

## 电力钟声系列 2: 能源转型卡在储能, 储能卡在哪儿?

### 报告要点

**是时候关注储能了!** 2024 年伯克希尔股东大会上, 巴菲特表示“当前光伏还无法成为主要电力来源的原因, 是储能问题还没解决”。能源转型卡点是否真的在储能? 如果是, 那么储能发展的卡点又在哪儿?

**能源转型至今, 中美欧均面临新能源消纳难题。** 2015 年巴黎协定后全球能源转型进入加速期, 各国双碳政策及可再生能源 LCOE 大幅降低是主要驱动力。2023 年中国/美国/欧盟风光发电量占比分别达到 15.6%/15.6%/26.5%, 均出现了不同程度的消纳问题。当前中国消纳问题最为严峻, 表现在三方面: 1) 风光发展速度远超规划; 2) 风光利用率跌破 95% 消纳红线; 3) 风光现货电价大幅下降, 2024 年部分省份光伏现货电价跌至 6 分钱。美国加州出现净负荷曲线由“鸭子”变“峡谷”的状况, 即将面临时间维度的消纳限制。欧洲受风光高渗透率影响, 2023 年电力市场负电价次数激增。

**储能的规模化发展, 是风光渗透率进一步提升的关键。** 电力系统对储能的需求愈发迫切, 2023 年全球累计储能装机 289.2GW, 虽然其中新型储能装机从 2018 年 7.6GW 快速增长至 2023 年 91.3GW, 但储能总体规模仅为风光的 11.9%, 明显还差了个数量级, 解决消纳问题需要依靠储能进一步规模化发展。

**从度电成本模型出发, 找到储能发展的两大卡点。** 储能平准化度电成本 LCOS 反应了储能电站全生命周期每完成一度电充放所需的综合成本, 是判断储能经济性的核心指标。通过分析独立储能 LCOS 模型, 我们找到了除锂价以外, 影响 LCOS 的两大关键变量“年循环次数”和“电池日历寿命”。

**卡点一: 电力现货市场。** 理论上, 电力现货市场峰谷价差套利应该是储能收益的主要来源, 未来 2 年中国电力现货市场有望大面积铺开, 使独立储能电站“年循环次数”得到保障。除了现货以外, 目前独立储能收入还来自于容量租赁、辅助服务收入、容量补偿、中长期市场等。随着现货市场推进和多种收益机制完善, 中国储能投建持续高景气, 2024 年 1-6 月招标容量 62.9GWh, 同增 94.2%。

**卡点二: 电池日历寿命。** 近两年中国能量型储能实际运行寿命不足 8 年, 远低于设计值。提升电池日历寿命需要电池材料创新和系统集成管理优化, 随着 24 年宁德时代、蔚来等企业纷纷推出长寿命电池产品, 以及行业对储能寿命愈发重视, 我们认为解决“电池日历寿命”问题并不是件遥远的事。

**储能二级市场估值与基本面严重背离, 迎布局良机。** 我们预计储能行业两大卡点均有望在未来 3 年左右实现突破, 2H/4H 储能 LCOS 有望从当前的 0.84/0.62 元/kWh 降低至 0.44/0.34 元/kWh。当中国储能产业从强配驱动转为经济性驱动, 未来储能装机有望复刻 2018-2023 年光伏装机指数级增长且连年超预期的历程。目前二级市场储能板块估值处在历史低点, 明显和基本面背离, 随着市场风险偏好回升, 储能作为优质成长赛道极具投资价值。对于储能投资标的选择, 建议国内优于海外, 大储优于户储, 头部优于二线。

**风险提示:** 1) 储能产业及电力市场政策波动风险; 2) 电池技术进步速度不及预期风险; 3) 储能技术路线转变风险; 4) 产业竞争加剧风险; 5) 国际贸易摩擦风险; 6) LCOS 度电模型测算偏差风险; 7) 政策遗漏或理解偏差风险。

电气设备

评级: 看好

日期: 2024.07.24

分析师 张鹏

登记编码: S0950523070001

☎: 18373169614

✉: zhangpeng1@wkzq.com.cn

分析师 蔡紫豪

登记编码: S0950523070002

☎: 15200937837

✉: caizihao@wkzq.com.cn

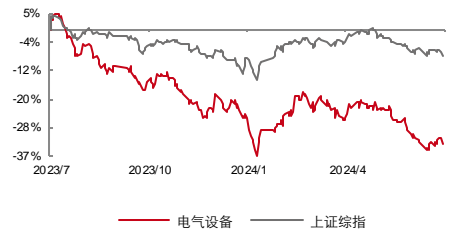
联系人 钟林志

☎: 17378362019

✉: zhonglinzhi@wkzq.com.cn

行业表现

2024/7/23



资料来源: Wind, 聚源

相关研究

- 《锂电行业点评: 韩国电池企业 SK On 现“危机”, 欧洲电池企业和中国竞争中或处于下风》(2024/7/22)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 7 月上): 韩国电池厂商 SK On 陷入“危机”, 成本压力大》(2024/7/16)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 6 月下): 宝马取消 Northvolt 订单, 欧洲电池企业仍处竞争下风》(2024/7/3)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 6 月上): 电网投资提速预期加强, 特高压新线路启动可研》(2024/6/17)
- 《锂电行业点评: 部分锂电材料开启涨价?》(2024/6/14)
- 《五矿证券新能源产业趋势跟踪 (24 年 5 月下): 电力体制改革成热议, 消纳是当前主要矛盾》(2024/6/11)

## 内容目录

1 为什么说能源转型卡在储能？	4
全球能源转型进展如何？	4
当前中美欧均面临新能源消纳难题	7
中国：三组数据判断中国当前消纳问题严重程度	7
美国：鸭子曲线变峡谷，新能源消纳面临时间空间双重限制	10
欧洲：风光渗透率创新高，电力市场负电价次数激增	12
储能的规模化发展，是风光渗透率进一步提升的关键	13
2 从度电成本模型出发，找到储能发展的两大卡点	14
以中国独立储能电站为例，拆解 LCOS 模型	15
当前技术成本条件下，独立储能电站投资收益为负	17
不同假设条件下，独立储能 LCOS 是什么水平？	18
找到另外两大关键变量——“年循环次数”和“电池日历寿命”	19
安全性是经济性的前提，不能忽视	21
3 储能发展卡点一：电力现货市场	21
理论上，电力现货市场应该是储能收益的主要来源	22
在电力现货市场铺开前，独立储能能有哪些收入来源？	23
容量租赁是目前独立储能收入的主要来源	23
辅助服务调峰是重要的过渡模式，调频市场则需求有限	23
容量补偿只有少数省份具备，亟需全国性政策	24
中长期市场分时电价机制逐步启动，既是现货启动前奏也给予储能新的收益来源	24
对现货市场和多种收益机制不断完善的预期，推动独立储能建设持续高景气	25
4 储能发展卡点二：电池日历寿命	26
储能电站主要采用磷酸铁锂电池，经济性受限于“电池日历寿命”	26
磷酸铁锂电池充放电原理	26
磷酸铁锂电池容量衰减原理	27
影响“循环寿命”和“日历寿命”的因素	28
电池日历寿命突破，曙光初现	28
行业对日历寿命愈发重视，Megapack 15 年/20 年质保值得国内厂商学习	29
5 总结与建议	30
风险提示	32

## 图表目录

图表 1：2024 年伯克希尔股东大会，巴菲特谈到了储能对于能源转型的重要性	4
图表 2：2017 年左右光伏 LCOE 实现了对煤电气电的超越	5
图表 3：2009-2023 年新能源 LCOE 大幅下降	5
图表 4：2023 年全球光伏新增装机规模达到 345.8GW	5
图表 5：2023 年全球风电新增装机规模达到 116.0GW	5
图表 6：2023 年全球风光装机量占比达到 27.2%，风光发电量占比达到 13.3%	6

图表 7: 中美欧三大主要市场能源转型进展.....	7
图表 8: 2030 年风光累计装机目标有望在 2024 年提前实现.....	8
图表 9: 2024 年 2 月以来全国风光利用率出现大幅下降.....	9
图表 10: 2024 年山东、甘肃光伏现货电价大幅下跌至 6 分/kWh.....	10
图表 11: 2024 年甘肃风电现货电价同样大幅下跌.....	10
图表 12: 2022 年以来 CAISO 弃光率大幅增长.....	11
图表 13: 电网阻塞是过去 CAISO 弃风弃光的主要原因.....	11
图表 14: 美国加州 CAISO 电力净负荷曲线从“鸭子”变为“峡谷”.....	11
图表 15: 2023 年欧洲电力市场负电价次数激增.....	12
图表 16: 典型电力系统 24 小时发电功率示意图.....	13
图表 17: 2023 年全球储能累计装机 289.2GW, 新型储能增长迅速.....	14
图表 18: 2023 年储能累计装机仅为风光累计装机的 11.9%.....	14
图表 19: 不同储能技术路线有各自的应用场景优势.....	14
图表 20: 2023 年全球已投运新型储能中, 锂电储能占比 96.9%.....	14
图表 21: 2023 年全球锂电储能新增装机中表前储能占比 72%.....	15
图表 22: 2023 年全球锂电储能新增装机中中国占比 50%.....	15
图表 23: 储能 LCOS 主要由装机成本、运维成本、电力损耗成本组成.....	15
图表 24: 独立储能度电成本模型核心假设.....	16
图表 25: 独立储能度电成本模型.....	16
图表 26: 中期乐观情景下, 2H/4H 储能 LCOS 有望分别达到 0.44 元/kWh 和 0.34 元/kWh.....	18
图表 27: 2022-2024 年储能电芯及系统降幅分别达到 65%和 59%.....	19
图表 28: 近两年碳酸锂价格大幅下跌带动储能电芯价格大幅下降.....	19
图表 29: “年循环次数”及“电池日历寿命”对储能 LCOS 影响的敏感性测算.....	20
图表 30: 理想状况下各类电源的多维价值构成推演.....	21
图表 31: 2023 年多数省份电力现货市场价差在 0.3 元/kWh 左右.....	22
图表 32: 电力系统对于调峰的需求远大于调频.....	22
图表 33: 目前仅 5 个省份实现电力现货市场长周期连续运行.....	23
图表 34: 各省独立储能多种收益机制情况.....	25
图表 35: 2024 年 1-6 月中国储能累计招标容量 62.9GWh, 同比增长 94.2%.....	26
图表 36: 磷酸铁锂电池工作原理图.....	28
图表 37: 锂离子电池老化原理分析.....	28
图表 38: 2024 年宁德时代发布天恒储能系统, 可实现“5 年零衰减”.....	29
图表 39: 2024 年蔚来发布长寿命电池, 日历寿命可达 15 年.....	29
图表 40: 特斯拉 Megapack 可提供 15 年/20 年质保.....	30

## 1 为什么说能源转型卡在储能？

**“当前光伏还无法成为主要电力来源的原因，是储能问题还没解决”——沃伦·巴菲特**

在每年的“投资界春晚”伯克希尔股东大会上，巴菲特都会随机选择并回答股东提出的任何问题。5月4日举办的2024年度会议上，一名投资者问到“为什么伯克希尔选择在内蒙古投资建设新的天然气电厂，而不是选择建设光伏？”。

对于这个问题，巴菲特副手格雷格回答道：“毫无疑问光伏是个巨大的机遇，我们会积极参与投资，但能源转型不会在一夜之间发生。无论是光伏还是风电都面临间歇性问题，需要依赖储能。为了确保供电稳定可靠，当前我们还不能完全脱离化石能源。目前具备经济性的储能电站时长为4小时，考虑到夜晚没有光照，4小时显然不够，可靠性和经济性之间需要找到平衡点。”

巴菲特补充道：“能源转型和电力保供必须两者兼顾，当前光伏还无法成为主要电力来源的原因是储能问题还没解决。我的朋友比尔盖茨投资了储能电池项目，正在研究如何延长储能电池寿命，但技术突破仍然需要时间，我们需要尊重事物的客观发展规律。”

图表 1：2024 年伯克希尔股东大会，巴菲特谈到了储能对于能源转型的重要性



Solar will never be the only source of electricity, but i'm barring some real breakthroughs in storage.  
—— Warren E. Buffett

光伏无法成为主要电力来源，除非储能问题得到解决。

—— 沃伦·巴菲特

资料来源：CNBC，五矿证券研究所

## 全球能源转型进展如何？

### 2015 年巴黎协定后，全球能源转型形成共识

2015 年在巴黎举行的 COP21（第 21 届联合国气候变化大会）上，全世界近 200 个缔约方共同签署了《巴黎协定》，该协定是一份具有法律约束力的国际条约，设定了本世纪下半叶全球实现温室气体净零排放的目标，是全球应对气候变化的重要里程碑。

在巴黎协定之后，全球主要国家及经济体均制定了各自的碳中和目标及路线规划，例如欧盟 2019 年颁布了《欧洲绿色协议》，明确 2050 年实现碳中和；中国 2020 年在联合国大会正式提出“2030 年碳达峰，2060 年碳中和”目标；美国 2021 年发布了《2050 年净零排放长期



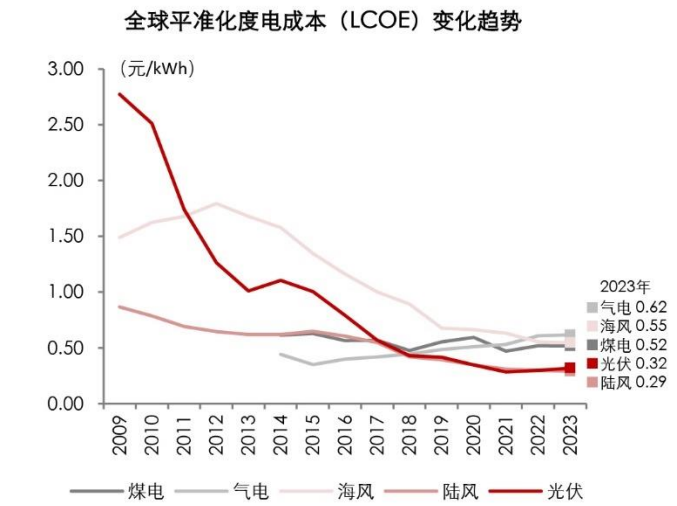
战略》。

### 可再生能源 LCOE 大幅降低，技术进步带来的经济性是风光发展的主要驱动力

平准化度电成本 (LCOE, Levelized Cost of Electricity) 是国际通用的一个电力行业定量指标, 用于评估发电机组在其全生命周期内每产生一度电所需的综合成本。得益于光伏组件光电转化效率不断提升、风机大型化等技术进步, 风光产业持续规模化降本, 新能源度电成本大幅降低。2009-2023 年, 全球光伏度电成本从 2.77 元/kWh 下降至 0.32 元/kWh, 降低了 88.5%; 全球陆风度电成本从 0.87 元/kWh 下降至 0.29 元/kWh, 降低了 66.5%; 全球海风度电成本从 1.49 元/kWh 下降至 0.55 元/kWh, 降低了 63.4%。

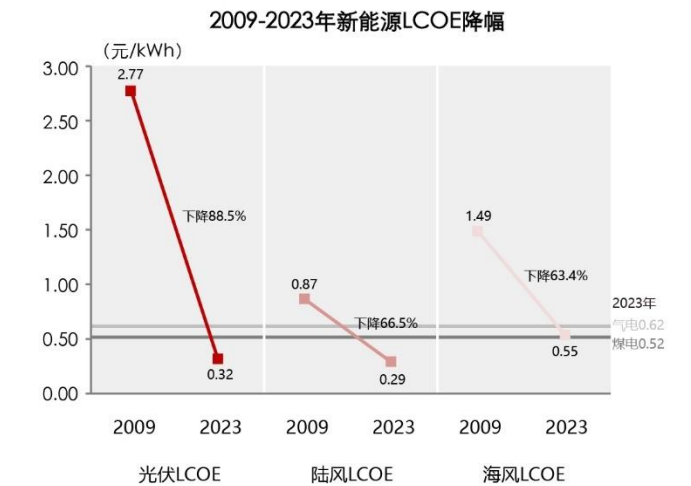
光伏、风电度电成本较煤电、气电有了明显经济性优势, 这是近年来可再生能源能够大规模替代传统化石能源的主要驱动力。2015 年后全球能源转型进入快车道, 可再生能源装机规模迅速增长, 全球风光合计新增装机规模从 2015 年 115.2GW, 大幅增长至 2023 年 461.8GW, 年均复合增速达到 19.0%。

图表 2: 2017 年左右光伏 LCOE 实现了对煤电气电的超越



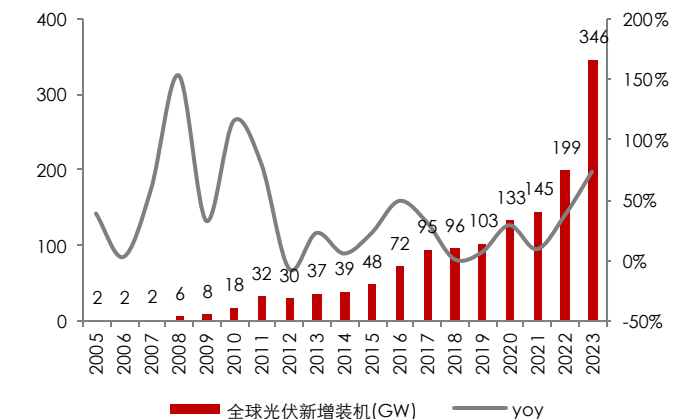
资料来源: BNEF, 五矿证券研究所

图表 3: 2009-2023 年新能源 LCOE 大幅下降



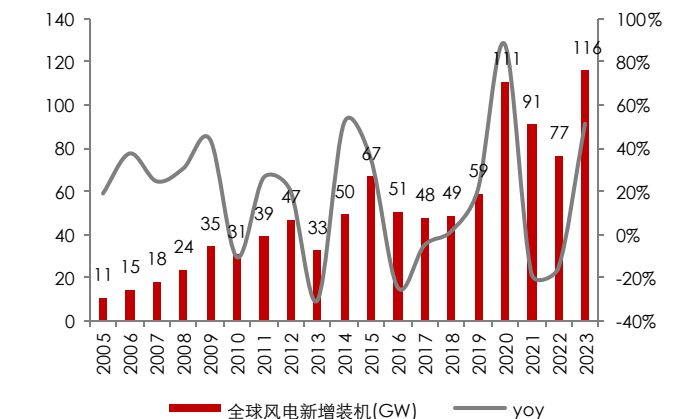
资料来源: BNEF, 五矿证券研究所

图表 4: 2023 年全球光伏新增装机规模达到 345.8GW



资料来源: IRENA, 五矿证券研究所

图表 5: 2023 年全球风电新增装机规模达到 116.0GW

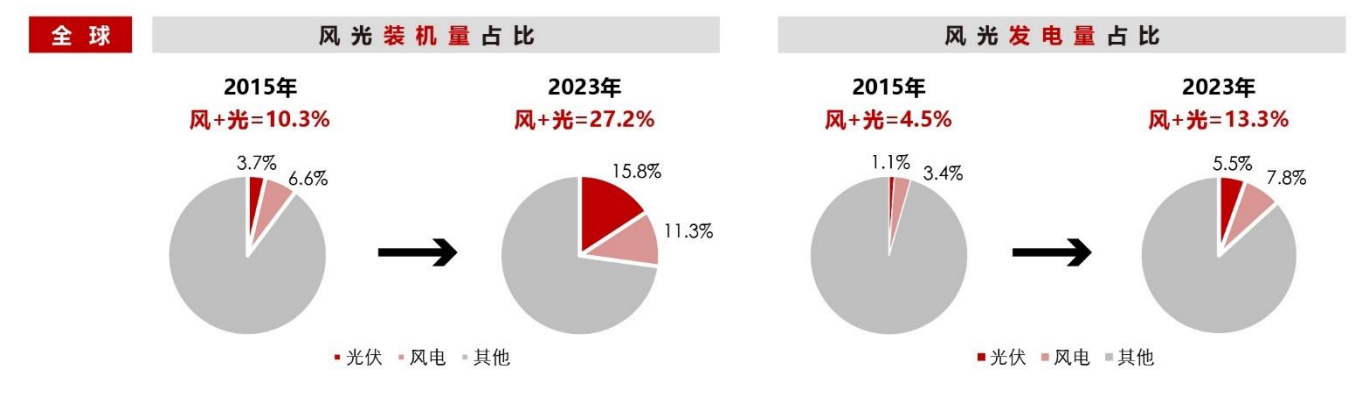


资料来源: IRENA, 五矿证券研究所

### 随着规模不断增长，风电光伏在全球电力系统中已占据一定份额

从装机量的角度看，全球风光累计装机从2015年645GW，已增长至2023年2436GW，全球风光合计装机占比从2015年10.3%增长至2023年27.2%。从发电量的角度看，全球风光发电量合计占比从2015年4.5%增长至2023年13.3%。

图表 6：2023 年全球风光装机量占比达到 27.2%，风光发电量占比达到 13.3%



资料来源：IRENA、LoweCarbonPower，五矿证券研究所

### 中国、美国、欧盟是推动全球能源转型的主要力量

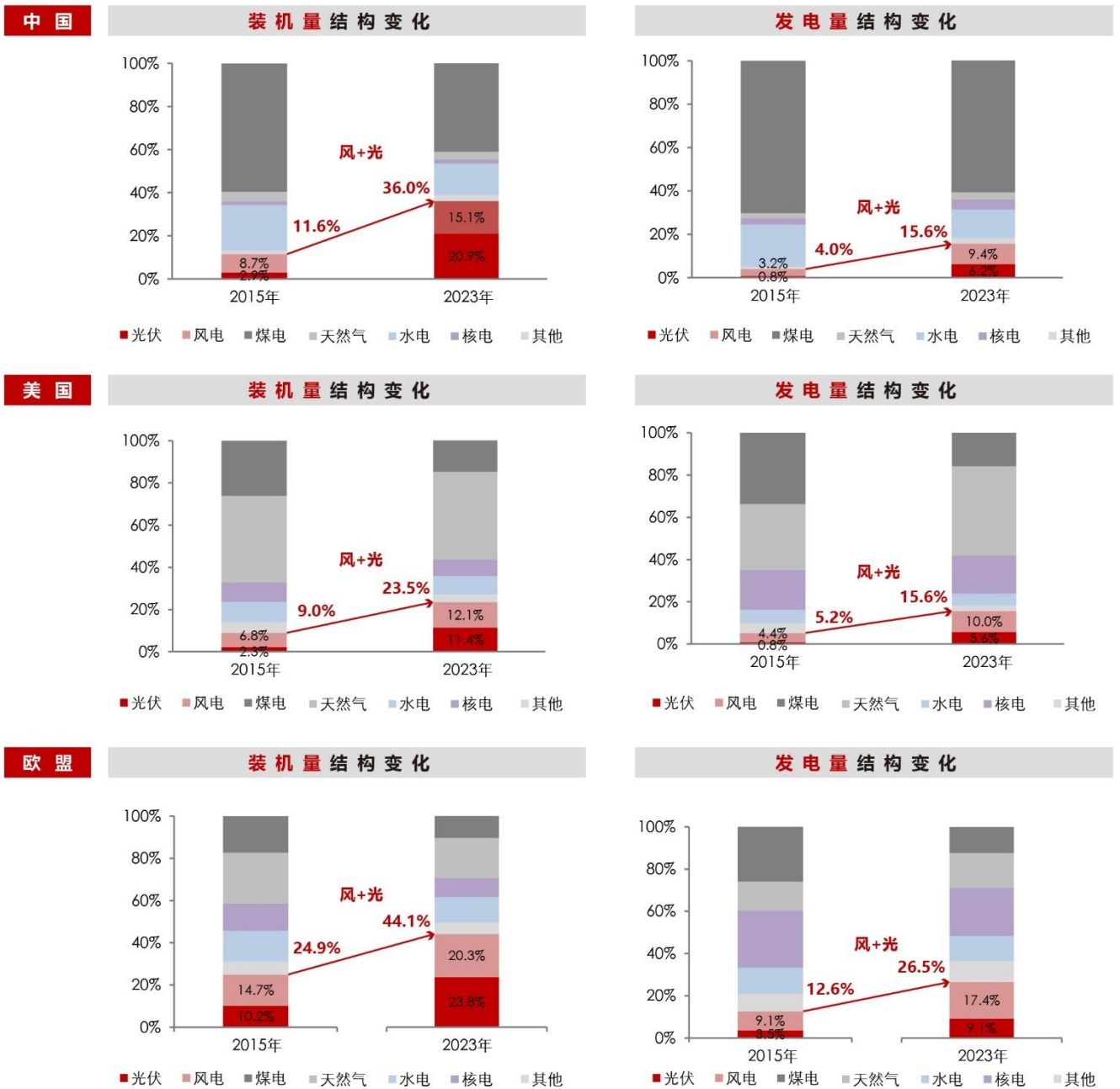
中美欧作为全球 GDP 最高的三大经济体，发电量也位居全球前三，2023 年中美欧发电量分别达到 9.5/4.3/2.7 万亿 kWh，分别占全球总发电量的 32.1%/14.5%/9.2%，合计占全球总发电量的 55.8%。近年来，随着能源转型推进，中美欧各自的发电结构发生了显著变化，煤电、天然气等化石能源占比不断下降，风电、光伏等可再生能源占比快速增长。

中国传统电源结构以煤电、水电为主，2015-2023 年，中国风光装机量占比从 11.6% 提升至 36.0%，中国风光发电量占比从 4.0% 提升至 15.6%。

美国传统电源结构以天然气、煤电、核电为主，2015-2023 年，美国风光装机量占比从 9.0% 提升至 23.5%，美国风光发电量占比从 5.2% 提升至 15.6%。

欧盟传统电源结构以天然气、煤电、核电、水电为主，2015-2023 年，欧盟风光装机量占比从 24.9% 提升至 44.1%，欧盟风光发电量占比从 12.6% 提升至 26.5%。

图表 7：中美欧三大主要市场能源转型进展



资料来源：IRENA、LoweCarbonPower，五矿证券研究所

## 当前中美欧均面临新能源消纳难题

### 中国：三组数据判断中国当前消纳问题严重程度

#### 1) 中国风光发展速度远超规划

在 2020 年 12 月 12 日的联合国气候雄心峰会上，习总书记发表了题为《继往开来，开启全球应对气候变化新征程》的重要讲话，宣布了关于中国双碳战略的一系列具体目标，首次提出“到 2030 年，中国风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。”此后，2030 年风光累计装机 1200GW 的目标也被写入双碳“1+N”政策体系的“1”当中。

以 2020 年底中国风光累计装机数据测算，想实现这一目标，2020-2030 年年均风光合计新增装机需要达到 67GW。的确这一目标比较保守，当时业内较为乐观的预测，“十四五”期间国内年均风光合计新增装机也只在 120-140GW，而 2023 年中国实际的风光合计新增装机达到了惊人的 293GW。截至 2023 年底，中国风光累计装机便达到了 1051GW，中国风光发展速度远超规划，按照当前发展态势，中国 2030 年风光装机目标在 2024 年便有望提前实现。

图表 8：2030 年风光累计装机目标有望在 2024 年提前实现



资料来源：国家能源局、中电联，五矿证券研究所

## 2) 24 年 2 月中国风光利用率跌破“消纳红线”

风光超速发展，2024 年中国风光利用率大幅下滑。在经历了 2023 年底的风光历史性并网高峰后，2024 年 2 月，全国风光利用率分别骤降至 93.7% 和 93.4%，跌破“95% 消纳红线”。

所谓的“95% 消纳红线”最早出现在 2018 年 10 月发改委、能源局印发的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》当中，文件提出了实现全国风光利用率 95% 以上的目标。在十三五初期，中国弃风弃光现象较为严重，风光利用率仅有 90% 左右，此后通过完善辅助服务市场、省间电力市场，中国风光利用率在 2018 年后有了大幅改善，基本一直维持在 95% 以上。早期的风光项目均为电网负责保量保价收购，消纳责任在电网，所以在 2018 年之后，风光利用率 95% 便被业内当作一条默认的“红线”，可以被看作是新能源保障性收购机制下对电网的一种要求。

在 2024 年初，未公布 2 月利用率数据前，市场便传出 95% 消纳红线将会放开的消息，引发激烈讨论，部分观点认为放开红线限制，有望进一步带动风光装机量增长，但我们认为放开消纳红线这一举措背后反映的问题其实是电网已经难堪重负。事实上，目前官方披露的风光利用率数据仅包含非市场化部分的新能源电量（即保障性收购的部分），市场化交易部分不计入考核，所以实际的弃风弃光情况可能比披露的数据更严重。对于风光消纳问题，过去一直喊“狼来了狼来了”，却一直“没来”，这次是“狼真的来了”，我们认为当下不宜对后续风光装机增长过于乐观。

放开“消纳红线”靴子落地，在 2024 年 5 月出台的《2024-2025 年节能降碳行动方案》中提到，“科学合理确定新能源发展规模，在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%”。我们认为，虽然全国风光利用率数据在 2024 年 3 月后有所回升，但



青海、甘肃等风光大省利用率已经降至 90%新红线附近，消纳形势不容乐观。

图表 9：2024 年 2 月以来全国风光利用率出现大幅下降

全国风电利用率																													
	22年												23年												24年				
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5
全国	98.2%	96.5%	96.1%	94.8%	94.7%	97.0%	97.9%	98.6%	97.8%	98.1%	97.3%	97.6%	95.5%	98.5%	96.8%	96.1%	96.5%	97.7%	98.4%	97.8%	97.3%	98.0%	96.7%	97.0%	98.3%	93.7%	96.3%	96.1%	94.8%
青海	96.0%	90.2%	95.0%	96.2%	93.4%	88.8%	88.5%	96.5%	91.2%	92.5%	89.6%	91.6%	95.0%	97.2%	94.7%	92.6%	96.2%	94.0%	94.9%	95.4%	94.8%	87.1%	92.8%	94.5%	92.4%	92.4%	92.3%	94.0%	
甘肃	98.6%	92.8%	93.8%	92.2%	81.7%	93.2%	94.1%	96.2%	95.8%	96.7%	98.0%	99.6%	97.3%	97.3%	94.7%	93.6%	92.4%	95.7%	93.7%	96.0%	95.1%	96.0%	96.2%	91.9%	91.2%	91.1%	94.1%	97.5%	
吉林	97.8%	96.1%	90.3%	88.9%	93.9%	95.6%	99.9%	99.9%	98.4%	98.0%	94.6%	96.5%	97.1%	96.6%	95.3%	94.1%	94.3%	98.8%	98.4%	99.0%	97.1%	94.2%	95.4%	96.1%	96.2%	82.9%	93.9%	91.8%	89.3%
河北	97.7%	96.0%	95.5%	93.0%	95.0%	97.6%	98.9%	98.7%	97.5%	96.7%	92.2%	93.0%	90.6%	97.3%	91.0%	91.0%	96.5%	97.9%	98.5%	99.6%	90.4%	98.6%	93.7%	91.3%	97.1%	84.0%	94.8%	94.9%	93.3%
黑龙江	100.0%	99.1%	92.2%	92.1%	98.7%	100.0%	100.0%	100.0%	99.4%	99.8%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.4%	98.3%	95.9%	100.0%	99.5%	100.0%	98.1%	98.3%	99.1%	98.2%	99.8%	91.2%	95.4%	95.3%	88.7%
宁夏	97.3%	98.2%	96.4%	98.7%	90.6%	99.0%	99.3%	99.7%	99.9%	98.2%	98.4%	97.8%	95.8%	97.6%	97.9%	97.3%	97.5%	98.8%	99.1%	99.6%	99.6%	98.3%	97.4%	97.0%	98.9%	97.7%	96.9%	99.0%	98.0%
蒙西	93.5%	86.7%	87.4%	86.0%	85.9%	84.9%	97.7%	99.1%	97.7%	97.4%	95.7%	96.6%	84.8%	96.1%	90.9%	91.5%	92.4%	94.0%	95.9%	98.2%	98.2%	97.0%	93.8%	94.8%	97.1%	90.3%	94.2%	93.6%	92.2%
蒙东	98.8%	97.3%	96.4%	85.5%	88.0%	85.9%	93.0%	94.9%	87.8%	90.9%	91.1%	91.2%	88.9%	94.1%	89.7%	85.9%	89.7%	95.0%	94.9%	97.0%	94.6%	95.4%	94.7%	96.2%	96.8%	87.8%	94.2%	91.9%	89.1%
新疆	98.6%	94.9%	93.2%	92.0%	92.7%	94.9%	96.5%	96.1%	97.5%	97.4%	97.9%	99.2%	98.8%	98.8%	98.6%	97.6%	94.9%	94.9%	96.4%	95.0%	89.1%	95.4%	95.4%	97.4%	97.4%	95.9%	93.5%	93.1%	92.3%
山西	96.2%	95.1%	96.5%	98.3%	98.1%	99.7%	100.0%	99.9%	99.1%	99.5%	99.1%	99.0%	95.9%	99.4%	99.2%	99.2%	99.0%	99.6%	99.8%	100.0%	99.6%	99.8%	99.5%	99.7%	95.9%	97.9%	99.9%	99.9%	99.6%
辽宁	99.5%	98.3%	97.8%	95.7%	99.5%	99.4%	99.9%	99.9%	98.7%	99.0%	99.0%	98.1%	98.4%	98.6%	98.4%	96.0%	96.6%	99.4%	99.9%	99.6%	97.9%	97.5%	99.1%	96.9%	97.3%	91.0%	95.6%	92.5%	88.4%
河南	97.3%	96.5%	95.1%	98.7%	98.9%	100.0%	99.9%	100.0%	99.9%	98.4%	97.8%	96.8%	94.4%	99.0%	96.3%	95.7%	97.7%	98.8%	99.1%	93.0%	99.1%	98.7%	95.8%	95.8%	98.1%	89.1%	93.4%	97.8%	95.8%
陕西	93.5%	96.2%	92.2%	94.1%	96.3%	96.2%	96.3%	96.7%	98.5%	98.0%	96.0%	96.2%	96.8%	98.5%	97.8%	97.7%	97.7%	99.0%	98.8%	96.8%	97.7%	97.8%	93.4%	93.6%	97.6%	94.2%	94.6%	95.8%	96.0%
山东	97.6%	90.3%	97.8%	96.6%	96.9%	99.5%	99.0%	100.0%	99.9%	97.7%	99.2%	99.6%	96.9%	99.3%	98.4%	98.6%	99.1%	99.9%	100.0%	99.1%	98.5%	94.0%	94.0%	98.6%	90.1%	96.1%	98.5%	95.4%	
全国光伏利用率																													
	22年												23年												24年				
	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M1	M2	M3	M4	M5
全国	98.3%	96.3%	97.2%	97.6%	98.0%	98.6%	98.9%	99.4%	98.5%	98.3%	98.4%	98.8%	96.8%	98.9%	98.2%	97.9%	98.3%	98.7%	98.8%	98.2%	97.5%	96.9%	97.1%	98.0%	93.4%	96.4%	97.1%	97.5%	
青海	95.5%	91.0%	90.2%	89.9%	83.7%	84.8%	87.4%	95.0%	92.8%	95.1%	94.3%	95.8%	96.6%	98.0%	95.0%	89.6%	92.3%	88.1%	86.6%	88.0%	89.7%	92.6%	88.5%	95.5%	93.1%	89.7%	90.8%	92.2%	90.7%
甘肃	98.6%	98.5%	97.1%	96.9%	96.2%	98.3%	99.1%	99.4%	97.5%	98.7%	99.2%	99.9%	99.2%	98.9%	97.0%	96.6%	96.5%	98.5%	98.1%	96.8%	97.2%	93.2%	90.2%	83.2%	92.9%	93.2%	90.6%	88.7%	93.3%
吉林	99.7%	99.6%	94.6%	95.0%	98.2%	99.2%	100.0%	100.0%	99.2%	99.5%	95.7%	97.5%	97.7%	98.4%	96.8%	92.7%	95.3%	98.4%	99.0%	99.3%	97.1%	97.0%	98.4%	95.8%	95.0%	94.7%	97.3%	96.4%	95.9%
河北	98.4%	94.0%	96.3%	96.6%	97.8%	99.3%	99.7%	99.6%	99.1%	98.7%	97.0%	97.5%	91.1%	97.7%	96.4%	96.7%	97.7%	98.5%	99.3%	99.7%	99.5%	99.2%	96.7%	95.9%	97.8%	87.4%	94.0%	97.1%	96.3%
黑龙江	100.0%	99.1%	95.6%	94.6%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.1%	99.8%	100.0%	100.0%	99.5%	100.0%	98.2%	98.3%	97.7%	100.0%	99.9%	100.0%	98.8%	98.7%	96.5%	99.8%	99.7%	91.5%	96.4%	96.0%	94.4%
宁夏	97.8%	97.8%	94.3%	97.9%	99.2%	98.9%	99.3%	99.3%	93.9%	95.5%	96.9%	97.9%	91.1%	98.4%	97.6%	96.2%	96.8%	99.2%	99.4%	98.5%	94.3%	92.4%	96.2%	95.0%	98.7%	92.2%	96.3%	97.3%	97.3%
蒙西	96.7%	90.3%	97.3%	97.5%	97.5%	97.9%	99.3%	99.7%	98.3%	97.9%	97.9%	97.5%	83.8%	97.7%	94.7%	96.0%	97.4%	98.5%	97.9%	99.2%	98.3%	98.5%	96.4%	97.4%	96.4%	88.6%	92.2%	93.0%	96.5%
蒙东	99.7%	97.6%	97.3%	96.5%	99.4%	99.2%	100.0%	99.7%	98.4%	98.5%	98.9%	98.7%	99.3%	98.6%	98.1%	97.4%	99.3%	99.8%	99.9%	99.8%	97.4%	97.5%	98.2%	98.9%	99.1%	97.8%	96.7%	96.6%	95.8%
新疆	99.3%	97.5%	98.3%	96.0%	98.9%	99.0%	99.4%	98.0%	93.9%	88.0%	97.2%	99.6%	99.2%	98.6%	98.3%	98.7%	97.6%	98.6%	97.8%	95.9%	92.7%	93.2%	96.2%	99.1%	99.9%	95.1%	95.4%	93.6%	94.2%
山西	99.0%	97.5%	98.6%	99.6%	99.4%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.8%	99.6%	99.8%	96.9%	99.6%	99.4%	99.3%	99.6%	99.7%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	95.9%	95.8%	96.3%	94.4%	97.9%	99.9%	99.9%
辽宁	100.0%	98.8%	98.1%	98.7%	99.7%	99.7%	99.8%	99.9%	98.9%	99.5%	99.8%	99.5%	98.1%	98.7%	99.5%	98.8%	99.2%	99.7%	99.9%	100.0%	99.5%	99.0%	99.9%	98.4%	98.7%	94.1%	96.7%	94.1%	93.1%
河南	99.6%	98.5%	98.3%	98.6%	99.5%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.3%	99.5%	99.4%	98.1%	99.4%	97.2%	96.1%	98.0%	99.2%	99.6%	99.7%	97.1%	95.3%	96.8%	97.7%	95.1%	94.6%	97.4%	97.0%	
陕西	97.6%	97.5%	96.2%	97.4%	97.8%	98.4%	98.7%	98.5%	98.1%	97.6%	97.2%	97.4%	97.1%	97.4%	97.9%	97.4%	97.1%	97.4%	98.9%	99.0%	99.2%	97.4%	90.7%	94.3%	97.3%	89.7%	94.1%	96.0%	96.6%
山东	96.9%	92.5%	97.4%	97.3%	98.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	98.7%	99.5%	99.7%	98.0%	99.6%	99.6%	99.4%	98.8%	99.5%	100.0%	100.0%	99.7%	99.3%	97.7%	98.7%	99.4%	90.8%	98.4%	99.3%	98.7%

资料来源：新能源消纳监测预警中心，五矿证券研究所

### 3) 比利用率更重要的指标是风光现货电价，2024 年 2 月以来同样大幅下跌

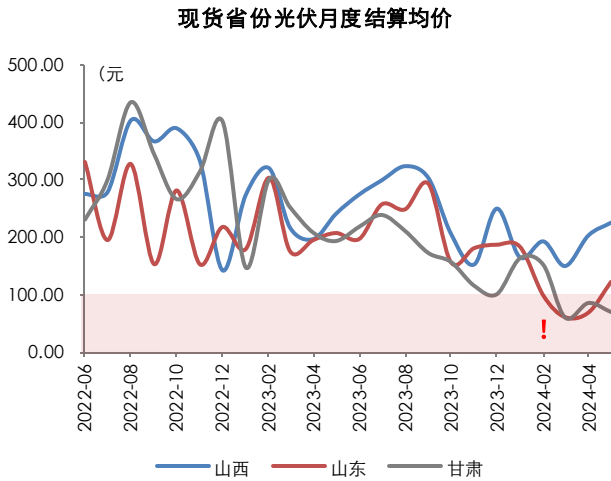
电力现货市场最重要的作用是“发现价格”，通过不同时间点的真实供需情况，形成真正的分时电价，形成峰谷价差，并为中长期交易提供价格风向标。目前中国已实现电力现货市场长周期不间断运行的省份有五个，分别是山东、山西、甘肃、蒙西、广东。

在电力现货市场中，通常新能源高发时段，电力供给宽松，该时段对应的现货电价也较低。我们认为判断消纳形势，比利用率更重要的指标是风光现货电价，2024 年 2 月以来，部分省份风光现货市场结算电价大幅下降，部分市场化新能源机组面临全面亏损的风险。以新能源发展较快的山东为例，2024 年 3 月山东电力现货实时市场 31 天中出现了 25 天中午时段负电价，现货市场出现负电价意味着该时段出现了弃风弃光的情况，即电力供给大于需求，即使电价为负也没有更多的用电需求了。2024 年 3 月山东光伏平均结算电价仅为 61.19 元 /MWh，即在现货市场中平均每度光伏仅卖 6 分钱，同比下降 65.1%。虽然山东的市场化新能源机组仅有 10%电量参与现货市场结算，但如此低的现货电价最终一定会传导至中长期市场，导致新能源中长期交易电价大幅下降。

其他现货省份如甘肃，在 2024 年 3 月以来同样面临了现货市场光伏极端低价的情况。6 分 /kWh 的电价明显低于光伏 2 毛左右的度电成本，如此低的新能源电价必然是不可持续的。中国的新能源消纳问题已摆上台面不得不面对，电力体制改革需要提速，我们认为改革方向有二：

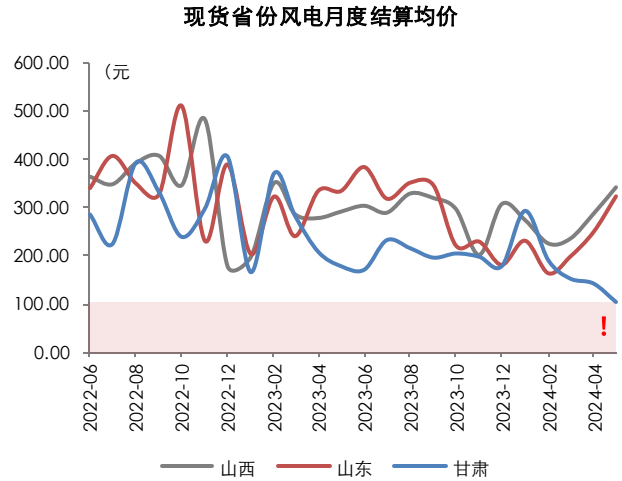
- 一是收紧可再生能源消纳权重、碳配额，以体现绿电环境溢价，避免风光建设急刹车风险；
- 二是加快储能等灵活性资源发展，关键在于加快电力现货市场建设。

图表 10：2024 年山东、甘肃光伏现货电价大幅下跌至 6 分/kWh



资料来源：各省电力交易中心，五矿证券研究所

图表 11：2024 年甘肃风电现货电价同样大幅下跌



资料来源：各省电力交易中心，五矿证券研究所

## 美国：鸭子曲线变峡谷，新能源消纳面临时间空间双重限制

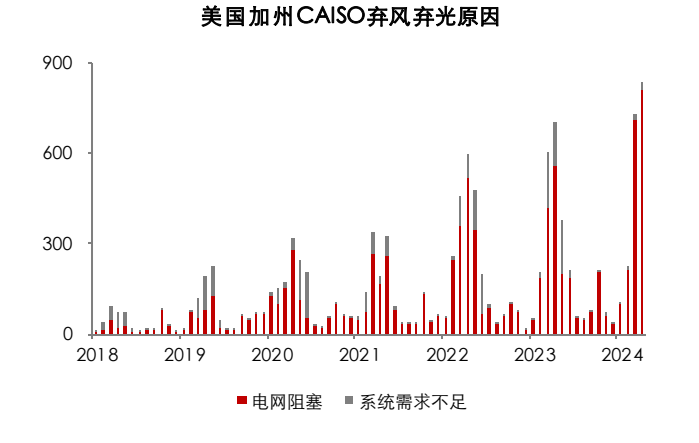
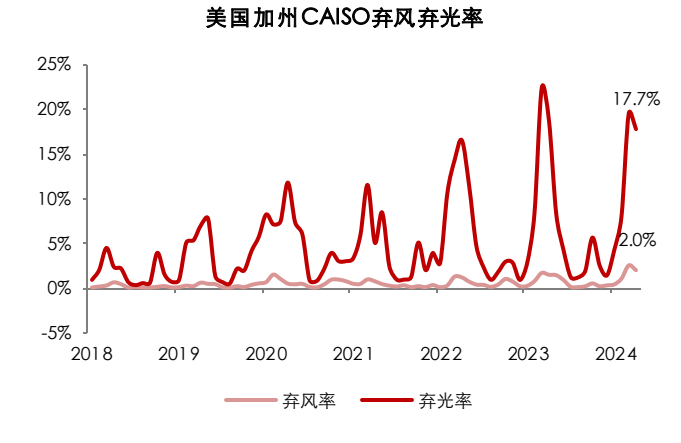
### 1) 美国加州地区弃光率大幅上升，过去影响消纳的主因是电网阻塞

美国分为 7 大区域电力市场，每个市场由独立系统运营商（ISO）或区域输电组织（RTO）负责规划运行。我们以美国西部加利福尼亚州所在的加州独立系统运营商（CAISO）为研究对象，加州光照资源丰富，是美国能源转型步伐较快的地区，加州制定了 2045 年实现全州电力 100% 来自可再生能源这一较为激进的目标。截至 2024 年 4 月底，加州已投运 19.1GW 光伏和 8.1GW 风电，相较 2017 年底分别增加了 71.1% 和 29.5%。

随着风光装机增长，美国加州地区出现了弃风弃光率大幅上升的情况，从月度数据看，2022 年之前 CAISO 弃光率基本能维持在 10% 以内，但 2022 年 4 月/2023 年 3 月/2024 年 3 月弃光率分别达到了 16.4%/22.3%/19.4%。目前美国加州地区同样面临着光伏消纳难的问题，弃风弃光原因分为两类，一类是电网阻塞，一类是系统需求不足。从 CAISO 披露的数据可以看出，过去导致加州地区弃风弃光的主要原因是电网阻塞导致的经济性弃电。风光电站通常建在远离电力负荷的区域，由于美国电网跨区输电能力欠缺，在新能源高发时段容易出现输电通道容量不够的情况，但增加了额外电网成本的光伏又不具备经济性，所以只能弃掉。可以说美国加州地区过去两年新能源消纳面临着空间上的限制。

图表 12: 2022 年以来 CAISO 弃光率大幅增长

图表 13: 电网阻塞是过去 CAISO 弃风弃光的主要原因

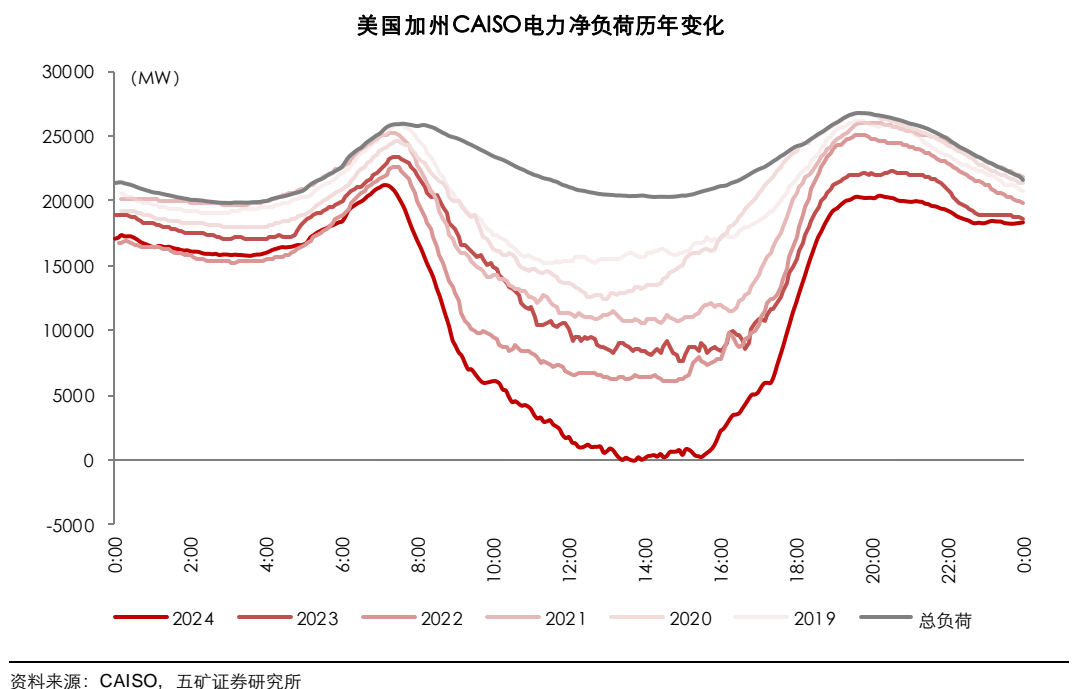


## 2) 随着净负荷曲线由“鸭子”变为“峡谷”，时间维度的消纳限制接踵而至

由于新能源发电具有间歇性，光伏只能在白天有日照的时间段发电，为了满足电力系统的用电需求，传统电源出力需要配合新能源出力变化进行实时调节，传统电源需要满足的调节需求被称为净负荷（净负荷=总负荷-风光出力）。随着新能源尤其是光伏装机增长，美国加州电力系统中午时段净负荷逐年下降，由于总负荷和净负荷曲线构成的形状酷似一只鸭子，因此得名“鸭子曲线”。以每年3月的CAISO典型净负荷曲线为例，2024年3月加州地区中午时段净负荷进一步下降，“鸭子曲线”正在演变成“峡谷曲线”，净负荷的剧烈变化给电力系统的调度运营带来了巨大挑战。当电力系统净负荷低于0时，意味着仅风光出力便能满足该时刻所有用电需求，除非通过储能电站储存起来，否则多余的光伏电量只能选择弃掉。

显然未来美国加州新能源消纳不仅仅需要面临空间维度的限制（电网阻塞），也将面临时间维度的限制（缺少储能）。

图表 14: 美国加州 CAISO 电力净负荷曲线从“鸭子”变为“峡谷”

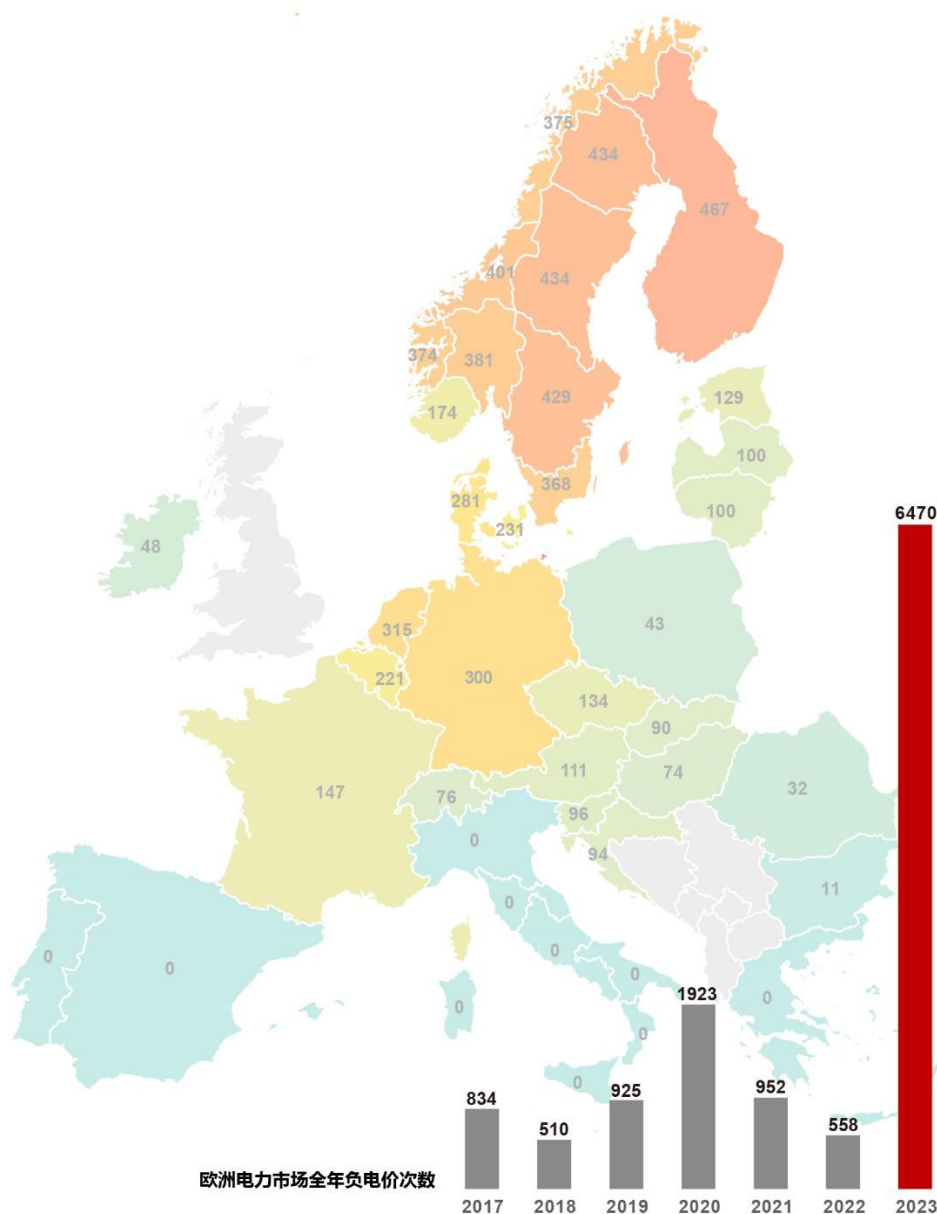


### 欧洲：风光渗透率创新高，电力市场负电价次数激增

欧洲目前已经形成覆盖大多数国家，可实现大范围电力资源优化配置的统一电力市场，在统一的市场框架下，整个电力市场又被分为若干个竞价区域（Bidding Zones）。这些竞价区域通常以国界为限，根据电网物理架构进行划分，不同竞价区域可能存在不同的市场电价，这取决于各竞价区域的装机结构、供需状况和跨区输电能力。

2023年欧盟整体风光发电量占比已经达到26.5%，部分国家占比更高，例如德国风光发电量占比达到了惊人的38.7%。受风光高渗透率影响，欧洲目前同样面临着愈发严峻的消纳问题，2023年欧洲电力市场各竞价区域出现负电价次数从2022年的558次激增至6470次。其中德国以及瑞典、芬兰等北欧国家由于可再生能源占比较高，负电价出现数量也更多。

图表 15：2023 年欧洲电力市场负电价次数激增



资料来源：ACER，五矿证券研究所



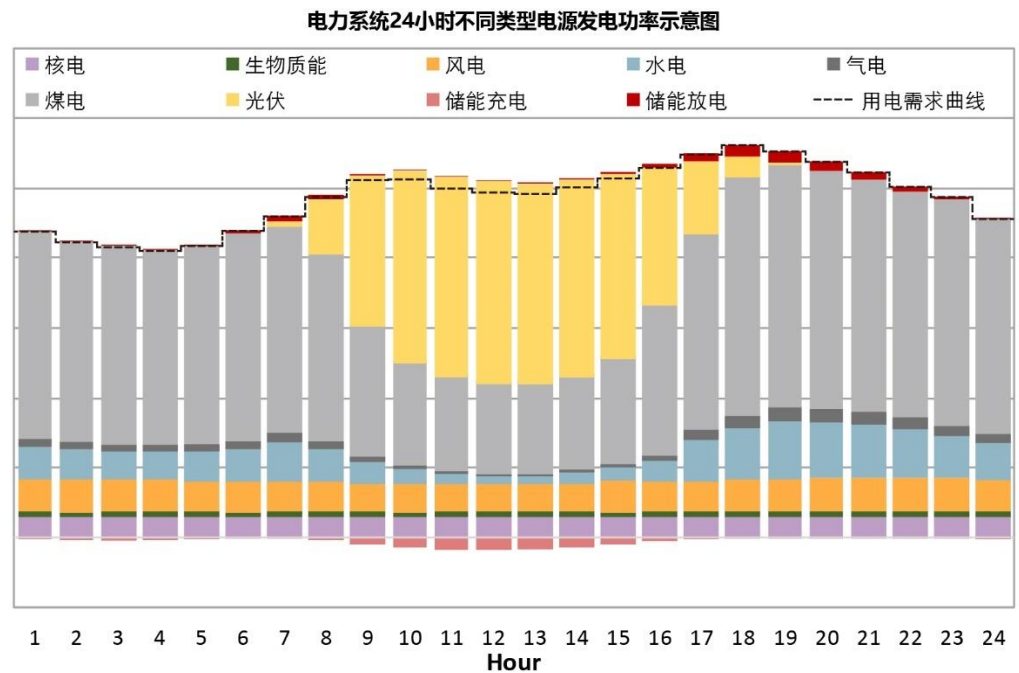
## 储能的规模化发展，是风光渗透率进一步提升的关键

### 电力系统对储能的需求愈发迫切

全球能源转型发展至今，随着风光发电量占比不断提升，新能源的三大主要市场中国、美国、欧洲均开始面临新能源消纳难题。

光伏只能在有日照的白天发电，出力高峰通常在中午时段，所以光伏凭借更低的度电成本，去实现中午时段煤电气电的替代是顺理成章的事情。但是当风光渗透率上升到一定程度，中午时段能替换的煤电气电都已经替换掉了，想用光伏去替换夜间时段的煤电气电，就必须有储能配合。储能将中午光伏所发的电存下来，在夜间放电，才能实现对煤电气电进一步更高比例的替代。如巴菲特所说，如果储能问题不解决，光伏就无法成为主要的电力来源。

图表 16：典型电力系统 24 小时发电功率示意图



资料来源：五矿证券研究所绘制

注：本示意图仅为定性分析

### 和风光装机规模相比，储能还差了一个数量级

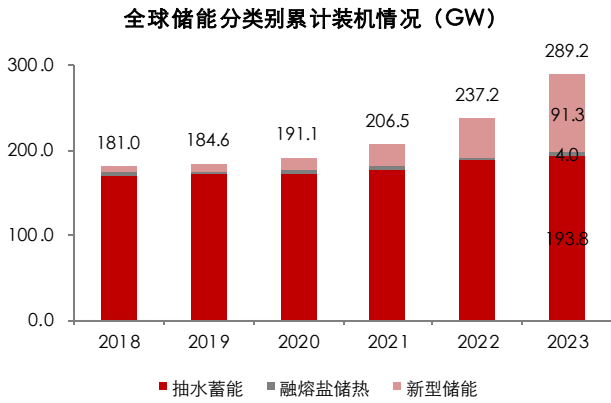
根据 CNEA 数据，2023 年全球累计储能装机 289.2GW，主要分为抽水蓄能 193.8GW、熔融盐储热 4.0GW、新型储能 91.3GW。抽水蓄能技术成熟，已在电力系统中广泛应用多年，由于建设周期通常超过 5 年，近年来增长并不明显。新型储能则贡献了主要增量，新型储能全球累计装机从 2018 年 7.6GW 增长至 2023 年 91.3GW，五年增长了十倍有余。但储能的总体规模和风光对比，明显还差了一个数量级，2023 年全球储能累计装机占风光累计装机的比例仅为 11.9%，未来还需要更大规模的储能建设。

近两年中国上马了大批抽水蓄能项目，据中电联统计，截止 2023 年 11 月，中国抽水蓄能在建（核准）项目规模超过了 200GW，这批项目有望在 2030 年左右陆续投运，但是由于抽水蓄能电站建设需要高差较大的山地地形和合适的水源条件，站址资源有限，抽水蓄能有明显的发展上限。据中电联预测 2060 年中国风光发电量占比将超过 60%，我们认为届时仅中国对储能的需求便有望达到每年上千 GWh 级别，从更长远视角看，没有规模限制的新型储

能才是解决消纳问题的答案。

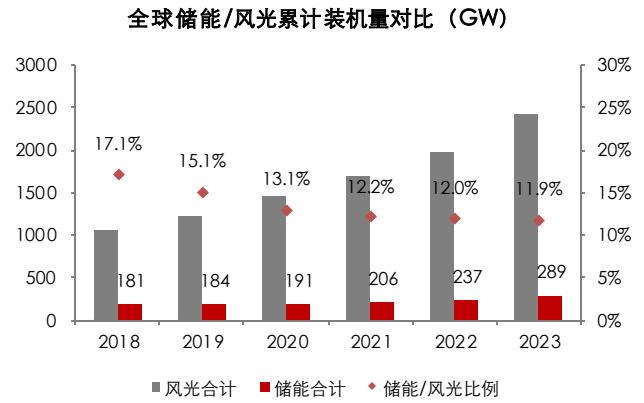
正所谓“能源转型卡点在储能”，未来风光渗透率能否进一步提升，很大程度需要看储能的发展进程，尤其是新型储能。

图表 17：2023 年全球储能累计装机 289.2GW，新型储能增长迅速



资料来源：CNESA，五矿证券研究所

图表 18：2023 年储能累计装机仅为风光累计装机的 11.9%



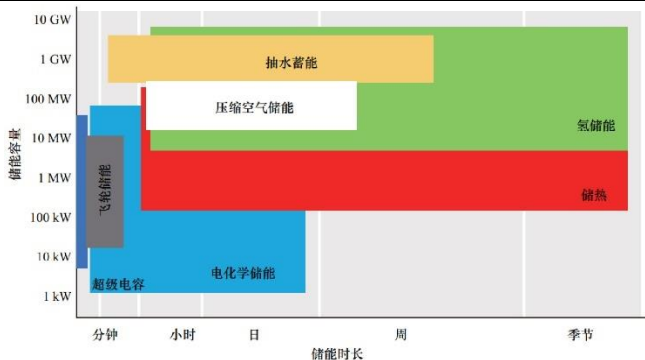
资料来源：IRENA，五矿证券研究所

## 2 从度电成本模型出发，找到储能发展的两大卡点

### 聚焦新型储能，“一锂独大”局面有望持续

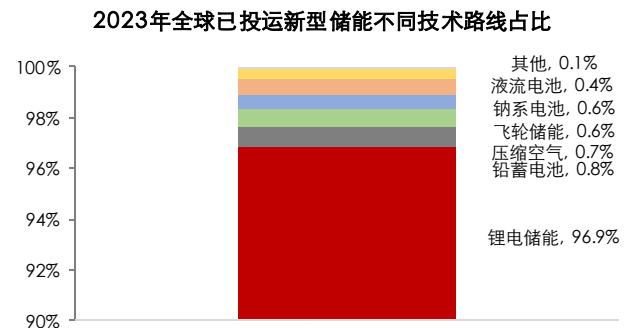
新型储能技术路线众多，主要包含锂电储能、压缩空气储能、钒液流储能、飞轮储能等。根据 CNESA 数据，2023 年全球已投运新型储能中，锂电储能占比高达 96.9%。锂电储能不管从装机规模、技术成熟度，还是商业化进展来看，都占据着绝对主导地位。中国电科院首席技术专家惠东在 2024 年初宁德时代发布会上表示，虽然锂电储能在时长、寿命、安全性等方面仍存在一些问题，但相较于其他新型储能技术路线，其盈利前景仍是最可观的，商业化进度也是最成熟的，预计行业在相当长的时间内仍会呈现“一锂独大”的格局。

图表 19：不同储能技术路线有各自的应用场景优势



资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

图表 20：2023 年全球已投运新型储能中，锂电储能占比 96.9%



资料来源：CNESA，五矿证券研究所

### 锂电储能应用场景表前占主导，中国是最大市场

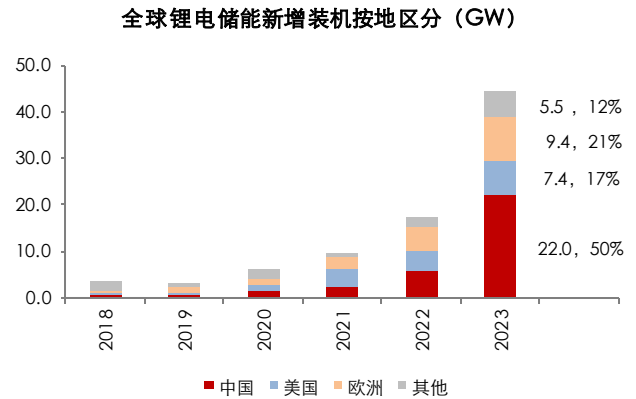
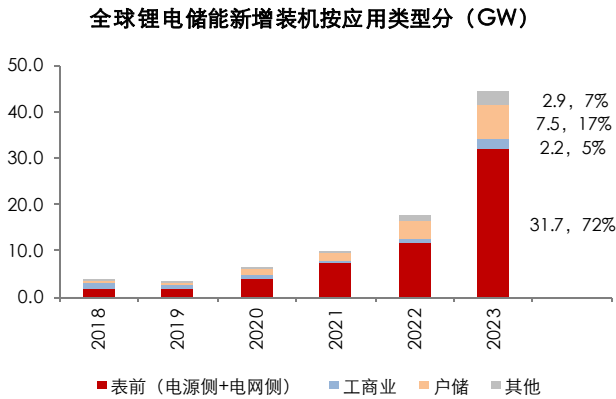
锂电储能具有装机便捷、应用灵活的特点，可以安装在电力系统各个环节，按应用场景可以分为电源侧、电网侧、用户侧（工商业、户储）等类别，其中电源侧、电网侧由于安装在电力用户表计之前，所以又被称为表前储能。根据 BNEF 数据，2023 年全球锂电储能新增装

机 44.4GW/95.9GWh，其中表前储能（电源侧+电网侧）的大型储能电站占主导，占比达到 72%，工商业储能和户用储能则分别占比 5%和 17%。

从全球锂电储能新增装机地区分布来看，中国目前已经成为引领全球的最大市场。2020 年中国多数省份推出了新能源强制配储政策，让彼时还在纠结降本和规模化孰“鸡”孰“蛋”的中国锂电储能产业直接搭上风光平价后快速发展的顺风车，2023 年中国新增锂电储能装机 22.0GW/46.5GWh，占全球的比例达到了 50%，美国和欧洲则分别占比 17%和 21%。

图表 21：2023 年全球锂电储能新增装机中表前储能占比 72%

图表 22：2023 年全球锂电储能新增装机中中国占比 50%



资料来源：BNEF，五矿证券研究所

资料来源：BNEF，五矿证券研究所

### 以中国独立储能电站为例，拆解 LCOS 模型

电力行业通用的度电成本模型同样适用于分析储能的经济性，储能的平准化度电成本被称为 LCOS (Levelized Cost of Storage)，和 LCOE 类似，其反应了储能电站在全生命周期内每完成一度电充放所需的综合成本。LCOS 主要由三类成本构成，装机成本、运维成本、电力损耗成本。

独立储能是指具备独立计量、控制等技术条件，以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议、由电力调度机构调度管理的储能电站。2023 年中国投运装机中电网侧独立储能占比达到了 56%，中国锂电储能应用场景从 2023 年之前的电源侧强制配储为主，开始向电网侧独立储能转变。我们以中国的锂电独立储能电站为例，搭建度电成本模型，站在电站投资方的角度去分析其经济性，找出影响 LCOS 的关键变量。

图表 23：储能 LCOS 主要由装机成本、运维成本、电力损耗成本组成

$$LCOS = \left[ \left( \frac{1}{\eta_{RTE}} - 1 \right) P_c \sum_{t=1}^T \frac{n(t)}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{O\&M(t)}{(1+r)^t} + \left( \frac{C_E}{\eta_D} + \frac{C_P}{d} \right) \right] \div \left[ \sum_{t=1}^T \frac{n(t)}{(1+r)^t} \right]$$

LCOS: 平准化全寿命度电成本, 元/kWh  
 $P_c$ : 充电时的购电价格, 元/kWh  
 $\eta_{RTE}$ : 储能系统循环效率 (AC-AC)  
 $T$ : 系统寿命, 年  
 $n(t)$ : 第t年的循环次数  
 $r$ : 折现率

O&M(t): 第t年运维费用, 元/kWh  
 $C_E$ : 随容量变化的装机成本, 元/kWh  
 $C_P$ : 随功率变化的装机成本, 元/kW  
 $\eta_D$ : 储能系统AC放电效率  
 $d$ : 额定功率下的放电时长, 小时

资料来源：ARPA-E，五矿证券研究所

图表 24：独立储能度电成本模型核心假设

基本信息假设			装机成本假设			维护成本假设		
装机功率	100	MW	随容量变化的装机成本	0.40	元/Wh	年运维费用比率	2.0%	
储能时长	4	h	随功率变化的装机成本	1.60	元/W	电站寿命	30	年
装机容量	400	MWh	EPC 综合造价	0.80	元/Wh	电池日历寿命	8	年
			电池成本降幅	2%		电芯年衰减	2.8%	
			初始投资额	32000	万元	电芯淘汰 SOH	80%	
			贷款比例	70%				
			贷款年限	30	年			
			贷款利率	3.5%				
运行数据假设			其他假设					
单次充放电深度	90%		综合税率	20%				
系统循环效率(AC-AC)	90%		折现率	6.5%				
年循环次数	200	次						
充电电价	0.10	元/kWh						
度电综合收益	0.50	元/kWh						

注：1) 随容量变化的装机成本包含电芯、温控、消防设备等；

2) 随功率变化的成本包含 PCS、EMS、变压器、土建施工、并网调试等；

3) 综合造价可对比 2024 年 6 月储能中标均价，2h 储能系统 0.62 元/Wh，2h 储能 EPC1.30 元/Wh，4h 储能系统 0.61 元/Wh，4h 储能 EPC0.66 元/Wh；

4) 年运维费用比率为占初始投资额的比例。

资料来源：ARPA-E、寻嫡研究院，五矿证券研究所测算

图表 25：独立储能度电成本模型

		0	1	2	...	8	9	10	...	16	17	18	...	24	25	26	...	30	
运行及收入	装机功率	MW	100	100	...	100	100	100	...	100	100	100	...	100	100	100	...	100	
	可用装机容量	MWh	400	389	...	329	400	389	...	329	400	389	...	329	400	389	...	348	
	SOH		100%	97%	...	82%	100%	97%	...	82%	100%	97%	...	82%	100%	97%	...	87%	
	年循环次数	次	200	200	...	200	200	200	...	200	200	200	...	200	200	200	...	200	
	发电量	MWh	0	64800	63018	...	53306	64800	63018	...	53306	64800	63018	...	53306	64800	63018	...	56365
收入	万元		3240	3151	...	2665	3240	3151	...	2665	3240	3151	...	2665	3240	3151	...	2818	
装机成本	初始装机投入	万元	-9600																
	贷款本金余额	万元	22400	21966	21517	...	18472	17901	17310	...	13300	12548	11769	...	6490	5499	4474	...	0
	贷款偿还利息	万元		-434	-449	...	-552	-571	-591	...	-727	-752	-779	...	-957	-991	-1025	...	-1177
	贷款偿还本金	万元		-784	-769	...	-666	-647	-627	...	-491	-466	-439	...	-261	-227	-192	...	-41
贷款偿还本息合计	万元		-1218	-1218	...	-1218	-1218	-1218	...	-1218	-1218	-1218	...	-1218	-1218	-1218	...	-1218	
运维	电力损耗成本	万元		-72	-70	...	-59	-72	-70	...	-59	-72	-70	...	-59	-72	-70	...	-63
	运维费用	万元		-640	-640	...	-640	-640	-640	...	-640	-640	-640	...	-640	-640	-640	...	-640
	更换电池费用	万元		0	0	...	0	-13612	0	...	0	-11581	0	...	0	-9852	0	...	0
其他	电池相关折旧	万元		-2000	-2000	...	-2000	-2000	-2000	...	-2000	-2000	-2000	...	-2000	-2000	-2000	...	-2000
	非电池相关折旧	万元		-533	-533	...	-533	-533	-533	...	-533	-533	-533	...	-533	-533	-533	...	-533
	综合税收	万元		0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0	0	0	...	0
现金流	万元	-9600	1310	1223	...	748	-12302	1223	...	748	-10271	1223	...	748	-8542	1223	...	898	
项目资本金 IRR			-12.7%																
项目 NPV	万元		-8995																
全生命周期费用	万元	-9600	-1930	-1928	...	-1917	-15542	-1928	...	-1917	-13511	-1928	...	-1917	-11782	-1928	...	-1921	
LCOS			0.62																

资料来源：五矿证券研究所测算



## 带入投资方视角的重要性

想充分理解储能电站的经济可行性，我们需要尽可能站在电站投资方的角度去思考。想象一下，目前有一个 100MW/400MWh 的独立储能项目摆在面前，我们需要投入多少资金？能够获得多少收益？项目是赚钱还是亏钱？为解决这些问题，我们以当下的技术条件、建设成本为依据设定核心假设参数，建立项目现金流模型，最终测算出当前独立储能项目资本金 IRR、项目 NPV 以及最重要的储能度电成本 LCOS。

## 核心假设依据及合理性

### 装机成本假设

“随容量变化的装机成本”主要包含电芯、温控、消防设备等，是跟随储能配置时长变动而变化的成本。

“随功率变化的装机成本”主要包含 PCS、EMS、变压器、土建施工、并网调试等，是根据装机功率确定的成本。

参考 2024 年 6 月的储能项目中标价格，我们将这两个参数分别设定为 0.40 元/Wh 和 1.60 元/Wh，那么该 4H 储能项目“EPC 综合造价”为  $0.40+1.60/4=0.80$  元/Wh。

### 运行数据假设

“年循环次数”指储能系统每年完成等效充放电循环（DoD90%）的次数。据中电联统计，2023 年中国独立储能平均等效充放电次数为 172 次，根据当前中国独立储能运行现状，该参数设定为 200 次。即便在电力市场和储能运营机制较为成熟的美国，24Q1 美国 ERCOT 区域的储能电站平均每天也只能完成 0.74 次充放电循环，即全年等效充放电次数约 270 次。

“度电综合收益”指全生命周期内每完成一次充放电所获得的平均收益。以独立储能收益机制发展较快的山东省为例，2023 年山东独立储能电站可获得“现货电能量交易+容量租赁+容量补偿”三部分收益。2023 年山东独立储能通过现货市场交易可获得度电收益约 0.35 元/kWh；容量租赁指将电站容量作为并网条件租赁给新能源电站，目前价格在每年 150 元/kW 左右，对于 4H 储能电站，转换为度电收益约 0.10 元/kWh；山东电力市场设置了容量补偿机制，根据最新政策，独立储能容量补偿度电收益约 0.08 元/kWh。综合看，按目前的情况独立储能电站度电综合收益设定为 0.50 元/kWh 较为合理，甚至已经是较为乐观的水平。

### 维护成本假设

“电站寿命”假设为 30 年。储能电站中除了储能系统以外的主要电气设备（如变压器、断路器），以及场地、建筑物等基建工程的设计寿命通常可达到 30 年。

“电池日历寿命”假设为 8 年。目前磷酸铁锂储能电池的设计循环寿命通常超过 8000 次，设计日历寿命一般可达 10 年，但 2023 年独立储能电站年充放电次数仅 172 次，即便实现较为理想的每天一充一放，日历寿命下电新的总循环次数也不会超过 4000 次，远低于设计的 8000 次循环寿命，所以能量型储能电站电池寿命需要关注的是日历寿命这一参数。过去招标的大部分储能系统整体质保年限仅有 5 年，实际运行寿命不足 8 年，综上所述我们假设每 8 年就需要对电池进行整体更换。

## 当前技术成本条件下，独立储能电站投资收益为负

在当前技术条件、建设成本以及较为乐观的收入假设下，我们测算出一个 100MW/400MWh 独立储能电站项目的全生命周期现金流。作为投资方，我们需要在第 0 年投入 9600 万，收

获一组长达 30 年的未来现金流，其中在第 9、17、25 年需要分别追加三笔投入更换电池。最终可测算出该项目资本金 IRR 为 -12.7%，项目 NPV 为 -8995 万元，投资收益为负，项目不具备经济可行性。

### LCOS 可用于快速衡量储能经济性

简单理解，对于储能电站来说，完成一次充放电循环获得的收益要大于成本，才具备经济性。我们用项目“全生命周期费用”的净现值，除以项目“全生命周期发电量”的净现值，可以测算出该独立储能电站 LCOS 约为 0.62 元/kWh。前文我们对于该项目“度电综合收益”的假设为 0.50 元/kWh，度电成本大于度电收益，项目不具备经济性是显然的。未来在电力市场成熟后，电力现货市场峰谷价差套利将成为储能的主要收入来源，在不考虑容量补偿的情况下，我们可以将现货市场峰谷价差和储能 LCOS 作对比，来大致衡量储能电站的经济性。

### 不同假设条件下，独立储能 LCOS 是什么水平？

为了对比不同条件下独立储能的 LCOS 水平，我们进行了以下 10 个情景的测算。

情景 1-5 是基于 2H 储能电站测算，情景 6-10 是基于 4H 储能电站测算；

情景 1 和情景 6 是基于“基准条件”进行测算，与前文案例基于当前条件的假设保持一致；

情景 2 和情景 7 是基于“高锂价”条件进行测算，与前文案例区别在于“随容量变化的装机成本”从 0.40 元/Wh，上调至 1.00 元/Wh，对应是 2022 年碳酸锂价格高位时的水平；

情景 3 和情景 8 是基于“高循环”条件进行测算，与前文案例区别在于“年循环次数”从 200 次上调至 350 次，基本实现每天一充一放，与目前部分省份独立储能政策制定的目标匹配；

情景 4 和情景 9 是基于“长寿命”条件进行测算，与前文案例区别在于“电池日历寿命”从 8 年上调至 15 年；

情景 5 和情景 10 是基于“中期乐观”条件进行测算，假设“随容量变化的装机成本”保持当前价格，“年循环次数”和“电池日历寿命”均达到上述情景中的最优，是我们认为是 3 年左右有望实现的 LCOS 水平，即 2H/4H 储能 LCOS 有望分别达到 0.44 元/kWh 和 0.34 元/kWh。

图表 26：中期乐观情景下，2H/4H 储能 LCOS 有望分别达到 0.44 元/kWh 和 0.34 元/kWh

	2H 储能电站 (100MW/200MWh)					4H 储能电站 (100MW/400MWh)					
	情景 1 基准条件	情景 2 高锂价	情景 3 高循环	情景 4 长寿命	情景 5 中期乐观	情景 6 基准条件	情景 7 高锂价	情景 8 高循环	情景 9 长寿命	情景 10 中期乐观	
年循环次数	次	200	200	350	200	350	200	200	350	200	350
充放电电收入	元	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
随容量变化的装机成本	元/Wh	0.40	1.00	0.40	0.40	0.40	0.40	1.00	0.40	0.40	0.40
电池日历寿命	年	8	8	8	15	15	8	8	8	15	15
项目资本金 IRR		-	-	7.5%	-	12.7%	-12.7%	-	26.1%	5.6%	29.7%
项目 NPV	万元	-12446	-34041	537	-8031	3923	-8995	-52185	14345	-630	20881
LCOS		0.84	1.43	0.49	0.72	0.44	0.62	1.21	0.39	0.51	0.34

资料来源：五矿证券研究所测算

### 近两年锂价下跌带动 LCOS 大幅下降，但未来装机成本降幅将放缓

由于2022年碳酸锂价格飙升至近60万元/吨历史高位，导致磷酸铁锂储能电池价格升至1.00元/Wh，后续随着锂价下降，储能电池价格也大幅下降至2024年0.35元/Wh，相较于2022年降低了65%。同时，2H储能系统中标均价则从2022年1.52元/Wh大幅下降至2024年0.62元/Wh，降幅达到59%，2H储能EPC中标均价则从2022年1.90元/Wh大幅下降至2024年1.30元/Wh，降幅达到32%。值得注意的是，储能EPC中除了储能系统以外的成本出现大幅上涨，我们认为原因除了2024年铜等原材料价格大幅上涨以外，也在于储能电站规模和建设要求不断提升，会带来升压站和附属设施成本的增加，比如10MW储能电站仅需配套35kV升压站，而100MW储能电站则需配套110kV甚至220kV升压站。

“随容量变化的装机成本”主要是电池成本，对比“高锂价”情景和“基准条件”情景，当这一参数设置为1.00元/Wh和0.40元/Wh时，2H储能LCOS分别为1.43元和0.84元，4H储能LCOS分别为1.21元和0.62元。可见过去两年碳酸锂价格大幅下降，带动了LCOS的大幅下降。

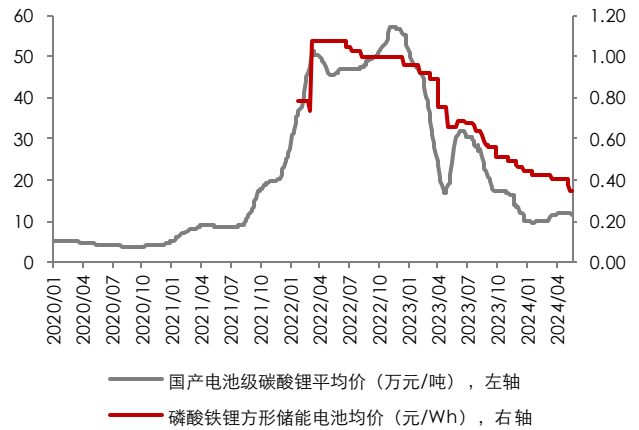
展望未来，想实现储能LCOS的进一步降低，指望初始建设成本继续大幅下降是不现实的，我们认为虽然装机成本尤其是锂价是个高度敏感的参数，但是未来对进一步降低储能度电成本的贡献有限，我们需要找到其他降本路径。

图表 27：2022-2024 年储能电芯及系统降幅分别达到 65%和 59%

单位：元/Wh		2022	2023	2024	22-24 变化
储能系统	电芯	1.00	0.67	0.35	-65%
	BMS				
	PCS (升压一体)				
	EMS				
	消防设备	0.52	0.47	0.27	-48%
	温控设备				
	集装箱及结构件				
	其他电气部件				
合计	1.52	1.14	0.62	-59%	
储能EPC	升压站、场地、建筑物	0.38	0.52	0.68	79%
	设计、施工、安装、调试、验收				
	合计	1.90	1.66	1.30	-32%

资料来源：储能与电力市场，五矿证券研究所

图表 28：近两年碳酸锂价格大幅下跌带动储能电芯价格大幅下降



资料来源：Wind、鑫椋锂电，五矿证券研究所

### 找到另外两大关键变量——“年循环次数”和“电池日历寿命”

在前文 100MW/400MWh 储能电站模型的基础上，通过对核心参数的敏感性分析，发现对 LCOS 影响较大的另外两个变量是“年循环次数”和“电池日历寿命”。对于 2H 储能电站，若年循环次数从 200 次上升至 350 次，电池日历寿命从 8 年上升至 15 年，LCOS 可以从 0.84 元下降至 0.44 元；对于 4H 储能电站，LCOS 则可以从 0.62 元下降至 0.34 元。

图表 29: “年循环次数”及“电池日历寿命”对储能 LCOS 影响的敏感性测算

2H 储能电站							4H 储能电站						
	电池日历寿命 (年)							电池日历寿命 (年)					
		5	8	10	15	20			5	8	10	15	20
年循环次数 (次)	150	1.30	1.12	1.05	0.96	0.90	年循环次数 (次)	150	1.01	0.83	0.75	0.67	0.61
	200	0.98	0.84	0.79	0.72	0.68		200	0.76	0.62	0.57	0.51	0.47
	250	0.78	0.67	0.63	0.58	0.55		250	0.61	0.50	0.47	0.43	0.40
	300	0.66	0.56	0.53	0.49	0.47		300	0.51	0.43	0.41	0.37	0.35
	350	0.56	0.49	0.47	0.44	0.42		350	0.44	0.39	0.36	0.34	0.31
	400	0.50	0.44	0.42	0.40	0.38		400	0.40	0.35	0.33	0.31	0.29

注: 其余假设条件均与图表 24 保持一致

资料来源: 五矿证券研究所测算

### 这两大关键变量分别对应储能发展的两大卡点

#### 提高储能电站“年循环次数”，需要“电力现货市场”

中国储能电站利用率低有多方面的原因: 1) 配建储能质量差, 投资方投建储能只是为了风光并网指标, 在购买设备时追求绝对低价, 甚至使用废旧电池, 消防设施更是能省则省, 出于安全考虑, 导致运营方和电网均不敢调用; 2) 新能源配储电站单个体量太小, 占用电网调度资源严重, 调度起来比较繁琐; 3) 缺少商业模式, 充放电没有收益, 例如部分新能源配储只能服务单一风光电站, 无法独立并网, 难以接受电网调度。

随着储能容量租赁模式的推广, 越来越多风光电站不再选择自己配储, 而是通过租赁容量完成并网指标。当百 MW 级别的独立储能电站数量越来越多, 当储能需要真正用起来, 且成为独立市场主体需要自付盈亏的时候, 储能设备质量差和体量小的问题就有了很大改善, 但是商业模式仍然是个问题。储能电站只有在放电收入大于充电成本时, 即具备充放电条件, 交易员才会向交易平台申报充放电曲线, 再由储能电站集控人员下发充放电指令, 最终完成一次充放电循环。以上流程实现的前提是, 有一个可以体现峰谷价差的电力现货市场。可以说“电力现货市场”已经成为当前限制储能发展的一个卡点。

#### “电池日历寿命”是另一个卡点

衡量电池寿命有两个参数, 分别是日历寿命 (Calendar Life) 和循环寿命 (Cycle Life), 其中任一个参数耗尽, 即代表电池寿命结束。

“日历寿命”是指电池从生产出厂开始, 即使在未使用或很少使用的情况下, 能保持其设计性能的时间长度。日历寿命反应了电池的化学成分和结构随着时间的推移而逐渐老化的速度。

“循环寿命”是指电池在正常使用条件下, 经历多少次充放电循环后, 其性能会下降到某一特定水平, 通常为额定容量的一定百分比, 比如 80%。

目前磷酸铁锂储能电池的设计循环寿命通常超过 8000 次, 设计日历寿命一般可达 10 年。对于功率型储能, 如用于火电联合调频的储能, 通常以“循环寿命”作为寿命上限; 对于能量型储能, 主要用于日内调峰, 按平均每天一充一放计算, 全生命周期循环总次数远低于设计值, 所以通常以“日历寿命”作为寿命上限。

在很多电池厂商发布新品时, 常常把“循环寿命”当作卖点推销, 却很少提及“日历寿命”, 其实对于能量型储能电站来说, 更应该关注后者。根据中国电科院数据, 目前中国功率型储



能实际运行寿命平均不足 3 年，而预期寿命是 10 年。能量型储能实际运行平均寿命不足 8 年，而预期寿命是 15 年。电池系统实际循环寿命和电池单体实验循环的寿命之比平均不足 0.5，预期是 0.85 以上。“电池日历寿命”不足则是当前限制储能发展的另一个卡点。

### 安全性是经济性的前提，不能忽视

在展开分析储能行业两大卡点之前，需要说明的是，本文更多是从经济性角度去分析储能行业卡点，没有过多篇幅阐述安全性，但不代表安全性不重要。在电力钟声系列 1 中我们便总结过中国电力工业的一大特点是“安全第一”，储能作为电力系统重要组成部分，同样需要遵循这一原则。储能行业在过去野蛮生长、价格跌穿成本线、行业无序竞争的背后隐藏着极大的质量安全问题，这需要更完善的行业标准、政策监管和技术进步来解决。

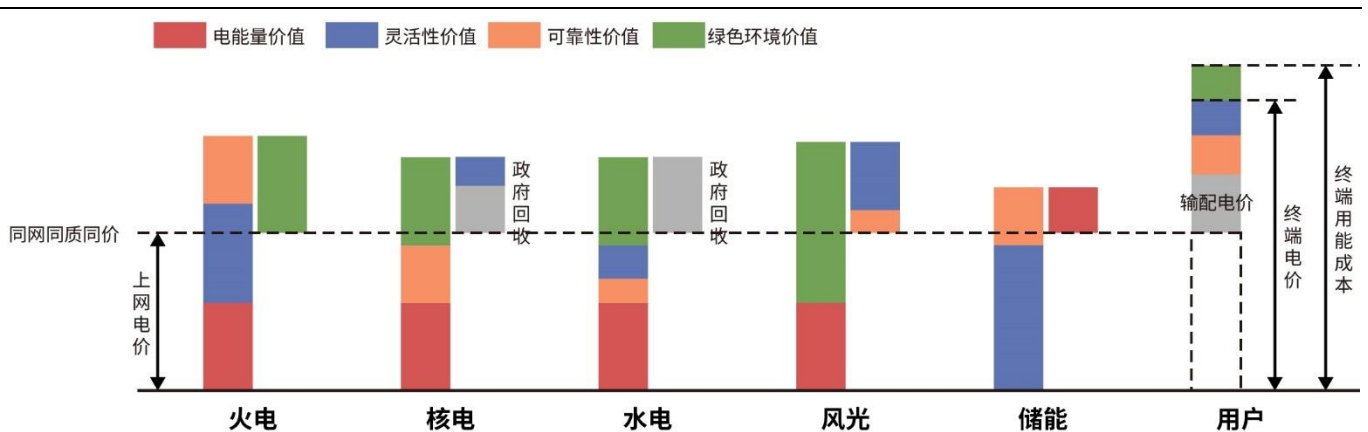
## 3 储能发展卡点一：电力现货市场

### 储能最重要的灵活性价值需要现货市场来体现

在电力钟声系列 1 中，我们通过电力多维价值体系，推演了理想状况下不同类型电源的价值构成。储能本身没有发电能力，需要充电，所以其电能量价值可以理解为负；储能可以将中午时段低价甚至是无法消纳的新能源电量挪至晚高峰高价时段发出，具有极高的灵活性价值；储能往往是在晚高峰或者缺电时放电，具有顶峰能力，所以也具备相当的可靠性价值。灵活性价值需要依靠电力现货市场、辅助服务市场来体现，可靠性价值则需要依靠容量补偿、容量市场来体现。

随着新能源，尤其是光伏的发展，未来电力系统中，储能需要承担大量的调峰任务，其次才是调峰、爬坡、备用等辅助服务。调峰的市场需求远大于调频，辅助服务市场规模有限，所以想要捋顺储能商业模式，提高储能循环次数，我们需要更多关注电能量市场的发展，尤其是可以形成真实峰谷价差的电力现货市场。

图表 30：理想状况下各类电源的多维价值构成推演



资料来源：发改委、国家能源局、中电联等，五矿证券研究所

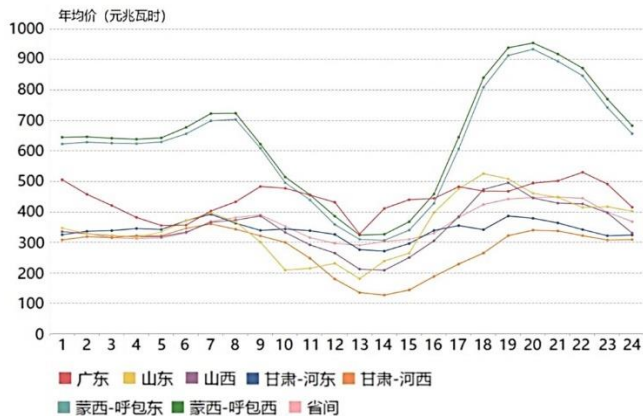
注：本示意图仅为定性分析

## 理论上，电力现货市场应该是储能收益的主要来源

正所谓“无现货，不市场”。电力现货市场最重要的作用是“发现价格”，通过不同时间点、不同空间节点的真实供需情况，形成真正的分时电价，形成峰谷价差，并为中长期交易提供价格风向标。传统电力中长期市场中，大部分交易往往是年度一口价形式，不同时间点电价相同，没有峰谷价差，这导致储能、火电调峰、需求侧响应等系统灵活性资源的价值无法体现。即使部分省份中长期市场人为划分峰谷平段电价区间，也可能和真实供需不匹配，反而造成价格信号错乱。可以说没有现货市场的灵活性资源都是无源之水，难以准确定价，也没有盈利模式。

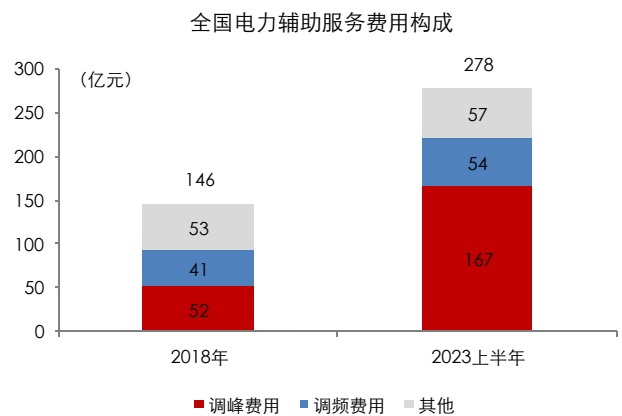
电力现货市场通过形成峰谷价差，利用市场机制去引导储能完成调峰，并获得较为准确合理的调峰收益。当系统调峰需求大的时候，峰谷价差就会增加，储能调峰收益就会增加。而电力辅助服务市场是一种计划机制，由调度机构发布调峰需求，再由可提供调峰服务的机组要么以固定价格完成履约，要么竞价完成履约。随着风光占比提升，未来系统调峰需求大幅增加，如果只依靠计划性的辅助服务机制去推动调峰，一是计划赶不上变化，“拍脑袋”定的量容易和实际需求发生偏差，二是难以实现调峰收益的准确定价。未来辅助服务的调峰市场将更多融入到电力现货市场，在一个成熟完善的终极电力市场中，储能调峰收益的主要来源应该是电力现货市场。

图表 31：2023 年多数省份电力现货市场价差在 0.3 元/kWh 左右



资料来源：Lambda，五矿证券研究所

图表 32：电力系统对于调峰的需求远大于调频



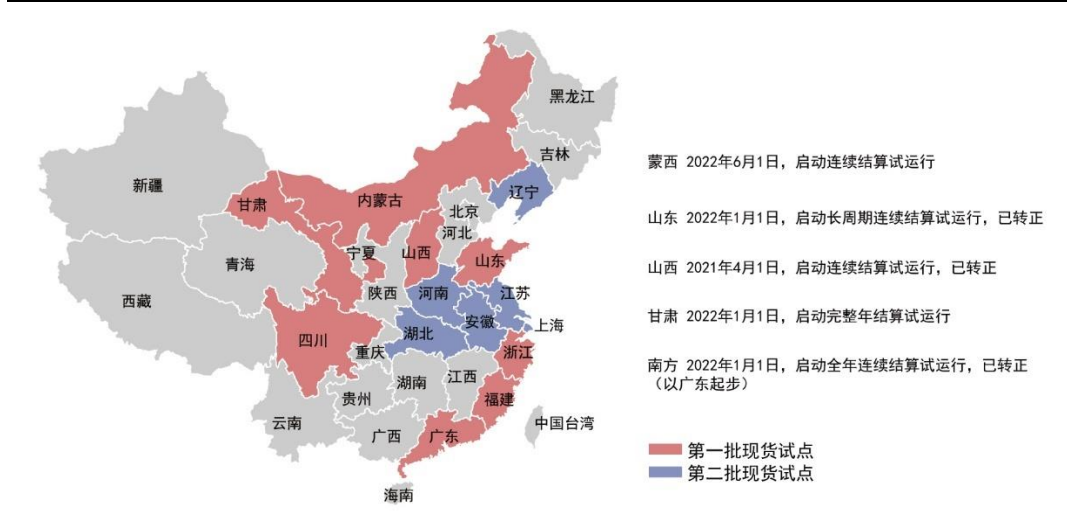
资料来源：国家能源局，五矿证券研究所

## 电力现货是对整个市场机制的底层颠覆，进展较慢但已明确推进时间表

2015年新一轮电改启动至今，中国已经建立了较为成熟的电力中长期交易市场。在2021年新版“两个细则”发布后，各地区的辅助服务市场也已经不断完善。但是电力现货市场目前仍然只有5个省份实现长周期连续结算试运行，其中广东、山西、山东已转正，甘肃、蒙西连续运行2年以上。

电力现货不是新增一个市场这么简单，而是对整个电力交易调度运行体系的底层颠覆。建立电力现货市场的难点在于，需要在保证系统安全稳定运行前提下，根据市场出清结果完成实时调度，实现中长期市场带曲线交易，以及统筹多方主体利益。目前中国电力现货市场建设进展明显偏慢，需要提速，2023年10月发改委明确了各试点省份启动试运行时间表，未来2年电力现货市场有望在全国各省大面积铺开。

图表 33：目前仅 5 个省份实现电力现货市场长周期连续运行



资料来源：国家电网、南方能源观察，五矿证券研究所

### 在电力现货市场铺开前，独立储能能有哪些收入来源？

目前电力系统对于储能的需求是非常迫切的，在电力现货市场铺开前，为了推动储能发展，提高储能利用率，各省均出台了一系列和储能相关的电力市场政策。在现货市场“真空期”，关于独立储能的多种收益机制均有助于提高 LCOS 模型中的关键参数“年循环次数”，提升储能经济性。

**除了现货市场以外，在大多数没有启动现货的省份，目前独立储能电站的收入主要来自于容量租赁、辅助服务市场（调峰、调频）、容量补偿、具备分时电价的中长期市场等，同时河南等省份还出台了保障独立储能年调用次数不低于 350 次的规定。**

#### 容量租赁是目前独立储能收入的主要来源

2020 年以来，大部分省份出台了强制配储政策，新建风光项目必须按一定比例配置储能，配储成为风光并网发电的必要前置条件，但源侧配储出现了体量零散、场景单一、利用率低、调度效率低等问题。考虑节约用地、规模效应、效率提升、风险防控等多方面因素，2023 年以来，广东、江苏、广西、四川、河南、天津、浙江等地区纷纷出台政策，明确新能源项目可通过自建、共建或租赁等方式灵活配置储能。目前，大多数地区提倡储能容量租赁合同覆盖新能源项目全生命周期，参考价格为每年 150-400 元/kw 不等。容量租赁制度源于新能源强制配储政策，本质上是一种对储能电站的补贴，只是补贴金额来自于新能源电站，而非国家。目前容量租赁收入是独立储能电站收入的主要来源，以山东为例，2023 年山东独立储能电站收入有 45% 来自容量租赁。

#### 辅助服务调峰是重要的过渡模式，调频市场则需求有限

辅助服务费用是指，为了维持电力系统安全稳定运行，根据电力调度机构指令，可调节发电机组或电力负荷等并网主体接受调度后所获得的补偿。根据 2021 年出台的新版“两个细则”，电力辅助服务的种类可分为有功平衡服务、无功平衡服务和事故应急恢复服务，有功平衡服务包括调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等。

在国外成熟的电力市场中，因为现货市场的存在，辅助服务是没有调峰这一类别的。在中国现货市场尚未成熟的阶段，调峰辅助服务对于储能是一种重要的收入来源，但毕竟辅助服务市场是种计划性机制，市场容量和调度机构发布的需求有关，具有不确定性。目前调峰、调频是主要的两类辅助服务需求，储能电站均能参与，在没有现货的省份调峰辅助服务补偿价格大多在 0.3-0.5 元/kwh 区间，现货省份调峰辅助服务与现货市场融合。调频市场则由于市场需求有限，对储能电站来说调频收入有限，例如部分省份调频市场日均需求约 50 万千瓦，而独立储能规模超过 200 万千瓦。

### 容量补偿只有少数省份具备，亟需全国性政策

储能和煤电类似，具备电力顶峰能力，是电力系统中重要的容量价值提供者，理论上储能也应该获得类似煤电容量电价的补偿收益。早在 2022 年印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》就提出过“建立电网侧独立储能电站容量电价机制”，2023 年底发布的《关于建立煤电容量电价机制的通知》中也提出了“支持电力现货市场连续运行的地区，研究建立适应当地的发电侧容量电价机制”。

目前中国只有少数省份的独立储能电站可获得容量补偿，例如山东对参与电力现货市场的独立储能电站可以获得每年 100 元/kW 容量补偿；而甘肃的容量补偿则是嵌入辅助服务市场中，独立储能电站可参与辅助服务调峰容量市场竞价，上限为每天 300 元/MW；新疆 2023 年 5 月开始试行独立储能容量电价补偿，2023-2025 年标准分别为 0.2/0.16/0.128 元/kWh；内蒙古 2023 年 11 月开始对于纳入示范项目的独立储能电站给予上限 0.35 元/kwh 的容量补偿，补偿期暂按 10 年考虑；河北 2024 年 1 月提出关于独立储能电站容量电价政策，针对 2024 年并网项目，给予容量补偿 50-100 元/kW，但该政策为临时政策，期限仅 1 年。

显然独立储能已经成为新型电力系统中的重要组成部分，储能的灵活性价值想得到充分体现需要现货市场，但尚需时日。对于电力市场政策制定者来说，不妨针对储能的可靠性价值，单独出台全国性储能容量补偿电价政策，使独立储能电站能够获得与容量相关、可预期且可持续的现金流，合理补偿独立储能固定成本已成为推动独立储能行业发展迫在眉睫的需求。

### 中长期市场分时电价机制逐步启动，既是现货启动前奏也给予储能新的收益来源

在传统的电力中长期市场中，年度、季度的双边协商和挂牌交易均为一口价交易方式，交易标的为年度或者季度的总电量，默认总电量按曲线平均分解至每日，这导致传统中长期交易难以体现电能的分时价值，传统“一口价”模式的电力中长期市场也无法和电力现货市场协调运行。

其实早在 2021 年山西便已经开始探索中长期市场分时段交易，将每日的中长期合同分成 24 个时段，以每个时段的电量为交易标的，开设 24 个子市场，各子市场互不影响，在 24 个子市场分别组织发电侧与用户侧开展电量交易，各市场主体可根据自身需求自由确定各时段的交易电量，各市场主体 24 个时段的交易电量依次组合形成的阶梯式曲线即为中长期交易曲线。

江苏在 2024 年年度中长期交易规则中规定，在电力现货市场运行月份组织开展中长期分时段交易，由 24 个时段交易结果形成各市场主体的中长期合同曲线。

新疆也在 2024 年首次以带电力曲线方式组织年度电力交易，所有成交电量每日 24 时形成电力曲线，市场化成交价格将按照“尖、峰、平、谷、深谷”分别定价，并按照新疆分时电价政策要求拉开各时段价差。

类似的中长期市场分时电价机制也在出现在了甘肃、浙江等省份 2024 年中长期交易规则中，



人为划分“峰、平、谷”时段，不同时段具有不同的交易基准价，例如甘肃规定峰平谷交易基准价为燃煤基准价乘以分时系数，峰段/平段/谷段系数分别为 1.5/1.0/0.5。

随着越来越多省份在电力中长期市场中启用分时电价机制，中长期市场具备了峰谷价差，独立储能则能以用户和发电双重身份参与市场交易，在电价低估时段充电等同于批发用户，在电价高峰时段放电，等同于发电企业，实现峰谷价差套利获得收入。电力中长期市场分时电价机制既可以被看作现货市场启动前奏，也给予了独立储能电站一个新的收益来源。

图表 34：各省独立储能多种收益机制情况

地区	容量租赁	容量补偿	电能量市场		辅助服务市场						
			中长期市场	现货市场	调峰	一次调频	二次调频	黑启动	爬坡	备用	
内蒙古	蒙东	蒙西		蒙西	蒙东			√			√
山西	√			√		√					√
山东	√	√		√			√	√	√		
宁夏	√				√						
广东	√			√		√	√				√
河南	√		√		√						
甘肃	√	√		√			√				
新疆	√		√								
河北	√	√	√								
湖南	√				√		√				
湖北							√				
浙江		√			√		√				
广西	√				√	√	√				

资料来源：宁德时代、各省发改委、能源局，五矿证券研究所

### 对现货市场和多种收益机制不断完善的预期，推动独立储能建设持续高景气

正是由于各省现货市场持续推进，以及储能多种收益机制的完善，存量储能电站利用率不断提高，新建独立储能电站可预期的“年循环次数”也在不断提升。

2024年以来储能电站招标持续高景气，2024年1-6月中国储能完成招标容量62.9GWh，同比增长94.2%，其中独立储能占比过半，独立储能电站完成招标容量33.6GWh，同比增长292%。当储能电站“年循环次数”和“度电综合收益”得到保障，当独立储能电站经济性得到明显改善，不需要强制配储，自然会吸引资本流入，储能产业才能实现快速且高质量的发展。

我们认为限制储能发展的第一个卡点“电力现货市场”正在逐步打通，预计未来还会有更多储能相关的电改政策推出，前文储能度电成本模型中的关键参数“年循环次数”从200次提升至350次，大概率能在未来三年内实现，这将带动储能LCOS进一步降低。



图表 35：2024 年 1-6 月中国储能累计招标容量 62.9GWh，同比增长 94.2%



资料来源：储能与电力市场，五矿证券研究所

## 4 储能发展卡点二：电池日历寿命

### 储能电站主要采用磷酸铁锂电池，经济性受限于“电池日历寿命”

根据正极材料不同，主流锂电池可分为磷酸铁锂电池（LFP）和三元锂电池（NCM）两种路线。磷酸铁锂电池在安全性、循环性能以及性价比方面有显著优势，能量密度较低的劣势对于大型储能电站来说并不关键，所以目前磷酸铁锂电池是储能电站的首选。根据BNEF数据，全球储能电池中磷酸铁锂占比从2020年的33%上升至2023年的84%，预计未来5年占比会维持在90%以上。

工程应用上，评价磷酸铁锂电池系统的使用寿命以及老化情况一般采用循环寿命（Cycle Life）和日历寿命（Calendar Life）两个指标。其中，循环寿命一般是指磷酸铁锂电池在标准温度、充放电倍率等工况条件下，进行常规循环或进行特定充放电深度循环，达到寿命终止时所循环的次数。日历寿命是指电池在设定温度环境下，保持开路状态时达到寿命终止的时间，是电池一直保持在备用状态时的寿命。

对于能量型储能电站而言，日历寿命比循环寿命更重要。磷酸铁锂电池作为储能设备时其充放电的深度、频次存在不确定性，受电力系统需求的影响，对于大部分磷酸铁锂储能系统的应用场景，储能的实际充放电循环次数远低于设计值，但是由于储能系统需一直保持在备用状态，其日历老化一直在发生，所以“电池日历寿命”是限制储能经济性的另一个关键卡点。

#### 磷酸铁锂电池充放电原理

想要分析磷酸铁锂电池的寿命，我们需要理解其充放电的技术原理。

磷酸铁锂电池一般采用LiFePO<sub>4</sub>作为正极材料，石墨作为负极材料，有机锂盐作为电解质。在电池充电时，正极LiFePO<sub>4</sub>脱离出锂离子形成FePO<sub>4</sub>，锂离子在电场力的作用下，进入电解液，穿过隔膜，再经电解液迁移到石墨晶体的表面，最后嵌入石墨晶格中。同时，电子则从正极集流体出发，沿着外电路流向石墨负极，最终使负极达到电荷平衡状态。

放电则正好相反，锂离子从石墨晶体中脱嵌而出，进入电解液，穿过隔膜，再经电解液迁移

到磷酸铁锂晶体表面，最后重新嵌入到磷酸铁锂的晶格内。同时，电子通过外电路从负极流回正极。

### 磷酸铁锂电池容量衰减原理

锂电池容量及性能衰退通常是多种副反应过程共同作用的结果，与众多物理及化学机制相关，综合近年来国内外的研究进展，锂电池老化的主要原因有：

1) 负极析锂导致活性锂离子损失。析锂是指锂从电解液沉积到电极表面的过程，析锂会导致不可逆的锂离子存量损失，从而导致可用容量减少。当负极电位超过0V的阈值(相对于Li/Li+)时，负极表面就会发生析锂，锂离子嵌入石墨负极的速率过慢或锂离子传输至负极的速率过快都可能引发析锂。

2) SEI膜生长导致活性锂离子损失。SEI膜是在锂离子电池负极表面形成的一层钝化膜，具有离子导电性且阻止电子通过，将电解液与负极隔开。磷酸铁锂电池在首次充电后，电极与电解液接触发生电解液的分解反应并生成的SEI膜并不稳定，在后续充放电循环过程中，SEI膜会频繁分解和再生。由于SEI膜的生成需要消耗电解液中的活性锂离子，SEI膜的增厚、膨胀会使得电池电极反应的活性下降以及电池容量的降低。SEI膜生成是日历老化的主要原因之一。

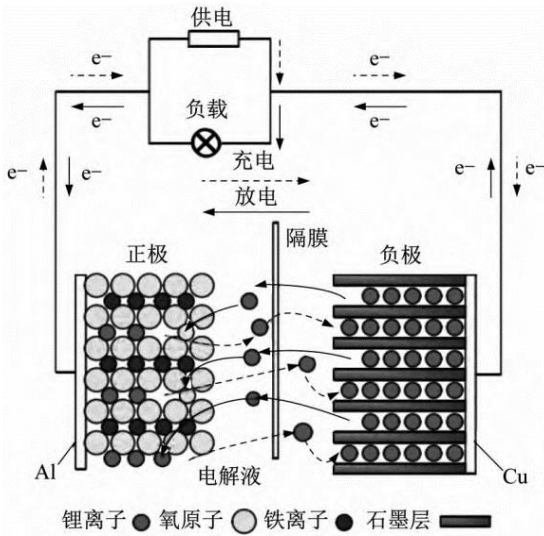
3) 集流体腐蚀导致内阻增加。集流体是锂离子电池中的关键组成部件，负责承载活性物质、汇集并输出，目前应用较为广泛的集流体是铜和铝。过放电会造成铜制集流体溶解并沉积在负极材料表面，阻碍负极的嵌锂和脱锂，并导致SEI膜加厚，最终导致内阻增大。

4) 电极活性材料损失导致容量衰减。锂离子电池长时间工作过程中，锂离子在正极和负极材料中反复脱出与嵌入，电极的插层颗粒会因此长时间处于收缩膨胀状态，由此引起的机械应力可能会造成材料内部晶格的坍塌和改变，从而导致正负极极片可嵌入的锂离子容量减小，导致电池有效充放电容量降低。

5) 电解液分解导致内阻增加。电解液为离子导体，能够起到在正负电极间传导锂离子的作用，随着循环次数增加，电解液会随着时间的推移发生一定的氧化或分解反应，使得其传质能力减弱，引起电池内阻增加。

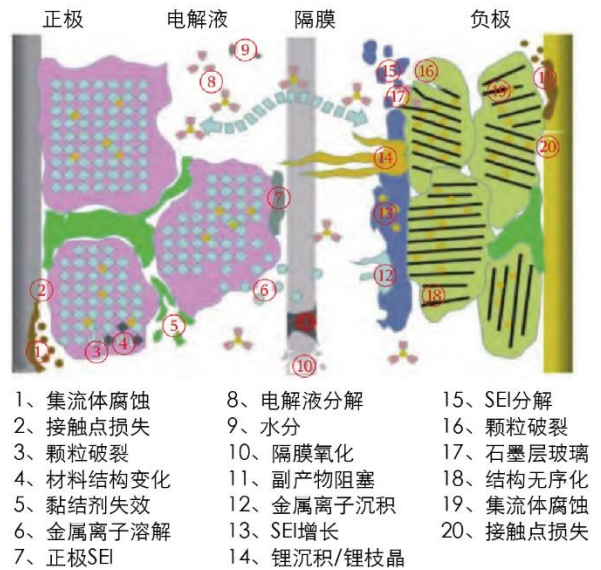
6) 隔膜退化导致短路或容量衰退。隔膜是锂离子电池的关键材料，隔膜能够隔绝电子，在充放电过程中锂离子通过扩散传播，从物理上分隔正负极。隔膜老化主要体现为隔膜孔堵塞，阻碍电极之间的离子传输，从而导致功率衰减及阻抗上升。隔膜老化原因有电解质分解物及活性材料堵塞，锂枝晶刺穿隔膜，以及高温或循环引起的结构退化。

图表 36: 磷酸铁锂电池工作原理图



资料来源：《磷酸铁锂电池老化研究探讨》，五矿证券研究所

图表 37: 锂离子电池老化原理分析



资料来源：《锂离子电池容量衰退机理与影响因素》，五矿证券研究所

### 影响“循环寿命”和“日历寿命”的因素

影响磷酸铁锂电池循环寿命的因素主要有：温度、充放电倍率以及充放电深度。当电池处在高温、高充放电倍率，以及高充放电深度条件下工作时，磷酸铁锂电池容量衰减速度会更快。当磷酸铁锂电池处于高充放电倍率或是过充的状态下时，电池的负极材料表面会快速聚集  $\text{Li}^+$  并将其还原形成金属锂枝晶，造成容量损失甚至刺穿隔膜引发热失控。高温、高倍率充放电也更容易导致正极活性物质发生分解，以及 SEI 膜更快的生成与沉积。通过补充活性锂离子的方法可以实现电池寿命的延长。

影响磷酸铁锂电池日历寿命的因素主要有：SOC、温度以及备用搁置时间。当电池处于高 SOC 状态、较高温度或是长时间连续处于备用状态时，磷酸铁锂电池的反应活性较高，电极与环境发生不可逆反应的速率会加快并导致容量的下降。而较长的备用搁置时间则是因为延长了不可逆反应的时间使得容量的下降发生累积。通过适时的充放电，改变电极材料的化学环境，可以延缓不可逆反应的发生。除电池电极材料本身因素外，电池辅助材料的老化也是加速电池日历老化的因素之一，例如当电池外密封材料发生老化，空气混入电池内部也会导致电池活性物质损失。

### 电池日历寿命突破，曙光初现

近两年行业对于功率型储能的日历寿命预期是 10 年，但实际运行寿命平均不足 3 年，对于能量型储能的日历寿命预期是 15 年，但实际运行寿命平均不足 8 年。除了受储能电芯本身的寿命影响以外，储能系统集成下形成的整体电芯管理能力也很重要，如温度控制、运维策略、电池一致性管理等。

虽然在过去储能实际日历寿命远低于设计值，但我们认为随着技术的进步，解决这一问题并不是件遥远的事。宁德时代在 2020 年成功研发“3 年零衰减”的超长寿命电池后，于 2024 年推出了“首 5 年容量零衰减，首 5 年功率零衰减”的天恒储能系统，其实验室实测循环寿命超过 15000 次。据外媒 NOTEBOOKCHECK 报道，宁德可为天恒储能系统提供 20 年质

保，足以体现电池在日历寿命方面的进步。

动力电池领域的日历寿命突破同样值得关注。由于电池日历寿命对于蔚来汽车换电 Baas 服务成本极其重要，所以 2024 年蔚来联合宁德时代提出了长寿命电池解决方案，目标是实现电池使用 15 年后健康度依旧可以保持在 85% 以上。蔚来实现电池日历寿命 15 年的原因，一方面来自电池本征研发的突破，通过正极、负极和电解液材料创新，降低电池衰退速度；另一方面来自电池运营管理的优化，通过换电站水冷系统实现恒温充电，并利用云端算法对换电体系内每块电池进行跟踪保养。蔚来长寿命电池的推出，也侧面证明了储能电池日历寿命这一卡点可能即将迎来重大突破。

图表 38：2024 年宁德时代发布天恒储能系统，可实现“5 年零衰减”



资料来源：宁德时代，五矿证券研究所

图表 39：2024 年蔚来发布长寿命电池，日历寿命可达 15 年



资料来源：蔚来汽车，五矿证券研究所

## 行业对日历寿命愈发重视，Megapack 15 年/20 年质保值得国内厂商学习

在 2022 年部分发电集团集采对于储能系统的招标要求仅为整体质保 3 年，2024 年国内大多数储能电站招标质保要求仍然只有 5 年，但是我们也发现有个别独立储能项目已经开始在招标中明确“电池日历寿命不应小于 10 年”的要求了。我们认为这是一个好现象，一方面说明电池技术的确在不断进步，另一方面说明当储能电站真正开始需要用起来，投资方需要考量其经济性的时候，行业对于“电池日历寿命”的重视程度开始逐步提升了。

其实在海外，储能电站运营方通常对储能系统质保寿命的要求基本都在 10 年以上。以特斯拉的 Megapack 为例，特斯拉为购买 Megapack 的客户提供了长达 15 年的标准保修，另外可以选择增值服务将保修年限延长至 20 年。即便 2024 年 7 月 Megapack 的 2H/4H 储能系统官网售价高达 1.79 元/Wh 和 1.65 元/Wh，是国内储能系统价格的两倍有余，对于电站投资运营方来说，更长的质保年限才能让储能电站全生命周期收益更有保障。建议国内厂商向海外厂商学习，在研发上重视储能系统寿命的提升，通过提供更长时间质保解决储能经济性“痛点”。



图表 40：特斯拉 Megapack 可提供 15 年/20 年质保

#### GLOBAL SERVICE FOOTPRINT

As a vertically-integrated manufacturer and supplier, Tesla provides a streamlined service offering on all components of Megapack. With Tesla, customers enjoy a single point of contact through all stages of product life. Our operational fleet of 2+ GWh provides valuable data that informs our maintenance models and our performance guarantees, and the entire Megapack system is covered by **a standard warranty of up to 15 years, with the option of a 20-year Capacity Maintenance Agreement (CMA)** in certain cases.

TESLA

REV. 1.3.0  
TESLA.COM/ENERGY

资料来源：TESLA，五矿证券研究所

## 5 总结与建议

### 未来 3 年，中国储能产业有望从强配驱动转为经济性驱动

我们预计储能行业两大卡点“电力现货市场”和“电池日历寿命”，均有希望在未来 3 年左右实现突破，届时 2H/4H 储能 LCOS 有望分别降低至 0.44 元/kWh 和 0.34 元/kWh。当储能卡点打通，当中国储能发展从强配驱动转为经济性驱动，储能装机有望复刻 2018-2023 年光伏装机指数级增长且连年超预期的历程。

### 展望终局，预计全球储能还有 10 倍以上天花板

做个简单测算，假设光伏年利用小时数 1400h，每天利用小时按 4h 计算的话，100MW 光伏电站一天的发电量为 400MWh。目前风光强制配储比例大多为 20%/2h，对应 20MW/40MWh 储能，一天只能存下 40MWh 的电量。

400MWh: 40MWh=10: 1，也就是按目前的强制配储比例，只能做到中午 10 度光伏存下来 1 度，可理解为目前光储配比仅为 1: 0.1。

当远期整个电力系统存量调节资源耗尽，调无可调的时候，中午每新增 1 度光伏，就需要配 1 度的增量调节资源，假设 70%为储能，那么可以理解为远期光储配比需要达到 1: 0.7。

假如未来全球光伏年装机天花板在 1000GW（2023 年全球光伏装机 346GW），那么全球储能年装机天花板就是  $1000 \times 4 \times 0.7 = 2800 \text{GWh}$ （2023 年全球锂电储能装机 89GWh），我们预计储能远期还有 10 倍以上天花板，成长空间足够广阔。

### 目前储能产业发展还离不开政策保驾护航

目前中国储能产业仍处发展初期，离不开政策保驾护航，产业政策不宜大起大落，有稳定的收益和政策预期，才能吸引更多资金投资储能建设。例如强制配储政策虽褒贬不一，但的确起到了迈出规模化发展第一步的作用，在电力市场尚未完善，且储能尚未实现经济性突破前，建议维持强制配储政策，鼓励通过更有效率的容量租赁模式实现对储能电站的持续补贴。

其次，加快电力现货市场建设、推动储能容量补偿全国性政策出台，以及完善储能多重收益机制，都需要更强有力推进电力体制改革。2015 年新一轮电改至今已接近 10 年，新形势下电力系统面临的主要矛盾已然不同，进一步深化电力体制改革，才能解决能源转型中遇到的种种问题。



### 对储能电站投资运营方的建议

关于项目选择，首先要考虑项目商业模式是否可持续。例如工商业储能目前主要依赖代理购电较高的峰谷价差实现套利，但代理购电仅为过渡模式，较高的峰谷价差不可持续，未来当电力用户真正进入市场，峰谷价差必然没有这么高，所以工商业储能项目在做可行性研究时最大的坑就是对未来峰谷价差及收入的假设过于乐观。对于独立储能电站项目，除了关注所在省份独立储能参与电力市场的政策进展之外，更重要的是对项目所在省份所在电网节点的风光发展及消纳趋势作至少 20 年维度的长期研判。

此外，作为电站投资方，要了解影响项目全生命周期收益率的核心产品参数。在设备招标阶段，对储能系统产品的电池寿命、循环效率、消防设计、运维售后作详细评估，切忌招标时只看价格不看质量和售后。

### 对储能企业的建议

不管是当下还是未来，大型独立储能电站都将是储能最主要的应用场景，而中国将是全球最大的市场，所以对于储能企业来说，短期国内市场是基本盘，要重视国内市场。随着国内储能利用率提升，将利于技术研发有足够积累的企业，通过“卷产品”“卷技术”“卷质量”“卷售后”脱颖而出，实现“良币”驱逐“劣币”。

在稳固国内基本盘的基础上，建议储能企业积极出海，坚持长期主义。随着全球光伏装机增长，海外美欧等主要市场也都接近了消纳出现问题的临界点，海外储能需求增长不一定像国内这么迅猛，可能呈现相对温和但持久的增长趋势。

对于储能企业出海，有三个具体建议：

一是要有战略定力，海外渠道、团队建立，以及客户积累，都需要较长培育期；

二是要坚持高品质优服务，储能产品质量和电站收益高度挂钩，高品质产品和优质售后服务才能持续积累口碑；

三是要坚持本土化，要融入本地，提前谋划海外产能，提前对未来可能的贸易争端做准备。

### 对于一二级投资者的建议

在二级市场，储能板块跟随整个新能源板块经历了 2020-2023 年的一轮史诗级行情后，目前估值已跌至历史最低点。从基本面看，光伏、锂电等板块的确面临着需求降速后带来的供给过剩问题，这是产业发展到一定规模后必然面临的阵痛，出清需要时间。然而我们认为储能产业目前的发展阶段和 2017 年左右的光伏类似，一旦电力现货市场和电池寿命两大卡点取得突破，储能将进入和光伏类似的平价后需求指数级放量的阶段。考虑到储能需求仍在快速增长，且具备足够高的天花板，是非常优质的早期成长赛道，目前储能板块估值显然是和基本面背离的，具备极高的投资价值。二级市场的低估会传导至一级市场，一级市场同样存在着处在不同阶段的优质储能企业值得投资。

当然储能行业从强配驱动转为经济性驱动过程中，仍然会面临阶段性供给过剩和激烈的价格战，真正有产品、技术、运维、售后实力的厂商才能留在“牌桌上”。综合考虑成长空间和确定性，对于当前时点投资标的选择，建议国内优于海外（国内市场是基本盘），大储优于户储（未来独立储能占主导），头部优于二线（目前价格战激烈）。

## 风险提示

1) 储能产业及电力市场政策波动风险；2) 电池技术进步速度不及预期风险；3) 储能技术路线转变风险；4) 产业竞争加剧风险；5) 国际贸易摩擦风险；6) LCOS 度电模型测算偏差风险；7) 政策遗漏或理解偏差风险。

## 分析师声明

作者在中国证券业协会登记为证券投资咨询(分析师),以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告。作者保证:(i)本报告所采用的数据均来自合规渠道;(ii)本报告分析逻辑基于作者的职业理解,并清晰准确地反映了作者的研究观点;(iii)本报告结论不受任何第三方的授意或影响;(iv)不存在任何利益冲突;(v)英文版翻译与中文版有所歧义,以中文版报告为准;特此声明。

## 投资评级说明

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;香港市场以恒生指数为基准;美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为基准。	股票评级	买入	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在20%及以上;
		增持	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于5%~20%之间;
		持有	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报介于-10%~5%之间;
		卖出	预期个股相对同期相关证券市场代表性指数的回报在-10%及以下;
		无评级	预期对于个股未来6个月市场表现与基准指数相比无明确观点。
行业评级	看好	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上;	
	中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%~10%之间;	
	看淡	预期行业整体回报低于基准指数整体水平-10%以下。	

## 一般声明

五矿证券有限公司(以下简称“本公司”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告即视其为客户,本报告仅在相关法律许可的情况下发放,并仅为提供信息而发放,概不构成任何广告。本报告的版权仅为本公司所有,未经本公司书面许可,任何机构和个人不得以任何形式对本研究报告的任何部分以任何方式制作任何形式的翻版、复制或再次分发给任何其他人。如引用须联络五矿证券研究所获得许可后,再注明出处为五矿证券研究所,且不得对本报告进行有悖原意的删节和修改。在刊载或者转发本证券研究报告或者摘要的同时,也应注明本报告的发布人和发布日期及提示使用证券研究报告的风险。若未经授权刊载或者转发本报告的,本公司将保留向其追究法律责任的权利。若本公司以外的其他机构(以下简称“该机构”)发送本报告,则由该机构独自为此发送行为负责。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断,本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入或将产生波动;在不同时期,本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告;本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时,本公司对本报告所含信息可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。

本报告的作者是基于独立、客观、公正和审慎的原则制作本研究报告。本报告的信息均来源于公开资料,本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证,也不保证所包含信息和建议不发生任何变更。本公司已力求报告内容的客观、公正,但文中的观点、结论和建议仅供参考,不包含作者对证券价格涨跌或市场走势的确定性判断。在任何情况下,报告中的信息或意见不构成对任何人的投资建议,投资者据此做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下,本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利,不与投资者分享投资收益,也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。本公司及作者在自身所知情范围内,与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

五矿证券版权所有。保留一切权利。

## 特别声明

在法律许可的情况下,五矿证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易,也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此,投资者应当考虑到五矿证券及其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突,投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 联系我们

上海	深圳	北京
地址:上海市浦东新区陆家嘴街道富城路99号震旦国际大厦30楼 邮编:200120	地址:深圳市南山区滨海大道3165号五矿金融大厦23层 邮编:518035	地址:北京市海淀区首体南路9号4楼603室 邮编:100037

## Analyst Certification

The research analyst is primarily responsible for the content of this report, in whole or in part. The analyst has the Securities Investment Advisory Certification granted by the Securities Association of China. Besides, the analyst independently and objectively issues this report holding a diligent attitude. We hereby declare that (1) all the data used herein is gathered from legitimate sources; (2) the research is based on analyst's professional understanding, and accurately reflects his/her views; (3) the analyst has not been placed under any undue influence or intervention from a third party in compiling this report; (4) there is no conflict of interest; (5) in case of ambiguity due to the translation of the report, the original version in Chinese shall prevail.

## Investment Rating Definitions

		Ratings	Definitions
<b>The rating criteria of investment recommendations</b> The ratings contained herein are classified into company ratings and sector ratings (unless otherwise stated). The rating criteria is the relative market performance between 6 and 12 months after the report's date of issue, i.e. based on the range of rise and fall of the company's stock price (or industry index) compared to the benchmark index. Specifically, the CSI 300 Index is the benchmark index of the A-share market. The Hang Seng Index is the benchmark index of the HK market. The NASDAQ Composite Index or the S&P 500 Index is the benchmark index of the U.S. market.	Company Ratings	BUY	Stock return is expected to outperform the benchmark index by more than 20%;
		ACCUMULATE	Stock relative performance is expected to range between 5% and 20%;
		HOLD	Stock relative performance is expected to range between -10% and 5%;
		SELL	Stock return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%;
		NOT RATED	No clear view of the stock relative performance over the next 6 months.
	Sector Ratings	POSITIVE	Overall sector return is expected to outperform the benchmark index by more than 10%;
		NEUTRAL	Overall sector expected relative performance ranges between -10% and 10%;
		CAUTIOUS	Overall sector return is expected to underperform the benchmark index by more than 10%.

## General Disclaimer

Minmetals Securities Co., Ltd. (or "the company") is licensed to carry on securities investment advisory business by the China Securities Regulatory Commission. The Company will not deem any person as its client notwithstanding his/her receipt of this report. The report is issued only under permit of relevant laws and regulations, solely for the purpose of providing information. The report should not be used or considered as an offer or the solicitation of an offer to sell, buy or subscribe for securities or other financial instruments. The information presented in the report is under the copyright of the company. Without the written permission of the company, none of the institutions or individuals shall duplicate, copy, or redistribute any part of this report, in any form, to any other institutions or individuals. The party who quotes the report should contact the company directly to request permission, specify the source as Equity Research Department of Minmetals Securities, and should not make any change to the information in a manner contrary to the original intention. The party who re-publishes or forwards the research report or part of the report shall indicate the issuer, the date of issue, and the risk of using the report. Otherwise, the company will reserve its right to taking legal action. If any other institution (or "this institution") redistributes this report, this institution will be solely responsible for its redistribution. The information, opinions, and inferences herein only reflect the judgment of the company on the date of issue. Prices, values as well as the returns of securities or the underlying assets herein may fluctuate. At different periods, the company may issue reports with inconsistent information, opinions, and inferences, and does not guarantee the information contained herein is kept up to date. Meanwhile, the information contained herein is subject to change without any prior notice. Investors should pay attention to the updates or modifications. The analyst wrote the report based on principles of independence, objectivity, fairness, and prudence. Information contained herein was obtained from publicly available sources. However, the company makes no warranty of accuracy or completeness of information, and does not guarantee the information and recommendations contained do not change. The company strives to be objective and fair in the report's content. However, opinions, conclusions, and recommendations herein are only for reference, and do not contain any certain judgments about the changes in the stock price or the market. Under no circumstance shall the information contained or opinions expressed herein form investment recommendations to anyone. The company or analysts have no responsibility for any investment decision based on this report. Neither the company, nor its employees, or affiliates shall guarantee any certain return, share any profits with investors, and be liable to any investors for any losses caused by use of the content herein. The company and its analysts, to the extent of their awareness, have no conflict of interest which is required to be disclosed, or taken restrictive or silent measures by the laws with the stock evaluated or recommended in this report.

Minmetals Securities Co. Ltd. 2019. All rights reserved.

## Special Disclaimer

Permitted by laws, Minmetals Securities Co., Ltd. may hold and trade the securities of companies mentioned herein, and may provide or seek to provide investment banking, financial consulting, financial products, and other financial services for these companies. Therefore, investors should be aware that Minmetals Securities Co., Ltd. or other related parties may have potential conflicts of interest which may affect the objectivity of the report. Investors should not make investment decisions solely based on this report.

## Contact us

### Shanghai

Address: 30/F, Zhendan International Building, No.99 Fucheng Road, Lujiazui Street, Pudong New District, Shanghai  
Postcode: 200120

### Shenzhen

Address: 23F, Minmetals Financial Center, 3165 Binhai Avenue, Nanshan District, Shenzhen  
Postcode: 518035

### Beijing

Address: Room 603, 4F, No.9 Shoutinan Road, Haidian District, Beijing  
Postcode: 100037