

2024年4月

# 储能高质量发展： 市场机制与商业模式创新 (简版报告)





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。

NRDC与中关村储能产业技术联盟、中国电力企业联合会、厦门大学等单位合作完成了一系列电力研究报告，包括《双碳背景下发电侧储能综合价值评估及政策研究》、《中国电力行业清洁低碳发展研究2022》、《碳中和目标下发电集团发电业务低碳转型研究》、《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》等。

请访问网站了解更多详情<http://www.nrdc.cn/>。



中关村储能产业技术联盟创立于 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 500 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/>。

封面图片：广东佛山宝塘电网侧独立储能电站，由南京南瑞继保电气有限公司提供。

封底图片：先进压缩空气储能电站，由中储国能（北京）技术有限公司提供。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权。

## 免责声明

研究报告内容仅供参考，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、资助机构和发布机构不承担任何法律责任。

## 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。

对报告有任何意见或建议，欢迎通过邮箱联系：[hhuang@nrdc-china.org](mailto:hhuang@nrdc-china.org)

# 储能高质量发展：市场机制与 商业模式创新 ( 简版报告 )

项目单位及研究人员：

中关村储能产业技术联盟

岳芬 宁娜 李晨飞 孙佳为 祝聪聪 陈静

自然资源保护协会

黄辉 林明彻 王杨 吴婧涵

2024年4月

### 知识星球 全球资讯精读

每月持续更新5000+行业研究报告，价值研究体系帮助投资决策。  
覆盖全行业，上万份行业研究报告展现、解决细分行业知识空白。

### 知识星球 全球资讯精读

实时精选全球最新财经资讯，多角度解读热门事件内容观点。  
挖掘国际财经内幕，探究全球重点事件，深度聚焦一二级资本市场。  
涉及私募股权、创投、金融、投行、并购、投资、法律、企管等领域。  
提供研报专业定制服务。

(免责声明：报告收集整理于网络，仅限于群友学习交流，请勿他用)

CR 全球资讯精读



入宝藏群请加  
quanqizixun8

全球资讯精读



知识星球

# 1

# 前言

# 前言

抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备。随着新能源发电渗透率的提升，我国新型储能发展迅猛，过去三年累计装机规模从2020年不到3.3GW增长到2023年的34.5GW，年均复合增长率超过100%。新型储能的快速发展主要得益于各省出台的新能源配储政策。由于电力市场机制不完善，商业模式尚未成熟，收益水平低、市场化收益占比低、收益来源单一、收益不稳定等诸多问题制约着新型储能的规模化发展。

2021年，国家发改委、国家能源局印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》提出推动新型储能规模化、产业化、市场化发展，明确了2030年实现新型储能全面市场化发展目标。2022年发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》提出通过完善体制机制，加快新型储能市场化步伐。新型储能通过参与中长期、现货、辅助服务等各类电力市场，形成更加多元、成熟的商业模式，是未来高质量发展的关键。

本项目主要采用调查研究的方式，聚焦新型储能参与电力市场机制和商业模式两个方面，对比分析国内外新型储能可参与的市场化交易机制以及不同市场机制下形成的商业模式和经济性，识别我国在推动新型储能市场化发展方面存在的不足，并在借鉴国外储能配套市场机制建设经验的基础上，提出不同阶段储能参与电力市场的市场机制创新和商业模式创新建议。内容包括以下五部分：储能发展现状分析及趋势展望、国内外新型储能参与电力市场的市场机制对比、国内外新型储能典型商业模式与经济性分析、新型储能高质量发展存在的不足与挑战以及新型储能市场机制和商业模式创新发展的建议。

储能的健康发展需要可行的商业模式，而商业模式的成熟依赖于市场机制的逐渐完善。通过本项目的研究，对新型储能未来商业模式创新方向做初步探索，尝试提出储能参与电力市场规则完善的建议，希望在推动新型储能市场化、规模化发展方面贡献绵薄之力。

# 2

## 各侧储能发展现状 分析及趋势展望

## 2.1 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<sup>[1]</sup>，截至2023年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模289.2GW，年增长率21.9%。抽水蓄能累计装机规模首次低于70%，占比降幅较大，与2022年同期相比下降12.3个百分点。新型储能累计装机规模达91.3GW，是2022年同期的近两倍，其中，锂离子电池继续高速增长，年增长率超过100%。截至2023年底，全球“表前”储能（电源侧、电网侧储能）累计装机占比为72%。

根据CNESA全球储能项目库的不完全统计，截至2023年底，我国已投运电力储能项目累计装机规模86.5GW，占全球市场总规模的30%，同比增长45%。抽水蓄能累计装机占比同样首次低于60%，与2022年同期相比下降17.7个百分点；新型储能继续高速发展，累计装机规模首次突破30GW，达到34.5GW/74.5GWh，功率规模和能量规模同比增长均超过150%。截至2023年底，我国“表前”储能累计装机占比为92%。

与新型储能爆发式增长形成鲜明对照的是新型储能项目实际运行效果较差，特别是新型储能中规模发展最快的电化学储能。根据中电联数据，2022年电化学储能平均等效利用系数仅12.2%，新能源配储系数仅为6.1%，火电厂配储能为15.3%，电网储能为14.8%，用户储能为28.3%。低利用率不仅影响储能投资的回收，也难以发挥对电力系统的支撑与调节作用。

## 2.2 趋势展望

短时高频应用需求预计将不断涌现，为功率型储能技术带来市场机会。当前，新型储能功率型应用主要集中在火储调频领域。光伏发电和风电机组有功功率控制主要采用最大功率点（Maximum Power Point Tracking, MPPT）跟踪策略，基本不具备惯性和调频响应能力。随着新能源渗透率的提升，惯量、一次调频、无功电压支撑等功率型应用需求将显现。以一次调频为例，如果按新增新能源装机6%考虑配置储能<sup>[2]</sup>，则到2030年新增功率型储能需求超过27GW（假设2024~2030年新增新能源装机15亿kW以上，具有一次调频能力的风光占30%）。功率型应用场景下储能充放电频繁，当前的磷酸铁锂电池储能在安全、寿命方面存在较大挑战，为飞轮、超级电容、钛酸锂等功率型储能技术带来市场机会。

**独立储能商业模式将逐渐成熟，市场化收益占比有望提升。**截至2023年底，我国已投运新型储能项目累计装机34.5GW/74.5GWh，其中独立储能装机占比接近40%。受限于电力市场建设进程，现阶段独立储能的商业模式尚不成熟，整体收益水平不高。未来随着新型储能成本的快速下降和电力市场相关规则的完善，商业模式将逐渐成熟，现货价差套利、辅助服务收益等市场化收益占比将逐渐提升，改变当前以容量租赁收益为主，市场化收益为辅的状态，整体收益水平有望满足可持续发展要求。

**用户侧储能场景和规模将会不断扩大，装机占比仍将延续下降趋势。**用户侧储能应用场景众多，包括家用储能、工业园区、分布式新能源、微电网、大数据中心、5G基站、充电设施等，不同场景对储能需求存在较大差异，如降低用电成本、保障可靠供电、提高电能质量、提高绿电消费占比等。全球市场中，家储、工商业储能是目前主要场景，国内以工商业储能为主，其他场景处于示范阶段。随着技术和市场机制的成熟，新场景应用会逐渐显现，保持近几年近60%左右的复合增长速度。但由于用户侧储能单体容量较小，将延续2014年以来装机占比持续下降的趋势，预计2025、2030年累计装机占比下降到10%、5%以下。

**磷酸铁锂电池储能向大容量、高安全、低成本、长寿命方向发展。**随着储能电站规模越来越大，大电芯优势愈发明显：更容易获得高体积能量密度、减少Pack端零部件使用量而带来降低成本、集成领域装配工艺大大简化。随着电芯由280Ah向300Ah+容量加速渗透，多家主流电池厂家都推出了单舱（20尺）5MWh+储能系统产品，单舱能量密度提升40%以上。通过不断优化阳极/阴极预锂化、智能温控技术、SOC均衡控制等技术显著提升了储能系统循环寿命，降低了全生命周期成本。

**储能变流器向大容量、高电压、构网型方向发展。**由于可以提升转换效率、提高整机响应速度，大容量、高电压技术方案成为发展趋势。为了匹配5MWh+容量的电池舱，集中式变流器单机容量将由当前的2~3MW向更大容量发展；变流器直流侧电压完成了由1000V向1500V的过渡，并且2000V产品也已经问世；凭借更大的单机容量和更快的响应速度，高压级联产品也逐渐开展示范应用。而随着新能源的大规模接入，电力系统低惯量、低阻尼、弱电压支撑等问题凸显，稳定性问题愈发严峻，构网型逆变器逐步受到青睐，其技术逐步由示范走向成熟。

**长时储能技术将逐渐从示范走向成熟。**目前，投运的锂电池储能项目的存储时长一般不超过4小时，这一持续时间已经足够满足现阶段电网的需求。未来，随着极端天气频发、常规火电机组退役和新能源大规模并网，将需要更长持续时间的储能技术。然而，长时储能的需求是逐渐显现的，新的长时技术的成熟需要时间和资本的投入，当前缺乏激励长时储能的政策。国内外已开始了长时储能的相关研究<sup>[3-6]</sup>，制定了相关政策并改进市场机制来激励长时储能项目研发、投资和部署，到2030年，诸如压缩空气、液流电池、金属空气电池等长时储能技术有望成熟，有潜力实现与锂离子电池同等或更低的成本。

# 3

储能可参与市场化交易  
机制分析及趋势展望

## 3.1 国内典型省份储能市场化交易机制

对比分析山东、山西、甘肃三个省份新能源配储、独立储能参与的市场范围和市场规则可知，独立储能可无障碍参与现货电能量市场，准入、申报、出清、结算等相关市场规则在不断完善；为推动新能源由保障性消纳向市场化消纳转变，激励新能源配储的市场机制正在形成，包括减少偏差考核、逐步增大市场化电量比例、通过二次限价提升发电收益和提升容量补偿等；辅助服务以二次调频为主，独立储能参与的规则有待建立和完善，爬坡、一次调频等新的辅助服务品种为独立储能开拓了新的市场空间。

**参与中长期市场方面**，随着新能源装机占比提升，三个省份正积极的推动新能源参与市场，鼓励新能源参与中长期市场，通过合约电量转让、连续开市等方式满足新能源灵活调整的交易需求；山东最新的征求意见稿允许独立储能以场站为交易单元参与，山西、甘肃市场规则尚未将独立储能纳入中长期市场。

**参与现货电能量市场方面**，山东、甘肃新能源采用“报量报价”方式、山西新能源采用“报量不报价”方式参与日前电能量市场；山东允许独立储能“报量报价”、甘肃允许独立储能“报量不报价”、山西允许独立储能按月自主选择以上的两种方式之一参与日前电能量市场，甘肃还允许独立储能参与实时电能量市场，山东、山西提出在条件具备时参与实时电能量市场。为防范市场风险，山西、山东均新建一二次限价机制，在一定程度上刺激新能源场站主动配置储能。

**参与辅助服务市场方面**，三个省份都建立了二次调频市场，只有甘肃允许新能源和独立储能参与二次调频，山东允许独立储能参与二次调频，但将独立储能调频贡献率设定为0.1，山西独立储能参与二次调频的规则正在制定中；山西还建立了一次调频和正备用辅助服务市场，目前独立储能可参与这两个品种，新能源配储暂不参与一次调频，在具备调节能力的情况下可参与正备用市场，但需要通过相关性能测试；山东还建立了爬坡辅助服务市场，允许独立储能参与。

**容量补偿机制方面**，只有山东建立了市场化容量补偿机制，补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配，新能源场站（含其配建储能）日可用容量=运行日负荷高峰时段电站市场化实际上网电力平均值，现阶段，光伏电站（含其配建储能）日可用容量暂按其日平均上网电力计算，独立新型储能电站日可用容量=储能电站核定放电功率×K×H/24。日可用系数 K=电站当日运行及备用状态下的小时数（计划检修、临故修时间不计入）/24。独立新型储能电站在运行日进行实际充放电的，其日可用等效小时数 H=电站核定放电功率下的放电小时数。

表1 典型省份新能源、独立储能参与的市场范围对比<sup>[7-9]</sup>

市场类型	是否允许参与		
	山东	山西	甘肃
中长期市场	鼓励新能源参与，允许独立储能参与	鼓励新能源参与，独立储能暂不参与	鼓励新能源参与，独立储能暂不参与
日前市场	新能源和独立储能“报量报价”参与	新能源“报量不报价”参与，独立储能按月自主选择以“报量报价”或“报量不报价”参与	新能源“报量报价”参与，独立储能“报量不报价”参与
实时市场	新能源可参与，独立储能自主选择在运行日参与，具备条件后，可选择分时参与	新能源可参与，独立储能具备条件时参与	新能源可参与，独立储能“报量不报价”参与实时市场
一次调频市场	无	新能源不参与，独立储能可参与	
二次调频市场	新能源不参与，独立储能调频贡献率设定为 0.1	新能源不参与，独立储能可参与，相关规定在制定中	新能源场站自动参与联络线偏差调整，即新能源辅助调频，独立储能放电时参与
备用市场	无	具备调节能力且通过相关性能测试的新能源可参与正备用市场，独立储能可参与	
其他市场	建立了爬坡辅助服务，新能源不参与，独立储能可参与	无	建立了调峰容量市场，新能源不参与，独立储能可参与
容量补偿机制	建立了市场化容量补偿机制 <sup>1</sup> ，补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配	尚未建立	

1 发电市场化容量补偿费用按照省发展改革委核定的市场化容量补偿电价（元/度）向用户侧收取，每月结算一次。

## 3.2 国外典型国家(地区)储能市场化交易机制

通过调研典型国家和地区可知，国外正逐渐完善电力市场规则来推动储能参与各类市场。与国内开展现货的省份类似，国外独立储能都可以通过参与现货电能市场获得套利收益；同国内相比，国外辅助服务类型更加多样，通常储能可自由选择参与，由于响应速度快，储能在参与辅助服务方面一般具有远超常规电源的优势；国外普遍具有容量市场或资源充足性机制，如美国最大电网运营商PJM、纽约州电网运营商NYISO、英国的容量市场，美国加州的资源充足性计划（RA），独立储能可参获得长达10年以上的保障性合同。

**参与现货电能市场方面**，美国联邦能源管理委员会（FERC）2018年发布841号法令，指示独立系统运营商（ISO）和区域输电组织（RTO）制定规则，在非歧视的基础上向储能资源开放其批发能量、容量和辅助服务市场；英国国家电网从2018年5月开始放松平衡机制的准入，简化和明确储能及聚合商参与平衡机制的流程；澳大利亚在2021年引入5分钟结算机制，为投资储能等快速响应技术提供更准确的价格信号。

**参与辅助服务市场方面**，美国德州电网运营组织ERCOT投运的储能平均时长1小时左右，主要参与调频和响应备用服务，2022年储能系统提供的辅助服务比例超过50%，ERCOT于2023年发布了一个新辅助服务——应急备用服务（ECRS），要求连续2个小时保持在指定容量水平，有利于2小时以上储能系统的部署；英国从2022年开始陆续推出3项新的调频辅助服务品种动态遏制（DC）、动态稳定（DM）和动态调节（DR）<sup>[10]</sup>，替代传统调频，从响应时间来看，储能具有显著优势；澳大利亚允许5 MW及以上的储能电站参与调频市场，现有调频品种响应时间涵盖4秒~5分钟<sup>[11]</sup>，还推出1秒内响应的快速调频品种供储能参与。

PJM			ERCOT		
运行备用	一次备用（紧急备用）	10min内响应	调频	上调频	5s内响应
	二次备用（辅助备用）	10~30min内响应		下调频	5s内响应
调节备用	慢响应调节信A(RegA)	5min内响应	运行备用（OR）	响应备用	10min内响应
	快速响应调节信号D(RegD)	几s内响应		非旋转备用	30min内响应
				应急储备服务	10min内响应
英国			NEM		
调频响应	动态遏制	0.5-1s内响应	调节调频	向上修正	4s内响应
	动态稳定	1s内响应		向下修正	4s内响应
	动态调节	10s内响应	应急调频	快速向上恢复	6s内响应
备用	快速备用	2min内响应		快速向下恢复	6s内响应
	慢速备用			慢速向上恢复	1min内响应
	短期运行备用	4h内响应		慢速向下恢复	1min内响应
			延迟向上恢复	5min内响应	
			延迟向下恢复	5min内响应	

图1 典型国家和地区市场化辅助服务类型及响应时间

**容量补偿或容量市场方面**，美国的新英格兰电网运营商ISO-NE将2小时确定为获得满容量信用所需的最短持续时间，包括加州电网运营商CAISO、中部电网运营商MISO、纽约州电网运营商NYISO和西南电网运营商SPP在内的几个地区为4小时，而PJM则要求8小时；加州实施资源充足性(RA)政策，以满足高峰需求并整合可再生能源，RA合同可为时长为4小时的储能项目提供长达10年以上的容量补贴；英国从2016年开始允许包括电化学储能在内的新兴资源参与容量市场，为反映不同时长的储能系统的容量可用性，设定容量降级因数（De-rating Factor）。

### 3.3 国内外储能市场化交机制对比分析

以独立储能为例，可参与典型国家和地区的市场化交易品种如表2所示。

**日前市场方面**，美国德州电网运营组织ERCOT、英国日前市场均为非强制性的市场，但ERCOT日前市场为金融性质的市场，英国日前市场合约需物理执行；澳大利亚无日前市场，从日前16:00开始对次日交易进行滚动预出清<sup>2</sup>并向市场主体发布出清结果，预出清结果不参与结算；储能均可参与各国家或地区的前日市场。

**实时市场方面**，美国加州电网运营商CAISO、美国德州电网运营组织ERCOT、山东、山西、甘肃均采用“日前+实时”的双结算机制，国内独立储能参与市场规则尚不完善，山东、山西提出具备条件时参与实时市场，国外国家和地区具有完善的市场机制且均允许储能参与实时市场（平衡机制）。

**调频辅助服务方面**，国内市场化程度滞后于国外，国内市场化的调频辅助服务主要为二次调频，储能参与二次调频面临无市场规则或无市场公平等问题；国外调频品种按响应时间和动作方向划分的更细，储能可公平参与各调频辅助服务品种。

**备用辅助服务方面**，同调频类似，国内备用辅助服务市场建设滞后，山西2023年建立了正备用辅助服务市场并允许独立储能参与，山东、甘肃尚未有市场化的备用辅助服务品种；美国加州电网运营商CAISO、美国德州电网运营组织ERCOT、英国具有多种允许储能参与的备用辅助服务品种，美国德州电网运营组织ERCOT在2023年还引入了新的备用辅助服务——EGRS。

**爬坡辅助服务方面**，调研的7个国家和地区中，只有美国加州电网运营商CAISO和山东推出了市场化的爬坡辅助服务产品，允许独立储能参与该市场。二者均采用爬坡和能量市场联合出清的模式，只需要申报爬坡服务速率，不单独对爬坡辅助服务进行报

<sup>2</sup> 每30分钟发布未来1天内每30分钟的预调度安排和出清价格，每5分钟发布未来1小时内每5分钟的预调度安排和出清价格。

价；山东目前仅在日内运行开展交易，以15分钟为交易的时间尺度<sup>[12]</sup>，美国加州电网运营商CAISO开展日前（15分钟）和实时市场（5分钟）交易<sup>[13]</sup>；山东目前采用发电侧分摊的方式，美国加州电网运营商CAISO采用爬坡费用在发用两侧共同分摊原则。

**容量机制方面**，国内只有山东出台了市场化容量补偿电价机制，补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配；美国加州电网运营商CAISO采用资源充足性计划、英国采用容量市场<sup>[14]</sup>确保电力服务的可靠性；美国德州电网运营组织ERCOT和澳大利亚国家电力市场（NEM）无容量机制，采用稀缺定价机制<sup>[15]</sup>来实现可靠性。

表2 国内外储能可参与的市场化交易机制对比

市场类型	CAISO	ERCOT	英国	NEM	山东	山西	甘肃
日前市场	√	√（金融市场，非强制性参与）	√	√（日前预出清，预出清结果不参与结算）	√	√	√
日内/实时市场	√	√	√（平衡机制）	√	自主选择 在运行日参与	具备条件 时参与	√
调频辅助服务	上调频 下调频	上调频 下调频	动态遏制 动态稳定 动态调节	频率控制极 快频率控制	二次调频	一次调频 二次调频	二次调频
备用辅助服务	旋转备用 非旋转备用	响应备用 非旋转备用、 应急备用	快速备用 慢速备用 短期运行 备用	×	×	正备用	×
爬坡辅助服务	√	×	×	×	√	×	×
容量机制	资源充足性计划 (RA)	×	容量市场	×	市场化容量 补偿电价机制	×	×

# 4

## 各侧储能商业模式及 经济性分析

从调研的典型国家来看，由于未来市场空间大，电源侧新能源配储、电网侧独立储能是主要应用场景。同国外相比，我国新能源配储主要由政策推动，无成熟商业模式；受限于电力市场机制不完善，电网侧独立储能收益以租赁为主，市场化收益水平和收益稳定性同国外存在明显差距。用户侧储能方面，我国以工商业储能为主，国外以户储为主；得益于较低的初始投资成本，同国外户储相比，我国工商业储能收益更好。

各场景下新型储能商业模式及经济性对比如下。

表3 各场景下新型储能商业模式及经济性对比

应用场景	典型国家	商业模式		经济性		主要挑战
		国内	国外	国内	国外	
电源侧新能源配储	中美	<ul style="list-style-type: none"> <li>配储的新能源电站优先网；</li> <li>减少弃电和考核费用。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>共址项目可获得税收减免优惠；</li> <li>配储可获得更高的PPA<sup>3</sup>溢价或市场化收入。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>储能作为成本项考虑，利用率低，质量难以保证；</li> <li>弃电和考核收益十分有限。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市场化方式推动新能源配储；</li> <li>经济性相对更好。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新能源未参与现货市场；</li> <li>缺乏激励新能源自动配储的市场规则（比如提升容量和能量时移价值）。</li> </ul>
电网侧独立储能	中美英澳	<ul style="list-style-type: none"> <li>能量套利收益；</li> <li>容量租赁收益；</li> <li>单一的辅助服务收益。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>能量套利收益；</li> <li>容量收益（容量市场或RA合同）；</li> <li>多项辅助服务收益。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>能量套利依赖现货市场价差，目前收益低；</li> <li>容量租赁难以市场化和签订长期合同；</li> <li>可参与的辅助服务品种单一。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>电能量收益占比越来越高；</li> <li>容量收益稳定性高（10年以上固定合同）；</li> <li>储能提供了更多的辅助服务。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>现货价差小，价格上限低；</li> <li>参与调频、备用等辅助服务受限；</li> <li>缺乏常态化、市场化的容量收益机制。</li> </ul>
用户侧储能	中德	<ul style="list-style-type: none"> <li>工商业峰谷价差套利。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>居民屋顶光伏配储提高能源自给率和自用率</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>峰谷价差高的省份经济性好；</li> <li>依赖于分时电价政策。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>经济性取决于光伏上网电价和零售电价之差。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>售电侧电价市场化影响商业模式和经济性</li> </ul>

3 购电协议（Power Purchase Agreements，PPAs）是欧美国家取消可再生能源发电补贴后引入的可再生能源电力交易新模式，其目的是为了缓解补贴取消后新增发电装机动力不足的情况，持续促进可再生能源发电项目投资，通常为10~25年。

## 4.1 电源侧

**火电配储：**以国内燃煤发电机组配储为典型代表。2018年以来，在各地调频辅助服务政策支持下，火电厂配置电池储能可以有效改善机组的调频性能，降低机组被考核风险，增加火电厂调频收益，迅速实现商业化的领域，山西、蒙西、山东、甘肃、京津唐、浙江等多个地区开展了应用示范。商业模式方面，火电厂和第三方签订合同能源管理合同，由一方或双方开展项目运营，收益由双方按比例进行分配。该场景市场化程度高，早期建设的项目有较好的投资回报，一半不到3年就能收回成本；但随着投运项目越来越多，后续投资的部分调频项目投资收益大幅下降甚至会出现亏损。

**新能源配储：**国外许多地区，风电、光伏项目直接参与批发电力市场，并按市场价格出售电力，现货价差大的情况下，配置储能可提升新能源发电经济性；新能源发电和商业客户也可以签订购电协议，购买方按预先协商好的购电协议价格向风电、光伏项目所有者支付电费，新能源项目配储比与购电协议溢价呈正向线性关系，更高的配储比将获得的更高的购电协议溢价。国内新能源尚未进入市场，配储项目主要靠减少弃电和“两个细则”考核获得收益，减少弃电量获得的回报率很低，对于早期投运并网、上网电价较高且存在弃电的部分新能源项目有一定的吸引力；从调研的场站来看，考核费用增加单位发电成本约0.03~0.04元/kWh，当前的考核力度也难以激励新能源场站主动配储。

## 4.2 电网侧

电网侧储能主要有两类：一类是电网公司投资的替代输变电设施的储能，另一类是第三方投资主体投资的独立储能。已投运的电网侧储能以独立储能为主。对比美国加州、英国、澳大利亚、与我国，从市场化程度和收益构成来看，除了普遍可参与的较为成熟的现货和辅助服务市场外，国外项目还包含一些稳定的长期收益，如加州的资源充足性合同（一般超过10年）、英国的容量市场合同（T-4为15年合同）等，我国独立储能参与现货和辅助服务尚处于探索阶段，普遍具有的共享租赁也非市场化收益，且租赁价格和年限难以保证。从收益水平看，加州、英国、澳大利亚收益率分别超过13%、10%、20%，山东、甘肃、湖南、宁夏等代表性省份收益率普遍在10%以下。从收益稳定性及趋势来看，当前国外主要收益来源为辅助服务，随着辅助服务市场的逐渐饱

和，呈现整体收益下降、能量套利收益占比逐渐上升的趋势；国内辅助服务品种单一，以二次调频为主，现货价差较低，多在0.5元/kWh以下，更多的市场化辅助服务品种、更大的现货价差、强配政策形成的容量租赁收益转向容量电价补偿是未来的趋势。

表4 国内外独立储能市场化收益对比

	山东、山西、甘肃	湖南、宁夏	加州	英国	澳大利亚
<b>收益率</b>	甘肃<山东<山西 (3%~12%以上)	湖南<宁夏 (4%~10%)	13%以上 (考虑ITC)	超过10%	20%以上
<b>收益构成</b>	容量租赁、一次调频、二次调频、容量电价补偿	顶峰收益、调峰收益、容量租赁	投资税收抵免+现货价差套利+辅助服务+资源充足性规划	容量市场+能量市场+调频市场 (以动态遏制DC为主)	调频辅助服务+政府容量合同+现货套利
<b>稳定收益</b>	容量租赁	容量租赁	RA (10年以上合同)	容量市场 (15年以上合同)	政府容量合同 (10年)
<b>关键补贴政策</b>	无	无	投资税收抵免	无	无
<b>评价</b>	都可获得现货价差套利	调峰次数存在不确定性、顶峰收益补偿费用来源可持续性存在问题	RA合同决定了配置4小时最优，市场收益由调频转向了电能量	动态遏制DC为主要收益来源，日渐饱和，收益水平大幅下降	调频为主要收益来源，占比超过70%
<b>经验借鉴</b>	鼓励租赁签订长期合同、开辟一次调频等新市场、同时参与现货和调频、容量补偿收益	顶峰政策对储能容量价值给予肯定	投资税收抵免不适合中国，可借鉴资源充足性规划、电能量和调频联合出清等市场机制	容量市场暂不适用中国，有快速调频品种 (1秒内响应)	惯量和一次调频能力缺乏的省份可考虑建立快速调频和惯量品种

## 4.3 用户侧

---

国外用户侧储能以户储为主，欧洲已成为全球最大的户用储能市场，德国是家庭户用储能典型代表；我国用户侧储能以工商业和产业园为主。从商业模式上看，德国家庭普遍一起安装光伏和储能，安装储能可以提高光伏发电自用率和用电自给率；国内工商业用户多采用分时电价政策，储能可帮助用户通过峰谷价差套利来降低用电成本。收益方面，在不考虑补贴的情况下（德国有免增值税和个人所得税政策，我国部分省份提供初装补贴或放电补贴），我国工商业储能投资回收期5年左右，德国户储投资回收期则超过10年，初始投资成本远高于我国是德国收益比我国低的重要原因之一。

5

面临的挑战

**国内储能参与现货市场规则尚不完善，辅助服务、容量机制等市场化建设滞后。**目前，只有山西、广东现货市场正式运行，蒙西、山东、福建、甘肃进入了长周期结算试运行，现货价差小，储能参与现货的市场规则尚不完善；辅助服务品种单一，以二次调频为主，面临规则变动频繁、规则不完善、市场公平等问题；尚未出台针对新型储能的容量补偿机制，缺乏长期、稳定的市场化收益。

**火储联合调频市场化程度高，经济性较好，但存在市场空间有限、收益波动大的不足。**火储联合调频是国内储能除用户侧之外率先实现商业化的领域，多个省份开展了应用示范，主要采用合同能源管理模式。早期建设的火储项目有较好的投资回报，但受制于需求饱和及规则调整，后续投运项目收益下降甚至出现亏损。

**新能源配储市场空间大，但存在无法参与电力市场、利用率低、收益率低等弊端。**由于新能源尚未大规模进入市场，配建储能无市场主体身份，无法获得市场化收益，目前主要用来减少弃电和减少考核费用，导致配建储能利用率低，收益水平十分有限。

**电网侧替代型储能由于无成本回收渠道，当前发展处于停滞状态。**电网侧替代型储能由电网公司或下属企业投资建设，主要商业模式为经营性租赁，即电网公司按照约定的租赁合同支付租金，无法作为独立主体参与电力市场，目前也无法纳入输配电价，当前发展处于停滞状态。

**电网侧独立储能利用率相对较高，收益来源广泛，整体收益水平不高。**电网侧独立储能以第三方投资运营为主，具有独立市场主体身份，为电网侧储能的主要形式，理想情况下可做到日均一充一放，容量租赁费为主要收益来源，占比在50%以上，受制约电力市场建设的不完善，市场化收益有限。

**我国用户侧储能以工商业储能为主，存在收益来源单一等问题。**我国市场是工商业储能的发展沃土，项目收益主要取决于峰谷分时电价价差。我国工商业执行峰谷分时电价，工商业配储可通过谷段充电、峰段放电套利，从而降低用电成本，峰谷价差高省份的项目投资回收期小于5年，但同时也存在用户筛查成功率低、收益来源单一、现有储能技术难以满足用户多样化需求等挑战。

# 6

## 创新展望与政策建议

## 6.1 创新方向展望

**短时高频应用场景需求显现，亟需在技术及机制方面推动。**飞轮、超级电容等功率型储能的应用取决于未来系统对惯量、一次调频的需求，目前处于示范应用阶段，风电、光伏等新能源具备惯量和一次调频能力是未来方向，部分技术得到了初步验证，受限于实际需求有限，尚不具备大规模推广的条件。惯量、一次调频、爬坡目前只是在部分省份列为了新的辅助服务品种，并出台了相关规则，但同样受限于实际需求，尚未有实际项目投运，规则需要在实践中不断完善。

**新能源和储能联合参与电力市场的机制亟待创新。**随着风电、光伏并网规模的快速增长，消纳形式日益严峻，随着新能源初始投资成本大幅下降，资源禀赋好的地区新建新能源项目已具有足够经济性，从国外经验来看，新能源逐步进入现货市场也是趋势。新能源出力波动大，参与电力市场后，可能会直接放大新能源企业的风险。市场机制的设计需要体现新能源配建储能的优势，比如可在一定程度上降低新能源出力预测精度低、可信容量低等劣势，提升新能源电站竞争力等。

**储能参与辅助服务的相关市场规则亟需建立和完善。**部分新型储能响应速度快，在参与调频、运行备用等辅助服务品种时具有显著优势。从国外经验来看，市场规则允许储能同自愿、公平参与多个辅助服务品种。由于响应时间过快，部分储能可能会对频率造成反向扰动，动作次数频繁也会影响项目寿命和安全性。因此，有必要在市场规则上明确单个储能电站参与调频市场的容量占比、明确综合性能系数、补偿价格的上下限，保障项目寿命和收益在合理范围内。

**长期、稳定的容量回收机制亟待探索和建立。**现货电能量套利、辅助服务收益是当前独立储能的主要市场化收益来源，存在收益不稳定、收益难以覆盖成本的问题。抽水蓄能、煤电已先后推出了容量电价，随着技术的不断成熟、成本的大幅下降，针对新型储能建立容量电价时机已成熟，长期、稳定的容量回收机制有利于新型储能的持续、健康发展。

**用户侧储能参与电力市场的机制相对滞后。**价差套利是目前用户侧储能主要的收益来源，收益来源单一。受限于负荷数据采集精度和预测技术，大部分情况下难以获得减少用户最大需量收益。参与需求侧响应、辅助服务市场，仍面临缺乏市场主体身份、不具备计量控制条件等问题。建议大力培育负荷聚合商、虚拟电厂等新兴市场主体，健全用户侧自愿参与电力市场的机制，推动用户侧储能获取更多市场化收益。

## 6.2 政策建议

**研究建立系统转动惯量、一次调频监测和评估方法。**系统的惯量水平与调频能力与电网安全紧密相关。爱尔兰、澳大利亚、英国、美国德州电网运营组织ERCOT在惯量需求评估方面展开了研究，不同新能源出力比例下的惯量研究才刚起步，现有的方法仍较为简单粗略，缺乏系统性的理论支撑。建议研究实用化的电力系统转动惯量评估方法，制定合理的应用标准和评估指标，及时开展滚动评估系统惯量水平与调频能力，并进行在线监测与统计。

**研究市场化惯量补偿机制及出清机制。**惯量补偿方面，建议初期从固定补偿起步，逐步建立转动惯量市场化交易及补偿机制，准确反映转动惯量为系统安全稳定运行所发挥的价值。由于电能量和惯量具有强耦合性，现货电能量市场出清结果将决定机组启停状态，而机组启停状态直接决定了机组是否提供转动惯量，因此转动惯量约束应作为电能量市场出清的约束条件之一，电能量与惯量应协同优化、联合出清。

**考虑项目最小寿命年限及综合收益率要求，设定短时高频辅助服务性能系数及补偿水平。**电池储能能在惯量、调频等领域具有显著优势，但因动作频繁，通常不到3年就需要更换全部或部分电池。综合性能指标、单位调频里程补偿价格决定了储能项目整体收益水平，以储能项目全生命周期收益为优化目标，加入项目的最小寿命年限约束（频繁调频会造成电池衰减），可获得以上两个指标的合理取值，从而兼顾了项目业主的投资回收和储能最终用户——电网对项目最小服务年限的要求。

**考虑平均成本和平均收益，与储能在现货市场的运行挂钩，建立针对独立储能的容量回收机制。**按新能源和市场化用户的承受能力，设定容量电价补偿总盘子作为容量补贴的上限。采用事后动态核定调整的方式，计算当年所有投运的独立储能的平均市场化成本减去平均市场化收益，取一个比例作为当年单个储能电站容量电价补偿总额的标准。统计新能源消纳困难、电力供应紧张的时段，该时段各时刻（1小时或15分钟）各储能的充、放电量分别乘以相应的权值（对应的节点电价）去分配容量电价补贴，充电时刻由新能源分摊补偿费用，放电时刻由用户分摊补偿费用。

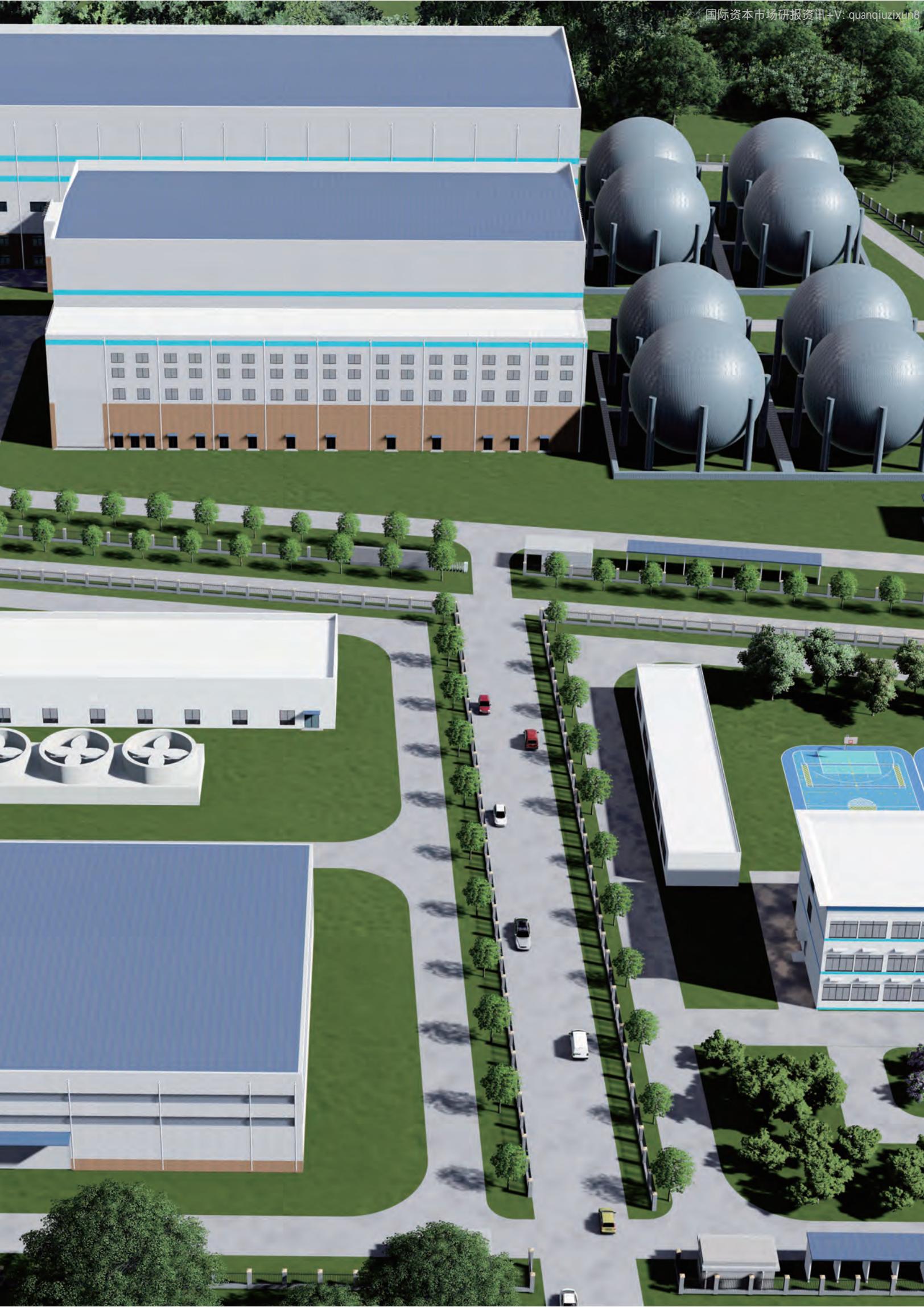
**探索新能源配储通过保障收购和长期购电协议回收部分成本的商业模式。**新能源参与现货市场风险大，在电力市场尚未成熟、基本收益无法得到保障的情况下，可探索新能源配储通过采用电网保障性收购和与用户签订长期购电协议（金融合同形式）回收部分成本的商业模式。新能源发电商保障性收购之外的发电量全部参与电力市场的同时，寻求以差价合约的方式和电力用户签订长期购电协议，市场机制设计上，可将新能源电力的绿色属性和储能配置比例与签约价格挂钩，从而提升新能源配储的积极性和消纳水

平。相较于国外，中国当前电价水平处于低位，有利于签订长期（10年以上）的购电协议。

**推动分布式储能聚合技术研发及示范应用。**分布式储能点多面广，单个项目容量小，难以直接接受电网调度和独立参与电力市场。研究规模化分布式储能系统不同应用场景下参与电网调度的聚合方案，探索分布式储能与其他分布式资源高效协调运行的技术解决方案，完善分布式储能参与电力市场的相关规则设计，推动虚拟电厂、多能互补一体化、光储充一体化等新形态储能的商业化应用。

## 参考文献

- [1] 中关村储能产业技术联盟 . 储能产业研究白皮书 2024( 摘要版 )[Z].
- [2] GB / T 40595-2021. 并网电源一次调频技术规定及试验导则 [S].
- [3] LDES Council, McKinsey & Company. Net-zero power Long duration energy storage for a renewable grid[EB/OL]. <https://www.ldescouncil.com/assets/pdf/LDES-brochure-F3-HighRes.pdf>, 2021-11.
- [4] LDES Council. The journey to net-zero:An action plan to unlock a secure, net-zero power system. <https://www.ldescouncil.com/assets/pdf/journey-to-net-zero-june2022.pdf>, 2022-6.
- [5] Pacific Northwest National Laboratory. Compensation for Long-Duration Energy Storage[EB/OL]. <https://www.pnnl.gov/publications/compensation-long-duration-energy-storage>, 2022-8.
- [6] U.S. Department of Energy. Pathways to Commercial Liftoff: Long Duration Energy Storage[EB/OL]. [https://liftoff.energy.gov/wp-content/uploads/2023/05/Pathways-to-Commercial-Liftoff-LDES-May-5\\_UPDATED.pdf](https://liftoff.energy.gov/wp-content/uploads/2023/05/Pathways-to-Commercial-Liftoff-LDES-May-5_UPDATED.pdf), 2023.3.
- [7] 国家能源局山东监管办公室 . 关于公开征求《山东电力市场规则 ( 试行 ) 》( 征求意见稿 ) 意见的通知 .
- [8] 山西省能源局国家能源局山西监管办公室 . 关于印发电力市场规则体系 ( V14.0 ) 的通知 .
- [9] 甘肃省工业和信息化厅 . 《甘肃双边电力现货市场规则汇编( 结算试运行暂行 V2.5 ) 》
- [10] 叶文圣, 荆朝霞, 禰宗衡 . 英国频率响应服务市场及对中国调频市场建设的启示 [J]. 中国电力, 2023, 56( 1 ): 77-86.
- [11] 刘国静, 李冰洁, 胡晓燕 . 澳大利亚储能相关政策与电力市场机制及对我国的启示 [J]. 储能科学与技术, 2022, 11( 7 ): 2332-2343.
- [12] 国家能源局山东监管办公室 . 关于印发《山东电力爬坡辅助服务市场交易规则 ( 试行 ) 》的通知 .
- [13] 王浩元, 别朝红 . 考虑不确定性物理边界的灵活爬坡备用分布鲁棒经济调度 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43( 10 ): 59-68.
- [14] 侯孚睿, 王秀丽, 锁涛, 等 . 英国电力容量市场设计及对对中国电力市场改革的启示 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39( 24 ): 1-7.
- [15] 朱继忠, 喻芸, 谢平平, 等 . 美国稀缺定价机制及对我国现货市场建设的启示 [J]. 南方电网技术, 2019, 13( 6 ): 37-43.



### 知识星球 全球资讯精读

每月持续更新5000+行业研究报告，价值研究体系帮助投资决策。  
覆盖全行业，上万份行业研究报告展现、解决细分行业知识空白。

### 知识星球 全球资讯精读

实时精选全球最新财经资讯，多角度解读热门事件内容观点。  
挖掘国际财经内幕，探究全球重点事件，深度聚焦一二级资本市场。  
涉及私募股权、创投、金融、投行、并购、投资、法律、企管等领域。  
提供研报专业定制服务。

(免责声明：报告收集整理于网络，仅限于群友学习交流，请勿他用)

CR 全球资讯精读



入宝藏群请加  
quanqizixun8

全球资讯精读



知识星球

## 联系我们

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) 5927-0688  
传真：+86 (10) 5927-0699