



液流电池，长时储能的有力竞争者

氢能与能源转型行业前沿系列专题之一 | 2023.9.8

中信证券研究部



祖国鹏
氢能行业首席
分析师
S1010512080004

核心观点

液流电池本征安全、循环寿命较长，定位是大规模、长时间的储能技术，其中的全钒液流电池技术路线已经进入商业化阶段。全钒液流电池的长期稳定性和可靠性已经在国内外多个项目中得到充分验证，我国全钒液流电池的产业链也已经初步形成。我们认为全钒液流电池市场空间广阔，预计市场规模在 2027 年突破百亿，当前行业的重点方向是产业链降本和政策落地推进。随着新能源发电占比的提升，长时储能的重要性将日益凸显，我们看好全钒液流电池技术路线。

■ 液流电池本征安全，定位长时储能。液流电池与传统蓄电池不同，其活性物质是储存在外部储罐中的液体电解质，输出功率和储能容量相互独立，可通过增加电解质的量增加储能容量，可拓展性好；充放电过程不涉及物相变化，循环寿命长；电解液为水溶液，安全性较高。液流电池中的全钒液流电池同时满足大规模储能对于实用性、安全可靠性、经济性的基本要求，因此是大规模、长时储能的有力竞争者。

■ 全钒液流电池产业链已初步形成，铁铬/锌溴路线商业化酝酿之中。当前全钒液流电池产业链已经初步形成。上游钒矿资源存在广泛，我国产量占全球七成，资源自主可控；在中游环节，我国存在若干历史较长、经验丰富的电堆集成制造企业，均有项目成功落地；下游企业主要是电网和发电企业。目前全钒液流电池已经在国内外多个项目成功应用，其长期稳定性以及长期性能得到充分验证。相比全钒液流电池，铁铬/锌溴技术路线具有成本较低的优势，但目前仍有技术难点，示范项目数量和规模较小，商业化进程落后于全钒技术路线。

■ 预计 2027 年市场规模破百亿，产业链降本和政策推进是当前重点关注方向。我们测算，全钒液流电池到 2025 年新增规模将达到 0.53GW，2027 年将达到 1.07GW，对应市场空间分别为 58 亿元和 109 亿元。当前全钒液流电池成本仍然较高，我们认为未来产业有望通过研发电解液配方、削减加工成本、开展电解液租赁等方式降低电解液初始投资成本，通过国产替代和开发新技术降低电池中的隔膜成本，以及通过产业化降低其他部件成本，全钒液流电池整体降本空间至少在 20%以上。此外，随着新能源发电占比的逐渐提升，长时储能的重要性也日益凸显，政府针对长时储能出台的政策将形成对行业的直接催化，有望加速行业发展。

■ 风险因素：产业链降本进度不及预期；政策推进不及预期；其他技术路线兴起导致竞争加剧；原材料成本波动风险。

■ 投资策略。全钒液流电池行业正处于加速发展前夕，全产业链皆有望受益。若下游需求未来开始放量，中游钒电池集成制造企业有望率先受益，上游原材料企业也有望获得需求增量。因此，我们推荐全钒液流电池全产业链。中游环节的核心壁垒是电解液制备和电堆装配，我们看好掌握先进电解液生产工艺和配方，从而拥有核心竞争力的钒电池集成制造企业；钒资源有望在新增需求的带动下量价齐升，因此我们同样看好上游的钒资源生产企业。我们建议关注布局全钒液流电池电堆和系统集成的国网英大、上海电气，关注拥有钒资源、具备钒电池电解液生产技术的钒矿企业钒钛股份、河钢股份，关注布局钒电池全产业链的永泰能源。除全钒液流电池体系外，我们也建议关注布局铁铬液流电池，已有项目成功运行的电投能源。

重点公司盈利预测及投资评级

简称	代码	收盘价 (元)	EPS (元)			PE			评级
			22A	23E	24E	22A	23E	24E	
国网英大	600517.SH	5.07	0.19	0.26	0.31	27	19	16	-
上海电气	601727.SH	4.46	-0.23	0.16	0.21	-19	27	22	-
钒钛股份	000629.SZ	3.78	0.16	0.17	0.21	26	24	19	-
河钢股份	000709.SZ	2.28	0.13	0.18	0.21	17	13	11	-
永泰能源	600157.SH	1.44	0.09	0.10	0.12	17	14	12	-
电投能源	002128.SZ	13.99	1.78	1.86	2.09	8	8	7	买入

资料来源: Choice, 中信证券研究部; 注: 除电投能源 2023/24 年数据为中信证券研究部预测外, 其他公司 2023/24 年数据均来自 Choice 一致预期; 股价为 2023 年 9 月 8 日收盘价

目录

投资聚焦	5
报告亮点.....	5
投资逻辑.....	5
风险因素.....	5
 液流电池：研究历史悠久，技术实践多元.....	6
液流电池的定义.....	6
液流电池的历史.....	6
液流电池的分类.....	9
液流电池系统的构成	10
 构造截然不同，定位长时储能.....	12
电池结构决定液流电池独特特点	12
液流电池与锂电适用场景具有重大差异	13
全钒液流电池的定位是大规模、长时间储能技术	14
 全钒液流电池产业链初步形成.....	15
上游：钒资源存在广泛，中国产量占全球七成.....	15
中游：电解液制造与电堆集成是核心环节	17
下游：发电/电网侧应用是主流方向.....	18
全钒液流电池技术已在多种场景下实现验证	19
2025 年全钒液流电池市场空间或将达到 58 亿元.....	21
相关公司.....	23
 铁铬、锌溴技术路线商业化尚在酝酿.....	24
铁铬液流电池成本较低，但尚存技术难点	25
锌溴液流电池技术难点对发展有所制约	27
 行业前景展望	28
降本是当前行业发展的首要工作	28
长时配储政策有望逐渐加码.....	30
钒液流电池是当前主流，其他路线尚存技术难点	30
 风险因素	32
 投资策略	32

仕博管理咨询是专注于新能源，高端制造，生物医药行业的人力资源综合解决方案服务商，服务内 容包括高端猎头（三茅人力），RPO 外包（仕城人力），背调服务，薪酬绩效，股权激励等咨询项目。公司成立于 2015 年，位于深圳龙华大浪。

全国业务联系人董宏恩 15927026670，微信同号



扫码关注公众号

插图目录

图 1: 铁/铬液流电池工作原理示意图	6
图 2: Kangro 与 Pieper 发明的 Ti/Fe 液流电池装置（1958 年）	7
图 3: 不同种类液流电池出现时间	8
图 4: 液流电池系统主要组成部分	11
图 5: 典型储能形式的技术特征与应用适合性	14
图 6: 全钒液流电池产业链情况	15
图 7: 全球钒元素资源储量	16
图 8: 全球钒矿总产量（以 V ₂ O ₅ 计）	16
图 9: 2000-2019 年中国金属钒动态物质流分析	16
图 10: 五氧化二钒制全钒液流电解液的方法	17
图 11: 全钒液流电池电堆结构示意图	18
图 12: 国电龙源卧牛石风电场储能项目	20
图 13: 辽宁大连液流电池储能调峰电站项目	20
图 14: 日本住友电工横滨工厂微电网储能项目	20
图 15: 钒液流电池技术长期稳定性和性能得到验证	20
图 16: 1MW/5MWh 全钒液流电池成本构成	21
图 17: 不同储能市场下全钒液流电池储能系统的价格	21
图 18: 2022-27E 中国全钒液流电池及新型储能累计装机规模预测	22
图 19: 2022-27E 中国全钒液流新增装机量及渗透率预测	22
图 20: 我国全钒液流电池市场规模	23
图 21: 铁铬液流电池结构示意图	25
图 22: 铁铬液流电池成本构成	25
图 23: 锌溴液流电池结构示意图	27
图 24: Primus Power 锌溴单液流电池产品 EnergyPods	27
图 25: 全钒液流电池各零部件降本前后对比	29

表格目录

表 1: 液流电池分类、特点及代表技术	10
表 2: 部分液流电池发展阶段与主要限制	10
表 3: 全钒液流电池优点	13
表 4: 全钒液流电池与其他电池参数对比	14
表 5: 三种大规模储能技术的特性比较	14
表 6: 长时储能的典型应用场景	18
表 7: 2023 年以来液流电池备案及中标项目统计	21
表 8: 钒电池产业链部分公司简介	23
表 9: 不同技术路线液流电池技术参数比较	24
表 10: 国内铁铬液流电池的商业化进程	26
表 11: 部分地区提出支持 4 小时及以上的储能时长配置需求	30
表 12: 部分新型液流电池技术路线	31
表 13: 液流电池板块重点跟踪公司盈利预测	33

投资聚焦

报告亮点

液流电池具备输出功率和储能容量独立、储存寿命长、本征安全等特点，定位是大规模、长时间的储能技术，在新能源装机规模日益提升、未来长时储能需求即将大规模放量的背景下具备明显的价值。液流电池中，走在商业化前列的全钒液流电池技术已经得到充分验证，产业链也已初步形成，目前正处于加速发展的前夕。随着产业链的降本以及细分环节的技术进步，全钒液流电池有望在长时储能领域夺得一席之地。此外，铁铬/锌溴液流电池因为具备成本优势，如能克服技术难点，预计也会迎来发展。

投资逻辑

全钒液流电池行业正处于加速发展前夕，全产业链皆有望受益。若下游需求未来开始放量，中游钒电池集成制造企业有望率先受益，上游原材料企业也有望获得需求增量。因此，我们推荐全钒液流电池全产业链，包括中游拥有先进电解液制造工艺和配方的钒电池集成制造企业和上游掌握钒资源的钒矿生产企业。此外，我们也建议关注铁铬液流电池体系中技术领先的企业。

风险因素

产业链降本进度不及预期；政策推进不及预期；其他技术路线兴起导致竞争加剧；原材料成本波动风险。

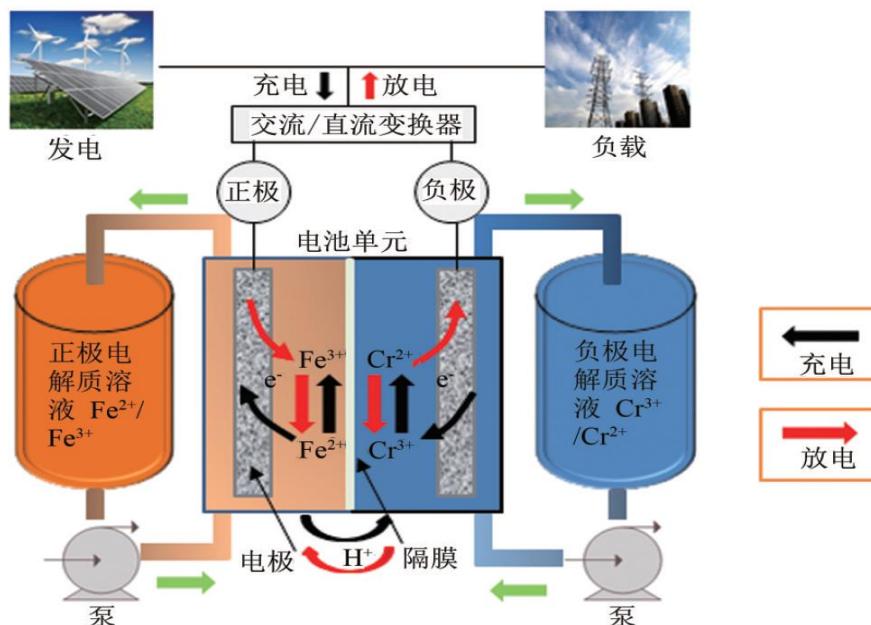
液流电池：研究历史悠久，技术实践多元

液流电池的定义

液流电池一种利用两种或多种溶解在液体中的活性物质在膜两侧进行氧化还原反应来储存和释放能量的装置。在液流电池结构中，外部有两个存放正负极电解液的储罐，电解液由氧化还原电活性物质溶解在溶剂中形成。当电解液在泵的作用下输送到电极表面时，氧化还原电解质分子得到或失去电子，从而实现能量的转换。因为这种独特电池结构，液流电池具有能量和功率解耦控制的特点，储罐中电解液的体积和电解质浓度决定电池能量，电堆数量和电堆中的电极面积决定电池功率。

以最早被提出的铁/铬液流电池为例，电池在正/负级分别采用 $\text{Fe}^{2+}/\text{Fe}^{3+}$ 和 Cr^{2+} 和 Cr^{3+} 电对，采用盐酸作为支持电解质，水作为溶剂。电池正、负极之间用离子交换膜隔开，电池充、放电时由 H^+ 通过离子交换膜在正、负电解液间的电迁移而形成导电通路。放电时，正极发生反应 $\text{Fe}^{3+} + \text{e}^- \rightarrow \text{Fe}^{2+}$ ，负极发生反应 $\text{Cr}^{2+} \rightarrow \text{Cr}^{3+} + \text{e}^-$ ，合并反应可以写为 $\text{Fe}^{3+} + \text{Cr}^{2+} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{Cr}^{3+}$ 。

图 1：铁/铬液流电池工作原理示意图



资料来源：《铁-铬液流电池 250kW/1.5MWh 示范电站建设案例分析》（杨林、王含、李晓蒙、赵钊、左元杰、刘雨佳、刘赞）

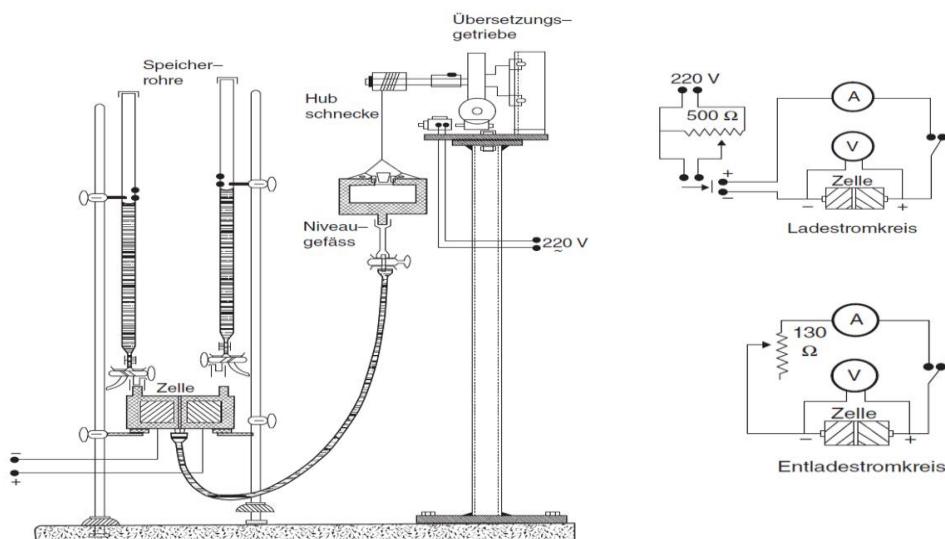
液流电池的历史

液流电池的发展可以粗略划分为早期发展、研发示范及初步商业化两个阶段。1884-1973 年是液流电池的早期发展阶段，不同国籍的科学家分别进行初步研究实践，但并未明确提出液流电池概念；1974 年后，美国科学家正式提出液流电池概念，随后美国、日本等各国科学家开始对液流电池进行研究，发展出多种液流电池体系，并在 20 世纪末

期逐步开展示范应用。经过多年的验证与淘汰，锌溴液流电池和全钒液流电池开始商业化，全钒液流电池的商业化进程更加趋前。

早期发展(1884-1973年)。液流电池最早出现于1884年，法国工程师Charles Renard发明了锌-氯液流电池，并用其作其飞艇“La France”的动力源，电池整体重量435kg，占飞艇总重的35%，因为重量较大、效率低下、续航时间短，后续没有进行进一步应用。1933年，法国工程师Pissoort在一项专利中提及将钒在不同的氧化状态作为电池的想法，但并没有进一步实验。1949年，德国科学家Kangro提交专利“电力储存方法”，其中提供了液流电池的历史上首个实验结果。专利中涉及硫酸中的 $\text{Cr}^{2+}/\text{Cr}^{3+}/\text{Cr}^{3+}/\text{Cr}(\text{IV})$ 体系，该体系发生反应时储存介质无相变，同时仅使用一种元素作为活性物质。同时提到了锰和钒等几种氧化态铬的替代品，并展示了钛基体系 $\text{Ti}^{3+}/\text{Ti}^{4+}/\text{Cl}^-/\text{Cl}^2$ ，其中的 Cl^2 溶于 CCl_4 中。1958年，Kangro的学生Pieper在其论文中对液流电池可能的活性材料进行了探索，并设计了11种不同的液流电池，电极均采用石墨材料。1963年，西屋电气为一种锌溴液流电池的复合申请了专利。

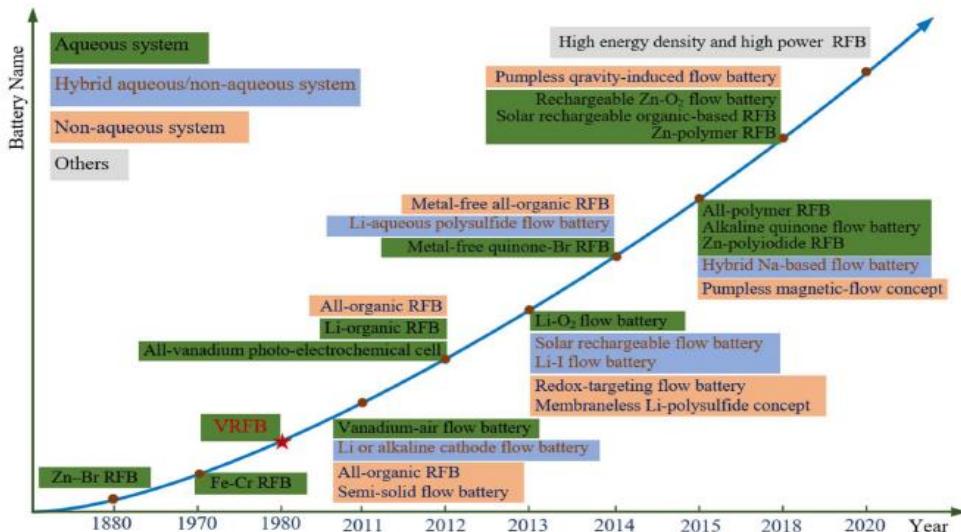
图2：Kangro与Pieper发明的Ti/Fe液流电池装置（1958年）



资料来源：《Flow Batteries From Fundamentals to Applications》（Christina Roth, Jens Noack etc.）

研发示范及初步商业化（1974-至今）。进入20世纪中期，在美国航空工业大发展的背景下，NASA开始研究液流电池，主要目的是用于月球基地的太阳能储电系统，首要考虑电池的安全性、效率和运行寿命，而成本则为次要因素，美国科学家于20世纪70年代初期首次提出具有实际意义的液流电池详细模型。1979年，第二次石油危机爆发使大多数国家认识到了化石燃料能源体系无法保持长期稳定，因此各国开始转变长期能源战略并开发新能源技术，以美国、日本为代表的国家开始了对液流电池技术的大力研发，不同路线相继出现，液流电池的应用范围也由航空领域拓展到新能源领域，例如储存风能和光能。我们根据重要性的原则对铁铬液流电池、全钒液流电池、锌溴液流电池进行重点介绍。

图 3: 不同种类液流电池出现时间



资料来源：《Research and analysis of performance improvement of VRFB》（Zebo Huang, Anle Mu）

铁铬液流电池。 NASA Lewis 研究中心的 Thaller 于 1974 年提出液流电池概念，并提出一种铁溴液流电池和铁钛液流电池的设计思路。此后美国 NASA 及日本的研究机构和企业均开展了铁/铬液流技术研究开发，日本企业也成功开发出数十千瓦级的电池系统。但由于 Cr 的反应可逆性差，Fe 离子和 Cr 离子透过隔膜互串引起正负极电解液的交叉污染及电极在充电时析氢严重等问题，铁/铬液流电池的能量效率较低。1990 年后几乎没有相关学术研究进行，日本住友电工也在 1992 年放弃该技术路线的研究。目前仅有美国的 EnerVault 及我国的国家电力投资集团等公司在进行项目研发及示范。

全钒液流电池。为避免正、负极电解液为不同金属离子组成的液流体系所存在的正、负极电解液互混交叉污染问题，延长液流电池的寿命并提高运行可靠性，人们提出了正、负极电解液的活性物质为同一种金属的不同价态离子组成的新型液流电池体系，如全 Cr 体系、全 V 体系、全 Np 体系及全 U 体系等。但目前为止，经过研发并实施过 100kW 以上级示范运行的有多硫化钠/溴液流电池、全钒液流电池和锌/溴液流电池。其中，正、负极电解液的活性物质为同一种金属的液流电池体系仅有全钒液流电池体系，其他液流电池体系仍处于探索阶段。

20 世纪 80 年代，澳大利亚新南威尔士大学（UNSW）M. Skyllas-Kazacos 教授的研究团队在全钒液流电池技术领域做了大量研究工作，内容涉及电极反应动力学、电极材料、膜材料评价及改性、电解液制备方法及双极板开发，为全钒液流电池储能技术发展做出重要基础研究贡献。90 年代中期，UNSW 向泰国石膏公司（Thai Gypsum Corporation）和 Mitsubishi Chemicals 颁发专利许可证，并主导产品的开发，其他公司也有所跟进，全钒液流电池产业化进度不断推进。1998 年，UNSW 向澳洲公司 Pinnacle 出售其专利，Pinnacle 随后将专利授权给日本住友化工（Sumitomo Electric Industries, SEI）。

住友电工于 1992 年放弃对铁铬液流电池的研究并开展全钒液流电池的研究，在获得专利授权后的数年内，在多场景开展了超过 20 项示范项目，并取得良好效果，示范项目

整体能量效率高达 80%，最高循环次数超过 27 万次。例如，2000 年，住友电工推出一套 100kW/800kWh 的全钒液流储能系统用于办公楼电力调节；2005 年，其于北海道建设一套 4MW/6MWh 的全钒液流储能系统，用于对 30MW 风电场的调幅、调频和平滑输出并网。截至 2022 年末，住友电工合计开展了 46MW/159MWh 的全钒液流电池运营项目。

2006 年，UNSW 液流电池相关专利到期，世界各地的研究群体和商业团体因此能够利用其专利做进一步拓展。2006-2020 年，中国、美国、英国出现相当部分全钒液流电池公司，但在全球钒价格大幅波动的情况下大多公司的发展遭遇波折。当前海外的全钒液流电池公司包括住友电工、美国 UET、澳洲 Cellstrom 等。

我国对全钒液流电池的基础研究起步较早。中国地质大学和北京大学于 20 世纪 80 年代末建立了全钒液流电池的实验室模型。1995 年，中国工程物流研究院研制出 1kW 样机，并拥有电解液制备、导电塑料成型等专利。此后，中科院大连物化所、大连融科、清华大学、中南大学等开始从事全钒液流电池的研发工作，并取得一系列技术突破。2016 年，国家能源局批复了第一个百兆瓦级全钒液流电池储能电站，规模为 200MW/800MWh，也是全球最大规模的液流电池储能电站。

锌溴液流电池。 锌溴电池正极活性物质 Br_2 具有强腐蚀性和化学氧化性、很高的挥发性及穿透性，易通过离子交换膜互串（渗透）到负极引起电池自放电，负极活性物质锌在沉积过程中易形成枝晶。20 世纪 70 年代中期，美国 Exxon 和 Gould 两家公司分别通过调控锌沉积形貌控制抑制锌枝晶形成，通过络合技术初步解决了 Br_2 通过离子传导膜互串问题，推进了锌溴液流电池的开发。1986 年，Exxon 将专利授权包括 Johnson Controls、SEA 在内的四家公司，四家公司拥有不同领域的专利并在技术上朝不同的方向发展并试图进行商业化应用。1994 年，ZBB（改名 ENSYNC）公司购买了 Johnson Controls 的液流电池技术。21 世纪初，Redflow 公司成立，技术主要源于 SEA。

学术上，2000 年代锌溴液流电池学术研究较少，2010 年之后有所增加，该领域的技术进展主要由商业公司进行推进。ZBB 公司历经几代涉及优化，开发出商业化 50kWh 锌/溴液流电池模块，并通过模块的串、并联构建了兆瓦时级锌/溴液流电池储能系统。该公司在加州以 4 个 500kWh 锌/溴液流电池单元系统模块构建了 2MWh 应急储能电站，是迄今公开报道的最大规模的锌/溴液流电池应用示范项目。其他公司也有产品推出。

其他液流电池。 除探索同一种金属的不同价态离子为电池正、负极活性物质的液流电池新体系外，科学家也对其他液流电池体系进行了探索，包括锌氯、多硫化钠/溴、铅/甲基磺酸、钒/多卤化物以及有机液流电池等技术路线，但因技术上存在目前尚未克服的难点、安全性问题以及研发处于早期等种种原因尚不能进入大规模商业化应用。

液流电池的分类

液流电池有多种分类方式，可按正、负极电解质活性物质采用的氧化还原电对，正、负极电解质活性物质特征、电解液溶剂种类等标准分别。按正、负极电解质活性物质采用的氧化还原电对不同，液流电池可分为全钒、锌溴、锌/氯、多硫化钠/溴液流电池；按活

性物质特征，可分为液-液和沉积型液流电池，沉积型液流电池根据反应特点，又可分为半沉积型和全沉积型。

表 1：液流电池分类、特点及代表技术

分类	特点	代表技术
液-液型液流电池	正、负极活性物质均溶解于电解液中；正、负极电化学氧化还原反应过程均发生在电解液中，反应过程中无相转化发生；需要设置隔膜	全钒液流电池；多硫化钠/溴液流电池；铁/铬液流电池；全铬液流电池；钒/溴液流电池等
半沉积型液流电池	正极电化学氧化还原反应过程发生在电解液中，无相转化发生；负极对为金属的沉积溶解反应，充放电过程中存在转化；需设置隔膜	锌/溴液流电池；锌/铈液流电池；全铁液流电池；锌/钒液流电池
单液流电池	正极电化学反应过程为固固相转化；负极对为金属沉积溶解反应；正负极电解液组分相同；无须设置隔膜	锌/镍单液流电池；锌/锰单液流电池；金属/PbO ₂ 单液流电池等
固-固型液流电池	正负极电化学氧化还原反应均为固固转化；正负极电解液组分相同；无须设置隔膜	铅酸单液流电池

资料来源：《液流电池储能技术及应用》（张华民），中信证券研究部

目前进入示范应用后期和商业化运行的有全钒液流电池和锌溴液流电池，铁铬液流电池虽然有部分示范应用，但并不是主流的研究路线。其他的液流电池路线研究仍然处于早期阶段。全钒液流电池最大的优点是正负极氧化还原电对使用同种元素钒，电解液在长期运行过程中可再生，避免了交叉污染带来的电池容量难以恢复问题，同时该电对电化学反应动力学良好，在无外加催化剂的情况下即可达到较高的功率密度，且运行过程中无明显的析氢、析氧副反应，具有良好的可靠性。锌溴液流电池正负极电解液组分也完全一致，不存在电解液交叉污染，同时电池理论能量密度高，在国外也取得了较好的发展。

表 2：部分液流电池发展阶段与主要限制

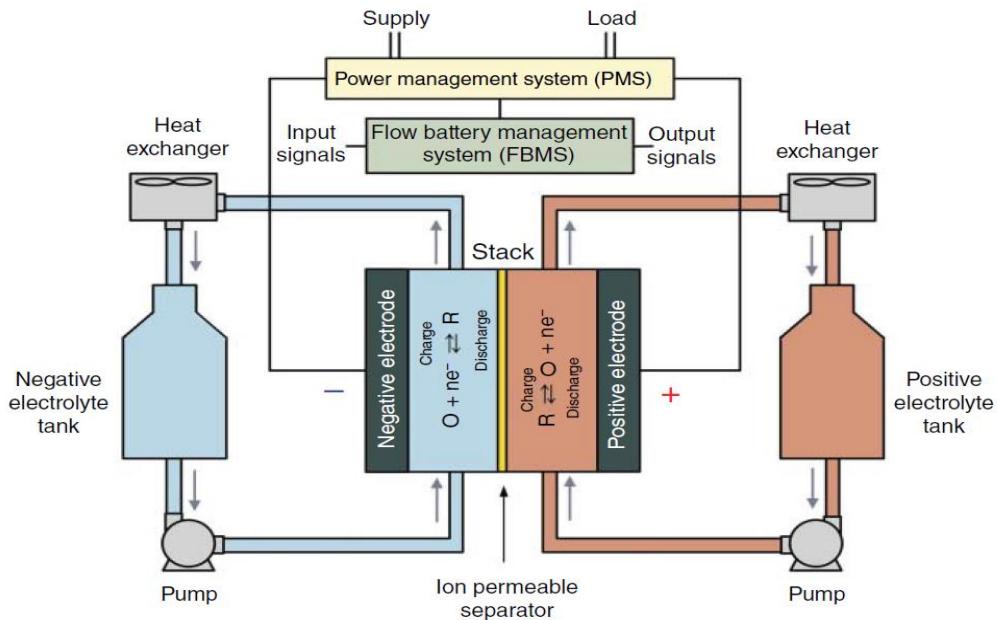
氧化还原电对	当前阶段	主要限制
全钒	被重点研究的技术路线，目前已经进入商业化	原料昂贵，规模效应不显著；电解液沉淀限制运行温度区间；高氧化电位限制材料选择
铁-铬	示范应用阶段	电解质价格较高；电解质互串；对膜稳定性要求高
锌-溴	示范应用阶段，且运行效果较好	电解质具有毒性；锌枝晶的形成，电池寿命受到限制
溴多硫化合物	实验性研究阶段	电解质具有毒性；高温性能不良；高温和高电位限制材料使用范围；电池运行有一定安全问题
氢-溴	早期研究阶段	电解质具有毒性；价格昂贵
锌-铈	最早由 Plurion 开发，但 Plurion 已破产	锌枝晶形成限制电池寿命；高氧化电位限制材料选择

资料来源：《Flow Batteries From Fundamentals to Applications》（Christina Roth, Jens Noack etc.），中信证券研究部

液流电池系统的构成

液流电池的主要的构成部件包括电堆、电解液、储液罐、泵、热交换器、管路、PMS、FBMS 等。按功能划分可以划分为能量单元、功率单元和配套系统。能量单元主要包括电解液和储液罐；功率单元主要是电堆，电堆由端板、导流板、集流板、双极板、电极框、电极、离子传导（交换）膜及密封材料构成；配套系统则包括泵、热交换器、管理、PMS、FBMS 等辅助性部件，其中能源单元和功率单元是液流电池的核心。我们以目前较为成熟的全钒液流电池系统重要零部件进行分析：

图 4：液流电池系统主要组成部分



资料来源：《Flow Batteries From Fundamentals to Applications》（Christina Roth, Jens Noack etc.）

电解液。钒电解液是全钒液流电池的储能介质，是其核心材料之一，钒电解液的物理、化学参数、杂质的种类和含量不仅决定了全钒液流电池系统的储能容量，还会影响全钒液流电池电堆的反应活性、稳定性和耐久性。全钒液流电池正、负极电解液以不同价态的钒离子作为活性物质，通常采用硫酸水溶液作为支持电解质。

电极。电极材料是液流电池的关键材料之一。与锂离子电池等不同，在液流电池中，储能活性物质以电解液的形式储存在电堆外部的储罐中，电极自身不参加电化学反应，只为正、负极储能活性物质的氧化还原反应提供反应场所。电极材料性能的好坏直接影响电化学反应速率、电池内阻及电解液分布的均匀性与扩散状态，最终影响液流电池的功率密度和能量转换效率。电极材料的化学稳定性也直接影响液流电池的使用寿命。

应用于全钒液流电极材料可分为金属类和碳素类，但经过 20 多年的发展，从性能和成本上考虑，金属类电极已经不适用于全钒液流电池。碳素类电极包括碳毡和石墨毡，碳毡的价格低廉，电化学性能较好，能够满足实际使用需求，所以是当前电极的主流材料。目前，为实现液流电池功率的提升，电极材料厚度正在向薄发展，具有更小厚度的碳纤维材料正受到越来越多的关注。

双极板。双极板在电堆中实现单电池之间的联结，隔离相邻单电池间的正、负极电解液，同时搜集双极板两侧电极反应产生的电流。电堆中的电极要求一定的形变量，双极板需对其提供刚性支撑。为实现上述功能，双极板需要优良的导电性，良好的机械强度和韧性，良好的致密性以及量化的化学稳定性和耐腐蚀性。

可用于双极板的材料主要有金属材料、石墨材料和碳塑复合材料。非贵金属材料在强酸强氧化性环境下易被腐蚀或形成导电性差的钝化膜，在经过表面处理后依然收效甚微，

因此目前不适合做双极板材料。石墨材料方面，五孔硬石墨板在全钒液流电池条件下抗酸腐蚀性强，材料致密，但价格昂贵、脆性高，在全钒液流电池中的应用受到限制；柔性石墨材料质量轻、价格便宜，但长期运行下容易发生溶胀，因此需要对其进行改性。碳塑复合材料由聚合物和导电填料混合后经模压、注塑等方法制作成型，耐腐蚀性好，制备工艺简单，目前在全钒液流中应用最为广泛。但碳塑双极板的电阻率比金属双极板和无孔石墨双极板的电阻率高1~2个数量级，因此提高碳塑复合材料的导电性是目前研究的热点。

隔膜。离子交换（传导）膜是全钒液流电池的另一核心部件，在液流电池中起着阻隔正、负极活性物质，避免交叉互混，同时导通离子形成电池内部导电回路的作用。在全钒液流电池中，离子交换膜在强氧化性的五价钒离子(VO₂)、强酸性和高电位、大电流的苛刻环境中运行，因此要求优良的离子传导性、离子选择性、机械和化学稳定性。

全钒液流电池用离子交换膜可分为含氟离子交换膜和非氟离子交换膜。在含氟离子交换膜中，按膜材料树脂氟化程度不同又分为全氟磺酸离子交换膜、部分氟化离子交换膜和非氟离子交换膜三类。全氟磺酸离子交换膜应用最广，但核心制造技术被国外公司垄断，因此价格较为昂贵；部分氟化离子交换膜成本较低，但电压效率、机械和化学稳定性不能兼顾，制备工艺也导致部分膜的化学稳定性降低，因此在液流电池中应用受到严重限制；非氟交换膜选择性高、成本低，但稳定性差，在液流电池中的应用受到限制；为解决全氟磺酸离子交换膜价格昂贵和非氟离子交换膜稳定性差的问题，多孔离子传导膜是一个新的方向。

■ 构造截然不同，定位长时储能

电池结构决定液流电池独特特点

液流电池是二次蓄电池的一种，与传统蓄电池相比，液流电池具有以下特点。

输出功率和储能容量相互独立。液流电池的活性物质是储存在外部储罐中的液体电解质，与电极材料分离，通过循环泵在电堆内外流动，充、放电过程中无相变，电池输出功率取决于电极的面积，储能容量取决于溶液的体积。因此需要在提高输出功率时增加电堆数目即可，通过增加电解质的量或提高电解质浓度即可达到增加储能容量的目的。

而传统的二次电池活性物质与其电极材料一般是一体的，封存在电池壳体内部，正、负电极间的隔膜采用多孔膜，且充、放电过程中一般有相变化或形貌改变，电池输出功率固定后，其储能容量也相应固定。

充放电过程不涉及物相变化。双液流电池储能活性物质均为液态，充放电过程中只有价态变化，不涉及无相变化，避免了传统电池因相变化及枝晶的生成而发生电池短路、活性物质性能下降问题。

储存寿命长。液流电池的活性物质溶解于电解液中，当电池不使用时密封存放于不同的电解液储罐中，没有普通电池的自放电问题。

本征安全。传统液流电池的电解液为水溶液，不存在着火爆炸的风险，安全性较好。

作为液流电池的一种，当前商业化进度最为靠前的全钒液流电池也具有安全性高、储能规模大、充放电循环寿命长、电解液可循环利用、生命周期中性价比高、环境友好等优点。缺点主要是系统组成复杂、能量密度较低。

表 3：全钒液流电池优点

优点	理论依据
本征安全，运行可靠，全生命周期环境友好。	全钒液流电池的电解液为钒离子的稀硫酸水溶液，只要控制好充放电截止电压，保持电池系统存放空间通风良好，本征安全不存在着火爆炸的危险。电解液在密封空间内循环使用，在使用过程中通常不会产生环境污染物质，也不会受外部杂质的污染。
输出功率和储能容量独立，设计安装灵活	全钒液流电池储能系统的输出功率由电堆的大小和数量决定，而储能容量由电解液的体积决定。要增加输出功率，只要增大电堆的电极面积和增加电堆的数量就可实现；要增加储能容量，只要增加电解液的体积就可实现。
能量转换效率高，启动速度快，无相变化，充放电状态切换响应迅速	全钒液流电池在室温条件下运行，电解质溶液在电解液储罐和电堆之间循环流动，在充、放电过程中通过溶解在水溶液中钒离子的价态变化实现电能的存储和释放，没有相变化。
模块化设计，易于系统集成和规模放大	全钒液流电池电堆是由多个单电池按压滤机方式叠合而成的，单体模块额定输出功率大，均匀性好，易于集成和规模放大。
具有强的过载能力和深放电能力	电解液通过循环泵在电堆内循环，电解质溶液活性物质扩散的影响较小；而且，电极反应活性高，活化极化较小。

资料来源：《全钒液流电池的技术进展、不同储能市场系统的价格分析及展望》（张华民），中信证券研究部

液流电池与锂电适用场景具有重大差异

能量密度显著低于锂电。全钒液流电池的能量密度为 12-40W/kg，而锂电中能量密度较低的钛酸锂电池能量密度达到 60-100W/kg，如果将全钒液流电池能源密度以 30W/kg 计算，钛酸锂能量密度是全钒液流电池的 2~3 倍。这决定了全钒液流电池在对能量密度有要求的 3C 电子和电动车领域并不适用，该领域需求更适宜由锂电池等高能量密度的电池来满足。

循环寿命远高于锂电。在储能领域，尤其是储能需求量较大较长的长时储能领域，能量密度并不是考虑的首要因素，而是要考虑循环寿命、安全性、可靠性等。从循环次数来看，全钒液流电池循环次数大于 1 万次，而锂电池中的磷酸铁锂电池和三元锂电池循环次数中值分别为 6000 次和 3000 次，远低于全钒液流电池。

本征安全，不会热失控和燃烧爆炸。安全性上来讲，锂电池等摇椅电池由正极材料、负极材料、电解液和隔膜组成，主要依靠金属离子在两个电极之间的充放电往返嵌入和脱嵌工作。电池一般采用含有锂、钠、钾元素的材料作为正极材料，但有些材料化学稳定性和热稳定性较差，在过充、撞击、短路过程中很容易引发火灾及爆炸事故。而钒电池的电解液为水基环境，本身不可燃，不会像锂电那样发生热失控或燃烧爆炸，电解液循环流动，散热速率快，能够有效降低电池内部温度，避免过热损伤。活性物质是不同价态的钒离子，反应温和，即使正负极电解液直接互混，也不会产生剧烈的化学反应或温度升高。

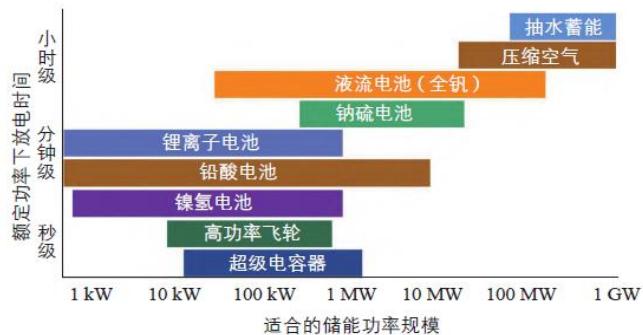
表 4：全钒液流电池与其他电池参数对比

	全钒液流电池	碳酸铁锂电池	钛酸锂电池	三元锂电池	钠硫电池
能量密度/W.kg-1	12-40	80-170	60-100	120-300	150-300
功率密度/W.kg-1	50-100	150-500	1500-2500	>3000	22
响应时间	ms	ms	ms	ms	ms
循环次数	>10000	2000-10000	>10000	1000-5000	4500
寿命/年	>10	10	10	10	15
充放电效率	75%-85%	>90%	>90%	>90%	75%-90%

资料来源：《我国低碳技术创新需求评估》（中关村储能产业技术联盟），中信证券研究部

全钒液流电池的定位是大规模、长时间储能技术

各种储能技术特性有明显的差别，用于的范围也较为不同。抽水蓄能主要用于大电网的输配电环节；电化学储能主要用于风光发电侧、小型变电站和用电侧；飞轮和超级电容储能用于精密制造等行业。其中，全钒液流电池被定位为大规模储能技术，适用于大规模、大容量、长时间的储能场景。

图 5：典型储能形式的技术特征与应用适合性


资料来源：《大规模长时储能与全钒液流电池产业发展》（严川伟）

大规模储能必须满足技术实用性、安全可靠性和经济性的基本要求。基于研究和工程实践所得的业界共识，适合长时间、大规模的储能形式主要包括抽水蓄能、压缩空气储能、液流电池三类。抽水蓄能、压缩空气储能的建设受地形限制，而全钒液流电池不受地域、环境等条件限制，同时满足本征的安全性(是水性体系的电池)、适合性(基本电池单元大、液流便于热管理、寿命长)，经济性潜力大(技术进步快，而且“天花板”足够高)，是大规模、长时间储能的有力竞争者。

表 5：三种大规模储能技术的特性比较

项目	抽水蓄能	压缩空气蓄能	全钒液流电池	备注
系统能量转化率 (%)	70	20-50 ^[a]	75	[a]新型压缩空气储能为60%或以上
响应时间	分钟~小时	分钟~小时	毫秒~秒	
建设周期 (年)	7.0~10.0	1.5	0.5	
适合规模	100MW~10GW	10MW~1GW	100kW~500MW	
适合储能时间	小时级~周级	5~20h	3~10h	
寿命 (年)	≥30	≥30	≥20	
功率-容量灵活性	无	无 ^[b]	有	[b]新型小系统可能有
选址及限制	受限	受限 ^[c]	不受限	[c]新型压缩空气储能限

项目	抽水蓄能	压缩空气蓄能	全钒液流电池	备注
				制小
技术进步空间	小	有	大	

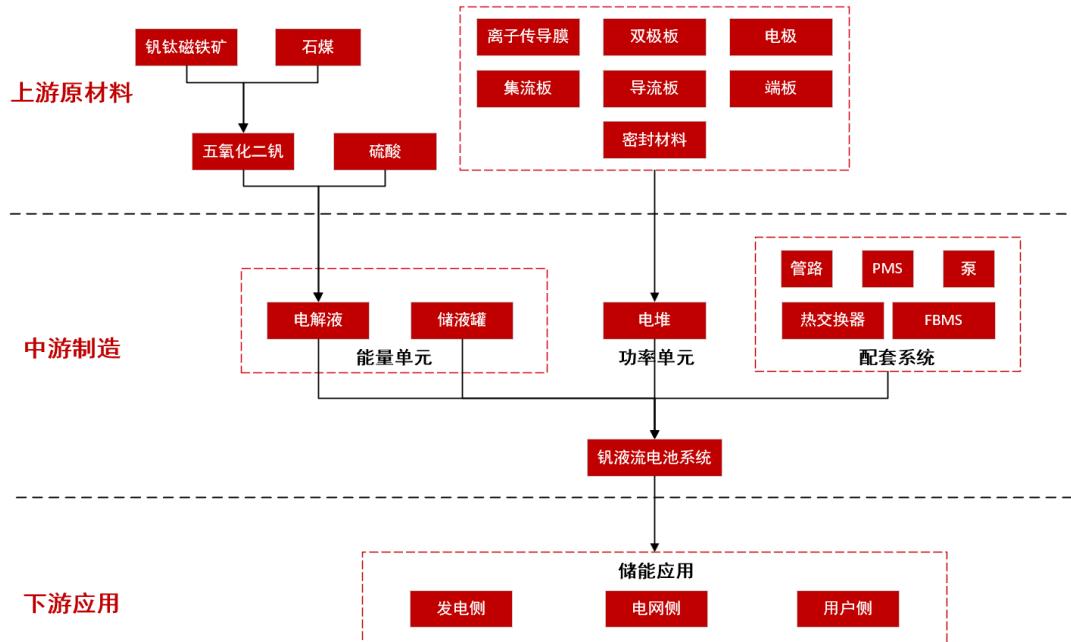
资料来源：《大规模长时储能与全钒液流电池产业发展》（严川伟），中信证券研究部

除抽水蓄能和压缩空气储能以外，锂离子电池和钠离子电池同样可以用于百万千瓦时级储能。但是锂离子电池、钠离子电池的技术体系决定了电池热失控的可能性，只能够从工艺上改进。国际能源综合司于 2022 年 6 月发布的《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2022 年版）（征求意见稿）》，明确将三元锂离子电池、钠硫电池踢出了中大型电化学储能的可选方案，同时认为不宜采用动力电池梯次利用，所以具有本征安全性的全钒液流电池有望成为大规模储能技术的优势路线。

全钒液流电池产业链初步形成

目前钒电池产业链可以划分为上游原材料、中游电池制造、下游应用。上游原材料主要包括五氧化二钒、硫酸、电极、双极板、离子传导膜以及其他零部件。中游电池制造环节首先将原材料加工成电解液、电堆等核心零部件，并进一步集成为电池系统；钒全液流电池的下游应用是储能，包括在发电侧、电网侧、用电侧。

图 6：全钒液流电池产业链情况



资料来源：中信证券研究部

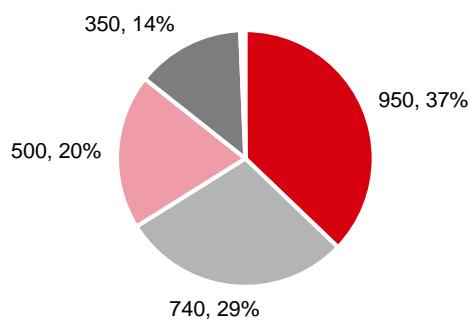
上游：钒资源存在广泛，中国产量占全球七成

钒在自然界中分布广泛，存在于约 65 种矿物和化石燃料沉积物中，其中钒钛磁铁矿最为主要，磷块岩矿、石煤、含碳质原油、煤、油页岩及沥青沙亦有所补充，中国钒资源

主要存在于钒钛磁铁矿和含钒石煤中。从资源储量来看，全球钒元素储量丰富，根据美国国家地质局（USGS），2022年全球钒元素资源储量达到2556万吨，但主要集中在中国、俄罗斯、澳大利亚、南非四国，其中中国储量占比最高，为37%。产量上，2022年全球V₂O₅产量约10万吨，中国占7万吨，是最主要的产钒国。

图7：全球钒元素资源储量（万吨）

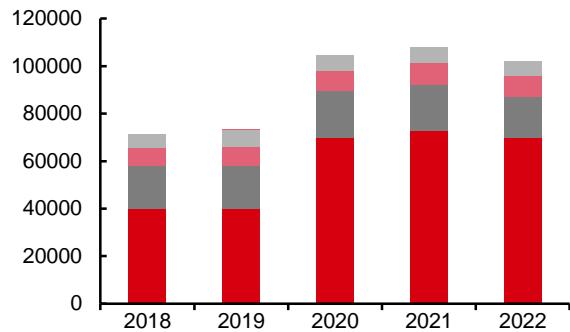
■中国 ■澳大利亚 ■俄罗斯 ■南非 ■巴西 ■美国



资料来源：USGS，中信证券研究部

图8：全球钒矿总产量（以V₂O₅计，吨）

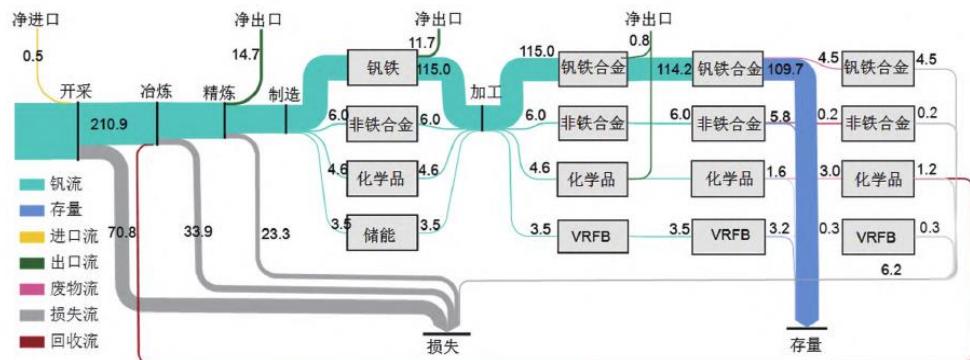
■中国 ■俄罗斯 ■南非 ■巴西 ■美国



资料来源：USGS，中信证券研究部

钒的消费结构主要包括钒铁合金、非铁合金、化学品以及钒电池，2000-2019年，钒铁合金占钒消费量的90%左右。而钒电池的消费量不断增长，根据《中国钒资源全生命周期动态物质流分析》（简小枚，汪鹏，陈玮，段临林，王鹤鸣，陈伟强），2010年我国钒在电池领域的消费量为0.1万吨，2019年已增长至1.1万吨，10年增长了11倍。

图9：2000-2019年中国金属钒动态物质流分析



资料来源：中国钒资源全生命周期动态物质流分析（简小枚，汪鹏，陈玮，段临林，王鹤鸣，陈伟强）

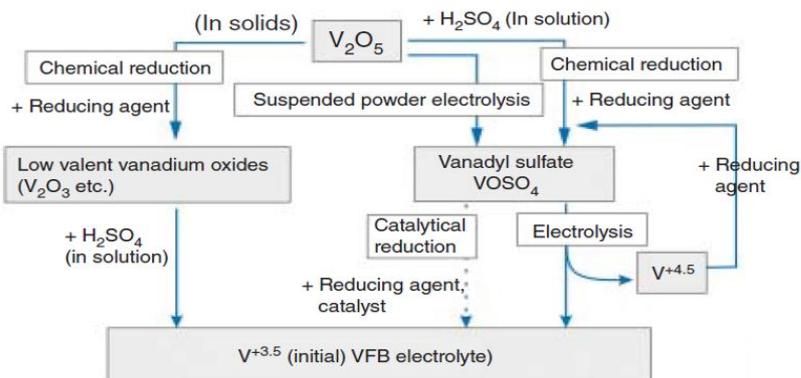
钒资源主要利用酸浸碱溶、钠化焙烧、直接焙烧和钙化焙烧等提钒技术提取，V₂O₅暨其他氧化物（如V₂O₃）是冶炼阶段的主要产物，之后再通过物理法、化学法或电解法制得电解液。目前1kWh电解液大约使用8-9公斤五氧化二钒，1Gwh全钒液流电池约使用0.8~0.9万吨，约当前年度全球产量的10%。因此，如果全钒液流电池未来有所放量，上游钒资源需求将会持续扩大。

中游：电解液制造与电堆集成是核心环节

钒电池产业链的中游制造环节主要涉及电解液生产、电堆装配和控制系统集成。中游制造集成厂商通过采购上游原材料，制备电解液，同时对电堆进行集成，最后再对系统进行集成。其中电解液的纯度和配方、电堆集成的技术水平决定了各家厂商的竞争力。

电解法是电解液工业生产的主流方法。目前全钒液流电池电解液的制备分为物理法、化学法、电解法。物理法是将高纯 VOSO₄ 直接溶于硫酸中，制得 VRFB 电解液，但 VOSO₄ 价格偏高，制得电池能量密度较低，规模化工业生产有所限制；化学法是将 V₂O₅ 使用还原剂如单质硫、有机酸类、醇等还原于易溶于水的 VOSO₄，或者是混合价态的钒离子，但由于此方法不可避免引入杂质离子，导致电解液钒离子浓度低，电池性能低，高纯 V₂O₅ 成本较高；电解法利用电解槽，在阴极加入含有 V₂O₅ 或 NH₄VO₃ 的硫酸溶液、阳极加入硫酸钠或硫酸溶液，在两级中通直流电，生成低价钒溶液。该方法工艺简单，无杂质离子引入，可以根据需要大批量生产不同价态的电解液。目前电解法制备电解液的技术大部分以专利形式进行保护。

图 10：五氧化二钒制全钒液流电解液的方法



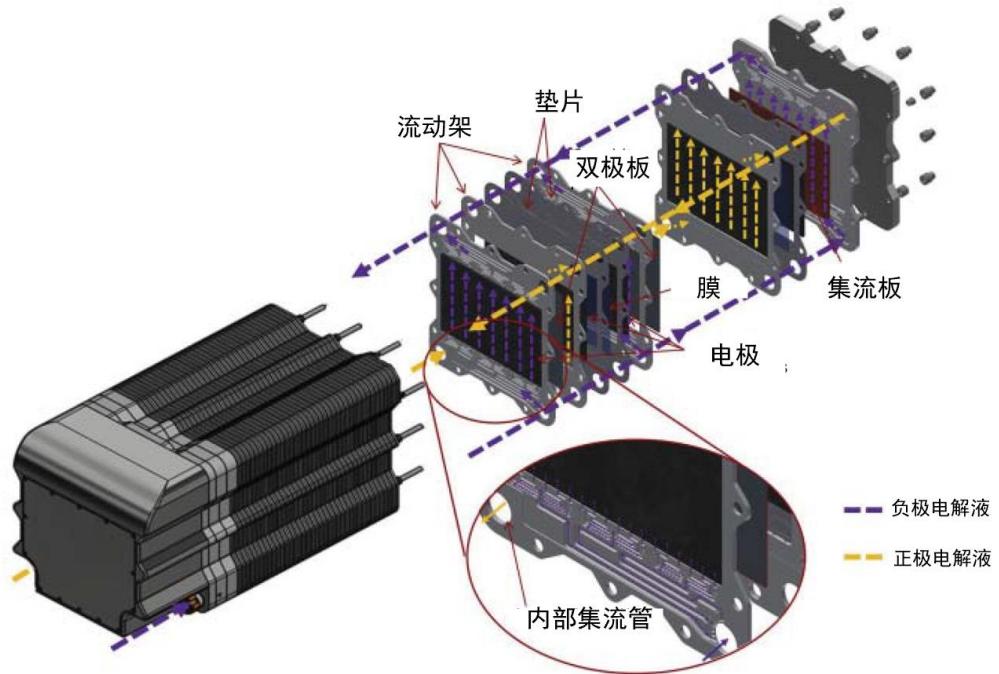
资料来源：《Flow Batteries From Fundamentals to Applications》（Christina Roth, Jens Noack etc.）

电解液纯度和配方决定产品性能差异，是中游环节的核心壁垒。各家厂商电解液的区别主要在于电解液的纯度，以及包括稳定剂在内的电解液配方。为保证电解液在长期运行条件下电解液性能和储能容量不衰减，电解液中的杂质离子含量应限定在一定浓度下。电解液中的杂质离子及含量主要取决于原材料及生产工艺，因此原材料品质和生产除杂工艺会导致各厂商产品的品质差异。此外，包括稳定剂在内的电解液配方对电解液产品的性能也有很大影响。

电堆集成同样存在壁垒，关键在于定位和装配压力均匀性。双极板、密封件、电极框、电极、离子传导（交换）膜、电极、电极框、密封件、双极板材料叠合在一起构成全钒液流电池的一节单电池，数节或数十节单电池以压滤机的方式叠放在一起并在两侧装有集流板、端板就组装出液流电池电堆。电堆组装过程中关键步骤有两个方面。一是定位，电堆组件随着电池节数的增多显著增加，一个 30kW 的电堆大约由 50 节单电池组成，组件有

几百件，将这些组件逐一地按定位结构进行组装，可以避免错位，以保证电解液的均匀分配和防止漏液；二是装配的压力均匀性，在压力机加压时，施压面与端板的平行度及加压速度极为重要，平行度不好或者运行速度过快都会导致电堆的变形，甚至组件弹出等问题出现。

图 11：全钒液流电池电堆结构示意图



资料来源：《Flow Batteries From Fundamentals to Applications》（Christina Roth, Jens Noack etc.）

下游：发电/电网侧应用是主流方向

全钒液流电池储能属于长时间储能，目前对长时间储能并没有明确定义，但超过储能时间超过 4 小时的通常被成为长时储能。长时储能与短时储能的分工不同，短时储能主要用于应对电力系统的短期负荷波动或频率调节，长时储能主要实现跨日至跨季节的储能需求，以保障电力系统的稳定性。随着可再生能源的渗透率提升，电力系统对电力储存的需求增大，对更长周期维度的调峰要求也更高，长时间储能的地位将会日益凸显。

长时储能能够在发电侧、电网侧、用户侧均能够有所应用，典型应用场景包括高风光发电比例下的能量管理、约束管理、孤岛运行、备用与黑启动、工商业应用电表后储能。

表 6：长时储能的典型应用场景

应用环节	应用场景	解释	驱动力
发电侧	高风光发电比例下的能量管理	实现风能、太阳能发电的跟踪计划发电，保证联合出力的稳定性和连续性，同时可提高可再生能源电站的电能质量	政策推动新能源强制配储
发电侧/电网侧	约束管理	通过在关键节点配置储能设备，实现对输电线或变压器的负荷平滑和削峰填谷，提高电网的安全性和经济性	新能源占比提升导致电网稳定性下降，从而有延缓设配电设备扩容需求
电网侧	孤岛运行	电网停电或故障时，储能系统能够与分布式发	区域性电网覆盖面积小、稳

应用环节	应用场景	解释	驱动力
		电或负荷形成独立微网，继续供应部分用户应用	定位差，没有合适的抽蓄、压缩空气电站建设资源
电网侧	备用与黑启动	为应对突发事件预留的发电能力；以及在电网全面停电后能够自主启动并为其他发电机提供启动电源的能力	提高应对突发时间能力
用户侧	工商业应用 电表后储能	在不同时间段进行充放电操作，以实现用户的经济利益最大化，从而降低峰值需求费用和能源成本	峰谷电价差异扩大引起的逐利需求

资料来源：中信证券研究部

发电侧长时储能需求正在酝酿。从与其他路线的竞争而言，未来液流储能电池的发展方向主要在发电侧的联合新能源进行调峰并提供辅助服务、电网侧的延缓输配电设备扩容以及用户侧的峰谷套利。储能系统在火电厂的应用主要是调峰调频，对储能时长要求不高，同时火电进行灵活性调峰改造的成本远低于安装相同功率的电化学储能设备，因此液流电池在火电厂应用困难。在发电侧的新能源部署下，上网电价低和相应政策缺乏使储能系统缺乏盈利模式，尽管全国大部分地区强制要求新能源项目按 10%-20%装机，但由于储能时间较短，液流电池相对锂离子电池竞争力不强。

但国家发改委、能源局于 2021 年 8 月发布了《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，提出超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15%的挂钩比例（时长 4h 以上）配建调峰能力，按照 20%以上挂钩比例进行配建的优先并。其中 4h 以上的储能市场要求给了液流电池很大的发挥空间和应用可能性，因此可以预期液流电池配合新能源电站增加并网规模的探索会增加，配合新能源进行调峰并提供辅助服务将成为液流电池重要的应用方向。

电网侧长时储能需求因电网稳定而较少。电网侧，在国外，许多区域性电网、微网稳定性较差，覆盖范围小，没有合适的抽蓄、压缩空气电站建设资源，液流电池在世界范围内主要部署场景也在这方面，通过部署 4 小时以上储能电站提高整个电网系统的稳定性。同时，对于延缓输配电设备扩容也是液流电池适用的应用场景，只是中国电网的高度稳定性使该应用场景较为少见。

用户侧长时储能需求主要来自峰谷套利。用户侧，峰谷套利是能够获得盈利的储能应用方向，其商业模式也比较明晰。长期来看，随着新能源发电占比越来越高，我们认为该方向也将成为液流电池的重要应用和发展方向。

全钒液流电池技术已在多种场景下实现验证

我们在每一个场景下选取了一个代表项目进行介绍。

发电侧，以大联融科参与的国电龙源卧牛石 5MW/10MWh 全钒液流电池储能应用示范电站为例，该项目于 2012 年 12 月并网运行，并于 2013 年 5 月通过验收，所有指标都达到了设计要求，系统已无故障运行十年，系全球范围内迄今运行时间最长的兆瓦级全钒液流电池系统。该项目实现了包括平滑输出、提高风电场跟踪计划发电能力、暂态有功出力紧急响应和暂态电压紧急支撑、调峰调频等功能，充分验证了全钒液流电池对于风电波动控制、计划发电能力和响应电网服务的功能。

电网侧，辽宁大连液流电池储能调峰电站一期工程于2022年10月正式并网。该项目规模为200MW/800MWh，一期工程100MW/400MWh。该项目定位参与电网调峰、可再生能源接入、紧急电源及黑启动。除削峰填谷之外，调峰电站也可以在发生极端情况，电网与外部电源全部中断的情况下，为政府、医院、电视台等重要部门和单位提供超过4小时以上电能，也可以为附近的北海热电厂提供黑启动电源。

图 12：国电龙源卧牛石风电场储能项目



资料来源：大连融科

图 13：辽宁大连液流电池储能调峰电站项目



资料来源：中科院大连化物所网站

用户侧，以日本住友电工于横滨工厂的微电网储能电站项目为例，该项目于2012年7月开始试运行，全钒液流电池系统规模为1MW/5MWh。该微电网系统由28台聚光光伏（最大总发电200kW）、全钒液流电池系统和6台燃气发电机系统（总计3.6MW）组成，主要期望实现工厂维度的削峰填谷、平衡太阳能发电波动、稳定供电等作用。该项目的目的是验证全钒液流电池技术的长期稳定性及性能，衡量电池稳定性的库伦效率和电池电阻长期内无明显变化，表明该项目运行良好。

图 14：日本住友电工横滨工厂微电网储能项目



资料来源：《Vanadium FBESs installed by Sumitomo Electric Industries, Ltd》(Toshio Shigematsu and Toshikazu Shibata)

图 15：钒液流电池技术长期稳定性和性能得到验证



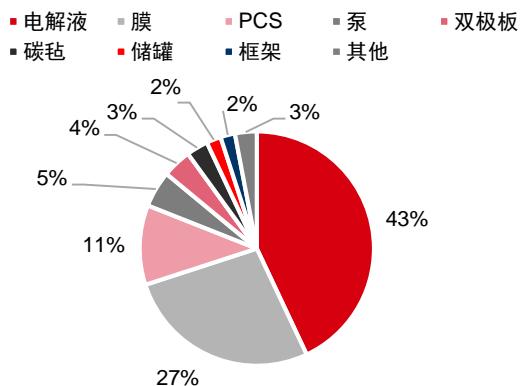
资料来源：《Vanadium FBESs installed by Sumitomo Electric Industries, Ltd》(Toshio Shigematsu and Toshikazu Shibata)

2025 年全钒液流电池市场空间或将达到 58 亿元

电解液和膜构成钒电池 70%的成本。目前全钒液流电池系统的成本主要由电解液以及电堆中膜、双极板等零部件构成，电解液占总成本比例中的 43%，构成最为主要的成本，膜占总成本的 27%，与电解液合计占成本比重的 70%。而电堆中其他零部件，包括双极板、碳毡、框架等占总成本的 2%-3%不等。

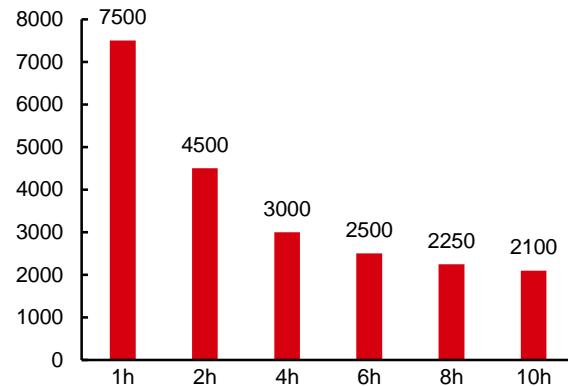
全钒液流电池的储能介质（电解质）和发电部件（电堆）在物理上是分开的，因此全钒液流电池系统的成本构成又可分为电解液成本和除电解液外的电池储能价格。根据《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》（张华民），当五氧化二钒价格为 10 万元/吨时，电解液价格为 1500 元/h。当储能时长为 1h 时，除电解液的储能系统价格为 6000 元/kWh，再加上电解液价格 1500 元/kWh，储能系统的总价格是 7500 元/kWh。当储能时长为 4h，除电解液的储能系统价格 6000 元/kWh 由 4h 分摊，每小时分摊为 1500 元/kWh，加上电解液 1500 元/kWh，储能系统的总价格就是 3000 元/kWh。随着储能时长的提高，储能系统整体单 kWh 价格会有所下降。

图 16：1MW/5MWh 全钒液流电池成本构成



资料来源：《Evolution of Vanadium Redox Flow Battery in Electrode》（Md Hasnat Hossain, Norulsamani Abdullah, Kim Han Tan, R. Saidur, Mohd Amran Mohd Radzi, Suhaidi Shafie），
中信证券研究部

图 17：不同储能市场上全钒液流电池储能系统的价格



资料来源：《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》（张华民），中信证券研究部

2023 年以来，全钒液流电池备案装机规模达到 1.6GW/6.5GWh。根据国家能源局数据，截至 2022 年底，我国已投运新型储能项目装机规模为 8.7GW，液流电池储能占比 1.6%，因此可以推算得出全钒液流电池已投运规模为 139.2MW，相对比例和绝对规模都较少。但今年以来液流电池行业发展迅速，根据 GGII 储能数据库，2023 年以来液流电池备案及中标项目共 1.6GW/6.5GWh，是目前已投运规模的十倍以上。尽管项目备案公示距离最终的装机上量有一定时间，也有一定的不确定性，但我们认为较大的项目备案规模反映了业内对行业前景的乐观预期。

表 7：2023 年以来液流电池备案及中标项目统计

项目名称	功率/MW	容量 /MWh	类型	进度
国家能源集团雄安能源黄石市下陆区 100MW/400MWh 全钒液流储能项目	100	400	全钒液流	备案公示
国家电投山西清洁能源应县 100MW/200MWh（一期 45MW/90MWh）储能项目	45	90	全钒液流+	中标公示-

项目名称	功率/MW	容量/MWh	类型	进度
鹤峰县珩润储能有限公司 100MW/200 MWh 储能电站（共享型）项目	100	200	磷酸铁锂	储能系统
中节能洪湖曹市镇 100MW/200MWh 全钒液流储能电站项目	100	200	全钒液流	备案公示
武穴市 100MW/400MWh 全钒液流共享式储能电站示范项目	100	400	全钒液流	备案公示
辽宁泽鑫旺储能科技有限公司 200MW/800MWh 全钒液流储能电站建设项目	200	800	全钒液流	备案公示
广州发展洪湖市新滩镇 100MW/400MWh 全钒液流储能电站示范项目	100	400	全钒液流	备案公示
呼和浩特市托清工业园区 200MW/800MWh 全钒液流电池+飞轮储能电站示范项目	200	800	全钒液流+飞轮储能	备案公示
100MW/400MWh 全钒液流储能电站示范项目	100	400	全钒液流	备案公示
中国尼龙城源网荷储-储能项目 100MW/400MWh 全钒液流电池储能	100	400	全钒液流	备案公示
小虎岛 100MW/600MWh 独立储能电站	100	600	全钒液流	备案公示
洪山区 100MW/600MWh 储能电站	100	600	全钒液流	备案公示
哈尔滨市阿城区华永鑫 50MW/200MWh 共享储能项目	50	200	全钒液流	备案公示
察布查尔县 250MW/1000MWh 全钒液流电池储能+100 万千瓦市场化并网光伏发电项目一期 30 万千瓦项目（A/B 标段）	250	1000	全钒液流	中标公示 -EPC
合计	1645	6490		

资料来源：GGII 储能数据库（2023 年 8 月），中信证券研究部

预计 2025 年新增全钒液流电池装机规模达到 0.53GW。根据中关村储能产业技术联盟(CNSEA)数据，截至 2022 年底，我国新型储能累计装机规模达到 13.1GW/27.1GWh，其中液流电池装机规模约 157.2MW，占比 1.2%。在新能源发电占总发电比例日益提升的背景下，预计长时储能的重要性将得到凸显，液流电池的渗透率将会逐渐提高。考虑当前全钒液流电池已备案装机规模达到 1.6GW，相比 2022 年末装机的 157MW 大幅增加，我们审慎地认为全钒液流电池在 2027 年新增新型储能装机中的渗透率或会提升至 5%。参考 CNSEA 作出的关于新型储能装机整体的预测，再结合全钒液流电池渗透率逐步提高的假设，我们认为到 2025 年，新增全钒液流电池装机规模将达到 0.53GW，累计装机规模 1.15GW；到 2027 年，新增装机规模将达到 1.07GW，累计装机规模约 2.99GW。

图 18: 2022-27E 中国全钒液流电池及新型储能累计装机规模预测

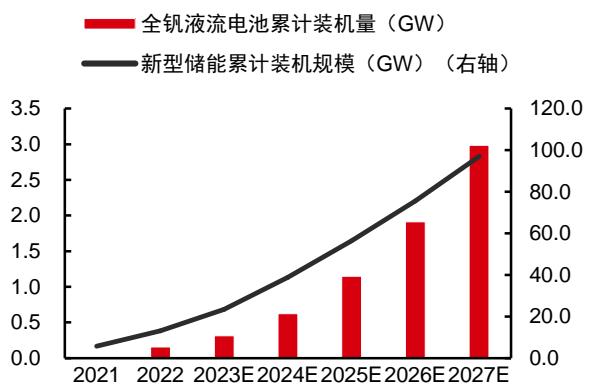
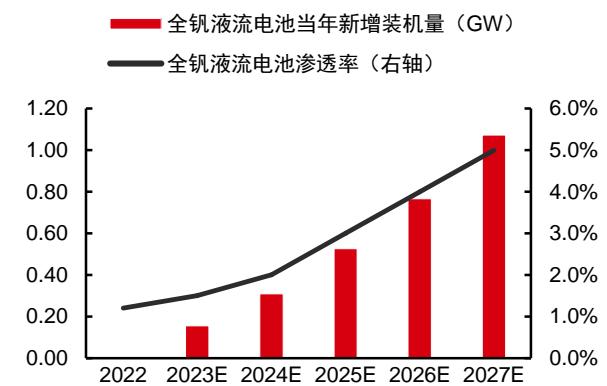


图 19: 2022-27E 中国全钒液流新增装机量及渗透率预测



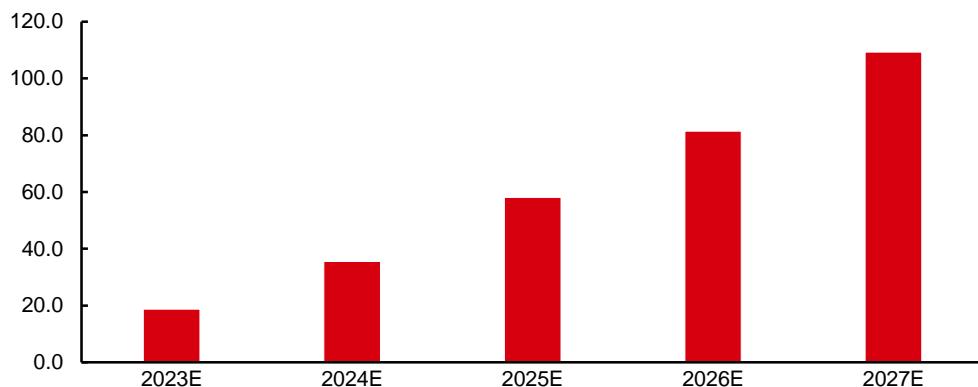
资料来源：CNSEA《储能产业研究白皮书》，中信证券研究部
注：新型储能累计装机规模数据由 CNSEA 作出预测，全钒液流电池累计装机量由中信证券研究部预测

资料来源：CNSEA《储能产业研究白皮书》，中信证券研究部预测

具体的市场规模上，因为全钒液流电池的定位是长时配储，同时配储时间越长，单位成本更低，因此在计算市场规模时，我们假设全钒液流电池均配储 4 小时，对应价格为 3000 元/kWh。在《Research and analysis of performance improvement of vanadium redox flow

battery in microgrid: A technology review》(Zebo Huang , Anle Mu) 论文认为全钒液流电池单位成本在 2018/2025 年/2030 年分别为 500/300/250 美元/kWh, 2025 年至 2030 年预计累计降幅 16.7%。考虑到目前的行业发展趋势, 我们认为我国全钒液流电池未来若干年的成本会逐年以个位数降幅下降。在以上假设下, 我们预测 2025 年全钒液流电池市场规模将达到 58.1 亿元, 2027 年将达到 109.3 亿元, 2023E-27E 复合增长率为 55.51%。

图 20：我国全钒液流电池市场规模（亿元）



资料来源：中信证券研究部预测

相关公司

上游原材料企业积极布局电解液环节。原材料环节产能位居前列的是钒钛股份与河钢股份, 钒年产能分别为 4 万吨/年和 2.2 万吨/年, 两者合计占据国内近一半的钒产品市场份额。钒钛股份对钒电池的态度较为积极, 与大连融科签订了《战略合作框架协议》, 目前正在开展钒电解液研发项目, 自身也有一定的技术积累; 河钢股份也成功研发了钒电池电解液产品。安宁股份直接销售钒钛铁精矿, 但在钒电解液制备方面也有一定技术储备。非钒行业的部分公司的钒矿资源以及钒电池产业链也表现积极, 中核钛白与电堆厂商四川伟力得进行合作, 寻求钒矿资源并准备后续电解液产线建设; 煤炭公司永泰能源对各产业链均进行布局, 包括钒矿、电解液以及电堆产线, 项目正在建设之中。

中游企业普遍历史较长, 经验丰富。中游电堆制造与系统集成环节的企业绝大部分成立时间在 10 年以上, 有一定的研发积累, 技术经验丰富。发展路线上, 大连融科由大连融科储能集团和中科院大连物化所共同组建, 技术主要来源于科研院所的技术转化; 北京普能于 2007 年成立, 2009 年收购加拿大 VRB, 并在全球范围内安装投运数十个项目。国网英大、上海电气、湖南银峰、四川伟力得等厂商均多年深耕, 同时也有项目成功落地。

表 8：钒电池产业链部分公司简介

	公司	具体环节	概况
上游原材料	钒钛股份	钒资源、五氧化二钒生产、电解液	已具备钒产品（以 V ₂ O ₅ 计）产能 4 万吨/年, 世界钒产品产能和产量排名第一；与大连融科签订《战略合作框架协议》；目前正在开展钒电解液产业化制备及应用研发项目
	河钢股份	钒资源、五氧化二钒生产、电解液	钒产品年产能 2.2 万吨；成功研发钒电池电解液产品
	安宁股份	钒资源	2022 年钒钛铁精矿（61%）产量 130.47 万吨；截至 2022 年末, 保有工业

公司	具体环节	概况
		品位铁矿石资源量 1.88 亿吨，伴生 V ₂ O ₅ 量为 51.02 万吨；钒电解液制备方面有一定技术储备
龙佰集团	五氧化二钒生产	从废酸中萃取回收钒，目前已在焦作建成 800 吨/年 V ₂ O ₅ 产线，云南 800 万吨/年产线预计 2023 年建成投产
中核钛白	钒资源、五氧化二钒生产、电解液	与四川伟力得签署战略合作协议并成立合资公司，重点开发甘肃境内的钒矿资源，取得钒矿资源后规划钒电解液产能建设
永泰能源	钒资源、五氧化二钒生产、电解液、电堆制造与系统集成	3000 吨/年五氧化二钒产线，一期 300MW/年钒电池项目开工，预计 2024 年下半年达产
大连融科	电堆制造与系统集成	2008 年成立，由中科院大连物化所和大连博融控股共同组建；参与起草和制订行业标准，中标多个示范项目，完成 100MW/400MWh 项目建设与应用
北京普能	电堆制造与系统集成	2007 年成立，2009 年收购全球最大钒电池企业 VRB，截至目前在全球 12 个国家和地区已安装投运项目 70 多个，总容量接近 100MWh
中游电堆 制造与系 统集成	国网英大	孙公司武汉南瑞从 2011 年开始开发模块化全钒液流电池系统；目前拟纳入湖北省 2023 年新型储能电站试点示范名单，试点示范规模为 50MW
	上海电气	2011 年选择全钒液流电池路线，安徽合肥 1GWh 钒电池基地于 2020 年 10 月投产；江苏盐城二期 3GWh 钒电池基地建设进行中；目前已中标 5 个发电集团储能项目，产品出口到日本和西班牙等国
	湖南银峰	2013 年成立，拥有长沙和宜春两大基地；宜春基地电解液产能 6.6 万方/年，长沙基地专注于电堆生产和集成
	四川伟力得	2004 年成立，参与建设的 7.5MW/22,5MWh 项目成功并网；宁夏 200MW 电堆产线有望 6 月投产

资料来源：各公司官网，各公司公告，中信证券研究部

下游企业主要为电网和发电企业。目前钒电池产业链下游应用的投资主体主要是电网以及发电企业，包括大唐电力、国投电力、中广核电力、国家能源集团、华电国际等，主要原因是当前全钒液流电池初始投资成本较高，行业整体又由新能源发电侧强制配储要求推进，而电网和大型电力企业有足够财力和动机进行应用。

■ 铁铬、锌溴技术路线商业化尚在酝酿

除全钒液流电池外，锌溴液流电池和铁铬液流电池也有望实现成功商业化，当前正处于示范应用阶段。与全钒液流电池相比，锌溴电池具有能量密度更高、原材料来源丰富、价格低廉等优点。然而锌溴液流电池存在锌枝晶问题、循环次数有限、溴具备腐蚀性、高挥发性及穿透性、容量同功率无能完全解耦、大尺寸电池场景下电对系统压降大以及损失效率高等劣势，铁铬液流电池存在可逆性差、负极析氢，电池最佳工作温度较高等劣势，因此目前在商业化程度和技术成熟度上尚无法到达全钒液流电池技术的高度，克服这些劣势需要依靠企业和科研机构持续的研发。

表 9：不同技术路线液流电池技术参数比较

循环寿命(次)	能量密度	安全性	系统效率	温度	自放电	毒性和腐蚀性	BOM 成本
铁铬	>20000	10-15Wh/L	好	60-70%	-40-70	极低	弱（稀盐酸）
全钒	>20000	15-25Wh/L	中	60-70%	5-45	极低	弱（硫酸溶液）
锌溴	>5000	65Wh/L	溴蒸汽有泄露风险	60-70%	20-50	低	强(Br 腐蚀性极强)

资料来源：国电投，《铁-铬液流电池 250kW/1.5MWh 示范电站建设案例分析》（杨林、王含、李晓蒙、赵钊、左元杰、刘雨佳、刘赟），中信证券研究部

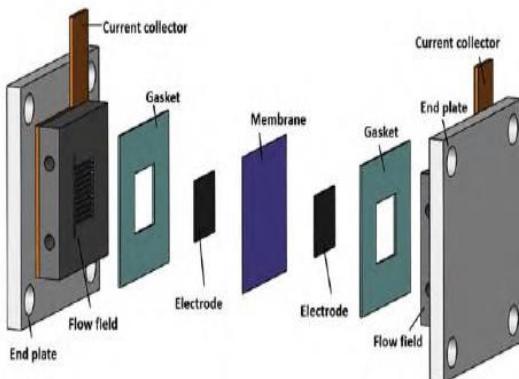
铁铬液流电池成本较低，但尚存技术难点

铁铬液流电池和全钒液流电池结构类似，同样由能量单元、功率单元、配套系统组成，两者的主要区别在于电解液的不同，铁铬液流电池使用 FeCl_2 和 CrCl_3 的盐酸溶液作为正负极电解液，上游主要为铬盐。在其他零部件上两者的区别并不大，铁铬液流电池电堆中的电极同样选取碳毡、石墨毡，略有不同之处在于对电极材料进行改性的方法不同；离子交换膜目前也同样采用 Nafion 系列全氟磺酸离子交换膜，与钒电池一致；双极板采用石墨材料；电堆整体也由多个单电池以压滤机的方式叠加紧固而成。在配套系统上则更为一致，泵和管路甚至采用的是同样的产品。

铁铬液流电池相比于全钒液流电池在技术上存在劣势。从单堆功率来看，目前全钒能够做到 200-400kW，而铁铬不足 100kW，技术成熟度有所差距；运行期间的安全性方面，铁铬液流电池有难以解决的负极“析氢”问题，而全钒液流电池没有，因此全钒液流电池在技术上整体优势更大。但铁铬液流电池也具有一定优势，首先是成本较低，根据国家电投测算，铁铬液流电池的单位初始投资成本为 2800 元/kWh，低于全钒液流电池的 3250 元/kWh，且有望在“十四五”末降至 1500 元/kWh；其次是运行温区较全钒液流电池更广；所采用稀盐酸电解液的毒性和腐蚀性也比全钒液流电池采用的硫酸溶液弱。

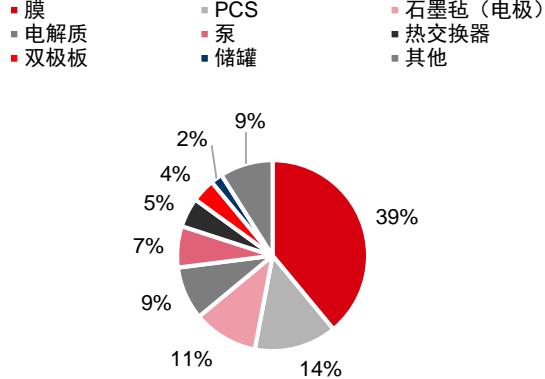
成本构成方面，根据 Chuanyu Sun, Zhang Huan 于 2019 年进行的测算，采用 Nafion 膜的铁铬液流电池成本约 194 美元/kWh，其中膜成本占比 39%，PCS 占比 14%，电极和电解质分别占比 11% 和 9%。因为电池所采用膜与全钒液流电池一致，若后续膜的成本快速下降，铁铬液流电池的整体成本亦能够快速下降，从而更具备成本竞争力。

图 21：铁铬液流电池结构示意图



资料来源：《铁铬液流电池关键材料研究进展》（张君慧，曾义凯，袁雨峰，周娇）

图 22：铁铬液流电池成本构成（1MW/8MWh）



资料来源：《A comparative study of Nafion and sulfonated poly(ether ether ketone) membrane performance for iron-chromium redox flow battery》（Chuanyu Sun, Zhang Huan）

目前，铁铬液流电池在我国的研发和应用主要由国家电力投资集团（国电投）推动。2019 年 11 月，国电投中央研究院研发的首个 31.25kW 铁铬液流电池电堆（“容和一号”）成功下线，性能指标满足设计参数要求。国电投联合上海发电设备成套设计研究院有限责

任公司（上海成套院）开展国内首个百千瓦级铁铬液流电池储能示范项目建设工作，2020年12月，建成了250MW/1.5MWh液流电池光储示范项目（沽源战石沟光伏电站）。2023年8月，内蒙霍林河三模铁铬混合储能项目投运，该项目中的铁铬液流电池装置由国电投旗下上市公司电投能源进行建设。除国电投外，中海储能、华电国际等多家公司均在推进铁铬液流电站及相关装置建设。根据振华股份公告，据不完全统计，2023年已签约铁铬液流电站项目容量合计约1.5GWh。

表 10：国内铁铬液流电池的商业化进程

时间	事件概况
2020年底	国家电投成功试制“容和一号”大量电池堆，并在河北张家口战石沟250kW/1.5MWh示范项目上成功应用，成熟度已与其他主流电化学电池储能技术相当
2022年1月	国家电投“容和一号”铁-铬液流电池堆量产线投产，并为北京冬奥会地区稳定存储并且提供清洁能源超过5万千瓦时
2022年4月	华电国际莱城发电厂计划建设100MW/200MWh磷酸铁锂电池与1MW/6MWh铁铬液流电池组成的长时储能调峰电站，该项目入选山东省2022年储能示范项目，该项目已于2023年5月并网
2022年7月	华润财金新能源（东营）有限公司发布华润财金山东东营源网储一体化示范项目101MW（202MWh）储能EPC工程总承包招标公告，建设内容包括1MW/2MWh铁铬液流电池储能系统
2023年1月	内蒙古霍林河循环经济“源-网-荷-储-用”多能互补关键技术研究创新示范项目中的1MW/6MWh铁铬液流电池储能系统成功试运行并即将并入电网商运，标志着铁铬液流电池储能技术路线迈入兆瓦级应用时代。该项目已于2023年8月投运。
2023年3月	安徽省淮南市潘集区与中海储能举行储能电池生产基地、储能电站项目投资意向签约仪式，中海储能拟在潘集设立铁铬液流电池设备生产基地，首期生产能力规划1GW
2023年3月	中能融合智慧科技有限公司四会独立共享储能电站项目在广东省四会市签约，本次签约的项目建设一座600MW/3,600MWh高温熔盐、100MW/600MWh铁铬液流及生物质制氢独立共享储能电站
2023年4月	中海储能的系统模块智能装配项目签约落地广东佛山市，该项目将建设产能200MW铁铬液流电池生产线，达产后预计年产值10亿元
2023年5月	启迪设计集团股份有限公司公告称其下属公司的全资子公司计划建设的“寿光市高温熔盐+铁铬液流共享赫爱斯储能电站”项目已取得建设项目备案证明，拟建设600MW/3,600MWh高温熔盐+100MW/600MWh铁铬液流储能电站及相关配套设施
2023年6月	100MW/400MWh独立储能电站项目签约落户广东省佛山市，拟采用磷酸铁锂（50MW/100MWh）和铁铬液流（50MW/300MWh）混合储能电池系统技术方案，铁铬液流技术主要依托中海储能进行开发

资料来源：振华股份发行可转债对交易所问询函的回复，中信证券研究部

铁铬液流电池的发展相对全钒液流电池更为早期，因此产业链上公司的数量更少，上游铬盐企业主要是振华股份，中游电堆及集成企业包括国电投、江苏恒安储能、中海储能、液流储能等。

我们认为铁铬液流电池进一步产业化和商业化的条件是技术的进步，尤其是针对铬离子活性、可逆性、负极析氢、电解液结晶析出等技术难点的突破。尽管部分厂商在技术上有所进展和突破，但国内目前正在运行的规模最大的铁铬液流电池规模为250kW/1.5MWh，而全钒液流电池项目示范规模达到了100MW/400MWh，成型的铁铬液流电池产品尚未在大型项目中得到充分验证，因此距离全面商业化或仍有一段距离。尽管如此，我们认为铁铬液流电池的成本优势明显，技术若经充分验证将在长时储能占据一席之地。

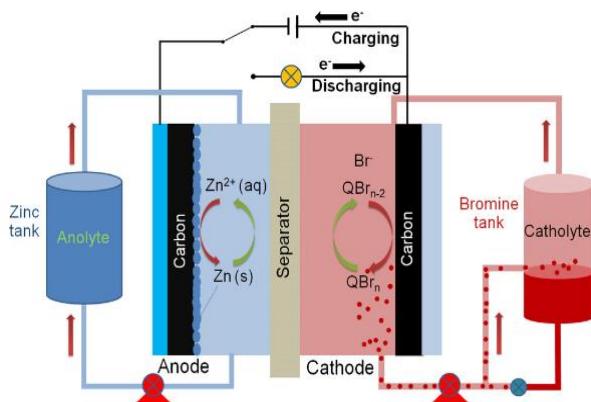
锌溴液流电池技术难点对发展有所制约

锌溴液流电池与全钒液流电池和铁铬电池有所不同，正极及电解液均为溴化锌溶液，充电时锌离子还原为金属锌沉积在负极上，放电时金属锌氧化为锌离子溶于电解液中，因此属于沉积型液流电池，而全钒和铁铬路线在充放电时没有固体物质沉积在电极，属于非沉积型液流电池。其正极采用 Br/Br_2 电对，充电时溴离子氧化为游离的溴单质，因为其强氧化性和腐蚀性所以需要添加络合剂来捕捉，从而形成可逆的络合物，而全钒和铁铬路线则不需要络合剂。

技术上，锌溴液流电池的负极侧会出现析氢的副反应，反应时容易产生锌枝晶刺穿隔膜降低整个电池的性能，锌枝晶不仅会降低锌的氧化还原可逆性，而且在电池放电时易从中间断开掉落，从而影响电池寿命。此外锌溴容易中的溴是易挥发的溶液，同时具有腐蚀性和穿透性，电池整体需要考虑防腐和防污染问题。此外，因为锌溴液流电池为沉积型液流电池，其容量同功率不能完全解耦，还存在容量受到锌电极的限制问题。根据 ESPlaza 长时储能网报道，在黄河水电百 MW 光伏项目中，安装的 1MWh 锌溴液流电池实际运行的循环效率低于 60%，受技术问题制约明显。

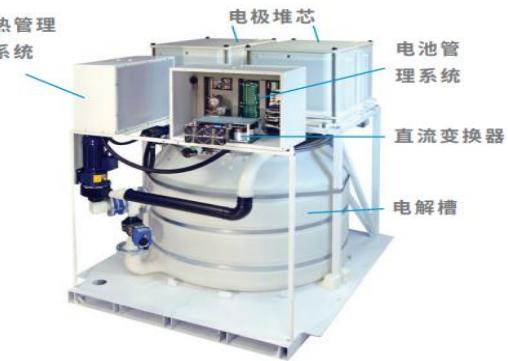
锌溴液流电池的优势主要在其成本，包括其电极及隔膜材料的主要成分均为塑料，不含重金属，价格低廉，可回收利用且对环境友好；其溶液为常见的油田化学品，价格低廉，原料易得；锌和溴也是较为常见的资源。锌溴液流电池采用的隔膜是一种微孔膜，不是质子交换膜，价格便宜，进口产品价格 100 元/平米，国产产品价格 50 元/平米，远低于全钒液流电池和铁铬液流电池所使用的 nafion 膜价格。根据《液流电池商业化进展及其在电力系统的应用前景》（宋子琛、张宝锋、童博、钟祎勍、亢猛）论文，当前 4 小时储能时长的锌溴液流电池成本为 2000~3000 元/kWh。

图 23：锌溴液流电池结构示意图



资料来源：《Scientific issues of zinc-bromine flow batteries and mitigation strategies》（Masud Rana, etc）

图 24：Primus Power 锌溴单液流电池产品 EnergyPods



资料来源：Primus Power 官网

目前国内运行的锌溴液流电池示范项目较少。技术和产品开发上主要以北京百能汇通（锌溴业务目前被恒安储能收购）、安徽美能储能系统有限公司、陕西华银、特变电工股份有限公司为主。百能汇通 2016 年为华能拓日格尔木光伏电站设计了一个复合型储能系统，包含采用 1MW/4MWh 的锌溴液流电池，2018 年在黄河水电百 MW 光伏发电实证基

地 20MW 储能项目中提供了 1MWh 锌溴液流电池系统。2017 年，陕西华银下属的华秦储能技术有限公司（华秦科技）同大连化物所合作开发了国内首套 5kW/5kWh 锌溴单液流电池储能示范系统，在陕西省安康市陕西华银厂区投入运行。锌溴单液流电池有别于传统锌溴液流电池技术，其正负极采用相同电解质溶液，将正负极的储罐合并，只需要 1 套电解液储存及循环系统，具有结构简单、能量密度高、成本低的优点，Primus Power 公司的 EnergyPod2 产品同样采用了单液流的形式。

因此，从当前看，锌溴液流电池的技术难点仍需要进一步克服，示范项目的绝对数量和规模仍然较小，该技术路线距离成功商业化仍有距离。

行业前景展望

降本是当前行业发展的首要工作

根据前文，目前全钒液流电池中成本中 43% 是电解液，27% 是膜，其他零部件合计占比约 30%。因此电解液和膜的降本是全钒液流电池降本的重点方向。

电解液的降本途径主要包括降低单 kWhV₂O₅ 用量、减少加工费用、电解液租赁。

根据《全钒液流电池的技术进展、不同储能时长系统的价格分析及展望》（张华民），在 V₂O₅ 价格为 10 万元/吨的条件下，钒电解液的价格为 1500 元/kWh，目前 1kWh 钒电解液需要使用 8~9kgV₂O₅，因此仅 V₂O₅ 的成本就有 800-900 元，占成本的 60% 左右，余下的 600 元则主要是加工费用。

电解液单位用量的降低取决于配方的研发。降低 V₂O₅ 成本的路径首先是降低单 kWhV₂O₅ 的用量，理论上储存 1kWh 的电能需要 5.6kgV₂O₅，在电解液的利用率为 70% 的条件下，实际上储存 1kWh 的电能大约需要 8kgV₂O₅，这也是当前行业的平均水平。如果将电解液利用率提高至 80%，实际上储存 1kWh 的电能大约需要 7kgV₂O₅，V₂O₅ 用量减少 12.5%，原材料成本也会有对应下降。提高电解液利用率实际上就是在充放电的电压范围提升它的活性，可以通过在电解液的添加剂实现，这一降本路径取决于厂商对添加剂在内的电解液配方的研发。

规模效应和生产流程缩短能够降低加工费用。加工费用上，目前全钒液流电池行业仍然在发展，规模仍然较小，若后续需求扩大带动产能和产量增加，单 kW 加工费用将因规模效应减少。此外，目前我国电解液的生产需要经历由钒渣/石煤到 V₂O₅，再由 V₂O₅ 到电解液共两个环节，如果直接由钒渣/石煤制作电解液，生产流程将会缩短，成本也会因此而下降。

电解液租赁可降低项目初始投资成本。在钒电池充/放电过程中，仅仅是涉及到电解液中钒离子的价态变化，电解液中的钒离子并不会被消耗，因此钒电解液在长时间使用后残值率较高，可循环使用。在钒电池初始投资成本较高的情况下，电解液租赁模式应运而生。该模式由租赁公司出资购买电解液，液流电池出资方与租赁公司签订租赁合同，向租赁公司支付租金。出资方初始投资的前期投资压力降低，项目现金流得到优化，电解液租赁公

司也能够获得稳定的现金流。该模式已经在大连融科和海螺融华的“枞阳海螺水泥6MW36MWh项目”得到首次应用。

膜成本的降低主要来自于国产替代以及其他品种膜的开发。

目前全球范围内全钒液流电池主要采用的膜是美国 Nafion 膜，价格高昂。根据《乐山伟力得全钒液流电池储能系统智能生产线技改扩建项目建设项目环境影响报告表》，生产1kW 全钒液流电池需要消耗的膜面积为 0.83 平米。如果按 nafion 膜每平米一万元的价格计算，1kW/4kWh 系统中膜成本约为 830 元，占总成本的 27.7%。如果膜价格下降至原来的一半或是仅 1/10，单 kW 膜成本或仅 415 元、83 元，成本大幅下降。

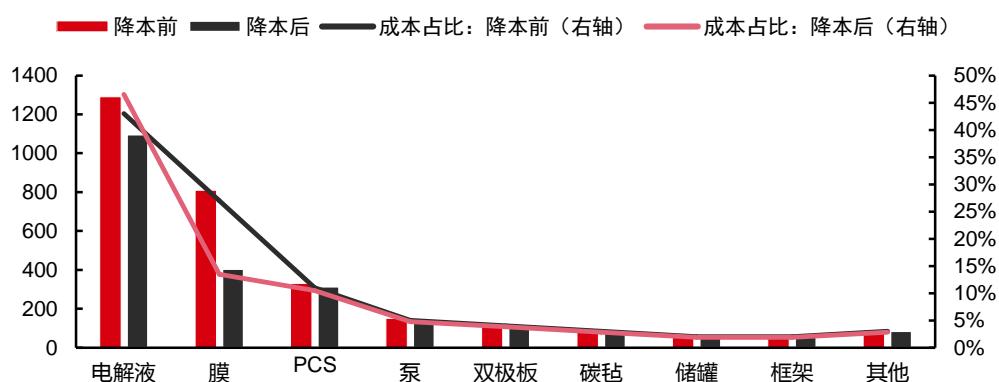
根据星辰新能董秘许晓晨在 2023 年 5 月接受第一财经采访中的表述，此前 Nafion 采购价曾高达 1 万元/平米，现在已经降低到 5000 元/平方米以下，甚至更低；国产化全氟磺酸离子交换膜的采购基本上能降到约 1000 元/平米，量大的话可以降到 1000 元以下。

国产替代方面，国内的江苏科润等厂商都在积极开发，其中，江苏科润的 Nem pem-11 系列膜产品采用全新流延法工艺制造，并加入了阻钒性能好的新型氟树脂混合配方，产品的弹性模量、断裂伸长率、电导率等部分技术指标已经优于杜邦的 Nafion 膜，机械强度和含水率也相差无几。

其他品种膜方面，中科院大连化物所的张华民团队成功研发出了一种非氟多孔膜，该膜的化学（电化学）性能及机械强度等物理性能都非常优异，实际测试效果也优于 Nafion 膜。目前多孔膜的研究重点是平衡其离子选择性和离子传导性之间的矛盾，同时提高其稳定性并降低成本。

全钒液流电池整体降本空间在 20%以上。如果未来电解液利用率在产业持续研发的过程中由 70%提升至 80%，电解液材料成本下降 12.5%，规模化和加工链条缩短使得电解液成本下降 20%，国产替代和新型膜材料研发应用使得膜成本下降 50%，产业规模生产使得其他部件成本均下降 5%，我们测算全钒液流电池整体成本的下降空间在 20%以上，以 3000 元/kWh 作为成本基准，未来整体成本有望下降至约 2357 元/kWh。

图 25：全钒液流电池各零部件降本前后对比（元/kWh）



资料来源：中信证券研究部测算

长时配储政策有望逐渐加码

因为国内储能行业商业模式尚未完全成型，因此政策要求是储能行业发展的驱动力。因为大型储能项目初始投资较高，全钒液流电池相对于其他电池成本较高，当前阶段更依赖于政策的推动。在当前的政策设计上，新能源配置储能时长通常为2小时，且以磷酸铁锂电池为主。内蒙古、辽宁、河北、新疆、上海、西藏等地先后提出将新能源配储比例及小时数进一步上调，要求储能时长达到4小时以上。

表 11：部分地区提出支持4小时及以上的储能时长配置需求

发布日期	省份	相关文件	长时储能相关重要内容
2021/11/26	山东省 枣庄市	《枣庄市分布式光伏建设规范 (试行)》	综合考虑开发规模、负荷特性、光伏利用率等因素，按照装机容量15%~30%、时长2~4小时配置储能设施
2021/12/14	辽宁省	《全省风电建设规模增补方案》	鼓励配套不少于风电装机规模15%（时长4小时以上）的新型储能设施
2021/12/31	河北省	《关于下达河北省2021年风 电、光伏发电市场化并网项目计 划的通知》	冀北电网区域围场、丰宁两县坝上地区所有风电、光伏发电项目按照20%、4小时，其他区域按照15%、4小时配置储能装置
2022/1/11	上海市	《金山海上风电场一期项目竞 争配置工作方案》	承诺按照本市能源主管部门要求的建设时序建设电化学等储能装置，且配置比例不低于20%、时长4小时以上
2022/3/4	新疆自 治区	《服务推进自治区大型风电光 伏基地建设操作指引（1.0版）》	在储能规模基础上增加新能源容量的规划，鼓励长时储能项目配建能规模4倍的风电光伏发电项目，新能源配储装机比例为25%
2022/10/20	福建省	《关于公布2022年集中式光伏 电站试点项目名单的通知》	储能设施未按要求与试点项目同步建成投产的，配建要求提高至不小于项目规模15%（时长不低于4小时）
2022/12/19	内蒙古 自治区	《内蒙古发布支持新型储能发 展若干政策（2022-2025）》	新建市场化并网新能源项目，配建储能原则上不低于新能源项目装机容量的15%，储能市场4小时以上
2023/1/12	西藏自 治区	《关于促进西藏自治区光伏产 业高质量发展的意见》	配置储能规模不低于项目装机容量的20%，储能时长不低于4小时，最长可达9小时。
2023/4/25	河南省	《加快我省新型储能发展的实 施意见（征求意见稿）》	同一区域内，储能配比高的新能源项目优先调度，容量比例相同的情况下，储能市场长的优先调度。

资料来源：各地政府官网，中信证券研究部

山东省发布《关于支持长时储能试点应用的若干措施》，该政策也被认为是全国首个针对长时储能出台的省级专项支持政策。政策提出为积极推动长时储能试点应用，促进先进储能技术规模化发展，助力构建新型电力系统，对于压缩空气、液流电池等的长时储能加大容量补偿支持力度和提升容量租赁比例，并支持参与现货市场等。同时鼓励支持成熟的长时储能项目先行先试，符合试点条件的，优先列入我省新型储能项目库。项目建成后，可享受优先接入电网、优先租赁的政策。

我们认为随着新能源发电占比的不断提升，后续针对长时储能的政策有望不断加码，行业发展有望得到充分催化。

钒液流电池是当前主流，其他路线尚存技术难点

全钒液流电池因技术成熟是当前的市场主流，铁铬/锌溴液流电池具备成本优势，有望在突破技术难题后发力。当前液流电池体系内商业化进度靠前的技术路线分别是全钒液流电池、铁铬液流电池以及锌溴液流电池，全钒液流电池因为在技术方案上更具有优势起步更快，产品在MW级别、百MW级别示范项目中长时间稳定运行，技术得到充分验证，因此是目前最有放量潜力的技术路线。而铁铬液流电池和锌溴液流电池尽管技术成熟度不及全钒液流电池，也没有在足够多的项目和大型项目中充分验证，不是当前的主要技术路线。然而他们最大的优势是成本较低，其原材料较钒资源更易得到，其中铁铬液流电池产

业也能够分享全钒液流电池产业进步的部分成果，如果能够解决技术自身路线的技术难题，铁铬和锌溴液流电池有望在长时储能市场占据一席之地。

新型液流电池技术路线尚处于实验阶段，实际应用仍有距离。 经过数十年的发展，以全钒/铁铬/锌溴为代表的部分液流电池体系已经进入了商业化和示范应用阶段，但最为成熟的全钒液流电池受制于钒资源而成本较高，铁铬/锌溴液流电池技术上也尚有一定难点，因此众多科研工作者对新型电对液流电池进行了探索。

目前对新型电对的探索可以分为水系和非水系两大类，水系液流电池以水为支持电解质，非水系则使用有机物作为支持电解质。对非水系液流电池的研究主要是利用其高电位，能量密度高的特点，对水系液流电池研究旨在降低原材料成本，提高电池能量密度从而降低电池成本。

表 12：部分新型液流电池技术路线

类别	电对	正极/负极活性物质	优点	缺点	提出时间	
非水系液流电池	Li/TEMPO	TEMPO/Li	电化学活性及可逆性良好、电池能量密度高	电流密度低、能量效率低	2014	
	Li/BODMA	BODMA/Li	每次充、储能容量保持率高	电流密度低、功率和能量密度低、锂负极枝晶	2017	
	Li/二茂铁	茂金属化合物/Li	电化学反应活性及电化学稳定性高、充放电循环后储量容量维持较好	正极电解质溶解度低、锂负极存在短路隐患	2016	
	Li/Br ₂	溴/Li	开路电压高；正极能量密度大且倍率性能良好；电池稳定性好	电流密度极低；溴挥发性和腐蚀性强	2017	
有机	FL/DBMMB	DBMMB/FL	开路电压高；负极没有枝晶问题；电流密度较高	正、负极反应稳定性差，容易与溶剂发生副反应；活性物质浓度低，理论能量密度小；电池储能容量衰减快	2015	
	醌/溴	溴/AQDS	功率密度高、正负极活性物质成本低	溴具有强氧化性和腐蚀性、体系开路电压低	2014	
	醌/铁	K ₄ Fe(CN) ₆ /2,6-DHA Q	单次充放电衰减小	能量密度不高、碱性环境造成Nafion膜稳定性下降	2015	
	TEMPO/紫精聚合物	TEMPO/紫罗碱	能量效率衰减小、膜成本较低	负极活性物质紫罗碱成本高、毒性大；电池能量密度低	2015	
水系	钒/吩噻嗪	钒离子/亚加蓝（MB）	循环性能优良；实际储能容量高；	开路电压较低；	2019	
	钛/锰	锰离子/钛离子	原料廉价；锰电对电化学活性和可逆性良好、溶解度高	三价锰在水溶液中不稳定，会发生严重歧化反应，生成二氧化锰沉淀，造成容量衰减及管路堵塞问题	2015	
	无机	锌/碘	碘离子/锌	能量密度高、正负极电化学活性可逆性高及电解液环境友好	正极存在碘析出问题、负极存在锌枝晶问题、电流密度低、电池循环稳定性差，衰减严重	2016
	硫/碘	碘离子/硫离子	能量密度高、正负极电化学活性可逆性高及电解液环境友好	开路电压不高；电流密度低；电池充、放电循环寿命有待提高	2016	

资料来源：《液流电池储能技术及应用》（张华民），中信证券研究部

我们认为短期内实验室技术无法超越全钒/铁铬/锌溴等示范阶段的技术路线。尽管液流电池新体系在研究方面取得较大进步，但这些体系目前仍在理论和实验阶段，满足实际应用仍面临巨大的挑战。在非水系液流电池中，由于其导电性和活性物质浓度低，其欧姆极化大，导致工作电流密度低，系统成本高。非金属离子的水系液流电池存在的主要问题是导电性差、工作电流密度低、溶解度小、能量密度低、化学稳定性低、循环性能低等。而要解决特定技术路线存在的问题需要进行大量的研发，实验室技术从完善到产业化需要时间。如果长时储能的需求明显释放，科研机构或者企业将会更有动机完善或开发新的技术路线，届时或有新技术与当前体系竞争。

风险因素

产业链降本进度不及预期：全钒液流电池产业链降本涉及产业链上中下游各个环节，降本是否能够达到预期取决于各环节各自的发展情况以及厂商自身在技术上作出的努力，若厂商研发进展较慢，或导致产业链降本进度不及预期，从而影响产业整体的发展。

政策推进不及预期：目前储能行业仍然主要由政府的新能源配储政策进行推动，在新能源发电尚未占据主导地位的情况下，直接应用全钒液流电池进行长时储能的经济性并不明显，因此当前行业的发展更多依赖政策的扶持。若后续政策出台规模及力度不及预期，行业发展的速度或会下降。

其他技术路线兴起导致竞争加剧：目前各类新兴储能技术众多且迭代较快，仅在液流电池体系内，铁铬、锌溴、全铁等路线也有公司在进行商业化开发，也有若干技术尚处于实验室阶段。若其他技术路线取得突破，全钒液流电池或面临竞争加剧风险。

原材料成本波动风险：当前全球全年五氧化二钒产量为 10 万吨左右，而 1GW 全钒液流电池需要 0.8-0.9 万吨五氧化二钒，占整体产量的 8%-9%。若全钒液流电池需求放量，上游原材料的需求也会激增，从而造成五氧化二钒的供需缺口，并使其价格上涨，在这种情况下，全钒液流电池的经济性将受到挑战。

投资策略

液流电池领域中，全钒液流电池技术成熟度最高，相比铁铬/锌溴液流电池技术商业化进展最为迅速，因此是当前的投资热点。在新能源发电占比逐步提高的背景下，长时储能的重要性会日益显著，而全钒液流电池的本征安全性以及长寿命将使其具有一席之地，因此我们看好全钒液流电池的长期需求。而铁铬/锌溴液流电池具备成本优势，我们认为其具备中长期发展潜力。

从具体的环节来看，预计下游的需求增长首先将使得中游电堆和系统集成商受益，因为储能设备是相对同质化的产品，需求方希望价格更低且价格更优，因此具有产品稳定性强、成本具有优势的中游企业预计将会受益。而全钒液流电池中游产业链的电解液制造和

电堆装配是核心环节亦是核心壁垒，电解液的纯度和配方决定了产品性能差异，因此我们看好具备电解液制造工艺领先和配方领先的中游集成企业。

此外，全钒液流电池的需求的增长将拉动上游钒资源的需求增长，我们预计若 2025 年全钒液流电池装机规模为 0.53GW，对应新增钒资源需求约 0.53 万吨，占 2022 年产量的 5.3%。新增的边际需求或将带来钒价上涨，拥有钒资源的上游生产商有望享受产品的量价齐升，同样值得看好。

具体到公司，我们建议关注布局全钒液流电池电堆和系统集成的国网英大、上海电气，关注拥有钒资源、具备钒电池电解液生产技术的钒矿企业钒钛股份、河钢股份，关注布局钒电池全产业链的永泰能源。除全钒液流电池体系外，我们也建议关注布局铁铬液流电池的电投能源。

表 13：液流电池板块重点跟踪公司盈利预测

简称	代码	收盘价 (元)	EPS (元)				PE				评级
			22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E	
国网英大	600517.SH	5.07	0.19	0.26	0.31	0.33	27	19	16	15	-
上海电气	601727.SH	4.46	-0.23	0.16	0.21	0.26	-19	27	22	17	-
钒钛股份	000629.SZ	3.78	0.16	0.17	0.21	0.28	26	24	19	14	-
河钢股份	000709.SZ	2.28	0.13	0.18	0.21	0.21	17	13	11	11	-
永泰能源	600157.SH	1.44	0.09	0.10	0.12	0.13	17	14	12	11	-
电投能源	002128.SZ	13.99	1.78	1.86	2.09	2.08	8	8	7	7	买入

资料来源：Choice，中信证券研究部 注：除电投能源 2023-25 年数据为中信证券研究部预测外，其他公司源 2023-25 年数据均来自 Choice 一致预期；股价为 2023 年 9 月 7 日收盘价

分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

一般性声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含 CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。本研究报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断并自行承担投资风险。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告或其所包含的内容产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担责任。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可跌可升。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，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中信证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担责任。

评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上

特别声明

在法律许可的情况下，中信证券可能（1）与本研究报告所提到的公司建立或保持顾问、投资银行或证券服务关系，（2）参与或投资本报告所提到的公司的金融交易，及/或持有其证券或其衍生品或进行证券或其衍生品交易，因此，投资者应考虑到中信证券可能存在与本研究报告有潜在利益冲突的风险。本研究报告涉及具体公司的披露信息，请访问 <https://research.citics.com/disclosure>。

法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由 CLSA Limited（于中国香港注册成立的有限公司）分发；在中国台湾由 CL Securities Taiwan Co., Ltd. 分发；在澳大利亚由 CLSA Australia Pty Ltd.（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由 CLSA (CLSA Americas, LLC 除外) 分发；在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧洲经济区由 CLSA Europe BV 分发；在英国由 CLSA (UK) 分发；在印度由 CLSA India Private Limited 分发（地址：8/F, Dalmal House, Nariman Point, Mumbai 400021；电话：+91-22-66505050；传真：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118）；在印度尼西亚由 PT CLSA Sekuritas Indonesia 分发；在日本由 CLSA Securities Japan Co., Ltd. 分发；在韩国由 CLSA Securities Korea Ltd. 分发；在马来西亚由 CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd 分发；在菲律宾由 CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会员）分发；在泰国由 CLSA Securities (Thailand) Limited 分发。

针对不同司法管辖区的声明

中国大陆：根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

中国香港：本研究报告由 CLSA Limited 分发。本研究报告在香港仅分发给专业投资者（《证券及期货条例》（香港法例第 571 章）及其下颁布的任何规则界定的），不得分发给零售投资者。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，CLSA 客户应联系 CLSA Limited 的罗鼎，电话：+852 2600 7233。

美国：本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由 CLSA (CLSA Americas, LLC 除外) 仅向符合美国《1934 年证券交易法》下 15a-6 规则界定且 CLSA Americas, LLC 提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所述任何观点的背书。任何从中信证券与 CLSA 获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系 CLSA Americas, LLC (在美国证券交易委员会注册的经纪交易商)，以及 CLSA 的附属公司。

新加坡：本研究报告在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.，仅向（新加坡《财务顾问规例》界定的）“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，新加坡的报告收件人应联系 CLSA Singapore Pte Ltd，地址：80 Raffles Place, #18-01, UOB Plaza 1, Singapore 048624，电话：+65 6416 7888。因您作为机构投资者、认可投资者或专业投资者的身份，就 CLSA Singapore Pte Ltd. 可能向您提供的任何财务顾问服务，CLSA Singapore Pte Ltd. 豁免遵守《财务顾问法》（第 110 章）、《财务顾问规例》以及其下的相关通知和指引（CLSA 业务条款的新加坡附件中证券交易服务 C 部分所披露）的某些要求。MCI (P) 085/11/2021。

加拿大：本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。

英国：本研究报告归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在英国由 CLSA (UK) 分发，且针对由相应本地监管规定所界定的投资方面具有专业经验的人士。涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。对于英国分析员编纂的研究资料，其由 CLSA (UK) 制作并发布。就英国的金融行业准则，该资料被制作并意图作为实质性研究资料。CLSA (UK) 由（英国）金融行为管理局授权并接受其管理。

欧洲经济区：本研究报告由荷兰金融市场管理局授权并管理的 CLSA Europe BV 分发。

澳大利亚：CLSA Australia Pty Ltd (“CAPL”) (商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159) 受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及 CHI-X 的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由 CAPL 仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经 CAPL 事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第 761G 条的规定。CAPL 研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的 ASX All Ordinaries 指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL 寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

印度：CLSA India Private Limited，成立于 1994 年 11 月，为全球机构投资者、养老基金和企业提供股票经纪服务（印度证券交易委员会注册编号：INZ000001735）、研究服务（印度证券交易委员会注册编号：INH000001113）和商人银行服务（印度证券交易委员会注册编号：INM000010619）。CLSA 及其关联方可能持有标的公司的债务。此外，CLSA 及其关联方在过去 12 个月内可能已从标的公司收取了非投资银行服务和/或非证券相关服务的报酬。如需了解 CLSA India “关联方”的更多详情，请联系 Compliance-India@clsa.com。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券 2023 版权所有。保留一切权利。