

新能源开发与电网融合实践研究

于龙虎

国能神皖马鞍山发电有限责任公司

DOI: 10.32629/jpm.v7i2.8734

[摘要] “双碳”目标引领下，可再生能源与电力系统的深度耦合是能源结构转型的核心议题。绿电专线直供、源网荷储协同联动模式，为破解新能源并网消纳困境提供了有效方案。本文依托某零碳智能停车场示范项目，系统探讨新能源开发布局优化策略、电网融合关键技术及协同运行机制，重点分析光伏风电适配设计要点、储能调峰作用及智能调控系统效能，阐明该模式在提升清洁能源消纳水平、保障电力系统稳定运行中的核心价值。研究证实，科学的开发布局、先进技术的适配应用及健全的协同机制，是实现二者高效融合的关键路径，研究成果可为同类工程实践提供参考，助力能源领域清洁低碳转型进程。

[关键词] 可再生能源开发；电力系统耦合；绿电专线直供；源网荷储联动；储能装置

Research on New Energy Development and Grid Integration Practices

Yu Longhu

Guoneng Shenwan Ma 'anshan Power Generation Co., Ltd.

[Abstract] Under the guidance of the "Dual Carbon" goals, the deep integration of renewable energy with power systems has become a core issue in energy structure transformation. The green power direct supply and source-grid-load-storage coordinated linkage model provides effective solutions to address challenges in renewable energy grid integration. Based on a zero-carbon smart parking demonstration project, this paper systematically explores optimization strategies for new energy development layouts, key grid integration technologies, and collaborative operation mechanisms. It focuses on analyzing design considerations for photovoltaic and wind power adaptation, the peak-shaving role of energy storage, and the efficiency of intelligent control systems. The study highlights the model's core value in enhancing clean energy utilization and ensuring stable power system operations. Research confirms that scientific development layouts, appropriate application of advanced technologies, and robust collaborative mechanisms are critical pathways for efficient integration. The findings can serve as references for similar engineering practices and contribute to the clean and low-carbon transition in the energy sector.

[Key words] renewable energy development; power system coupling; green electricity direct supply; source-grid-load-storage coordination; energy storage devices

一、引言

全球能源转型进程持续提速，我国“双碳”战略确立了可再生能源的主导地位。国家层面先后出台《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》《关于推动车网互动规模化应用试点工作的通知》等政策文件，为绿电直供、源网荷储协同等新型融合模式提供政策指引。然而，新能源固有的间歇性、波动性特征，仍对电力系统运行安全及全额消纳构成挑战，当前我国新能源开发规模持续扩张，但面临布局与需求匹配度不足、直供通道建设滞后等现实问题。基于此，本文从

新能源开发建设视角出发，以某零碳智能停车场项目为实践载体，探究新能源与电网融合的核心方向、关键技术及落地路径，为二者深度耦合及能源清洁低碳转型提供理论支撑与实践范式。

二、新能源开发与电网融合的核心方向及技术支撑

2.1 核心发展方向

新能源开发与电网融合以绿电专线直供、源网荷储协同联动为核心导向，两大模式相互支撑、协同发力，契合国家能源政策导向。绿电专线直供模式通过搭建专属输电线路，实现清

洁能源直接输送至工业、交通等终端负荷，精简传统输电网络的中间转运环节，减少电能传输损耗，提升清洁电力直接利用效能，是促进新能源就地开发、就近消纳的重要路径。源网荷储一体化模式遵循“源荷互随、储补联动、网荷协同”原则，整合新能源发电单元（源）、电力传输网络（网）、终端用电负荷（荷）、储能设施（储）四大核心要素，借助储能装置平抑出力波动、通过负荷响应优化资源配置，显著提升电力系统对新能源的接纳能力，符合园区级源网荷储一体化建设要求，是支撑新能源大规模并网消纳的核心保障模式。

2.2 技术支撑体系

新能源与电网的高效融合，需依托完善的技术支撑体系，主要涵盖新能源发电技术、储能技术、智能调控技术及并网适配技术四大领域。在新能源发电技术方面，高效单晶硅光伏组件、低风速风电技术的突破，大幅提升了新能源开发的经济性与地域适应性，例如 600Wp 及以上功率等级的高效光伏组件应用，可显著降低单位容量建设成本；低风速风电技术的成熟落地，使风能资源相对匮乏区域的风电开发具备可行性。在储能技术领域，磷酸铁锂电池、全钒液流电池等储能设备的技术迭代及成本下行，为平抑新能源出力波动提供了核心调节手段，其中磷酸铁锂电池凭借能量密度高、循环寿命长等优势，在分布式新能源项目中得到广泛应用。智能调控技术方面，基于大数据、物联网技术构建的能效管理系统，实现了对源网荷储各环节的实时监测、精准调控及协同优化，保障系统稳定运行。并网适配技术方面，低电压穿越、无功补偿等技术的应用，增强了新能源发电系统的电网友好性，确保大规模新能源并网后电力系统电压、频率的稳定可控。

三、新能源开发与电网融合的实践路径——以某零碳智能停车场项目为例

3.1 项目概况

某零碳智能停车场项目是新能源与电网深度融合的典型示范工程，契合国家车网互动及源网荷储一体化政策导向，以“零碳驱动、协同高效”为建设目标，整合光伏、风电、储能、充换电等多元业态构建一体化能源系统，形成新能源开发-存储-消纳的闭环运行体系。项目核心参数如下：光伏直流侧装机规模 2.712MWp（交流侧容量 2.29MW），风电装机容量 90kW，储能系统配置规模 2MW/4.3MWh，配套建设 7 台 320kW 充电桩及 1 座 600kWh 侧边换电站；通过 10kV 升压箱变及汇流站实现并网，采用“自发自用、余电上网”的运行模式，充分发挥绿电直供与源网荷储协同优势，为园区级新能源与电网融合项目提供可复制、可推广的实践范本。

3.2 新能源开发的优化布局

3.2.1 光伏开发的精准布局

项目结合停车场不同区域的地形条件及使用功能，对光伏组件进行差异化布局与优化设计，最大化提升光伏资源开发效

率。具体布局方案为：在小型、中型、大型及特殊车位、非机动车位、洗车区域上方搭建光伏车棚，采用 0° 倾角平铺方式安装组件，在高效利用闲置空间的同时，不影响车位正常使用功能；办公楼混凝土屋顶采用 5° 倾角布置，适配屋顶结构特性及当地太阳辐照角度；地面区域采用 10° 倾角安装，通过倾角优化提升太阳辐照接收效率。项目光伏组件总覆盖面积达 13292m²，共安装 4520 块 600Wp 单晶硅高效光伏组件，构建形成多区域协同的光伏开发格局。

3.2.2 风电开发的适配性设计

基于项目所在地风能资源特征（年平均风速 5.3m/s，夏秋季风力较强，主导风向为东南方向，地形以丘陵和平原为主），项目开展风电开发的精准适配设计。选用 3 台 30kW 变桨距风力发电机组，该机型具备三大核心优势：一是启动风速低（2.5m/s），工作风速范围广（3-25m/s），可充分挖掘当地中低风速风能资源潜力；二是配备智能变桨调控系统及双重安全保护装置，可在大风等恶劣工况下稳定运行，实现无人值守运维；三是在额定风速以上可被动调节叶片桨距角，维持满功率输出状态，提升发电效率。机组采用独立塔杆安装，布置于厂区平坦开阔区域，规避地形遮挡对风能捕获的影响，与光伏系统形成多能互补的新能源开发体系，提升整体出力稳定性。

3.3 电网融合的关键技术实践

3.3.1 储能系统的融合调节作用

储能系统是实现新能源与电网高效融合的核心调节单元，该项目储能系统采用磷酸铁锂电池技术，由 20 套 100kW/215kWh 子单元组成，总容量达 2MW/4.3MWh。储能系统通过储能变流器（PCS）实现与电网的功率交互，PCS 具备多运行模式切换及并网/离网无缝切换能力，可动态调节充放电功率以平抑新能源出力波动。结合安徽地区峰谷电价政策及车网互动负荷特性，储能系统采用分时段智能充放电策略：1 月、9 月、12 月在谷段（23:00-08:00）充电、峰段（15:00-23:00）放电；7 月、8 月谷段（00:00-09:00）充电、峰段（16:00-24:00）放电；2-6 月、11 月实行每日两充两放模式，谷段充电、早晚高峰时段放电，平段优先利用光伏电力补能。该策略既有效提升新能源消纳率，又降低项目用电成本，契合国家引导储能设施参与电力市场的政策导向，实现经济效益与环境效益的协同提升。

3.3.2 绿电直供与并网技术实践

项目采用“分块发电、集中并网+绿电直供负荷”的融合运行模式，提升新能源电力的高效消纳水平。光伏、风电、储能系统经 2 台 1600kVA 箱变升至 10kV 后，环网汇集至 10kV 汇流站，最终通过 1 回 10kV 线路接入外部电力系统。为提升并网稳定性及电能质量，项目配置容量 ±1.0Mvar 的 SVG 无功补偿装置，该装置可实现从额定感性容量到额定容性容量的连续调节，响应速度 ≤5ms，能有效补偿系统无功功率、抑制谐

波污染,保障电网电压稳定。同时,项目实现绿电直供充电桩、换电站等终端负荷,清洁能源直接满足交通补能需求,减少电力传输环节的能量损耗,提升绿电利用效率,践行绿电直供的核心发展方向。

3.3.3 智能调控与能效管理技术

项目构建分层分布式能效管理系统,作为源网荷储协同运行的“中枢核心”,系统涵盖设备层、传输层、数据层、应用层四大核心层级。设备层整合各类监测、计量、控制设备,实现全要素数据采集;传输层采用 ModbusRTU、IEC60870-5-103、OPC UA 等多通讯接口与协议,保障数据稳定传输及断点续传;数据层具备强大的数据接收、处理及存储能力,为调控决策提供数据支撑;应用层集成电力监控、电能统计、能耗分析、电能质量监测、光伏风电运行监测等多元功能。系统支持浏览器及手机 APP 远程访问,可实现对光伏组串、逆变器、风机、储能系统、充电桩等设备的实时状态监测与精准调控。例如,通过监测光伏组串直流电压、电流数据,及时排查组件故障;通过分析储能系统充放电状态,优化充放电策略;联动视频监控系统,实现设备故障可视化告警。智能调控技术的应用,大幅提升源网荷储各环节协同运行效率,保障新能源开发与电网融合系统的安全稳定运行。

3.4 融合效果评估

项目通过优化新能源开发布局及应用电网融合关键技术,取得了良好的运行效果。发电量测算数据显示,光伏系统首年发电量约 269.98 万 kWh,25 年累计发电量约 6420.65 万 kWh;考虑 10%弃光率后,25 年累计发电量约 5778.58 万 kWh。结合充电桩、换电站等负荷需求,项目新能源消纳率可达 80%,显著提升清洁能源利用效率。储能系统的应用使光伏、风电出力波动幅度降低 30%以上,并网电能质量符合 GB/T 14549-1993《电能质量 公用电网谐波》等国家标准要求,谐波电流含有率控制在规范限值内(3-9 次谐波含有率 $\leq 4.0\%$,2-10 次谐波含有率 $\leq 1.0\%$)。SVG 无功补偿装置的应用使系统功率因数稳定在 0.99 以上,有效保障电力系统安全稳定运行。经济效益方面,借助峰谷电价差及绿电直供消纳模式,项目年均可降低用电成本约 30 万元,投资回收期约 8 年,实现生态效益、社会效益与经济效益的协同统一。

四、新能源开发与电网融合的挑战及优化建议

4.1 主要挑战

尽管新能源开发与电网融合取得阶段性成效,但大规模推广应用仍面临多重挑战:一是新能源间歇性、波动性问题尚未完全解决,极端天气易引发电力系统波动,对调节能力提出更高要求;二是电网升级改造进程滞后于新能源开发速度,部分区域输电通道容量不足,制约新能源并网消纳;三是绿电直供

通道建设成本偏高,价格形成机制及政策支持体系不完善,影响项目投资回报,与国家完善车网互动价格机制的导向存在差距;四是源网荷储协同运行机制不健全,多方利益协调难度大,缺乏统一调度管理平台,制约系统整体运行效率;五是核心技术装备可靠性及适配性有待提升,储能装置循环寿命、智能调控精准度等关键指标仍需优化。

4.2 优化建议

针对上述挑战,结合项目实践及国家政策导向,提出以下优化建议:一是强化核心技术创新,聚焦高效储能、高精度出力预测、智能协同调控等关键技术领域攻关,提升储能设备性能及预测调控精度;二是加快电网升级改造步伐,完善输电通道建设,推进智能电网构建,提升电力系统对新能源的接纳容量;三是健全协同运行机制,搭建统一调度管理平台,建立利益共享与风险共担机制,推动源网荷储深度协同;四是完善政策支持体系,落实财政补贴、税收优惠等激励政策,建立科学的绿电价格形成机制,契合车网互动规模化试点要求,提升项目经济性;五是加强标准体系建设,完善技术标准及工程规范,为项目规范化推进提供保障。

五、结论

新能源与电网融合是“双碳”目标下能源转型的核心路径,绿电直供与源网荷储一体化是实现二者深度耦合的关键模式。某零碳智能停车场项目实践表明,通过优化新能源开发布局、应用先进融合技术及构建智能调控体系,可有效提升新能源消纳率、保障电力系统稳定运行,实现多元效益协同提升。针对当前技术瓶颈、机制障碍等问题,需强化技术创新、加快电网升级、完善协同机制及政策体系,未来新能源与电网的深度融合将为能源清洁低碳转型提供坚实支撑。

[参考文献]

- [1]中华人民共和国住房和城乡建设部. GB 50797-2012 光伏发电站设计规范(2024 年版)[S]. 北京:中国计划出版社,2024.
- [2]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. GB/T 14549-1993 电能质量 公用电网谐波[S]. 北京:中国标准出版社,1993.
- [3]国家能源局. NB/T 32004-2018 光伏并网逆变器技术规范[S]. 北京:中国电力出版社,2018.
- [4]中华人民共和国国家市场监督管理总局. GB/T 19964-2024 光伏发电站接入电力系统技术规定[S]. 北京:中国标准出版社,2024.
- [5]中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局. GB/T 36547-2018 电化学储能系统接入电网技术规定[S]. 北京:中国标准出版社,2018.