

2025储能政策全年盘点

李 臻

中关村储能产业技术联盟

中国能源研究会储能专委会

2026. 03

CNESA 中关村储能产业技术联盟
China Energy Storage Alliance

版权及免责声明

本报告版权归“中关村储能产业技术联盟”（CNESA）所有，未经事先允许，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯联盟版权的其他方式使用。经过事先允许的引用、刊发，需注明出处为“中关村储能产业技术联盟”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删减和修改。

《2025储能政策半年观察》内容仅供参考，不构成财务、法律、投资建议、投资咨询意见或其他意见，对任何因直接或间接使用本报告涉及的信息和内容或者据此进行投资所造成的一切后果或损失，研究团队和发布机构不承担任何法律责任。

CONTENTS

01 新型储能政策全景

02 国家宏观政策分析

03 各类储能政策分析

04 市场机制政策地图

05 总结与趋势分析

储能在国家能源战略中的定位演进

已完成从“**被动配置**”到“**核心支撑**”的历史性跃升，成为能源转型的关键支点

“十二五”：概念引入

定位：新能源的配套技术

- 能源五年规划中**首次提及储能**，作为新能源消纳的配套手段；
- 以技术探索、验证为主；
- 商业模式和市场机制尚未形成。

“十三五”：示范培育

定位：现代电力系统关键环节

- 国家**首部储能指导意见**正式发布；
- 国家层面明确储能的重要性和必要性，开始从“被动配套”向“主动调节”转变；
- 推动多批试点示范项目，迈向商业化。

“十四五”：规模化发展

定位：新型电力系统核心支撑

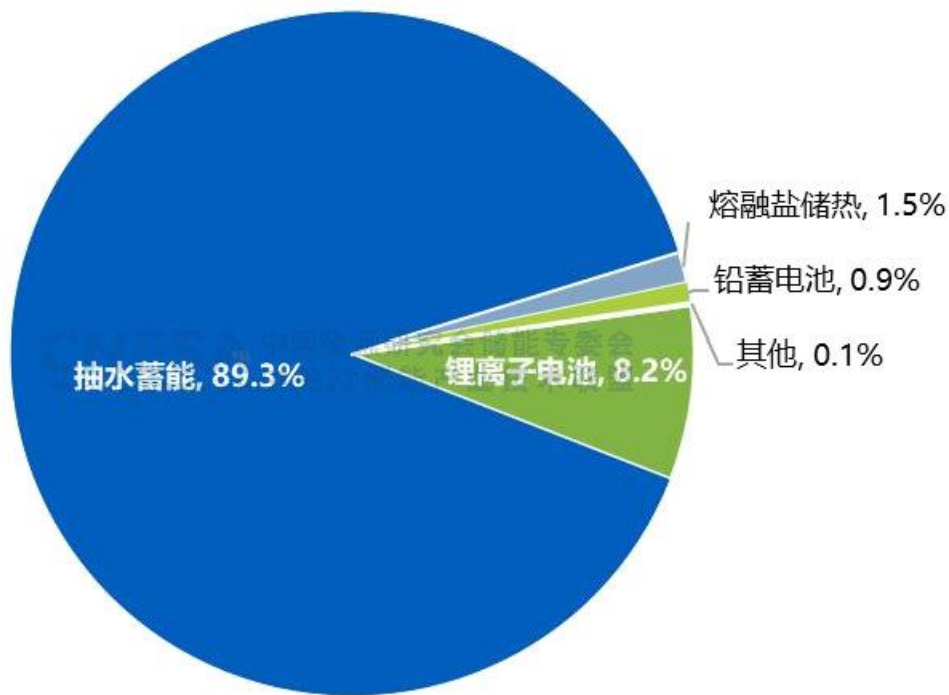
- **首次写入政府工作报告**；
- 提升至国家能源战略核心地位，是“支撑新型电力系统建设的重要基础”，“发展新质生产力的新动能”；
- 进入规模化、市场化新阶段。

“十四五” 成果：储能技术路线格局重塑

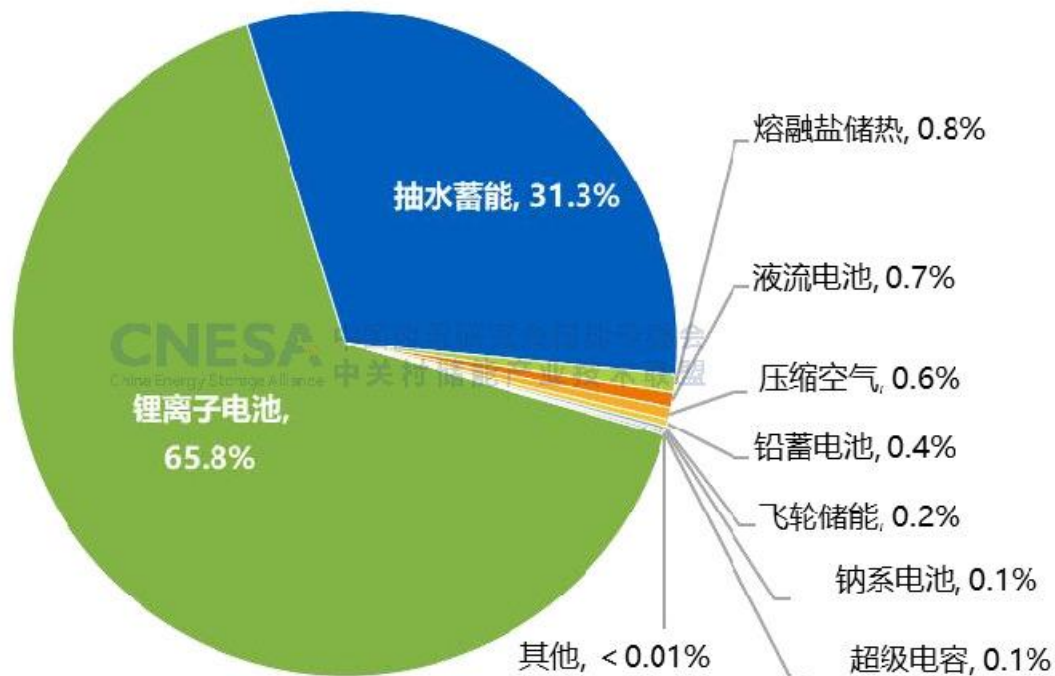
- **累计装机规模**：截至2025年底，中国电力储能累计装机规模**213.3GW**，**同比+54%**
- **技术路线市场份额发生变化**：以锂电池为代表的新型储能实现跨越式增长；新型储能累计装机占比**超过2/3**；单一向多元化加速发展

中国电力储能累计装机规模分布情（单位：GW%）

截至“十三五”末



截至“十四五”末



“十四五” 成果：新型储能累计装机规模突破1亿千瓦

中国新型储能累计装机规模（单位：GW）



数据来源：CNESA

- 回望“十四五”，我国通过顶层设计、规划引领、市场建设、规范管理等多个层面完善新型储能政策体系。

★ 《新型储能制造业高质量发展行动方案》 2025
《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》

《关于加快推动新型储能发展的指导意见》

2021

《“十四五”新型储能发展实施方案》

2022

《关于开展新型储能试点示范工作的通知》

2023

《锂电池行业规范条件（2024年本）》

2024

《新型储能项目管理规范（暂行）》

《关于加强电化学储能电站安全管理的通知》

《关于加强发电侧电网侧电化学储能电站安全运行风险监测的通知》

《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》

《关于鼓励可再生能源...并网规模的通知》

《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》

■ 宏观指导 ■ 新能源配储 ■ 管理规范 ■ 发展规划 ■ 市场建设

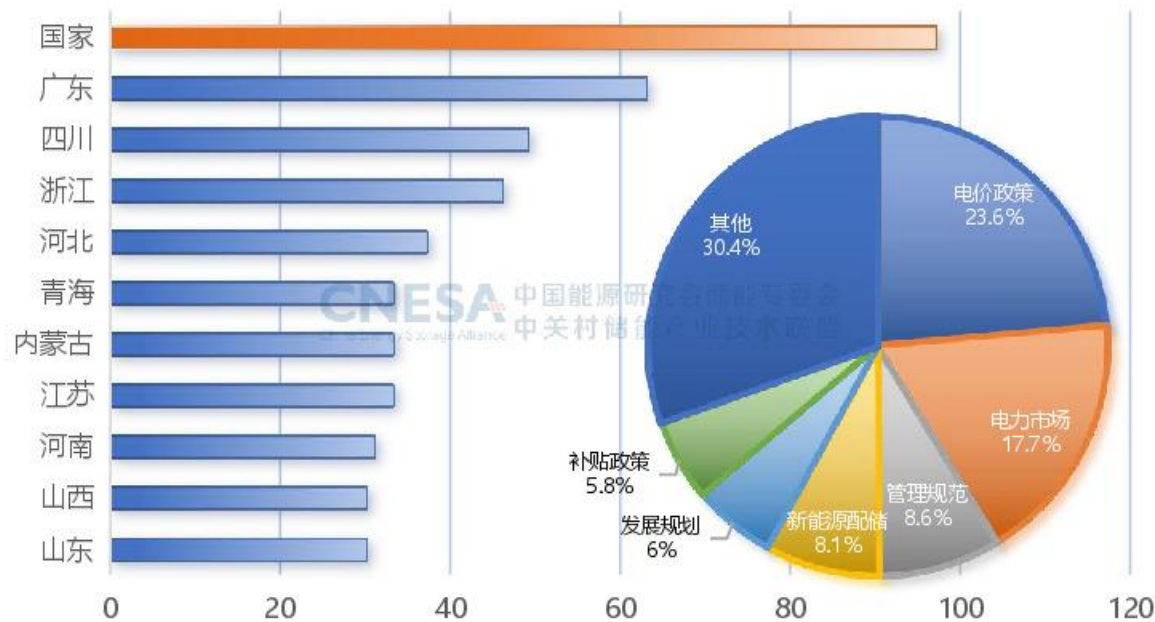
- 截至2025年底，全国已累计发布约**3340余项**储能政策；从热力图来看，**广东、浙江、山东、江苏**等地累计发布储能政策最为集中
- 2025年新增发布政策**869项**，较24年同比增长**13%**；去年市场化改革进入加速阶段，**电价政策、电力市场**政策热度较高，**管理规范类**政策占比提升
- 国家层面推动储能融合新能源在多元场景下应用；**广东、四川、浙江、河北**等地新增发布数量较多，广东重视全面的产业培育以**补贴、电价、虚拟电厂**为发布重点，四川、浙江、河北更重视**电力市场**的完善

图：国内储能相关政策累计发布数量热力图（截至2025年12月）



来源: CNESA 全球储能数据库

图：2025年新增政策发布数量排名前十省份及全国新增政策分类占比



来源: CNESA 全球储能数据库

第十四届全国人民代表大会第三次会议

- 2025年全国两会再次肯定新型储能作为新兴产业在促进产业结构优化升级中的积极作用。



中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议

• (46) 加快建设新型能源体系

全面提升电力系统互补互济和安全韧性水平，科学布局抽水蓄能，**大力发展新型储能**，加快智能电网和微电网建设。

国家能源局季度例行新闻发布会



科学编制好“十五五”新型储能发展实施方案，健全完善新型储能政策管理体系，持续深化技术产业创新，大力推动新型储能高质量发展，有力支撑新型能源体系和新型电力系统建设。

- **电力市场“1+6”体系建成：**“1”是《电力市场运行基本规则》（2024），包括中长期、现货、辅助服务等6项规则已正式发布
- **现货市场：**我国省级电力现货市场已实现**全覆盖**，**7省**已转入正式运行，初期独立储能现货价差水平普遍较低
- **中长期市场：**直接参与市场交易的经营主体，**不再人为规定分时电价水平和时段**，储能中长期收益不再有固定价差收益
- **辅助服务市场：**现货运行后调峰市场将逐步**取消**；调频市场对储能的放开程度比较**有限**；其他新品种仍处于**探索**阶段
- **容量补偿机制：**136号文件重塑储能容量价值，多个省份已开展探索试点工作，为2026年初**发电侧容量电价政策（114号）**奠定基础

表：电力现货市场建设时间表

时间节点	地区	现货市场运行状态
2025 年 6 月底前	广东、山西、山东、甘肃、蒙西、湖北、省间	已转入正式运行
2025 年底前	浙江	转入正式运行
	福建、四川、辽宁、重庆、湖南、宁夏、江苏、河北南网、江西、河南、上海、吉林、黑龙江、新疆、蒙东、青海	启动现货市场连续结算试运行
	南方区域	已启动连续结算试运行
	京津冀	创造条件启动模拟试运行
2026 年 6 月底前	安徽、陕西	力争转入正式运行

来源：CNESA 整理

表：辅助服务市场规则影响

意义	主要内容
明确市场地位	新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、智能微电网、车网互动运营企业等）纳入市场成员
重构成本体系	独立储能作为“发用一体”主体，充电时需承担一定辅助服务费用，放电阶段则可分享辅助服务收益。
开辟收益路径	经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用按电能量市场规则结算

来源：CNESA 整理

- 《促进新能源消纳和调控的指导意见》（1360号）
- 《促进新能源集成融合发展的指导意见》（93号）



推动新能源市场化消纳、就近消纳
开展多维度一体化开发、多产业协同开发

多维度一体化

基地电源：优化“沙戈荒”新能源基地电源结构和储能配置比例，.....探索打造100%新能源基地。

分布式：强化复合利用，与交通、建筑、农业等领域融合。



多产业协同

产业链内：能源装备“以绿制绿”

传统产业：引导高载能产业西移，实现“西电西用”

新兴产业：与算力基础设施等协同规划

储能发展方向

协同应用拓宽

支撑集中式风光电开发，面向**多产业融合场景**支撑新能源就近利用。

市场机制优化

实现**新能源与储能一体化参与市场**；支撑就近消纳项目进行“容量管理”，提升系统经济性。

技术升级增效

应对更多元的应用需求特征，构建多元技术体系、推动长时储能突破、开展AI赋能。

- 在2030年碳达峰目标下，储能在虚拟电厂、绿电直连、零碳园区等**工业负荷降碳**的应用前景广阔，各场景中均提及鼓励**配置一定比例储能**，不断创新储能在参与电力系统优化和电力市场交易等方面的运营模式

3月发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》

身份界定：虚拟电厂是聚合分布式电源、可调节负荷、储能等分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和市场交易的组织模式。

虚拟电厂调节能力目标



来源：CNESA 整理
2025 | China Energy Storage Alliance

5月发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，促进新能源就近消纳，安全、绿色、权责对等、源荷匹配，进一步满足企业绿电需求。

- 分类：离网型和并网型
- 费用：按相关规定缴纳输配电费、系统运行费用、政策性交叉补贴、政府性基金及附加等费用。

图：绿电直连发用电要求



备注：项目整体新能源原发自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于60%，占总用电量的比例应不低于30%，并不断提高自发自用比例，2030年前不低于35%。上网电量占总可用发电量的比例上限不超过20%。

文件出台标志着独立新型储能完整收益版图成型——

电能量、辅助服务、容量电价三大收益板块协同发力，筑牢产业收益根基、提振行业信心

2026 年将成为独立新型储能市场化发展元年！

对于项目投资方而言

容量电价机制不代表可以“躺平”，而是对储能电站的技术性能、建设运营能力提出了更高的要求。投资运营方需要研判区域容量供需形势，杜绝盲目跟风投资，科学平衡电能量、辅助服务与容量收益的关系，实现多元收益协同增长，让项目在市场化竞争中持续创造价值。

对于地方政府而言

各地需立足区域能源资源禀赋与电力系统需求，做好各类调节性资源的统筹规划，提前开展需求发布与风险预警，避免“一哄而上”，防范“一哄而散”。通过建立严格的优质项目遴选机制、规范的项目管理制度、科学的评估考核体系，强化市场引导与过程监管，确保政策红利精准流向可靠、优质的储能项目。

- 费用分摊方面，文件明确上述调节性电源的容量电费、可靠容量补偿费用，纳入当地系统运行费用。
- 电价结算方面，电网侧独立新型储能充电时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；放电电量相应退减输配电费。

- 出于储能规模化扩张与本质安全发展的系统考虑，2025年保障电站安全成为发展重点任务
- 2025年，国家层面发布了《2025年电力安全监管重点任务》、《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》等多个政策，增强安全工作联动和信息共享，筑牢发展的安全基础

五部门联合印发《关于加强电化学储能安全管理有关工作的通知》

提升电池本质安全水平

工信部门：主导电池本体安全研究和技术进步，规范电池设计与制造。

市场监管部门：加强电池生产销售监管，推动信用体系建设。

开展安全条件和设施论证评价

项目单位责任：可行性阶段需提交安全生产条件书面报告；竣工/试运行后开展安全检查及整改；投运后定期进行安全后评价。

完善相关标准规范

市场监管、能源主管部门：制定设计、施工、验收等环节标准；

消防部门：制定火灾监测预警及消防管理标准；

能源部门：衔接电池产品国家标准与企业安全生产标准。

六个维度落实安全管理

落实安全监管责任

遵循“三管三必须”原则，所有项目须依法备案，备案文件中需明确安全监管主体，已备案项目需补充监管责任。

加强工作联动和信息共享

能源主管部门牵头，联合应急、工信、市场监管、消防等部门，开展联合检查、执法及数据共享，建立火警联合处置机制。

压实企业主体责任

项目单位需落实“三同时”原则（安全设施与主体工程同步设计、施工、投产）；强化隐患排查、风险分级管控、应急能力建设。

双方案协同机制

《新型储能制造业高质量发展行动方案》

提升供给的高质量化



制造业目标

3-5家

培育牵引能力强、辐射带动广、
集群效应大的生态主导型企业



全链条国际竞争优势

产业创新力和综合竞争力显著提升，实现高端
化、智能化、绿色化发展

+

新型储能规模化建设专项行动方案 (2025-2027年)》

扩大市场需求



应用端目标

1.8

亿千瓦

全国新型储能装机规模

2500

亿元

带动项目直接投资

八项核心工作

- 技术创新：多元突破与前瞻布局
- 产业发展：协同升级与生态构建
- 标准与知识产权：健全与保护
- 国际合作：双向开放与共赢发展
- 应用拓展：分侧推进与场景创新
- 市场机制：多元参与与规则完善
- 安全管理：全链条防控与责任落实
- 保障措施：多维支撑与秩序规范

美国关税震荡，储能出海受限

- 美方：2026年2月24日起，中国储能产品对美出口关税从**48.4%**（3.4%基础+25%“301”关税+10%芬太尼关税+10%对等关税）降至**43.4%**（3.4%基础+25%“301”关税+15%临时），未来仍有上升风险。

《大而美法案》FEOC条款：将被迫剔除/消减中国供应链产品，或引发全球市场连锁反应风险

- 有利：新增拨款，用于发电设施配套储能，储能税收抵免延长至2036年并设置了分阶段退坡的政策保障；
- 不利：受关注外国实体参与储能项目建设，无法享受ITC和PTC；

美国

发布《第15.269号法律》明确储能其独立的市场地位 关税降至零以激励产业发展

- 将电池储能系统及其关键零部件的**进口关税降至零**，此项政策为相关投资与合作提供了直接激励。

巴西

欧盟《新电池法》逐步开始生效 将从2026年起扩展至储能及工业电池

- 容量超过2kWh的工业电池即将自2026年开始履行碳足迹申报义务，且自2027年2月起必须给电池配备数字电池护照。

发布《电池法》技术辅助文件 ——《电池储能系统（BESS）安全最佳实践指南》

- 明确技术指标，强调各建设和管理方在项目全生命周期内的安全责任与协作机制。

欧洲

英国

推出约150亿英镑的“温暖家庭计划”

- 到2030年，让近300万户家庭完成光伏+储能等能源升级。

推动电池储能站点安全立法监管

- 英国议会首次就电池储能安全问题进行国家层面的集中讨论。

印度

电池储能系统本地化率要求提升

- 所有在可行性缺口资金（VGF）计划下实施的电池储能系统项目必须至少有20%的本地化成分。

发布《电池储能系统安全与供电措施修订规章》

- 新《规章》内容涵盖系统选型、电气保护、容器布局、火灾风险管理、第三方审计等全链条环节。
- 新招标光伏需配置10%/2小时电池系统

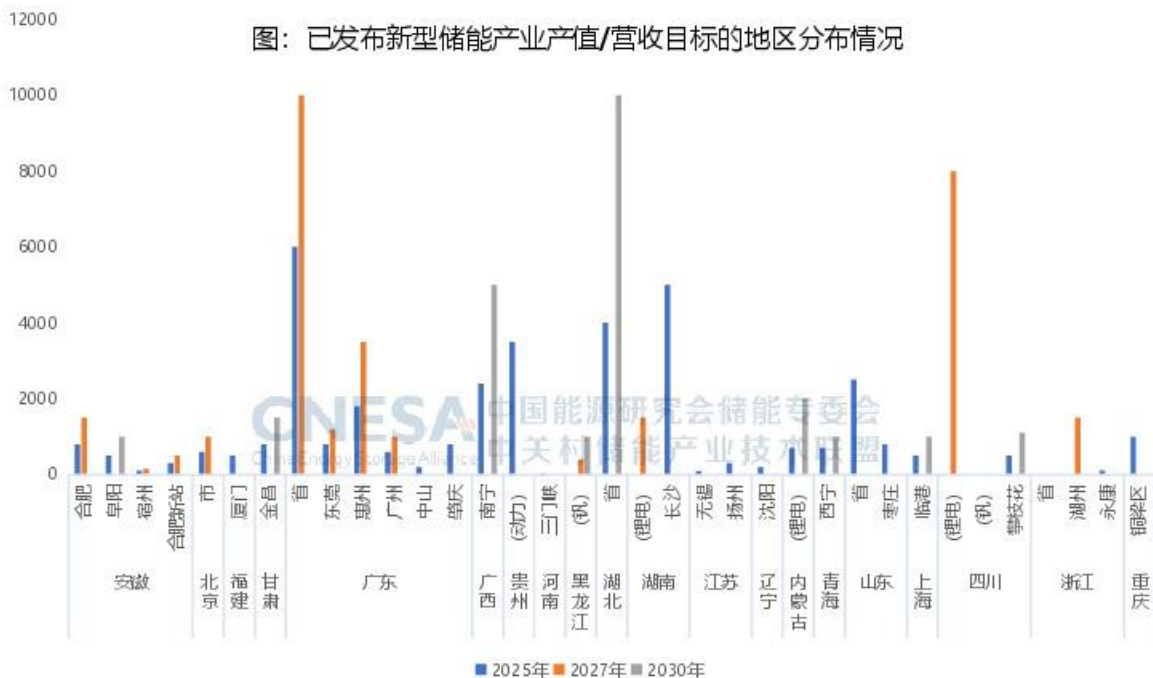
- 截至2025年底，全国各省新型储能“十四五”规划目标总规模超**91.6GW**，从已落实装机情况看，全国多数省份已完成“十四五”规划目标
- 已有云南、四川、宁夏、安徽、吉林、江苏、浙江、湖北、广东、黑龙江、重庆等11个省份发布**2027年**的装机规划目标，规模总量较“十四五”增长**25.4GW**；山西、内蒙古、贵州、甘肃、湖南、吉林、湖北、河南等8个省份发布了**2030年**规划目标，规模总量在2027年总量基础上再增长**12.1GW**
- 近30个省及地市提出的2025年产值目标总规模 **超3万亿元**，部分省份提出2027年省级规划产值目标，较2025年新增约**1.9万亿元**，2030年产值目标将较2027年再增**2.3万亿元**

图：已发布2025年新型储能装机目标的省份分布情况



来源：CNESA 全球储能数据库

图：已发布新型储能产业产值/营收目标的地区分布情况



注：湖南、黑龙江为2026年产值规划目标，合肥新站为2028年目标

来源：各省政策文件 CNESA 整理

- **总体情况：**国内共20余个省市发布了**200余项**储能补贴政策，截至2025年内新发布的有**31项**
- **补贴类型：**主要分四类，放电补贴、产业补贴、投资补贴以及容量补贴

图：截至2025年主要省份补贴政策发布情况



来源：CNESA 整理

- **新型储能成为各地推动新兴产业高质量发展的重点领域，上亿补贴加速产业化发展**
- 广东、浙江、江苏等多地出台专项支持措施，围绕**固定投资、绿色化改造、技术突破、部件研发、项目投入**等方面给予资金补贴。浙江省永康市设立6000万元专项资金，用于补助支持用户侧储能项目发展。

表：2025年部分省份储能补贴政策

重点省市	充放电补贴（按充/放电量）	容量补贴（按装机规模）	投资补贴（按投资比例）
广东省	广州黄埔：0.2元/kWh、≤300万元 广州白云：0.2元/kWh、≤300万元 惠州博罗：0.2元/kWh、≤30万元 惠州：0.15元/kWh、≤300万元 东莞滨海：0.2元/kWh、≤200万元 东莞：0.3元/kWh、≤300万元 深圳福田：0.5元/kWh	深圳南山：200元/kWh、≤100万元 深圳宝安：200元/kWh、≤300万元 佛山南海：120-180元/kWh、≤150万元 江门新会：100元/kWh、≤20万元 佛山：100元/kWh、≤50万元 东莞东城：100元/kWh、≤50万元 肇庆高新：150元/kWh、≤100万元	佛山：10%、≤300万元 东莞滨海：20%、≤100万元 深圳福田：20%、≤500万元 深圳龙华：20%、≤300万元 深圳光明：20%、≤1000万元 中山市：20%、≤2000万元 广州南沙区：5%、≤5000万元
浙江省	金华金东：0.25元/kWh 温州瓯海：0.8元/kWh 龙港：0.8元/kWh 义乌：0.25元/kWh、≤500万元 永康：0.8元/kWh、≤设备购置费26% 温州：1元/千瓦时（规定时段内使用电化学储能顶峰放电的工业企业用户） 余姚：0.8元/kWh	嘉善：300元/kWh、≤100万元 衢州：120-150元/kWh 嵊州：200元/kWh、≤100万元 宁波海曙：300元/kWh、≤35万元 诸暨：200元/kWh、≤100万元 杭州萧山：200元/kWh、≤50万元 永康：100-150元/kWh 东阳：50元/kWh、≤10万元	平湖：8%、≤300万元 嘉兴海盐：10%、≤400万元
江苏省	常州：0.3元/kWh 苏州工业园：0.3元/kWh 溧阳：0.8元/kWh、≤100万元 无锡：0.3元/kWh、≤500万元 南京江宁：0.3元/kWh、≤300万元	无锡高新：100元/kWh、≤50万元	
其他	河南郑州：0.2元/kWh、≤300万元 四川成都：0.3元/kWh、郫都0.2 重庆铜梁：0.3元/kWh 内蒙古：0.35元/kWh 上海：0.2元/kWh	上海临港：200元/kWh、 四川绵阳：100元/kWh 河南：140元/kWh 四川宜宾：≤100元/kWh、≤100万元	成都：15%、≤500万元 北京：30%、≤200万元 贵州：≤30%、≤200万元（煤矿） 上海：≤30%、≤500万元

注：1.数据来源各省市补贴政策；2.标黄为该类别中金额最高的省市。

数据来源：CNESA

独立储能参与电力市场的环境演变趋势

当前各省储能需求特征，政策支持力度、市场建设成熟度等存在差异，致使各省项目收益能力不同，内蒙古、河北、山西、广东、甘肃等省份阶段性收益较高。

2026年，河北、内蒙古、河南、宁夏等多个省份调频市场有望逐步向独立储能开放，未来随着各地市场机制的完善，独立储能将向“电能量 + 辅助服务 + 容量价值”多元收益体系转型。

未来储能项目开发必然是“一省一策”。



示例：河北新型储能发展 政策环境

能源结构及驱动因素：冀北电网-新能源装机占比全国领先，以促消纳和提升电网稳定性推动发展；河北南网-侧重负荷供给保障与配网升级，以市场引导资源配置

政策发展脉络：“十四五”以来，河北以规划为引导，通过**强化储能布局指导，完善价格机制，健全各类市场，开展试点示范**等方式，创造有利条件，推动新型储能发展



示例：河北新型储能发展 市场模式

商业模式：此前，河北省独立储能盈利模式为**中长期市场+容量租赁+容量补偿**，2026年**潜在市场收益包括现货市场和调频市场(正在调试)**

特殊机制：河北省价格机制有别于其他省份，独立储能向电网送电的相应充电电量，不仅可免交输配电价和政府性基金及附加，还可以免交系统运行费，降低了独立储能电站充电成本。予以独立储能容量补偿，**补偿标准为100元/千瓦·年，可靠容量按4小时折算**

大类	细类	核心内容	依据
市场机制类	现货市场	2025年3月转入连续结算试运行阶段，独立储能可报量不报价参与日前和实时市场，申报及出清限价为0~1.2元/kWh。可日前预留调节容量参与次日调频。	8 12
	辅助服务市场	10MW以上独立储能可参与二次调频市场，报价范围0~15元/MW。中标调频总速率占比不超过总需求的0.3倍。（正处于试运行阶段，储能暂未实际参与）	12
	中长期市场	河北南网：曲线交易：煤电之外的经营主体申报价格限价范围为0~1.2元/kWh。分时交易：各类经营主体申报价格限价范围为0~1.2元/kWh。 冀北电网：现货连续运行前，参照分时电价政策执行时段划分，明确各类发电企业分时段申报电量峰谷比例要求。	11 13
	配储要求	冀北和南网地区分别按照20%和15%，2小时配置储能。 不再单独配建容量低于100MW/200MWh的储能设施。未足额配储的，差额按租赁均价1.2倍支付。 2025年2月9日后批复的项目不再要求强制配置储能	4 5 11
容量机制类	租赁参考	可通过河北电力交易中心参与容量租赁交易，2025年的交易上、下限暂定400、200元/千瓦·年。双方协商一致后，每年可修改一次价格。	6
	容量补偿	容量不低于100MW/2h的独立储能可参与竞争，先建先得。南网7.7GW,北网8.3GW。年度容量电价为100元/千瓦，可用容量按4h折算，容量电费纳入系统运行费由用户疏导。	9
价格机制		独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加，不执行功率因数考核，按规定承担上网环节线损费用。	3
调用机制		独立储能原则上全年完全充放电次数不低于330次，禁止高充低放。	5

CNESA 中关村储能产业技术联盟
China Energy Storage Alliance

新型储能参与电力市场系列研究

中国独立储能市场机制 政策地图2025



中关村储能产业技术联盟 2026年1月

- 站在十五五独立储能市场化转型关键节点，面对区域市场政策差异加剧，产业决策挑战加大。
- 联盟重磅推出全国**首个工具书式独立储能市场机制政策地图**。聚焦21省核心政策，拆解收益模式、挖掘机制亮点、评估收益水平，为政府、企业、投资机构提供高效决策参考，护航产业高质量发展。

聚焦21个典型省

能源结构

商业模式

收益水平

规则要点

经历“十四五”时期的高速发展，
面向“十五五”，
新型储能将由市场驱动发展，结合其绿色价值，
不断拓展新的应用场景、创新商业模式，
并推动产业向高质量发展升级

市场参与进程提速

- 各省市场政策加速完善
- 储能参与品种逐步增多
- 联合、独立、聚合等方式参与市场的商业模式创新增多

科学规划与统筹

- 项目端，科学有序规划，创新场景多元融合发展
- 产业端，产能投资走向高质量，产能布局流向资源端和需求端

容量机制建设加速

- 各省因地制宜，基于不同储能时长核定储能容量价值，逐步探索容量市场机制

市场推动产业升级

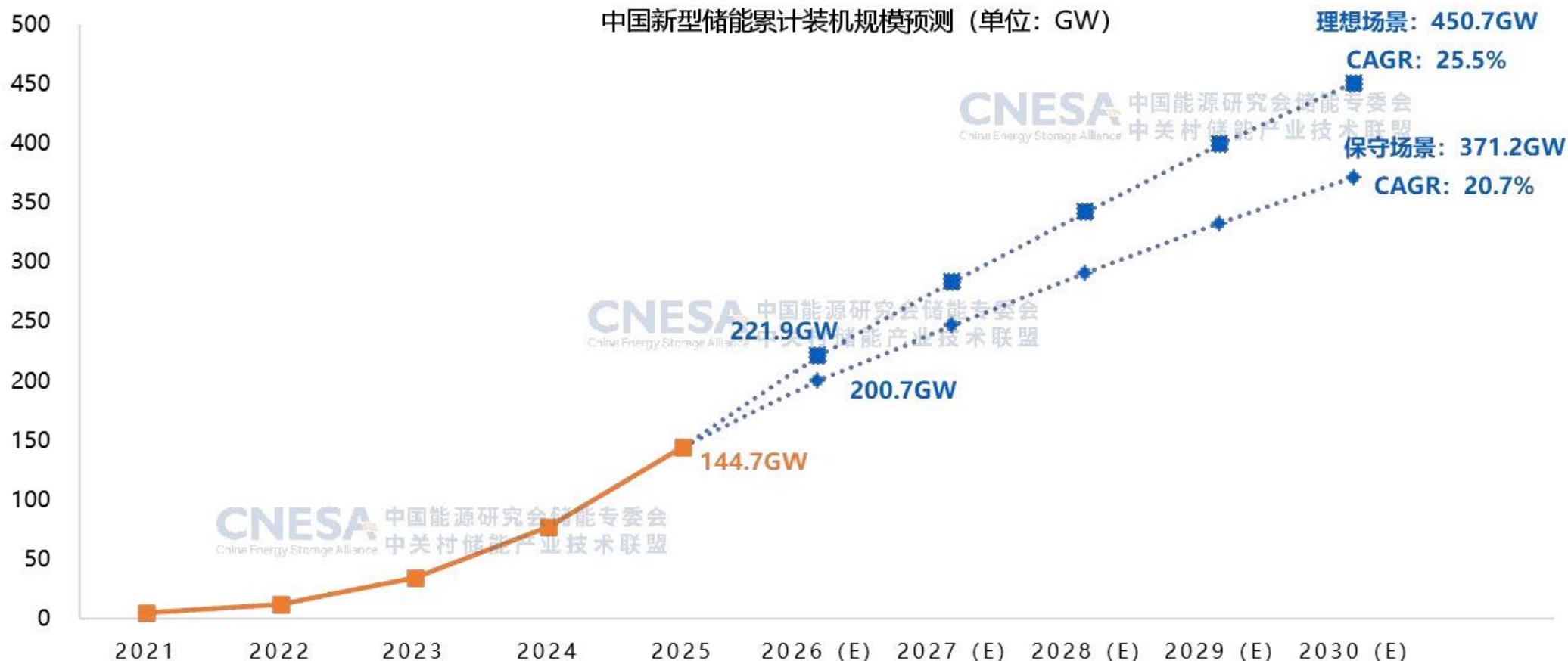
- 安全、经济、调用响应能力要求推动技术升级
- AI+储能成为重要的攻关方向

规范管理强化

- 加强全生命周期项目管理，对项目转让更加严格
- 产品和项目安全管理更加重视

中国新型储能市场预测（累计装机规模）

CNESA预计，在经历前期爆发式增长后，行业将进入增速换挡期。2026-2030年，保守与理想场景的年均复合增长率分别约为20.7%和25.5%，表明尽管增速放缓，但绝对增量依然显著。行业正从政策驱动向市场驱动的高质量发展阶段过渡。



DataLink全球储能数据库

DataLink
全球储能数据库

用数据开启储能产业新视界

全球项目

权威
储能行业

储能
百家讲堂

经济性评估
计算工具

储能圈
社区

6大
核心功能

跨十五载
数据库图表

期刊报告

行业交流

全球咨询

及时沟通



一手掌握全球最新咨询



第十四届储能国际峰会暨展览会

THE 14TH ENERGY STORAGE INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXPO

160,000m²

展览面积

800+

国内外展商

5,000+

产业上下游企业

200,000+

参会人次

400,000+

观众数据库

60+

国家/地区代表

2026年3月31日-4月3日 北京·首都国际会展中心

March 31-April 3, 2026 Capital International Exhibition & Convention Center Beijing China

CNESA 中关村储能产业技术联盟
China Energy Storage Alliance

CERS 中国能源研究会
China Energy Research Society

中国科学院工程热物理研究所

cornex 楚能

A1 储能与电力设备馆
Energy Storage and Power
Equipment Hall

CATL 宁德时代

A2 电池与智能制造馆
Battery and
Intelligent Manufacturing Hall

REPT 瑞浦兰钧
BATTERO

东登录厅
East Entrance Hall

中国中车
CRRC

B1 储能应用馆
Energy Storage Application Hall

双菱股份
SHUANGLING

B3 电池与材料、国际馆
Energy Storage Equipment,
Materials, and International Hall

Envision 远景

B4 未来生态馆
Future Ecology Hall



国轩高科
GOTION HIGH-TECH

北登录厅
North Entrance Hall

阳光电源
SUNGROW

B2 储能应用馆
Energy Storage Application Hall

西登录厅
West Entrance Hall



峰会日程



峰会介绍



联系我们



交流群

非常感谢！
请批评指正！



联盟公众号



小秘书