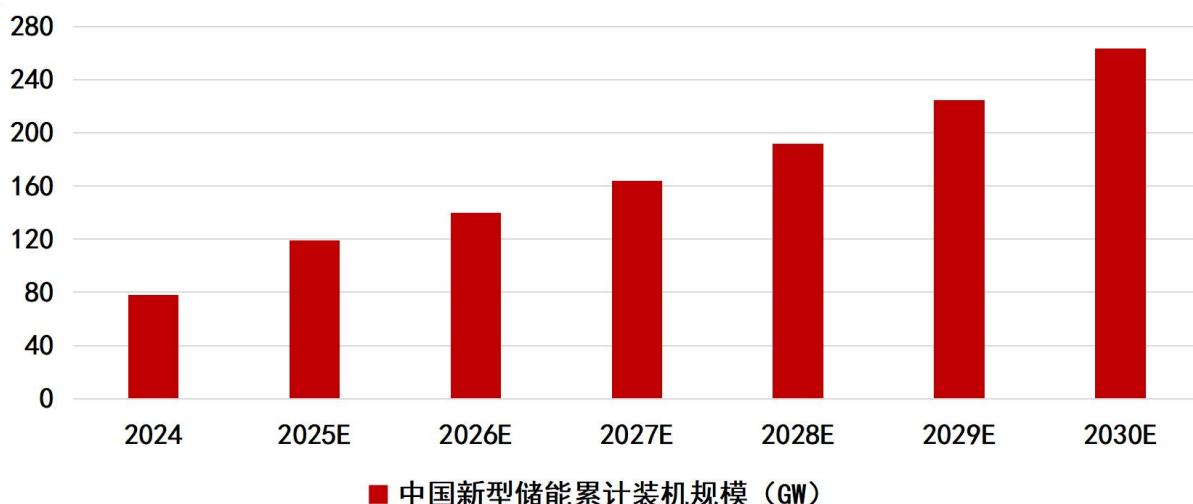
资料来源：吉木萨尔县融媒体中心，东莞证券研究所

2.3 钒电池储能市场规模仍有较大增长空间

钒电池作为重要的安全、长时、大规模的储能技术路线，受惠于储能产业发展的政策环境。新能源配储比例一般在 10%~20%，配储时长则多为 2 小时。随着新能源渗透率的快速提升，叠加其出力的不稳定性需要平衡，以及对储能时长要求的提高，新能源强制性配储对储能产业发展有着重要的推动作用。这些强制配储政策，主要集中于新疆、西藏、甘肃、内蒙古等新能源产业较为发达的地区。其中，储能时长要求达到 4 小时，为推动钒电池产业发展创造了良好条件。

2024 年，根据 CNESA 数据测算，在中性场景下，预计 2025 年中国新型储能累计规模将达到 119.3GW，到 2030 年累计规模将达到 263.7GW，2025—2030 年复合年均增长率约 17.2%。

图 13：中国新型储能累计装机规模（GW）

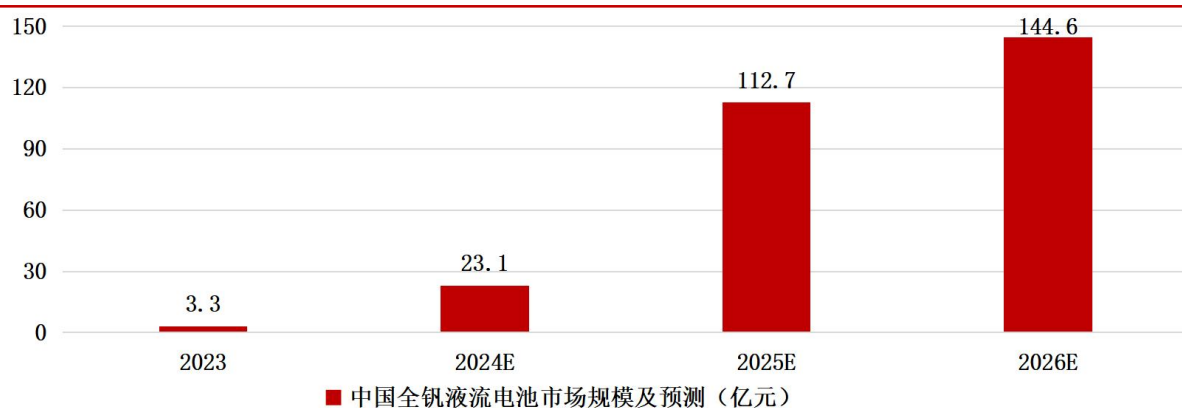


数据来源：CNESA，东莞证券研究所测算

2024 年，液流储能项目在我国新型储能市场中渗透率仍较低，随着技术进步、项目规模扩大和商业模式创新，钒电池技术将得到更广泛的市场认可和经济性验证，以钒电池为代表的液流电池在新型储能项目中的渗透率将显著提高。

根据《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，随着大量钒电池项目陆续进入并网、招投标与签约阶段，预计到 2025 年，钒电池产业将迎来实施交付的高峰期，产业进入良性发展期，2026 年钒电池项目总规划规模将达到 3 吉瓦。2024 年，中国全钒液流电池市场规模预计约 23.1 亿元，到 2026 年，中国全钒液流电池市场规模有望增长至 144.6 亿元，未来具备巨大发展潜力。

图 14：中国全钒液流电池市场规模及预测（亿元）



数据来源：《The Chinese Vanadium Redox Battery Industry Annual Report 2024》，东莞证券研究所

3. 投资策略和重点公司

中国着力构建以新能源为主体的新型电力系统。2015 年以来，风电、太阳能的发电装机容量比重逐年提升，火电和水电的发电装机容量比重呈下降趋势。截至 2024 年年底，太阳能、风电的发电装机容量合计占总装机容量的比重达 42.0%。随着光伏和风电新能源装机量持续增长，光伏和风电的消纳水平有所下降。新型储能是促进新能源消纳及稳定供电的重要一环，新型储能在新型电力系统中发挥重要调节性作用。独立新型储能电站在用电紧缺时提供备用电力，保障能源供应，有效平滑新能源发电的波动性和提高电网的接纳能力，对高比例新能源的电力系统平稳运行发挥着重要的作用。钒电池因其能量密度适中、寿命长、维护成本低等特点，逐渐成为风电、光伏等间歇性电源配套储能的重要选项之一。

我国液流电池装机规模处于快速增长阶段。随着新能源的增加和新型电力系统的构建，储能需求呈现多元化、多层次特征。全钒液流电池以其自身的特点，产业主要定位于有高安全性需求、规模化、长时间尺度的储能。据 2025 全国液流电池产业发展大会介绍，2024 年，我国液流电池装机规模跨越式增长，液流电池储能电站项目新增并网 0.81GW/3.23GWh，较 2023 年增长 10 倍，液流电池产业从“1”向“N”迈出重要一步，进入到商业化发展阶段。我国液流电池以全钒液流电池为主导，在 2024 年采招落地的液流电池储能项目中，全钒液流电池储能项目规模达 973.45MW/4071.35MWh，有多个 GWh 级项目，总中标金额超 34.85 亿元，容量规模占比 96.67%。

钒电池储能市场规模仍有较大增长空间。中国钒电池产业经过近几年的持续应用和规模化应用，可靠性不断增强，已实现全钒液流电池产业链自主可控。中国钒电池产业依托超大规模的资源保障能力、领先世界的应用技术和超大规模的市场需求，正在成为具有全球竞争力的战略性新兴产业。2024 年，液流储能项目在我国新型储能市场中渗透率仍较低，随着技术进步、项目规模扩大和商业模式创新，钒电池技术将得到更广泛的市场认可和经济性验证，以钒电池为代表的液流电池在新型储能项目中的渗透率将显著提高。随着大量钒电池项目陆续进入并网、招投标与签约阶段，预计到 2025 年，钒电池产业将迎来实施交付的高峰期，产业进入良性发展期，2026 年钒电池项目总规划规模将达到 3 吉瓦。2024 年，中国全钒液流电池市场规模预计约 23.1 亿元，到 2026 年，中国全钒液流电池市场规模有望增长至 144.6 亿元，未来具备巨大发展潜力。

投资建议。建议关注有望受益于钒电池应用市场逐步扩大的钒电池供应链头部企业，建议关注钒钛股份（000629）。

钒钛股份（000629）：公司主营业务包括钒、钛和电，其中钒、钛是公司战略重点发展业务，主要产品包括氧化钒、钒铁、钒氮合金、钒铝合金、钒电解液、钛白粉、钛渣等。公司是国内主要的产钒企业，钒产品规模保持全球前列。公司巩固钒在钢铁领域应用的同时，加快高纯五氧化二钒、电解液、精细化工等项目的产业化进程，拓展非钢领域的钒应用。2022—2024 年，公司与大连融科在电解液销售、钒电池用钒储能介质委托加工和钒储能介质购销交易金额合计约为 24.73 亿元（不含税），其中，2024 年公司向大连融科销售 14822 吨五氧化二钒。2025 年 2 月，公司全资子公司攀钢集团成都钒钛

资源发展有限公司与大连融科在四川省成都市签订了《2025 年钒储能原料合作年度框架协议》，2025 年公司向大连融科供应多钒酸铵，折合五氧化二钒 20000 吨，较 2024 年实际销量增长 35%。随着钒电池业务逐步开拓，钒电池相关业务未来有望成为公司未来重要的业绩增长点。

表 4：公司盈利预测及投资评级（截至 2025 年 7 月 29 日）

代码	名称	股价 (元)	EPS				PE				评级	评级 变动
			2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E		
000629	钒钛股份	2.80	0.03	0.06	0.07	0.08	91	50	40	34	增持	首次

资料来源：iFinD，东莞证券研究所

4. 风险提示

（1）宏观经济波动和市场需求波动的风险：钒产品下游包括钢铁、钛合金、催化剂、新能源等领域，产品价格主要参照国内和国际市场价格确定。这些产品的市场价格不仅受供求变化的影响，而且与全球经济状况、国内经济状况、国内外市场供求关系以及国内相关区域产业发展状况以及能源价格的波动等因素密切相关。若上述因素变化导致市场价格波动，则可能对生产企业的经营情况及业绩水平稳定性造成影响和不确定性，进而对生产企业的财务状况和经营业绩产生不利影响；

（2）价格波动风险：钛精矿和钒钛铁精矿均属大宗商品，价格受行业变动趋势、供需关系等多方面因素影响。由于开采及洗选成本变动相对较小，生产企业利润及利润率和商品价格走势密切相关，若未来钛精矿与钒钛铁精矿价格波动太大，可能会导致生产企业经营业绩不稳定；

（3）环保风险：随着国家经济增长模式的转变和可持续发展战略的全面实施，以及人们的环保意识的逐渐增强，国家对环保的要求将不断提高。未来随着国家环境保护力度的加强、环境标准的提高，国家可能出台新的规定和政策，对矿山开采实行更为严格的环保标准或规范，企业排放标准也将相应提高，可能导致生产企业的环保治理投入增加，对生产企业的经营业绩和财务状况产生不利影响。

东莞证券研究报告评级体系：

公司投资评级	
买入	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
增持	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
持有	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
减持	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，导致无法给出明确的投资评级；股票不在常规研究覆盖范围之内
行业投资评级	
超配	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
标配	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间
低配	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

说明：本评级体系的“市场指数”，A 股参照标的为沪深 300 指数；新三板参照标的为三板成指。

证券研究报告风险等级及适当性匹配关系	
低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告，市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告，港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

投资者与证券研究报告的适当性匹配关系：“保守型”投资者仅适合使用“低风险”级别的研报，“谨慎型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中低风险”的研报，“稳健型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中风险”的研报，“积极型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中高风险”的研报，“激进型”投资者适合使用我司各类风险级别的研报。

证券分析师承诺：

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券股份有限公司为全国性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券股份有限公司研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22115843

网址：www.dgzq.com.cn