



## 新型储能在电力行业绿色低碳发展背景下的机遇与挑战

文/李紫嫣、王鹏

### 摘要

近年来，我国电力行业绿色低碳发展不断取得新成就，截至 2024 年末，我国新能源装机规模首次超越火电，然而新能源发电的波动性对电网稳定性构成挑战。在此背景下，具备布局灵活、响应迅速等优势的新型储能技术成为增强电力系统弹性的关键。本文梳理了新型储能领域的重要政策，并分析了新型储能的发展现状，最后提炼了新型储能面临的机遇与挑战。政策方面，2021 年以来新型储能领域政策暖风频吹，推动新型储能蓬勃发展。发展现状方面，我国新型储能累计装机规模实现跨越式增长，规模首次超过抽水蓄能；装机主要分布在风光资源大省和用电需求大省；大型新型储能项目加速落地；长时储能占比提升。机遇与挑战方面，政策红利、新能源消纳和电网调峰需求及技术降本催生增长动能，但锂资源对外依赖、安全风险、非锂技术产业化滞后、收益机制不完善及全球贸易环境复杂多变等问题为新型储能发展带来现实挑战。未来需突破技术瓶颈、优化市场机制，推动新型储能从政策驱动向市场化发展进阶。

### 正文

在碳达峰、碳中和目标的引领下，我国能源体系正加速向清洁低碳、安全高效转型。近年来，我国电力行业绿色低碳发展不断取得新成就。“十四五”以来新能源发电装机规模累计增长 157.4%，年均增长 26.7%；截至 2024 年末，以风电、太阳能发电为主的新能源发电装机规模达到 14.5 亿千瓦，首次超过火电装机规模。然而，受自然因素和技术限制影响，新能源发电表现出间歇性和波动性的特点，给电网的安全性和稳定性带来挑战。因此，能够为电网运行提供调峰、调频、备用、需求响应支撑等多种服务的储能技术，成为解决这一难题的关键，对于提升电力系统灵活性和安全性具有重要意义。相比传统的抽水蓄能，新型储能技术具有建设周期短、布局灵活、响应速度快等优势，可以实现电力系统的弹性调节。当前主流的新型储能技术包括锂离子电池、液流电池等电化学储能技术，压缩空气、飞轮储能等物理储能技术，储热、储冷等热力学储能技术，以及氢储能等化学储能技术。

#### 一、行业政策

2021 年以来，新型储能领域政策暖风频吹，相关政策通过明确发展目标、确立新型储能的独立市场主体地位，优化电源侧、电网侧和用户侧三大场景布局，规范新型储能参与电力市场等，为新型储能提供了清晰的方向指引；预计未来相关政策将进一步为新型储能各细分领域和关键环节提供具体指导和制度保障。

我国在储能领域的政策布局可以追溯至 2017 年，国家有关部门印发《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》等重要文件，为我国储能技术攻关和产业化发展进行规划，奠定我国

储能领域的政策基础。

**表 1 新型储能重要政策总结**

发布时间	文件名称	相关内容
2021 年 7 月	《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》	提出 2025 年新型储能装机规模达 3000 万千瓦以上目标，强调新能源配储，明确新型储能独立市场主体地位，要求完善价格机制和市场准入。
2022 年 1 月	《“十四五”新型储能发展实施方案》	给出新型储能核心技术装备攻关重点方向，鼓励开展试点示范，细化电源侧、电网侧、用户侧发展规划，推进源网荷储一体化协同发展。
2022 年 5 月	《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司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》	具备独立计量、控制等技术条件的新型储能可作为独立储能参与电力市场；配建的新型储能可通过技术改造转为独立储能项目参与电力市场，或与所属电源联合参与电力市场。独立储能可参与中长期市场、现货市场，配合电网调峰，也可提供电力辅助服务。
2024 年 4 月	《国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知》	对接入电力系统并签订调度协议的新型储能进行了规范，提出了管理措施和技术方面的具体要求。
2024 年 7 月	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	针对新能源、电动汽车充电基础设施、新型储能等快速发展的实际，制修订并网技术标准和管理要求；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；建设一批共享储能电站，探索应用一批新型储能技术。
2024 年 11 月	《中华人民共和国能源法》	推进新型储能高质量发展，发挥各类储能在电力系统中的调节作用。
2025 年 1 月	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》	鼓励煤电企业结合市场需求自主配置调频储能，改造或建设一批调度机构统一调度的新型储能电站，推动存量新能源配建储能实施改造，由电力调度机构统一调度运行，提升调用水平。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，减少弃风弃光。
2025 年 1 月	《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》	风电、光伏项目原则上全部电量进入电力市场，通过市场交易形成价格；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。
2025 年 2 月	《新型储能制造业高质量发展行动方案》	提出 2027 年我国新型储能制造业的发展目标，包括培育生态主导型企业 3~5 家等，并提出六大专项行动：新型储能技术创新行动、产业协同发展推进行动、产业转型升级发展行动、示范应用场景拓展行动、产业生态体系完善行动、贸易投资合作提升行动。
2025 年 2 月	国家能源局关于印发《2025 年能源工作指导意见》的通知	建立适应新型储能、虚拟电厂广泛参与的市场机制。强化新型储能等技术特别是长时储能技术创新攻关和前瞻性布局。深化新型储能等技术创新与产业发展等关键问题研究，加强新型储能试点项目跟踪。

数据来源：根据公开资料整理

2021~2023年，新型储能领域政策暖风频吹，新型储能发展步入快车道，相关文件从电源侧、电网侧和用户侧三大场景进行新型储能布局，进一步细化了技术创新、试点示范、规模化发展、市场化机制完善和政策保障等多方面的具体规划。2024年以来，我国累计发布储能相关政策700余项，涵盖发展规划、电价改革、示范应用等各个方向，加快推进储能产业高质量发展。2024年，“发展新型储能”首次被写入政府工作报告，其重要性进一步凸显；《中华人民共和国能源法》正式发布，立法推进新型储能高质量发展；2025年，政府工作报告将“新型储能”列为国家级先进制造业集群，新型储能产业化发展有望在众多政策利好的推进下再次提速。此外，随着新能源项目“强制配储”政策取消并转向市场化交易机制，储能项目将通过峰谷价差套利、辅助服务收益等方式实现经济性。

金融支持方面，储能被纳入绿色金融范畴，同时“独立新型储能”纳入专项债券支持范围；内蒙古、上海等多地出台相关政策，鼓励产业发展基金和金融机构为储能项目提供利率优惠及灵活还款安排，支持技术研发与示范项目。

相关政策的出台和实施，不仅为新型储能提供了明确的发展方向和有力的制度保障，推动新型储能技术的创新和应用，还促进了新型储能的快速发展，为构建新型电力系统和实现能源转型提供了重要支撑。预计未来新型储能的制度体系将不断完善，进一步为新型储能各细分领域和关键环节提供具体指导和制度保障。

## 二、发展现状

近年来，我国新型储能飞速发展，装机规模实现跨越式发展，并于2024年末首次超过抽水蓄能的装机容量。从区域分布来看，我国新型储能主要分布在新能源禀赋和储能需求较高的地区。风光资源大省内蒙古和新疆的新型储能建设进展领跑全国，山东、江苏等用电大省新型储能配置规模较为可观。华北、西北、华东地区三地装机份额合计占比超70%，成为新型储能发展的主力军，而东北地区由于多种因素的影响，新型储能的发展速度相对较慢。项目方面，大型新型储能电站加速落地，长时储能项目占比提升，为电力系统的稳定运行提供了更有力的支撑。

### 1、累计装机规模跨越式增长，2024年首超抽水蓄能

近年来，我国新型储能项目的累计装机规模实现跨越式增长，根据国家能源局数据，2021年我国新型储能累计装机规模超过400万千瓦；而截至2024年末，我国已建成投运新型储能项目累计装机规模达7,376万千瓦/1.68亿千瓦时，装机规模首次超过抽水蓄能的装机容量，较2023年末增长130%；平均储能时长约2.3小时。

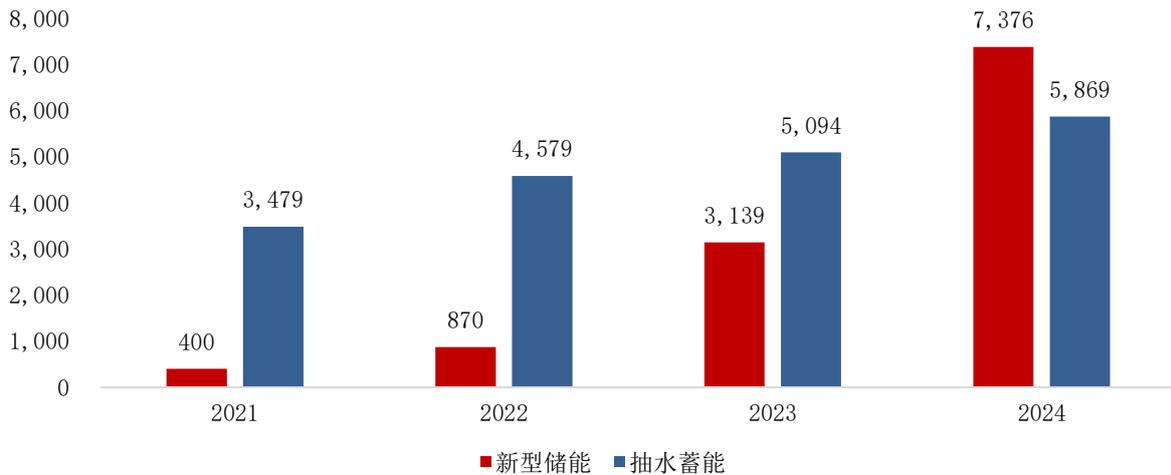


图 1 2021 年以来我国新型储能和抽水蓄能累计装机规模（单位：万千瓦）<sup>1</sup>

数据来源：国家能源局，大公国际整理

## 2、装机集中在风光资源大省和用电需求大省

我国新型储能的区域分布与新能源禀赋和储能需求高度相关。截至 2024 年末，我国新型储能装机规模前五大省份新能源累计装机规模均排名靠前，总装机规模合计 4.84 亿千瓦，约占我国新能源发电总装机规模的 33%。截至 2024 年末，内蒙古、新疆、山东新能源装机规模均过亿，其中，内蒙古新能源产业全国领先，新能源总装机、新增装机、发电量、绿电交易总量等多项指标位居全国第一；新疆 2024 年新增新能源装机规模位列全国第一。

表 2 2024 年末我国新型储能累计装机规模前五大省份情况

省份	新型储能装机规模（万千瓦）	储能规模占比（%）
内蒙古	1,023	13.87%
新疆	857	11.62%
山东	717	9.72%
江苏	562	7.62%
宁夏	443	5.99%
合计	3,602	48.82%

资料来源：国家能源局，大公国际整理

我国新型储能装机规模前五大省份的储能布局大致可分为资源驱动型和需求拉动型两类：内蒙古、新疆、宁夏风光资源优势明显，储能主要用于平抑大规模可再生能源的间歇性波动，储能电站以大规模、长时储能电站为主，依托大型新能源基地规模化布局，实现风光储一体化发展；山东和江苏除了新能源装机规模排名前列外，同样是用电大省，2024 年全社会用电量分别达 8,319.7 亿千瓦时和 8,487 亿千瓦时，需应对电网瞬时负荷波动，随着新能源发电占比不断提升，快速响应调频调峰需求越发旺盛，适合发展单体项目平均规模小但布局密集的分分布式

<sup>1</sup> 2021 年国家能源局仅披露“新型储能累计装机超过 400 万千瓦”。

储能，此外，工商业用户降低峰谷电价差用电成本的需求，叠加工业园区的高负荷用电特性与聚集效应，催生了旺盛的用户侧储能配置需求。

### 3、华北地区和西北地区发展较快，东北地区有待提升

从区域分布看，截至 2024 年末，我国新型储能主要集中在华北、西北、华东地区，三地装机份额合计达到 72.4%，区域发展不均衡特征突出。受传统能源转型压力和负荷中心调峰需求影响，华北地区新型储能装机规模占比领跑全国。华北地区煤炭储量丰富，山西和内蒙古两省尤甚，且区域内钢铁、化工行业发展较好，用电需求较高，对煤电依赖性较强，内蒙古依靠风光资源优势在绿色转型方面取得亮眼成绩，山西和河北也不断蓄力加速转型，随着新能源装机规模不断提升，调峰需求不断攀升，储能需求高企，最终推动新型储能快速发展。西北地区风光资源极为丰富，占据西电东送的枢纽地位，但受输送能力限制，本地消纳型储能需求旺盛，多地出台配储政策，使得“新能源+储能”联合开发模式发展较快，带动西北地区新型储能装机规模提升。华东地区经济发达，用电需求大，且电价峰谷价差较大，对新型储能的市场需求较为旺盛，加之区域内有宁德时代、阳光电源等电化学储能领域的头部企业，相关储能技术较为成熟，为新型储能发展提供了良好条件。东北地区新型储能发展较慢，东北地区财政压力较大，特高压电网等基础设施更新不足，新能源并网和跨区域电力输送能力受限，影响储能规模化应用，同时东北地区对新型储能的扶持力度有限，新型储能补偿机制和电力市场机制有待进一步完善，且东北地区冬季平均气温可低至-20℃以下，对储能技术提出了更高的要求。

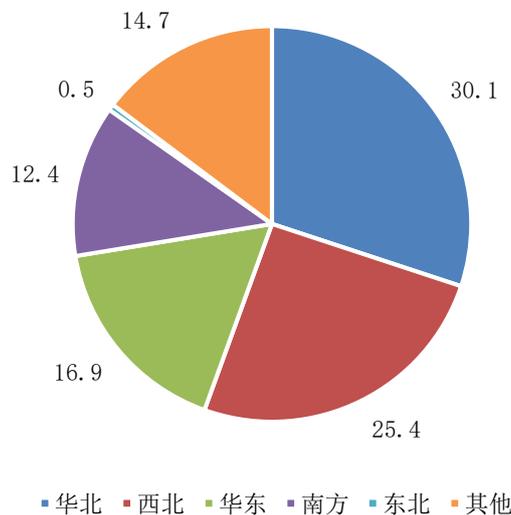


图 2 2024 年末我国已投运新型储能装机规模区域占比（单位：%）

数据来源：国家能源局，大公国际整理

### 4、大型新型储能电站加速落地，新型储能电站呈集中式、大型化趋势

从单站装机规模来看，新型储能电站呈现集中式、大型化发展趋势。具体来看，配合大型新能源基地建设，我国大型新型储能电站加速落地。根据国家能源局数据，截至 2024 年底，

单站装机规模达 10 万千瓦及以上项目装机占比 62.3%，较 2023 年提高约 10 个百分点，1 万~10 万千瓦项目装机占比 32.8%，不足 1 万千瓦项目装机占比仅为 4.9%。大型新型储能电站符合新能源大基地配套需求，且在规模经济下大型储能电站的单位投资成本和运营维护成本更低，其技术也更易满足涉及电网调峰的各类技术门槛，近年来落地较多。中小型项目多为高频调峰的分布式储能电站，飞轮储能、超级电容器等适配电网调整需求的短时高功率技术仍在发展中，部分地区已开展试点；用户侧储能项目通常规模较小，技术方面更偏好低成本储能技术，但铅炭电池和钠离子电池的产业化进程还有待加速，目前落地项目较少。随着多元化储能技术发展和产业化加速，未来中小型项目或迎来更多发展机遇。

### 5、储能时长结构持续优化，长时储能占比稳步提升

随着新能源装机规模超过火电装机规模，电网对储能系统调峰、备用的时长需求显著提高，推动长时储能发展。根据国家能源局数据，截至 2024 年末，4 小时及以上新型储能电站项目逐步增加，装机占比 15.4%，较 2023 年底提高约 3 个百分点，2~4 小时项目装机占比 71.2%，不足 2 小时项目装机仅占 13.4%。国家陆续出台多项政策鼓励大规模长时储能技术发展，同时因长时储能可有效覆盖光伏骤降、无风时段等，提高电网供电稳定性，“沙戈荒”新能源基地等大型风电光伏基地对长时储能需求旺盛，进一步促进长时储能技术发展；另外，长时储能也有利于应对极端天气事件导致的电力缺口周期延长等情形，提升供电稳定性。在政策鼓励和市场需求的共同推动下，大容量长时储能技术有望早日实现规模化应用。

## 三、机遇与挑战

中国新型储能正处于从政策驱动向市场化转型的关键阶段，机遇与挑战并存。政策红利、新能源消纳需求、电网调峰需求及技术降本催生增长动能，但锂资源对外依赖、安全风险、非锂技术产业化滞后、收益机制不完善及全球贸易环境复杂多变等问题为新型储能发展带来现实挑战。未来需突破技术瓶颈、优化市场机制，以实现新型储能行业长期健康发展。

### 1、战略机遇：政策赋能与需求扩容催生发展新动能

2021 年以来，新型储能行业的政策红利不断释放，新型储能独立市场地位得到确立，市场机制不断完善，同时地方政府不断加大对新型储能产业的支持力度，如安徽统筹安排 5 亿元左右支持先进光伏和新型储能产业集群建设，内蒙古将对独立新型储能向电网的放电量进行适当补偿，为源网侧新型储能带来利好。市场需求层面，随着新能源装机规模不断扩大，新能源消纳和电网调峰压力大增，源网侧新型储能需求强劲；而工商业储能系统的成本降低和电网峰谷套利机会也推动用户侧新型储能的潜力不断释放。另外，技术迭代和成本下降为新型储能发展创造了有利环境，虚拟电厂、共享储能等商业模式更是为新型储能带来新的市场机遇，“源网荷储”高效互动的蓝图越发清晰。

### 2、现实挑战：盈利瓶颈与体系短板制约产业进阶

目前市场占有率较高的锂电储能技术高度依赖锂资源，但我国锂资源自给率较低，较为依赖澳大利亚等国家的锂资源进口，地缘风险或将推高供应链成本；且锂电池热失控风险仍存，

需要加大投入进行技术攻关并构建相应安全风险预警与应对系统；此外，锂电产业链也存在低端产能过剩、高端技术短缺以及价格内卷等不利于行业健康发展的问題，制约锂电储能产业发展。非锂电技术产业化进程相对缓慢，液流、压缩空气等技术产业化进程滞后于需求，长时储能等多种技术难题尚待攻克，所需研发成本较高，投资回报周期存在不确定性。分场景看，电源侧储能目前部分新能源配储项目实际利用率较低，有待盘活，容量电价未全面落地，对政策补贴依赖性高，影响新能源主动配储的积极性；电网侧储能面临辅助服务市场规则不统一、跨省交易受限、辅助服务补偿未全面实施等问题，管理体制和市场机制亟待完善；用户侧储能则面临部分区域峰谷价差不足，工商业储能投资回报周期长等挑战，导致用户侧新型储能投资吸引力不高。随着新型储能项目参与电力市场化交易，其市场化收益机制不清晰、相关体制机制不完善等问题亟需解决。此外，全球贸易环境复杂多变，对我国储能企业海外项目布局形成挑战。近期的美国高额关税将进一步加深中美贸易壁垒，且使得国产储能组件通过东南亚转口贸易进入美国的路径受阻，推高海外储能项目 EPC 成本，削弱价格竞争力，甚至可能造成订单流失；同时项目内部收益率（IRR）下降将导致融资难度显著提升，对海外储能项目落地形成双重压力。

## 报告声明

本报告分析及建议所依据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，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们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，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。