

简版报告

负荷中心储能潜力及发展机制研究 ——东部区域



版权说明

版权归自然资源保护协会（NRDC）、中关村储能产业技术联盟（CNESA）所有，转载或引用请注明来源。对报告如有建议或疑问，请联系 hhuang@nrdc-china.org 或 esresearch@cnesa.org。

项目单位及研究人员

中关村储能产业技术联盟：岳芬、宁娜、孙佳为、陈静

自然资源保护协会：黄辉、林明彻、王杨、吴婧涵



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。



中关村储能产业技术联盟（CNESA）创立于2010年3月，是中国第一个专注于储能领域的非营利性行业社团组织，致力于通过影响政府政策的制定和储能技术的应用推广，促进产业的健康有序可持续发展。联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校，覆盖储能全产业链各参与方，共有国内、国际800余家成员单位。同时，联盟还负责承担中国能源研究会储能专业委员会秘书处的相关工作。联盟在支撑政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中，发挥着举足轻重的先锋作用。请访问网站了解更多详情 <http://www.cnesa.org/>

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：江苏淮安盐穴压缩空气储能发电项目 | 图源：赵启瑞 / 中新社

目录

前言	1
第一章 东部区域储能发展现状	2
第二章 东部区域储能需求分析	5
2.1 灵活性缺口驱动储能需求	5
2.2 多场景规模潜力推演	7
2.3 新型储能规模潜力分析	12
2.4 新型储能发展路径	13
第三章 现有政策机制及面临的挑战	15
3.1 配储政策驱动“表前”储能发展	15
3.2 分时电价驱动“表后”储能发展	16
3.3 独立储能市场机制对比分析	18
3.4 面临的挑战	20
第四章 结论及建议	21
参考文献	25
附表1 新型储能应用分类	26
附表2 2024年东部五省（市）工业储能不同运行策略下的充放电相关数据	27

前言

在实现碳达峰碳中和及构建新型电力系统的目标下，东部四省一市（江苏、浙江、安徽、福建、上海）作为我国经济最发达、能源需求最集中的区域之一，其电力系统的低碳转型尤为关键。在此背景下，分析东部负荷中心地区低碳电力保供和灵活性资源的潜力及支撑其发展的配套机制，对实现能源结构优化、保障电力供应安全和推动绿色低碳发展具有重要意义。

随着波动性可再生能源（VRE）渗透率不断提升，电源的出力可控性逐渐降低，系统对灵活性资源的需求剧增。作为可提供不同时间尺度和不同类型灵活性的资源，新型储能在电源侧、电网侧、用户侧已实现规模化发展。东部区域除福建省外，均出台了支持新型储能发展的专项规划。未来在东部区域，新型储能在保供应、促消纳和保障电网安全方面将发挥愈加重要的作用。

本项目的主报告《负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力研究——东部区域》基于东部四省一市的源、网、荷特性，考虑未来的负荷增长和电力规划，定量分析了该区域低碳电力保供及灵活性资源潜力，研究了支撑相关低碳灵活性资源发展的配套机制设计，为负荷中心电力低碳转型提供了可以借鉴的经验。本报告作为项目研究框架下的子报告，侧重于分析东部区域储能资源的灵活性潜力及配套发展机制。

第一章

东部区域储能发展现状

根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库的不完全统计，截至2024年底，东部区域已投运新型储能14302MW/30763MWh，功率装机占全国总装机比例为18.3%；东部区域抽水蓄能资源禀赋突出，江苏、浙江、安徽、福建4省已建抽水蓄能装机容量达20410MW，功率装机占全国总装机比例高达34.8%。

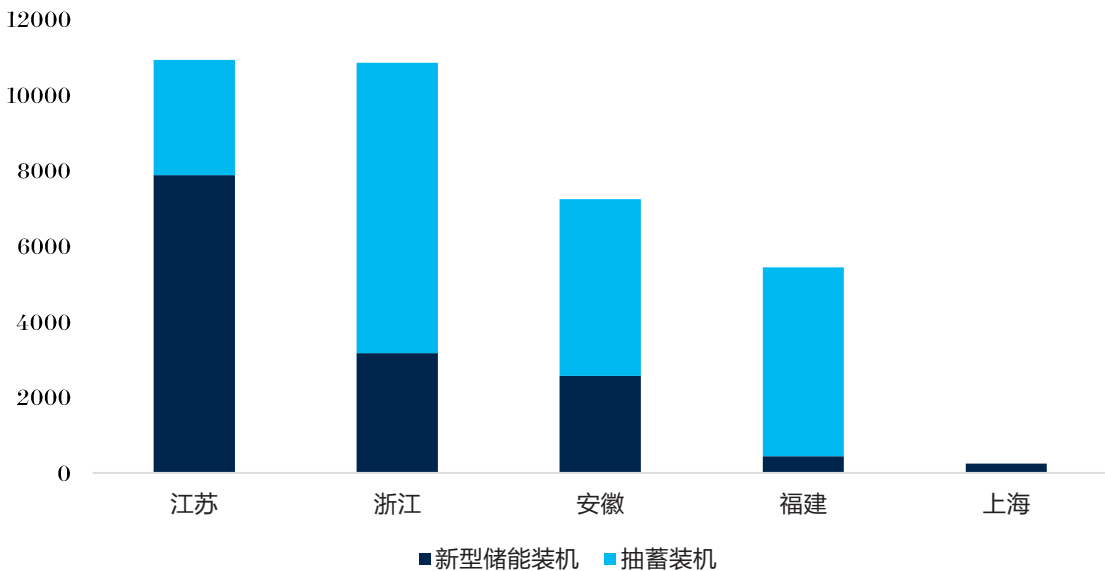


图1-1 东部区域已投运储能装机（截至2024年底，单位：MW）

按技术类型分布统计，已投运新型储能中锂电池占比达 96.5%，位居首位；铅蓄电池占 2.7%，位列次席；压缩空气储能占 0.5%，排名第三；其余类型储能合计占比 0.3%。

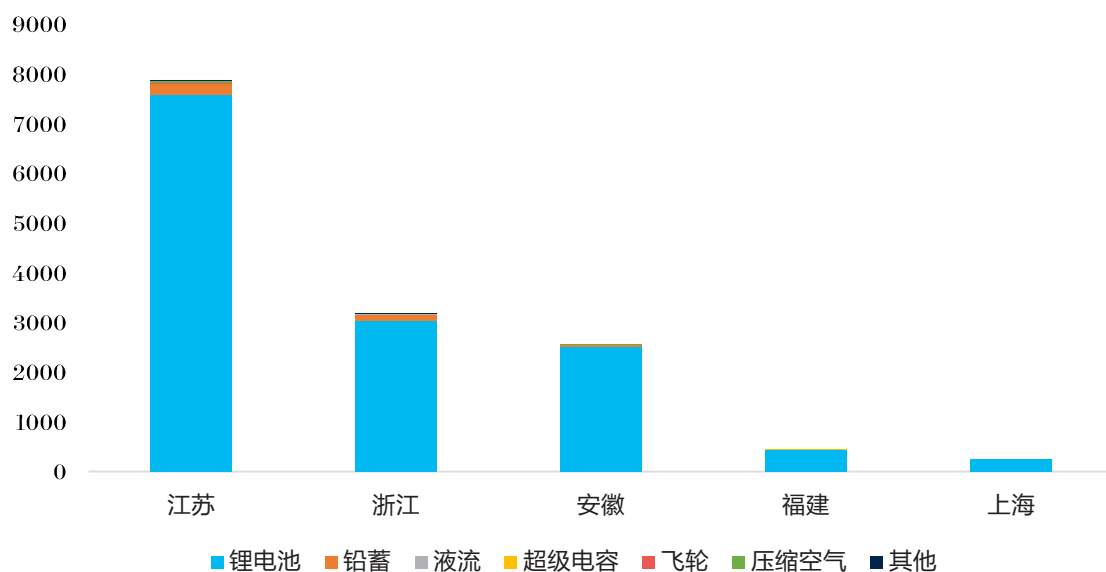


图1-2 东部区域已投运新型储能技术分布（截至2024年底，单位：MW）

按场景分布统计，已投运新型储能中电网侧占比达67.0%，其中独立储能占电网侧储能的90.6%；用户侧占比22.3%，以工商业/产业园场景为主（占用户侧的93.3%）；电源侧占比最小，为10.7%，其中新能源配储占电源侧的81.3%。

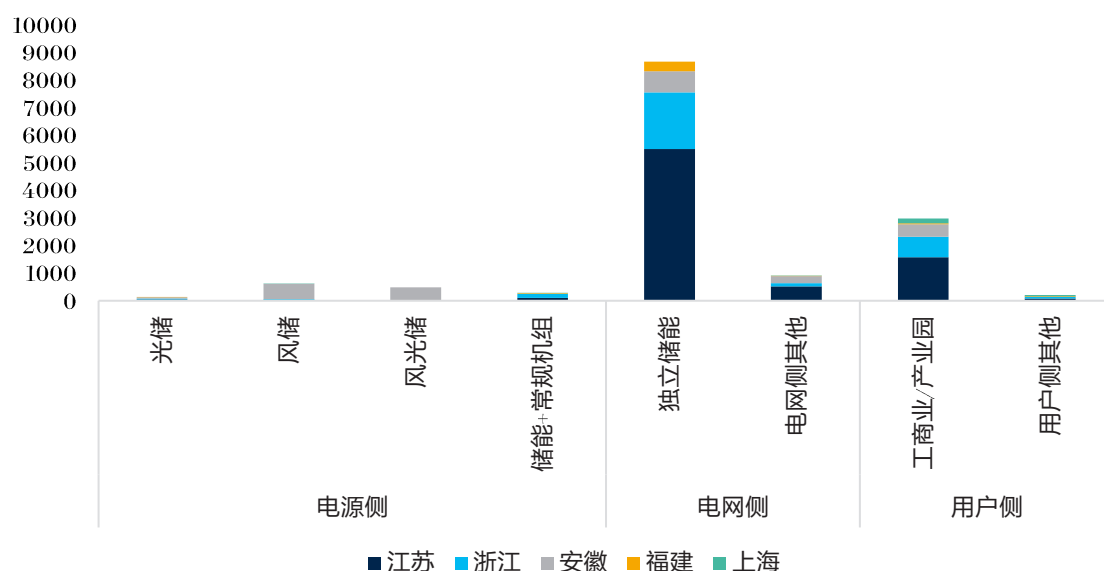
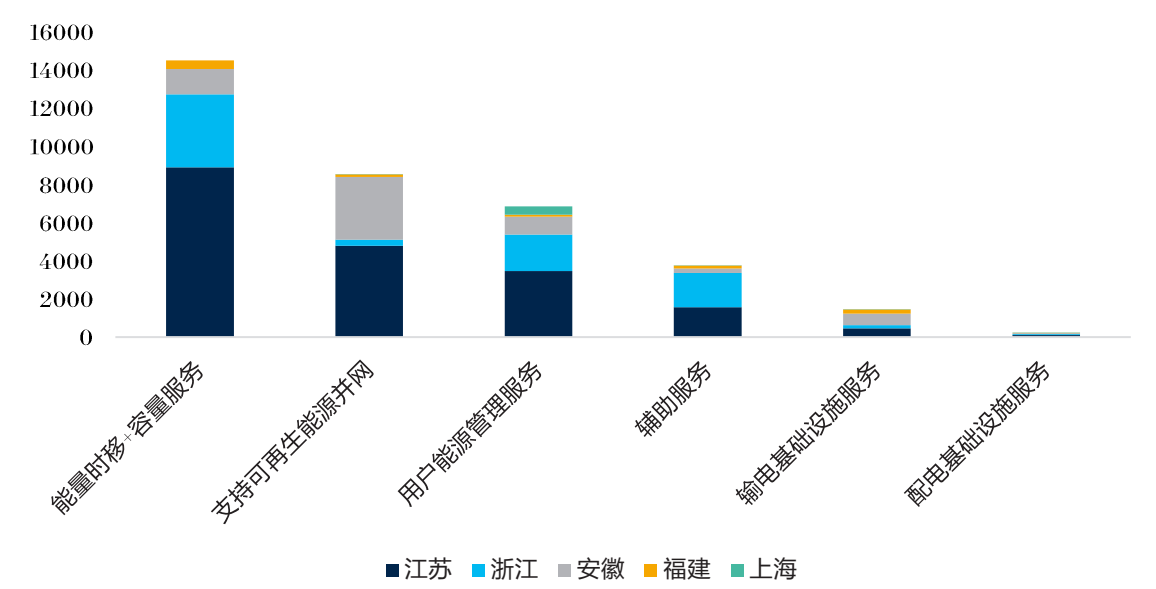


图1-3 东部区域已投运新型储能场景分布（截至2024年底，单位：MW）

按应用分布统计，已投运新型储能中能量时移+容量服务、支持可再生能源并网、用户能源管理服务位居前三，装机规模分别达14523MW、8537MW和6864MW。



图I-4 东部区域已投运新型储能应用分布（截至2024年底，单位：MW）

注：某一项目可能具备多项应用，新型储能应用分类见附表1。

第二章

东部区域储能需求分析

2.1 灵活性缺口驱动储能需求

目前，国际上对电力系统灵活性尚未形成统一定义^[1-5]。结合国内外研究发现，针对不同研究对象和领域，其定义存在差异，但核心均指向应对系统发电、电网及负荷的随机变化，涵盖规划与运行阶段的灵活性，涉及系统不确定性、灵活性资源与时间尺度三个维度。

基于灵活性的定义内涵，其量化与评估需基于不同时间尺度开展。惯量响应、一二次调频、日内调峰、备用及爬坡等现有辅助服务类型，本质是系统为平抑不同时间颗粒度不确定性所需灵活性的功能化实现（辅助服务实现灵活性的功能需求），故可将辅助服务类型作为系统灵活性需求的核心分类维度。

表2-1 按辅助服务类型分类系统灵活性需求			
灵活性类型	响应时间	持续时间	频次（次/天）
惯量	瞬时	10秒内	时刻在响应
一次调频	2秒内	几十秒，一般不超过1分钟	几百次~几千次
二次调频	一般不超过1分钟	几分钟，一般不超过5分钟	几百次
日内调峰	分钟级	几个小时	几次
运行备用	10分钟~30分钟	一般不小于2小时	满足未来几天需求
爬坡	5分钟~10分钟	15分钟~4小时	几次~十几次

未来电力系统将呈现高比例新能源与电力电子装备接入的趋势，随着火电机组逐步退出，系统各时间尺度调节能力显著下降。

调峰与保供需求频次及规模显著增加。东部区域节假日及周末已出现新能源消纳难题，预计未来五年新增风光装机超200GW，消纳矛盾将进一步凸显。此外，经济社会发展、新型用电模式及极端天气频发，推动电力需求刚性增长，保供压力持续加大。2024年夏季华东最高用电负荷同比增长超10%，东部五省

（市）电网负荷均创历史新高。

未来电力系统惯量水平降低，惯量形式趋向多样化。随着新能源及直流受电比例提升，系统同步转动惯量逐步减小，除传统同步机、异步机惯量外，电压源型、电流源型等虚拟惯量形式涌现，其响应特性差异使系统惯性常数呈现复杂非线性时变特征。

惯量响应、一次调频与二次调频的时序界限渐趋模糊，耦合性增强，对电力系统频率控制带来挑战。高新能源渗透系统中，频率响应主要由电力电子变换器控制策略主导，因控制器参数可灵活定制，各类频率控制器的时间常数差异不再明显，使惯量、一次及二次调频在时间维度上相互耦合，使得系统频率控制复杂度上升，对调度适应性提出了更高要求。

表2-2 未来电力系统调节需求变化趋势				
调节需求 趋势及挑战	惯量	一次调频	二次调频	日内调峰
需求规模	随着新能源渗透率提升，对具有快速调节能力的资源需求上升；惯量响应、一次调频、二次调频在时间上相互耦合，规模上相互影响，应整体考虑三者之间的协同			随着新能源渗透率提升，规模将迅速增大，时长逐渐增加
提供主体	目前主要由传统同步机组提供，未来新能源、储能和负荷侧资源均可提供			
提供方式	目前，惯量、一次调频由之前的机组义务提供转向“两个细则”下的补偿，二次调频已在部分省份实现市场化；未来各品种逐渐向市场化转变，义务提供和市场化采购并存			现货正式运行后，调峰与现货融合
技术挑战	目前电力系统运行一般不考虑系统惯性需求；虚拟惯量可能造成设备有效使用寿命缩短[6]	调频与调峰、保供电等多种调节需求叠加,有必要建立机组分钟级与小时级耦合的建模方法；缺乏火电与新能源、储能不同类型调频资源之间调频功率优化分配的研究[7]		现货市场申报、出清时间间隔缩小，节点数量增多，需要软件具备更强的计算能力
市场化挑战	现有标准无法准确地单独评价控制区域的一次与二次频率调节控制性能[8]，单个主体调频贡献的评价与整个区域频率质量的评价脱节[9]；是否采用市场化尚未有统一意见，目前未有惯量现货市场实践			现货电能量和调频、备用辅助服务之间的衔接机制

根据国内当前新型储能应用实践，总体可划分为三类场景：能量型、功率型和综合型。其中能量型场景以2~4小时日内调峰为主；功率型场景聚焦惯量支撑、一二次调频，时长需求1~60分钟不等；综合场景则融合一次调频+调峰、二次调频+调峰等复合功能。不同灵活性需求对应的储能技术选型与容量配置如下表所示。

表2-3 适用于不同灵活性需求的储能技术选择及容量配置			
场景类型 \ 技术需求		功率需求	时长需求
惯量支撑	光伏+储能	几MW~几十MW	10秒内
	风电+储能	几MW~几十MW	10秒内
一次调频	火电+储能	几MW~几十MW	1分钟内
	风电+储能	风电装机容量的10%	1分钟内
	光伏+储能	光伏装机容量的10%	飞轮、超级电容：30秒~1分钟 钛酸锂：5分钟 磷酸铁锂：1小时以上
	独立储能	几十MW以上	1小时以上
二次调频	火电+储能	几MW~几十MW	锂电：30分钟~1小时
	独立储能	磷酸铁锂：几十MW以上 磷酸铁锂+飞轮：（几十MW以上+几MW） 磷酸铁锂+超级电容：（几十MW以上+几MW）	锂电：1小时以上 锂电（1小时）+飞轮（5~15分钟内）
日内调峰	火电+储能	几十MW~百MW级	几个小时
	独立储能	几十MW以上	目前2~4小时为主
调峰+二次调频	火电+储能	几十MW~百MW级	1小时以上
	独立储能	几十MW以上	目前2~4小时为主
调峰+一次调频	火电+储能	几十MW~百MW级	1小时以上
	独立储能	几十MW以上	目前2~4小时为主

2.2 多场景规模潜力推演

主报告《负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力研究——东部区域》重点考量日内调峰与保供时段灵活性需求，本报告则聚焦惯量支撑、一次调频两类灵活性需求。锂电池储能具备向下兼容特性，2 小时时长储能系统可兼顾惯量支撑、调频等短时间尺度调节需求。

2.2.1 主报告灵活性资源规划装机

时序生产模拟法常用于电力电量平衡分析，聚焦小时级”电力平衡”。主报告采用该方法对规划年8760小时逐时段评估^[12-15]，统筹优化东部区域未来电力保供目标下的煤电、新能源、新型储能、需求侧响应、省间电力互济等资源需求。

抽水蓄能、新型储能、需求侧资源三类灵活性资源的优化结果见下图。

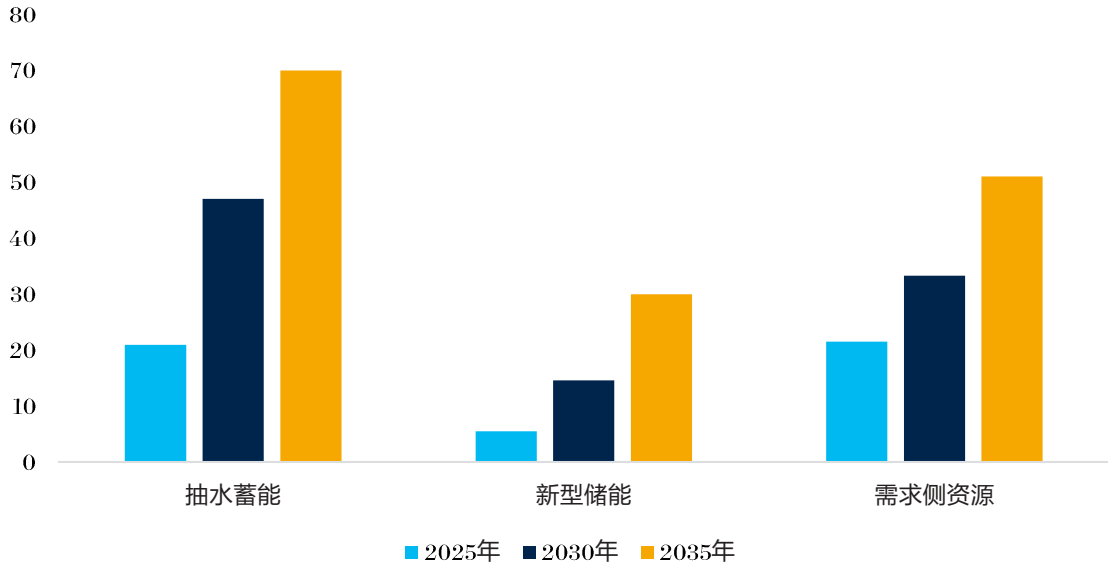


图2-1 东部区域三类灵活性资源需求优化结果（单位：GW）

注：抽蓄电站未来规划装机作为边界条件，新型储能为电网侧新型储能装机。

2.2.2 惯量及调频需求预测方法

文献[10]总结了国内外常用于表征系统惯量需求（system inertia requirement, SIR）的指标，包括：非同步电源渗透率 R_{SNSP} 、惯量比 R_{IR} 、安全运行惯量 E_{SOLoI} 、最小惯量阈值 E_{MTLoI} 、最小惯性常数 H_{min} 等。

本报告采用非同步电源渗透率（ R_{SNSP} ）指标估算惯量，其定义为系统非同步电源出力与总负荷的比值^[11]。

$$R_{SNSP} = \frac{P_{RE} + P_{IN}}{P_L + P_{EX}} \times 100\%$$

式中： P_{RE} 为新能源发电功率； P_{IN} 为外来电馈入功率； P_L 为负荷功率； P_{EX} 为外送功率。

$R_{SNSP} < 50\%$ ，系统频率对同步惯量不敏感，无需优化； $50\% \leq R_{SNSP} \leq 75\%$ ，需通过增大同步惯量（调相机、电压源虚拟惯量）或快速频率响应（电流源虚拟惯量）改善性能； $R_{SNSP} > 75\%$ ，系统无法稳定运行。

东部各省调频需求计算方法各异：江苏依据电网负荷波动与实际运行反馈计

算，2022、2023 年沿用此方法；浙江综合负荷及新能源预测偏差、新能源功率波动和机组实时发电计划执行偏差等因素确定；安徽按统调系统负荷与新能源出力预测分别乘以5%之和计算，且可动态调整；福建暂按不超过全省发电负荷的8%测算；上海未提及具体计算方法。

表2-4 东部各省调频需求计算方法		
省份	计算方法	说明
江苏	根据电网负荷波动及实际运行反馈计算需求容量	2022、2023年按该方法计算
浙江	根据浙江负荷及新能源预测偏差、新能源功率波动和机组电力市场交易平台 组实时发电计划执行偏差等因素确定浙江电网调频需求。	2024年按该方法计算
安徽	调频容量总需求=统调系统负荷预测* α +统调新能源出力预测* β	α 、 β 暂定为5%，电力调度机构根据系统安全运行情况，可动态调整调频容量总需求
福建	一般按照不超过全省发电负荷的8%进行测算	由于当前福建调频辅助服务无明确测算标准，故暂按该测算方法执行。
上海	/	/

注：数据来源于各省电力交易中心网站

2.2.3 东部区域惯量供需平衡分析

基于主报告2025、2030、2035年典型日典型时刻（消纳最困难时刻）的电力平衡数据，计算东部电网 R_{SNSP} 指标变化情况。

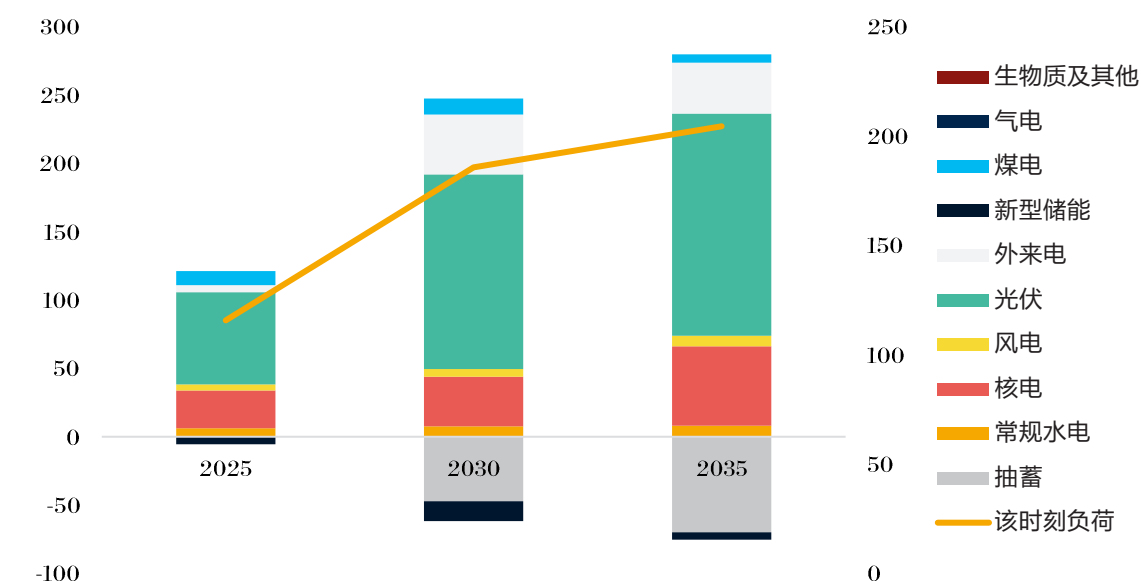


图2-2 东部区域2025、2030、2035年典型日典型时刻的电力平衡（单位：GW）

表2-5 东部区域典型日的 R_{SNSP} 指标				
参数 \ 预测年	2025年(预测)	2030年(预测)	2035年(预测)	
本地负荷（GW）	115.70	185.64	204.42	
抽蓄充电功率（GW）	0	-47.08	-70.00	
新型储能充电功率（GW）	-5.51	-14.59	-5.37	
考虑抽蓄和储能后的负荷（GW）	121.21	247.31	279.79	
本地新能源发电功率（GW）	71.91	147.93	170.14	
直流馈入功率（GW）	5.21	43.95	37.41	
非同步电源瞬时渗透率（ R_{SNSP} ）	63.6%	77.6%	73.2%	

由 R_{SNSP} 指标可知，到2025年， R_{SNSP} 为63.6%，通过重新调整开机方式或采取增大同步惯量和快速频率响应等措施可改善电网动态频率响应性能，比如抽蓄满容量充电可将 R_{SNSP} 降低为54.3%；2030年和2035年， R_{SNSP} 分别为77.6%、74.2%，在该运行方式下系统不能稳定运行或接近稳定运行的极限，储能通过提供虚拟惯量控制，可为低惯量电力系统提供灵活、快速的惯量补充手段。

2.2.4 东部区域一次调频供需平衡分析

考虑发生直流双极闭锁事故，失负荷8GW。采取同样典型日，一次调频供需如下。

表2-6 东部区域典型日的一次调频需求				
参数	预测年	2025年(预测)	2030年(预测)	2035年(预测)
故障容量（GW）		8	8	8
1. 一次调频需求（GW）		8	8	8
2. 提供一次调频的在线总装机(GW)		78.68	104.10	111.74
2.1 常规水电装机（GW）		20.93	25.26	26.94
2.2 煤电在线装机（GW）		27.11	38.50	20.27
2.3 核电装机（GW）		30.64	40.34	64.53
3. 常规机组一次调频出力（GW）		4.72	6.25	6.70
4. 一次调频需求缺口（GW）		3.28	1.75	1.30
5. 抽水蓄能装机（GW）		20.94	47.08	70
6. 新型储能装机容量（GW）		5.51	14.59	30

做如下假设：水电、煤电、核电并网机组均具备一次调频能力，按装机容量的6%估算调频能力。在典型运行日场景下，若仅由常规机组承担一次调频任务，则2025、2030和2035年东部区域均存在一次调频缺口；2025年抽水蓄能、新型储能按装机容量的10%~15%提供一次调频能力，2030、2035年按装机容量的5%以内提供一次调频能力时，即可有效保障系统事故工况下的一次调频需求。

2.2.5 东部区域灵活性平衡总结

部分时段下，东部电网因高渗透率新能源接入面临惯量支撑不足与调频能力缺口，需通过优化机组开机组合、提升储能调节及需求侧响应能力保障系统稳定性。

- **调峰平衡：**采用时序生产模拟方法开展规划年8760小时逐时段分析评估，在满足保供需求的前提下，2025、2030、2035年新型储能最优规划装机分别为5.51、14.59、30GW。
- **惯量平衡：**2025/2030/2035年典型时刻 R_{SNSP} 高达63.6%~77.6%，2030年后逼近失稳阈值，优先通过增大负荷提升惯量，比如抽蓄、新型储能满功率充电，若仍无法满足，可通过新型储能提供虚拟惯量、调整开机组

合等方式提升惯量水平。

- **一次调频平衡：**直流闭锁事故下需8GW调频能力。常规机组（按装机6%估算）仅满足59%~84%的需求，需依赖抽蓄/新型储能通过提供一次调频能力（按10%~15%装机容量提供）补足缺口。

2.3 新型储能规模潜力分析

受土地、环境承载等要素资源限制，海上风电、分布式光伏为东部区域重点发展方向。虽然政策由强制配储转换为市场化配储，新能源装机的快速增长依然是新型储能发展的重要推动力。下面从集中式新能源配储、分布式光伏配储、工商业储能3个方面预测未来储能装机。

2.3.1 集中式新能源配储装机预测

根据相关规划，2030年东部区域集中式新能源装机将超过150GW，若按10%配置储能，则2030年应用于集中式新能源的储能规模将达到15GW，其中海上风电配储装机需求将超过5.5GW，配建方式仍以独立储能为主。该部分储能装机绝大多数可以被电网所调用，略高于主报告通过时序生成模拟测算出的14.59GW。

2.3.2 分布式光伏配储装机预测

预测2030年全国分布式光伏累计装机将超过800GW。随着分布式光伏渗透率不断提升，分布式消纳问题逐渐凸显。

假设东部区域分布式光伏累计装机占全国的比例为30%（过去5年，该比例在30%~35%之间波动），则相应地2030年东部区域分布式光伏累计装机将达到240GW，在当前124GW（截至2024年底）的基础上增长近一倍。若2025年至2030年，新增的分布式光伏有10%需要配置储能，配储比例为10%，则分布式光伏配储规模可达到1.2GW。

2.3.3 工商业储能装机预测

华东电网整体呈现“夏季三高峰、冬季双高峰”形态，峰谷价差大；工业企业多，经济发达，燃煤基准价相对较高，各省（市）平均电价水平相近。这些因素有力支撑了工商业储能的发展。基于历史装机数据，采用灰色模型预测方法，预测2025~2030年东部区域工商业储能新增装机4.9GW，累计装机将达到6.3GW，年复合增长率为30.0%。

综上，2030年东部区域电网新型储能总装机将达到22.5GW，其中电网可直接调用储能装机15GW（占总装机比例66.7%），其次是工商业储能约达到

6.3GW，分布式光伏配储为1.2GW，但存在较大不确定性。

2.4 新型储能发展路径

整体发展路径呈现从单一场景到多元场景、从少数技术主导到多技术成熟、从基础需求到复合需求、从初级市场到完备市场体系的逐步升级过程。

2.4.1 现阶段（初步发展阶段）

现阶段新型储能的应用以调峰、保供等单一场景为主，技术层面则由锂电技术占据绝对主导地位，而飞轮、超级电容等技术正从示范应用逐步向商业化过渡。这一时期的核心需求集中在调峰与保供，出现频次相对较低，驱动其发展的关键因素在于政策推动。市场建设方面，已初步搭建起“日前+实时”的现货电能市场和“调频”辅助服务市场，两者独立运行，负荷侧参与主体主要为大用户及电网代理用户。

2.4.2 2026~2030年（完善提升阶段）

新型储能的应用场景进一步拓展，新场景与综合场景开始出现，技术上则有更多储能技术实现商业化与规模化应用。需求层面，除原有需求外，惯量、调频等新需求逐渐显现，驱动因素更多由政策转向市场推动。市场建设在此阶段持续深化，现货市场日趋成熟，辅助服务市场不断完善，开始探索容量市场机制，推动现货与辅助服务联合优化出清，虚拟电厂、聚合商等新主体也加入电力市场，市场活力进一步增强。

2.4.3 2031~2035年（协同成熟阶段）

新型储能的应用场景更加多元，用户侧场景全面成熟，各类储能技术均已走向成熟。需求呈现出复合化特征，惯量、调频、爬坡、长时等需求不断增多，技术成熟与完备的市场体系共同构成核心驱动因素。市场建设达到较高水平，不仅体系完备，还探索电力期货、期权等金融衍生品交易，现货与辅助服务深度协同，市场参与主体多元且活跃，形成成熟高效的市场运行机制。

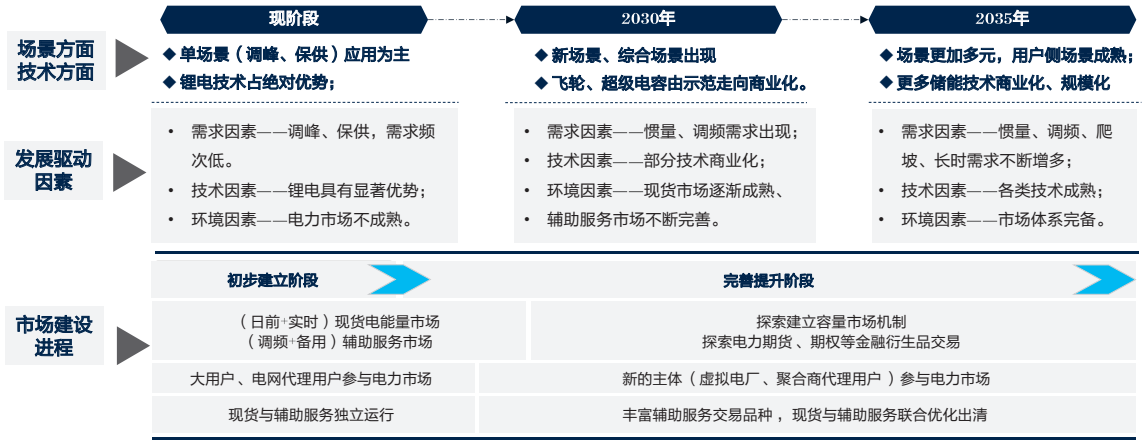


图2-3 东部区域新型储能分阶段发展路径

第三章

现有政策机制及面临的挑战

3.1 配储政策驱动“表前”储能发展

与全国其他地区一致，为应对新能源出力波动性、推动储能产业发展与技术迭代，东部各省（市）针对集中式新能源项目陆续出台配储政策（详见下表）。东部区域“表前”储能的规模化发展，主要得益于该类政策的驱动。

表3-1 东部区域集中式新能源配储能政策					
省（市） 项目	江苏	浙江	安徽	福建	上海
配储对象	新建的市场化风电、光伏项目（分布式除外）	自2024年1月1日起并网的近海风电、集中式光伏项目	新建的市场化集中式风电、光伏项目（不包括源网荷储一体化和多能互补项目）	新核准（备案）的风电场、光伏电站等可再生能源发电项目及未纳入保障性并网规模的分布式光伏发电项目	国家能源局批复的海上风电（总装机容量5.8GW）
配储性质	强制要求	强制要求	竞争性配置	鼓励	强制要求
配储方式	自建、合建或购买，鼓励按照共建共享的模式，以独立新型储能项目的形式在专用站址建设	租赁、共建或自建，租赁和共建为主，自建为辅	自建、合建共享或购买服务，鼓励优先建设独立储能电站	鼓励自建、合建、租赁、购买储能（调峰）资源（能力），近期推荐企业自建或合建电化学储能设施	自建、合建或容量租赁
配置比例	10%及以上	10%及以上	不低于5%	10%及以上	不低于20%
配置时长	2小时	2小时	2小时	2小时及以上	不少于2小时

省（市） 项目	江苏	浙江	安徽	福建	上海
租赁年限要求	鼓励签订和新能源项目全寿命周期相匹配的租赁协议或合同	应覆盖新能源项目运营周期，可分期租赁，每期租赁期限一般不少于5年，鼓励签订10年以上长期租赁协议	按照落实全寿命周期内承诺的配储要求，与独立储能电站签订10年以上租赁协议	未明确	未明确
租赁价格	自主协商	自主协商	无	未明确	未明确
范围	可结合项目就近布局，也可以在全省范围选址建设或租赁	租赁、共建方式优先在新能源项目所在地市范围内配置	鼓励就地就近、长期租赁共享独立储能电站	未明确	未明确

在新能源配储政策推动下，出于多方面因素，独立储能装机规模远超单独配建储能规模。经济性上，独立储能通过共建共享、租赁模式实现成本分摊，避免单独建设的高额投入，并且大大提升设备利用率。市场参与上，独立储能作为独立主体可参与中长期、现货及辅助服务市场，获取多元收益，而新能源尚未全面入市致其配储无法独立参与电力交易（缺乏市场主体身份）。政策导向上，东部区域各省（市）明确鼓励优先建设独立储能，通过租赁机制引导资源向集中式储能倾斜。效果上，独立储能集中布局更契合电网调度，提升新能源消纳与保供能力，而单独配建因分散布局难以满足大规模调节需求。

储能的发展本质上是在持续适配以新能源为主体的新型电力系统的演化；其核心发展逻辑源于大规模波动性能源消纳所催生的刚性需求与价值共识。在市场机制尚未健全的阶段，新能源配储政策通过制度设计有力驱动了“表前”储能的规模化发展。得益于成本分摊、市场参与灵活等多重优势，独立储能已成为“表前”储能的主流发展模式。

3.2 分时电价驱动“表后”储能发展

“表后”储能装机中工商业/产业园区场景占比超90%，其发展以经济性为核心驱动。分时电价机制形成的峰谷套利空间与容量电价政策触发的需量管理收益，是决定项目经济性的两大核心变量。

统计2024年东部五省（市）工商业储能运行数据，结果显示：江苏有3种运行策略，充放电价差均价0.47~0.86元/kWh；浙江2种策略，均值0.80~1.02元/kWh；安徽4种策略，均值0.36~0.78元/kWh；福建4种策略，均值0.25~0.58元/kWh；上海4种策略，均值0.45~1.27元/kWh（详见附表2）。

从下图可见，浙江年等效平均价差最高，达0.84元/kWh，江苏、上海次之（0.7元/kWh左右），安徽为0.57元/kWh，福建最低（0.37元/kWh）。五省市储能日均充放电次数都可达到“两充两放”，其中福建价差虽相对较低，但充放电次数可达日均2.5次，高频次利用与较大价差共同保障了工商业储能的经济性。

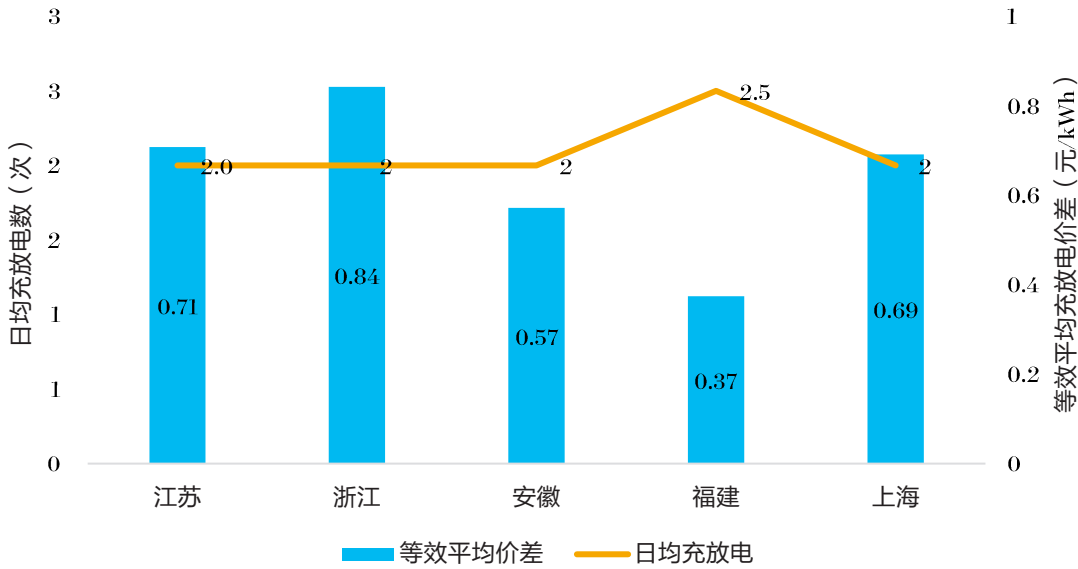


图3-1 2024年东部5省（市）工商业用户储能日均充放电次数和等效平均价差¹

2024年多地动态调整分时电价政策，东部五省（市）中，江苏、浙江、安徽出台新版政策，重点优化峰谷时段划分并调整电价浮动比例。江苏、浙江、上海开始试行重大节假日深谷电价机制，将春节、劳动节、国庆节某些时段设置为深谷时段，其中上海进一步扩大深谷电价实施范围，涵盖几乎所有节假日及2~6月、9~11月的休息日。

输配电价等费用是否参与峰谷浮动，直接影响峰谷价差幅度，是决定工商业储能套利空间的核心因素。具体来看，江苏、福建浮动部分仅含上网电价；安徽、上海将上网电价与输配电价一并纳入浮动；浙江浮动范围更全面，涵盖上网电价、上网环节线损费用、系统运行费用、输配电价及政府性基金与附加。在浮动比例不变情况下，输配电价费用若不参与浮动，将导致峰谷价差绝对值缩小，进而降低储能项目收益。

¹ 等效平均价差：按充放电次数对不同价差进行加权平均得到的充放电价差

表3-2 东部五省（市）峰谷电价浮动构成

省（市）	上网电价	输配电价	政府性基金及附加	线损	系统运行费
江苏	√				
浙江	√	√	√	√	√
安徽	√	√			
福建	√				
上海	√	√			

3.3 独立储能市场机制对比分析

省间市场方面，以参与调峰（负备用）和备用（正备用）为主。省（市）电网在省（市）内正/负备用辅助服务无法满足电网运行需求时，通过华东备用/调峰市场购买省（市）外正/负备用辅助服务。备用市场和调峰辅助服务市场均包括日前和日内市场。电价市场化的新型储能、抽水蓄能均可提供调峰和备用服务。

中长期市场方面，尽管东部区域各省（市）都将独立储能纳入了中长期市场主体范围，但基本上没有制定储能参与中长期的交易细则。中长期交易不确定性因素多，价格风险大，将储能纳入电力市场中长期交易，能在一定程度上缓解中长期交易的物理执行难度，储能作为时长有限的可控资源，参与中长期的模式还需要进一步探索。

现货电能量市场方面，东部区域各省（市）均处于结算试运行阶段，多数省份允许储能“报量报价”或“报量不报价”参与日前现货市场，但相关规则有待进一步完善，比如基本上不允许同时参与日前、实时市场，浙江规定确定参与调频市场的储能电站不再参与现货市场。

辅助服务市场方面，安徽调频市场处于模拟运行阶段、上海尚未建立调频市场，江苏、浙江、福建允许独立储能可参与省内调频辅助服务，但调频市场需求有限。调峰市场在现货正式运行后面临取消，备用等其他辅助服务市场尚未建立。

独立储能参与东部区域各省（市）的相关市场规则如下表所示。

表3-3 东部区域独立储能参与市场机制对比					
市场类型	独立储能参与电力市场				
	江苏	浙江	安徽	福建	上海
中长期市场	储能可参与，尚未制定实施细则	储能可参与，尚未制定了实施细则	储能可参与，尚未制定实施细则	储能可参与，制定了实施细则	储能可参与，尚未制定实施细则
现货市场	没有明确独立储能参与现货电能量市场的相关细则	以自计划方式参与日前市场，确定参与调频市场的储能电站不再参与现货市场	独立储能报量报价或自调度，仅参与日前市场	作为价格接受者参加现货电能量市场交易	未制定储能参与规则
调频市场	可参与AGC调频辅助服务，但补偿水平低。	满足市场准入条件及技术要求的独立储能电站，可按小时选择参与电能量市场或调频市场。	调频容量申报上限不超过电网调频容量总需求值的6%；独立储能电站、负荷聚合商、虚拟电厂等新型调频资源中标（调用）调频容量之和不超过总需求的30%。	可参与调频辅助服务，原则上只参与快速动作区报价	无
备用市场	未建立	未建立	未建立	未建立	未建立
其他辅助服务市场	调峰市场主要开展深度调峰交易和启停调峰交易两类，市场建设初期，储能电站可作为市场主体参与启停调峰。储能电站不参与报价、优先安排启停	无	深度调峰调用时，电储能与燃煤火电机组同台竞争，相同报价时优先调用电储能。	可参与深度调峰市场，分布式储能可参与可调节负荷调峰市场，调频市场中标机组不再参与该时段调峰市场	可参与电储能调峰辅助服务市场
容量补偿机制	提出了制定补偿发电机组固定成本的容量补偿机制，但储能未纳入其中	未建立	未建立	未建立	提出燃气发电之外的系统灵活性资源通过容量补偿机制形成容量价格，在一定条件触发后执行

东部区域独立储能参与电力市场仍处于制度构建初期，面临交易品种结构性缺失（如省级备用市场空白）、规则体系碎片化、容量补偿未覆盖等核心机制滞后制约，致其系统调节服务难以通过市场化实现经济价值变现。

3.4 面临的挑战

3.4.1 强制配储政策取消致独立储能收益与需求双承压

《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》（发改价格〔2025〕136号）明确禁止将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等环节的前置条件，新建独立储能稳定的容量租赁收入彻底消失，项目收益的确定性显著降低，面临更为复杂的市场化风险。短期内，可能导致大型独立储能项目的市场需求出现阶段性下滑，引发项目搁置、投资决策放缓等连锁反应。

3.4.2 独立储能参与电力市场的机制性障碍显著

东部区域独立储能参与电力市场仍处于制度构建初期，省间与中长期市场交易细则缺失，现货市场仅对储能开发日前市场，参与实时市场联动受限，储能无法通过跨区域（省内/省间）协同、跨周期（中长期/日前/实时）交易实现运营优化；调频容量申报上限与中标比例受严格约束，且同时参与现货与调频服务存在政策壁垒；省级备用市场尚未建立，致使现货-调频-备用联合出清缺乏实施条件。

3.4.3 分时电价频繁调整影响工商业储能收益稳定性

分时电价机制是驱动工商业储能发展的核心动力，有力促进了工商业储能装机规模的快速扩张。但分时电价的峰谷时段、价格比例预先设定，且价格信号滞后，难以及时反映最真实的电力供需情况。分时电价机制频繁调整，尤其是输配电价等固定费用不再参与峰谷浮动等调整，影响工商业储能收益稳定和投资热情。

第四章

结论及建议

1. 结论

1) 东部储能装机呈电网侧主导、锂电池绝对优势格局。

截至2024年底，东部新型储能装机14.3GW（占全国18.3%），其中电网侧占67%（独立储能占比90.6%），用户侧占22.3%。技术路线高度集中，锂电池占96.5%，铅蓄电池（2.7%），压缩空气（0.5%）。应用场景以能量时移+容量服务（14.5GW）、可再生能源并网（8.5GW）为主，凸显电网侧规模化调峰需求。

2) 高比例新能源引发电网调节缺口，东部电网安全面临多维挑战

按目前的装机预测规模，2030年后，新能源大发且负荷低谷时，系统惯量或逼近失稳临界值，直流闭锁等故障可能引发一次调频能力短缺，亟需储能具备惯量支撑与一次调频功能以满足秒级调节需求；调峰平衡方面，模拟结果显示，2025-2035年需配置5.51~30GW新型储能，方可保障日内小时级电力平衡。

3) 强制配储政策转向市场化，独立储能模式承压

当前东部区域独立储能依托共建共享成本分摊、电力市场多元参与及政策倾斜，占电网侧装机90.6%，在表前市场保持主导地位。但2025年新政取消新能源强制配储后，独立储能失去原有稳定租赁收益。未来需突破市场机制瓶颈，构建多元收益体系以应对政策退坡风险。

4) 分时电价驱动工商业储能发展，政策调整冲击收益与投资

工商业/产业园区储能占用户侧93.3%，其经济性高度依赖峰谷套利机制。五省（市）均可做到“两充两放”，部分省份、部分时段还可实现“三充三放”。然而分时电价时段改变、固定费用（输配电价）不参与浮动等政策调整，直接影响项目收益稳定性与市场投资信心。

5) 市场机制滞后制约独立储能价值变现

独立储能面临多重机制障碍：省级备用市场未建立，调频容量申报上限与中标比例受严格约束，不能同时参与日前和实时市场，调频与现货互斥无法实现收益叠加，容量补偿机制缺位等。另外，风电、光伏盈利能力偏弱，用户侧费用传导比例受限，导致辅助服务补偿资金池规模不足，制约了储能项目的经济可行性。

6) 2030年新型储能装机路径明确，技术梯队分化

预测2030年东部储能装机达22.5GW。其中集中式储能累计装机将达15GW（66.7%），以海上风电配储为主；分布式光伏配储面临不确定性，预计达到1.2GW；工商业储能将保持30%的年复合增速，累计装机将达到6.3GW。技术方面，磷酸铁锂长期主导，铅碳电池用户侧普及，全钒液流/压缩空气储能向300MW+升级，飞轮/超级电容加速商业化。

2. 建议

报告从规划布局、市场机制、政策引导等角度，针对储能未来在东部区域电力系统中更好地发挥保供和调节作用提出建议。

1) 规划布局——分层部署及协同调度

分层部署灵活性资源。扩建负荷密集区域的输电通道，在电网关键节点、新能源高渗透区域（如直流落点、苏北、沿海风电基地）集中布局独立储能电站，利用独立储能集中调度优势提升新能源消纳效率和保供能力，兼顾惯量支撑与调频需求；探索“2小时锂电池+短时功率型储能”的复合储能配置，新能源消纳困难地区探索“风光储氢”多能互补模式；针对工商业用户推广“光储充一体化”模式，鼓励企业通过峰谷套利与需量管理降低用电成本，提升用户侧调节能力；针对消纳困难的户用光伏，探索聚合配储的市场化机制，解决分散式储能调度管理难题。

构建东部区域多资源协同调度机制。建立抽水蓄能与新型储能联合调度机制，利用抽蓄长时调峰特性（4-8小时）与锂电池短时灵活性（2-4小时）互补，实现抽蓄与新型储能的协同；推动虚拟电厂聚合工商业储能、可调负荷等资源，参与电能量市场，通过“需求响应+价差套利”模式提升资源利用率，形成“抽蓄长时调节+储能及虚拟电厂灵活响应”的电网稳定性保障体系。

2) 市场机制——打通储能价值变现通道

加快推进东部区域电力现货市场与辅助服务体系建设。完善储能参与现货市场机制，允许储能同时参与日前市场与实时市场交易；优化调频服务市场规则，逐步放开储能调频容量中标份额限制；取消储能参与现货与调频市场的互斥限制，通过“电能量价差 + 调频补偿”实现收益叠加；建立省级备用市场，允许储能提供正/负备用服务，进一步拓展市场化收益渠道。

探索构建东部区域储能容量成本回收机制。将独立储能纳入长三角统一容量补偿体系，2025-2027年过渡期内建立容量电价成本补偿机制，并可考虑引入退坡机制，以政策引导方式稳定投资回报预期；待电力现货市场成熟后，逐步向跨省容量市场过渡，通过市场化竞价实现储能容量价值的动态定价，确保储能项目全生命周期成本合理分摊。

推动东部各省批发市场电价向零售侧传导。建立批发与零售电价联动机制，推动零售合同电价与批发市场实时价格挂钩；依托电力现货市场价格实时波动，设计弹性化分时零售电价套餐（如实时浮动、尖峰响应套餐），通过价格信号引导分布式储能动态优化充放策略；同步推动虚拟电厂（VPP）聚合分散式储能资源参与电力市场交易，提升需求侧灵活性资源对电价信号的市场化响应能力。

探索构建储能参与中长期及跨省交易的市场化机制。制定独立储能参与中长期交易细则，允许其通过签订中长期电能量合约锁定交易价格，实现现货价格波动风险对冲；由东部区域能源监管部门牵头制定储能参与跨省电能量交易、辅助服务交易及绿电交易的规则体系，同步探索储能容量成本跨省分摊机制，通过机制设计激活储能在跨省资源调配中的灵活性价值。

3) 政策引导——多元支持政策体系构建

设立东部区域独立储能过渡期分阶段补贴机制。针对 2025 年强制配储取消后的收益缺口，东部五省（市）可根据实际情况设立三年过渡期，对独立储能按可调度容量给予分阶段容量补贴，同步允许其承接存量新能源项目租赁协议，通过省级财政专项资金与成本市场化疏导相结合，缓解市场化转型初期的收益波动，避免项目投资断崖式下滑。

细化东部区域独立储能顶峰支持政策体系。明确夏冬季“顶峰时段”界定标准及补贴规则，依据储能可用容量、响应速度、放电量实施量化补偿与考核；搭建集中管控平台实现充放电指令精准下达、运行数据实时采集；构建“专项基金筹措 + 峰荷用户侧市场化分摊”的资金疏导机制，确保补偿标准与东部区域尖峰负荷调控需求动态匹配。

出台东部区域分布式储能聚合应用的激励政策。针对分布式储能单体容量小且无法直接参与电网调度等现状，依托上海、浙江虚拟电厂试点经验，推动“虚拟电厂聚合”、“光储充协同”等技术落地；通过现货市场电能量交易、辅助服务市场调频/备用服务实现收益叠加，拓展工商业园区“峰谷套利+需求响应”复合应用场景。

完善储能技术梯度激励及场景协同机制。针对300MW+的全钒液流电池储能、压缩空气储能等长时储能技术，大容量、长寿命飞轮和超级电容等功率型储能技术给予政策激励和专项资金补贴；建立“技术成熟度-场景适配度”双维度引导机制，对商业化初期的长时储能优先支持电网侧调峰场景，对已规模化应用的功率型储能重点拓展新能源场站惯量及调频支撑场景，推动储能技术梯队与东部电网灵活性需求精准匹配。

参考文献

- [1] North American Electric Reliability Corporation. Special report: accommodating high levels of variable generation[R]. American: North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2009.
- [2] CHANDLER H. Harnessing variable renewables:a guide to the balancing challenge[R].2011.
- [3] LANNOYE E, FLYNN D, O' MALLEY M. Evaluation of power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 922-931.
- [4] MENEMENLIS N, HUNEAULT M, ROBITAILLE A. Thoughts on power system flexibility quantification for the short-term horizon[C] // Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, IEEE, 2011.
- [5] KEHLER J H, HU M. Planning and operational considerations for power system flexibility[C] //Power and Energy Society General Meeting, Detroit, Michigan, IEEE, 2011: 1-3.
- [6] 文云峰,杨伟峰,汪荣华,等. 构建100%可再生能源电力系统述评与展望[J].中国电机工程学报,2020,40(06):1843-1856.
- [7] 郝玲,陈磊,黄怡涵,等.新型电力系统下燃煤火电机组一次调频面临的挑战与展望[J].电力系统自动化,2024,48(08):14-29.
- [8] 李卫东,常烨骅,陈兆庆,等.区域控制偏差的动态内涵[J].电力系统自动化,2016,40(24):146-150+163.
- [9] 宋少群,熊嘉丽,张伟骏,等.电化学储能参与调频市场的贡献评估方法[J].中国电力,2023,56(01):87-95.
- [10] 文云峰,张武其,郭威.电力系统惯量需求:概念、指标及评估方法[J].电力系统自动化,2024,48(08):30-41.
- [11] ANDREJ G. D5.1 onshore wind supporting the Irish grid—Ireland case study [EB/OL]. [2018-09-16].http://www.reservicesproject.eu/wp-content/uploads/D5.1-ReserviceS_Ireland-case-study-Final.pdf.
- [12] 王锡凡,王秀丽.随机生产模拟及其应用[J].电力系统自动化,2003,27(8):10-15.
- [13] 姚力,王秀丽,肖汉,等.基于多场景随机规划的电力系统生产模拟方法[J].电力建设,2016,37(12):74-81.
- [14] 刘映尚,马骞,王子强,等.新型电力系统电力电量平衡调度问题的思考[J].中国电机工程学报,2023,43(5):1694-1706.
- [15] 高红均,郭明浩,刘挺坚,等.新型电力系统电力电量平衡分析研究综述[J].高电压技术,2023,49(7):2683-2696.

附表I 新型储能应用分类

新型储能项目按应用可分为支持可再生能源并网、输电基础设施服务、配电基础设施服务、辅助服务、能量时移+容量服务、用户能源管理服务六大类，各大类相应的二级分类见下表。

一级分类	二级分类
支持可再生能源并网	跟踪计划出力
	缓解送出线路阻塞
	减少弃电
	平滑输出
	削峰填谷
输电基础设施服务	保供电
	缓解输电线路阻塞
	延缓输电投资
配电基础设施服务	电压支持
	延缓配电投资
辅助服务	调频
能量时移+容量服务	能量时移（套利）
	容量服务
用户能源管理服务	备用电源
	促进可再生能源的自发自用
	电费管理
	电力可靠性
	电能质量
	需求响应
	削峰

附表2 2024年东部五省（市）工业储能不同运行策略下的充放电相关数据

省份	江苏			浙江		安徽				福建				上海			
运行策略	谷-峰	平-峰	平-尖	谷-尖	谷-峰	谷-峰	平-峰	谷-平	平-尖	谷-峰	谷-峰尖	平-峰	平-峰尖	谷-峰	平-尖	平-峰	谷-尖
充放电均价 (元/kWh)	0.8613	0.4747	0.7071	1.0231	0.8054	0.7816	0.4365	0.3588	0.7022	0.5282	0.5832	0.2536	0.3049	0.7946	0.8201	0.4473	1.265
充放电次数	365	241	124	124	606	242	272	123	93	273	92	455.5	92	303	62	124	62
总充放电次数	730			730		730				912.5				730			
日均充放电次数	2			2		2				2.5				2			
等效平均价差 (元/kWh)	0.7075			0.8423		0.5716				0.3741				0.6911			

注：以1-10（20）千伏两部制工业用户为例，储能额定时长为2小时，充放电次数已经折合成到额定时长，未考虑节假日深谷电价



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



关注我们