

新型电力系统建设中储能经济与新能源经济融合发展研究

武亚威

华东勘测设计研究院有限公司 浙江 杭州 310000

【摘要】：新型电力系统建设对能源结构优化和电力运行方式提出更高要求，储能技术在平衡新能源波动、提升系统调节能力、增强电力供应稳定性方面具有重要作用。围绕储能经济与新能源经济融合发展展开研究，分析二者在技术协同、市场机制、成本收益和产业布局中的关联逻辑，探讨储能参与新能源消纳、电力交易和辅助服务的经济价值。研究认为，应完善价格机制、优化商业模式、强化政策支持和推动技术创新，促进储能与新能源协同发展，为新型电力系统高质量建设提供支撑。

【关键词】：新型电力系统；储能经济；新能源经济；融合发展；电力市场

DOI:10.12417/2705-0998.26.06.091

1 储能与新能源协同发展的现实基础

1.1 新能源高比例接入下电力系统平衡需求的强化

风电、光伏等新能源装机规模持续扩大后，电力系统的供给结构由传统可控电源为主逐步转向新能源与常规电源并存。新能源发电受气象条件、昼夜变化和季节波动影响明显，出力曲线与用电负荷曲线之间容易出现时间错位。光伏发电集中在白天中午时段，而居民晚高峰和工业用电高峰往往出现在傍晚至夜间，发电侧高峰与用电侧高峰并不完全一致。风电出力也会因风速变化产生较大波动，短时间内可能出现功率快速上升或下降。高比例接入条件下，电网需要承接更多清洁电量，还要维持频率、电压和潮流稳定，对调峰、调频、备用容量和快速响应能力提出更高要求。若缺乏足够灵活调节资源，新能源发电可能面临弃风、弃光、电网拥塞和局部消纳不足等问题，影响新能源经济效益释放，也会增加系统运行成本。因此，新能源高比例接入的核心需求不只是扩大装机规模，更在于形成能够适应波动性电源运行特征的系统平衡能力。电力系统需要在发电预测、负荷响应、调峰资源配置和跨区域输送能力等方面同步提升，使新能源出力变化能够被及时吸收和有效调节。只有将新能源开发规模与电网承载能力、储能调节能力和市场消纳机制相匹配，才能减少弃风弃光现象，保障电力供应安全稳定。

1.2 储能支撑灵活调节与新能源价值释放的经济基础

储能在新型电力系统中的价值，集中体现在电能时间转移、功率快速响应和系统运行优化等方面。新能源发电存在间歇性和不确定性，储能可在新能源出力较高、负荷需求较低时吸收多余电量，在负荷高峰或新能源出力不足时释放电量，从而提高新能源电量利用率。相较于传统调峰方式，储能响应速度快、布置方式灵活，可参与削峰填谷、调频、备用、黑启动等多类应用场景，使新能源电站由单一发电主体向“发电+调节”综合能源单元转变^[1]。在经济层面，储能能够改善新能源项目的收益结构。通过减少弃电损失提升上网电量，增加基础发电收益；储能参与电力辅助服务和现货市场交易后，可获得

调频补偿、容量补偿、峰谷价差收益等多元收入。储能的经济价值并不只来自设备本身，而是来自其对新能源发电曲线、电网调度需求和市场价格信号的匹配能力。当储能配置规模、充放电策略和市场参与方式较为合理时，新能源项目的稳定性、可调度性和收益抗风险能力均可得到增强。

1.3 电力市场机制促进储能与新能源经济融合的运行条件

储能经济与新能源经济实现融合，离不开清晰有效的电力市场机制。传统计划调度模式下，新能源发电收益主要依赖固定电价或保障性收购，储能的调节价值难以充分体现。电力现货市场、辅助服务市场和容量补偿机制逐步完善后，储能可根据价格变化和系统需求参与交易，在低价时段充电、高价时段放电，通过峰谷价差形成收益空间；在系统频率波动、备用容量不足或新能源出力快速变化时，储能还可提供调频、备用和爬坡服务，获得相应补偿。市场机制的完善程度直接影响储能投资积极性和新能源项目配置储能的经济可行性。若价格信号不能准确反映电力供需关系，储能难以通过合理充放电获得稳定收益；若辅助服务规则不健全，储能快速响应能力和灵活调节价值也难以转化为经济回报。因此，需要建立适合新能源与储能协同运行的交易规则，明确储能独立市场主体地位，完善计量结算、调度调用、容量认定和收益分配机制，使储能在新能源消纳、电网安全和市场交易中的价值能够被准确识别并有效兑现。

2 储能经济与新能源经济融合的制约因素

2.1 成本收益匹配程度不足

储能项目在新能源场站中的配置比例不断提高，但投资成本、运行成本与收益回收之间仍存在不均衡。储能系统建设需要投入电池模组、变流器、能量管理系统、消防系统、并网设备和土建工程等多项费用，前期资本占用较大。运行阶段还涉及电池衰减、容量损耗、系统维护、安全检测和设备更新等持续性支出，导致全生命周期成本压力较为突出。当前部分新能源配储项目主要依靠政策要求完成建设，收益来源较为单一，储能设备在实际运行中调用频次不足，难以形成与投资规模相

匹配的现金流。部分地区峰谷价差有限，辅助服务补偿标准偏低，容量价值尚未充分体现，使储能削峰填谷、备用支撑和提升消纳能力等功能难以完全转化为稳定收益。新能源企业在配置储能时，容易出现“建得起、用不足、回收慢”的问题，影响储能经济性释放，也削弱了储能与新能源经济深度融合的持续动力。部分项目虽然完成了储能设施建设，但缺乏科学的运行策略和稳定的市场收益渠道，设备利用小时数偏低，充放电频次与电网实际调节需求不匹配。长期来看，若投资成本难以通过电量收益、辅助服务收益和容量补偿有效回收，企业后续主动配置储能的积极性将受到限制。

2.2 市场交易机制仍需完善

储能参与电力市场的制度环境仍处于逐步完善阶段，交易身份、收益渠道和结算规则尚未完全统一。部分储能设施依附于新能源电站运行，难以作为独立主体参与现货市场、辅助服务市场和容量市场，市场准入边界不够清晰。储能既可作为电源放电，也可作为负荷充电，双重属性在计量、调度、输配电价和结算环节容易产生规则衔接问题^[2]。部分地区辅助服务品种较少，调频、备用、爬坡、黑启动等服务价值评价标准不够细化，储能快速响应和精准调节优势难以获得充分补偿。现货市场价格波动能够为储能提供套利空间，但若分时电价机制不完善、价格信号传导不充分，储能充放电策略便难以形成稳定预期。新能源与储能联合参与市场交易时，还涉及收益分配、偏差考核、功率预测责任和调度优先级等问题，若缺乏统一规则，容易增加项目运营不确定性，制约融合发展模式的规模化推广。

2.3 技术配置与运行调度衔接不够

新能源项目配套储能建设中，技术配置与实际运行需求之间仍存在一定偏差。部分项目在储能容量、功率规模和持续放电时长设计上，更多依据统一配储比例或建设要求确定，缺乏对新能源出力特征、负荷曲线、电网消纳能力和区域调峰需求的精细测算，导致储能规模过大或不足。容量配置偏小会削弱平滑波动和削峰填谷能力，容量配置偏大则会增加闲置资产和投资负担。运行调度层面，新能源预测、储能充放电计划和电网实时调控之间衔接不够紧密，容易出现储能电量储备不足、关键时段无法支撑、低价充电与高价放电机会错失等情况。部分储能系统的信息化和智能化水平有限，能量管理平台与电网调度系统、市场交易系统之间数据交互不充分，影响运行策略优化。若电池安全管理、寿命评估和充放电深度控制不到位，还会加快设备衰减，抬高后期运维成本，使储能技术价值难以稳定转化为经济价值。

3 储能与新能源经济协同提升路径

3.1 优化储能容量配置方式

储能容量配置应从单纯满足配建比例转向适应系统运行

需求，重点依据新能源出力特征、电网消纳空间和负荷变化规律进行综合测算。风电项目需结合风速波动频率、出力爬坡幅度和低谷时段发电特征，确定储能功率响应能力；光伏项目需围绕午间高发、傍晚出力下降和晚高峰用电需求，合理设置储能容量与放电时长。配置过程中可引入新能源发电预测、负荷预测和电价预测数据，建立容量优化模型，比较不同储能规模下的弃电减少量、峰谷套利收益、辅助服务收益和电池衰减成本。对于新能源集中接入区域，可采用共享储能方式，提高储能设备利用率，避免单个场站重复建设和资源闲置。容量配置还应关注全生命周期经济性，将初始投资、运维费用、容量衰减、更新成本和收益回收周期纳入统一评估，使储能规模既能满足调节需求，又能保持合理投资强度。

3.2 完善多元收益补偿机制

储能价值具有多场景、多层次特征，收益补偿机制应覆盖能量转移、容量支撑、辅助服务和新能源消纳等环节。储能可在低负荷、低电价或新能源富余时段充电，在高负荷、高电价时段放电，可通过现货市场和分时电价获取电能收益；在系统频率波动、备用容量不足、电网局部拥塞时，储能可提供调频、备用、爬坡和无功支撑服务，应形成与响应速度、调节精度、可用容量相匹配的补偿标准^[3]。对于提升新能源消纳能力的储能设施，可建立消纳贡献评估机制，将减少弃风弃光电量、降低平衡成本和缓解输电压力等效益纳入收益分配范围。独立储能、共享储能和新能源配套储能应明确不同市场身份与结算边界，避免同一服务重复补偿或价值遗漏。通过容量租赁、辅助服务竞价、峰谷套利和长期合约等方式拓宽收益渠道，能够增强储能投资回报稳定性，推动新能源企业由被动配储转向主动优化配置。

3.3 推动源网荷储协同运行

源网荷储协同运行需要打通发电侧、电网侧、负荷侧和储能侧的信息连接与调度关系，使储能不再孤立运行，而是嵌入新型电力系统整体调节链条。发电侧应提高风电、光伏功率预测精度，提前形成出力曲线和波动预警，为储能充放电计划提供依据；电网侧应结合潮流分布、线路负载率、调峰需求和安全约束，动态确定储能调用时段与功率指令；负荷侧可通过需求响应、可中断负荷、虚拟电厂和分布式能源管理，配合储能削减尖峰负荷，降低系统平衡压力。储能侧则需要依托能量管理系统，对电池荷电状态、循环次数、温度状态和可用容量进行实时监测，保证关键时段具备足够调节能力。统一调度平台整合新能源预测、市场价格、负荷响应和储能运行数据，可实现日前计划、日内修正和实时控制联动，提高新能源消纳效率，减少无序充放电带来的资源浪费。

4 融合发展模式的应用成效与长效完善

4.1 新能源电站储能配置实践

新能源电站储能配置实践主要体现在风电、光伏项目并网运行过程中的调节能力建设。以集中式光伏电站为例，光伏出力通常在午间达到高峰，局部地区容易出现短时电量富余和送出通道压力增大的情况。配置储能后，可在光伏出力较高而负荷需求不足时段吸收电量，在傍晚负荷上升、光伏出力下降时段释放电量，使电站输出曲线更加平稳。风电项目中，储能可针对风速突变造成的功率波动进行快速调节，降低并网功率偏差，减轻电网调频压力。在实际建设中，部分新能源基地采用“新能源场站+集中储能电站”模式，将多个风电、光伏项目的调节需求集中处理，提高储能利用效率。共享储能模式也逐步应用于新能源集中开发区域，通过容量租赁、统一调度和收益分摊，减少单个项目独立配储造成的设备闲置。储能配置实践表明，合理的储能系统能够提升新能源电站并网友好性，增强电量消纳能力，并为后续参与市场交易创造运行条件。

4.2 电力市场参与收益表现

储能参与电力市场后的收益表现具有多元化特征，收益来源不再局限于单一电量销售。新能源电站配套储能后，可根据分时电价和现货价格变化安排充放电，在低价时段吸收电能，在高价时段释放电能，从峰谷价差中获得收益。储能还可参与调频、备用、爬坡等辅助服务，通过快速响应电网调度指令获取补偿^[4-5]。对于新能源场站而言，储能能够降低功率预测偏差带来的考核成本，提高计划曲线执行能力，间接改善项目运营收益。部分地区推动独立储能进入电力现货市场和辅助服务市场后，储能项目可通过容量租赁、辅助服务竞价和能量套利形成组合收益。收益表现受电价波动幅度、调用频次、补偿标准、电池循环寿命和运行策略影响较大。若市场价格信号清晰、辅助服务规则较完善，储能收益结构更加稳定；若市场机制尚不

成熟，储能可能出现利用小时数偏低、投资回收周期偏长等情况。因此，储能市场收益的提升需要运行策略、交易规则和本成本控制共同支撑。

4.3 产业协同发展的优化方向

储能经济与新能源经济融合发展，需要在产业链协同、技术迭代和运营管理方面持续优化。新能源开发企业应从项目规划阶段同步考虑储能配置，将资源条件、接入容量、送出通道、负荷需求和市场规则纳入统一设计，避免储能系统后期被动补建。储能设备制造环节应提升电池安全性、循环寿命、能量密度和系统集成水平，降低全生命周期成本，为新能源项目提供更适配的技术方案。电网企业需要加强调度平台建设，推动新能源功率预测、储能运行状态、负荷响应数据和市场交易信息协同联动，提高储能调用的精准性。地方政府和市场管理机构可完善价格机制、容量补偿、辅助服务规则和并网管理标准，引导储能由政策驱动转向价值驱动。产业协同还应重视回收利用和安全管理，建立电池梯次利用、退役回收、消防防护和运行监测体系，减少资源浪费和运行风险。通过开发、制造、调度、交易和运维环节的协同优化，储能与新能源融合发展能够形成更加稳定的产业生态。

5 结语

新型电力系统建设对储能经济与新能源经济融合提出了更高要求。储能能够弥补新能源出力波动和消纳不足等短板，提升电力系统灵活调节能力。当前仍需从容量配置、收益补偿、市场机制和协同调度等方面持续优化，推动储能价值由单一功能支撑向多元市场收益转化。完善政策规则、强化技术支撑、拓展商业模式，储能与新能源可形成更加稳定的协同发展关系，为能源绿色低碳转型和电力系统高质量运行提供有力支撑。

参考文献：

- [1] 全凯.电力市场化下的新能源电站电价收益模型分析[J].电气技术与经济,2025,(11):317-319+323.
- [2] 段友成.微电网群和共享储能协同参与配电网新能源消纳的策略研究[D].燕山大学,2025.
- [3] 王利宁,李黎旭.面向新能源消纳的储能资源电力市场协同运营机制研究[J].销售与市场,2025,(08):37-39.
- [4] 邹俊杰.S 新能源发电公司发展战略研究[D].电子科技大学,2025.
- [5] 陈昌铭,章天晗,沈子康,等.新型电力系统的发用电侧共享储能商业模式研究综述[J].电力系统自动化,2025,49(15):20-42.