



叶海燕, CFA, CESGA
电话: +852 2533 3723
电邮: evayip@sbichinacapital.com

储能行业专题报告

储能风光无限，把握行业高景气

核心观点

全球能源转型加速、风光装机大幅增加令电网消纳压力攀升、储能经济性逐步凸显、海内外支持政策频出，以及人工智能数据中心（AIDC）等新兴领域崛起等多重驱动因素的共振之下，储能作为支撑构建新型电力系统的关键技术，需求持续提升，而这一增长趋势有望在未来持续。据 EESA 统计，2019-2023 年全球新型储能市场平均增速为 93%，2024 年全球储能新增装机约 188.5GWh，同比增长 80%，继续保持较高增速。EESA 预计 2025 年全球储能市场新增装机将达到 265.1GWh，同比增长 41%。

碳中和承诺加速新能源的发展。“双碳”目标的大背景下，新型储能 2020 年正式进入商业化阶段，其中以锂电池储能为代表的电化学储能迎来高速增长。2026 年储能市场或延续高速增长态势。核心的驱动因素包括：（1）能源结构向低碳转型，全球范围内可再生能源发电占比不断上升，电网层面需要储能来提升电网的消纳能力与稳定性；（2）技术进步和规模化生产，光伏材料和锂电池成本快速下降，国内外新能源配储的经济性逐步显现；（3）海内外政府出台一系列支持政策为储能行业的发展营造了良好市场环境；（4）人工智能数据中心（AIDC）建设提速，带动相关备电与储能系统的需求，绿色化升级进一步将储能应用从备电向供能转变。

新型储能中电化学储能占据主导地位。储能电池是电化学储能的主要载体，目前储能电池以磷酸铁锂电池为主，储能电池产业链可分为上游原材料及设备，中游储能设备生产、系统集成及运营维护，下游各类应用场景。

InfoLink 最新发布的全球储能系统出货排名显示，2025 年上半年全球储能系统集成商排名前五的企业依次为阳光电源、特斯拉、比亚迪、中车株洲所和海博思创。其中，阿特斯位列全球第 8，较 2024 年上升 1 位。与 2024 年的全球储能系统出货排名相比，中资企业的排名有了显著提升。尤为引人注目的是，阳光电源首次超越特斯拉。这一变化，不仅反映出中资企业在全全球储能领域的强劲发展势头，也暗示着全球储能市场格局正在发生深刻变革。

全球可再生能源持续发展、政府政策及储能项目经济性显现等因素推动下，全球储能需求保持快速增长，行业景气度高。预期储能系统等关键领域具备核心竞争力的公司将长期受益。建议关注受益于国内、海外储能装机增长。关注阿特斯(688472.CH)/Canadian Solar Inc (CSIQ.US)、阳光电源(300274.CH)、德业股份(605117.CH)。

目录

| | |
|---------------------------|----|
| 1. 行情复盘 | 4 |
| 2. 市场回顾 | 6 |
| 3. 本轮新型储能的驱动因素 | 9 |
| 3.1 电网的消纳压力 | 10 |
| 3.2 储能的经济性显现 | 12 |
| 3.3 海内外支持政策 | 14 |
| 3.4 AIDC 储能从备电到供能升级 | 21 |
| 4. 储能产业链及竞争格局 | 23 |
| 4.1 储能产业链及相关上市公司 | 23 |
| 4.2 全球储能竞争格局 | 24 |
| 5. 投资建议 | 26 |

图表目录

| | |
|--------------------------------------------------------------------|----|
| 图表 1：行业相对沪深 300 指数变化趋势 | 4 |
| 图表 2：A 股光伏指数成立以来走势 | 4 |
| 图表 3：光伏太阳能指数两轮周期的统计 | 5 |
| 图表 4：可再生能源发电量创纪录增长推动 2024 年全球清洁能源占比首超 40% | 6 |
| 图表 5：可再生能源装机规模不断实现新突破，2024 年占全球新增电力超过 90% | 6 |
| 图表 6：2003-2024 年全球发电量增长份额 | 7 |
| 图表 7：全球发电量来源 2023 及 2024 年变化 | 7 |
| 图表 8：中美欧风光发电量结构变化 | 7 |
| 图表 9：中美欧风光装机量结构变化 | 7 |
| 图表 10：2017-2024 全球储能新增装机规模及增速 | 7 |
| 图表 11：全球储能累计装机规模结构变化趋势 | 8 |
| 图表 12：全球新型储能累计装机规模及同比增速 | 8 |
| 图表 13：2024 年全球新型储能市场分布 | 8 |
| 图表 14：2024 年、2030E 及 2050E 清洁能源于全球发电结构中的比例 | 9 |
| 图表 15：2050 年净零情境下全球储能需求预测 | 9 |
| 图表 16：2025 年以来全国风电、光伏发电利用率已跌破 95% | 10 |
| 图表 17：加州独立系统运营商 CAISO 的风力发电和光伏发电每月的弃电量 | 10 |
| 图表 18：CAISO 电力净负荷变化显示“鸭子曲线”现象越来越严重 | 11 |
| 图表 19：欧洲互联电网运营商联盟(ENTSO-E)成员 2019 年至 2024 年电力批发价格位于零或零以下时长变动 | 11 |
| 图表 20：储能调节光伏日内消纳问题——典型日光伏出力曲线 | 12 |
| 图表 21：大型集中式储能电站解决方案 | 12 |

| | |
|-----------------------------------------------|----|
| 图表 22：Lazard LCOE 报告中各种能源技术的 LCOE 范围 | 13 |
| 图表 23：2024 年德国可再生能源技术和传统发电厂的平准化能源成本 | 13 |
| 图表 24：国内新增新型储能装机连续三年增速超 100%..... | 14 |
| 图表 25：2022 年以来储能的支持性政策 | 14 |
| 图表 26：2022 年以来储能的支持性政策(续) | 15 |
| 图表 27：美国碳排放历史轨迹及碳中和规划 | 16 |
| 图表 28：2010 年至 2024 年美国公用事业规模新增发电量占比 | 17 |
| 图表 29：美国 2018-2025 年首 8 个月累计装机容量走势 | 17 |
| 图表 30：美国新能源领域的税收抵免新旧政策主要变动 | 18 |
| 图表 31：2015-2024 年欧洲年度电池储能系统（BESS）装机量走势 | 19 |
| 图表 32：2025-2029 年欧洲储能新增并网规模预测 | 19 |
| 图表 33：主要新兴市场国家储能发展支持政策..... | 21 |
| 图表 34：IEA 预测，中性情况下全球数据中心总耗电量将达到约 945TWh | 22 |
| 图表 35：全球数据中心储能新增装机容量走势 | 23 |
| 图表 36：储能市场价值链及相关上市公司 | 23 |
| 图表 37：截至 2025 上半年全球储能系统出货量排名 | 24 |
| 图表 38：2024 年全球电池储能系统（BESS）集成商排名及市场份额 | 25 |
| 图表 39：行业估值表 | 27 |

1. 行情复盘

光储板块的周期规律

全球新型储能行业自 2020 年起正式进入商业化发展阶段，受益多国/地区新型储能政策日益完善，促进产业发展及技术创新不断取得突破，新型储能行业逐步由商业化初期步入规模化发展阶段。此前行业还处于起步阶段，市场多以小规模的项目为主，因此可供观察的历史跨度较短。但储能行业的发展与光伏产业联动密切，光伏配储是当前储能最重要的下游应用场景。储能行业中不少龙头企业也是从光伏相关业务延伸过来。通过观察和统计历史跨度更长的光储指数和相关上市公司股价表现，结合光伏和储能行业的历史重要事件，或可寻得到本轮光伏周期可能的走势。

图表 1：行业相对沪深 300 指数变化趋势

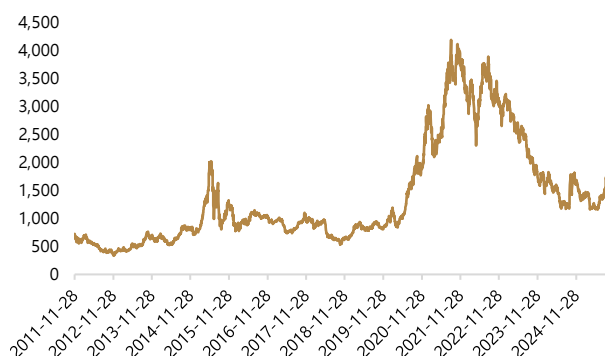


资料来源：彭博及软库中华

A 股光伏指数涵盖了储能系统/逆变器（阳光电源、固德威）、光伏材料（隆基绿能、通威股份、爱旭股份）、设备（捷佳伟创、迈为股份）、电站运营（太阳能、晶科科技）等细分环节的龙头上市企业，是能够系统地衡量 A 股光储板块的整体走势和表现的重要指标。

A 股太阳能指数 2011 年成立以来，经历了两轮完整的行业周期，第一轮自 2012 年 12 月起至 2018 年 10 月，以及第二轮自 2018 年 10 月起至 2025 年 4 月。

图表 2：A 股光伏指数成立以来走势



资料来源：彭博及软库中华

第一轮：2012 年 12 月起至 2018 年 10 月

第一轮上涨行情主要由政策红利释放推动的结果。第一轮上涨周期自 2012 年 12 月开启，历时 2 年 6 个月，期间指数涨幅 535%，指数的市销率从最低 1.9 倍涨至最高 7.2 倍，市净率从最低约 1.3 倍涨至最高近 6.8 倍。主要的催化剂包括（1）国家出台了多项光伏支持政策，包括光伏电站补贴标准、标杆电价政策的出台、光伏电站并网、光电建筑一体化等；（2）期间国内光伏新增装机规模增长超过 3 倍；（3）光伏技术更新迭代迅速，金刚线、单晶硅片和 PERC 电池技术逐步成熟，进入量产阶段。

行情结束情况：第一轮上涨行情结束的关键是补贴政策弱化。第一轮下跌周期自 2015 年 6 月开启，历时 3 年 4 个月，期间指数跌幅 75%，指数的市销率从最高 7.2 倍跌至最低 1.5 倍左右，市净率从最高 6.8 倍跌至 1.7 倍。指数收益持续走低主要受（1）前期大量光伏和风电电站建设导致严重弃光、弃风，甘肃、新疆等西北地区的弃光率超过 30%；（2）2018 年国内发布“531”新政，光伏发电补贴退坡，增长由政策驱动转向市场驱动，光伏装机增速放缓；（3）由于国内新增装机需求疲软，产能利用率大幅下降，光伏制造业面临产能过剩及亏损困境。

第二轮：2018 年 10 月起至 2025 年 4 月

第二轮上涨行情为政策调整、行业产能出清，估值修复所驱动。第二轮上涨周期由 2018 年 10 月开启，历时 2 年 10 个月，期间指数涨幅 711%，指数的市销率从最低 1.5 倍涨至最高 7.7 倍，市净率从最低 1.7 倍涨至最高 9.5 倍。本轮上涨催化剂包括：（1）光伏发电逐步实现平价上网；（2）我国政府积极应对气候变化，提出的“双碳目标”，中国郑重承诺 2030 年碳达峰、2060 年碳中和；（3）硅料环节供应紧缺导致，硅料价格超预期上涨；（4）N 型电池（Topcon、HJT）和颗粒硅技术进入量产阶段；（5）全球储能行业开启商业化，国家和地方密集出台储能相关政策。

行情结束情况：最新一轮下跌周期由 2021 年 8 月至 2025 年 4 月，历时 3 年 7 个月，期间指数跌幅 74%，指数市销率从最高 7.7 倍跌至最低 1.1 倍，市净率从最高 9.5 倍回落至最低 1.7 倍。接近四年的大幅回调主要因：（1）光伏行业周期性下行的影响，行业前期“大干快上”导致全产业链供给过剩，光伏材料价格大幅下跌；（2）消纳困境，国内配网消纳能力不足，光伏电站投资放缓；（3）美国对中国光伏产品实施贸易制裁和关税加征。

图表 3：光伏太阳能指数两轮周期的统计

| | 时间段 | 历时 | 区间变动 | 估值区间 | 驱动因素 |
|------------|----------------|-----------|------|------------------------------------|---------------------------------------------------|
| 第一轮 | | | | | |
| 上行区间 | 2012.12-2015.6 | 2 年 6 个月 | 535% | PS：1.9 至 7.2 倍 PB：1.3 至 6.8 倍 | 政策扶持期，国内密集出台光伏支持政策；光伏新增装机快速增长；金刚线、单晶硅片和 PERC 电池量产 |
| 下行区间 | 2015.6-2018.10 | 3 年 4 个月 | -75% | PS：7.2 至 1.5 倍 PB：6.8 至 1.7 倍 | 严重弃光；光伏 531 新政；光伏材料供给过剩 |
| 第二轮 | | | | | |
| 上行区间 | 2018.10-2021.8 | 2 年 10 个月 | 711% | PS：1.5 倍至 7.7 倍 PB：1.7 倍至 9.5 倍 | 光伏平价上网；中国“双碳”承诺；多晶硅价格超预期上涨；N 型电池和颗粒硅技术量产；储能开启商业化 |
| 下行区间 | 2021.8-2025.4 | 3 年 7 个月 | -74% | PS：7.7 倍至 1.1 倍 PB：9.5 倍至 1.7 倍 | 光伏全产业链供给过剩；电网消纳不足导致投资放缓；美对华贸易制裁和关税加征 |

资料来源：彭博及软库中华

回顾过往两轮光储指数的运行周期、估值区间、驱动因素以及板块内个股的股价表现，我们可以发现：

在一轮行业的上升周期中，往往伴随着海内外的行业政策支持、技术进步、项目经济性上升，以及由此推动的新增装机规模的快速放量；与之相反，在行业的周期性下行过程中，通常伴随着行业产能严重过剩/光伏材料价格大幅下跌，电网消纳不足，以及行业相关的限制性政策，导致光储企业业绩和股票估值的周期性波动。

板块上升周期通常历时 2 年半以上，期间指数涨幅 5-7 倍，龙头个股涨幅逾 10 倍，甚至到 30 倍；相比之下，下行周期历时更长，历时约 3 年半左右，指数跌幅 75% 左右，板块内个股的跌幅，根据其业绩和负债水平的不同情况，跌幅要在 50-80% 左右。

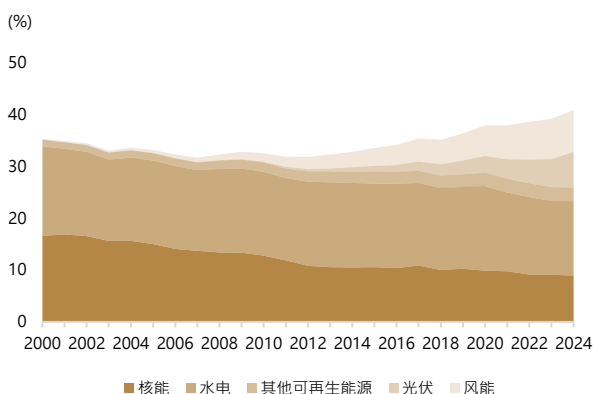
估值方面，光伏指数历史最低 PS 区间在 1.1 至 1.9 倍，最低 PB 区间在 1.3 至 1.7 倍左右；指数历史最高 PS 在 7 倍以上，最高 PB 区间约 6.8 至 9.5 倍，可见其过往两轮周期的估值区间具有一定的规律性。

2. 市场回顾

全球储能市场保持高速增长

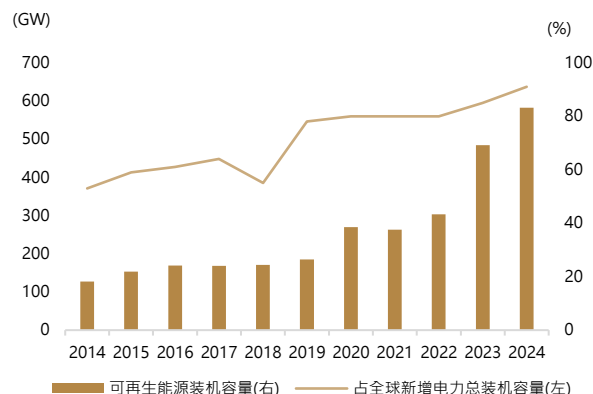
全球能源转型加速、风光装机大幅增加令电网消纳压力攀升、储能经济性逐步凸显、海内外支持政策频出，以及人工智能数据中心（AIDC）等新兴领域崛起等多重驱动因素的共振之下，储能作为支撑构建新型电力系统的关键技术，需求持续提升，而这一增长趋势有望在未来持续。

图表 4：可再生能源发电量创纪录增长推动 2024 年全球清洁能源占比首超 40%



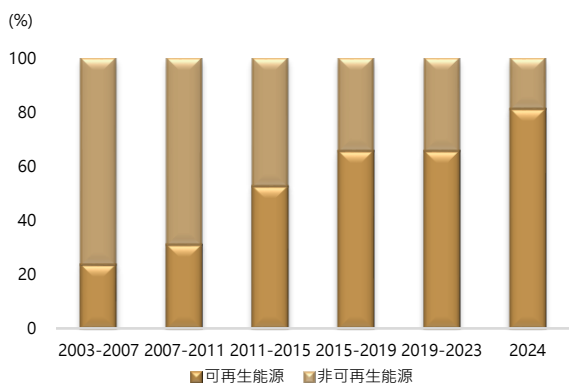
资料来源：《2025 年全球电力评论》，EMBER 及软库中华

图表 5：可再生能源装机规模不断实现新突破，2024 年全球新增电力超过 90%



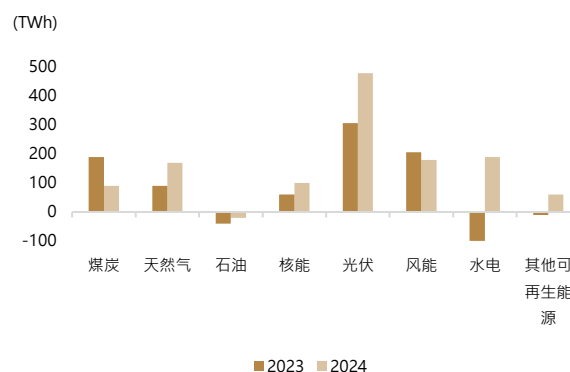
资料来源：《2025 年可再生能源装机容量统计报告》，国际可再生能源署 (IRENA) 及软库中华

图表 6：2003-2024 年全球发电量增长份额



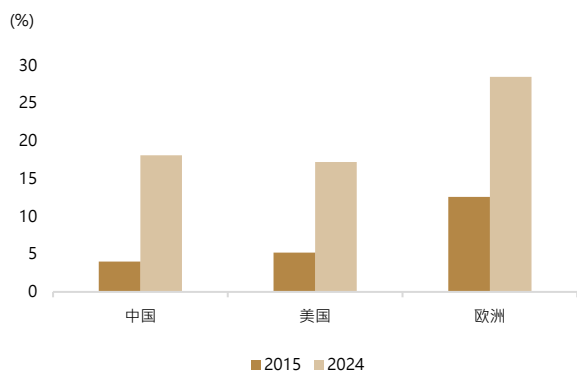
资料来源：《Global Energy Review 2025》，国际能源总署(IEA) 及软库中华

图表 7：全球发电量来源 2023 及 2024 年变化



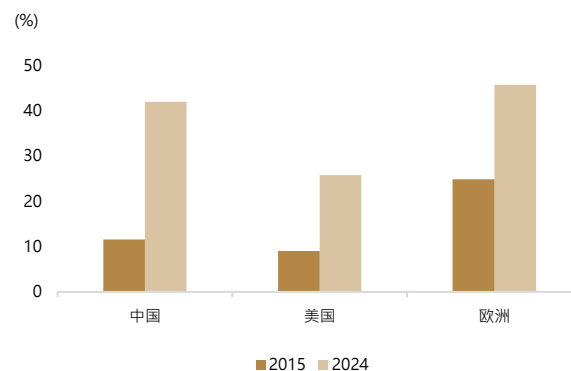
资料来源：《全球电力评论 2024》，EMBER 及软库中华

图表 8：中美欧风光发电量结构变化



资料来源：《2025 年可再生能源装机容量统计报告》，国际可再生能源署(IRENA) 及软库中华

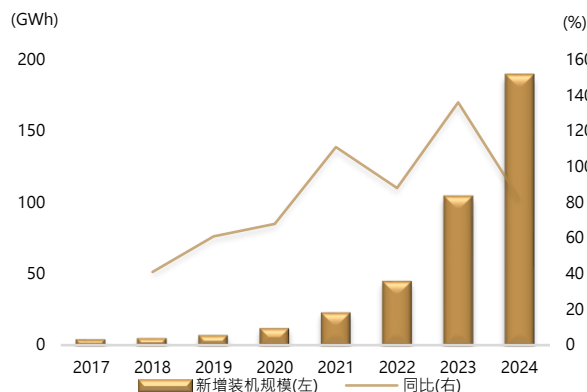
图表 9：中美欧风光装机容量结构变化



资料来源：《2025 年可再生能源装机容量统计报告》，国际可再生能源署(IRENA) 及软库中华

据 EESA 统计，2019-2023 年全球新型储能市场平均增速为 93%，2024 年全球储能新增装机约 188.5GWh，同比增长 80%，继续保持较高增速。EESA 预计 2025 年全球储能市场新增装机将达到 265.1GWh，同比增长 41%。

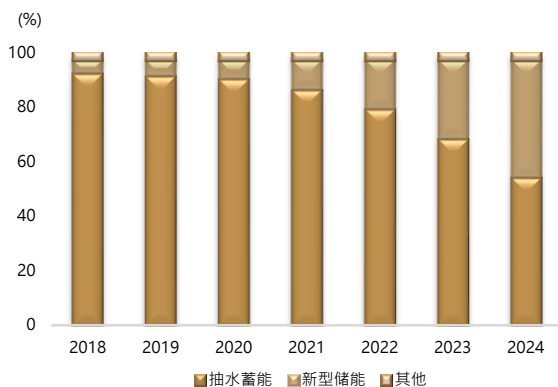
图表 10：2017-2024 全球储能新增装机规模及增速



资料来源：EESA 及软库中华

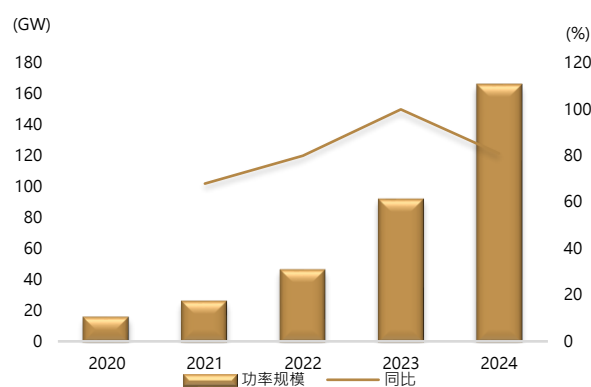
截至 2024 年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模 165GW。2018 至 2020 年抽水蓄能累计装机占比均超九成，2021 年后风光装机大幅增加，带动新型储能装机需求。新型储能占 2024 年全球累计装机比例上升至超过 40%。

图表 11：全球储能累计装机规模结构变化趋势



资料来源：CNESA 及软库中华

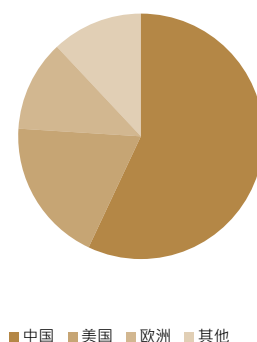
图表 12：全球新型储能累计装机规模及同比增速



资料来源：CNESA 及软库中华

从地区分布来看，中国在全球储能装机中占据主导地位，占比约为 57%；美国位列其后，占比 19%；欧洲国家占比 12%；其他地区/国家合计占比约 12%。在储能新增装机增速方面，2024 年中国同比增长约 115%，美国同比增长约 20%，欧洲同比增长 27%。而其他新兴国家，如中东、南美、澳洲、东南亚等地区，尽管当前储能市场规模相对较小，低基数下，展现出翻倍增长的强劲势头。

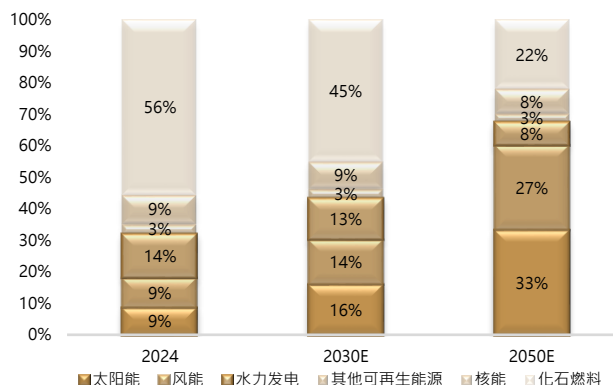
图表 13：2024 年全球新型储能市场分布



资料来源：EESA 及软库中华

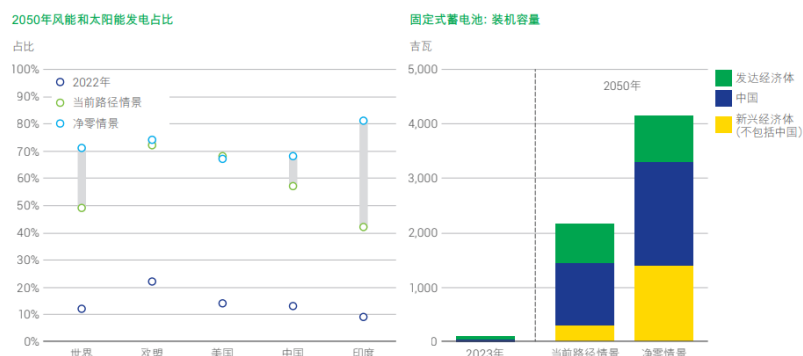
从长远目标来看，为实现 2050 年全球能源系统净零排放，风能和太阳能装机容量还需大幅增长。按照《BP 世界能源展望 2024 版》，在“当前路径情景”下，到 2050 年，风能和太阳能装机容量将增加约 8 倍；而在“净零情景”下，若要达成 2050 年能源系统净零排放的目标，产能将增加 14 倍的风能和太阳能装机容量，这将带动储能需求达到 4,000+GW。相比之下，截止 2024 年全球新型储能累计装机规模仅 165.4GW，潜在增长空间巨大。

图表 14：2024 年、2030E 及 2050E 清洁能源于全球发电结构中的比例



资料来源：国际能源署（IEA）、弗若斯特沙利文及软库中华

图表 15：2050 年净零情境下全球储能需求预测



资料来源：《BP 世界能源展望 2024 版》，BP

3. 本轮新型储能的驱动因素

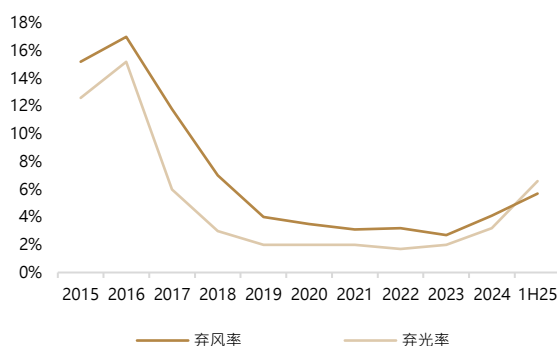
碳中和承诺加速新能源的发展。“双碳”目标的大背景下，新型储能 2020 年正式进入商业化阶段，其中以锂电池储能为代表的电化学储能迎来高速增长。2026 年储能市场或延续高速增长态势。核心的驱动因素包括：(1) 能源结构向低碳转型，全球范围内可再生能源发电占比不断上升，电网层面需要储能来提升电网的消纳能力与稳定性；(2) 技术进步和规模化生产，光伏材料和锂电池成本快速下降，国内外新能源配储的经济性逐步显现；(3) 海内外政府出台一系列支持政策为储能行业的发展营造了良好市场环境；(4) 人工智能数据中心 (AIDC) 建设提速，带动相关备电与储能系统的需求，绿色化升级进一步将储能应用从备电向供能转变。

3.1 电网的消纳压力

2015 年《巴黎协定》以来，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，由此也导致了各国电网消纳压力凸显，给电网稳定运行带来挑战。

中国消纳情况：今年以来光伏现货电价持续下跌。2025 年上半年，包括山东、四川、浙江、山西等地相继出现负电价或者电价下限，多个现货省份光伏月均结算电价连续低于 0.1 元/kwh，反映出光伏等新能源消纳面临严峻挑战。

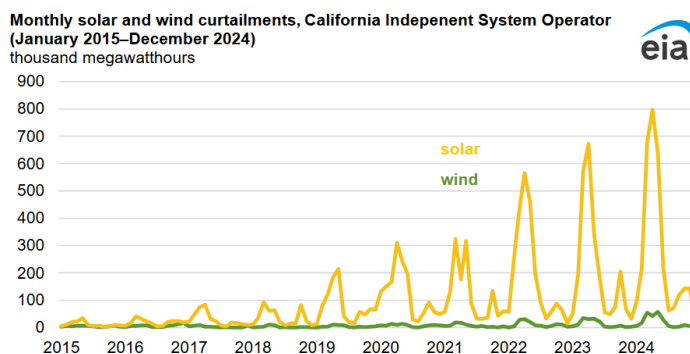
图表 16：2025 年以来全国风电、光伏发电利用率已跌破 95%



资料来源：中电联，国家能源局，全国新能源消纳监测预警中心及软库中华

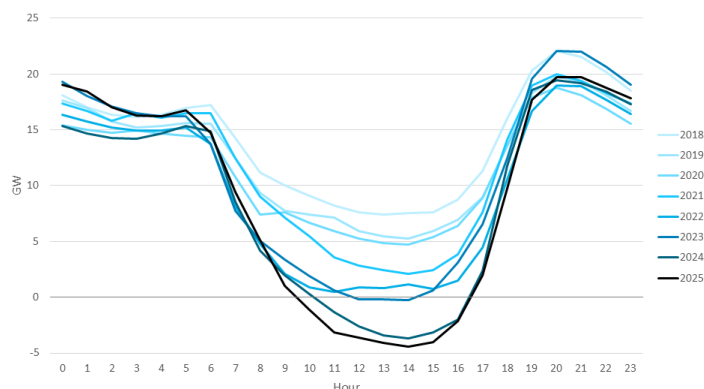
美国消纳情况：加州电网运营商 CAISO 是美国储能容量最大的电力市场，显著领先其他地区。美国加州光照丰富具备大规模光伏开发的资源基础。2018 年美国加州州长签署了清洁能源法案，目标在 2045 年前全州 100% 电力供应全部来自可再生能源。随着风光装机增长，数据显示加州光伏弃电情况加剧。EIA 数据显示，2024 年，CAISO 削减 340 万 MWh 的光伏系统和风力发电设施的电力，其中光伏发电量占 95%，较 2023 年增加 29%。

图表 17：加州独立系统运营商 CAISO 的风力发电和光伏发电每月的弃电量



资料来源：California Independent System Operator CAISO

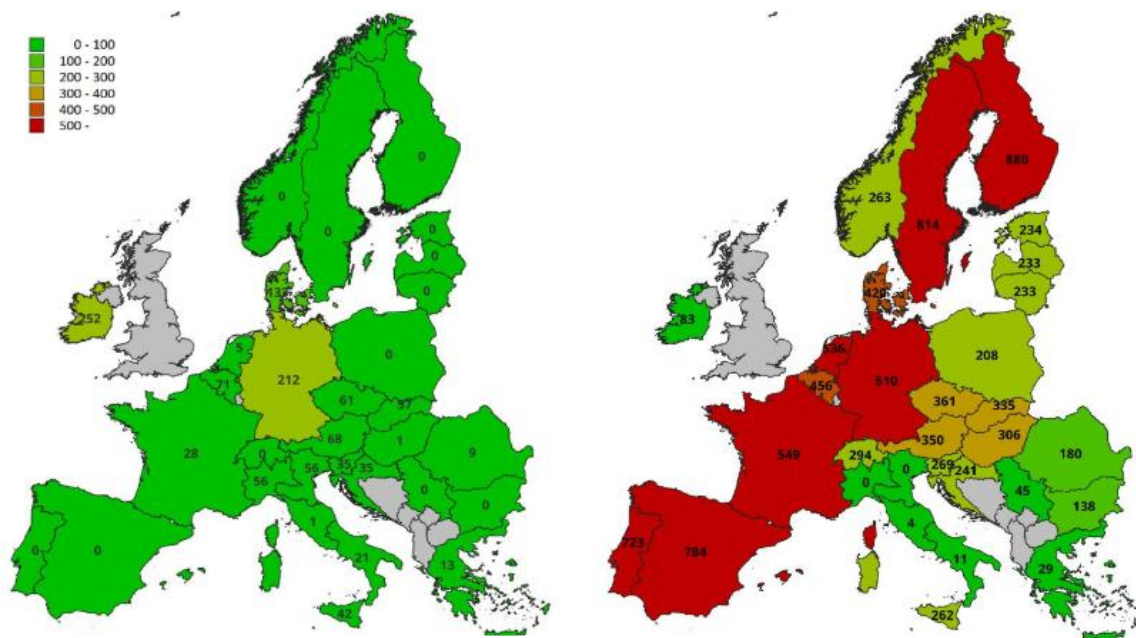
图表 18：CAISO 电力净负荷变化显示“鸭子曲线”现象越来越严重



资料来源：BTU Analytics, California Independent System Operator

欧洲消纳情况：欧洲国家负电价现象出现亦越来越频繁。2024 年欧盟整体风光发电量占比已经达到 28.5%，部分国家占比更高，例如德国风光发电量占比已经超过 40%。欧洲电力交易所数据显示，德国 2024 年负电价时长达 468 小时，同比增加 60%；法国 2024 年负电价时长亦增长一倍，至 356 小时；西班牙 2024 年则首次出现负电价现象。负电价反映欧洲目前同样面临着严峻的消纳问题。

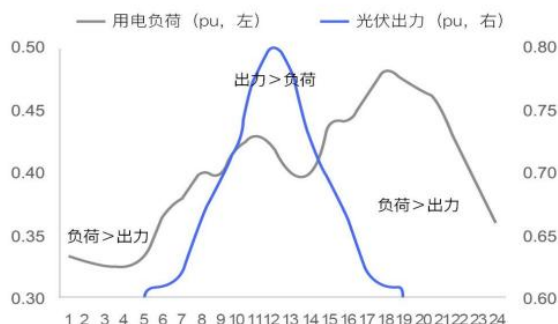
图表 19：欧洲互联电网运营商联盟(ENTSO-E)成员 2019 年至 2024 年电力批发价格位于零或零以下时长变动



资料来源：Energy-charts.info

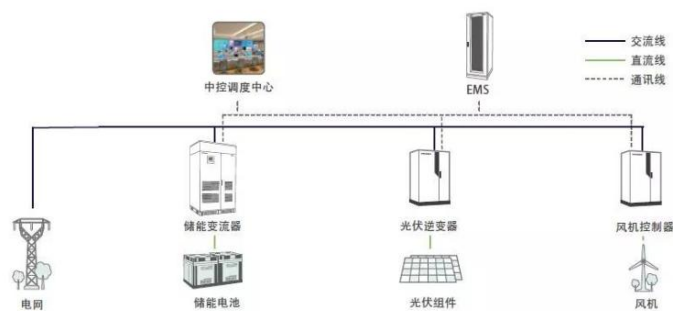
光伏发电受自然条件影响，不可避免地具有间歇性、波动性、分布不均等问题。光伏并网储能系统可解决光伏发电波动性，进一步提高光伏消纳能力。储能可以灵活应用于供电侧与用户侧，通过充放电进行调节，减小波动性、实现平滑功率，保障输出稳定。当前新能源快速发展，中美欧电力市场的弃风、弃光率持续上升，对储能的需求非常迫切。

图表 20：储能调节光伏日内消纳问题——典型日光伏出力曲线



资料来源：国能日新(301162.CH)招股说明书

图表 21：大型集中式储能电站解决方案



资料来源：科士达官网

3.2 储能的经济性显现

2022 年以来因供应过剩及行业竞争，国内光伏及储能系统价格持续走低，182 版型 Topcon 价格仅较 2022 年 12 月高点降幅超过 60%；同期，国内锂电池储能系统的中标价格也同比下降了 70-80% 光伏配储成本下降明显。

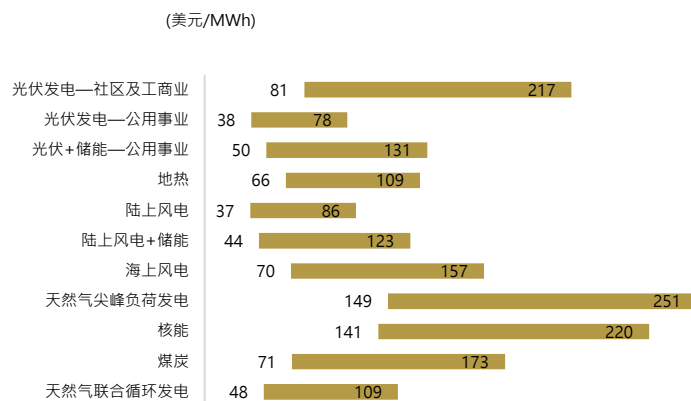
峰谷电价差决定了储能项目的套利空间，2025 年国内部分省份的现货市场峰谷电价差在 0.5 元人民币/KWh 左右，对比目前国内 4 小时独立储能电站的度电成本在 0.35-0.60 元人民币/KWh 区间，结合部分省份储能容量电价等政策出台，独立储能项目已形成且具备经济性拐点。

2025 年 2 月国家发展改革委和国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(简称“136 号文”) 出台。未来新能源项目上网电量全部进入电力市场，通过市场交易形成上网电价，行业进入平价上网时代，光伏项目配置储能以提升盈利性的需求将更加迫切。

海外市场方面，技术进步及产业日益成熟，美国新能源配储成本较传统能源已具备竞争力。美国咨询公司 Lazard 2025 年 6 月发布的 LCOE 报告，美国光伏+储能的 LCOE (全生命周期成本) 区间为 50-131 美元/MWh，其成本区间较大主要由于本土生产的光伏和储能产品价格和中国产品之间的差价

较大。如下图所示，若考虑采用成本较低的光伏及储能产品，发电成本相较于天然气和煤炭发电而言已具备价格竞争力。

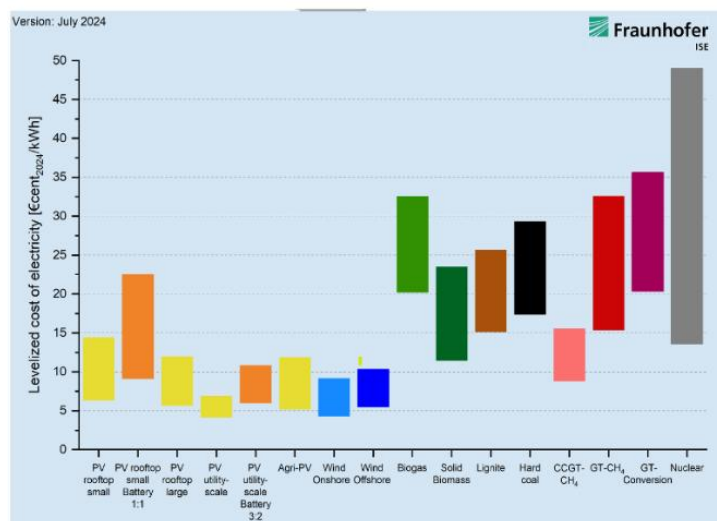
图表 22：Lazard LCOE 报告中各种能源技术的 LCOE 范围



资料来源：LCOE 报告 (版本 18.0), Lazard 及软库中华

德国风电及光伏配储后的度电成本亦已显著低于传统能源。据弗劳恩霍夫太阳能系统研究所 (Fraunhofer ISE) 报告显示，由于碳排放证书价格上涨等因素，2024 年德国光伏及风电配储后的度电成本已显著低于煤炭、天然气、核电等其他形式的能源。对于户用小型的光储系统而言，虽然其度电成本较高，但较传统能源仍具备较强的竞争力。

图表 23：2024 年德国可再生能源技术和传统发电厂的平准化能源成本



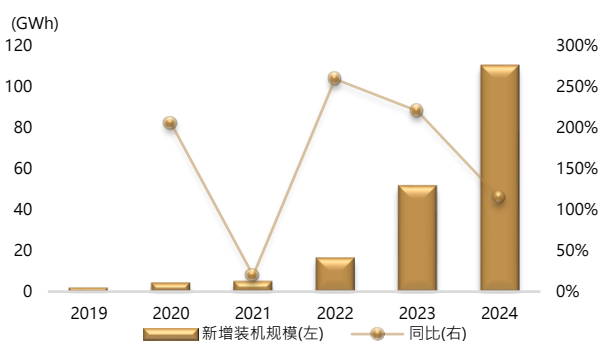
资料来源：弗劳恩霍夫太阳能系统研究所

3.3 海内外支持政策

中国：136 号文推动新型储能实现规模化

新型储能与新能源相结合，有效为平抑新能源出力波动，提高新能源的可调度性和稳定性，因此其重要性逐步提升。2021 年 7 月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展的转变，装机规模达 3,000 万千瓦（30GW）以上；到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。随后，各地相继出台新能源并网需强制配套 10%-20%、2 小时储能的要求。政策“强制配储”下，加速储能行业规模化发展，国家能源局数据显示 2022-2024 年国内新增新型储能装机连续三年增速超 100%。根据国家能源局数据，截至 2024 年底，全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达 73.76GW/168GWh，提前并超额完成了原定目标。9 月 12 日，国家能源局发布《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》，中国目标到 2027 年底总装机容量将达到 180GW，较 2024 年翻倍以上。

图表 24：国内新增新型储能装机连续三年增速超 100%



资料来源：EESA 及软库中华

图表 25：2022 年以来储能的支持性政策

| 政策名称 | 发布部门 | 发布时间 | 主要内容 |
|-----------------------------|--------------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》 | 发改委联合国 家能源局 | 2022.01 | 明确提出到 2025 年，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，国家市场与省(区、市)/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。 |
| 《“十四五”新型储能发展实施方案》 | 发改委联合国 家能源局 | 2022.03 | 方案提出到 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。到 2030 年，新型储能全面市场化发展。 |
| 《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》 | 发改委联合国 家能源局 | 2022.06 | 《通知》要求建立健全适应新型储能发展的市场机制，坚持以市场化方式形成价格，保障储能合理收益；持续完善调度运行机制，发挥储能技术优势，提升储能总体利用水平，促进行业健康发展。 |
| 《新型储能标准体系建设指南》 | 国家标准化管 理委员会和国 家能源局 | 2023.02 | 提出在 2023 年制修订 100 项以上新型储能重点标准，到 2025 年在电化学储能、压缩空气储能、可逆燃料电池储能、超级电容储能、飞轮储能、超导储能等领域形成较为完善的系列标准等目标，进一步凸显出国家支撑新型储能技术创新，产业安全、规模化发展。 |
| 《新型电力系统发展蓝皮书》 | 国家能源局 | 2023.06 | 发挥新型储能支撑电力保供、提升系统调节能力等重要作用，积极拓展新型储能应用场景，推动新型储能规模化发展布局。重点依托系统友好型“新能源+储能”电站、基地化新能源开发外送等模式合理布局电源侧新型储能，加速推进新能源可靠替代。 |
| 《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》 | 国务院 | 2023.07 | 要科学合理设计新型电力系统建设路径，在新能源安全可靠替代的基础上，有计划分步骤逐步降低传统能源比重。要健全适应新型电力系统的体制机制，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新。 |
| 《电力现货市场基本规则(试行)》 | 国家能源局 | 2023.09 | 按照“统一市场、协同运行”的框架，构建省间、省(区、市)/区域现货市场建立健全日前、日内、实时市场；稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型市场主体参与交易。 |
| 《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》 | 发改委联合国 家能源局 | 2023.09 | 积极推进新型储能建设，充分发挥电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热（冷）储能等各类新型储能的优势，结合应用场景构建储能多元融合发展模式，提升安全保障水平和综合效率 |
| 《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》 | 发改委联合国 家能源局 | 2023.11 | 各省/区域、省间现货市场连续运行一年以上，并依据市场出清结果进行调度生产和结算的，可按程序转入正式运行。按照 2030 年新能源全面参与市场交易的时间节点，现货试点地区结合实际制定分步实施方案；通过市场化方式形成分时价格信号，推动储能、虚拟电厂、负荷聚合商等新型主体在削峰填谷、优化电能质量等方面发挥积极作用；尽快明确建立容量补偿机制时间节点计划和方案。 |

资料来源：政府网站及软库中华

图表 26：2022 年以来储能的支持性政策(续)

| 政策名称 | 发布部门 | 发布时间 | 主要内容 |
|-----------------------------------|-------------------|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 《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》 | 发改委联合国家能源局 | 2024.02 | 深入开展煤电机组灵活性改造，到 2027 年存量煤电机组实现“应改尽改”；深入挖掘可调节负荷、分布式电源等资源潜力，支持通过负荷聚合商、虚拟电厂等主体聚合形成规模化调节能力，推动实施分钟级、小时级需求响应；探索推动储电、储热、储冷、储氢等多类型新型储能技术协调发展和优化配置；落实煤电容量电价机制，健全储能价格形成机制；通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平，引导用户侧参与系统调节。 |
| 《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》 | 发改委联合国家能源局 | 2024.03 | 《意见》明确，到 2025 年，配电网网架结构更加坚强清晰、供电能力合理充裕、承载力和灵活性显著提升、数字化转型全面推进；到 2030 年，基本完成配电网柔性化、智能化、数字化转型，实现主配微网多级协同、海量资源聚合互动、多元用户即插即用，有效促进分布式智能电网与大电网融合发展。 |
| 《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》 | 国家能源局 | 2024.04 | 《通知》旨在规范新型储能并网接入，推动新型储能高效调度运用，促进新型储能行业高质量发展，为新型电力系统和新型能源体系建设提供有力支撑。 |
| 《2024-2025 年节能降碳行动方案》 | 国务院 | 2024.05 | 落实煤电容量电价，深化新能源上网电价市场化改革，研究完善储能价格机制。严禁对高耗能行业实施电价优惠。强化价格政策与产业政策、环保政策的协同，综合考虑能耗、环保绩效水平，完善高耗能行业阶梯电价制度。深化供热计量收费改革，有序推行两部制热价。 |
| 《加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）》 | 国家能源局 | 2024.07 | 改造升级一批已配置新型储能但未有效利用的新能源电站，建设一批提升电力供应保障能力的系统友好型新能源电站，提高可靠出力水平，新能源置信出力提升至 10% 以上建设一批共享储能电站。在用好常规调节措施的基础上，聚焦新型储能优化系统调节能力。 |
| 《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》 | 发改委联合国家能源局 | 2024.12 | 通过调节能力的建设优化，支撑 2025—2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于 90%，具体措施包括：在新能源消纳困难时段优先调度新型储能，实现日内应调尽调；鼓励煤电企业结合市场需求自主配置调频储能；积极布局系统友好型新能源电站建设；形成合理峰谷价差和容量补偿机制等。 |
| 《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》 | 国家能源局 | 2024.12 | 支持新型经营主体创新发展。新型经营主体应当持续提升技术管理水平和调节能力，更好适应新型电力系统需要。鼓励虚拟电厂聚合分布式光伏、分散式风电、新型储能、可调节负荷等资源，为电力系统提供灵活调节能力。 |
| 《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》 | 发改委联合国家能源局 | 2025.01 | 《通知》提出，按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体思路，深化新能源上网电价市场化改革，推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；同步建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策，促进行业高质量发展。 |
| 《新型储能制造业高质量发展行动方案》 | 工信部等八部门 | 2025.02 | 扎实推动新型储能制造业高质量发展，把深化新型储能供给侧结构性改革与扩大内需有机结合，统筹高质量发展和高水平安全，推动科技创新和产业创新融合，为建设现代化产业体系和新型能源体系提供强大动能。 |
| 《电力辅助服务市场基本规则》 | 国家能源局 | 2025.04 | 《通知》提出，各地结合实际情况，逐步探索建立调峰、调频、备用等辅助服务市场化品种，实现辅助服务从计划到市场、从发电侧到多元主体的转变。 |
| 《关于完善价格治理机制的意见》 | 中共中央办公厅 国务院办公厅 | 2025.04 | 健全促进绿色低碳转型的能源价格政策。建立健全天然气发电、储能等调节性资源价格机制，更好发挥对构建新型电力系统的支撑作用。完善新能源就近交易价格政策，优化增量配电网价格机制。综合考虑能耗、环保水平等因素，完善工业重点领域阶梯电价制度。 |
| 《电力中长期市场基本规则（征求意见稿）》 | 发改委 | 2025.09 | 征求意见稿表示，为避免市场操纵以及恶性竞争，政府价格主管部门可对申报价格和出清价格设置上、下限。电力中长期市场以统一的标准进行市场注册、交易组织、结算等。其中，虚拟电厂等新型经营主体可根据国家有关规定聚合各类资源（含电力用户、储能、电动汽车充电设施、分布式电源等），形成聚合单元参与电力交易。 |
| 《输配电定价成本监审办法（修订征求意见稿）》 | 发改委 | 2025.09 | 《办法》清晰界定了适用场景，涵盖省级电网、区域电网、跨省跨区专项工程输电电价制定或调整过程中，对电网经营企业的定价成本监审，明确抽水蓄能电站、新型储能电站、电网所属电厂的成本费用，不得计入输配电定价成本。 |
| 《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027 年）》 | 发改委联合国家能源局 | 2025.09 | 文件指出，2027 年，全国新型储能装机规模达到 1.8 亿千瓦以上，带动项目直接投资约 2,500 亿元，新型储能技术路线仍以锂离子电池储能为主，各类技术路线及应用场景进一步丰富，培育一批试点应用项目，打造一批典型应用场景。 |
| 《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》 | 发改委联合国家能源局 | 2025.09 | 新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例不低于 30%，2030 年起新增项目更提升至 35%。 |

资料来源：政府网站及软库中华

然而，新型储能产业规模快速扩张的同时，新型储能利用率较低、盈利能力有限等问题凸显。中国电力企业联合会发布的《2024 年度电化学储能电站行业统计数据》显示，2024 年新能源配储整体运行平均利用率指数虽然提升至 32%，但仍远低于电网侧储能的 52%。而前期因储能项目的收益来源有限，配储成本难以通过收益覆盖。

2025 年 2 月国家发展改革委和国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（“136 号文”），明确指出不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件。实施近八年的新能源“强制配储”政策宣告结束。

但由于光伏新增装机加剧电网消纳压力，而新能源电价机制全面由市场主导，市场化竞价拉低机制电价，峰谷价差或进一步拉大，实现峰谷点价差套利，促进新型储能调用。136 号文的核心要义，在于以“新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场”为突破口，确定机制电量规模和电价水平，建立新能源可持续发展价格结算机制，这一调整通过促进新能源消纳、推动储能产产业发展产生分阶段、多维度深远影响。

从短期影响来看，新能源上网电量全部进入市场意味着其此前隐含的消纳成本（如为保障并网而产生的调节、备用成本）将通过电力市场交易体系显性化，可能导致部分新能源项目在成本核算中面临短期压力，进而对配套储能的需求形成阶段性抑制。

从中长期看，新能源全量入市将成为推动电力市场机制完善的关键动力。一方面，新能源占比的不断提升，电力系统日内净负荷波动将进一步加剧，且压缩现货市场的竞价空间，现货市场的峰谷价差有望持续拉大，将为储能、调峰电站等调节性资源创造更广阔的效益空间，直接推动独立储能的市场需求扩容；另一方面，电力系统对调节能力的要求也将同步提高，不仅需要储能具备更大的调节容量，更对其响应速度、能量转换效率、使用寿命、稳定性等性能指标提出更高标准，有效推动产业从规模扩张转向质量竞争，具备高性能优势的企业构造技术护城河。因此，136 号文本质上正在推动新型储能产业完成核心转型。

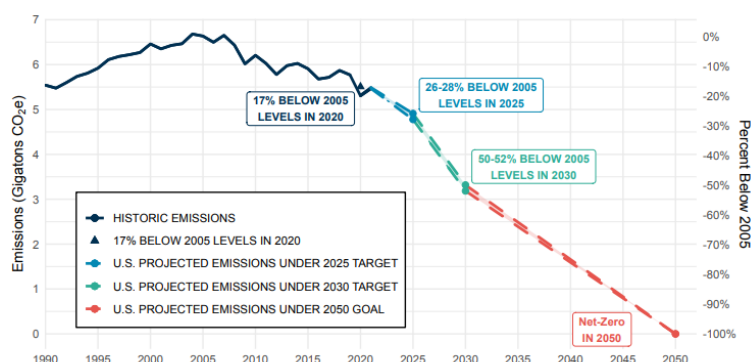
此前，新能源强制配储政策，为储能行业发展起到重要作用，但由于政策大都仅规定配置比例、调节时长等基本要求，商业运营模式不明确等因素影响，部分企业往往选择质量较差、投资成本较低的储能产品；随着新能源上网电量全面进入电力市场与价格机制完善，储能将逐步转向“市场化收益导向”，通过参与电力现货、辅助服务等市场交易，收益渠道多元化，真正成为电力系统中具备商业价值的调节性资源，为产业长期健康发展奠定基础。

取消强制配储后，新能源企业可按需评估是否配置储能，但目前国内各地政府也在通过提供容量补偿、降低充电成本、推动储能参与辅助服务市场、保障调用次数等方式，优化储能项目的投资收益，为储能行业市场化转型的过渡期提供支持性政策。随着各地利好政策支持，国内强制配储取消后，项目投资仍可维持较高增速。

美国：“大而美”法案落地，本土储能市场的政策红利期进一步延长

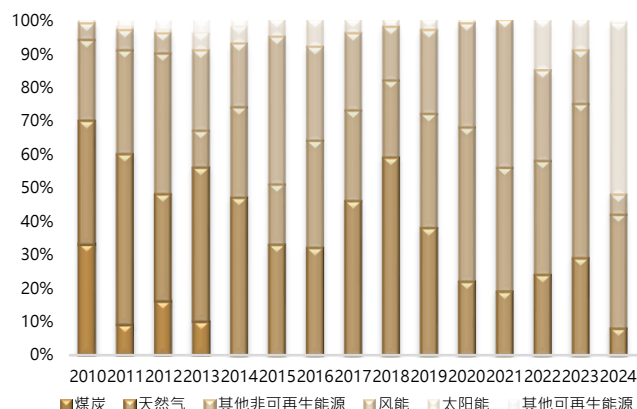
2021 年 2 月 19 日美国重返《巴黎协定》后，同年 11 月发布《迈向 2050 年净零排放的长期战略》，公布实现 2050 年碳中和终极目标的时间节点与技术路径。美国可再生能源占比随着政府推动清洁能源，以实现脱碳和能源安全目标，可再生能源装机量不断增长。2024 年可再生能源占新增发电量超过 90%。

图表 27：美国碳排放历史轨迹及碳中和规划



资料来源：《迈向 2050 年净零排放的长期战略》

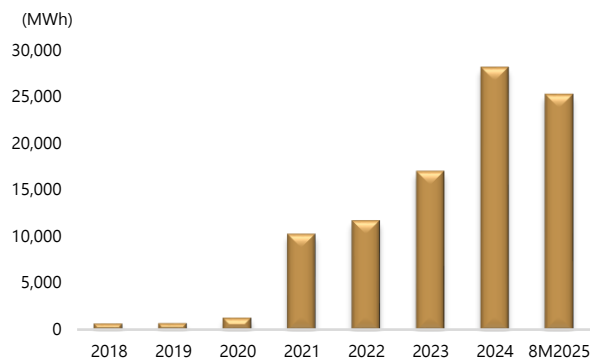
图表 28：2010 年至 2024 年美国公用事业规模新增发电量占比



资料来源：国际能源总署(IEA) 及软库中华

2022 年 8 月美国通过《通货膨胀削减法案》(Inflation Reduction Act 《法案》)(IRA) 以个人税收减免、消费补贴等途径，鼓励、刺激消费者使用电动汽车、节能家电、屋顶太阳能装置等清洁能源产品。美国“清洁能源税收抵免”(Clean Energy Tax Credit) 大幅提高风能和光伏项目的经济可行性，推动美国清洁能源产业，加速美国能源转型并实现减排目标。IRA 亦将独立储能纳入 ITC 税收抵免补贴范围，推动美国独立储能需求。

图表 29：美国 2018-2025 年首 8 个月累计装机容量走势



资料来源：Wood Mackenzie、国际能源总署(IEA) 及软库中华

2025 年 7 月，美国总统特朗普签署通过美国“大而美”(One Big Beautiful Bill Act)(OBBA) 法案，其中法案内容大幅收紧 2022 年 IRA 中的清洁能源相关税收抵免，但法案调整新能源产业支持政策及对储能领域作出明确规定。

1) IRA 补贴退坡延迟

OBBB 法案大幅收紧 IRA 中的风电光伏等新能源投资税收抵免(Investment Tax Credit · ITC)，但将独立储能的 ITC 补贴期限从 IRA 原定的 2032 年延长至 2036 年。同时亦为储能设置了分阶段退坡的政策保障，2033 年底前开始建设的储能项目可享受 100% 全额抵免，2034 年补贴比例降至 75%，2035 年 50%，2036 年后抵免停止。OBBB 法案废除 IRA 中美国能源部 (DOE) 用于清洁能源商业化示范项目部署的拨款，撤销了储能制造设施低息贷款等未兑现资金，但同时新增 10 亿美元拨款，明确允许用于电网可靠性建设、发电设施配套储能、输电基础设施升级，重点支持长时储能技术示范项目、极端气候应对能力建设、偏远地区微电网储能系统。补贴取消时间延后及专项拨款均显示于储能领域的政策较此前宽松，为美国储能发展提供了支持。

2) 首次引入外国敏感实体考核机制

法案对储能项目首次引入外国敏感实体考核机制，要求储能系统在 2026 年及以后，非外国实体材料援助比例需逐年提升，要求储能系统 2026-2030 年及以后非外国实体材料援助比例分别为 55%/60%/65%/70%/75%。法案规定，2025 年 12 月 31 日后开始建设的储能项目若涉及受关注外国实体和指定外国实体，则无法享受 ITC 和生产税收抵免 (PTC)，因此，当前已签订合同或 2025 年底开工的项目不受该考核限制，中国企业仍享阶段性窗口期。但即便考核机制全面生效，中国电池产业链仍有望通过海外合规布局获得退税补贴。

图表 30：美国新能源领域的税收抵免新旧政策主要变动

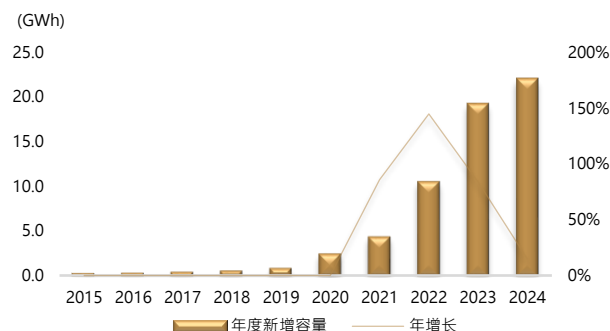
| 税收激励措施 | IRA 政策 | OBBB 法案 |
|-----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 户用清洁能源抵免 -25D ITC | <ul style="list-style-type: none"> 户用太阳能项目可取得相应成本比例的补贴额，2022-2032 年间投入使用的户用项目，可取得成本 30% 的补贴，2033 年补贴开始退坡，2033 年间安装的项目补贴为 26%，2034 年间为 22%，2035 年停止补贴，并将资格范围扩大到独立储能。 | <ul style="list-style-type: none"> 2025 年 12 月 31 日前投入使用的项目可取得 30% 补贴，但在 2026 年起停止补贴。 |
| 清洁电力投资税收抵免 -48E ITC | <ul style="list-style-type: none"> 假设为装机容量 1MW 以下或超过装机容量 1MW，但满足项目劳工要求的非户用项目，在该年度内「开始建设」可取得相应成本比例的补贴额。 将现有的 30% 税收抵免延长至 2033 年，2034 年补贴开始退坡，2036 年停止补贴。 资格范围扩大到独立储能。 | <ul style="list-style-type: none"> 风能/太阳能生产电力申请税收抵免优惠提前终止到期，风能/太阳能项目要符合资格，项目须在法案通过 12 个月(即 2026 年 7 月 4 日)内开工建设；2025 年开工的风能/太阳能项目需在 2029 年底投入运营；2025 年后、2026 年 7 月 4 日前开工的项目需在 2030 年底投入运营；2026 年 7 月 4 日后开工的项目则须在 2027 年 12 月 31 日以前投入使用。 储能项目若在 2033 年底前开始建设，抵免为 100%，2034 年 75%，2035 年 50%，2036 年以后抵免停止。 新增对外国实体适用资格的限制条款，明确由受外国实体控制或持有重大权益的企业将无法享受税收抵免。 |
| 清洁电力生产税收抵免 -45Y PTC | <ul style="list-style-type: none"> 对于装机容量低于 1MW 或高于 1MW 但符合劳动力要求的项目，在适用年份开工建设的项目有资格获得基于发电量的每千瓦时补贴。 将现有的生产税收抵免延长至 2033 年，可取得每 KWH2.75 美分的补贴，补贴从 2034 年开始逐步减少，2034 年开工的项目将获得每千瓦时约 0.0195 美元的补贴，2035 年开工的项目将获得每千瓦时约 0.013 美元的补贴，补贴将于 2036 年完全终止。 | <ul style="list-style-type: none"> 风能/太阳能生产电力申请税收抵免优惠提前终止到期；风能/太阳能项目要符合资格，项目须在法案通过 12 个月(即 2026 年 7 月 4 日)内开工建设；2025 年开工的风能/太阳能项目需在 2029 年底投入运营；2025 年后、2026 年 7 月 4 日前开工的项目需在 2030 年底投入运营；2026 年 7 月 4 日后开工的项目则须在 2027 年 12 月 31 日以前投入使用。 符合条件的项目将获得每千瓦时 0.0275 美元的补贴，补贴将于 2028 年 1 月 1 日终止。 |
| 先进制造业生产税收抵免 -45X MPTC | <ul style="list-style-type: none"> 为美国境内生产的洁净能源零部件提供不同的生产抵免。 假设销售的产品是光伏组件：2023 年至 2029 年间销售的组件有资格获得 0.07 美元/瓦的补贴，补贴从 2030 年开始逐步减少，2030 年销售的组件将获得约 0.0525 美元/瓦的补贴，2031 年约为 0.035 美元/瓦，2032 年约为 0.0175 美元/瓦，补贴将于 2033 年结束。 | <ul style="list-style-type: none"> 主要组件自 2026 年 12 月 31 日以后销售的合格组件和电池组件的税收抵免不再适用。 风能组件抵免提前终止。 自 2026 年 12 月 31 日起，需要同时满足下列两个条件，才有资格获得抵免：第二个合格制造部件(次级部件)与第一个合格制造部件(初级部件)在同一设施中生产，第二个部件随后出售给非关联实体，并且次级部件的直接材料总成本中至少 65% 源自于在美国开采、生产或制造的初级部件。 |

资料来源：根据法案原文及公开资料整理

欧洲：延续淨零排放的路线，多类型政策激励储能发展

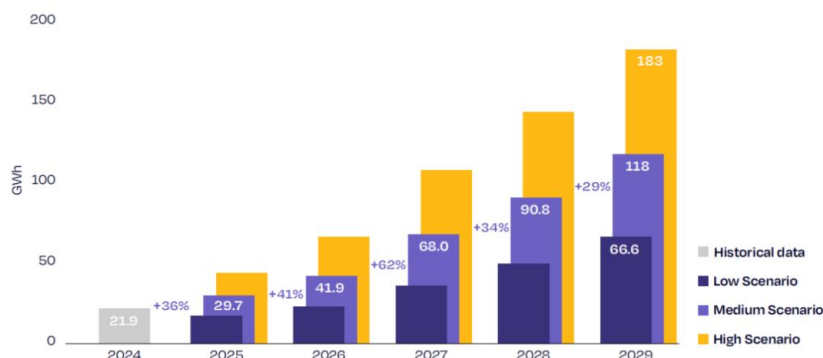
美国宣布于 2026 年 1 月 27 日再次退出《巴黎协定》，显示其在全球气候议程立场反复。相反，欧洲坚定地走在淨零排放的道路上，通过一系列规划与政策持续推进能源转型。储能作为保障新能源高效消纳与电网稳定运行的关键环节，迎来全方位激励政策支持，呈现良好发展势头。

图表 31：2015-2024 年欧洲年度电池储能系统（BESS）装机量走势



资料来源：《2025-2029 年欧洲电池储能市场展望》，SolarPower Europe 及软库中华

图表 32：2025-2029 年欧洲储能新增并网规模预测



资料来源：《2025-2029 年欧洲电池储能市场展望》，SolarPower Europe

欧盟于 2019 年 12 月提出“欧洲绿色协议”，提出到 2030 年温室气体净排放量较 1990 年水平至少减少 55%、到 2050 年降为零即实现“碳中和”。此后欧盟国家出台多项相关法规，加快能源转型。2019 年，欧盟地区可再生能源发电量占比约 34%；化石燃料发电量占比则为 39%。英国气候及能源智库恩伯（Ember）公司发布的报告显示，2024 年欧盟可再生能源发电量占比达到 47.4%。煤炭发电量占比降至不足 10% 水平。

欧洲部分地区可再生能源特别是风能和光伏在发电结构中占比大幅提升，但与此同时，根据欧洲电力交易所数据，2024 年全年欧洲电力市场负电价时长创历史新高，主要由于可再生能源发电具有间歇性的特点，欧洲部分地区在特定时段出现供过于求的情况，致出现“负电价”或“零电价”现象。

按照 REPowerEU 计划，欧盟目标 2030 年可再生能源发电装机容量 1,236GW，发电量占总发电量的 72%。为助力目标实现，欧洲各国纷纷出台储能激励政策，支持储能项目的建设与运营，促进可再生能源融入电力系统，以最大限度利用可再生能源。

2024 年，意大利公布的计划将支持建设总容量超过 9GW/71GWh 的储能设施。意大利获得欧盟 177 亿欧元储能援助计划支持，用于支持建设和运营集中式电力储能系统，以此推动可再生能源融入意大利电力系统，缓解发电与用电时段错配难题。

2025 年起，西班牙、荷兰、波兰等国仍相继启动储能激励政策，为储能装机提供资金保障。其中，西班牙发布《皇家法令 7/2025》，将储能项目纳入“紧急审批”绿色通道，解除了多个长期阻碍储能项目安全合法部署的关键问题。同时将向电网送电的储能设备纳入电力基础设施范畴，与传统发电厂、输电网享有同等地位；荷兰、波兰等国家亦陆续启动储能激励政策，通过补贴、优惠贷款等形式，为储能装机提供资金支持，激发市场主体投资储能项目的积极性。

德国亦建立了健全的立法框架以促进储能发展。关键内容包括：可再生能源法案 (EEG)：支持可再生能源生产，并包括有关能源存储系统的规定，以增强电网稳定性；及能源产业法案 (EnWG)：该立法规范了储能设施的运行，确保其符合安全和运行标准。

为了鼓励对储能技术的投资，德国政府提供了各种财政激励措施。2025 年开始实施的《可再生能源法》中，储能系统补贴再度提升，2 小时以上储能项目投资补贴从 2024 年的 €60/kWh 提升至 €90/kWh，并且储能系统可免除电网使用费，每年每兆瓦时可节省 €15-€25 运营成本。此外，德国容量市场机制改革成效显著，首次允许 1 小时以上储能参与其中，锁定 1.2GW 储能容量，相较于 2024 年的 0.5GW 实现大幅增长，有力推动储能在电力辅助服务市场发挥更大作用。

新兴市场：储能发展后来居上，多区域动能加速积聚

新兴市场储能行业尽管起步较晚，但在光伏配储需求、停电事故频发以及补贴政策支持等多重因素驱动下实现了快速增长。2024 年全球除了中美欧以外的新兴市场储能新增装机规模达 23GWh，占全球市场份额的 12%。尽管当前多数新兴市场年度新增装机规模仍处于 2GW 以下区间，较中国、美国及欧洲等成熟市场储能装机体量相存在一定的差距，但大储需求强劲，发展动能正在加速积聚。

分区域来看，亚太地区除澳洲、日本等传统储能市场外，东南亚与南亚快速崛起。东南亚市场中，菲律宾、越南、缅甸因电力基础设施不完善、新能源消纳需求迫切，成为光储需求高增的主力市场；泰国、马来西亚则凭借近期出台的储能项目补贴、并网简化等鼓励政策，逐步释放潜在需求，产业迎来加速发展期。南亚地区的巴基斯坦，受电力短缺导致的备电需求以及电价持续上涨影响，户用储能市场快速崛起；印度承诺 2030 年实现 500GW 非化石燃料能源容量的宏伟目标及到 2070 年实现净零排放叠加对储能项目的投

资补贴与税收优惠，推动大型储能（配套光伏电站）与户用储能快速发展，市场规模持续扩大。

多个中东国家将可再生能源发展纳入国家发展战略，中东地区成为新兴市场中发展最为强劲的区域之一。依托沙特阿拉伯“2030 愿景”，阿联酋《国家能源战略 2050 更新》等国家级战略规划，中东各国正大力推进新能源与储能项目建设，加大可再生能源开发力度。凭借充足的资金储备及明确的政策导向，未来中东储能市场将迎来广阔发展空间，中東地區有望成为全球储能增长的重要一极。

图表 33：主要新兴市场国家储能发展支持政策

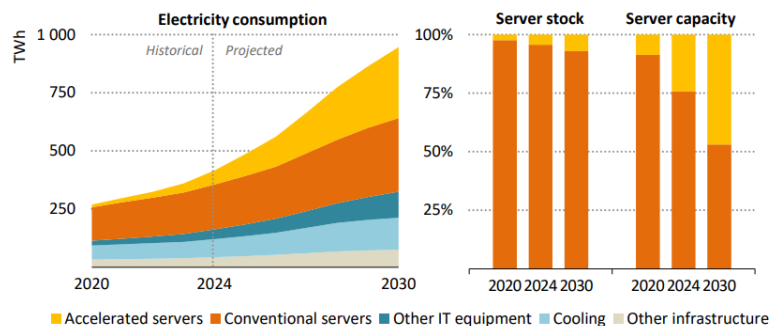
| | |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 印度 | 根据《国家能源计划》NEP 2023，印度计划在 2026-2027 年间实现 186 GW 的太阳能累计装机容量，并在 2032 年累计达到 365 GW 的装机规模。2025 年初，印度电力部面向相关可再生能源实施机构及州级电力公司颁布规定，要求光伏项目需按照 10%/2 小时配备储能系统，旨在缓解光伏发电的间歇性问题，以及在用电高峰时段提供电力支持。根据印度中央电力局预计，到 2032 财年，印度将需要 411.4GWh 的储能系统，可能吸引 4.79 万亿卢比的储能投资。印度政府 2025 年 3 月宣布，将 2023 年批准的可行性缺口基金（VGF）支持的电池储能目标由原 4GWh 提升至 13.2GWh，预算维持 376 亿卢比，目标完成时间为 2027 年 6 月。VGF 为印度的储能系统资助计划，补贴储能项目部署成本的 40%资助。 |
| 澳洲 | 2025 年 5 月，澳大利亚政府宣布了 23 亿澳元的“廉价家用电池计划”，计划从 2025 年 7 月起，家庭、企业和社区组织安装小型电池系统（5kWh 至 100kWh）可以享受前期成本约 30% 的折扣。在 30% 补贴下，典型户储系统投资回收期从此前的 7-8 年下降至 5-6 年，部分甚至可下降至 4-5 年，经济性大幅提升。 |
| 马来西亚 | 马来西亚 2023 年推出「国家能源转型路线图」(National Energy Transition Roadmap, NETR)，制定《2050 年有责任转型途径》，包括 2050 年将可再生能源占总能源装机容量份额提高至 70% 及可再生能源（太阳能、水力发电和生物能源）占比提高至 23%，储能成为调峰和电网稳定的核心工具。为了保障电网的稳定，马来西亚政府对非家庭用户的大规模光伏项目提出了明确的储能配套要求。根据 2025 年生效的新规，容量超过 72kWp 的非家庭用户光伏系统，必须强制配备至少 1 小时额定容量的电池储能系统。 |
| 中东 | 根据沙特“2030 愿景”政策战略，该国制定了 50% 电力来自可再生能源目标。沙特计划至 2030 年实现 48GWh 储能容量目标。阿联酋预计 2030 年将可再生能源装机容量提升 2 倍以上，达 19.8 吉瓦。 |
| 菲律宾 | 推出“零碳岛”计划，目标在 2027 年前实现特定岛屿 100% 可再生能源供电。根据《可再生能源法》(R.A. 9513)，对在当地注册并符合条件的可再生能源项目提供税收优惠，包括前 10 年免缴所得税，以及在之后 5 年内所得税减半。要求 2025 年起，5MW 以上光伏项目强制配置不低于 15% 的储能系统。 |
| 印尼 | 2025 年印尼消费者保护机构（BKPN）将协调至少 10 亿美元的投资，推动在偏远和岛屿地区建设离网“太阳能 + 储能”系统，以提升当地电力覆盖。 |
| 越南 | 2025 年 4 月 10 日，越南批准适用于太阳能发电厂的发电价格框架，并于当日生效。新政策引入差异化电价机制，同步实施储能配套激励计划。新机制首次将电池储能系统纳入上网电价补贴范畴，通过价格杠杆鼓励储能技术应用。符合条件的项目需满足储能容量至少为太阳能发电厂装机容量的 10%，充放电时长至少为 2 小时，并将 5% 发电量用于储能充电。 |
| 泰国 | 泰国政府推出《国家可再生能源计划》中设定了明确的目标，计划到 2030 年实现可再生能源占比达到 30%。 |

资料来源：政府网站及软库中华

3.4 AIDC 储能从备电到供能升级

智算中心（AIDC）是在传统数据中心的基础上，基于人工智能芯片及计算框架构建的人工智能基础设施，可以支撑大量数据处理和复杂模型训练。IDC 和浪潮信息 2 月推出的《2025 年中国人工智能算力发展评估报告》显示，2024 年全球人工智能服务器市场规模为 1,251 亿美元，预计 2028 年有望达到 2,227 亿美元。人工智能基础设施增长的同时，耗电量及供电稳定性需求同步激增。国际能源署 IEA 预测，在基准情景下，预计到 2030 年，全球数据中心总耗电量将达到约 945TWh，约占 2030 年全球电力总消耗量的 3%。相较于 2024 年预计的约 415TWh 高出超过两倍。2024 年的总耗电量约占目前全球电力需求的 1.5%。2024 年到 2030 年，数据中心总耗电量将以每年约 15% 的速度增长，为其他行业电力总耗电量增速高出超过四倍。储能作为保障电力稳定供应、需求愈发迫切。

图表 34：IEA 预测，中性情况下全球数据中心总耗电量将达到约 945TWh



资料来源：《能源与人工智能》，国际能源总署(IEA)

全球数据中心向绿色低碳转型，绿电供能成为主流趋势，锂电池在数据中心的应用场景也从传统“备用电源”向“主动供能”转变。数据中心对电能质量、供电可靠性要求严苛，需全时段不间断运行以避免数据丢失与业务中断。数据中心行业越来越重视配置储能解决方案，以确保可靠的电力供应。传统模式下，储能仅在电网断电时提供应急电力支撑；而在绿电供能体系中，储能需承担“平抑风光发电波动、保障绿电稳定接入”的核心作用，成为平衡“清洁供能”与“可靠运行”的关键。

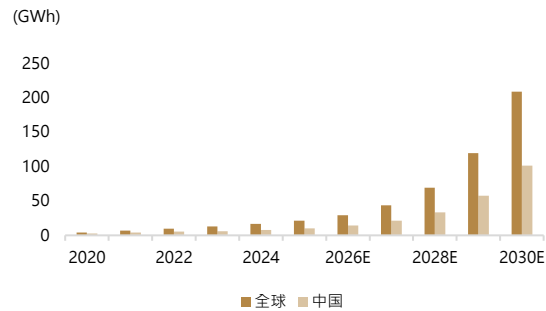
与此同时，AIDC 的技术演进进一步强化储能需求：当前 AIDC 普遍采用高功率密度液冷服务器，且向“超大规模集群化”（百 MW 级）、“极致绿色化”（PUE<1.1）方向发展。高能耗与高散热需求，推动数据中心向“低温环境、低电价、高可再生能源占比”区域迁移，如我国“东数西算”八大枢纽节点）。在此背景下，传统电网架构难以满足高密度算力设施的稳定性需求，“数据中心 + 风光 + 储能”一体化清洁能源供电方式提供清洁能源支持、供电可靠、安全经济的优势，有效降低对传统电网依赖。

从能源消耗体量来看，大型数据中心的能耗持续攀升。单个大型数据中心电力需求通常在 100MW 以上，年耗电量相当于 35-40 万辆电动汽车的总耗电量。为满足数据中心高比例清洁供电需求，我国已明确政策导向，2024 年发布的《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》提出，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比需超过 80%。而要实现这一目标，“超配风光 + 配置储能”为典型配置方案。

按行业普遍配置标准测算，配储功率与数据中心功率 1:1、配储时长 3-4 小时，每 100MW 数据中心的建设，有望带动 450-800MWh 的储能需求，若叠加存量数据中心绿色改造，行业空间巨大。

据弗若斯特沙利文预测，全球数据中心储能新增装机容量由 2020 年的 4.0 GWh 增加至 2024 年的 16.5 GWh，复合年增长率为 43.0%，预计将于 2030 年进一步增加至 209.4 GWh，2024 年至 2030 年的复合年增长率为 52.7%。

图表 35：全球数据中心储能新增装机容量走势



资料来源：双登股份(6960.HK)招股书、弗若斯特沙利文及软库中华

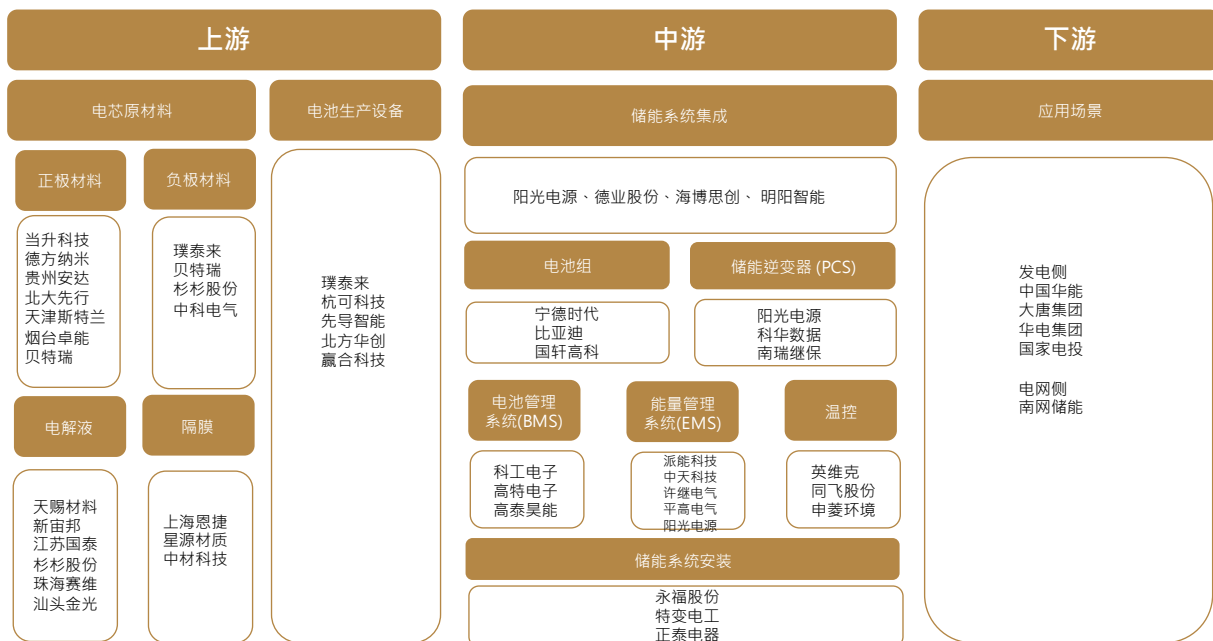
4. 储能产业链及竞争格局

4.1 储能产业链及相关上市公司

新型储能中电化学储能占据主导地位。电化学储能系统主要由电池组、电池管理系统 (BMS)、能量管理系统 (EMS)、储能逆变器 (PCS) 以及其他电气设备构成。根据 2025 年行业数据，储能系统成本结构为：电池电芯 (60% 以上)：约 0.3 元/Wh，是最大成本项；PCS (25-30%)：0.15-0.18 元/Wh；EMS (8-15%)：0.05-0.1 元/Wh；BMS (5-8%)：0.03-0.05 元/Wh；此外温控系统 (5-10%)：0.03-0.08 元/Wh。以上合计，储能系统总成本大致在 0.56-0.71 元/Wh 区间。

储能电池是电化学储能的主要载体，目前储能电池以磷酸铁锂电池为主，储能电池产业链可分为上游原材料及设备，中游储能设备生产、系统集成及运营维护，下游各类应用场景。

图表 36：储能市场价值链及相关上市公司



资料来源：海博思创(688411.CH)招股说明书及软库中华整理

上游：以磷酸铁锂电池原材料为主，包括正极材料、负极材料、隔膜、电解液及其他关键组件等。电池集成系统设备主要包括涂布机、搅拌机等。电芯原材料代表企业有德方纳米、贵州安达、贝特瑞、天赐材料、恩捷股份、星源材质等公司；电池生产设备商有杭可科技、先导智能、北方华创、赢合科技等企业。

中游：一般包括电池模组、电池 PACK、电池管理系统 (BMS)、能量管理系统 (EMS)、功率协调控制系统 (PMS) 以及储能变流器 (PCS) 五大组成部分、储能系统集成及安装。电池组制造的代表企业有宁德时代、比亚迪、国轩高科等；电池管理系统制造代表企业有科工电子、高特电子、高泰昊能等；储能变流器制造代表企业有阳光电源、科华恒盛、南瑞继保等；能量管理系统制造代表企业有派能科技、国电南瑞、中天科技、平高电气等；储能系统集成代表企业有阳光电源、海博思创、德业股份、阿特斯等；储能系统安装代表企业有永福股份、特变电工、正泰电器等。

下游：储能电池的应用。储能电池的应用领域包括电源侧、电网侧和用户侧。电源侧储能的主要需求为光伏、风力等可再生能源并网，平滑电力输出；电网侧储能以电力辅助服务为主；用户侧储能主要为分时管理电价。国内电源侧应用最广泛。产业链下游系统应用代表企业主要有国家能源、国投电力、中国华能、中核集团等。

4.2 全球储能竞争格局

InfoLink 最新发布的全球储能系统出货排名显示，2025 年上半年全球储能系统集成商排名前五的企业依次为阳光电源、特斯拉、比亚迪、中车株洲所和海博思创。其中，阿特斯位列全球第 8，较 2024 年上升 1 位。与 2024 年的全球储能系统出货排名相比，中资企业的排名有了显著提升。尤为引人注目的是，阳光电源首次超越特斯拉。这一变化，不仅反映出中资企业在全球储能领域的强劲发展势头，也暗示着全球储能市场格局正在发生深刻变革。

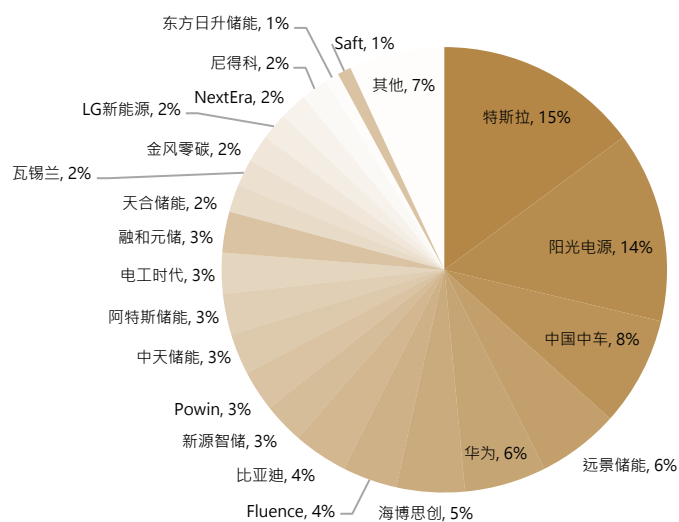
图表 37：截至 2025 年上半年全球储能系统出货量排名



资料来源：InfoLink Consulting

分市场看，中国企业在亚太、中东优势显著，欧美企业主营欧美市场。中资以中国市场为基本盘，凭借成本优势以及逐渐积累的技术能力，逐步向海外延伸，在北美、欧洲以及价格相对敏感的亚太和中东地区都抢占了较大的市场份额，并呈上升势头。相比之下，特斯拉、Fluence 等美资企业则主要以北美市场做支撑，逐步向欧洲和中东市场开拓。

图表 38：2024 年全球电池储能系统（BESS）集成商排名及市场份额



| 北美地区 | | 亚洲太平洋 | |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 特斯拉 |  |  | 中国中车 |
| 阳光电源 |  |  | 阳光电源 |
| Powin |  |  | 远景储能 |
| 欧洲 | | 中东 | |
| 阳光电源 |  |  | 阳光电源 |
| Nidec |  |  | 比亚迪 |
| 特斯拉 |  |  | 华为 |

资料来源：Wood Mackenzie 及软库中华整理

5. 投资建议

全球可再生能源持续发展、政府政策及储能项目经济性显现等因素推动下，全球储能需求保持快速增长，行业景气度高。预期储能系统等关键领域具备核心竞争力的公司将长期受益。建议关注受益于国内、海外储能装机增长。关注阿特斯/Canadian Solar Inc、阳光电源、德业股份。

相关标的

阿特斯(688472.CH)及 Canadian Solar Inc (CSIQ.US)

阿特斯自 2019 年起布局储能系统集成业务，2024 年公司储能交付量急升，同比增长 500%，自此初步形成光伏组件和储能系统双轮驱动的业务布局。公司深耕美欧海外市场，具备完整的本地化技术和服务团队，1H 2025 海外业务收入占比超过 80%，使其光伏组件和储能系统业务展现出更好的盈利性。

1H 2025 得益于北美市场出货量和市占率提升，公司光伏组件单瓦利润实现盈亏平衡；第二季度储能系统交付量环比增长 140%，毛利率超过 30%，储能贡献了公司大部分利润。截至 1H 2025，公司储能业务在手订单超过 30 亿美元，保守预计 2025 全年储能出货量 7-9GWh。

美股 Canadian Solar Inc 为 A 股阿特斯的控股股东，持有 A 股阿特斯 64% 股权，另持有光伏电站及储能系统开发子公司 Recurrent Energy 80% 股权。其持有 A 股阿特斯的应占市值约 367 亿人民币(约 52 亿美金)；相比之下，CSIQ 当前市值仅 16 亿美金。

在光伏“反内卷”的政策背景下，预计 2025 年下半年国内多晶硅收储基金将正式落地，而近期可再生能源补贴正加速发放，利好光伏材料供需两端，有望带动国内光伏产业链实现扭亏为盈。

阳光电源(300274.CH)

阳光电源是全球光伏逆变器和储能系统双龙头，2024 年公司逆变器出货量 147GW，同比增长 13%，储能系统出货 28GWh，同比增长 167%，预计 2025 年储能出货量 40-50GWh，维持快速增长。

公司前瞻性全球化布局，目前印度和泰国的海外产能合计已达 25GW，海外具备超 20 家分支机构、超 520 家服务网点和数百家重要的渠道合作伙伴，拥有本土化团队先发优势显著，海外营收占比 58%并持续提升。

公司于 2025 年 5 月成立 AIDC 事业部，计划明年推出相关产品，并在直流微电网等领域提供高低压侧、柜内电源等创新方案。

德业股份(605117.CH)

德业股份是从家电配件商转型为全球储能的新势力，在户储逆变器领域形成区域市场份额领先，盈利能力突出；储能电池包采用模块化技术，产品灵活性和可拓展性强。公司在全球用户侧储能逆变器市占率排名第二，在亚非拉等新兴市场份额领先。

IDC 方面，公司目前已成立研发团队，布局 SST 固态变压器，规划未来一年半发布新品并实现量产，有望开拓第二增长曲线。

2025 年上半年实现营业收入 55.3 亿元人民币，同比增长 16.5%；归母净利润 15.2 亿元人民币，同比增长 23%。逆变器业务稳健增长，逆变器产品实现营业收入 26.4 亿元人民币，占公司主营业务收入 47.93%，较上年同期增长 13.90%。储能电池业务增长强劲，与逆变器业务形成协同效应。储能电池产品实现营业收入 14.2 亿元人民币，占公司主营业务收入 25.78%，较上年同期增长 85.80%。随着海外市场需求快速放量，公司海外收入占比超 70%。

图表 39：行业估值表

| 股份代码 | 公司名称 | 交易货币 | 收市价 | 市值 (百万美元) | YTD 股价变动(%) | 年结日 | FY0 市盈率(倍) | FY1 预测 市盈率(倍) | FY2 预测 市盈率(倍) | FY0 市销率(倍) | FY1 预测 市销率(倍) | FY2 预测 市销率(倍) |
|-----------|----------------|------|--------|--------------|----------------|---------|---------------|------------------|------------------|---------------|------------------|------------------|
| FLNC.US | Fluence | 美元 | 23.81 | 4,354 | 49.9 | 09/2025 | N/A | N/A | 77.1 | 1.9 | 1.3 | 1.1 |
| ENPH.US | Enphase | 美元 | 32.79 | 4,291 | (52.3) | 12/2024 | 20.6 | 11.8 | 15.7 | 3.2 | 2.9 | 3.6 |
| CSIQ.US | Canadian Solar | 美元 | 24.35 | 1,631 | 119.0 | 12/2024 | N/A | N/A | 42.7 | 0.3 | 0.3 | 0.2 |
| SPWR.US | SunPower | 美元 | 1.66 | 155 | (7.3) | 12/2024 | N/A | 41.5 | 9.2 | 1.4 | 0.5 | 0.4 |
| 300274.CH | 阳光电源 | 人民币 | 174.05 | 51,125 | 135.7 | 12/2024 | 23.5 | 24.3 | 20.6 | 4.6 | 3.8 | 3.2 |
| 601012.CH | 隆基绿能 | 人民币 | 17.88 | 19,197 | 13.8 | 12/2024 | N/A | N/A | 54.2 | 1.6 | 1.9 | 1.6 |
| 600438.CH | 通威股份 | 人民币 | 21.26 | 13,561 | (3.8) | 12/2024 | N/A | N/A | 55.4 | 1.0 | 1.0 | 0.8 |
| 688472.CH | 阿特斯 | 人民币 | 15.58 | 8,141 | 24.0 | 12/2024 | 44.3 | 33.9 | 18.6 | 1.2 | 1.4 | 1.2 |
| 002459.CH | 晶澳太阳能 | 人民币 | 11.10 | 5,205 | (19.3) | 12/2024 | N/A | N/A | 54.7 | 0.5 | 0.7 | 0.6 |
| 002335.CH | 科华数据 | 人民币 | 54.77 | 4,000 | 89.4 | 12/2024 | 64.2 | 45.6 | 29.6 | 3.6 | 3.0 | 2.5 |
| 300827.CH | 上能电气 | 人民币 | 34.46 | 2,462 | 9.9 | 12/2024 | 40.7 | 30.3 | 18.8 | 3.6 | 2.7 | 2.2 |
| 300068.CH | 南都电源 | 人民币 | 18.38 | 2,339 | 13.9 | 12/2024 | N/A | 306.3 | 28.7 | 2.1 | 1.7 | 1.4 |
| 688063.CH | 上海派能 | 人民币 | 57.21 | 1,989 | 42.8 | 12/2024 | 266.1 | 66.1 | 29.8 | 7.0 | 4.3 | 3.2 |

资料来源：彭博及软库中华

风险

- 行业需求不及预期；
- 政策不及预期；
- 行业竞争加剧；
- 原材料价格大幅波动。

軟庫中華是香港一家主要服務香港上市公司的投資銀行，如要获取更多研究報告，請參考以下聯系方式：
research@sbichinacapital.com, thomsononeanalytics.com, factset.com, S&P Capital IQ and multex.com.

SBI研究评级

軟庫中華金融的股票评级：

建议强烈买入：未来 12 个月绝对增长超过 50%

建议买入：未来 12 个月绝对增长超过 10%

建议持有：未来 12 个月绝对回报在 -10%至+10%

建议沽售：未来 12 个月绝对下降超过 10%

建议强烈沽售：未来 12 个月绝对下降超过 50%

披露：投资者应在阅读本报告时假设軟庫中華金融服务有限公司或其同系附属/关联公司正在或将要和本文中提到的公司建立投资银行或其它主要的业务关系。

分析员声明：本文中给出之观点准确反映了分析员对于该证券的个人见解。分析员就其在本报告中给出的特定建议或者见解，并没有直接或间接地为之收受任何的经济补偿。

免责声明：

本研究报告不得被视为任何股票售出之要约或股票购买或认购之要求。本报告中提到之股票可能在某些地区不具备公开出售资格。本报告中信息已经由軟庫中華金融服务有限公司(简称为“軟庫中華金融”)的研究部门根据其认为可靠之来源加以整理，但是軟庫中華金融或其他任何人都没有就本报告的正确性或者完整性给出声明、保证或担保。所有本报告中的观点和预测都是（除非特别注明）报告发布日时軟庫中華金融所发布，且可在不通知前提下予以变更。軟庫中華金融或任何其他人都不得为使用本报告或其内容或其它和本报告相关原因而发生的损失承担任何责任。本报告之读者应独立负责考察本报告中所提到公司的业务、财务状况和发展远景。軟庫中華金融和其高级职员、董事和雇员，包括本报告准备和发布过程中涉及人员，可以在任何时候(1)在适用法律许可情况下，在本报告中提到公司（或其投资）中任职，或购买或售出其股票；(2)和本报告中提到的公司存在咨询、投行或其它经纪业务关系；和(3)在适用法律许可情况下，在本报告发布之前或紧接之后，在其自己的针对本报告中某个公司的投资帐户中使用本报告信息或者依据此信息行动（包括进行交易）。本报告可能无法在同样时间被分发到每一位接受方手中。本报告仅可被分发给特定客户、专业投资者或经纪商，供其参考。任何获得本报告者无论出于什么原因，都不得复制、出版、重新生成、或者转发（全文或部分）给任何其他方。本报告在香港由軟庫中華金融发布。获得本报告者如需本报告中提到股票之更多信息，请联系軟庫中華金融在其当地所设立之分支机构。

軟庫中華金融服务有限公司版权所有©。保留所有权利。