

2022年09月08日

电力设备

## 全钒液流电池储能专题：海阔天空，不同“钒”响

■全钒液流电池具备本征安全、长寿命、灵活、资源自主可控、绿色环保等多方面优势，主要适用于大规模、中时储场景。全钒液流电池利用正、负极电解液中钒离子价态的变化来实现电能的储存和释放，相较于锂电池储能，其优势主要体现在 **1) 安全性**：钒离子水系电解液体系具有本征安全性，基本不存在起火爆炸风险；**2) 长寿命**：全钒液流电池中电极不参与反应，同时反应过程不涉及相变，循环寿命可达 20000 次，且生命周期中容量衰减后可完全恢复；**3) 灵活性**：全钒液流电池功率单元与能量单元相互独立，可根据不同应用场景灵活设计系统功率与储能时长，储能时长越长则全钒液流电池的单位投资成本越低；**4) 资源自主可控**：中国为钒资源生产与消费大国，钒产量约占全球 2/3，上游资源相对可控；**5) 绿色环保**：全钒液流电池电解液可循环利用，全生命周期内对环境的影响较小。考虑到当前技术水平下全钒液流电池的能量密度、转换效率、初始投资较锂电池仍有一定差距，我们认为全钒液流电池主要适用于大规模、长周期的储能场景。

■**储能市场爆发已至，全钒液流电池发展提速**。目前储能在电力系统中主要用于解决短时间、小范围的供需不平衡，而随着新能源逐步成为电力系统的主体，储能系统需要配套的储能时长亦将随之提升。我们认为全钒液流电池在中长时储能的场景中具备较强的比较优势，未来应用前景向好。与此同时，近年来海内外锂电池储能安全事故频发，随着储能行业安全标准趋严，全钒液流电池本征安全的优势将进一步凸显。从经济性角度出发，我们测算当前 4h 全钒液流电池储能系统的全生命周期度电成本或已低于锂电池储能，而当储能时长超过 4h 之后全钒液流电池的度电成本优势将更为明显。综上，未来全钒液流电池有望成为一类重要的储能装机形式，若按照 10%/30% 的装机比例测算，则 2025/2030 年国内全钒液流电池储能装机空间或超 10/90GWh。

■**全钒液流电池储能方兴未艾，产业链各环节迎发展良机**。**1) 上游资源**：当前钒资源供需两端均主要来自钢铁行业，全钒液流电池有望成为未来重要的需求增量，国内头部钒资源企业正积极布局相关领域；**2) 中游制造集成**：全钒液流电池储能系统主要包括功率单元（电堆）与能量单元（电解液）两大部分，当前产业链生态初步建立，头部全钒液流电池集成商一体化程度较高；**3) 下游应用**：短期内全钒液流电池的主要应用场景为大规模电网侧/发电侧项目，投资主体为大型发电/电网企业，长期来看全钒液流电池储能能在大型工商业用户侧场景中亦有广阔的发展空间。

■**投资建议**：现阶段具备成熟全钒液流电池储能产品/方案的厂商相对较少，建议优先关注大连融科、北京普能等起步较早、技术领先、项目经验丰富、一体化程度高的全钒液流电池储能集成商。此外攀钢钒钛、河钢股份等产能领先的钒资源企业亦有望充分受益下游需求增长。

■**风险提示**：储能市场发展不及预期、技术迭代风险、原材料价格上涨、市场竞争加剧、模型假设与测算结果存在偏差等

## 行业深度分析

证券研究报告

投资评级 **领先大市-A**  
维持评级

首选股票 目标价 评级

### 行业表现



资料来源：Wind 资讯

%	1M	3M	12M
相对收益	0.60	12.41	13.61
绝对收益	-1.64	8.50	-4.83

王哲宇

分析师

SAC 执业证书编号：S1450521120005  
wangzy9@essence.com.cn

### 相关报告

## 内容目录

<b>1. 全钒液流电池：潜力巨大的长时储能形式</b> .....	<b>5</b>
1.1. 全钒液流电池是目前技术成熟度最高的液流电池技术.....	5
1.2. 全钒液流电池具备安全、长寿、灵活等多方面优势.....	6
1.2.1. 安全性.....	6
1.2.2. 长寿命、低衰减.....	7
1.2.3. 灵活性.....	8
1.2.4. 资源储量丰富且自主可控.....	9
1.2.5. 绿色环保、资源可循环利用.....	9
1.3. 全钒液流电池主要适用于大规模、长周期的储能场景.....	10
<b>2. 储能市场爆发已至，全钒液流电池发展提速</b> .....	<b>12</b>
2.1. 全球储能行业步入规模化发展阶段.....	12
2.1.1. 国内：各环节发展模式日益清晰，大型项目招标提速.....	12
2.1.2. 海外：能源价格持续上涨加速储能渗透.....	13
2.2. 全钒液流电池大规模发展的条件已较为成熟.....	14
2.2.1. 长时储能需求显现.....	14
2.2.2. 行业规范逐步确立，全钒液流电池安全优势凸显.....	16
2.2.3. 中长时储能场景中全钒液流电池已具备较好的经济性.....	17
2.3. 未来全钒液流电池将成为重要的储能装机形式.....	20
<b>3. 全钒液流电池产业链迎来发展良机</b> .....	<b>23</b>
3.1. 上游资源：全钒液流电池将明显拉动钒资源需求.....	23
3.2. 中游制造集成：行业发展初期一体化龙头占据先机.....	26
3.2.1. 能量单元：电解液开发与制备存在较高壁垒.....	26
3.2.2. 功率单元：离子交换膜、电极以及双极板为核心部件.....	27
3.2.3. 辅助单元：零部件标准化程度较高，核心在于系统设计与集成.....	28
3.3. 下游应用：短期内由大型发电/电网企业主导，工商业用户侧潜在空间较大.....	29
3.4. 全钒液流电池产业链迈向规模化发展，助力成本进一步下行.....	30
<b>4. 投资建议</b> .....	<b>32</b>
<b>5. 风险提示</b> .....	<b>33</b>

## 图表目录

图 1：液流电池结构示意图.....	5
图 2：全钒液流电池反应方程式.....	5
图 3：锂离子电池存在多种热失控诱因.....	6
图 4：全钒液流电池一般在常温常压下运行.....	6
图 5：全钒液流电池更高的安全性使其可以采取更为紧密的排布方式.....	7
图 6：全钒液流电池可基本实现容量零衰减.....	8
图 7：全钒液流电池增加输出功率只需要增加电堆数量.....	8
图 8：全钒液流电池增加储能容量只需要增加电解液.....	8
图 9：全球钒资源分布图.....	9
图 10：2021 年全球钒储量分布情况.....	9
图 11：2021 年全球锂储量分布情况.....	9
图 12：全钒液流电池全生命周期内环境影响优于锂离子电池.....	10
图 13：多种储能技术互补是长期的发展趋势.....	11

图 14: 全球发电量结构预测.....	12
图 15: 风电、光伏 LCOE 变化情况 (\$/kWh) .....	12
图 16: 全球新增储能装机规模情况 (GWh) .....	12
图 17: 全球累计风电光伏装机规模 (GW) 及储能渗透率.....	12
图 18: 国内电化学储能新增装机规模情况 (GW) .....	13
图 19: 2022 上半年储能项目招标不完全统计.....	13
图 20: 全球电化学储能新增装机情况 (GW) .....	14
图 21: 海外电化学储能装机结构 (按装机功率) .....	14
图 22: 欧洲部分国家日前电价情况 (欧元/MWh) .....	14
图 23: 欧盟消费者电价指数情况 (2015=100) .....	14
图 24: 电力系统中不同时间维度的储能需求.....	15
图 25: 全钒液流电池在长时储能场景中具备比较优势.....	15
图 26: 现阶段国内新能源发电侧储能商业模式尚未完全建立.....	18
图 27: 现阶段国内抽水蓄能价格形成机制.....	18
图 28: 2021 年起上游锂资源价格大幅上涨 (万元/吨) .....	19
图 29: 近年来五氧化二钒价格基本保持稳定 (万元/吨) .....	19
图 30: 不同储能时长下全钒液流电池与锂电池储能度电成本对比 (元/kWh) .....	20
图 31: 2021 年全球累计新型储能装机构成情况.....	20
图 32: 2021 年中国累计新型储能装机构成情况.....	20
图 33: 全钒液流电池储能产业链概况.....	23
图 34: 湿法提钒工艺流程图.....	24
图 35: 2020 年国内五氧化二钒产量构成.....	24
图 36: 2018 年螺纹钢新标准实施后钒价快速冲顶回落.....	24
图 37: 中国主要钒矿资源、产业及产品分布.....	25
图 38: 钒电解液实物图.....	27
图 39: 全钒液流电池电堆结构示意图.....	28
图 40: 全钒液流电池整体系统构造.....	29
图 41: 锂电池成本随产能规模扩大而快速下降.....	31
图 42: 不同时长全钒液流电池储能成本下降预测 (\$/Wh) .....	31
图 43: 技术进步与规模扩张共同助力全钒液流电池成本下降.....	31
图 44: 攀钢钒钛钒产品销量及收入情况.....	32
图 45: 河钢股份钒产品收入情况.....	32
表 1: 不同技术路线液流电池商业化阶段.....	6
表 2: 部分锂电池、全钒液流电池储能电站占地面积对比.....	7
表 3: 不同储能形式对比.....	11
表 4: 《“十四五”新型储能发展实施方案》中各环节储能发展模式的表述.....	13
表 5: 近年全球主要储能安全事故.....	16
表 6: 近年部分国家储能安全相关的行业标准及指导政策.....	17
表 7: 全钒液流电池及锂电池储能度电成本测算.....	19
表 8: 部分已投运全钒液流电池储能电站项目 .....	21
表 9: 2021-2022 年国内部分大型全钒液流储能电站项目 .....	21
表 10: 国内全钒液流电池储能装机空间测算.....	22
表 11: 国内钒需求量测算 (以五氧化二钒计) .....	23
表 12: 2020 年全球主要钒生产企业产能情况 (折五氧化二钒) .....	25

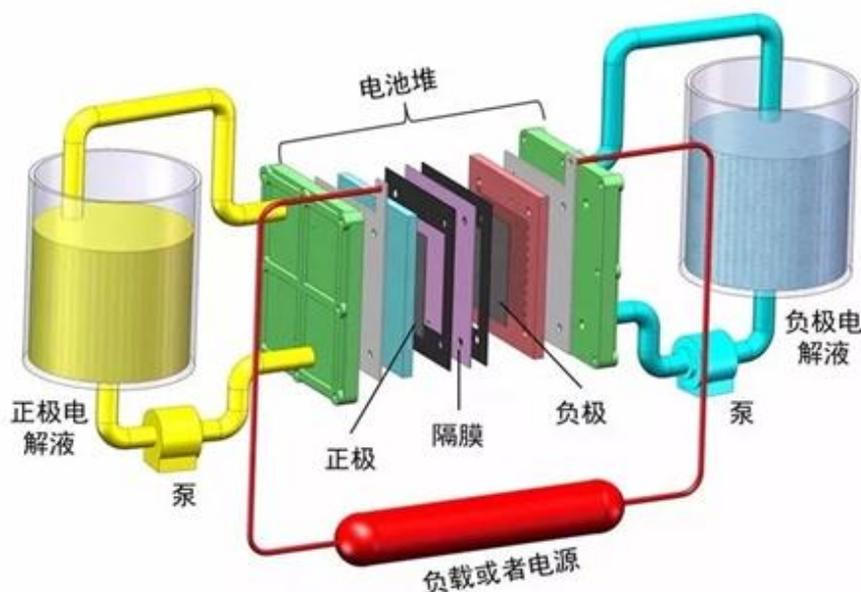
表 13: 钒资源上游企业加速布局全钒液流电池储能相关领域.....	26
表 14: 融科储能一体化布局全钒液流电池全产业链.....	26
表 15: 全钒液流电池电解液制备工艺.....	27
表 16: 全钒液流电池电堆关键零部件发展方向.....	28
表 17: 部分大型发电/电网企业全钒液流电池储能项目情况.....	29
表 18: 2021 年以来针对工业用户用电的相关政策.....	30
表 19: 国内部分全钒液流电池厂商现有产能及后续规划.....	30
表 20: 全球主要全钒液流电池储能厂商.....	32

## 1. 全钒液流电池：潜力巨大的长时储能形式

### 1.1. 全钒液流电池是目前技术成熟度最高的液流电池技术

液流电池是一种具备较大潜力的电化学储能技术。液流电池概念最早由日本科学家 Ashimura 和 Miyake 于 1971 年提出，1974 年 NASA 科学家 L. H. Thaller 以  $\text{FeCl}_2$  和  $\text{CrCl}_3$  作为正负极活性物质构建了全球第一款具有实际意义的液流电池模型。与一般的固态电池不同，液流电池的正极和负极以电解质溶液的形式储存于电池外部的储罐中，通过正、负极电解质溶液活性物质发生可逆的氧化还原反应来实现电能和化学能的相互转化。液流电池能量密度相对较低，但在使用寿命、充放电深度、系统容量等方面具有较大优势，因此在大规模储能领域正得到越来越多的关注。

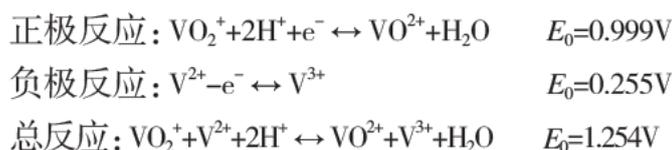
图 1：液流电池结构示意图



资料来源：北京低碳院，安信证券研究中心

全钒液流电池是目前技术最为成熟、产业化程度最高的液流电池技术。根据电极活性物质的不同，液流电池可分为多种技术路线，其中已有商业化应用的代表体系包括全钒、铁铬、锌溴等。从技术成熟度的角度出发，目前全钒液流电池处于领先地位，其最早由澳大利亚新南威尔士大学的 Skyllas-Kazacos 教授及其团队于 1985 年开创，日本住友电工、加拿大 VRB、国内大连化物所等机构从 20 世纪 90 年代起相继开始进行产业化的研究，目前国内外均有几十至百 MWh 级别商业化项目投运。相较而言，铁铬液流电池存在析氢反应和铬离子电化学反应活性不足等问题，锌溴电池的单体容量则相对有限，目前基本处于工程化示范阶段。

图 2：全钒液流电池反应方程式



资料来源：《化工技术与开发》，安信证券研究中心

表 1: 不同技术路线液流电池商业化阶段

技术路线	循环寿命(次)	能量效率(%)	国内商业化进程	国外商业化进程
全钒	≥20000	70%-75%	百 MWh 商业示范	数十 MWh 商业示范
铁铬	≥10000	70%-75%	MWh 工程示范	MWh 工程示范
锌溴	≥6000	70%	MWh 工程示范	百 MWh 商业示范
锌镍	≥10000	80%	十 kWh 技术示范	十 kWh 技术示范
锌铁	≥15000	80%	百 kWh 技术示范	MWh 技术示范
锌空	≥20000	65%-75%	技术开发	百 kWh 技术示范
全铁	≥20000	75%	技术开发	十 MWh 商业示范

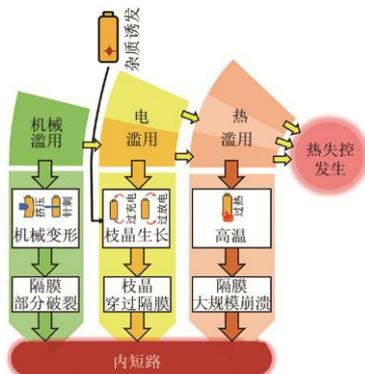
资料来源: GGII, 安信证券研究中心

## 1.2. 全钒液流电池具备安全、长寿、灵活等多方面优势

### 1.2.1. 安全性

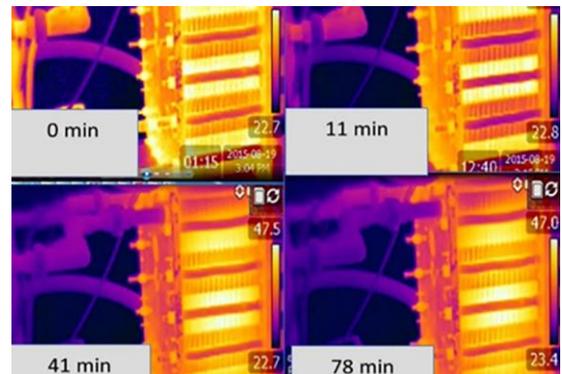
相较于锂离子电池，全钒液流电池具有更好的安全性。对于锂离子电池而言，一旦电池内部出现短路或工作温度过高，电解液就极易发生分解、气化，进而引发电池燃烧或爆炸，造成极大的安全隐患。而全钒液流电池的电解液为钒离子的酸性水溶液，在常温常压下运行，不存在热失控风险，具有本征安全性。根据实证结果，在理论 100% SOC 下，即便将正负极电解液直接互混，温度由 32℃ 升至 70℃，全钒液流电池系统不会产生燃烧、起火等风险。因此，对于人员密集、规模比较大、安全性要求较高的储能场景，全钒液流电池是一种更为安全可靠的技术。

图 3: 锂离子电池存在多种热失控诱因



资料来源: 储能科学与技术, 安信证券研究中心

图 4: 全钒液流电池一般在常温常压下运行

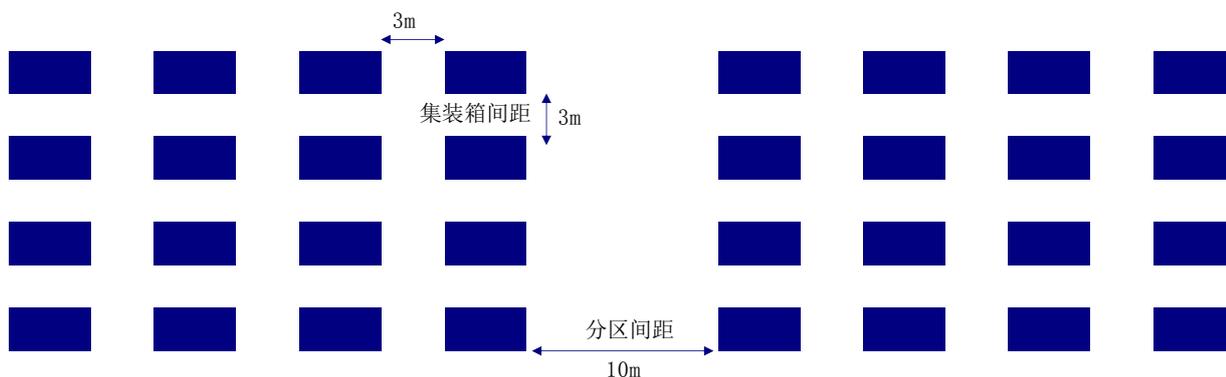


资料来源: 融科储能, 安信证券研究中心

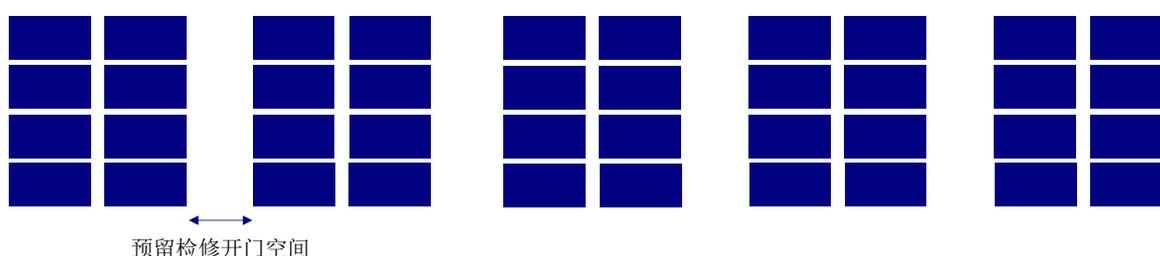
全钒液流电池更高的安全性使其可以采取更为紧密的排布方式，从而在项目层面减少土地的占用。相较于锂离子电池，全钒液流电池在单体能量密度上存在较大差距，例如大连融科 20 尺储能集装箱产品 TPower 的储能容量为 0.5MWh，而当前主流锂电池储能集成商的 20 尺集装箱系统储存容量一般超过 3MWh。但是对于大型储能项目，锂离子电池储能系统需要满足更为严格的消防及安全标准，因此在集装箱的排布上必须留出更大的安全距离。住建部 2022 年 6 月发布的《电化学储能电站设计标准（征求意见稿）》中明确指出锂离子电池预制舱长边及短边间距均不宜小于 3m，同时锂离子电池设备宜分区布置，屋外电池预制舱（柜）布置分区内储能系统额定能量不宜超过 50MWh，相邻分区的间距不应小于 10m，而对于全钒液流电池，征求意见稿并未作出相应的规定。表 2 列示了部分建成及在建全钒液流电池储能电站和锂电池储能电站的占地面积情况，就这些项目而言全钒液流电池储能电站的单位占地面积明显小于锂电池储能电站。因此，我们认为全钒液流电池的本征安全性可以使其采取更为紧密的排布方式，从而部分弥补其在能量密度上的劣势，节省储能项目的土地占用。

图 5：全钒液流电池更高的安全性使其可以采取更为紧密的排布方式

锂离子电池储能集装箱具有严格的安全间距要求



全钒液流电池储能集装箱排布可更为紧密



资料来源：住建部，安信证券研究中心

表 2：部分锂电池、全钒液流电池储能电站占地面积对比

项目名称	储能类型	储能规模	占地面积 (亩)	单位占地面积 (m <sup>2</sup> /MWh)	项目状态
大连 100MW/400MWh 储能调峰电站一期	全钒液流电池	100MW/400MWh	36	60	投运
国电投驼山风电场 10MW/40MWh 储能电站	全钒液流电池	10MW/40MWh	5.6	75	投运
宁夏电投宁东基地新能源共享储能电站示范项目	锂电池	200MW/400MWh	60	100	招标
华电滕州 101MW/202MWh 电化学储能调峰项目	锂电池 100MW/200MWh+ 全钒液流电池 1MW/2MWh	101MW/202MWh	30	99	投运
山东莱芜孟家储能电站	锂电池	100MW/200MWh	58	193	投运
大唐龙感湖 100MW/200MWh 集中(共享)式储能电站示范项目	锂电池	100MW/200MWh	40	133	在建
湖南城步儒林 100MW/200MWh 储能示范电站	锂电池	100MW/200MWh	30	100	投运

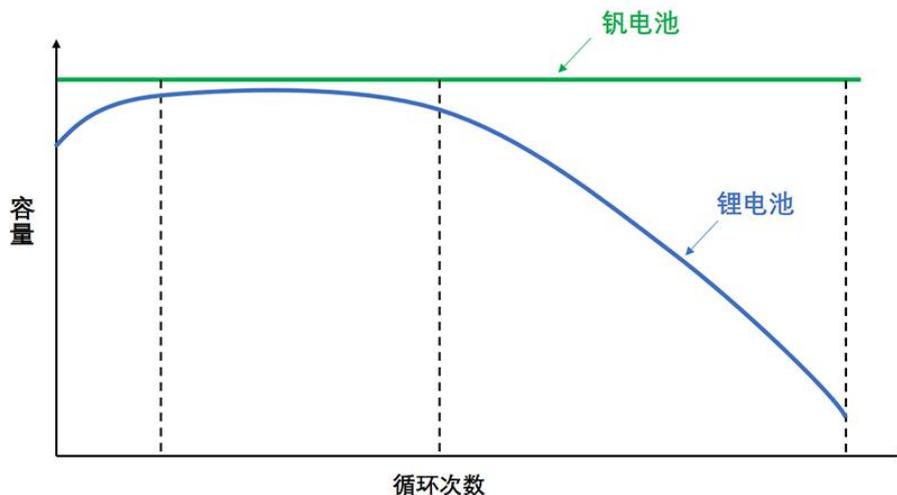
资料来源：招投标网站，安信证券研究中心

### 1.2.2. 长寿命、低衰减

全钒液流电池循环次数明显优于锂离子电池，且生命周期内容量可完全恢复，生命周期内度电容量可利用率高。一方面，全钒液流电池使用不同价态的钒离子作为电池的活性物质，反应过程仅为钒离子的价态变化，不涉及液固相变，且克服了电解质交叉污染的问题；另一方面，全钒液流电池的在充放电过程中电极材料不参与电化学反应，属于惰性电极，电极和双极板等材料稳定性好，不涉及更换；此外，针对全钒液流电池因电解液在正负极之间的迁移和副反应造成的钒离子价态失衡带来的容量衰减问题，一般可以通过低成本的物理和化学手段进行恢复。因此，全钒液流电池理论上具备极长的循环寿命，而从早期项目的实证情况来看，全钒液流电池长寿命的优点亦得到了充分验证。例如住友电工 2005-2007 年实施的 4MW/6MWh 全钒液流电池系统配合风场在三年间进行了 20 多万次的充放电，大连融科与国电龙源合作投运的 5MW/10MWh 全钒液流电池系统从 2012 年 12 月并网至今已有 9 年多的

日历使用时间，效率和容量均未见衰减。相较而言，目前磷酸铁锂电池的循环次数仅为5000-10000次，若考虑到储能系统中电芯一致性的问题，则系统层面的循环寿命往往更低，同时锂离子电池的可用容量亦会随着循环次数的增加而明显下降。因此，我们认为从全生命周期的角度来看，全钒液流电池具备一定的优势。

图 6：全钒液流电池可基本实现容量零衰减

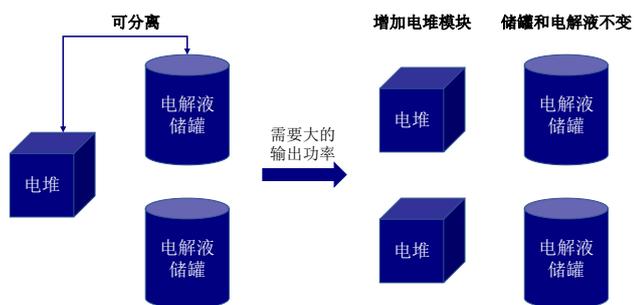


资料来源：融科储能，安信证券研究中心

### 1.2.3. 灵活性

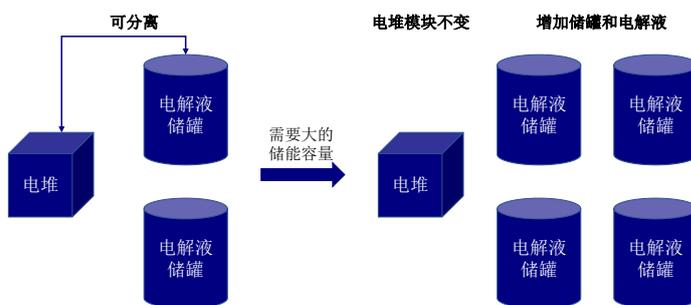
全钒液流电池功率单元与能量单元相互独立，可根据不同应用场景灵活设计。一套完整的全钒液流电池储能系统主要由功率单元（电堆）、能量单元（电解液和电解液储罐）、电解液输送单元（管路、泵阀、传感器等）、电池管理系统等部分组成，其中功率单元决定系统功率的大小，而能量单元决定系统储能容量的大小，两者相互独立。因此，在系统设计层面，全钒液流电池储能可实现功率和容量分开设计以及储能时长按需定制，电解液储罐既可独立外置，亦可与电堆共同集成至一体化的集装箱产品，整体的方案设计更为灵活。从成本的角度来看，对于固定功率的全钒液流电池储能系统，储能时长越长则功率单元的单位投资成本越低，进而整体系统的单位投资成本越低，因此全钒液流电池更适用于中长时储能场景。

图 7：全钒液流电池增加输出功率只需要增加电堆数量



资料来源：储能科学与技术，安信证券研究中心

图 8：全钒液流电池增加储能容量只需要增加电解液

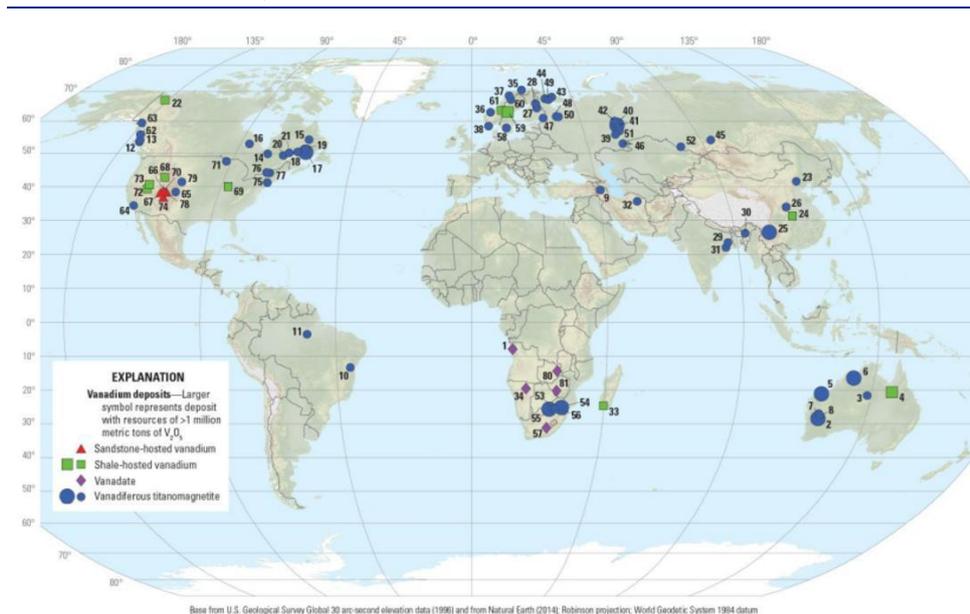


资料来源：储能科学与技术，安信证券研究中心

### 1.2.4. 资源储量丰富且自主可控

钒是地球上广泛分布的微量元素之一，储量相对丰富。根据美国地质调查局（USGS）的统计，目前全球钒储量（本段均以钒金属当量计）超过 6300 万吨，2021 年底可开发的资源储量约为 2400 万吨，当年的全球产量则约为 11 万吨，其中 90% 左右以钒合金的形式用于钢铁行业。按当前的技术水平，1GWh 的全钒液流电池所需的钒金属用量不到 0.5 万吨，且钒电解液可长期循环使用，因此整体来看我们认为全球的钒资源储量可充分支撑全钒液流电池的大规模发展。

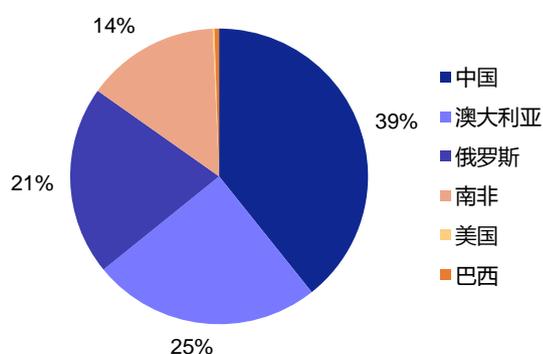
图 9：全球钒资源分布图



资料来源：USGS，安信证券研究中心

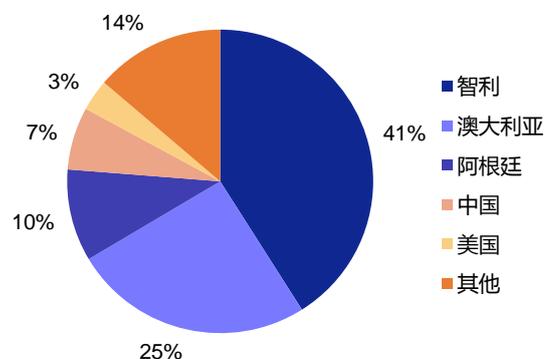
中国为钒生产与消费大国，钒资源自主可控。根据 USGS 的估算，2021 年底中国钒储量规模约为 950 万吨（本段均以钒金属当量计），在全球储量中的占比约为 40%，而从产量来看，2021 年中国钒产量达到 7.3 万吨，在全球产量中的占比接近 2/3，因此无论是从储量还是产能的角度出发，我国对钒资源均有较强的掌控能力。相较而言，2021 年国内锂资源的全球储量占比仅为 7%，产量占比不到 15%，锂电产业链对海外矿产资源的依赖较强。

图 10：2021 年全球钒储量分布情况



资料来源：USGS，安信证券研究中心

图 11：2021 年全球锂储量分布情况



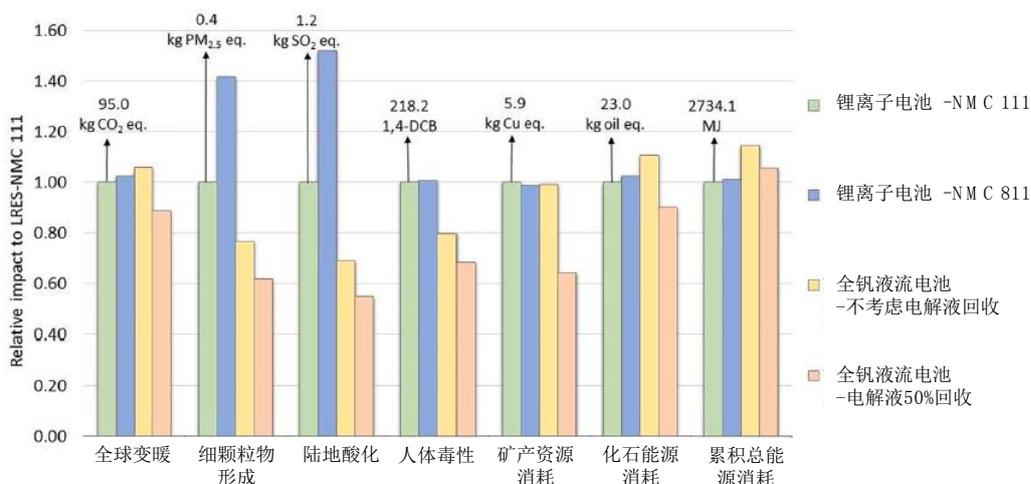
资料来源：USGS，安信证券研究中心

### 1.2.5. 绿色环保、资源可循环利用

全钒液流电池在运行过程中不涉及污染与排放，且电解液可循环利用，是一种绿色环保的储

能形式。全钒液流电池中钒元素以离子形式存在于酸性水系溶液中，而不是以钒的氧化物形式存在（如五氧化二钒），有一定的腐蚀性但无毒性，且工作过程中封闭运行，对环境与人体基本不会产生危害。此外，从全生命周期的角度来看，锂电池储能系统在寿命到期后各类材料的回收处理难度较大，而全钒液流电池的钒电解液可在电池领域长期循环使用或进行钒提取进入钢铁、合金等其他市场领域，电堆关键部件（如碳电极、双极板、离子交换膜等）以及管路、阀泵等的处理也更为简单，无环境负担，所以无论是从回收成本角度还是污染排放角度均优于锂电池。根据根特大学的研究，在钒电解液 50%回收的条件下，全钒液流电池在陆地酸化、人体毒性、细颗粒物形成、矿产资源消耗、化石能源消耗等方面的环境影响几乎全面低于锂离子电池。

图 12：全钒液流电池全生命周期内环境影响优于锂离子电池

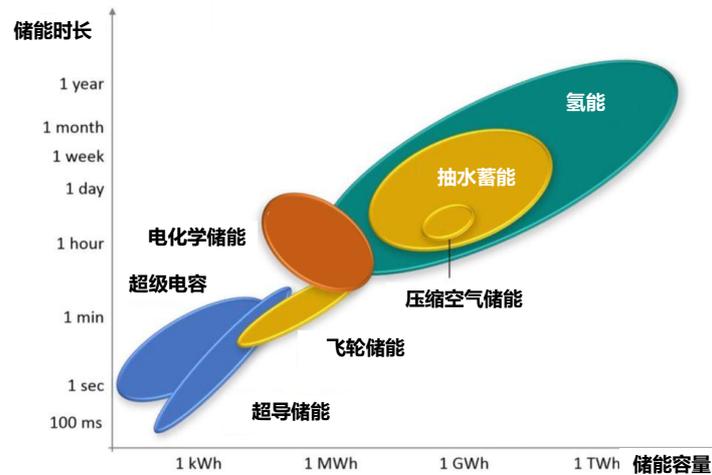


资料来源：《Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems》，安信证券研究中心

### 1.3. 全钒液流电池主要适用于大规模、长周期的储能场景

随着储能场景日渐多元化，多种储能技术并存将成为长期发展趋势。目前全球范围内传统火电装机仍占据主体地位，风电、光伏的发电占比仅为 10%左右，因此储能在电力系统中主要起到辅助的作用，用于解决短时间、小范围的供需不平衡。但长期来看，随着新能源逐步成为电力系统的主体，储能的应用场景也将持续拓宽，功率范围将涵盖 kW 级的用户侧场景到 GW 级的发电侧、电网侧场景，储能时长则从秒级、分钟级、小时级到跨日、跨季不等。考虑到不同场景的储能需求存在较大差异，我们认为未来不太可能出现一种储能技术“一统天下”的局面，而是多种储能技术并存，共同支撑电力系统的安全与稳定。

图 13: 多种储能技术互补是长期的发展趋势



资料来源: Joi, 安信证券研究中心

全钒液流电池在大规模、长周期的储能场景中具有广阔的发展空间。如前所述，全钒液流电池的主要优势为安全、长寿以及灵活，但在当前的技术水平下，其能量密度、转换效率、初始投资较锂电池仍有一定差距，因此我们认为全钒液流电池的适用领域主要为大规模、长周期的储能场景。相较于抽水蓄能，全钒液流电池的选址更为灵活，且建设周期较短；而相较于锂电池储能，全钒液流电池的安全性明显占优，可部署于人员密集的城市场景，单位投资成本则随着储能时长的拉长而明显降低。

表 3: 不同储能形式对比

	规模 (MW)	选址灵活性	储能周期	响应时间	效率	能量密度 (Wh/L)	寿命	投资成本 (元/kWh)
抽水蓄能	100-5000	差	数小时-数天	分钟级	70%-80%	0.2-2	40-60 年	1000-1500
压缩空气	1-300	差	数分钟-数天	分钟级	60%-70%	3-100	30-40 年	1500-3000
飞轮	0.1-10	灵活	数秒-数分钟	十毫秒级	80%-95%	20-80	5-20 年	45000
铅酸电池	0.1-20	灵活	数分钟-数小时	百毫秒级	65%-80%	50-80	5-8 年	800-1300
锂电池	0.1-1000	灵活	数分钟-数小时	百毫秒级	85%-90%	200-400	5-10 年	1500-2000
全钒液流电池	0.1-1000	灵活	数分钟-数天	百毫秒级	65%-75%	20-70	20 年	2500-3500
钠离子电池	0.1-1000	灵活	数分钟-数小时	百毫秒级	80%-85%	150-300	5-8 年	1500-2000
超级电容	0-1	灵活	数秒	毫秒级	60%-90%	10-20	5-8 年	9500-13500

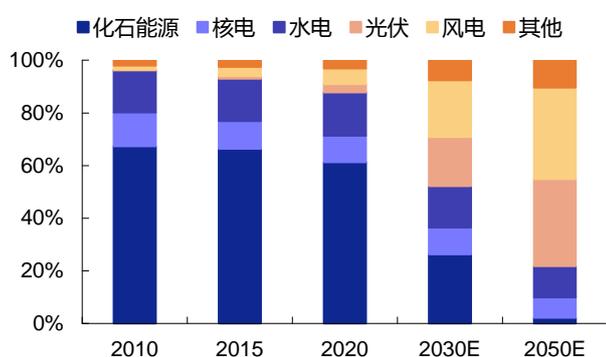
资料来源: 中能智库, 安信证券研究中心

## 2. 储能市场爆发已至，全钒液流电池发展提速

### 2.1. 全球储能行业步入规模化发展阶段

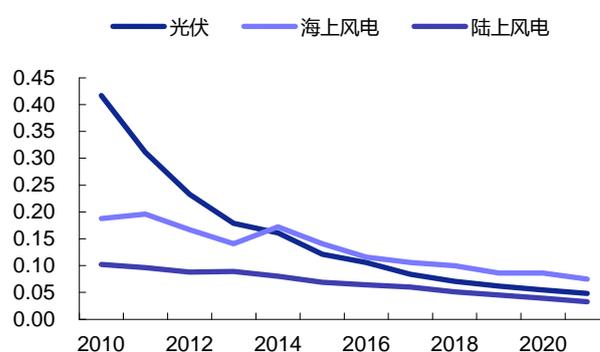
全球能源转型加速，储能行业规模化发展的条件已经成熟。一方面，根据 IEA 的测算，为实现 2050 年碳中和的目标，可再生能源发电占比需由 2020 年的 30% 以下提升至 2030 年的 60% 以上，2050 年则需达到近 90%，而随着光伏、风电等波动性能源加速取代传统的火电装机，电力系统面临的挑战正日益凸显。另一方面，随着技术的进步与产能的扩张，近年来风电、光伏的发电成本降幅显著，在上网侧平价的基础上，当前全球正朝着“新能源+储能”平价的方向快速前进。与此同时，经过前期的探索与实践，储能在电力系统中的定位与商业模式正日渐清晰，目前美国、欧洲等发达地区储能市场化发展的机制已基本建立，新兴市场的电力系统改革亦持续加速，储能行业规模化发展的条件已经成熟。

图 14：全球发电量结构预测



资料来源：IEA，安信证券研究中心

图 15：风电、光伏 LCOE 变化情况 (\$/kWh)



资料来源：IRENA，安信证券研究中心

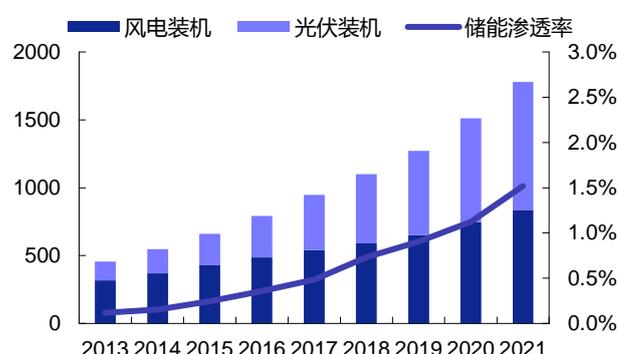
2021 年起全球储能行业进入高速发展阶段。根据 BNEF 统计，2021 年全球新增储能装机规模为 10GW/22GWh，较 2020 年实现翻倍以上增长，截至 2021 年底全球累计储能装机容量约为 27GW/56GWh。考虑到 2021 年底全球累计风电/光伏装机规模已达到 837/942GW，以此推算储能在全球风电光伏装机中的占比仅为 1.5%，我们认为储能市场的高速增长才刚刚开始，行业发展前景广阔。

图 16：全球新增储能装机规模情况 (GWh)



资料来源：BNEF，安信证券研究中心

图 17：全球累计风电光伏装机规模 (GW) 及储能渗透率



资料来源：GWEC，IEA，BNEF，安信证券研究中心

#### 2.1.1. 国内：各环节发展模式日益清晰，大型项目招标提速

政策勾勒发展前景，各环节储能发展模式逐渐清晰。2022 年 2 月底，国家发改委、能源局正式印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，进一步明确了“到 2025 年新型储能由商业

化初期步入规模化发展阶段、具备大规模商业化应用条件”，“2030 年新型储能全面市场化发展”的目标。此外，本次文件对发电侧、电网侧、用户侧储能均进行了明确的部署，各环节储能发展模式逐渐清晰。

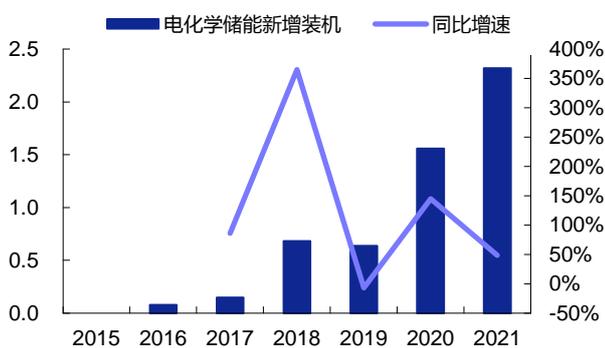
表 4:《“十四五”新型储能发展实施方案》中各环节储能发展模式的表述

环节	主要内容
发电侧	积极引导新能源电站以市场化方式配置新型储能。对于配套建设新型储能或以共享模式落实新型储能的新能源发电项目，结合储能技术水平和系统效益，可在竞争性配置、项目核准、并网时序、保障利用小时数、电力服务补偿考核等方面优先考虑。
电网侧	建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场。科学评估新型储能输变电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。
用户侧	加快落实分时电价政策，建立尖峰电价机制，拉大峰谷价差，引导电力市场价格向用户侧传导，建立与电力现货市场相衔接的需求侧响应补偿机制。增加用户侧储能的收益渠道。鼓励用户采用储能技术减少接入电力系统的增量投资，发挥储能在减少配电网基础设施投资上的积极作用。
探索新型储能商业模式	探索推广共享储能模式：鼓励新能源电站以自建、租用或购买等形式配置储能，发挥储能“一站多用”的共享作用。积极支持各类主体开展共享储能、云储能等创新商业模式的应用示范。试点建设共享储能交易平台和运营监控系统。研究开展储能聚合应用：鼓励不间断电源、电动汽车、充换电设施等用户侧分散式储能设施的聚合利用，通过大规模分散小微主体聚合，发挥负荷削峰填谷作用，参与需求侧响应，创新源荷双向互动模式。

资料来源：国家发改委，国家能源局，安信证券研究中心

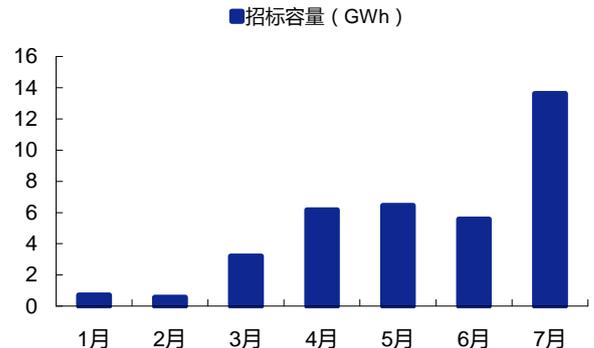
**2022 年国内储能行业正式步入发展快车道。**2021 年国家、地方层面均有储能政策密集出台，但主要侧重在整体部署层面，相关的配套细则尚不完善，因此 2021 年为国内储能行业由商业化起步迈向规模化发展的过渡之年，实际落地的项目规模相对有限。根据 CNESA 的统计，2021 年国内新增新型储能装机 2.4GW/4.9GWh，较 2020 年同比增长约 54%，其中电化学储能装机 2.32GW，同比增长近 49%。2022 年上半年受制于疫情、原材料涨价等多方面因素的影响，国内储能项目建设节奏整体偏慢，但二季度起国内储能项目招标已集中启动，根据我们的不完全统计，在排除无法取得具体招标规模的项目后，今年上半年国内储能（不包括抽水蓄能）总计招标容量已经达到 8GW/22GWh 以上（主要统计 EPC、储能集成系统以及相关设备），其中二季度合计招标量超 18GWh，招标规模较一季度明显提升。经过上半年的观望与前期准备，我们预计下半年起国内储能项目建设速度将明显加快，仅 7 月我们统计到的国内储能项目招标规模就已超过 13GWh（包括南网科技、华电等框架性协议）。

图 18: 国内电化学储能新增装机规模情况 (GW)



资料来源：CNESA，安信证券研究中心

图 19: 2022 年上半年储能项目招标不完全统计



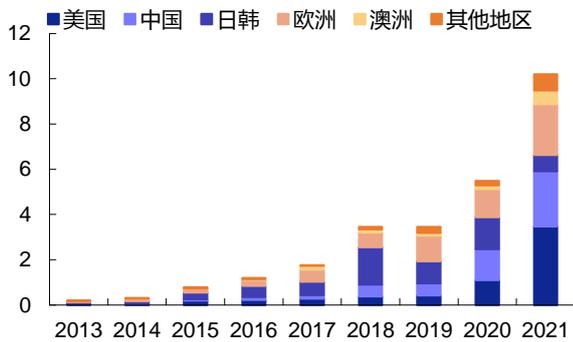
资料来源：各公司招标网站，安信证券研究中心

### 2.1.2. 海外：能源价格持续上涨加速储能渗透

**市场化驱动快速发展，供电侧与用户侧齐头并进。**目前除中国以外，海外储能市场主要分布在美国、欧洲、日韩、澳洲等发达地区，相对而言这些地区电力市场化程度较高，随着近年来储能成本的持续下降，行业已逐步进入经济性驱动的自发增长阶段。从装机结构来看，海外市场供电侧与用户侧储能的发展较为均衡，2021 年新增装机中电源侧、电网侧、用户侧

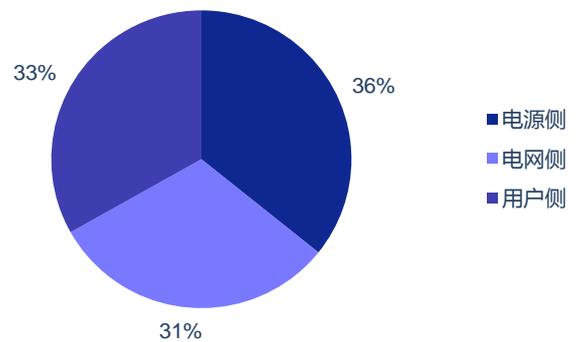
的占比大致相当。

图 20: 全球电化学储能新增装机情况 (GW)



资料来源: BNEF, CNESA, 安信证券研究中心

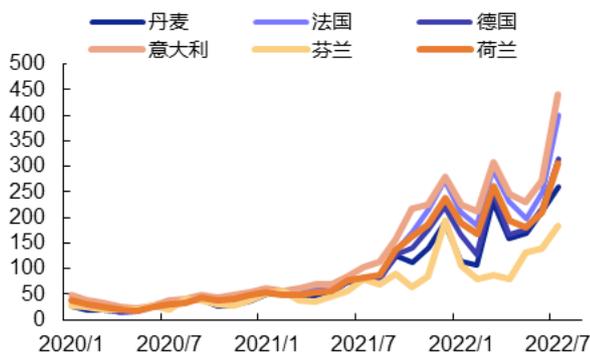
图 21: 海外电化学储能装机结构 (按装机功率)



资料来源: CNESA, 安信证券研究中心

**电力价格持续走高, 海外储能渗透加速。**受地缘政治、气候变化以及货币政策等因素影响, 2021 年以来全球天然气、原油等能源价格涨势明显, 而在海外发达地区市场化的电力体制下, 发电侧与用户侧电价亦随之水涨船高。尤其是在欧洲地区, 2021 年下半年以来电力价格已上涨数倍, 储能项目的经济性正快速凸显, 渗透率有望加速提升。

图 22: 欧洲部分国家日前电价情况 (欧元/MWh)



资料来源: Ember, 安信证券研究中心

图 23: 欧盟消费者电价指数情况 (2015=100)



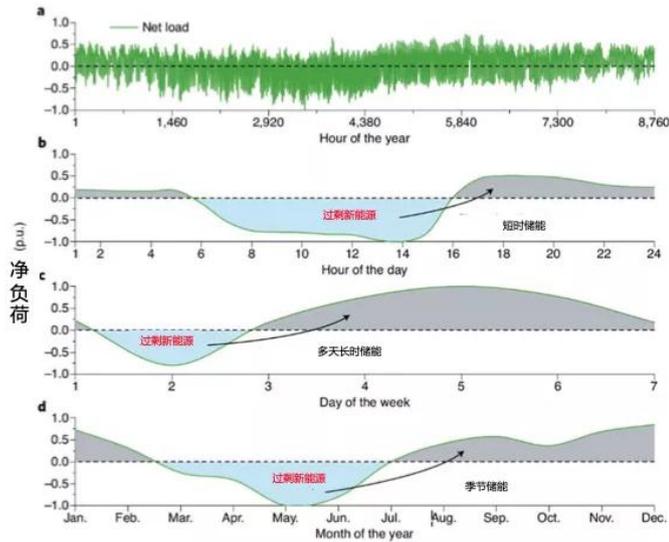
资料来源: Eurostat, 安信证券研究中心

## 2.2. 全钒液流电池大规模发展的条件已较为成熟

### 2.2.1. 长时储能需求显现

**未来长时储能将成为一类重要的储能场景。**如前所述, 随着新能源逐步成为电力系统的主体, 其波动性与间歇性对电网的冲击将愈发明显, 现阶段储能系统基本只需要对日内、分钟级/小时级的波动进行平滑, 而未来的储能系统则需要考虑日间甚至季节间的新能源出力波动。根据美国桑迪亚国家实验室的定义, 长时储能是持续放电时间不低于 4 小时的储能技术, 主要针对多小时、跨日乃至跨季的电能转移需求。我们认为长时储能将成为未来电力系统中不可或缺的一部分, 根据长时储能委员会 (LDES) 与麦肯锡 2021 年底联合发布的报告, 预计 2030 年全球长时储能的装机规模将达到 4-8TWh, 2040 年则将达到 85-140TWh。

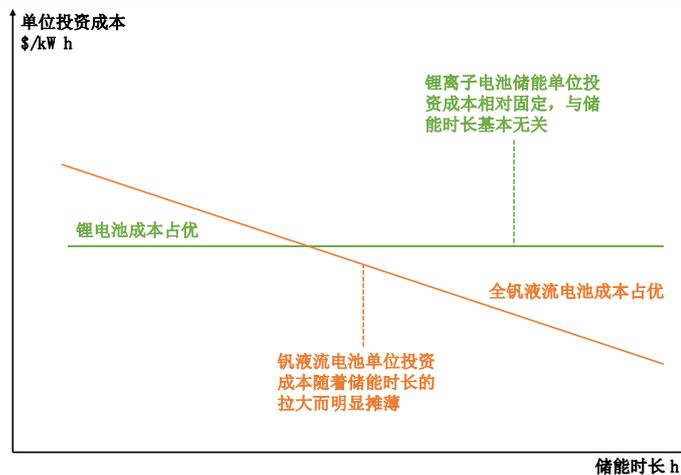
图 24：电力系统中不同时间维度的储能需求



资料来源：南方能源观察，安信证券研究中心

长时储能的侧重点与现阶段的短时储能存在一定差异，全钒液流电池在长时储能领域具备较强的比较优势。根据长时储能委员会（LDES）与麦肯锡 2021 年底联合发布的报告，长时储能应具有功率和容量解耦、扩大存储电量时不需要增加功率、单位储能成本低、项目建设周期短、不受地理位置限制、不依赖稀缺资源等典型特征。由于配套的储能时长较长，长时储能在考虑投资成本时更加注重单位能量（每 Wh）的投资成本而非单位功率（每 W）的投资成本。因此，长时储能对功率单元投资成本的接受度相对较高（固定成本可随着储能时长的增长而摊薄），而能量单元则需要具备较低的边际成本。目前抽水蓄能是主要的长时储能形式，技术与商业化程度均十分成熟，但其应用受制于地理条件的限制，因此未来相当一部分的长时储能需求将由其他的储能技术加以填补。相较于当前主流的锂电池储能，我们认为全钒液流电池在长时储能的场景中具备一定的比较优势。从成本的角度来看，随着储能时长的增加，全钒液流电池系统的单位成本将得到明显摊薄（功率单元成本不变，仅需增加能量单元），而锂电池系统的单位成本则基本固定。此外，由于全钒液流电池中的钒电解液可以循环使用并灵活配置，因此全钒液流电池储能在资源与地理位置上所受的限制也相对较小。综上，我们看好全钒液流电池在中长时储能场景中具有更好的应用前景。

图 25：全钒液流电池在长时储能场景中具备比较优势



资料来源：LDES，安信证券研究中心

### 2.2.2. 行业规范逐步确立，全钒液流电池安全优势凸显

国内外锂电池储能事故频发，安全问题不容忽视。根据中国能源网的统计，2010-2020 年间全球范围内发生了 32 起储能电站安全事故，而根据 CNESA 的统计，仅 2021 年全球就发生了至少 9 起储能安全事故，2022 年初韩国又发生 3 起电池相关火灾事故。频繁发生的储能安全事故不但造成了严重的经济损失，严重时还对人员安全构成了较大威胁，在全球储能市场迎来加速发展的关键节点，安全问题已经成为行业亟待解决的重要问题之一，我们认为未来安全性将成为锂电池储能面临的一个巨大挑战。

表 5：近年全球主要储能安全事故

国家/地区	容量 (MWh)	用途	建筑形态	事故类型	储能技术	事故日期	使用时长
比利时	-	-	集装箱	-	锂电池	2017/11	-
韩国/济州	0.18	太阳能	混凝土	充电中	三元	2018/9	4 年
韩国/江原	2.662	太阳能	地下混凝土	充电后休止	三元	2018/12	1 年
韩国/京畿	17.7	调频	集装箱	修理检查中	三元	2018/10	2 年 7 个月
韩国/军威	1.5	太阳能	-	-	锂电池	2022/1	-
韩国/庆北	8.6	调频	集装箱	修理检查中	三元	2018/5	1 年 10 个月
韩国/庆北	3.66	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2018/11	9 个月
韩国/庆北	3.66	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2019/5	2 年 3 个月
韩国/庆南	1.331	太阳能	组装式	充电后休止	三元	2018/11	7 个月
韩国/庆南	3.289	需求管理	混凝土	充电后休止	三元	2019/1	10 个月
韩国/全北	1.46	风电	集装箱	安装中 (保管)	三元	2017/8	-
韩国/全北	2.496	太阳能	集装箱	充电后休止	三元	2019/1	9 个月
韩国/全北	1.027	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2019/5	-
韩国/全南	14	风电	组建式面板	修理检查中	三元	2018/6	2 年 5 个月
韩国/全南	18.965	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2018/6	6 个月
韩国/全南	2.99	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2018/7	7 个月
韩国/全南	9.7	风电	组建式面板	充电后休止	三元	2018/7	1 年 7 个月
韩国/全南	5.22	太阳能	组建式面板	充电中	三元	2019/1	1 年 2 个月
韩国/世宗	18	需求管理	组建式面板	安装中 (施工)	三元	2018/7	-
韩国/蔚山	46.757	需求管理	混凝土	充电后休止	三元	2019/1	7 个月
韩国/蔚山	1.5	-	-	-	锂电池	2022/1	1 年 3 个月
韩国/忠北	5.989	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2018/9	8 个月
韩国/忠北	4.16	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2018/11	11 个月
韩国/忠南	6	太阳能	组建式面板	安装中 (施工)	三元	2018/9	-
韩国/忠南	1.22	太阳能	组建式面板	充电后休止	三元	2018/11	11 个月
韩国/忠南	9.316	需求管理	组建式面板	充电后休止	三元	2018/12	1 年
韩国/忠南	-	太阳能	集装箱	-	三元	2021/4	-
美国	20	风电	集装箱	充电中	铅酸电池	2012/8	6 个月
美国/加州	1200	调峰	-	-	锂电池	2021/9	10 个月
美国/加州	1200	调峰	-	-	锂电池	2022/2	1 年 2 个月
美国/亚利桑那	2	需求管理	集装箱	-	三元	2019/4	2 年
日本	-	需求管理	组装式	充电中	钠硫电池	2011/9	-
中国/北京	2	用户侧	集装箱	运行维护中	锂电池	2019/5	1 年 8 个月
中国/北京	25	光储充	混凝土	安装调试	磷酸铁锂	2021/4	-
中国/江苏	-	需求管理	集装箱	-	磷酸铁锂	2018/9	-
中国/陕西	-	调频	集装箱	充电后休止	三元	2017/5	-

资料来源：中国能源网，安信证券研究中心

储能行业安全标准趋严，全钒液流电池优势凸显。随着储能安全问题日益显现，近年来海内外正加紧出台针对储能行业的安全规范与行业标准，例如美国于 2016 年率先发布全球第一

项储能系统安全标准 UL 9540，对电化学储能、机械储能等不同类型储能系统的安全标准作出了明确规定。我国储能行业起步较晚，长期以来政策标准与行业规范相对缺失，但随着近年来储能行业发展不断提速，储能安全问题愈发得到重视，相关政策文件陆续出台，行业标准逐步完善。国家能源局 2022 年 6 月印发的《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）》中明确提出“**中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池**”，且“**锂离子电池设备间不得设置在人员密集场所，不得设置在有人居住或活动的建筑物内部或其地下空间**”，对锂电池储能的适用范围进行了严格限制。我们认为随着储能行业安全标准的提升，安全性更佳的全钒液流电池将得到更多关注，后续应用场景有望逐步拓宽。

**表 6：近年部分国家储能安全相关的行业标准及指导政策**

国家	时间	行业标准/指导政策	主要内容
美国	2019 年 6 月	NFPA 855 《Standard for the Installation of Energy Storage Systems》	根据储能系统不同的安装位置，提出不同的安装要求。比如储能系统是安装在室内或室外的，安装在有人或者没有人活动的地方，或者安装在屋顶或车库，其要求各不相同。
	2020 年 7 月	UL 9540-2020《Energy Storage System (ESS)》	对包含电化学储能和机械储能等不同类型储能系统的安全标准作出了明确。
澳大利亚	2019 年 10 月	AS/NZS 5139:2019 《Electrical installations – Safety of battery systems for use with power conversion equipment》	旨在填补澳大利亚新兴的家庭储能行业在安全指南方面的空白，尤其是一些电池化学物质可能引发的火灾隐患，要求所有的家庭电池储能系统安装复杂和昂贵的防火设施。
欧盟	2017 年 2 月	IEC 62619	规范了工业锂电池的常规安全和功能安全，包含电气类测试、热类测试、机械类测试、电池管理系统软件评估等
	2020 年 3 月	IEC 63056	规定了最高直流电压为 1500V 的电力储能用二次锂电池和电池组的安全要求和测试
中国	2021 年 7 月	《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	按照储能发展和安全运行需求，发挥储能标准化信息平台作用，统筹研究、完善储能标准体系建设的顶层设计，开展不同应用场景储能标准制修订，建立健全储能全产业链技术标准体系。加强现行能源电力系统相关标准与储能应用的统筹衔接。推动完善新型储能检测和认证体系。推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的安全标准及管理体系。
	2021 年 12 月	《“十四五”国家应急体系规划》	将电化学储能设施等新产业新业态的消防安全列入安全生产治本攻坚重点。
	2022 年 1 月	《2022 年能源行业标准计划立项指南》	新型储能系统建设、运维、安全监督，电化学储能的安全设计、制造与测评，用户侧储能的安装、运行、维护，能源储能配置规模测算，储能电站安全管理、应急处置，不同应用场景下的储能系统技术要求及并网性能要求。
	2022 年 2 月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	突破电池本质安全控制、电化学储能系统安全预警、系统多级防护结构及关键材料、高效灭火及防复燃、储能电站整体安全性设计等关键技术，与此同时积极建立健全新型储能全产业链标准体系，加快制定新型储能安全相关标准。
	2022 年 4 月	《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》	高度重视电化学储能电站安全管理，加强电化学储能电站规划设计安全管理，做好电化学储能电站设备选型，严格电化学储能电站施工验收，严格电化学储能电站并网验收，加强电化学储能电站运行维护安全管理，提升电化学储能电站应急消防处置能力
	2022 年 6 月	《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）》	中大型电化学储能电站不得选用三元锂电池、钠硫电池，不宜选用梯次利用动力电池；选用梯次利用动力电池时，应进行一致性筛选并结合溯源数据进行安全评估。锂离子电池设备间不得设置在人员密集场所，不得设置在有人居住或活动的建筑物内部或其地下空间。锂离子电池设备间应单层布置，宜采用预制舱式。

资料来源：政府网站，安信证券研究中心

### 2.2.3. 中长时储能场景中全钒液流电池已具备较好的经济性

当前国内储能商业模式尚未完全建立，初始投资成本较高的全钒液流电池面临一定压力。短期内国内大型储能项目主要的驱动因素为政策强制要求，在 2021 年各省发布的风电、光伏项目竞争性配置规则中，储能已基本成为新能源项目“标配”，目前已有近 20 个省份出台了

新能源配套储能的具体量化要求，大部分省份的储能配比在 10%-20%的区间内，储能时长基本为 1-2 小时。在现行模式下，国内新能源配套储能尚无明确收益模式，投资业主更多将配套储能作为成本项进行考虑，倾向于选择初始投资成本较低的方案，全钒液流电池推广面临一定的挑战。

图 26：现阶段国内新能源发电侧储能商业模式尚未完全建立



资料来源：安信证券研究中心

国内储能商业模式有望在摸索中走向成熟，全钒液流电池全生命周期成本优势值得期待。2022 年 1 月国家发改委、能源局发布《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，明确提出 2025 年初步建成全国统一电力市场，初步形成有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制，十四五开始国内储能的商业模式有望逐步建立。考虑到全钒液流电池的适用场景与抽水蓄能较为类似，我们认为抽水蓄能当前的两部制电价体系具有一定的参考价值，《“十四五”新型储能发展实施方案》中亦已明确提出建立电网侧独立储能电站容量电价机制以及探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。事实上，当前国内规模最大的全钒液流电池示范项目大连液流电池储能调峰电站（总建设规模 200MW/800MWh，一期 100MW/400MWh 已于 2022 年 5 月并网）就采用了两部制电价的模式，辽宁发改委于 2018 年印发《关于同意大连液流电池储能调峰电站实行两部制电价有关事项的批复》，明确了液流储能项目可参照抽水蓄能两部制电价机制执行，该项目 2023 年后的容量电费资金参照抽水蓄能容量电价有关政策纳入省级电网输配电价解决。随着储能商业模式的成熟，我们认为投资业主对储能项目的关注重点将由初始投资成本转为全生命周期内的综合成本，全钒液流电池长寿命、低衰减的优势将充分显现。

图 27：现阶段国内抽水蓄能价格形成机制



资料来源：国家发改委，安信证券研究中心

上游资源价格飙升制约锂电降本，全钒液流电池与锂电池储能的经济性差距收窄。2021 年以来，在新能源车、储能等下游市场旺盛需求的推动下，上游锂资源的供需持续趋紧，碳酸锂价格由 2021 年初的 5 万元/吨左右一度飙升至 50 万元/吨，锂电产业链普遍面临较大的原材料成本压力，锂电池储能成本亦随之明显上行。考虑到未来新能源车等储能之外的市场对锂资

源的需求仍将保持快速增长，中短期内锂价或将持续保持高位。相较而言，我国钒资源储量相对丰富，且下游市场主要为钢铁行业，需求较为稳定，未来钒价大幅上行的可能性较小，全钒液流电池可凭借自身的技术进步持续降本增效。因此，我们认为当前锂电池和全钒液流电池的成本正呈“此消彼长”之势，两者之间的经济性差距正迅速缩小。

图 28：2021 年起上游锂资源价格大幅上涨（万元/吨）



资料来源：鑫椏锂电，安信证券研究中心

图 29：近年来五氧化二钒价格基本保持稳定（万元/吨）



资料来源：Wind，安信证券研究中心

当前 4h 全钒液流电池的度电成本或已低于锂电池储能。我们基于当前应用较广的 4h 储能系统对全钒液流电池和锂电池储能的度电成本进行了简单测算，在我们的假设下，全钒液流电池的单瓦时初始投资（2.5 元/Wh）高于锂电池储能（1.8 元/Wh），但更长的寿命、更低的衰减以及更大的充放电深度使得全钒液流电池全生命周期内的度电成本（0.60 元/kWh）低于锂离子电池储能（0.67 元/kWh）。从经济性角度出发，我们认为当前全钒液流电池在中长时储能场景中已经具备商业化应用的基本条件。

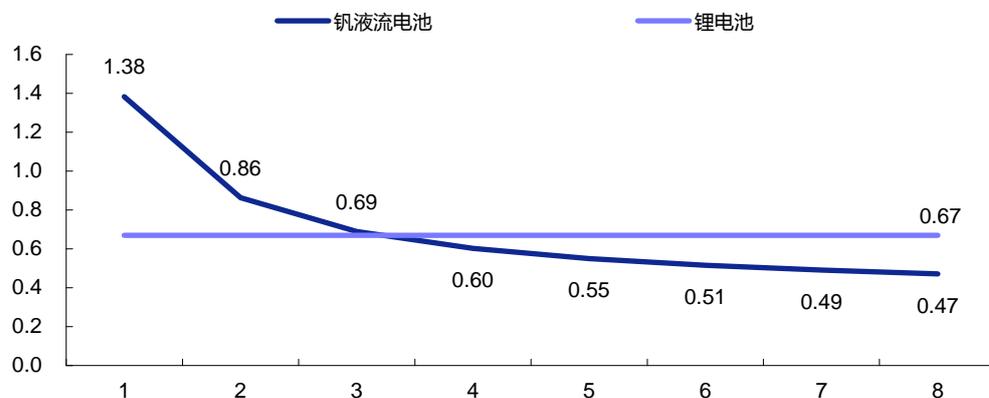
表 7：全钒液流电池及锂电池储能度电成本测算

	全钒液流电池储能	锂电池储能
<b>储能系统参数假设</b>		
储能系统功率 (MW)	100	100
储能配置时长 (h)	4	4
储能系统容量 (MWh)	400	400
储能系统容量年衰减率	0%	2%
转换效率	75%	85%
单位投资成本 (元/Wh)	2.5	1.8
其中：功率单元 (元/W)	5.0	-
能量单元 (元/Wh)	1.25	1.8
初始投资成本 (万元)	100,000	72,000
运维费用 (%)	0.5%	0.5%
寿命	20	10
残值 (万元)	40,000 (电解液可回收)	6,400
<b>运营假设</b>		
充放电深度	95%	90%
年充放电次数	500	500
充电电价 (元/kWh)	0.4	0.4
折现率	8%	8%
<b>测算结果</b>		
度电成本 LCOE (元/kWh)	0.60	0.67

资料来源：安信证券研究中心

随着储能时长的提升，全钒液流电池的度电成本有望超越锂电池储能。如前所述，随着储能时长的提升，全钒液流电池的单位投资成本将明显摊薄，其度电成本亦随之下降，而锂电池储能的度电成本则基本保持不变。根据我们的敏感性测算，当储能时长超过 4h 之后，全钒液流电池的度电成本将低于锂离子电池，其在长时储能场景中或将具备更大的应用空间。

图 30：不同储能时长下全钒液流电池与锂电池储能度电成本对比（元/kWh）

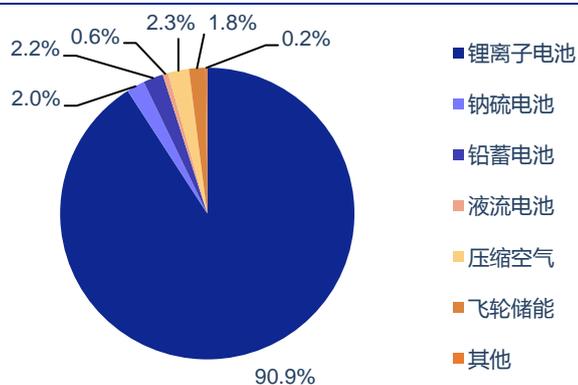


资料来源：安信证券研究中心

### 2.3. 未来全钒液流电池将成为重要的储能装机形式

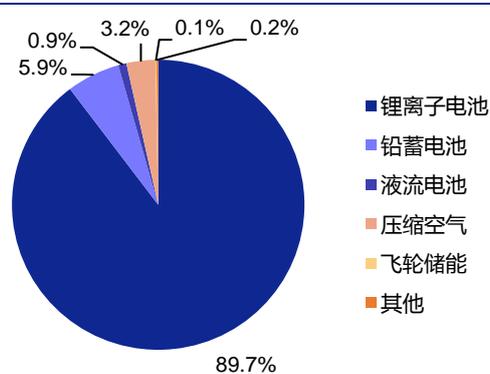
当前液流电池仍处于产业化发展初期，占比相对有限。根据 CNESA 的统计，截至 2021 年底全球新型电力储能项目累计装机规模中锂离子电池的占比超过 90%，液流电池仅占 0.6%，国内市场液流电池在新型储能装机中的占比也仅为 0.9%，累计装机规模略超 50MW。

图 31：2021 年全球累计新型储能装机构成情况



资料来源：CNESA，安信证券研究中心

图 32：2021 年中国累计新型储能装机构成情况



资料来源：CNESA，安信证券研究中心

大型项目陆续启动，全钒液流电池产业化进程提速。随着全球储能市场的爆发以及全钒液流电池技术的成熟，我们认为全钒液流电池规模化发展的节点已经到来。此前全钒液流电池储能仍处于小规模示范验证阶段，项目单体规模基本不超过 10MW，而 2021 年以来国内已有数个百 MWh 级别的大型全钒液流电池项目陆续启动。2022 年 5 月由大连融科建设的首个国家大型化学储能示范项目大连恒流储能电站一期 100MW/400MWh 成功并网，8 月开始正式投入商业运营，我们认为后续全钒液流电池储能的产业化进程将持续加快。

**表 8：部分已投运全钒液流电池储能电站项目**

项目	规模	投运时间	储能设备供应商
北海道苫前町风力发电配套储能	4MW/6MWh	2005 年	日本住友电工
张北国家电网风光储示范工程项目	2MW/8MWh	2012 年	北京普能
沈阳龙源卧牛石风电场储能	5MW/10MWh	2013 年	大连融科
辽宁锦州黑山储能系统	3MW/6MWh	2014 年	大连融科
北海道电力安平町南早来变电站储能	15MW/60MWh	2016 年	日本住友电工
湖北枣阳 10MW 光储一体化示范项目首期	3MW/12MWh	2019 年	北京普能
青海黄河水电乌兰风场储能项目	1MW/5MWh	2021 年	大连融科
大唐国际镇海网源友好型风电场储能	10MW/40MWh	2021 年	大连融科
国电投驼山网源友好型风电场储能	10MW/40MWh	2021 年	大连融科
东方国际顺乐甲网源友好型风电场储能	10MW/40MWh	2021 年	大连融科
华电滕州液流电池储能项目	1MW/2MWh	2021 年	大连融科
国家电投海阳液流电池储能项目	1MW/2MWh	2021 年	上海电气
新疆阿瓦提全钒液流储能电站	7.5MW/22.5MWh	2022 年	伟力得
北海道电力 VRFB 储能项目	17MW/51MWh	2022 年	日本住友电工

资料来源：各公司网站，安信证券研究中心

**表 9：2021-2022 年国内部分大型全钒液流储能电站项目**

项目	规模	进展阶段	储能设备供应商
大连液流电池储能调峰电站国家示范项目（一期）	100MW/400MWh	已投运	大连融科
大连液流电池储能调峰电站国家示范项目（二期）	100MW/400MWh	前期准备	大连融科
海螺融华 20MW/120MWh 全钒液流电池储能系统设备采购	20MW/120MWh	建设中	大连融科
国家电投湖北全钒液流电池储能电站项目	100MW/500MWh	建设中	普能/大连融科
大唐中宁共享储能项目	100MW/400MWh	勘探设计	伟力得
上海电气盐城立铠储能电站项目	300MWh	前期准备	上海电气

资料来源：北极星储能网，安信证券研究中心

我们测算 2025/2030 年国内储能新增装机规模有望达到 107/311GWh，全钒液流电池潜在装机空间或超 10/90GWh。从结构上来看，我们预计十四五期间新能源配套储能将率先放量，电网侧、用户侧储能则将随后大规模启动，具体假设与测算如下。

- **新能源发电侧：**2021 年国内陆上风电+集中式光伏电站新增装机规模约为 56GW，以此测算储能配套比例约为 1.5%。我们预计 2022 年起国内新增风光装机规模将保持较快增长，同时在政策驱动下储能配套比例将显著提升。假设 2025/2030 年国内新增陆上风电以及集中式光伏电站的储能配套比例为 20%/30%，储能时长由 2h 逐步提升至 3h，则相应的新能源配套储能装机规模将达到 61/127GWh。
- **电源侧辅助服务：**2021 年国内总发电装机容量达到 2377GW，配套辅助服务储能的装机比例不到 0.1%，而发达电力市场中辅助服务费用占总电费的比例一般超过 1.5%。在国内总电力装机平稳增长的背景下，我们假设 2025/2030 年配套辅助服务储能的比例为 0.5%/1%，则对应的电源侧辅助服务储能装机规模将达到 4/7GWh。
- **电网侧：**随着我国电气化率的持续提升，近年来全国电网最高发电负荷呈较快增长，而根据国务院《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》中的要求，到 2030 年省级电网将基本具备 5% 以上的尖峰负荷响应能力。我们预计负荷响应能力将主要由电网侧的抽水蓄能与新型储能提供，根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》十四五/十五五末国内抽水蓄能累计装机将达到 62/120GW，以此倒推 2025/2030 年电网侧新型储能装机规模有望达到 28/118GWh。
- **用户侧：**目前国内工商业光伏渗透率不到 2%，而工商业储能则处于发展初期，随着未来峰谷价差的拉大，预计国内工商业储能的经济性将逐渐显现。2020 年国内工业用户总装机容量约为 3273GW，若假设未来保持 5% 的年均增长，同时工商业储能渗透率提升至

0.3%/1.5%，则 20205/2030 年国内工商业储能的装机空间将达到 14/57GWh。

当前全钒液流电池在新型储能累计装机规模中的占比仅为 1%左右，我们看好未来全钒液流电池将凭借自身安全、长寿、灵活的多重优势实现份额的持续提升。若按照 2025/2030 年 10%/30%左右的装机占比测算，则 2025/2030 年国内全钒液流电池新增装机规模有望达到 11/93GWh，发展空间巨大。

表 10：国内全钒液流电池储能装机空间测算

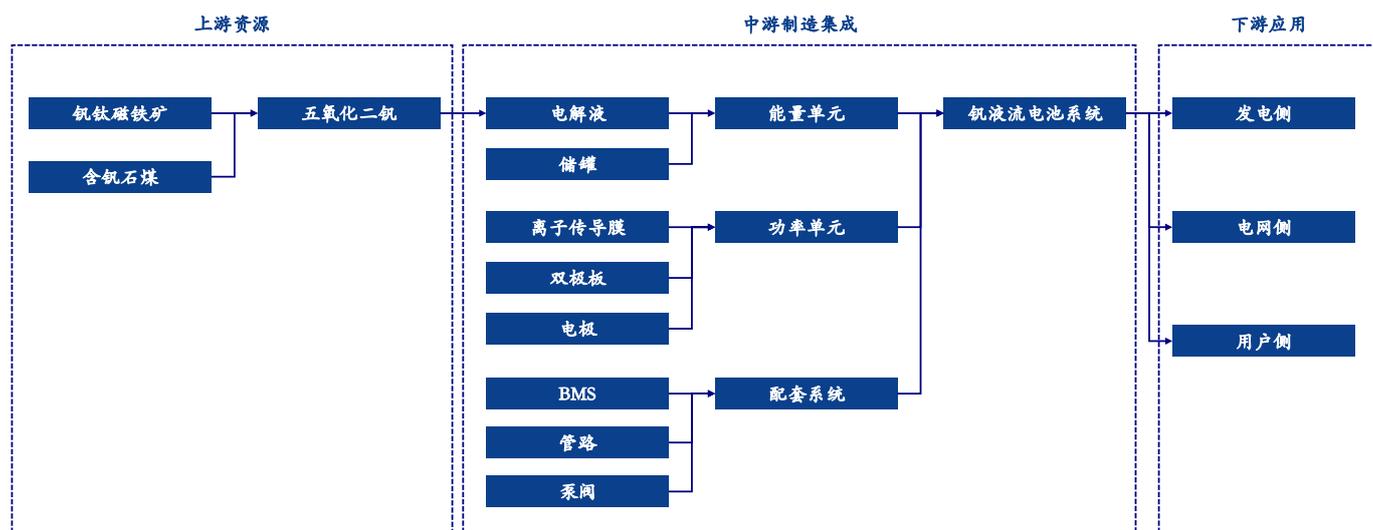
	单位	2020	2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
<b>新能源配套储能</b>								
新增陆上风电装机	GW	69	31	48	55	59	60	65
新增集中光伏电站装机	GW	33	26	49	57	61	63	76
风光总装机	GW	102	56	97	112	120	123	141
新增项目配套储能比例	%	0.7%	1.5%	6.0%	10.0%	15.0%	20.0%	30.0%
新能源发电侧储能新增装机功率	GW	0.7	0.8	5.8	11.2	17.9	24.6	42.4
储能时长	h	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	3.0
<b>新能源发电侧储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>1.4</b>	<b>1.8</b>	<b>12.8</b>	<b>25.7</b>	<b>43.1</b>	<b>61.4</b>	<b>127.2</b>
<b>电源侧辅助服务储能</b>								
国内总发电装机容量	GW	2,202	2,377	2,548	2,741	2,958	3,182	4,430
配套辅助服务储能比例	%	0.05%	0.07%	0.17%	0.28%	0.39%	0.50%	1.00%
电源侧辅助服务储能新增装机功率	GW	0.5	0.5	3.2	3.7	6.5	4.3	6.8
储能时长	h	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<b>电源侧辅助服务储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>2.9</b>	<b>3.3</b>	<b>3.8</b>	<b>4.3</b>	<b>6.8</b>
<b>电网侧储能</b>								
全国电网最高发电负荷	GW	1,076	1,191	1,310	1,441	1,585	1,744	2,808
尖峰负荷响应能力	%	3.0%	3.1%	3.4%	3.8%	4.4%	5.0%	10.0%
电网灵活调节能力	GW	32	38	45	55	70	87	281
抽水蓄能装机规模	GW	31	36	43	49	56	62	120
电网侧储能新增装机功率	GW	0.3	0.4	0.6	3.8	8.6	11.0	39.5
储能时长	h	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	3.0
<b>电网侧储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>1.4</b>	<b>8.8</b>	<b>20.6</b>	<b>27.6</b>	<b>118.4</b>
<b>用户侧储能</b>								
全国工业用户装接容量	GW	3,273	3,436	3,608	3,788	3,978	4,177	5,331
工商业储能渗透率	%	0.02%	0.03%	0.05%	0.10%	0.20%	0.30%	1.50%
工商业储能新增装机功率	GW	0.0	0.6	0.7	2.0	4.2	4.6	19.0
储能时长	h	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
<b>工商业储能新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.1</b>	<b>1.7</b>	<b>2.0</b>	<b>6.0</b>	<b>12.5</b>	<b>13.7</b>	<b>57.1</b>
<b>合计</b>								
<b>新增储能装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>2.6</b>	<b>4.9</b>	<b>19.1</b>	<b>43.8</b>	<b>80.1</b>	<b>107.3</b>	<b>310.8</b>
全钒液流电池占比	%	1%	2%	3%	5%	7%	10%	30%
<b>全钒液流电池新增装机容量</b>	<b>GWh</b>	<b>0.03</b>	<b>0.1</b>	<b>0.5</b>	<b>2.2</b>	<b>5.6</b>	<b>10.7</b>	<b>93.2</b>

资料来源：国家能源局，中电联，CESA，安信证券研究中心

### 3. 全钒液流电池产业链迎来发展良机

全钒液流电池储能方兴未艾，产业链各环节迎发展良机。全钒液流电池产业链大致可分为上游资源、中游制造集成以及下游应用三个环节，其中上游主要涉及钒资源的开采与冶炼，中游则进行全钒液流电池储能系统的设计与制造，包括功率单元（电堆）与能量单元（电解液）两大部分，下游主要负责储能项目的开发和运营。随着全钒液流电池储能逐步进入商业化推广阶段，产业链的各环节均有望迎来较好的发展机遇。

图 33：全钒液流电池储能产业链概况



资料来源：安信证券研究中心

#### 3.1. 上游资源：全钒液流电池将明显拉动钒资源需求

当前钒资源供需两端均主要来自钢铁行业，全钒液流电池有望成为未来钒资源重要的需求增量。目前全球大约 90% 的钒以钒合金的形式用于钢铁工业（作为炼钢过程中的合金添加剂，可提高钢的硬度、强度、耐磨度、延展性），5% 以钒铝中间合金的形式用于钛合金，其余 5% 用于化工及其他行业，就国内而言，应用在钢铁领域的钒产品比例更是高达 95% 左右。2021 年国内钒产量（以五氧化二钒计）约为 13.6 万吨，而目前 1GWh 全钒液流电池装机所需的五氧化二钒用量约为 0.8 万吨，因此我们预计全钒液流电池相关领域将成为未来拉动钒产品需求的主要增量。

表 11：国内钒需求量测算（以五氧化二钒计）

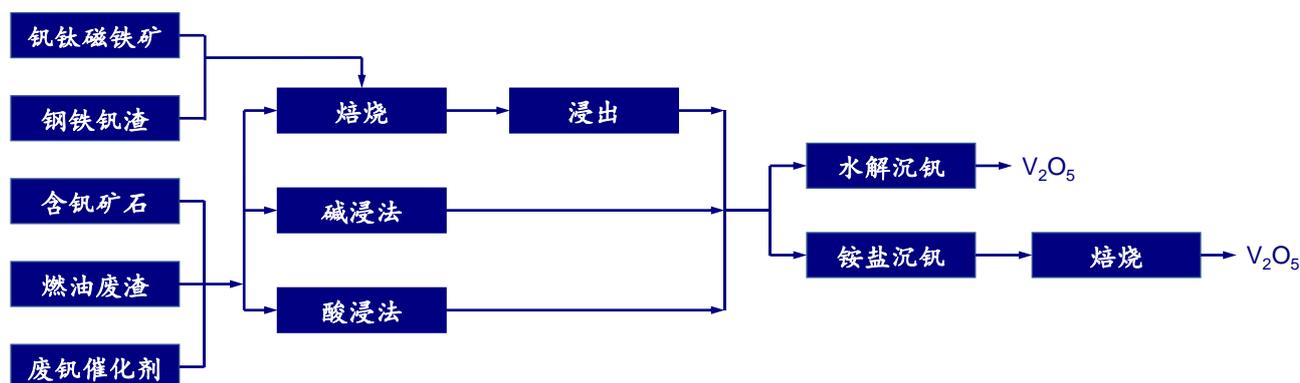
	单位	2021	2022E	2023E	2024E	2025E
全钒液流电池新增装机	GWh	0.1	0.5	2.2	5.6	10.7
单位装机对应钒用量	万吨/GWh	0.80	0.78	0.75	0.73	0.71
<b>全钒液流电池所需钒用量</b>	<b>万吨</b>	<b>0.1</b>	<b>0.4</b>	<b>1.6</b>	<b>4.1</b>	<b>7.6</b>
增速	%		385%	325%	148%	86%
钢铁等其他领域钒用量	万吨	13.5	12.8	13.2	13.6	14.0
增速	%		-5%	3%	3%	3%
<b>国内钒总需求量</b>	<b>万吨</b>	<b>13.6</b>	<b>13.2</b>	<b>14.9</b>	<b>17.7</b>	<b>21.6</b>
增速	%		-3%	12%	19%	22%

资料来源：攀钢钒钛，安信证券研究中心

目前钒钛磁铁矿是主要的钒供给来源，未来石煤有望贡献一定增量。我国钒资源主要以钒钛磁铁矿和含钒石煤两种形式存在，其中石煤矿中钒的品味较低且提钒过程中污染较为严重，

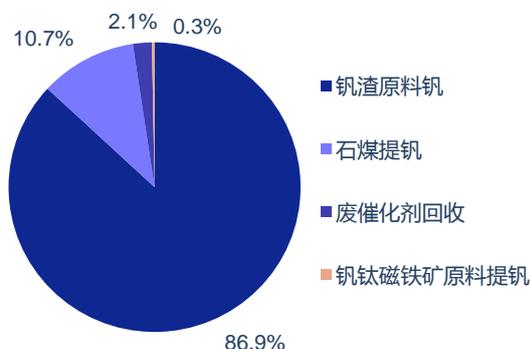
整体生产成本高于钢渣提钒，目前国内绝大多数钒产品来源于钒钛磁铁矿经钢铁冶炼得到的富钒钢渣（2020年占比超过85%）。考虑到钢渣提钒的产出一定程度上取决于钒钢产量，整体供给相对稳定，我们认为随着全钒液流电池市场需求的增加以及技术的进步，未来石煤提钒或将贡献一定的增量。例如2019年西部矿业在甘肃省肃北县建设了国内首条绿色石煤提钒环保生产线，一/二期已分别于2020/2022年投产，目前可实现2000吨偏钒酸铵产能。因此，整体上看未来上游钒资源出现瓶颈的可能性相对较小，一方面传统钢铁领域的需求预计将保持稳定甚至有所萎缩，另一方面钒资源的潜在供给来源较多，一旦钒价大幅上行（例如2018年螺纹钢新标准实施后），钢铁行业可通过加大钒钛磁铁矿冶炼比例快速新增供给，高成本的石煤提钒亦可释放一定产能，钒价难以出现大幅度、持续性的上涨。

图 34：湿法提钒工艺流程图



资料来源：《石煤提钒的现状与研究》，安信证券研究中心

图 35：2020 年国内五氧化二钒产量构成



资料来源：《钒产业2020年年度评价》，安信证券研究中心

图 36：2018 年螺纹钢新标准实施后钒价快速冲顶回落



资料来源：Wind，安信证券研究中心

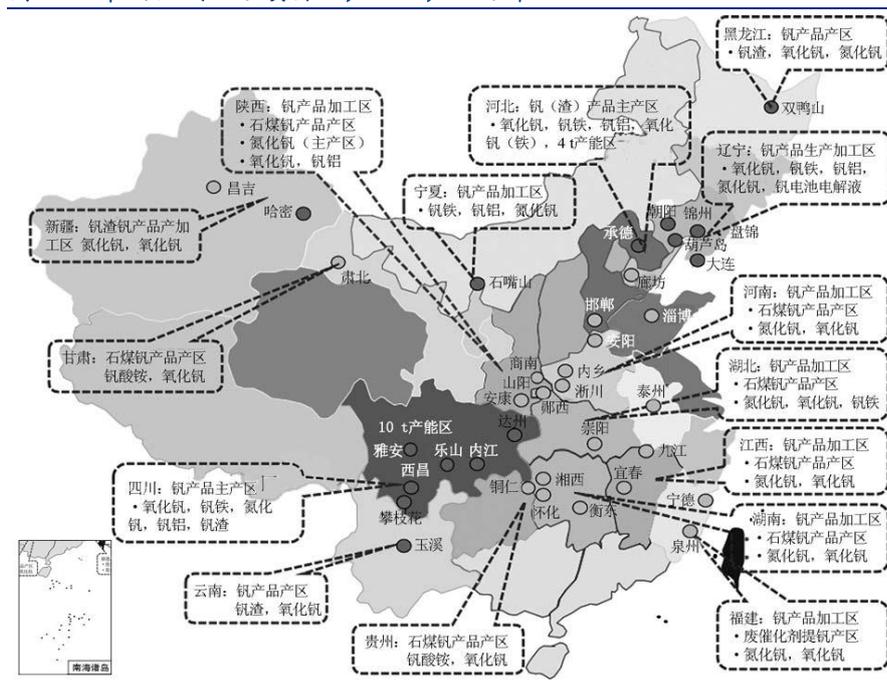
目前钒资源储量与产能相对集中。国内钒钛磁铁矿储量主要集中在集中分布在四川攀枝花-西昌地区和河北承德地区，其中四川攀西地区已探明钒钛磁铁矿储量在100亿吨以上，为世界第一大钒资源及钒系产品产区，河北承德地区已探明钒钛磁铁矿储量则超过80亿吨。从产能情况来看，攀钢钒钛目前具备超过4万吨钒制品产能（以五氧化二钒计），河钢股份钒制品产能则为2.2万吨左右，两者合计占据近一半的国内市场份额，此外建龙、成渝钒钛、四川德胜亦具备万吨以上的钒制品产能，整体来看国内钒资源储量与产能相对集中。

表 12: 2020 年全球主要钒生产企业产能情况 (折五氧化二钒)

公司	产能 (万吨)	产品	原料
鞍钢集团攀钢公司	4.2	FeV、VN、氧化钒、钒铝合金	钒渣
俄罗斯 Evraz 控股公司	3.5	FeV、氧化钒、钒铝合金、催化剂	钒渣、燃油灰渣、废催化剂
河钢集团承钢公司	2.5	FeV、VN、氯化钒铁、氧化钒、钒铝合金	钒渣
北京建龙重工集团有限公司	1.8	VN、氧化钒	钒渣
川威集团成渝钒钛科技有限公司	1.8	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	钒渣
四川德胜集团钒钛有限公司	1.6	钒渣、氧化钒(外加工)	钒渣
南非 Bushveld Vametco	1.6	VN、氧化钒、FeV 钒电解液、催化剂	钒钛磁铁矿
奥地利 Treibacher Industrie AG	1.3	V <sub>2</sub> O <sub>3</sub> 、V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> 、钒铁	钒渣
瑞士嘉能可 Glencore	1.2	FeV、氧化钒	钒钛磁铁矿
Largo Resources Ltd. 巴西 Maracás Menchen Mine	1.2	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	钒钛磁铁矿
澳大利亚 Atlantic Vanadium PTY Ltd.	1.2 (停产)	FeV、氧化钒	钒钛磁铁矿
四川省达州钢铁集团有限责任公司	0.9	钒渣、氧化钒(外加工)	钒渣
美国 AMG Vanadium LLC + U. S. Vanadium LLC	0.9	氧化钒、钒铝合金、钒铁等	废催化剂、燃油灰渣等
德国、加拿大、日本、印度、台湾、泰国等	0.8	氧化钒、钒铝合金、钒铁等	矿渣、废催化剂、燃油灰渣等
陕西五洲矿业股份有限公司	0.5	VN、氧化钒、钒铝合金、金属钒	石煤(碳质页岩)
中国其他厂商	2.5	V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> 、钒铝合金、钒酸铵、VN、钒铁等	钒渣、废催化剂、富钒磷铁、石煤
<b>合计</b>	<b>27.5</b>	-	-

资料来源:《钒产业 2020 年年度评价》, 安信证券研究中心

图 37: 中国主要钒矿资源、产业及产品分布



资料来源:《钒产业 2020 年年度评价》, 安信证券研究中心

龙头钒资源企业积极布局全钒液流电池市场。在传统钢铁领域需求趋于稳定的背景下, 新兴的全钒液流电池储能市场正成为钒资源企业未来重要的潜在增长点, 龙头厂商已在相关领域进行了大量布局。例如攀钢钒钛于 2021 年 9 月公告与大连融科签订《战略合作协议》, 将根据生产资源平衡以及钒储能项目需要优先为其安排钒产品供应, 2022 年双方已就全钒液流电池用钒储能介质委托加工和钒储能介质购销签订了商业合同, 预计交易金额约 5 亿元。2022 年以来河钢、建龙、中核钛白等上游资源厂商亦相继与北京普能、伟力得等全钒液流电池厂商签订战略合作协议。

**表 13: 钒资源上游企业加速布局全钒液流电池储能相关领域**

公司	时间	布局
攀钢钒钛	2021/9	与大连融科签订战略合作协议，根据生产资源平衡以及对方钒储能项目需要，可以优先安排提供钒产品供应，对方则对攀钢钒钛优先提供钒电解液、钒电池储能系统代加工等服务。
河钢钒钛	2022/6	与双滦区政府、河北建投绿能及北京普能共同签订合作协议，打造完整的全钒液流电池储能产业链生态链，包括 300MW 钒电池储能项目。
建龙钢铁	2022/5	与中钒联签订战略合作协议，打造“国内首家钒液流储能全产业链示范基地”，建设中国钒钛磁铁矿冶炼、高纯钒制备、全钒液流电池制造及储能研发创新制造中心。
中核钛白	2022/7	与伟力得签署《全钒液流电池储能全产业链》战略合作协议，双方前期将重点开发甘肃省内钒矿资源，同时成立合资公司打造全钒液流电池储能全产业链。
龙佰集团	2022/7	与全资子公司龙佰四川矿冶有限公司共同出资 2 亿元在攀枝花市成立龙钒科技股份有限公司，投建钒钛铁精矿碱性球团湿法工艺年产 3 万吨五氧化二钒创新示范工程项目

资料来源：公司公告及新闻，安信证券研究中心

### 3.2. 中游制造集成：行业发展初期一体化龙头占据先机

现阶段全钒液流电池厂商一体化程度较高，产业链生态初步建立。整体来看当前全钒液流电池储能仍处于商业化运营初期，市场参与者相对较少，行业前期的发展很大程度上由头部厂商进行推动。国内对全钒液流电池的研究始于 20 世纪 90 年代初，早期主要由中国工程物理研究院、大连化学物理研究所、中南大学、清华大学等科研院所进行相应实验室研发，其中大连化物所在国家科技部“863”计划项目的支持下于 2005 年成功研制出当时国内规模最大的 10 kW 全钒液流电池储能系统，迈出了国内全钒液流电池储能技术应用的第一步。行业龙头融科储能于 2008 年成立，经过数十年发展，公司具备从前端研发到后端项目运营的全产业链开发能力，深度参与全钒液流电池产业链各个环节。由于前期全钒液流电池技术尚未定型，且项目体量相对较小，行业呈现出非标化、定制化的特点，产业链生态主要由一体化的头部厂商主导。

**表 14: 融科储能一体化布局全钒液流电池全产业链**

产业链环节	布局
研发	具备完整自主知识产权体系，获批设立国家能源液流储能电池技术重点实验室和国家地方共建工程研究中心，作为核心单位牵头起草国家液流电池标准制定工作
制造	具备全钒液流电池关键材料（融科集团）、核心部件（融科装备）、电池制造、系统集成、控制管理等方面的设计制造能力
下游应用	建设首个国家级大型化学储能示范项目大连液流电池储能调峰电站一期，与安徽海螺集团设立合资公司进行工商业储能项目的开发

资料来源：公司网站，安信证券研究中心

#### 3.2.1. 能量单元：电解液开发与制备存在较高壁垒

电解液是全钒液流电池中的核心材料，直接影响能量单元的性能与成本。作为电能的存储介质，电解液的体积和浓度决定了全钒液流电池储能系统能够储存的最大能量，理论上储存 1kWh 的电需要 5.6kg 五氧化二钒，但目前电解液的实际利用率仅能做到 70% 左右（即储存 1kWh 电需要大约 8kg 五氧化二钒）。因此，提升电解液的利用率是降低全钒液流电池成本的重要途径。此外，电解液的纯度（一般需达到 99.9% 以上）、稳定性、适用温度范围等因素也将对全钒液流电池的运行效率和寿命造成较大影响。

图 38: 钒电解液实物图

负极V(II)溶液	负极V(III)溶液	正极V(IV)溶液	正极V(V)溶液
1-5 mol/L, V <sup>2+</sup>	1-5 mol/L, V <sup>3+</sup>	1-5 mol/L, VO <sup>2+</sup>	1-5 mol/L, VO <sub>2</sub> <sup>+</sup>
			

资料来源:《全钒液流电池技术研究进展》, 安信证券研究中心

电解液的开发和制备能力是全钒液流电池厂商重要的核心竞争力之一。一方面, 电解液在制备过程中对杂质、价态的控制要求较高, 如何在低成本的情况下实现高纯度需要长期的工艺积累, 目前钒电解液制备方法主要包括物理溶解法、化学还原法以及电解法三大类, 其中规模化制备主要采用电解法。另一方面, 为提升电解液的能量密度、电化学活性与热稳定性, 通常需要在电解液中加入一定的添加剂(包括混酸、无机盐、有机物等多种体系), 电解液的配方调配亦需要深厚的研发积累。因此, 整体来看全钒液流电池电解液的开发和制备具有较高的壁垒, 目前国内只有大连融科储能集团股份有限公司、河钢等少数企业具备批量化生产的能力。

表 15: 全钒液流电池电解液制备工艺

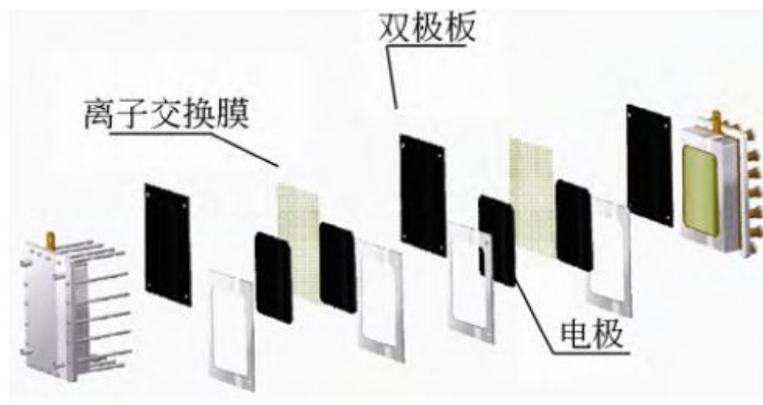
制备工艺	具体过程	特点
物理溶解法	用硫酸直接溶解高纯度的 VOSO <sub>4</sub> 固体制得。	高纯 VOSO <sub>4</sub> 成本高
化学还原法	采用单质硫、亚硫酸、有机羧酸或醇等还原剂在一定温度下将五价钒还原为四价或三价钒	工艺较复杂, 易引入杂质
电解法	将 V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> 溶于一定浓度的硫酸并通电	工艺简单, 纯度高

资料来源:《全钒液流电池技术研究进展》, 安信证券研究中心

### 3.2.2. 功率单元: 离子交换膜、电极以及双极板为核心部件

全钒液流电池的功率单元由一定数量和规格的电堆串并联构成, 其中单个电堆主要由离子交换膜、电极、双极板等关键部件构成。在充电时, 阳极电解质 VO<sup>2+</sup>被氧化为 VO<sub>2</sub><sup>+</sup>, 阴极电解质 V<sup>3+</sup>被还原为 V<sup>2+</sup>, 电路中的电子通过集流板端口的导线从阳极传输至阴极, 阳极的氢离子通过离子交换膜传输至阴极, 从而形成完整的闭合回路。放电时电化学反应则朝着相反的方向进行。

图 39：全钒液流电池电堆结构示意图



资料来源：《全钒液流电池技术与产业发展状况》，安信证券研究中心

现阶段全钒液流电池电堆关键部件以厂商自产或定制为主，后续技术进步以及规模化量产将带动成本持续下行。相较于资源成本主导的能量单元（钒占据成本大头），我们认为功率单元未来存在较大的降本空间。一方面，关键部件以及系统设计层面的技术进步将带动全钒液流电池电堆持续降本增效，例如开发高离子选择性、高导电性、高化学稳定性、低成本的离子交换膜，提升双极板电导性，提高电极反应活性以及导电性等。另一方面，现阶段全钒液流电池产业整体规模有限，关键部件以全钒液流电池厂商自产或小批量定制为主，后续随着生产规模的提升，整体的制造成本有望明显摊薄。此外，从原理和构成的角度出发，全钒液流电池与氢燃料电池在关键材料（双极板、离子膜、电极等）、电堆结构以及生产设备等方面都存在较大的相似性，后续氢能产业的蓬勃发展也有望推动相关产业链环节的快速成熟。

表 16：全钒液流电池电堆关键零部件发展方向

关键部件	主要作用	当前主流方案	发展方向
离子交换膜	阻隔正极和负极电解液互混，同时隔绝电子并传递质子	全氟磺酸膜	开发高离子选择性、高导电性、高化学稳定性、环境友好、低成本的非氟离子传导膜
电极	电化学反应的发生场所，活性物质在其表面得到或失去电子	碳毡或石墨毡	提高电极的催化反应活性、导电性以及密度分布和厚度均匀性
双极板	提供电解液流道并汇集电流，分隔相邻电堆从而实现串联	碳塑复合材料	在保持双极板高致密性、高机械强度、高韧性的条件下，进一步提高双极板的电导性并优化流道设计

资料来源：《全钒液流电池技术与产业发展状况》，安信证券研究中心

### 3.2.3. 辅助单元：零部件标准化程度较高，核心在于系统设计与集成

完整的全钒液流电池储能系统包括电解液输送系统、温控、电力电子设备等辅助单元，核心在于系统的设计和集成。其中，电解液输送单元主要由管路、循环泵、控制阀等部分构成，零部件主要为标准化的产品，全钒液流电池厂商主要进行管路设计和设备选型。电力电子设备主要包括 BMS、EMS 以及 PCS，通过对电解液流速、温度、电流、电压及辅助部件等参数进行监控来实现储能系统的监测、控制与保护，整体来看全钒液流电池系统的 BMS 管理复杂度低于锂电池储能系统。对于全钒液流电池厂商而言，高可靠性、低成本的系统集成方案通常需要较长时间的积累以及实际项目的验证。

图 40：全钒液流电池整体系统构造



资料来源：伟力得，安信证券研究中心

**3.3. 下游应用：短期内由大型发电/电网企业主导，工商业用户侧潜在空间较大**  
 短期内全钒液流电池的主要应用场景为大规模电网侧/发电侧项目，投资主体为大型发电/电网企业。考虑到当前国内储能最重要的驱动因素为新能源发电侧的强制配套要求，且全钒液流电池自身的初始投资成本相对较高，我们预计短期内全钒液流电池储能项目的投资将主要由大型发电企业或电网企业主导。目前大唐、国家电投、中广核等大型电力集团已经启动了百 MWh 级别的全钒液流电池储能项目建设，华电、国网江苏等亦在进行示范性项目的尝试，经过前期项目的验证，未来全钒液流电池有望成为大型电力集团重点布局的一类储能形式。

表 17：部分大型发电/电网企业全钒液流电池储能项目情况

发电/电网企业	全钒液流电池储能项目	进度
大唐	瓦房店镇海 10MW/40MWh 全钒液流储能电池	已并网
	中宁县 100MW/400MWh 全钒液流电池共享储能项目	已启动建设
国家电投	湖北襄阳 100MW/500MWh 全钒液流电池储能项目	已启动建设
华电	滕州 1MW/2MWh 液流电池储能项目	已并网
国网江苏电力	射阳港 20MW/100MWh 全钒液流储能电站	已启动建设

资料来源：公司网站，安信证券研究中心

全钒液流电池储能在大工业用户侧场景中亦有广阔的发展空间。2021 年以来国家层面密集发布各类政策，整体的思路是推动工商业用户全部进入电力市场、高耗能企业市场交易电价不受上浮比例限制、拉大峰谷价差、新增可再生能源不计入能耗指标等。因此，无论是从保障供电稳定性还是降低综合用电成本的角度出发，工商业用户配置储能的需求已较为迫切。与此同时，与盈利模式尚未完全建立的国内发电侧/电网侧储能市场相比，用户侧储能的市场化程度相对较高，全钒液流电池有望凭借全生命周期内的成本优势获取部分大工业用户的青睐（尤其是在当前锂电池成本居高不下的背景下）。例如 2022 年海螺集团旗下海螺绿能联合大连博融共同合资设立安徽海螺融华储能科技有限公司，开展全钒液流储能电池系统集成、储能电站投资建设、电解液租赁等相关业务。2022 年 6 月海螺融华发布“20MW/120MWh 全钒液流电池储能系统设备采购及服务”招标公告，全钒液流电池储能在大工业用户侧的应用持续加速。

**表 18：2021 年以来针对工业用户用电的相关政策**

文件/场合	发布时间	主要内容
《关于进一步完善分时电价机制的通知》	2021/7	优化分时电价机制，合理确定峰谷价差，鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本
《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	2021/10	有序推动工商业用户全部进入电力市场，将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制
《关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》	2021/10	鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的 1.5 倍、输配电价、政府性基金及附加组成
中央经济工作会议	2021/12	新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解

资料来源：发改委，安信证券研究中心

### 3.4. 全钒液流电池产业链迈向规模化发展，助力成本进一步下行

**全钒液流电池产业化进程提速。**综上所述，随着技术的成熟以及下游需求的启动，我们认为全钒液流电池行业正快速由原先的小范围、实验室发展阶段进入规模化、产业化发展阶段，近期国内大量全钒液流电池厂商通过融资、合资、签订战略合作协议等方式积极扩充自身实力并扩张产能，产业化进程较此前明显加快。

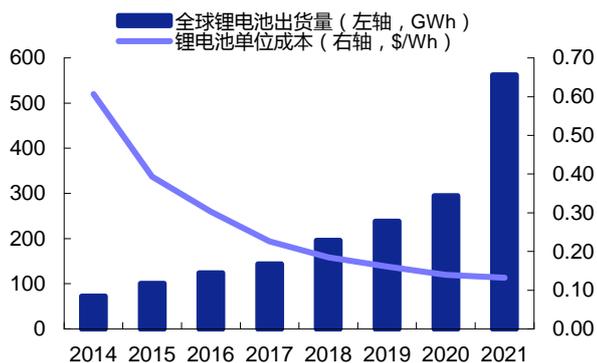
**表 19：国内部分全钒液流电池厂商现有产能及后续规划**

厂商	现有产能	后续规划布局
大连融科	大连普湾新区储能电池成套装备产业化基地一期年产能 300MW（电堆与系统集成）、大连花园口功能性材料产业基地（电解液及钒氧化物）电解液年产能 6 万立方米	2022 年完成 A 轮融资，后续系统及电解液均有扩张规划，大连二期生产基地扩产规模较大；拟与钒资源龙头企业合资成立规模化电解液生产线；与海螺集团成立合资公司在安徽建设储能装备制造工厂；与华晖新能源成立合资公司拟在江苏建设储能装备制造工厂
北京普能	北京制造中心具有 100MW 的年交付能力	与双滦区政府、河北建投绿能、河钢钒钛共同签约 300MW 钒电池储能产业链项目；与襄阳市政府签约年产 1000MW 全钒液流电池制造工厂（首期 50MW）
伟力得	宁夏 200MW 全钒液流电池智能生产线预计于 2022 年底投产	已在宁夏、甘肃、新疆等地布局多个生产基地；与中核钛白签订全钒液流电池储能全产业链战略合作协议；与协鑫绿能成立合资公司
上海电气	已具备液流储能电池自动化生产线，年产能 250MW	与盐城签约先进储能技术研发与装备制造项目及盐城立铠 300MWh 储能电站项目
武汉南瑞	具备兆瓦级钒电池电堆生产线	-
易成新能	无	子公司与开封市顺河区签约建设 300MW/年全钒液流电池生产线项目
国润储能	无	2022 年完成 5000 万天使轮融资，计划建设年产 100MW 全钒液流电池自动化生产线
寰泰储能	无	与瓜州县签约储能全产业链项目，一期项目投资 6 亿元新建全钒液流电堆生产及储能系统集成项目，二期项目投资 4 亿元新建全钒液电解液、电极等关键材料生产项目

资料来源：公司网站及新闻，安信证券研究中心

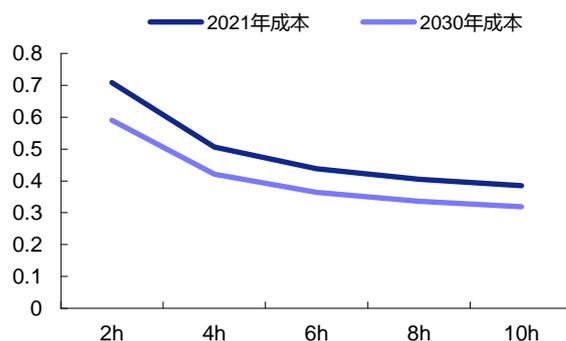
**产业化进程加速有望助力全钒液流电池成本持续下降。**回顾风电、光伏、锂电等新能源产业的发展历程，产能扩大带来的规模效应是成本下降的重要驱动因素。此前较低的产业化程度严重制约了全钒液流电池成本下降的速度，未来随着产能的快速扩张，无论是供应链还是生产制造环节均有望实现成本的快速摊薄，行业或将进入“产能扩大-成本下降-需求提升-进一步助推产业发展”的良性循环。根据美国太平洋西北国家实验室（PNL）的预测，2030 年全钒液流电池的初始投资成本（100MW/4h 系统）将由 2021 年的 500 美元/kWh 以上降低至 420 美元/kWh 左右，考虑到当前的技术进步与规模扩张速度，我们认为实际的降本速度有望更快。

图 41: 锂电池成本随产能规模扩大而快速下降



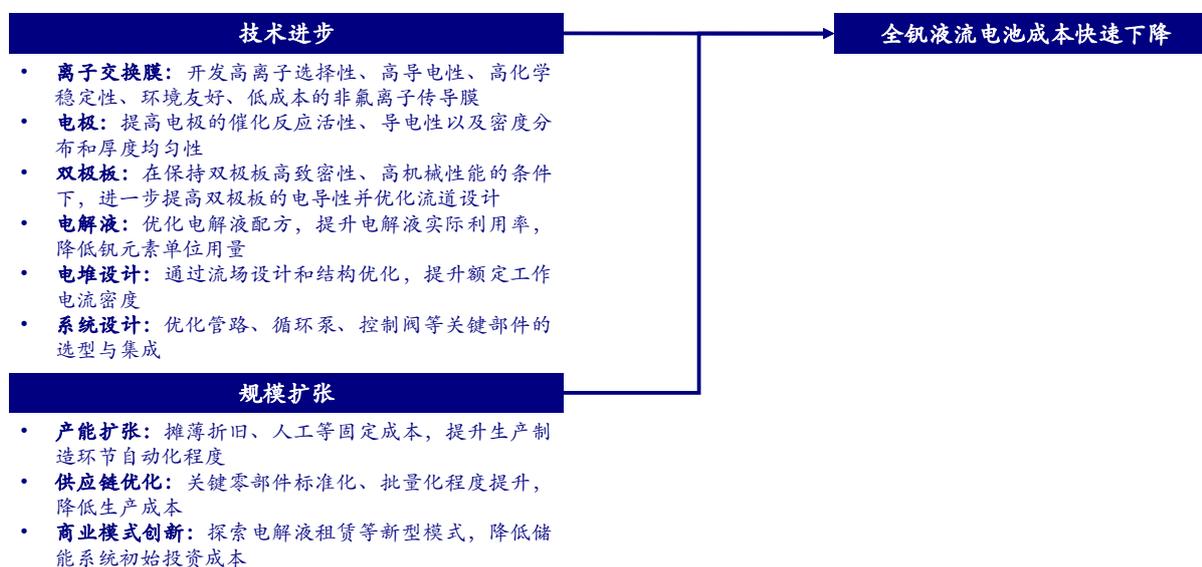
资料来源: EVTank, BNEF, 安信证券研究中心

图 42: 不同时长全钒液流电池储能成本下降预测 (\$/Wh)



资料来源: PNNL, 安信证券研究中心

图 43: 技术进步与规模扩张共同助力全钒液流电池成本下降



资料来源: 《全钒液流电池技术与产业发展状况》, 安信证券研究中心

## 4. 投资建议

现阶段具备成熟全钒液流电池储能产品/方案的厂商相对较少，建议优先关注起步较早、技术领先、项目经验丰富、一体化程度高的全钒液流电池储能集成商。不同于已经较为成熟的锂电池储能产业，当前全钒液流电池储能仍处于发展早期，成功的实证项目案例是开拓后续项目的重要前提条件，因此起步较早的头部企业具备较强的先发优势。与此同时，在产业链生态尚未充分建立的阶段，全钒液流电池厂商往往需要具备从材料、设备到集成的一体化能力，从而实现较好的成本把控与品质保障。当前国内领先的全钒液流电池储能厂商包括大连融科、北京普能、四川伟力得等，日本的住友电工亦在全钒液流电池储能领域具备深厚积累。

表 20：全球主要全钒液流电池储能厂商

公司名称	公司概况	全钒液流电池储能重大项目
大连融科	2008年由大连恒融新能源有限公司和中国科学院大连化学物理研究所共同组建，为最早涉足的全钒液流电池储能的企业之一，具备全产业链开发、完整自主知识产权及高端制造能力。公司已在电网调峰、可再生能源并网、工商业微网等领域投运众多项目，产品在国内以及美、澳、德等海外地区实现广泛应用，目前累计装机超过550MWh。	大连 200MW/800MWh 液流电池储能调峰国家示范项目 大唐国际瓦房店风电场 10MW/40MWh 储能项目 国电投镇海风电场 10MW/40MWh 储能项目 东方国顺乐甲风电场 10MW/40MWh 储能项目 国电龙源风电场 5MW/10MWh 储能项目
北京普能	成立于2007年，2009年收购加拿大VRB Power，目前在全球12个国家和地区已安装投运项目70多个，累计安全稳定运行时间接近100万个小时，总容量接近70MWh。	国家电网风光储输示范工程 2MW/8MWh 项目 湖北枣阳 10MW 光储一体化示范项目
四川伟力得	成立于2004年，初期主要业务为开关柜等输配电设备制造，2017年第一个80KW/480kWh全钒液流电池储能项目正式投运，目前专注于全钒液流储能系统的研发、设计、生产、销售与服务。	新疆阿瓦提 7.5MW/22.5MWh 全钒液流电池储能电站
武汉南瑞	2010年开始全钒液流电池储能技术研究，2014年公司钒电池储能首次在未来科技城智能电网示范工程中应用，具备钒电池本体设计、材料研制、系统集成能力，形成兆瓦级全钒液流电池电堆智能化生产能力。	湖北省能源互联网示范工程 250kW/1MWh 储能电站项目
上海电气	上海电气集团中央研究院储能液流电池产品部自2011年创建以来积极致力于液流电池储能产品的自主研发，目前已成功研发出5kW/25kW/50kW等级别的钒液流电池电堆，可集成至百千瓦/兆瓦级集装箱式全钒液流电池储能系统。	国家电投海阳 1MW/2MWh 液流电池储能项目 上海电气汕头智慧能源 1MW/1MWh 示范项目
日本住友电工	住友电工于上世纪90年代开始全钒液流电池技术研发，具备完整生产和组建钒电池系统的全套技术，技术成熟度居世界前列，2016年投运当时全球最大的15MW/60MWh全钒液流电池储能项目。	北海道电力安平町南早来变电站 15MW/60MWh 项目 圣地亚哥 2MW/8MWh 全钒液流电池储能示范项目 北海道 17MW/51MWh VRFB 系统

资料来源：公司网站，安信证券研究中心

全钒液流电池储能发展有望明显拉动上游钒资源需求，建议关注攀钢钒钛、河钢股份等产能领先的钒资源企业。在传统钢铁领域需求趋缓甚至萎缩的情况下，我们认为国内丰富的钒资源储量决定了钒价难以出现持续性、大幅度的上涨，但相关钒资源企业仍有望受益储能领域新需求的逐步放量，未来钒产品产销量有望随全钒液流电池储能市场发展而同步增长。

图 44：攀钢钒钛钒产品销量及收入情况



资料来源：公司公告，安信证券研究中心

图 45：河钢股份钒产品收入情况



资料来源：公司公告，安信证券研究中心

## 5. 风险提示

### 1) 全球储能装机规模不及预期

若未来全球能源转型速度、产业政策、电力市场供需情况等因素发生变化，储能的实际装机规模可能低于预期。

### 2) 储能技术迭代

当前储能行业存在多种技术路径，若未来其他储能技术体现出更好的适用性与经济性，全钒液流电池储能可能面临淘汰的风险。

### 3) 原材料价格上涨

若后续钒资源供给因为政策、环保等因素出现瓶颈，钒价可能出现大幅上涨，从而导致全钒液流电池储能成本上升，影响项目经济性。

### 4) 市场竞争加剧

目前全钒液流电池储能领域市场参与者较少，若后续大量企业进入，市场竞争可能加剧，导致行业整体盈利能力出现下滑。

### 5) 模型假设及测算结果与实际情况存在误差

本文中的测算过程涉及到较多假设条件，若模型假设与实际情况存在较大差异，则测算的结果可能出现偏差。

## ■ 行业评级体系

### 收益评级:

领先大市 — 未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 10%以上;

同步大市 — 未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-10%至 10%;

落后大市 — 未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 10%以上;

### 风险评级:

A — 正常风险, 未来 6 个月投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动;

B — 较高风险, 未来 6 个月投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动;

## ■ 分析师声明

本报告署名分析师声明, 本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格, 勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责, 保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据, 特此声明。

## ■ 本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

安信证券股份有限公司(以下简称“本公司”)经中国证券监督管理委员会核准, 取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告, 是证券投资咨询业务的一种基本形式, 本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析, 形成证券估值、投资评级等投资分析意见, 制作证券研究报告, 并向本公司的客户发布。

## ■ 免责声明

本报告仅供安信证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦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。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“安信证券股份有限公司研究中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

本报告的估值结果和分析结论是基于所预定的假设，并采用适当的估值方法和模型得出的，由于假设、估值方法和模型均存在一定的局限性，估值结果和分析结论也存在局限性，请谨慎使用。

安信证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

### 安信证券研究中心

深圳市

地址：深圳市福田区福田街道福华一路119号安信金融大厦33楼

邮编：518026

上海市

地址：上海市虹口区东大名路638号国投大厦3层

邮编：200080

北京市

地址：北京市西城区阜成门北大街2号楼国投金融大厦15层

邮编：100034