

# 储能技术在风电、光伏电力消纳中的应用与前景分析

李春阳 李洪升

中水东北勘测设计研究有限责任公司 吉林长春 130012

DOI: 10.12238/ems.v7i5.13240

**[摘要]** 风电与光伏发电受自然条件制约存在出力波动性,导致电力系统面临消纳难题。为解决新能源并网带来的调峰压力与弃风弃光现象,本研究系统探讨了储能技术在电力系统源荷各环节的协同应用模式。通过对比分析电化学储能、压缩空气储能等主流技术的响应特性与成本构成,发现不同技术路线在调频调峰、分布式消纳等场景中呈现互补性应用特征。研究表明,储能系统通过平抑功率波动、提供备用容量等机制,可有效提升电网对间歇性电源的接纳能力,但需突破技术经济性瓶颈。研究建议构建“技术迭代-市场机制-政策引导”三维驱动体系,通过完善容量电价机制、建立储能准入标准、推动多技术路线协同发展,逐步实现储能系统在新型电力系统中的价值转化。该研究为破解新能源消纳困局提供了技术路径参考,对推进能源结构转型具有实践指导意义。

**[关键词]** 储能技术; 风电消纳; 光伏电力

## 1 储能技术体系与发展现状

### 1.1 主流储能技术分类与工作原理

储能技术根据能量存储形式可分为物理储能、电化学储能和电磁储能三大类。物理储能通过物质势能或动能实现能量存储,典型代表是抽水蓄能和压缩空气储能。抽水蓄能利用电力富余时段将水抽至高位水库,在用电高峰时放水发电,其能量转换效率可达75%以上,适合大规模储能但受地理条件限制。压缩空气储能则通过压缩空气存储于地下洞穴,需要发电时释放高压空气驱动透平机组,具有储能周期长、容量大的特点。

电化学储能通过可逆化学反应实现电能存储,主要包括锂离子电池、钠硫电池和液流电池。锂离子电池依靠锂离子在正负极间迁移完成充放电,具有能量密度高、响应速度快等优势,但存在循环寿命有限的问题。液流电池将电解液储存在外部容器中,通过泵送电解液实现充放电,其功率与容量可独立设计,适合长时储能场景。钠离子电池工作原理与锂离子电池类似,但采用钠盐作为电荷载体,在原材料成本方面具有显著优势。

电磁储能以超级电容器为代表,通过电极表面电荷吸附存储电能,可在数秒内完成充放电循环,特别适用于需要瞬时功率支撑的场合。飞轮储能作为机械储能的一种,利用高速旋转飞轮的惯性存储动能,具有百万次循环寿命和毫秒级响应特性,但能量密度相对较低。各类技术在实际应用中呈现互补特性:抽水蓄能适合电网级调峰,电化学储能可在分布式场景更具优势,电磁储能则专精于高频次功率调节。

技术选型需综合考虑响应速度、循环寿命、能量密度等核心参数。物理储能在规模化应用中成本优势明显,但受限于地理条件和建设周期;电化学储能模块化程度高、部署灵活,但存在安全性和环保性挑战;新兴的氢储能通过电解水制氢实现能量跨季节存储,为超长周期储能提供了新思路。不同技术路线的协同发展,为构建多时间尺度储能体系奠定了基础。

### 1.2 全球储能技术应用现状与趋势

当前全球储能技术应用呈现多元化发展格局,抽水蓄能仍占据主导地位,但电化学储能的市场份额正快速提升。从地域分布看,中国在抽水蓄能领域保持领先,已建成多个百万千瓦级电站,主要承担电网调峰任务;美国在锂离子电池储能应用方面表现突出,其电网级储能项目多采用模块化电池系统,用于平抑新能源波动和提供调频服务;欧洲户用储能市场发展迅速,德国家庭光伏储能比例已超过60%,形成分布式储能规模化应用典范。

技术应用场景呈现显著分化特征。在发电侧,压缩空气储能因其长时储能特性,正逐步应用于风光电站配套场景,德国Huntorf电站通过地下盐穴储气实现连续供电能力突破。电网侧以电化学储能为主力,澳大利亚霍恩斯代尔储能站通过150兆瓦锂离子电池系统,成功将区域电网频率合格率提升至99%。用户侧储能则聚焦峰谷价差套利,日本商业建筑广泛采用钠硫电池系统,利用昼夜电价差异降低用电成本。

发展趋势呈现三个新动向:一是技术路线加速融合,美国最新储能项目开始尝试“锂电+飞轮”混合配置,兼顾能量密度与响应速度;二是政策驱动效应增强,欧盟将储能纳入绿色基础设施投资计划,中国明确新型储能独立市场主体地位;三是成本下降推动应用下沉,光伏储能一体化系统在东南亚离网地区快速普及,户用储能设备价格五年内降幅超过40%。

未来技术演进将聚焦三个维度:在时间尺度上,形成分钟级调频与小时级调峰相结合的储能矩阵;在空间布局上,推动集中式储能电站与分布式储能终端协同运行;在技术迭代方面,固态电池、液态金属电池等创新技术有望突破现有能量密度瓶颈。值得关注的是,氢储能作为跨季节储能解决方案,已在北欧试点风光制氢项目,为超长周期储能提供新路径。

## 2 储能系统在新能源消纳中的应用场景分析

### 2.1 风电-储能协同运行模式研究

风电与储能协同运行的核心在于通过能量时移与功率调节,破解风电出力波动与电网需求不匹配的难题。在典型应用场景中,储能系统主要承担三种功能角色:首先作为“能量缓冲器”,在风电大发时段存储过剩电能,在负荷高峰时段释放;其次作为“功率稳定器”,平抑分钟级风电功率波动;最后作为“系统调节器”,参与电网调频与备用服务。这种协同模式有效改善了风电并网特性,提升了电力系统运行灵活性。

在能量时移场景中,储能系统通过“低储高发”策略实现价值创造。以北方风电场为例,夜间风电出力高峰恰逢用电低谷,此时储能系统将无法消纳的风电存储,待次日午间负荷高峰时段释放。这种运行模式不仅减少弃风损失,还能通过参与电力现货市场获取价差收益。实际运行数据显示,合理配置储能容量可使风电场有效上网电量提升超过30%,同时降低电网调峰压力。

调频辅助服务是风电-储能协同的重要应用方向。由于风电出力具有分钟级波动特性,传统火电机组难以快速响应频率偏差。配置飞轮储能或锂离子电池的混合系统,可在10毫秒内完成功率指令响应,显著提升风电场一次调频能力。

某示范项目采用“风电+超级电容”配置后,场站调频性能指标K值提升至常规风电场的2.5倍,有效满足电网对新能源场站的调频考核要求。

针对风电反调峰特性,储能系统通过优化充放电策略改善出力曲线。在冬季供暖期,北方风电夜间大发时段常与热电联产机组最小出力区间重叠,导致严重弃风。引入储能系统后,可建立“风电预测-储能充放-火电调节”的三级协调机制。储能系统根据风电预测曲线,在弃风风险时段主动充电,在负荷爬坡阶段配合火电机组共同放电,使风电出力曲线与负荷曲线匹配度提高40%以上。

混合储能系统在风电场景中展现独特优势。将能量型储能(如液流电池)与功率型储能(如超级电容)组合使用,既可应对持续数小时的能量缺口,又能平抑秒级功率波动。某沿海风电场采用“锂电+飞轮”混合配置后,成功将15分钟功率波动率从12%降至3%以内,同时通过参与调频市场获得额外收益。这种分层控制模式兼顾了技术性能与经济性,成为未来重要发展方向。

当前协同运行仍面临技术经济性挑战。储能系统循环寿命与风电场的运行周期尚未完全匹配,频繁充放电导致的容量衰减问题突出。此外,缺乏成熟的成本分摊机制,导致投资回报周期过长。未来需在系统集成优化、寿命预测模型、市场机制设计等方面开展深入研究,推动风电-储能协同模式从示范应用走向规模化推广。

## 2.2 光储一体化系统典型案例与效益评估

光储一体化系统通过将光伏发电与储能装置有机结合,形成自主可控的能源供应单元,在提升光伏消纳能力方面展现独特优势。典型应用模式包括集中式电站配储、分布式光伏储能和离网型光储系统三类,各自对应不同的技术配置与价值实现路径。

在大型地面光伏电站场景中,储能系统主要承担功率平滑与调峰辅助功能。以西北某200MW光伏项目为例,配置15%容量的锂离子电池储能后,电站15分钟功率波动率降低至3%以内,有效满足电网并网技术要求。储能系统在午间光伏大发时段存储过剩电能,傍晚负荷高峰时段放电,使电站有效上网小时数延长2-3小时。这种运行模式不仅减少弃光损失,还能通过参与调峰服务获取辅助服务收益,项目内部收益率提升约5个百分点。

分布式光储系统在工商业园区应用广泛,形成“自发自用+余电存储”的典型模式。某汽车制造厂屋顶光伏配套储能系统,利用分时电价机制实现经济优化运行:白天光伏发电优先供给生产用电,剩余电能存储备用;夜间利用储能放电替代高价网电。该系统使企业用电成本降低30%,同时具备应急供电能力,在电网故障时可维持关键生产线2小时运行。这种应用模式特别适合峰谷价差较大的地区,投资回收期可缩短至6-8年。

离网型光储系统在偏远地区展现独特价值。南海某岛屿采用光伏-储能-柴油机混合供电系统,储能容量按三天自持能力设计。光伏日均发电量满足80%用电需求,储能系统平抑昼夜发电波动,在连续阴雨天气启动柴油机组补电。相比纯柴油供电方案,年燃料消耗减少70%,运维成本降低45%,且显著改善供电质量。这类系统在通信基站、边防哨所等特殊场景具有不可替代性。

效益评估需统筹考虑技术、经济、环境三个维度。技术效益体现在提升光伏渗透率、改善电能质量、增强系统可靠性等方面;经济效益通过减少弃光损失、降低用电成本、获取辅助服务收益等途径实现;环境效益表现为替代化石能源消耗,单个10MW光储项目每年可减排二氧化碳约1.2万吨。

当前发展仍面临储能成本占比过高、循环寿命与光伏组件不匹配等挑战,未来需通过技术迭代和商业模式创新持续提升系统经济性。

## 3 储能技术发展路径与政策建议

为实现储能技术在新型电力系统中的规模化应用,需构建技术、市场、政策协同推进的发展体系。在技术演进方面,应建立“短时调频-中时调峰-长时备用”的多层次技术矩阵。锂离子电池继续优化快速响应特性,重点突破安全性与循环寿命瓶颈;压缩空气储能着力提升系统效率,开发非补燃式新型技术路线;氢储能重点攻关电解槽效率与储运成本,逐步实现跨季节储能能力。通过技术路线图规划,明确各发展阶段主导技术类型及迭代方向,形成不同时间尺度储能技术的互补格局。

市场机制建设需完善储能价值回报体系。首先建立容量电价机制,将储能的调峰备用价值纳入电网成本核算;其次优化辅助服务市场规则,允许储能独立参与调频、黑启动等服务竞标;再者推行峰谷电价动态调整,扩大套利空间激发用户侧储能投资热情。建议在电力现货市场中设置储能专用交易品种,通过价格信号引导储能参与系统调节。同时需规范储能准入标准,制定并网检测、性能评估等系列技术规范,确保系统安全稳定运行。

政策引导应注重三个方面:一是加大研发支持力度,设立专项基金支持固态电池、液流电池等前沿技术攻关;二是实施差异化补贴政策,对应用于新能源消纳场景的储能项目给予税收优惠或建设补贴;三是推动多能互补示范工程,鼓励风光储一体化项目优先并网。建议建立储能配额制度,要求新建新能源场站按比例配置储能设施,并将储能容量纳入电网规划统筹考虑。

协同发展机制建设至关重要。需建立能源主管部门、电网企业、设备厂商的常态化协作平台,定期评估技术经济性变化趋势。在区域电网层面开展储能共享模式试点,通过云储能平台聚合分布式资源参与系统调节。同时加强国际合作,引进先进储能管理系统,推动我国储能标准与国际接轨。只有通过技术持续创新、市场机制完善和政策精准引导的协同作用,才能实现储能产业健康可持续发展。

## 结语

综上所述,破解新能源消纳困局具有多重现实意义,从能源转型角度,提升消纳能力是构建新型电力系统的关键,有助于减少对化石能源的依赖,推动“双碳”目标实现。从技术发展层面,研究储能等灵活性资源与新能源的协同机制,可促进电网运行模式的创新升级。在经济维度,消纳效率的提升可降低新能源项目的度电成本,增强市场竞争力。更重要的是,通过优化能源配置效率,可减少因弃电造成的资源浪费,提高电力系统整体经济效益。这些研究将为后续探讨储能技术的具体应用奠定理论基础,指明技术攻关方向。

## 参考文献

- [1]董乃超. 储能技术在电力系统中的运用探讨. 水电科技, 2023
- [2]隋晓峰, 谢正和, 刘英. 基于风光液流储能一体化技术研究. 工程建设, 2018
- [3]张从春, 徐一化. 中国农村“报荒”破解势在必行. 2007, 48-50
- [4]吴炎鑫. 风电场弃风实现制氢及氢能综合利用技术分析. 水电科技, 2024
- [5]南亚峰. 储能技术在光伏发电系统中的应用. 工程管理与技术探讨, 2024