

系列学习知识-----全球储能市场新动向及趋势分析

以下文章来源于中能传媒研究院，作者邱丽静；安徽天方工业技术研究院整理 20220608

随着碳达峰、碳中和成为全球共识，新能源在整个能源体系中的比重将快速增加，储能有望迎来爆发式增长。从应用场景看，以调频为代表的辅助服务领域成为重要应用形式，通过可再生能源场站配置储能系统的方式实现能量时移变得越来越普遍。从政策机制看，全球主要储能应用国家通过提供补贴、投资税收减免和完善电力市场规则等措施支持储能市场发展。在完善储能参与电力市场规则时，不断明确储能功能定位，使其获得参与电力市场的合理身份。当前，政策和市场环境是促进我国储能产业发展的关键。近期两部门印发的《“十四五”新型储能发展实施方案》再一次推高了国内储能发展的热度。

本报告以英国、美国、澳大利亚和中国等全球典型市场为例，分析储能市场发展现状，包括储能市场规模、产业政策及市场环境等方面；基于政策和市场规则的调整总结了储能项目收益来源及商业模式；最后，对国际储能市场的发展前景进行展望，供参考。

一、全球储能市场概况

美国能源部全球储能数据库（DOE Global Energy Storage Database）发布的 2020 年统计数据显示，全球已投运储能项目累计装机规模约为 192 吉瓦。**从装机规模 and 市场份额看**，抽水蓄能累计装机规模最大，占比约 95%；电化学储能累计装机规模位列第二，占比约 2%。在各类电化学储能技术中，液流电池、锂离子电池和钠离子电池累计装机规模位居前三。

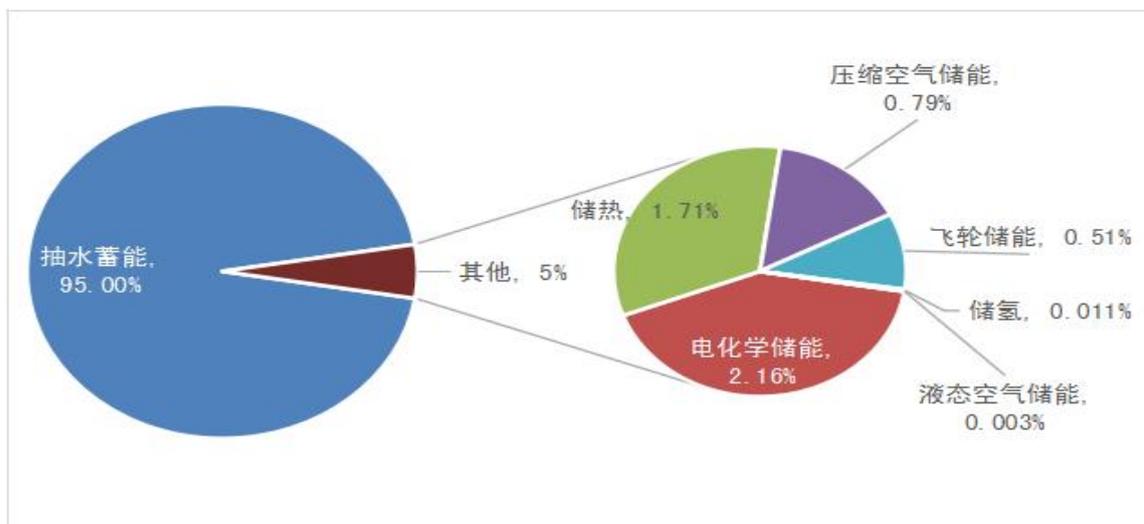


图 1 2020 年全球储能市场装机结构

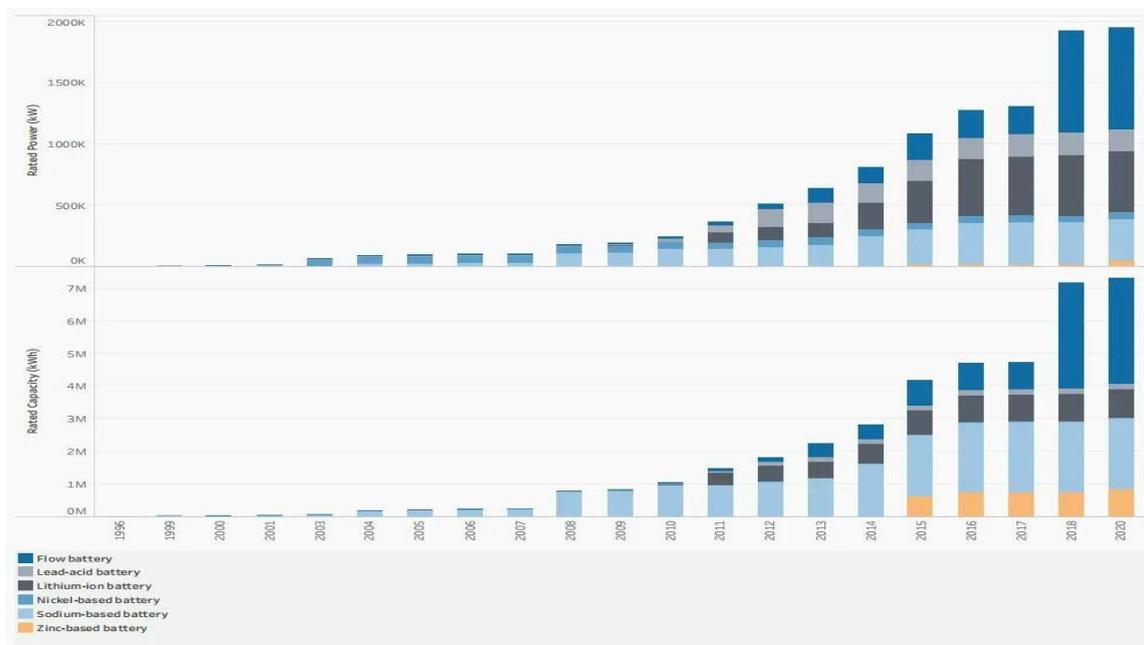


图 2 全球在运电化学储能项目装机变化情况

从项目数量看，电化学储能最多，高达 1033 个，其中又以锂离子电池项目数量最多。锂电池是目前储能技术的主流，发展规模正在不断扩大，而中国锂电池产能已位居世界第一。中国工信部发布数据显示，2021 年，中国储能型锂离子电池产量达到 32 吉瓦时，同比增长 146%。

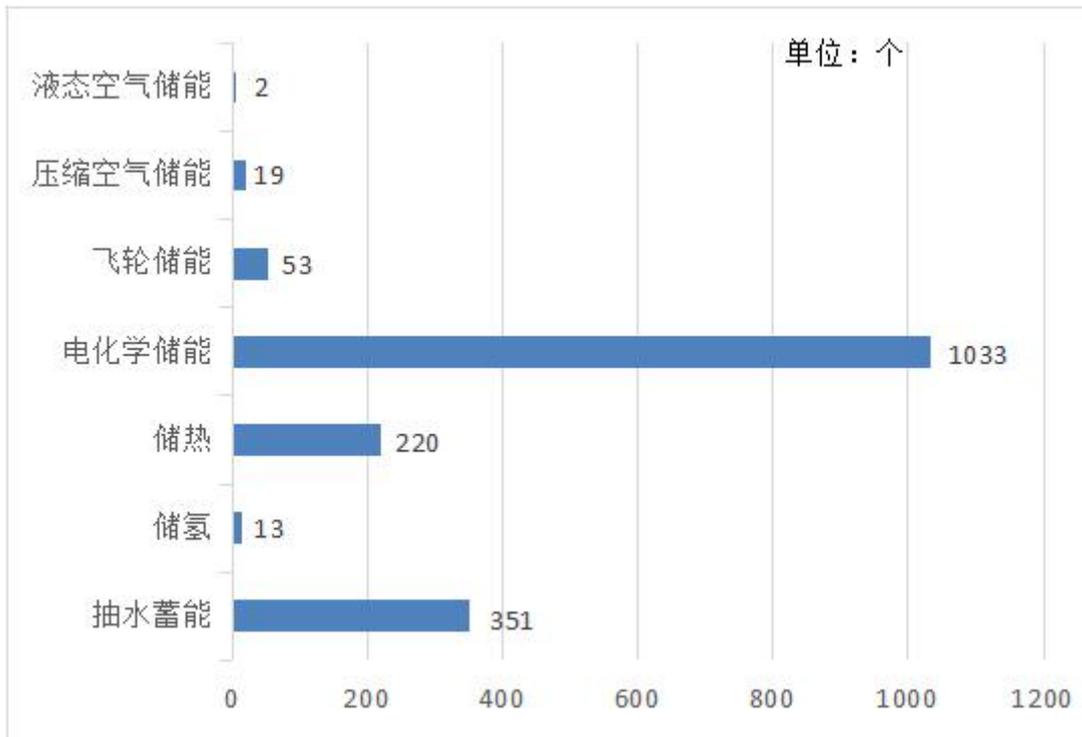


图 3 2020 年全球储能市场累计在运项目数量

从应用分布看，在政策激励、市场规则和灵活价格机制的引导下，储能的主要应用场景分布在发电侧、电网侧、用户侧等。其中，以调频为代表的辅助服务领域成为重要应用形式，通过可再生能源场站配置储能系统的方式实现能量时移越来越普遍。同时，储能在输配电领域的应用主要包括无功支持、缓解输电阻塞、延缓输配电设备扩容升级、变电站直流电源等。在不同场景下，储能在市场上体现的价值也有所不同。

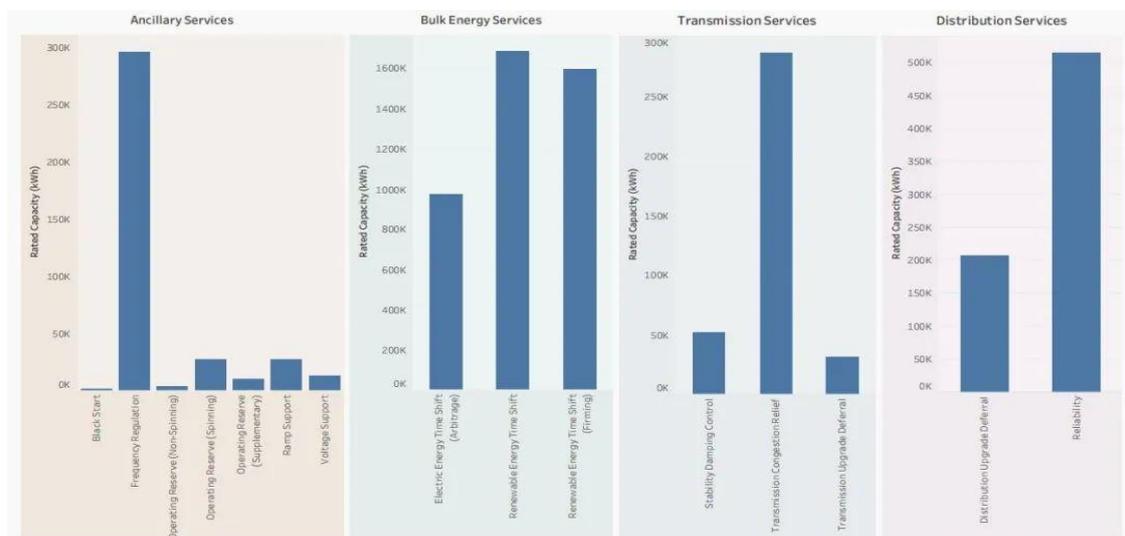


图 4 2020 年各应用场景储能装机情况

二、英国储能市场发展现状

英国储能的发展离不开政策的激励与机制的支持。英国政府批准部署更多电池储能项目以平衡电网的发展，构建相对智能、灵活的电力系统；通过投入公共资金支持储能技术创新、降低成本并促进技术商业化；大幅推进储能相关政策及电力市场规则的修订工作。英国储能项目主要通过容量市场机制和辅助服务市场机制获得收益，也可通过在平衡市场提供上下调节电量以及价格尖峰时段发电获得收益。

（一）市场规模

根据英国官方公布的数据，目前英国约有 4 吉瓦储能电站，包括 3 吉瓦的抽水蓄能和 1 吉瓦的锂电池储能。在建和规划中的储能规模达到 10 吉瓦，其中 8 吉瓦是电池储能，2 吉瓦是抽水蓄能。2021 年，英国公用事业规模储能项目强劲增长，年度部署量同比增长 70%。

从项目单体规模和技术路线看，英国早期 50 兆瓦以上的发电项目需要申请牌照，使得大部分储能项目规模设定为 49 兆瓦，限制了对储能的投资意愿。2020 年 7 月，英国取消电池储能项目容量限制，允许在英格兰和威尔士分别部署规模在 50 兆瓦和 350 兆瓦以上的储能项目，此举使英国电网中电池储能项目数量快速增加。近年来，英国商业、能源和工业战略部 (BEIS) 批准了多个大型储能项目规划，如英国能源公司 InterGen 在泰晤士河口的 320 兆瓦/640 兆瓦时电池储能项目，瓦锡兰集团与英国能源开发商 Pivot Power 公司部署的总装机容量为 100 兆瓦的电池储能系统。此外，壳牌于 2021 年 8 月宣布 100 兆瓦储能电站全面投入运营，这是欧洲目前最大规模的储能电站，位于英国西南部威尔特郡附近，由两个装机容量均为 50 兆瓦/50 兆瓦时的电池储能设施组成，采用磷酸铁锂/三元锂电池技术。法国可再生能源开发商 EDF 公司的子公司 Pivot Power 公司于近日表示，已获得两个装机容量均为 50 兆瓦/100 兆瓦时

的锂离子电池储能系统规划许可,这两个电池储能系统将部署在英国贝德福德郡 Sundon 和康沃尔郡 Indian Queens 地区。

(二) 扶持政策

政策支持方面,英国主要通过投入公共资金支持储能技术创新、降低成本并推动技术商业化。最早由政府天然气和电力市场办公室(OFGEM)对包括储能在内的电网创新技术及方案提供相关资金支持。在此基础上,2017年英国设立“工业战略挑战基金”,并划拨2.46亿英镑开展法拉第挑战计划(Faraday challenge),旨在全面推动电池技术从研发走向市场。

除了法拉第挑战计划,为了实现净零系统转型,英国政府于2020年11月发布“十项关键计划”,并在此计划中推出10亿英镑“净零创新组合”项目用于加速低碳技术创新,降低英国低碳转型付出的成本。“净零创新组合”项目主要关注十大关键领域,“储能及电力灵活性”就是其中之一。

过去一年,英国政府拨款9200万英镑支持储能在内的下一代绿色技术,其中6800万英镑用于进一步发展储能技术,以支持未来的可再生能源系统。长时储能有望成为英国更智能、更灵活的低碳能源系统的关键组成部分,这种储能技术可以在很长一段时间内(包括数月或数年)储存风电和太阳能发电电量,以及热能。英国政府已启动至少1亿英镑的创新资金用于支持储能和灵活性创新项目,包括对储存时长在小时、日、月等不同时间维度的储能技术的支持。随着英国调频响应市场日趋饱和,持续放电时间为2小时的储能系统将更具吸引力。

(三) 市场环境

英国大幅推进与储能相关的电力市场规则修订工作。2016年以来,英国政府允许包括电化学储能在内的新兴资源参与容量市场,容量市场允许参与容量竞拍的资源同时参与电能批发市场,这促使英国储能装机容量快速提升。2017年,英国修订电力法,明确储能的许可证和规划制度,将储能的定义从单纯的发电资产丰富至电力系统的组成部分。OFGEM于2019年6

月对储能定义进行了修订，将储能系统归类为发电设施。这一举措否定了原来具有争议的储能系统双重收费政策，即将储能系统作为用电设施进行收费的同时，又作为发电设施收费。事实上，这种双重收费政策在欧洲各国普遍采用。2020年，英国的这一双重收费制度修改，储能设施只支付发电端的费用。储能系统成为发电设施的优势是能够在业界已经熟悉的规则中运行，并且业界厂商了解储能系统如何适应这些规则。

（四）收益来源及商业模式

英国电力市场新型储能主要通过容量市场机制和辅助服务市场机制获得收益，比如增强快速调频，也可通过在平衡市场提供上下调节电量以及价格尖峰时段发电获得收益。

容量市场方面，英国的容量市场拍卖计划被暂停一年后于2020年重新启动，并且BEIS鼓励在预审竞标中将储能项目作为需求侧响应（DSR）资产，而需求侧响应运营商有机会被授予最长可达15年的合同，从而实现储能项目稳定的收入流。

辅助服务市场方面，调频辅助服务是英国储能电站的收入主要来源。与美国PJM区域电力市场类似，英国在2019年停电事故后开始陆续设立快速调频响应的辅助服务品种，储能项目中受益颇多。动态遏制（DC）服务是英国电力系统运营商National Grid ESO公司在2020年10月推出的一种频率响应辅助服务。National Grid ESO公司允许储能系统提供商获得动态遏制服务收入，并从平衡机制中获得新收入。该机制是电网电力供需的实时平衡，也是许多电池储能系统的主要收入来源。动态遏制服务为参与者提供了丰厚的回报，其收入是其他频率响应服务的2到3倍。由于允许收入叠加，电池储能系统获得的收入规模可不断增长。随着英国可再生能源发电设施部署量的持续增长，对电网平衡服务的需求也在增加。2021年1月，受低温、风电出力低迷的影响，英国平衡市场价格暴涨到4000英镑/兆瓦时的高位，进一步

加速电池储能系统进入平衡机制市场。预计英国近两年还会继续加设更多针对快速调频的辅助服务品种。

三、美国储能市场发展现状

美国政府从配置目标、财政支持、技术研发等方面出台政策鼓励储能项目的研发、示范与应用，其中 ICT 政策激励取得的效果较为明显。美国储能产业经过多年发展已形成了清晰的技术路线和有效的商业模式，市场化机制成熟，经济性快速提高。

(一) 市场规模

根据调研机构 Wood Mackenzie 公司和美国清洁能源协会 (ACP) 发布的最新报告，2021 年第四季度，美国在电网规模、商业和住宅储能行业中部署了 1.6 吉瓦储能系统。2021 年全年部署的电池储能系统装机容量达到 3.5 吉瓦以上，同比增长一倍多。根据 ACP 最新发布的年度数据，2021 年美国部署的公用事业规模电池储能系统 (BESS) 的装机容量达到 2.6 吉瓦，同比增长 196%，尽管面临供应链挑战和项目延误，但分布式电池储能系统在美国实现了创纪录增长。2021 年 8 月，美国佛罗里达电力与照明公司 (FPL) 宣布，FPL 海牛能源存储中心 (世界上最大的太阳能光伏+储能一体化系统) 目前电池模块安装进度已完成 75%，建成后预计电池储能容量将达到 409 兆瓦，可提供 900 兆瓦时的电力，为近 22 万户家庭持续供电 2 小时以上。

过去一年，美国储能市场提出并强力推进了长时储能概念。美国能源部 (DOE) 发起 Energy Earthshots 计划，旨在未来十年内将长时储能 (持续时长 10 小时以上) 的成本降低 90%。长时储能委员会也得以成立，25 家初创成员将致力于推动长时储能在全球范围的部署，以最低的社会成本加速能源系统脱碳。该委员会认为，到 2040 年，全球部署 85 ~ 140 太瓦时的长时储能 (持续时长 8 小时以上) 可实现电网的净零排放。

(二) 扶持政策

近年来，美国大力推动储能行业发展，从配置目标、财政支持、技术研发等方面出台多项政策鼓励储能项目的研发、示范与应用。

表 1 近年美国储能相关政策汇总

时间	政策	主要内容
2018年	FERC第841号法案	要求系统运营商消除储能参与容量、能量和辅助服务市场的障碍，使储能可以以市场竞争的方式参与电力市场。
2019年	BEST Act法案	拨款10.8亿美元用于储能等项目。
2020年	FERC第2222号法案	认可分布式能源参与电力市场。
2020年	储能大挑战路线图	到2030年，建立并维持美国在储能利用和出口方面的全球领导地位，拥有可靠的国内制造链和不依赖进口的关键材料供应链。
2021年	基础建设计划	2035年实现100%无碳电力，清洁能源发电和储能的投资税抵免及生产税抵免期限延长10年。
2021年	长时储能攻关计划	在未来十年内，将数百吉瓦的清洁能源引入电网，将储能时间超过10小时的系统成本降低90%。

◆由州政府设立储能发展目标，实施储能强制目标采购计划

近一年来，美国约有九个州政府部署储能目标。其中，纽约州提出将2030年储能部署目标从3吉瓦翻一番达到6吉瓦。该州此前3吉瓦储能部署目标已经是美国各州中最大的储能发展目标。弗吉尼亚联邦的目标略高于3.1吉瓦，预定于2035年实现。康涅狄格州的储能目标是2030年底部署1吉瓦储能系统，中期目标是2024年底部署300兆瓦储能系统，2027年底部署650兆瓦储能系统。缅因州的储能目标是到2025年底部署300兆瓦储能系统，到2030年底部署400兆瓦储能系统。该储能部署目标是美国各州迄今为止最低的一个。其他制定储能目标的州还包括加利福尼亚州、马萨诸塞州、俄勒冈州等。

表 2 美国各州储能目标部署情况

地区	部署目标
纽约州	将2030年储能部署目标从3吉瓦翻一番达到6吉瓦。
新泽西州	到2030年储能容量达到2吉瓦。
加利福尼亚州	到2026年部署1吉瓦长时储能系统。
内华达州	到2030年部署1吉瓦储能系统。
马萨诸塞州	到2025年部署1000兆瓦时的储能容量。
弗吉尼亚州	到2035年部署3.1吉瓦储能系统。
康涅狄格州	2030年底前部署1吉瓦储能系统，中期目标是2024年底前部署300兆瓦储能系统，2027年底前部署650兆瓦储能系统。
缅因州	到2025年底部署300兆瓦储能系统，到2030年底部署400兆瓦储能系统。

◆通过税收减免、投资补贴等方式为储能项目提供经济激励

税收减免方面，联邦政府层面出台的主要激励政策为投资税抵免（ITC）和成本加速折旧（MACRS）。其中，ITC政策已经推广至新能源与储能的混合项目，最高可以抵减30%的前期投资额，推动了新能源发电厂配置储能。2021年9月，储能系统ITC激励措施被纳入美国众议院税收编写财会委员会的议案草案中。同年11月，美国众议院通过了拜登1.75万亿美元的刺激法案（Build Back Better Act），根据该法案，储能将获得单独的ITC退税，其中高于5千瓦时的储能系统到2026年将获得最高30%的ITC退税，这是首次针对储能制定单独的ITC退税。独立储能系统获得的投资税收抵免等利好政策，对市场产生显著的推动作用。

有专家认为，在储能系统获得 ITC 退税之后，其成本将从 275 至 300 美元/千瓦时大幅下降到 200 美元/千瓦时，而储能部署的装机容量则有望成倍增长。Wood Mackenzie 公司预测，独立部署的储能系统在获得 ITC 政策支持后可以在未来五年内将储能市场的规模扩展 20% ~ 25%。

补贴方面，自发电激励计划（SGIP）是美国历时最长且最成功的分布式发电激励政策之一，于 2001 年启动，主要鼓励用户侧分布式发电。根据美国能源信息署（EIA）数据，全美 80% 以上储能装机容量位于加利福尼亚州。SGIP 经历五轮补贴发放标准，最新法案将 SGIP 计划延长至 2026 年。

◆鼓励储能技术创新，向重点研发和示范项目提供资金支持

2020 年 12 月，美国通过了 Better Energy Storage Technology (BEST) 法案，根据该法案，联邦政府将在此后五年内，在储能技术研究、开发和示范方面的创新提供 10 亿美元资金支持。2021 年，DOE 宣布在“储能大挑战”计划框架下提供 1790 万美元资助研发和部署液流电池技术，包括开发和部署液流电池高效生产工艺；开发与制造金属电极和双极板卷对卷（R2R）技术；开发金属螯合物液流电池系统；开发可扩展、具有成本效益、有机液流电池连续生产工艺。DOE 在 2022 财年预算中为“储能大挑战”计划划拨 11.6 亿美元，以期解决储能发展的技术挑战和成本障碍，建立美国本土储能制造业，助力实现气候和经济竞争力目标。

（三）市场环境

PJM 是美国最大的区域电力市场运营商，一般称为实时平衡市场。EIA 发布的报告显示，截至 2019 年底，六成储能电站集中在加州电力市场和 PJM 市场区域。早在 2012 年，PJM 为了引入准确但电量有限的储能资源，将调频信号分为两种信号：慢响应调节信号 A（RegA）和快速响应调节信号 D（RegD）。前者对应传统调频资源，能够持续较长时间维持出力，但调节

速率较慢；后者对应新的市场主体，比如储能、可控负荷等，能够快速响应、精准调节功率。

在该项政策刺激下，PJM 涌现了大量具有绝对优势的储能调频项目。PJM 于 2017 年初修订市场规则，维持调频服务的能量中性，要求 RegD 资源不再只提供短周期调频服务，储能系统也被要求延长电网充放电时间。市场规则的修改意味着储能系统需要配置更大的容量和充放电周期，受此影响，美国储能增速有所下降。

2018 年美国联邦能源监管委员会 (FERC) 发布 841 号法令，要求所有区域传输运营商 (RTO) 和独立系统运营商 (ISO) 修改其市场规则，以体现出电储能资源的技术特性，促进这些资源在 RTO/ISO 市场的参与度。FERC 要求各个市场考虑储能特殊的物理特性，并把参与市场的门槛直接降到 100 千瓦。这使得众多容量较小的储能设施也可以参与市场竞争，美国迎来储能装机热潮。2020 年 7 月，美国联邦上诉法院宣布，FERC 对储能如何与其监管的州际输电市场相互作用具有管辖权。9 月，FERC 发布第 2222 号令，允许美国大部分地区的区域电网和电力市场运营商部署的分布式储能系统参与批发市场。

(四) 收益来源及商业模式

美国电力市场中，新型储能主要通过提供调频辅助服务获得收益。美国较为完善的电力市场机制，为储能参与市场竞争获得经济收益创造了良好的条件。自 2007 年以来，美国发布多项法案确定储能参与容量、能量及辅助服务市场的准入身份。FERC 相继出台 890 号法令、755 号法令、784 号法令和 792 号法令，允许储能在电力市场中提供辅助服务，要求各市场按照不同调频电源类型的调频服务效果支付补偿费用，以此保障储能参与调频服务获得合理的经济回报。

四、澳大利亚储能市场发展现状

在可再生能源普及率上升和电力市场波动性加剧的影响下，澳大利亚储能行业迎来了蓬勃发展，尤其是南澳霍恩斯代尔电池储能项目成功投运并在澳大利亚电力市场中获得可观收益后，大批配套新能源建设的储能项目进入规划和在建阶段。在澳大利亚，大多数已投运的储能项目基本都得到了联邦政府和州级政府的补贴支持；参与电力市场交易的规模化储能的最大收益来源是辅助服务市场；家用储能的主要收益来源是配合屋顶光伏自发自用带来的电费节约收益。

（一）市场规模

澳大利亚咨询公司 Sun Wiz 发布的最新报告显示，澳大利亚在 2021 年部署的电池储能系统超过 1 吉瓦时，达到 1089 兆瓦时，包括非住宅大型项目 756 兆瓦时，30246 个家用电池储能系统共计 333 兆瓦时。这些电池储能系统主要为大型电网侧电池储能项目。Sunwiz 预测，2022 年户用储能增长不大，商业和工业储能有望增长四倍，但在整个市场中仍将占据极小的份额。

从发展区域看，维多利亚州、南澳大利亚州等地储能发展势头强劲，并且各有特点。Sunwiz 报告称，2021 年，维多利亚州占澳大利亚储能市场总体规模的 32%，新南威尔士州占 24%，南澳大利亚州占 21%，其他州所占比例则少得多。

从功能场景看，家用储能是澳大利亚储能主要应用。2021 年 3 月澳大利亚能源市场委员会（AEMC）发布规则草案，允许电网公司在网络阻塞时对用户上网电量进行收费，这进一步激发了市场对家用储能的需求。

此外，澳大利亚各州正在推进部署大规模电池储能系统计划。2020 年，澳大利亚能源市场运营商（AEMO）与储能开发商 Neoen、储能技术提供商特斯拉签署“Victoria Big Battery”电池储能系统合同。这个大型电池储能系统建成后将为维多利亚州与新南威尔士州之间的跨州输电通道增加 250 兆瓦输电容量，通过减轻计划外负载降低意外停电的可能性。

（二）扶持政策

目前，澳大利亚大多数已投运的储能项目基本都得到了联邦政府和州级政府的补贴支持，此类补贴通常以知识共享赠款协议和/或电网服务合同的形式提供。

联邦政府层面，目前大多数运营储能项目的资金支持通常来自澳大利亚可再生能源署（ARENA）。自成立至 2021 年 2 月，ARENA 共资助储能项目 37 个，通过投入 2.146 亿美元支持资金带动了价值 9.35 亿美元的项目投资。这些项目包括用户侧、离网地区和电网薄弱区的储能项目，也包括解决可再生能源高比例渗透率以及储能进入市场障碍等问题的公用事业规模储能项目。ARENA 支持的各种应用场景的储能示范项目，对验证储能技术、推动储能在这些场景中的规模化应用发挥了重要的作用。2021 年底，ARENA 投资 1 亿澳元开发 70 兆瓦及以上的大型电池储能项目。该资金将支持至少 3 个电网规模逆变器电池储能项目，单个项目的最高拨款高达 3500 万澳元。

州政府层面，由于澳大利亚的储能市场以户用与商用储能为主，目前多地政府通过补贴重点支持用户侧储能系统。2018 年南澳大利亚启动家用电池计划（Home Battery Scheme），覆盖 4 万余户家庭，通过清洁能源金融公司以低息贷款（1 亿美元）或返还款（1 亿美元）的形式帮助住宅用户购买户用光伏系统所需电池或者匹配电池容量所需光伏组件。北领地政府和西澳大利亚州于 2020 年推出太阳能+储能项目激励计划，主要为电网级、住宅以及社区级太阳能+储能项目提供资助。维多利亚州于 2020 年表示未来三年内将为 1.75 万个家庭储能系统提供补贴，新南威尔士州、昆士达州等也相继出台了补贴计划。

（三）市场环境

澳大利亚国家电力市场（NEM）是单一电量市场，采用分区电价区域，目前分为 5 个区域，大致按照州的边际划分。在 NEM 上，储能系统具有双重身份：既是电力供应方，又是电力消费者。

2016年11月，AEMC发布《国家电力修改规则2016》，提出将辅助服务市场开放给新的市场参与者，这一规则大大增加了储能参与澳大利亚电力辅助服务市场的机会，不仅有助于增加澳大利亚调频服务资源的供应，还能够降低调频服务市场价格。2017年8月，AEMC发布《国家电力修改规则2017》，旨在通过界定用户侧资源的所有权和使用权，明确用户侧资源可以提供的服务，避免用户侧资源在参与电力市场过程中遭遇不公平竞争。同年11月，AEMC将国家电力市场交易结算周期从30分钟改为5分钟。2021年10月，NEM引入5分钟结算制度，这一机制不仅能够促进储能在电力市场中实现更有效的应用并获得合理补偿，而且有利于推动基于快速响应技术的更多市场主体以及合同形式的出现，对储能在电力市场中的多元化应用具有重要影响。

（四）收益来源及商业模式

从近两年储能在NEM中的收益来源看，调频和辅助服务（FCAS）市场仍是大型电池储能系统的主要收入来源。BNEF数据显示，2020年，澳大利亚储能参与FCAS市场的盈利能力得到了很好的证明，占市场总收入的99%。另据AEMO数据，2021年第四季度澳大利亚电池储能净营收（即扣去能量成本之后）为1400万美元，其中FCAS收益占总营收的68%。

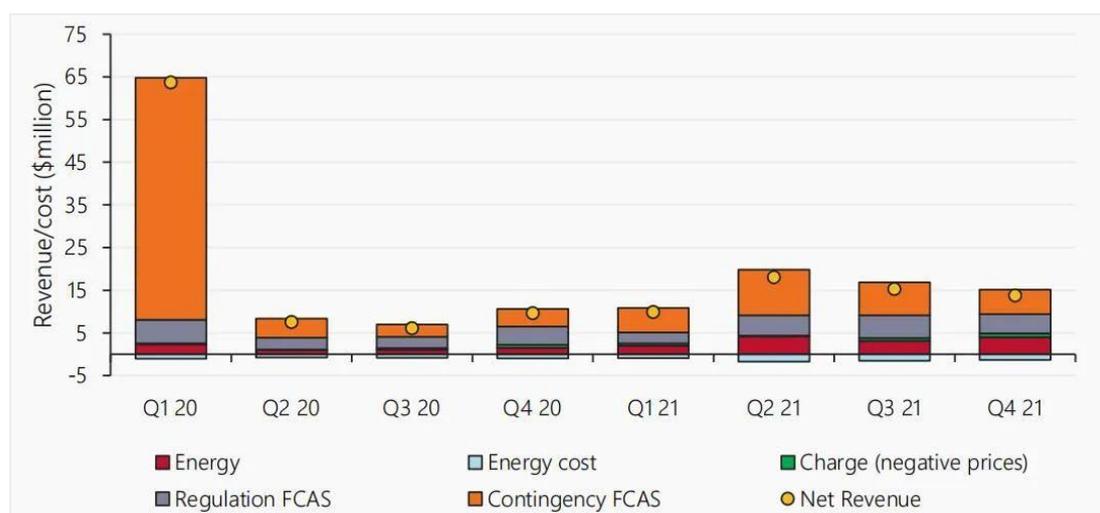


图5 储能在澳大利亚国家电力市场中的收益情况

针对家用储能（包括家庭储能聚合后的虚拟电厂储能），储能系统的主要收益来源是配合屋顶光伏发自自用带来的电费节约收益，其他收益因各州的政策不同而有所差异。以南澳大利亚州虚拟电厂储能（VPP）项目为例，2020年1月，一场风暴摧毁了州输电线路之后，该虚拟电厂储能项目在不到两周的时间内获得的收入达到100万澳元以上。相关测算表明，澳大利亚每个家庭每年平均需要18千瓦时的电力，而参与VPP项目使住宅用户每年在电力市场获得的收入将近3000澳元，也就是说，其储能系统的投资回收期约为6.8年。南澳大利亚州计划到2022年开通运营一个由5万户住宅太阳能+储能系统构建的虚拟电厂项目，该项目装机容量约为20兆瓦，储能容量为54兆瓦时。

五、中国储能市场发展现状

当前，储能政策和市场环境是促进中国储能产业发展的关键。近一年来，国家到地方各层面密集出台一系列储能利好政策。国内大规模储能项目陆续启动，储能技术进步迅猛。与此同时，调峰、调频辅助服务和峰谷电价套利是中国电化学储能当前最主要的收益渠道，储能产业呈现蓬勃发展的良好局面。

（一）市场规模

据中国能源研究会储能专委会不完全统计，截至2021年底，中国已投运的储能项目累计装机容量（包括物理储能、电化学储能以及熔融盐储热）达到45.93吉瓦，同比增长29%。其中，抽水蓄能新增规模居首，为8.05吉瓦；电化学储能紧随其后，投运规模达1.87吉瓦/3.49吉瓦时，规划在建规模超过20吉瓦。新能源配置储能以及独立储能是新增装机的主要支撑。

随着新型电力系统的构建，新能源装机规模不断增长，新能源消纳压力随之增大，大规模储能电站建设可有效缓解新能源消纳并网难题、平抑新能源出力波动，百兆瓦级别的储能电站开发正在加速。位于山东的三峡新能源庆云储能电站示范项目规划总容量300兆瓦/600兆瓦时，

一期 100 兆瓦/200 兆瓦时储能系统计划今年底投产运行。位于河北张家口的国际首套 100 兆瓦/400 兆瓦时先进压缩空气国家示范项目也处在设备安装的关键阶段。

随着百兆瓦级电池储能电站的陆续开工，更大规模的储能电站也被列入开发日程。据了解，江苏启东 500 兆瓦/1 吉瓦时储能电站可研报告编制项目已获批准建设。此前，华能集团也曾发布晋北清洁能源外送基地 500 兆瓦/1000 兆瓦时独立电池储能电站可研报告编制采购公告。

(二) 扶持政策及市场环境

◆首次从国家层面明确储能装机规模目标

2021 年以来，储能政策频频发布。国家层面明确“十四五”及中长期新型储能发展目标与重点任务，为储能在“十四五”时期的发展明确了方向。2022 年 3 月 21 日，国家发展改革委、国家能源局正式印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出到 2025 年，新型储能从商业化初期向规模化发展转变，到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。22 日，《“十四五”现代能源体系规划》发布，明确到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20%左右，非化石能源发电量比重达到 39%左右；抽水蓄能装机容量达到 6200 万千瓦以上、在建装机容量达到 6000 万千瓦左右。

根据《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，到 2025 年，中国抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右；到 2035 年，形成满足新能源高比例大规模发展需求的，技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。根据《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，到 2025 年，中国抽水蓄能以外的新型储能装机容量达到 3000 万千瓦以上。这在国家层面首次明确了新型储能的装机目标。

在国家层面出台政策的同时，各地也根据当地能源禀赋制定相关目标。青海省提出到 2025 年建成并网新型储能规模达到 600 万千瓦以上，内蒙古的目标是 500 万千瓦，山东的目标是 450 万千瓦，三省目标占到全国目标的一半。部分省份虽未明确储能具体装机规模，但也基本按照新能源装机比例 10%~20%、连续储能时长 2 小时以上进行配置。

◆进一步完善价格机制，催生更多应用新模式

在电价政策方面，《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》首次明确要建立新型储能价格机制，《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》明确以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收。当前，针对抽水蓄能国家已经出台了容量电价机制，但发展空间更大的新型储能却无法同等享受容量电价政策，新型储能电源和负荷双重属性使其参与市场身份难以界定，价格机制的形成难度很大。

此外，2021 年 7 月 29 日，国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求进一步完善峰谷电价机制，合理确定峰谷电价价差。上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。随后，全国各地纷纷出台相应政策，均在不同程度上拉大峰谷价差电价。

◆加快新能源与储能协调发展

《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》首次将新型储能作为市场化落实并网条件之一。《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》首次在国家层面明确自建/购买调峰储能的比例，要求超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网；超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照 15% 的挂钩比例购买调峰能力，

鼓励按照 20%以上挂钩比例购买。在一系列利好政策推动下，新能源+储能项目快速在全国范围内铺开，近一年来，山西、山东、宁夏、青海、内蒙古、河北、安徽等多地陆续出台新能源配置储能方案。

◆新版“两个细则”明确储能市场主体地位

2021 年 12 月 21 日，国家能源局正式发布《电力并网运行管理规定》和《电力辅助服务管理办法》，明确将电化学储能、压缩空气储能、飞轮等新型储能纳入并网主体管理，并且鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。新版“两个细则”，明确了储能的市场主体地位，推出“新的交易品种”、完善成本分担机制、建立竞争性的市场价格机制，为储能开拓了市场获益空间。

表 3 近期中国储能主要政策汇总

政策	主要内容
《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》	主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。
《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》	完善容量电价核定机制，容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值。强化抽蓄与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽蓄电站进入市场。
《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	持续深化燃煤发电、燃气发电、水电、核电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。
《关于加快推动新型储能发展的指导意见》	明确2025年30吉瓦的发展目标，未来五年将实现新型储能从商业化初期向规模化转变。到2030年实现新型储能全面市场化发展，鼓励储能多元发展，健全新型储能价格机制，鼓励探索建设共享储能。明确电源侧着力于系统友好型新能源电站和多能互补的大型清洁能源基地等重点方向，电网侧围绕提升系统灵活调节能力、安全稳定水平、供电保障能力合理布局，用户侧鼓励围绕跨界融合和商业模式探索创新。

《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模。超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率15%的挂钩比例（时长4小时以上）配建调峰能力，按照20%以上挂钩比例进行配建的优先并网。
《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》	到2025年，抽水蓄能投产总规模达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模达到1.2亿千瓦左右；到2035年，形成满足新能源高比例大规模发展需求的，技术先进、管理优质、国际竞争力强的抽水蓄能现代化产业，培育形成一批抽水蓄能大型骨干企业。
《电力并网运行管理规定》	明确新型储能调度技术指导和管理的。
《电力辅助服务管理办办法》	将电化学储能、压缩空气储能、飞轮等新型储能纳入并网主体管理。鼓励新型储能、可调节负荷等并网主体参与电力辅助服务。
《“十四五”现代能源体系规划》	力争到2025年，抽水蓄能装机容量达到6200万千瓦以上、在建装机容量达到6000万千瓦左右。
《“十四五”新型储能发展实施方案》	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。

（三）收益来源及商业模式

在中国，调峰、调频辅助服务和峰谷电价套利是电化学储能当前最主要的收益渠道，调峰市场属于电力辅助服务市场的一部分。目前，中国已有 20 余省份启动电力辅助服务市场，但都在市场建设初期，主要的交易品种就是调峰，部分地区辅以调频。储能参与调峰辅助服务主要集中在东北、山东等省区，参与调频辅助服务主要集中在浙江、江苏、山西、蒙西、宁夏等省区。随着可再生能源渗透率的不断提升，辅助服务的需求会相应增长。但从另一方面看，与储能高效合理应用相配套的市场机制和政策环境还存在诸多缺失。当前，中国电力市场建设处于起步阶段，辅助服务市场机制尚未成熟，储能等优质调节资源从中获得的响应补偿并不能完全反映其对电力系统的贡献，相应的成本支付也未能通过市场向实际受益方传导，目前仅仅通过辅助服务市场获利还无法完全覆盖储能的成本。

峰谷电价差套利是用户侧储能最重要的商业模式，目前主要集中在广东、浙江、江苏等省，浙江是实打实的两充两放，方便投资者更好计算收益。如果后续各省按相应政策拉大峰谷电价差，用户侧储能有可能在更多地区具备经济性。2021 年底，国家电网、南方电网公司陆续公布 29 省市区域 2022 年 1 月代理购电电价，几乎全部上涨。据统计分析，目前共有 19 省区的最大峰谷电价差超过 0.7 元/千瓦时，与 2021 年 12 月的电价相比，有 14 省电价差异呈增大趋势。

六、趋势展望

（一）储能市场规模继续保持增长

可再生能源接入电网需求的提升和极端事件发生频率的增加将使储能成为电力系统的关键要素。全球储能市场正以前所未有的速度增长。根据研究机构 HIS Markit 公司的预测，2022 年全球部署的储能系统总装机容量将超过 12 吉瓦。根据国际可再生能源署（IRENA）的预测，到 2030 年全球储能装机将达到 230 吉瓦以上。根据彭博新能源财经（BNEF）的预测，全球 2030 年新增储能装机容量将达到 58 吉瓦/178 吉瓦时，是 2021 年创纪录值的五倍多。

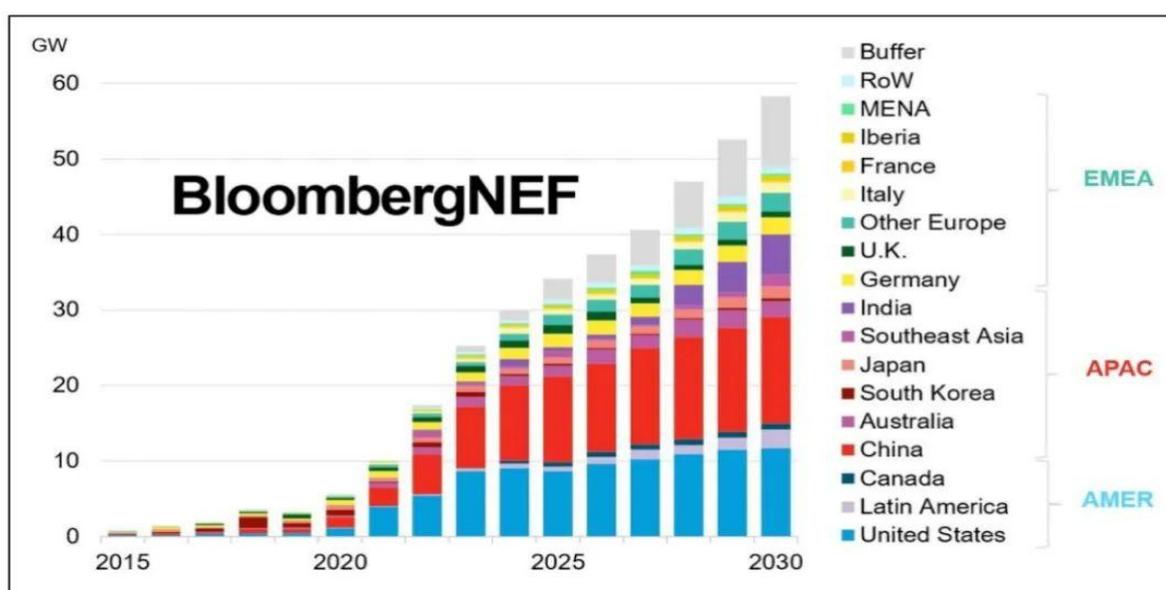


图 6 全球新增储能装机容量总额

从地域分布看，HIS Markit 公司预测，到 2030 年，美国和欧洲的储能部署量将分别增长四倍和三倍，而中国 2030 年储能部署量有望达到 2020 年的 14 倍。Wood Mackenzie Power&Renewables 公司预测，到 2025 年，北美地区的储能部署将超过亚太地区，到 2030 年将占全球总容量的一半以上。BNEF 发布的最新报告指出，目前美国是全球最大的储能市场，而中国则最早可能在 2025 年超过美国，成为全球最大的市场。印度将快速发展，在 2030 年成长为第三大市场。位列十大市场的其他国家/地区包括澳大利亚、德国、欧洲其余地区、日本、英国、拉丁美洲和意大利。然而，近来通胀和大宗商品价格高企导致储能系统成本上升，可能会影响美国、英国等市场的储能系统部署和储备项目实施。

(二) 储能技术和应用场景更加多元

储能应用场景丰富多样，目前没有一种储能技术适用所有的应用场景，同样的一个应用场景下也可能会有多种储能技术混合使用，未来能量型储能技术和功率型储能技术都会有用武之地。根据 BNEF 最新预测，尽管供应链短缺在短期内限制了储能部署，但更多市场开始将电池用于大容量应用，如辅助服务和削峰填谷。2021 至 2030 年，预计全球约有 55% 的新增储能将用于削峰填谷，尤其是在可再生能源渗透率较高的市场。用户侧储能（包括户用和商用应用）将稳步增长，到 2030 年约占累计装机容量的四分之一，届时输配电应用占比仍将有限。未来，储能在电网侧、用户侧都将有广阔的应用空间，不仅可以参与电网调峰调频等辅助服务，也可以应用在工业微电网、5G 通信基站、数据中心、车网互动、充换电等领域。

(三) 电池储能成本继续快速下降

各类主流储能技术仍在快速发展的过程中，规模、成本、寿命方面还不能完全满足应用的要求，需要进一步降本、提质、增效。中长期内，全球一半的电力可能来自可再生能源，而这在很大程度上需要储能系统的支撑。综合各研究机构数据，储能系统的成本正在迅速下降，锂离子电

池的价格在过去十年中下降了近 90%。BNEF 发布的《2021 年电池价格调查》显示，锂离子电池组价格在 2010 年还高于 1200 美元/千瓦时，而到 2021 年时实际价格已同比下跌 6%。

美国国家可再生能源实验室 (NREL) 发布的 2021 年度技术基线报告显示，到 2030 年，电池储能系统成本将会大幅降低，并将呈现继续快速下降的趋势；直到 2050 年，其成本降低的下降速度才有可能放缓。但是需要指出的是，2021 年下半年以来大宗商品价格上涨和电解质等关键材料成本提升在一定程度上会给储能行业发展带来压力。为此，需要供应链全环节的持续研发投入和产能扩张，以便在未来十年改进电池技术并降低成本。