

助力新型电力系统的储能规 模化发展战略及路径研究 (摘要)

Research on Strategy and Path Empowering the Scale
Development of Energy Storage of New Power System

中关村储能产业技术联盟

2022.07

目录

一、 双碳目标下，储能支撑新型电力系统的关键作用	2
二、 国际新型储能发展经验借鉴	5
三、 储能支撑新型电力系统构建的技术要求、关键制约因素及效果评价	7
四、 储能规模化发展的路径及关键政策	8
五、 中国储能规模化发展的核心市场机制方案	10
六、 储能商业模式影响因素分析及新模式探索	12

一、双碳目标下，储能支撑新型电力系统的关键作用

(一)未来新型电力系统特征

随着风光装机比例的快速提升，新型电力系统的电源结构将发生重大变化。由可控连续出力的煤电装机占主导逐渐转变为强不确定性、弱可控出力的新能源发电装机占主导。煤炭发电量逐渐减少，最终通过灵活性改造变为调节能源，与气电、水电、核电、储能等电源共同发挥调节作用，保障电力平衡。新能源并网存在波动性、随机性、不稳定性等特点，随着新能源装机占比增加，电力系统波动性增强，电厂需要承担一定的调节作用，配储能可以明显改善电厂电力输出的稳定性，进而提升电力系统的稳定性。

电网结构更加复杂。中国风光新能源在资源分布上分布不均，西北多、东南少，清洁能源分布点距离东部负荷中心遥远，特高压输电将发挥重大作用。分散式的光伏与风电地理分布更广，这就需要大量的输电线路进行汇集，电网结构将从树枝状的结构向网格化的结构发展，将会带来大量的各电压等级新增线路建设需求。辅助服务市场更加重要，大规模可再生能源并网对系统运营提出新的要求，需要辅助服务市场对电力系统进行调节，

用户侧终端需求大幅提升。分布式新能源装机量持续增加，负荷特性改变，负荷侧储能、分布式新能源大规模接入，将导致负荷特性由传统的刚性、纯消费型向柔性、生产与消费兼具型转变，负荷端资源利用率提高，在一定程度上起到削峰填谷、电力平衡等作用。

(二)储能技术进步对新型电力系统的影响

(1) 在电源侧，提高新能源并网质量

平滑新能源功率输出，大中型的新能源发电在直接接入电网时，电网对新能源电场电能质量的要求随着发电容量的增加而提高。利用储能装置实现平滑风能、太阳能等可再生能源发电出力，可有效提高新能源发电的稳定性，使稳定的功率接入电网，提高电能质量、降低电压波动，保障电网的稳定性。

能量时移，将可再生能源的弃风弃光电量存储后再移至其他时段进行并网，提高可再生能源利用率。通过储能的方式实现用电负荷的削峰填谷。能量存储时间可以是小时级，也可以是日度、周度、月度、季度等长时储能。

跟踪出力计划，通过将每小时的产能预估与预测的每小时负荷进行比较，并通过可调度的发电量来补偿差异，实现发电功率预测，使新能源电能发生的波动必须通过其他可调度的发电方式来平衡，以满足负载，从而保证电网安全、提高发电效益、满足不同能量市场的具体需求。

(2) 在电网侧，提供电力辅助服务

伴随着新能源的迅猛增长，系统辅助服务需求也随之提高，而以往作为辅助服务主要提供者的传统电源并网比例下降，更加剧了辅助服务的供需矛盾。传统上，辅助服务的提供主体主要为水电机组、火电机组和电网设备。近年来，储能装置、需求侧响应资源等新型主体呈多元化发展趋势。

调峰，当出力曲线不易控制的新能源并网比例逐渐增加，供需错配成为常态，系统调峰需求加剧，储能可以配合电网调峰，保障电力系统的安全和稳定。

调频，中国电网的额定频率为 50Hz，电网发电功率和负荷功率不匹配时会导致电网频率的改变，为了将频率稳定在 50Hz 附近，需要进行调频。随着光伏、风电发电比例不断增大，电网的调频需求越来越大，储能调频速度快，可以灵活地在充放电状态之间转换，因而成为优质的调频资源。

黑启动，近年来，世界范围内发生了多起大面积停电事故，虽然建设智能电网能提高电力系统自愈能力，但由于造成停电的因素种类繁多，在新能源成为主体电源的新型电力系统中，要完全避免大面积停电事故并不现实。类比于其他黑启动电源，孤岛运行的储能电站在参与黑启动时，具有启动方案简单、启动时间短、成本低的优点。

备用容量，备用容量是指在满足预计负荷需求以外，针对突发情况时为保障电能质量和系统安全稳定运行而预留的有功功率储备。通过对储能设备进行充放电操作，可实现电网有功功率平衡的目的。

无功调节，无功调节服务又称无功支持服务或无功电压控制服务，指无功电源（或无功补偿设备）向电力系统注入或吸收无功功率，以维持系统正常运行时节点电压在允许范围内，以及在电力系统故障后提供足够的无功支持以防止系统电压崩溃的服务。

惯量响应，对电力系统而言，当发电功率与负荷功率瞬时不平衡时，传统同步发电机组首先利用自身惯性抑制系统的频率变化。新能源发电机组惯性响应能力较弱，功率型储能系统（超级电容器、飞轮储能等）响应速度较快，可在一次调频启动前提供新能源机组缺失的惯性响应，抑制系统频率变化。

(3) 在用户侧，降低用户用电成本

分时电价管理，分时电价管理的收益主要通过电价差和用电计划的调整而获得，并可以帮助降低负荷高峰，填补负荷低谷，减小电网负荷峰谷差，使发电、用电趋于平衡。通过储能系统实现低存高放，不仅可以降低整体用电成本，而且无需改变用户的用电习惯。在实施了分时电价的电力市场中，储能技术被认为是理想的帮助电力用户实现分时电价管理的手段。

容量电费管理，容量电费又称基本电费，是电网企业根据客户变压器容量或最大需量和国家批准的基本电价计算的电费。工业用户可以利用储能系统在用电低谷时储能，在高峰负荷时放电，从而降低整体负荷，达到降低容量电费的目的。

需求侧响应，电力需求响应是通过价格信号和激励信号，让用户改变原来的用电行为，最终促进电力供需平衡和保证电力系统安全运行。储能可以在不改变用户的用电习惯的同时，进行需求侧响应获利。

电能质量管理，储能可以帮助电力用户平滑电压、频率波动，减少谐波干扰，从而提高用户电能质量。另外，发生停电故障时，储能能够将储备的能量供应给终端用户，避免了故障修复过程中的电能中断，以保证供电可靠性。

助力用户实现脱碳目标，对于安装光伏的工业、建筑、交通等工商业用户，考虑到光伏在白天发电，而用户一般在夜间也有负荷，通过配置储能可以更好地利用光伏电力，提高自发自用水平，支撑用户实现脱碳目标。

二、 国际新型储能发展经验借鉴

一是国际市场明确了储能支撑双碳目标的战略地位并予以支持。英国的碳排放目标及能源转型目标的确立，成为英国修改储能相关政策与市场规则的重要推动力。英国在净零排放的相关报告中，也将储能作为重要战略技术方向进行明确和资金支持。同英国“碳达峰”到“碳中和”的过渡期相比，中国“碳中和”目标隐含的过渡期更长更短，意味着更陡峭的节能减排路径，实现难度更大。双碳目标的实现，需要构建以新能源为主体的新型电力系统，亟需在整个碳减排路径中确立储能等关键支撑技术的战略地位，并予以创新资金和政策机制的支持。

二是具备成熟的电力现货市场机制。近年来美国电力市场持续完善现货市场价格形成机制，确保市场价格能够适应可再生能源比例不断提高的能源结构。储能在英国电力市场中能够进行套利，得益于英国市场主体能够进行充分竞争的、反映实际电力供需情况的现货市场体系。而中国的电力供需平衡仍主要通过计划调度的方式进行解决，电价水平传导存在较大的延迟性，无法及时反映供需变化，以及灵活性资源的价格。在中国现货市场建设过程中，应考虑设计存在时序和地点特性差别的电价机制，一方面引导用户用电行为与发电情况相匹配，另一方面通过发现价格反映储能等灵活性资源的市场价值。

三是改进了储能容量成本回收机制。随着新能源的高比例接入，火电在电力系统中的作用由提供电量逐渐转变为提供电力。容量市场优化是美国近年来电力市场的焦点问题，各市场均对其容量市场交易机制进行了改进，确保传统能源机组与可再生能源机组能够公平竞争。建议中国研究建立容量成本回收机制，用于激励常规火电及储能投资建设，保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全，促进新能源消纳。

四是增加适宜储能的新的辅助服务品种。目前各地辅助服务市场运营交易规则中，均鼓励储能参与调峰、调频市场，但从国际经验来看，随着可再生能源接入电力系统比例的增加，以及火电机组的逐步关停，电力系统惯量供应不足，且频率控制、电压控制等将成为新的挑战，需要探讨快速调频、爬坡、惯量支撑、备用等各类辅助服务

品种的设立。同时，加快推进辅助服务费用向用户侧传导，并通过平衡类和容量类市场机制及价格机制，保障储能等灵活性资源的合理收益。

五是鼓励新兴市场主体参与市场。美国大力推动储能、需求侧响应等主体参与电力市场，要求各市场完善相关市场规则。国际经验表明，研究建立需求侧资源、虚拟电厂、储能等新兴主体参与电力市场交易的机制，能够有效激发市场主体活力，以市场手段促进源网荷储良好互动，保障电网实时供需平衡，提高系统运行的灵活性。

六是允许储能参与各细分市场并进行效益叠加。目前国内多数大型储能电站主要参与调频服务或调峰服务，用户侧储能主要开展峰谷套利服务，收益来源单一。国际经验表明，应允许大型储能电站及聚合后的分布式储能参与各类细分市场，使其能够在各类市场中进行灵活交易，充分发挥其灵活性和系统价值。

七是明确了储能参与电力市场的主体身份。澳大利亚储能以发电商和用户两类身份在市场中进行注册时，不仅注册流程冗长繁琐，还由于其双向资源的特殊属性，在市场费用收取、报价、接受调度、结算支付等方面存在与其他市场参与者竞争不公平的情况。目前中国新版“两个细则”已经将储能纳入辅助服务资源供应范畴，但未来电力市场条件下，将储能作为单一类别进行注册，还是作为两类身份注册（既可作为用户又可作为发电进行注册），未来随着电力市场改革，应深入研究储能参与电力市场的身份属性及不同身份属性下储能面临的报价、调度、结算、费用收取等问题，避免市场主体之间存在竞争不公平。

八是建立了储能服务的成本疏导机制。澳大利亚将储能引入 SIPS 计划，不仅对储能带来的系统性成本与收益进行了测算，还详细评估了受益主体，并据此将成本疏导至受益主体。同样，澳洲的辅助服务市场成本已经根据细分服务类别疏导至“肇事方”或发电商或用户。目前中国新能源侧强制或鼓励配套的储能设施，以及参与辅助服务市场的储能设施，其系统性成本与收益，以及相关受益主体尚未得到详细且明晰的评估，成本也未疏导至“肇事方”或受益主体，导致政策的有效性和可持续性较差，亟需建立成本疏导机制，引导行业健康良性发展。

三、 储能支撑新型电力系统构建的技术要求、关键制约因素及效果评价

(一) 新型电力系统对储能的技术要求

目前，国内规模化储能电站主要参与调峰、调频辅助服务市场。调峰方面，多数地区要求储能装机在 10MW 以上（最小功率要求为 2MW），充放电时长不低于 2 小时或 4 小时（最低时长不小于 1 小时）。调频方面，对储能容量的要求在 2MW 以上，时长以 30 分钟为主，最低为 15 分钟以上。

(二) 储能规模化发展制约因素

主体身份不明确。国家发展改革委、国家能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》已经明确新型储能独立市场主体地位，鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。“指导意见”提出了储能发展的政策框架，但对于具体可执行的细则尚未出台。

并网及审批制度不健全。有关储能的审批和标准体系不健全，特别是在一些大城市落地储能项目在具体的实施流程方面还面临不少瓶颈。在没有统一标准和制度的情况下经常会出现执行环节找不到对应主管部门的情况，使得储能的建设、并网过程管理不确定性较高。

消防及用地制度缺失。已建设投运储能项目还存在绿化非法占用、改变占地用途、消防手续不全等问题，非“合理合法”建设普遍存在，因政策制度缺失，土地规划、消防、城市管理等部门都难为储能项目办理合法手续，正常情况下还要对地上储能项目予以查处，这成为阻碍储能技术应用的关键问题。

激励政策不足。近几年，中国部分城市发布了储能相关补贴政策，这些政策涉及光储充设施、光储系统、节能改造、节约用电等多个领域。但补贴力度大多弱于国外，也远远逊色于国内动力电池的补贴政策，投资高成本在很大程度上影响着储能的推广应用。

电力调度规则不完善。当前新型储能技术在并网调度规则、产品检测认证等方面仍无明确标准，仍需进一步完善储能项目接网程序（包括并网要求、并网检测、并网调试、并网验收等）和储能并网调度规则标准，明确需要提交给调度的物理和运行技术参数（如可用容量、最大/最小荷电状态，充放电限制，运行爬坡率等）。另外，现有储能调度策略相对简单，未来不能满足电力市场环境下的优化调度要求，需研究制定新型储能电站的调度运行规则，明确调度关系归属、功能定位和运行方式。

(三)对电力系统运行特性效果评价

储能具有四象限的灵活调节特性，丰富了电力系统的有功调控手段，不仅可以解决全局的有功平衡，也可以解决局部的功率平衡和有功调控。①提高暂态稳定性：储能对于电力系统提升暂态稳定性的机理可以类比于 STATCOM 和可投切的制动电阻，注入的有功电流相当于制动电阻，可以在故障期间增加电磁功率，减少电磁功率和机械功率之间的不平衡，从而提升系统的暂态稳定性。②提高动态稳定性：储能可以改善系统的阻尼，抑制系统的振荡，注入的无功分量主要用于动态调节枢纽的电压，注入有功分量相当于动态连续可调的电阻。③提供惯量支撑和一次调频：储能提供惯量支撑主要是提供响应于系统频率变化的短时功率支撑，阻止系统频率快速下跌，为一次调频赢得时间，在一次调频方面是响应系统频率偏差，阻止系统频率的持续跌落。④提供紧急功率支援：区域间交直流互联的典型场景下，电网交直流的耦合程度越来越高，为了保证电网的安全运行，储能响应调度的指令，可用于预控联络线和直流功率。

四、 储能规模化发展的路径及关键政策

(一)储能技术发展路径

从市场规模化路径来看，国内新型储能市场正朝着以下方向发展：一是市场总量规模化；二是单个项目规模化；三是液流电池、压缩空气等长时储能技术也逐步实现了百兆瓦级项目的规模化应用；四是规模化长时储能的需求增多。

从储能技术规模化路径来看，抽水蓄能发展平稳；压缩空气储能、飞轮储能，超导储能和超级电容，铅蓄电池、锂离子电池、钠硫电池、液流电池等储能技术应用推广持续加速；高安全、长寿命、低成本的钠离子电池、固态电池等研发试验不断推进。从储能成本发展路径来看，预计 2025 年，抽蓄技术成本上升 5%，锂离子电池成本下降最高 33%；压缩空气下降空间在 30%以上，液流下降 25%-30%。

(二) 储能在不同领域不同发展阶段的关键政策

(1) 新能源消纳方面

国内各省份的新能源配套储能政策是推动新能源场站建设储能以及租用共享储能的主要原因。多地市对分布式光伏提出配套建设储能的要求。配套储能将增加新能源电站的建设成本，收益来源主要靠利用储能增加发电量获取收益。

独立（共享）储能电站对提高可再生能源发电的利用率具有显著效果，同时具有灵活性运行的优点。因此地方政府的相关政策支持建设独立储能电站、通过租赁的方式，可再生能源电站可共享其容量。目前，共享储能的独立市场主体地位已经确立，还需明确细则允许共享储能参与辅助服务市场，鼓励第三方自主投资，对于自主投资的项目，政策协助项目接入省级调度系统，并明确每日的最低调度次数，以便让经济测算更明晰。此外，鼓励共享储能参与电力交易与结算，通过市场化竞价方式，增加收益。共享储能作为下一个落地主体，需要尽快完善包括运行、控制、消防、安全、并网、验收、运维等各项标准。

(2) 电力系统灵活性方面

在提升系统灵活性的多种途径中：用户侧进行需求响应的直接成本最小，是现阶段提升系统灵活性的主要措施之一；煤电深度调峰灵活性改造所需成本投入仅次于用户侧需求响应，对于现阶段来说，煤电灵活性改造属于大规模提升电力系统灵活性的现实性举措。储能经济性排第三，是提升系统灵活性的另一可选举措，目前电池价格抬高，其投资经济性是当前影响其大规模应用的主要障碍。储能电池技术是未来最具突破潜力的技术，有望成为电力系统中最重要的灵活性调节资源。气电由于建设成本高，在经济性方面要落后于煤电深度灵活性改造和储能，且中国天然气资源禀赋较差，

发展空间较小。此外，提升电网互联能力，以及更优化的调度运行机制也是现阶段提升灵活性的重要方式。

(3) 源网荷储综合优化、一体化运营方面

树立“源网荷储”协调规划理念。在电力规划中考虑需求响应和储能等元素，从系统全局优化角度统筹源网荷储各类元素发展规模。对于需求侧资源和储能能够切实发挥系统调节作用的，应考虑纳入输配电价成本核定范畴，推动需求侧资源和储能的健康高效发展，提高电力系统运行效率。

建立健全相关市场机制。加快构建现货市场，体现不同时空下电力的差异化价值，充分还原电力的商品属性，以市场价格信号引导供需动态优化平衡。健全辅助服务市场，鼓励柔性可控负荷与储能参与系统调节，完善对各类灵活性资源的经济激励机制。

推动用户侧业态和模式创新。培育负荷聚合商、能源服务商等新型市场主体，整合分散的用户侧调节资源并担保可信容量，解决用户侧参与系统调节存在的响应单元数量众多、布局分散且不确定性强的问题，提高用户侧资源参与系统优化调节的可行性。

完善需求响应和储能参与系统调节的标准体系。针对需求响应和储能等新型灵活性资源，针对设备功率变化特性、参与系统调节响应特性、与负荷聚合商及调度机构的通信交互等问题，建立相关标准体系，增强新型灵活性资源的可靠性。

五、 中国储能规模化发展的核心市场机制方案

(一) 储能参与电力市场的障碍及问题

尚未针对储能制定专门的参与现货市场的规则。中国现货市场处于试运行阶段，尚未针对储能制定专门的参与现货市场的规则。比如，储能直接参与现货市场的最低容量要求，或以聚合的方式间接参与现货市场的具体规定等。储能与电网之间的功率流是双向的，既不单纯是发电资源，也不单纯是充电资源，因此需要定义一种出力范围涵盖正负区间的新主体，帮助其参与市场。

调峰辅助服务补偿标准远不能满足储能成本回收。储能在调峰申报价格方面，各省差别很大。从储能参与调峰辅助服务政策可知，大部分省份补偿标准较低，调峰场景目前很难达到年循环次数不高。因此，储能单靠调峰补偿不能收回成本，未来通过保障调度小时数、降低初始投资、容量租赁等方式获得其他收入，是促进储能发展的关键因素。

储能参与调峰、调频辅助服务的门槛还比较高。在中国，各地储能参与调峰、调频辅助服务的门槛不尽相同。在调峰领域，多数地区要求储能装机在 10MW 以上，时长不等。在调频领域，对储能容量方面的要求，山西要求独立参与调频的储能在 15MW 以上，部分省市低于此标准以上；对于时长方面的要求，各省也不一致。

体现储能容量价值的容量电价和容量市场建设滞后。容量充裕性机制能够对资源的容量支撑作用给予奖励，然而，作为容量有限型资源，储能的容量价值的准确核定是一个难题。研究表明，储能的容量价值和最大放电功率、最大能量容量、充放电效率、储能渗透率、净负荷曲线形状、系统电源结构等多个因素有关。

(二) 新型储能系统参与电力市场的准入机制方案

虽然国家发展改革委、国家能源局印发的《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》明确了储能的地位，但是对其市场机制、价格机制和运行机制没有细化的规定，所以亟需建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的细化的准入机制。

参与中长期交易方面，建议：进一步推动储能作为独立市场主体纳入电力中长期交易规则，明确储能主体的权力和义务，完善准入和退出机制，鼓励储能以市场化方式参与电力中长期交易，增加储能收益途径。

参与辅助服务方面，针对调峰，建立动态价格机制，并在供给侧建立竞价机制；远期逐步将现有的调峰市场与现货市场融合。研究如何合理设定电力系统对调节资源的需求规模、如何建立适合储能快速响应调节的市场规则、如何科学认定和评价储能在电力辅助服务中发挥的作用。研究建立快速调频、爬坡等新辅助服务品种的必要性，区分快速调频和慢速调频指令或调频品种。

参与现货市场方面，中国当前的现货市场试点仍在起步阶段，投标、出清等环节仍不能精细化地适应储能的物理特性。建议各试点市场应在建设到一定阶段时，适时考虑储能参与交易的机制要素设计，如：根据自身的软件算力、市场主体投标能力等实际情况，确定荷电状态约束的管理责任方和投标的形式。可探索量-价投标、自调度、市场组织者直接调度等多种市场参与模式，供储能市场主体根据其自身特点和主观意愿选择。

参与容量市场方面，对于社会投资的网侧独立储能，十四五期间参照抽水蓄能，建立覆盖全生命周期的满足固定收益率的容量电价机制。容量市场建立后，研究建立储能参与容量市场的规则和机制，允许不同类别不同时长储能技术参与容量市场。探索容量补偿机制的过程中，结合具体的尖峰负荷曲线形状、电源结构等系统特性，合理核算储能资源的容量价值。

六、 储能商业模式影响因素分析及新模式探索

（一）典型省份商业模式特点

（1）青海

2020年11月30日，西北能监局发布《青海省电力辅助服务市场运营规则》（征求意见稿），指出：共享储能调峰的交易模式分为双边协商交易和市场竞争交易，且两种模式交易后储能电站仍可用剩余电力参与电网调峰，已并网的共享储能电站项目电网调用调峰价格进一步下降。

（2）湖南

湖南早期的独立储能的收益来源主要是“电量电费+容量电费”两部制电价及容量租赁费。其中，电量电费参照湖南电价峰谷价差结算，容量租赁价格由市场竞争决定。后期独立储能项目将参与省内深度调峰调谷、省间调峰等辅助服务市场，获取补贴。受限于湖南省内辅助服务市场总规模，收益较低。

（3）山东

作为独立市场主体，接入省级监测平台并接受统一调度，山东的独立储能电站可通过容量租赁费、容量电价、现货能量套利多个渠道获利。租赁费采用市场化方式，由双边协商。参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从电力市场主体收取。山东允许储能参与现货市场，储能可以通过现货能量套利，参与电能量市场时，储能设施主体在竞价日通过山东电力交易平台申报运行日自调度曲线，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下优先出清，并接受现货市场价格。

(二) 储能商业模式构建关键因素

一是储能的服务品种。从国外储能规模化发展经验来看，当储能提供的服务得到量化时将极大的增加储能项目的收入，缩短投资回收期。但这种模式对电力市场成熟度有较高的要求，我国正积极的推动电力现货市场，未来若能对储能开放所有市场，使其提供的服务品种多元化，储能将有望从市场上获取多重价值，实现效益最大化。

二是储能充放电价。目前政策已经明确，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和政府性基金及附加。但各地独立储能的充电电价和放电电价仍不明确且极有可能发生变动，有的省按照不收取充电电价，且对充电给予调峰补贴，放电按照新能源上网电价或为 0 进行实施，有的则按照现货市场节点电价进行结算。

另外，投资成本、政策补贴及税收、以及电池衰减、折旧情况等也是影响储能项目经济性的因素。若投资成本降低，或政府给予投资成本补贴或拉大峰谷价差，则能够在一定程度上缩短投资回收期，提高储能项目投资的经济性。

(三) 储能规模化发展及模式探索相关建议

建立重大专项基金，破解新型储能和技术应用中的“卡脖子”问题。对包括能量型、功率型储能技术及系统集成、共性关键技术装备的关键技术和重大应用等通过重大专项予以支持。

完善储能市场机制，逐步迈向市场化交易。由于国内的电力现货市场建设试点刚起步，大部分地区在很长的一段时期内仍不具备以电力现货市场为核心的现代电力市场体系，依然会以“计划调度+直接交易”的过度模式为主。成熟的现货电力市场和与

之相配套，统一优化结算的辅助服务市场，乃是储能为电力系统提供灵活调节服务，在市场化定价条件下获取合理收益的前提。

建立适宜新型储能发展的电价机制，反映储能的多重价值。在没有形成容量市场的过渡阶段，应秉持“按效果付费”、“同工同酬”的原则，对能够提供抽蓄、燃机、火电等资源同等服务质量和效果的新型储能，给予同等的容量电价补偿。加快电力市场改革，尽快建立能够反映电力稀缺属性的电价机制或现货市场价格机制，同时进一步拉大电力中长期市场、现货市场上下限价格。通过发现价格反映储能等灵活性资源的市场价值。

建立新型储能应用发展示范区。整合中国科学院、高校、龙头企业等技术研发与产业资源，在可再生能源富集区域与电力负荷需求较大的地区，结合新型电力系统建设，建立新型储能应用发展示范区。通过示范区充分发挥新型储能的多种应用，促进可再生能源消纳，验证新型储能支撑新型电力系统的效用。结合示范区电力市场改革、电价改革出台进行先行先试，给予新型储能在政策和市场机制方面的保障，破解现有机制方面的障碍。