

首席经济学家：任泽平

✉ 研究员：喻楷文

导读：

本文为新基建、新能源研究系列。

我们在 2021 年提出“当下不投新能源，就像 20 年前没买房”。

新能源革命的上半场是电动化，新能源汽车和锂电，下半场是智能化，储能、氢能和智能驾驶。

为什么储能如此重要？各国都更加重视构建新型能源体系，光伏、风力发电快速装机，但发电仍不稳定，且存在上网困难。**怎么解决？需要大量的储能。**

目前，储能行业呈现两大发展趋势：

**趋势一：长时储能是下一个风口。**随着风光发电占比的进一步增加至 50%-80%，储能时长的需求将扩展至 10 小时以上，且长时储能将会成为“成本最低的灵活性解决方案”。

**趋势二：新型储能进入高速增长。**截至 2024 年底，我国新型储能装机规模首次超过抽水蓄能，达到 78.3GW/184.2GWh，功率/能量规模同比增长 126.5%/147.5%。预计 2025 年，中国新型储能新增装机有望超过 50GW。

当前各新型储能技术：钠离子电池、固态电池、液流电池储能、氢储能、混合储能、压缩空气储能等技术路线各有什么优缺点？未来哪种储能的技术路线会成为主流？

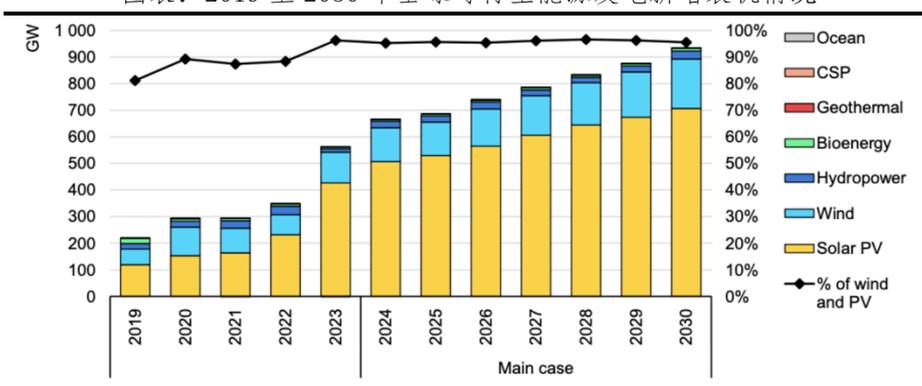
## 目录

1 储能未来有望发展，是新型能源体系的关键一环.....	3
2 储能新趋势之一：长时储能是下一个风口.....	4
3 储能新趋势之二：锂电储能超预期建设.....	6
4 新型储能现阶段各个技术路线发展如何？.....	7
4.1 钠离子电池储能：成本优势暂未凸显，未来会在特定场景发挥作用.....	8
4.2 固态电池储能：能量密度天花板更高，需解决界面问题.....	9
4.3 液流电池储能：未来在长时储能背景下优势独特.....	10
4.4 氢储能：储存起来的氢能可以转化为电，也能再用到冶金、交通等诸多领域.....	13
4.5 混合储能：融合多种储能，实现“1+1>2”的效果.....	15
4.6 其他新型储能：百舸争流，都有机会.....	16

# 1 储能未来有望发展，是新型能源体系的关键一环

根据 IEA 预测，2024 年至 2030 年间，全世界将新增超过 5500GW 的可再生能源发电量，是 2017 年至 2023 年期间增幅的三倍，累计装机容量到达 11000GW。在这六年的时间内，太阳能将占新增可再生能源装机容量的 80%。

图表：2019 至 2030 年全球可再生能源发电新增装机情况

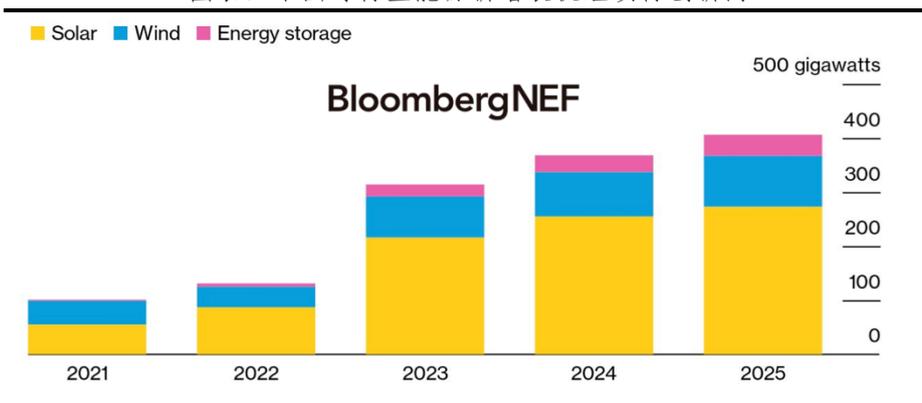


资料来源：IEA，泽平宏观

国内方面，能源转型不断取得新突破。2024 年底，全国可再生能源新增装机 300GW 以上，占新增装机的 85% 以上，风电光伏总装机 1350GW，提前 6 年完成习近平总书记在气候雄心峰会上的庄严承诺——“到 2030 年中国风电、太阳能发电总装机容量达到 1200GW”。

从新增装机来看，2024 年，风电新增 79.82GW，太阳能发电新增 278GW。全国可再生能源装机达到 1889GW，同比增长 25%，已经约占我国总装机的 56%。

图表：中国可再生能源新增装机继续再创新高



资料来源：国家能源局，彭博新能源财经，泽平宏观

与此同时，新能源消纳问题开始成为新能源发展绊脚石。我国的风光发电量预计在 2035-2040 年超过煤电。但风电、光伏发电在用电高峰期依然缺乏支撑高峰负荷的能力，煤电尚不能被完全替代。因

此，储能是构建新型电力系统的最后一块拼图，也是我们看好的万亿级赛道。有五大原因：

- 1) 从电力供需平衡来看，储能的“削峰填谷”及季节性调节效能显著，优化资源配置，提升利用效率，缓解生产与消费的时间矛盾，减少能源浪费。
- 2) 储能对电网稳定性和可靠性的提升作用关键。可快速响应电网波动与故障，维持稳定运行，为关键设施提供应急电源，增强电网韧性；
- 3) 在整合可再生能源方面，鉴于风能、太阳能的间歇性，储能可平滑出力波动，提升其并网能力，解决弃风弃光问题，稳固可再生能源的主体地位。预计 2025 年全年新增风电光伏装机 2 亿千瓦左右，可再生能源消费量超过 11 亿吨标准煤；
- 4) 从电力市场交易视角出发，储能依电价灵活充放，参与市场套利与辅助服务竞争，促进市场优化，助力智能化转型。2024 年，省间电力现货市场和四个省级电力现货市场转入正式运行，26 个省（区、市）开展试运行。预计全年全国市场化交易电量约 6.1 万亿千瓦时，同比增长 7.6%；
- 5) 储能为分布式能源和微电网发展筑牢根基，与分布式电源配合，强化局部能源自给，保障孤岛供电稳定与安全可靠。

但当前储能技术受高成本、寿命短等问题掣肘，成为可再生能源发展瓶颈，亟待突破，以实现两者协同发展，推动能源可持续转型，否则可再生能源发展将在储能环节陷入困境，难以迈向新的台阶。

## 2 储能新趋势之一：长时储能是下一个风口

### 如何定义长时储能？

从全球视角来看，美国能源部将其定义为额定功率能够持续运行（放电）10 小时以上，且使用寿命处于 15 年至 20 年的储能系统。国际长时储能委员会提出了两种定义方式，一是把 8 - 24 小时的储能界定为长时储能，另一种是将 24 小时以上的储能技术也认定为长时储能。

依据我国新型能源系统所处的发展阶段，长时储能技术可进一步细分为以下三类：

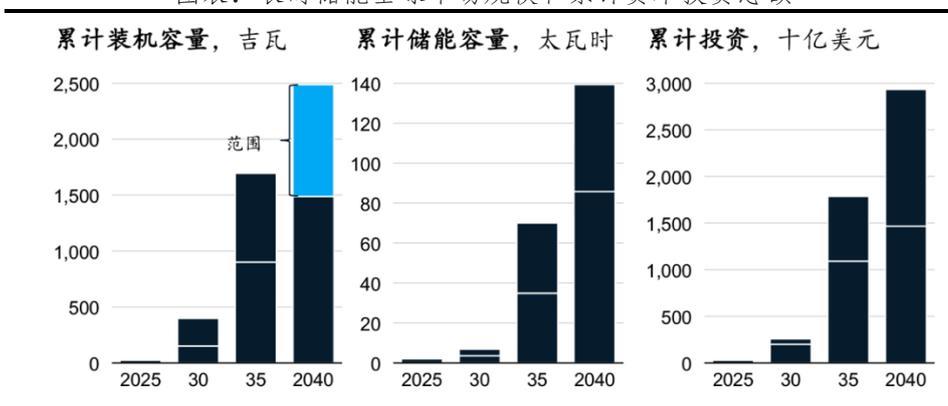
- 1) 中长时储能：持续运行（放电）4-10 小时的储能系统；
- 2) 长时储能：持续运行（放电）10 小时到 1 周的储能系统；
- 3) 超长时储能：持续运行（放电）1 周以上的储能系统。

长时储能技术能显著提升新能源的消纳能力。当新能源装机占比达到 15-20%时，4 小时以上的长时储能将成为刚性需求。随着风光发电占比的进一步增加至 50%-80%，储能时长的需求将扩展至 10 小时以上，且长时储能将会成为“成本最低的灵活性解决方案”。

2024 年，我国 4 小时及以上新型储能电站项目逐步增加，装机占比 15.4%，较 2023 年底提高约 3 个百分点，2 至 4 小时项目装机占比 71.2%，不足 2 小时项目装机占比 13.4%。

根据麦肯锡，到 2025 年，装机容量将达到 30-40GW，储能容量将达到 1TWh；到 2040 年，全球部署的长时储能装机容量有望达到 1.5-2.5TW，部署 85-140TWh 的储能容量，并且储存高达总用电量 10% 的电能。这对应了 1.5-3 万亿美元的累计投资。

图表：长时储能全球市场规模和累计资本投资总额



资料来源：麦肯锡，泽平宏观

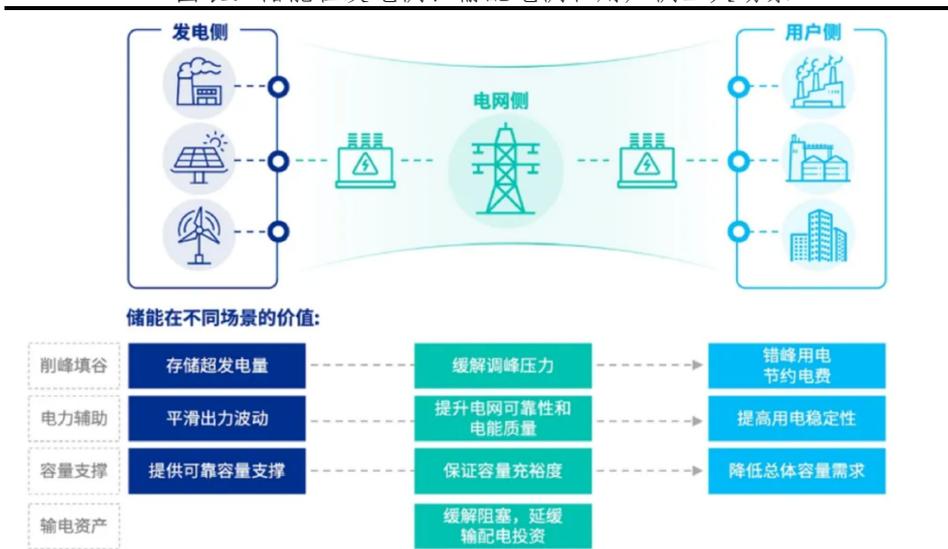
长时储能技术在发电侧、电网侧以及用户侧均展现出巨大的潜力和价值。

在发电侧，长时储能够确保电力供应的连续性，在风能和太阳能发电占主导地位的情况下，理想的储能系统应能够覆盖超过 10 小时的间歇期，以应对风光发电的不稳定性。

在电网侧，长时储能技术对于优化跨区域电力输送至关重要。由于发电的波动性和供需不匹配，电网在某些时段会出现输电功率的低谷（约 6 个小时）。因此，需要超过低谷期的储能技术来实现削峰填谷，从而提升电网的利用率和输电效率。

在用户侧，长时储能技术的主要优势在于降低用电成本。对于工商业用户而言，电价在低谷时段持续超过 6 小时，而在高峰时段也超过 6 小时。为了实现成本效益，这些用户需要配置能够持续超过 6 小时的储能系统。

图表：储能在发电侧、输配电侧和用户侧三大场景



资料来源：毕马威，泽平宏观

从政策端来看，2024 年，新型储能首次被写入《政府工作报告》；《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》提出，到 2027 年，保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成；政策加持下，储能产业蓄势待发；11 月，工信部发布《新型储能制造业高质量发展行动方案》（征求意见稿）。征求意见推动钠电池、液流电池等工程化和应用技术攻关。发展压缩空气等长时储能技术。适度超前布局氢储能等超长时储能技术。

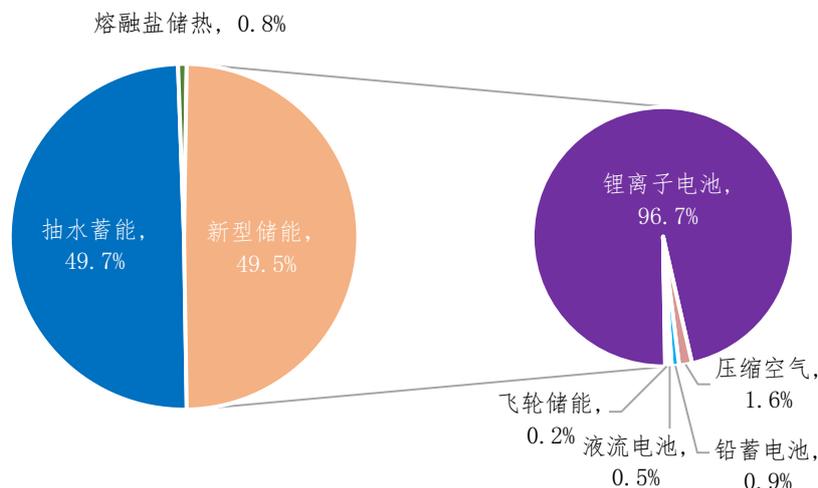
### 3 储能新趋势之二：锂电储能超预期建设

24 年新型储能新增装机大幅增长，抽水蓄能占比首次低于 50%。根据 CNESA 的不完全统计，截至 2024 年 9 月，中国已投运电力储能项目累计装机规模 111.49GW（包括抽水蓄能、熔融盐储热、新型储能），同比增长 48%，比去年底增长 29%。新型储能累计装机首次超过 50GW，达到 55.18GW/125.18GWh，功率规模同比增长 119%，能量规模同比增长 244%。几乎与截至 2023 年底已经建成投运新型储能总规模相当。

根据 CNESA，2025 年新型储能新增装机预计在 40.8GW-51.9GW 之间，平均 45GW 左右。到 2030 年，新型储能累计装机将达到 220GW，行业总产值将超过 3 万亿元。

从技术路线看，多个压缩空气储能、液流电池储能、钠离子电池储能项目投产，构网型储能探索运用，推动储能技术多元化发展。截至 2024 年 9 月，已投运锂离子电池储能占比 96.7%，压缩空气储能占比 1.6%，铅蓄电池储能占比 0.9%，液流电池储能占比 0.5%。其中包括锂离子电池储能在内的绝大多数储能类型均属于短时储能。

图表：中国已投运电力储能项目累计装机规模占比（截至 2024 年 9 月）

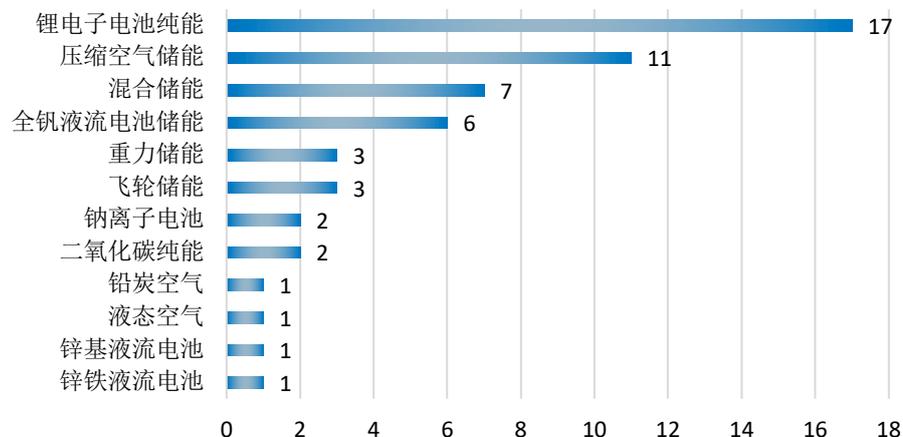


资料来源：CNESA，泽平宏观

当下，国家政策在储能领域的布局已跳出锂电技术局限，全力助推各类新型储能技术迈向产业化征程。2024 年初，国家能源局公示新一批新型储能试点示范项目，涵盖了压缩空气储能、飞轮储能、重力储能、全钒液流电池储能、二氧化碳储能等众多技术路线。压缩空气、全

钒液流等储能新技术产业链的率先成熟，将为能源存储领域注入新的活力，重塑产业竞争格局。

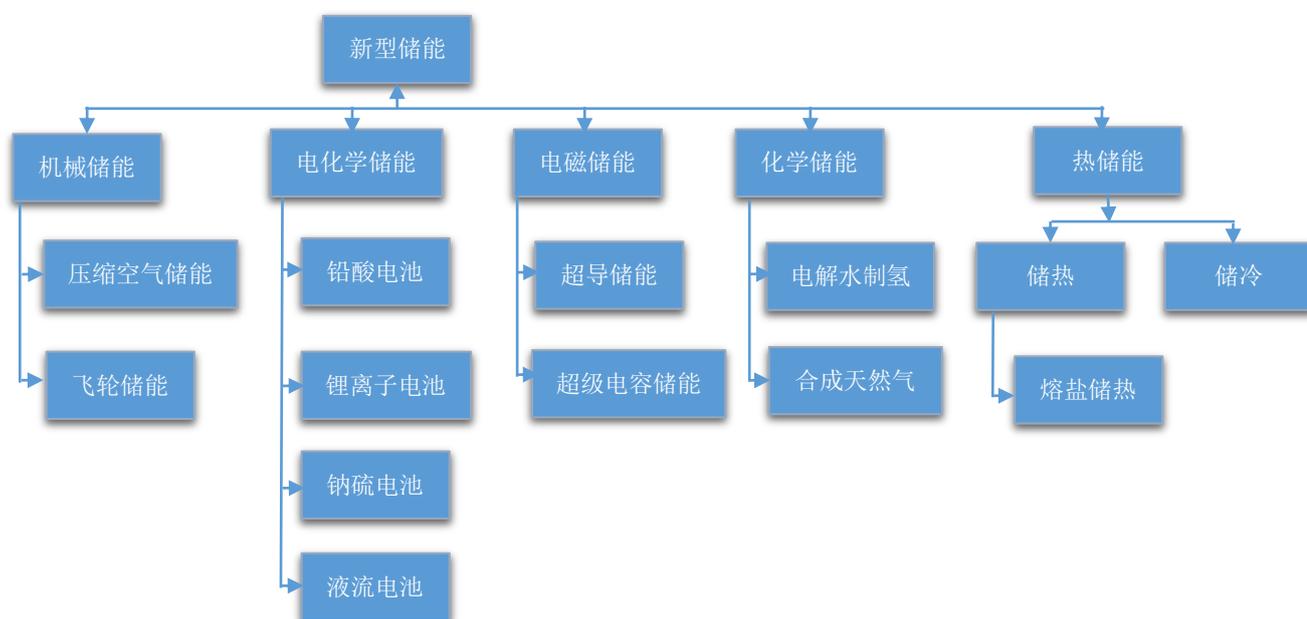
图表：新型储能试点示范项目技术类型（个）



资料来源：国家能源局，泽平宏观

#### 4 新型储能现阶段各个技术路线发展如何？

图表：储能行业分类



资料来源：泽平宏观

### 4.1 钠离子电池储能：成本优势暂未凸显，未来会在特定场景发挥作用

钠离子电池是一种依靠钠离子在正负极间移动来完成充放电工作的二次电池。钠离子电池储能的工作原理与锂离子电池相似，结构也是由正极、负极、隔膜和电解液组成。差异主要在正极材料上，钠盐代替锂盐，铝箔代替铜箔。

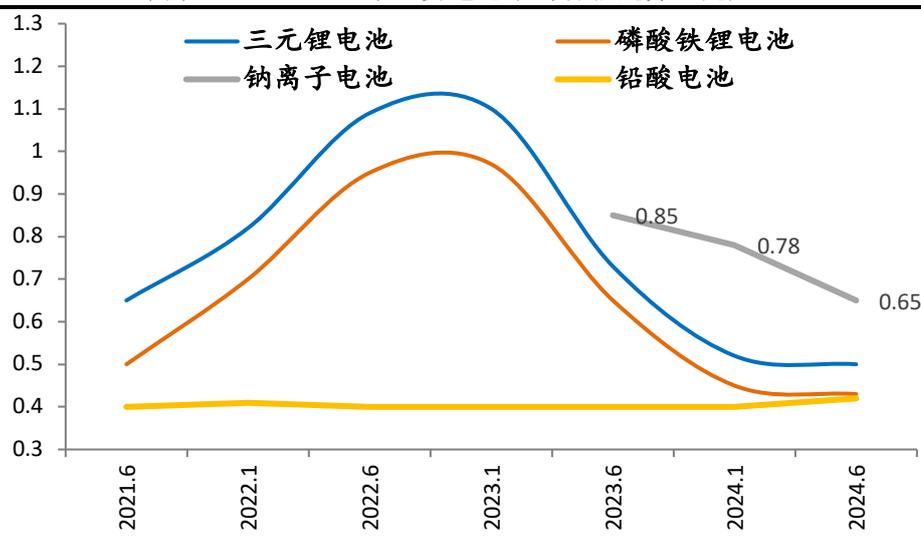
钠电的优势在于在工作温度、安全性、循环寿命及充电速度。

- 1) **安全性**。钠电具有更高的稳定性，热失控风险较低，这对于储能系统尤其是大规模储能设施而言至关重要，能够有效降低安全事故发生的概率，保障人员与设备的安全。
- 2) **低温性能**。钠离子电池通常能够在-40℃至 80℃的环境下稳定运行，而三元锂离子电池的工作温度范围一般在-20℃至 60℃之间。当环境温度低于 0℃时，锂电池的性能会出现明显下降，而钠离子电池在-20℃的低温环境下，仍能保持 80%以上的容量保持率。
- 3) **循环寿命**。钠离子电池能够承受更多次的充放电循环，减少了频繁更换电池带来的成本与资源消耗，提升了储能系统的整体使用寿命和经济效益。
- 4) **充电速度**。钠离子电池 10 分钟即可完成充电过程，而三元锂电池至少 40 分钟，磷酸铁锂电池 45 分钟的充电时间。

成本端优势是钠离子电池储能重要的推动因素。回顾 2022 年，彼时上游碳酸锂价格出现大幅上扬的情况，锂电池成本水涨船高，进而让业界将目光更多地投向了钠离子电池。钠离子电池凭借原材料成本低廉等优势，被视作有望在成本方面实现突破，缓解因锂资源高价带来的储能成本压力，从而获得更广阔的应用前景。

但近两年碳酸锂价格回归，受此影响，锂电池价格也迅速随之走低。在这样的背景之下，钠离子电池原本被寄予厚望的成本优势便显得不再那么突出，仍需进一步深度挖掘才能凸显其竞争力。毕竟，当碳酸锂价格跌至 10 万元以内时，锂电池的成本便会逐渐趋近于钠离子电池的理论成本，如此一来，钠离子电池在成本方面相对于锂电池的替代性就会大打折扣，其后续在市场上进行推广时，很可能会面临诸多阻碍。

图表：2021-2024 年主要电池平均价格走势（元/Wh）



资料来源：EVTank，泽平宏观

图表：2024 中国钠离子储能试点示范项目

示范项目名称	依托工程项目	项目业主单位	项目推荐单位
辽宁省昌图县 200MW/400MWh 钠离子电池储能示范项目	兆瓦时级水系钠离子电池储能示范电站	辽宁清电盛储新能源有限公司	辽宁省发展改革委
安徽省淮南市山南高新区水系钠离子电池储能示范项目	山西华电福新发展华朔能源有限公司独立储能示范项目	国网安徽省电力有限公司淮南供电公司	安徽省能源局

资料来源：国家能源局，泽平宏观

钠离子电池虽有着成本优势的潜力，但这一优势尚未切实转化为实实在在的市场竞争力，仍停留在理论层面。在后续的发展进程中，钠离子电池产业仍需聚焦于降成本这一关键环节。

此前业内普遍预期 2023 年是“钠电元年”，但商业化进程一推再推，我们认为，2025 年，钠电将迎来产业化加速发展的拐点。

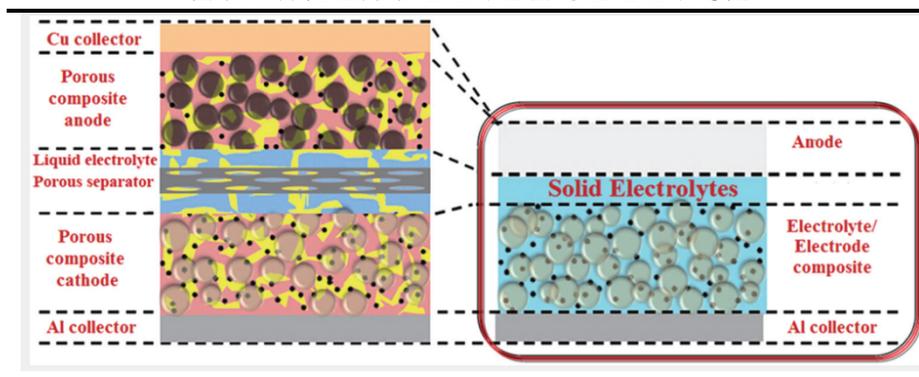
钠离子电池对我国具有独特战略意义。虽当前市场份额尚小，但在国际形势复杂、锂资源供应不稳定时，钠电是关键备用选项，其重要性不容小觑。未来钠电市场占比或难超锂电，但会在细分市场逐步拓展，构建自身优势。从时间线看，钠电有望先于固态电池在市场立足，在特定时期发挥关键作用。预计到 2030 年储能领域的钠离子电池需求将超过 300GWh。

#### 4.2 固态电池储能：能量密度天花板更高，需解决界面问题

固态电池主要由正极、负极、固态电解质等主材组成，本质区别就在于固态电池用不可燃的固态电解质替代了液态电池的可燃性液态电解液。

根据固态电池内部液体含量，可以将固态电池分为半固态电池和全固态电池。根据学术界的定义，电池液体含量超过 10%就是液态电池；液体含量在 5%-10%被定义为半固态电池，半固态电池中的液体（清陶能源将其定义为润湿剂）与液态电池中的电解液不同，润湿剂成份单一，提升电池内部界面的润湿性，降低电池电阻；全固态电池不含任何液态成分。

图表：传统锂离子电池与全固态锂电池示意图



资料来源：《无机固体电解质全固态锂电池》(Yao Xiayin)，泽平宏观

**固态电池有三大优点：**1) **安全性更高：**固态电解质不易燃且在高温下具有更好的稳定性和机械性能。2) **能量密度天花板更高：**固态电解质具有更宽广的电化学窗口，减少了与电极材料的副反应，拓宽了可用电极材料的范围。3) **循环寿命更久：**固态电解质不易挥发且不存在泄露问题。由于省去了液态电解质和隔膜，固态电池在重量上也有所减轻。

**固态电池性能优势显著，但实用性和产业化任重道远，目前仍面临一些技术挑战。**1) **离子运输问题：**固态电解质离子导电率低，限制充放电速率。2) **锂枝晶问题：**可能在晶内与晶间生长，导致电池短路和失效。3) **界面问题：**电极和电解质之间的接触面积较小，导致界面阻抗增大，不利于锂离子在正负极直接传导。4) **成本问题：**根据百川盈孚，2024年7月底三元方形动力电芯价格0.46元/Wh，磷酸铁锂方形动力电芯价格0.37元/Wh；根据欣旺达，2026年将聚合物体系的全固态电池成本降至2.00元/Wh。目前来看，固态电池成本较高，未来3-5年的下降空间还未可预知。

**在技术路线上，硫化物路线在全固态电池领域极具发展潜力，头部电池厂商纷纷重点布局。**其中，前驱体硫化锂成为把控成本的关键一环。作为全固态电池性能的核心要素，固态电解质里的硫化物凭借高电导率与出色加工性能崭露头角。特别是锂磷硫氟，凭借成本优势脱颖而出，已成量产主流之选，当下市场价格处于2-4万元/公斤区间。

但当前硫化锂前驱体价格居高不下，每吨报价超500万元，极大阻碍了成本的降低。我们认为，随着后续工艺与设备的持续革新，其成本有望大幅回落。同时，全固态电池商业化之路还面临制造工艺挑战，前道成膜环节尤甚。固态电解质膜厚度、材料分散均匀性以及负极平整度把控要求严苛，需精准至微米乃至纳米级别。当下，生产设备尚不成熟，难以支撑量产需求。

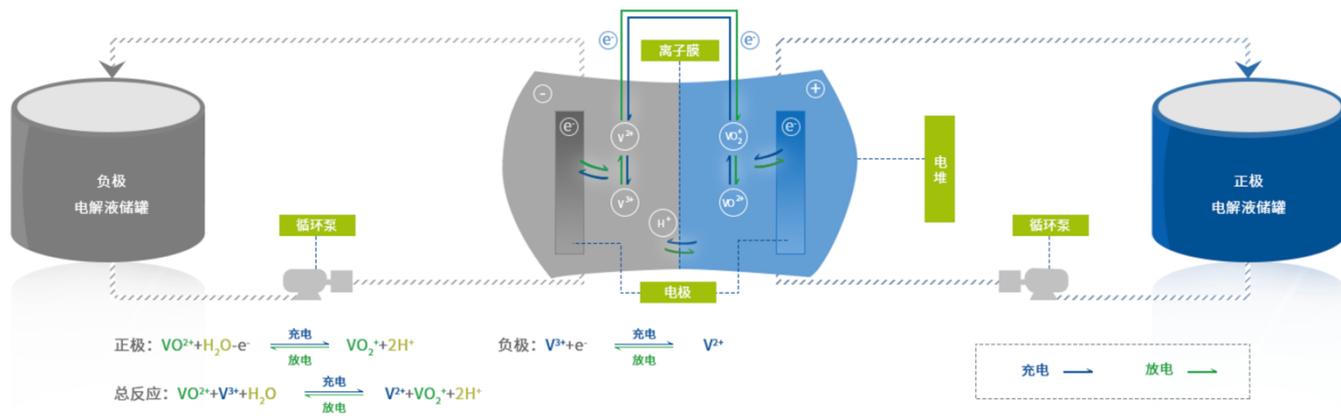
**2025年全球各类固态电池的市场将会是千亿级别的赛道。**如果固态电池能够充分发挥其在安全性方面的优势，并进一步强化能量密度，同时在倍率性能、循环寿命和制造工艺上实现优化，在特定优势场景下将会有巨大的潜在客户基础。此外，若固态电池成本方面取得突破，市场空间有望进一步扩大。

### 4.3 液流电池储能：未来在长时储能背景下优势独特

液流电池根据正负极、电解质溶液中活性电种类的不同，液流电池可分为锌铁液流电池、锌溴液流电池、全铁液流电池、铁铬液流电池、全钒液流电池等。其中，钒电池伴随上下游产业的发展，已率先进入商业化初期。

**全钒液流电池是一种以钒为活性物质呈循环流动液态的电池。**通过外接泵使电解液压入电堆，在机械动力作用下，电解液于储液罐和半电池间循环流动，流经电极表面发生电化学反应，随后由双电极板收集和传导电流，进而实现化学能到电能的转换。这种独特的循环流动工作模式，让钒电池在储能容量上具备灵活性，可通过调整电解液体积来满足不同需求。

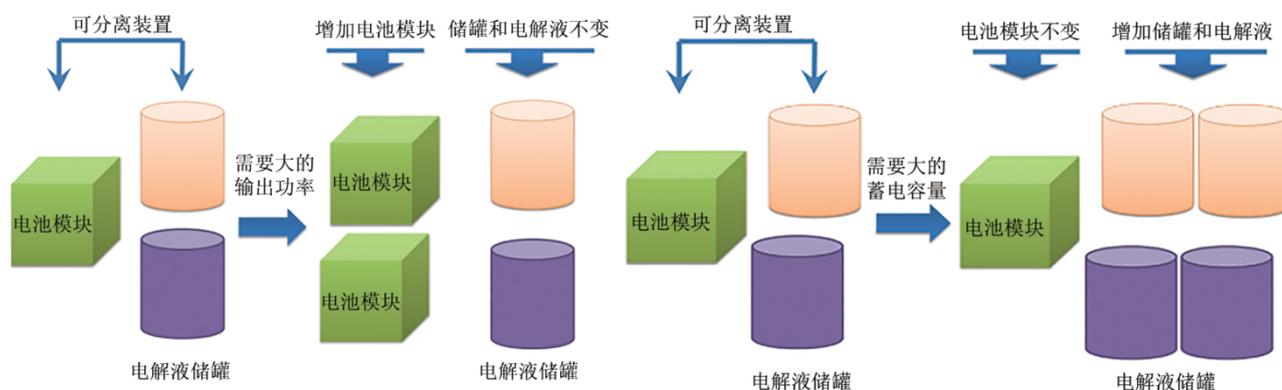
图表：全液流电池储能示意图



资料来源：融科储能，泽平宏观

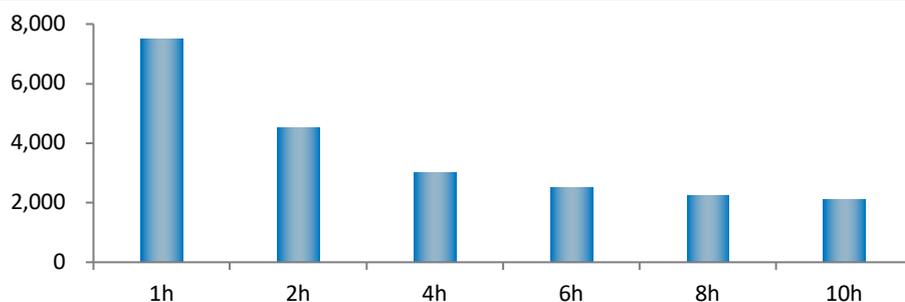
钒电池在长时储能背景下优势独特。钒电池功率由电堆决定，储能容量取决于电解液，两者相互独立。在成本方面，钒电池能够伴随储能时长有效摊销功率单元成本，进而降低单Wh成本，与长时储能高度契合。在实际应用中，如需提升功率，可增加电堆数量；若要扩充容量，可改变电解液浓度与体积，灵活满足多样化的储能需求，为储能领域提供了一种极具潜力的技术方案。

图表：全液流电池储能输出功率和储能容量可以独立设计



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》，泽平宏观

图表：不同储能时长全钒液流电池储能系统的价格（元/kW）



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》，泽平宏观

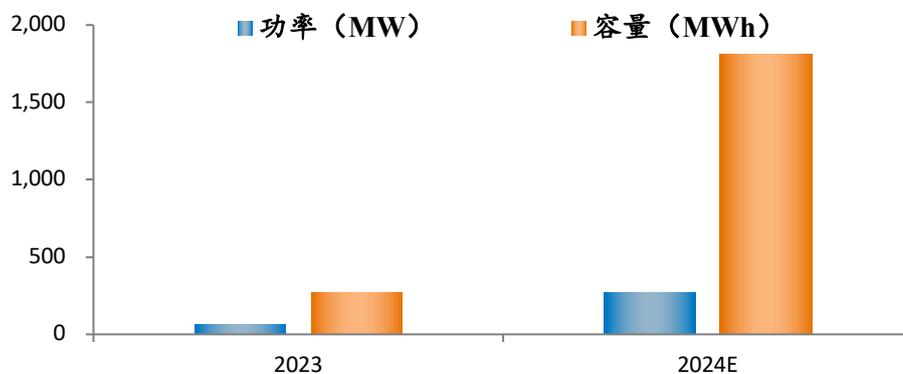
钒电池在安全性、循环寿命方面也展现出优异特性。

1) 钒电池采用无机水基体的电解液，既无燃烧与爆炸风险，又能在常温常压环境下稳定运行，彻底杜绝热失控隐患。电池系统呈现出良好的一致性，配合高效的电池管理机制，确保了运行的高度可靠性。

2) 循环寿命方面，日历寿命可达 25 年，循环充放电次数高达 16000 次，且在反应进程中电极不参与反应，深度充放电不影响电池寿命。容量能够维持零衰减状态。钒电池可以在整个生命周期内能够达成 100% 的容量保持率，同时无效率衰减情况出现，为长期稳定的能源存储与供应提供了坚实保障。

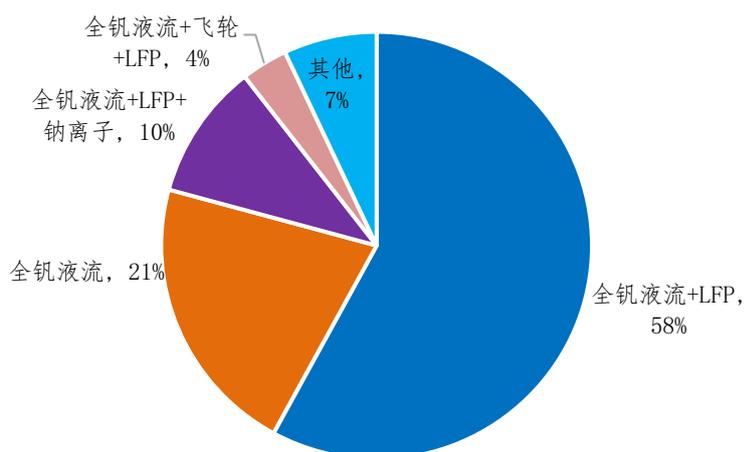
2024 年中国液流电池储能装机量首次突破 GWh，达 1.81GWh。根据 GGII，液流电池随着混合储能应用快速渗透，2024 年 1-11 月中国液流电池招投标项目中，全钒液流电池+磷酸铁锂电池（LFP）混合储能项目占比近六成。随着液流电池系统价格的不断下降，2026 年有望降至 2 元/Wh 以内。

图表：2023-2024 中国液流电池储能装机情况



资料来源：GGII，泽平宏观

图表：2024 年 1-11 月中国液流电池招投标项目技术路线分布



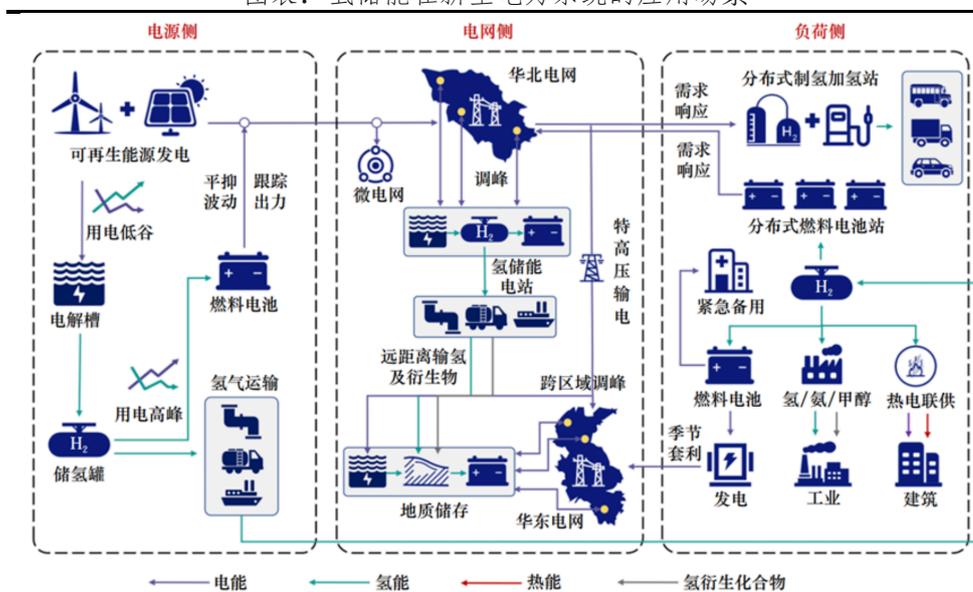
资料来源：GGII，泽平宏观

#### 4.4 氢储能：储存起来的氢能可以转化为电，也能再用到冶金、交通等诸多领域

氢能依据不同范畴有着明确区分。狭义层面，氢储能紧紧围绕“电-氢-电”的转化进程展开。在电力供应出现富余，特别是处于用电非高峰时段，充分借助这些电能大力开展大规模制氢活动，成功地把电能巧妙转换为氢能储存妥当，此类氢能既能够作为储备能源，按需供应给下游相关产业使用；又能在用电高峰来临，用电需求急剧攀升之际，利用燃料电池这一关键技术，将储存的氢气迅速转化为电能，并及时输送上网，切实发挥调节电力供需平衡的关键作用。

广义范畴下的氢储能，则着重突出“电-氢”的单向转换特性。储存起来的氢气被广泛拓展至交通、钢铁等诸多领域加以运用，例如为氢燃料电池汽车供能驱动出行，助力钢铁产业的绿色低碳转型；或者通过一系列复杂的化学反应，将氢气转化为甲醇、氨气等极具价值的化学衍生物，用于化工生产等其他行业，且这些氢气在完成转化应用后，不再回流进入电网用于发电。

图表：氢储能在新型电力系统的应用场景



资料来源：《氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望》，泽平宏观

氢储能具有以下显著优势：

1) **长时性**：长时储能的关键要素在于能量载体的流动性以及容量与功率的解耦。抽水蓄能和压缩空气储能虽然具有能量载体的流动性，但它们的应用受到地理位置的限制。相比之下，氢储能更适合于4小时以上的长时间充放电需求，能够实现季节性的能量转移，其平均连续放电时间可达500-1000小时。氢储能的自放电率极低，几乎为零，这使得它能够适应长达一年以上的储能周期，且不受地域限制。

2) **大容量**：液态氢的氢储能的能量密度可达143 MJ/kg (约40kWh/kg)，是锂电池等电化学储能的100多倍；在热值上，氢气热值可达120MJ/kg，是煤炭、天然气、石油等传统化石能源的3-4倍。储能是少数能够储存百GWh以上能量的储能方式。

图表：各类储能在放电时间和容量性能的对比如图



资料来源：能源发展网，泽平宏观

**3) 跨区域性：**氢气的运输方式多样，包括气态输送、液态输送和固态输送，氢储能不受输配电网络的限制，能够实现跨区域调峰。而电化学储能电站则受限于电网和运输条件，难以实现跨区域调峰。特别是在远海风能开发方面，随着海上风电的大规模发展，海上电力的输送和消纳成为挑战。利用海上风电制氢，可以有效解决海上风电大规模并网消纳难和深远海电力输送成本高的问题。

氢可以说是能源的终极形态，电解水制氢，几乎取之不尽；与氧反应就能产生电能，只生成水，真零碳排放。但氢储运环节面临的挑战也很严峻。氢气的特殊物理化学性质，无论是在高压气态还是低温液态的运输过程中，都伴随着安全风险。此外，氢气的低密度特性导致其运输效率低下，即便在高压条件下，一辆 49 吨的重型卡车也只能运输约 300 公斤的氢气。液态氢的极低沸点更是要求我们在保持其液态状态上投入巨大的技术和能源成本。

对于氢储能何时会成为支柱产业，我们认为有两个关键阶段值得关注：

**第一个转折点：全球范围内，政策定调支持氢储能发展。**2024 年 11 月，工信部就《新型储能制造业高质量发展行动方案》（征求意见稿）公开征求意见。意见指出发展压缩空气等长时储能技术，适度超前布局氢储能等长时储能技术。积极鼓励火电合理配置新型储能，拓展风光储氢等新能源应用场景。针对沙漠、戈壁、荒漠等新能源富集且本地消纳能力较低的地区，探索利用可再生能源制氢。

**第二个转折点：当海上风电制氢和固态储氢技术的商业化落地运用，氢能有望在钢铁、水泥等工业领域以及绿色甲醇等产品的生产中发挥关键作用。**预计到 2035 年，氢能产能将达到 5 万亿人民币，成为能源行业中的重要力量。在成本端，目前加氢站建设成本高昂。一座标准加氢站的建设成本至少需 200 万美元，约合人民币 1500 万元，而高压加氢系统的成本更是高达 2000 万元。其中，氢气压缩机占据了加氢站成本的 30%。面对成本降低空间有限的挑战，国内氢气压缩机企业亟需加大技术创新力度，以实现成本效益和市场竞争力的提升。

#### 4.5 混合储能：融合多种储能，实现“1+1>2”的效果

混合储能系统，将两种或多种不同的储能技术巧妙融合于一体。旨在博采众长，充分发挥各类储能技术的独特优势，进而达成更为高效、灵活的能源存储与精细管理目标。

**混合储能通过互补性能强、功能多、风险分散和综合效率高等优势，能够实现“1+1>2”的效果，因此备受业内关注。**2022年，国家发改委、国家能源局印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》提到，结合系统需求推动多种储能技术联合应用，开展复合型储能试点示范。

从分类视角来看，混合储能涵盖了电池与电池的融合，如不同化学体系电池的搭配，利用各自充放电特性差异，实现全时段稳定供电；电池与超级电容器联合，前者保障长周期能量储备，后者凭借超高功率密度，在瞬间大功率需求场景下快速响应，填补能量缺口；再者，电池与飞轮协同运作，飞轮依靠高速旋转储能，在应对短时高频功率波动时游刃有余，与电池形成互补，确保电力输出平稳；还有电池与储氢组合，借助氢的高能量密度及灵活转化特性，拓展储能时长边界。

现阶段我国电化学储能领域磷酸铁锂电池占据主导地位，不过单一的磷酸铁锂技术路线存在固有短板，而混合储能恰能有效弥补。当某一储能技术突发故障或失效，其他配套技术可及时顶上，持续保障能源的存储与释放，维持系统稳定运行。

目前，锂电池混合其他技术路线的项目应用已逐渐落地，多种新型储能技术相互配合，以契合多元场景需求。根据GGII，2024年1-11月中国液流电池招投标项目中，全钒液流电池+磷酸铁锂电池（LFP）混合储能项目占比近六成。根据CESA，2024年1-10月我国共10个混合储能项目新增装机，总规模达1.4GW/4.6GWh，容量占比7.92%，平均时长3.28小时，总投资超67亿元。

图表：2024年1-10月新增并网混合储能电站项目

项目名称	项目业主	装机规模	储能技术
大唐鲁北公司 9MW/5MWh 混合储能调频项目	大唐鲁北发电有限责任公司	4MW	超级电容器
		5MW/5MWh	磷酸铁锂
中电建新疆巴里坤 156MW/624MWh 储能项目	中电建巴里坤新能源有限公司	150MW/600MWh	磷酸铁锂
		2.5MW/10MWh	液流电池
		1MW/4MWh	钠离子电池
		2.5MW/10MWh	半固态电池
江苏华电光伏集中配建灌云 200MW/400MWh 储能项目	上海华电电力发展有限公司望亭发电分公司	190MW/380MWh	磷酸铁锂
		5MW/10MWh	液流电池
		5MW/10MWh	钠离子电池
四川省凉山州会东县野租乡 4.8 万千瓦分散式风电储能一体化示范项目	中核汇能(四川)能源有限公司	4.8MW/9.6MWh	混合储能
湖南美特新材能源 7.5MW/15.983MWh 光储充一体化项目——钠离子电池储能	湖南美特新材料科技有限公司	200kW/288kWh	钠离子电池
		7.5MW/15.983MWh	磷酸铁锂
华电青海海西州托格若格 270MW/1080MWh 储能电站	华电(海西)新能源有限公司	1MW/4MWh	锌溴液流
		10MW/40MWh(装配式)	磷酸铁锂
		259MW/1036MWh(预制舱式)	磷酸铁锂

资料来源：中国储能网，泽平宏观

#### 4.6 其他新型储能：百舸争流，都有机会

1) **压缩空气储能**：将空气压缩后储存在储气罐中，再通过能量转换装置将储气罐中的空气转化为机械能或电能，从而实现能量存储和释放。压缩空气储能技术具有容量大、储能周期长、建设周期短、站址布局相对灵活等优点，存储介质，只有空气完全没有爆炸的危险。与抽水蓄能比能不受地理条件限制，与其他储能技术搭配有望成为大规模储能电站(>100MW)领域的重要补充，其放电时长可达4小时以上。

2) **飞轮储能**：通过飞轮的高速旋转来储存能量，再通过能量回收装置将能量转化为电能或热能。飞轮储能主要关注其在电网调频中的作用，飞轮可随着电网变化，及时为电网起到平缓缓冲作用，成为火电调频的替代。

3) **重力储能**：通过将重力势能转换为电能，实现了能量的储存和释放。其优点在于其不需要通过高压输电线路将电能输送到远距离的用户端，能量转换效率高，并且不会产生大量的环境污染。系统转换效率为80%-90%，寿命达25-40年。