

绿电直连模式在新能源项目中的应用与发展思考

马越

中国华电集团有限公司河北分公司 河北石家庄 050000

DOI: 10.32629/ems.v8i7.21198

[摘要] 在“双碳”目标与新型电力系统建设双重驱动下，绿电直连作为新能源就近消纳、高耗能产业低碳转型的创新模式逐步落地。本文结合钢铁行业新能源直连项目实践，梳理当前项目落地面临的技术约束、成本压力、政策衔接及市场机制等问题，并从技术优化、机制完善、产业协同、标准构建四个维度提出发展路径。研究表明，绿电直连可有效破解新能源消纳难题，助力工业企业应对国际绿色贸易壁垒，未来需多方协同推动模式规模化、规范化发展。

[关键词] 绿电直连；新能源；发展路径

引言：

我国风电、光伏等新能源装机持续扩大，新能源消纳、电力系统调峰等问题越来越突出，高耗能工业企业、出口型企业绿色用能和低碳转型的需求也越来越高，传统的公网供电模式已经不能满足新能源高效利用和企业降碳的要求。在这样的背景下，国家陆续出台了诸多政策来推进绿电直连试点和推广，促进新能源经由专用线路直接供应到终端负荷上，形成起绿色电力生产与消费之间的直连通道。绿电直连依靠源网荷储一体化的思想，把风电、光伏、储能这些多种资源融合，实现电力物理溯源并就近利用。目前我国多地已经布局示范项目，但是系统稳定控制、投资收益、跨主体协同等各方面还存在着不足。本文以实际工程案例为基础，对绿电直连模式的运行机理、应用价值和存在的问题进行分析，给新能源项目中绿电直连模式的长期发展提供理论上的参考和实践上的思路。

一、绿电直连模式的应用现状与实践价值

（一）政策演进与整体应用格局

国内绿电直连政策是逐步推进、分层推进的。2025 年前后相关文件以源网荷储一体化顶层设计为主，给直连模式提供政策支持；2025 年发改能源〔2025〕650 号文件把单用户绿电直连列为政策制度正式内容，对新能源自用比例、绿电占比等指标做了规定；2025 年配套价格机制文件出台，明确了直连项目电费、输配费用分担规则；2026 年多用户绿电直连政策出台，模式由一对一单供改为一对多集群供能，适用范围也有所扩大。

到 2026 年 6 月，全国共有 24 个省份出台了地方配套政

策，上百个项目已经完成审批，总装机容量超过 3400 万千瓦，应用场景也由原来的单一高耗能企业扩展到了零碳园区、算力中心、绿色化工等各个领域。华北、西北等地新能源资源丰富、工业负荷集中，项目落地速度快，形成了资源地和负荷地就近匹配的典型格局。

（二）典型项目实践分析

以河钢集团石钢公司绿电直连项目为例，该项目建设地为石家庄，利用当地风力发电、光伏发电等资源建设两条独立的直连线路接入钢铁生产负荷，属于并网型绿电直连的典型工业应用案例。

项目分为两个供电单元，直连线路 1 配套 225MW 风电、300MW 光伏、157.5MW 储能，新建 220kV 汇集站，用 48 公里 220kV 专线接入企业变电站，新能源综合自用率 81.6%；直连线路 2 布局 60MW 光伏，不配套储能，用 35kV 汇集+短距离 220kV 直连线路方式接入企业变电站，新能源自用率 95%。项目总装机容量为 585MW，年发电量为 8.99 亿千瓦时，可为该企业提供 53.7%以上的绿色电力，远超国家政策规定的最低值。

从运行效果上看，该模式具有多重价值，即新能源就地消纳，缓解区域电网输送压力，弃电率低；满足钢铁企业绿电消费考核要求，符合 2026 年河北省钢铁行业 30.2%的绿电消纳指标；产出可追溯绿电，有利于企业出口产品应对欧盟 CBAM 碳关税壁垒，巩固国际市场份额。两条财务上内部收益率分别是 6.52%、6.71%，投资回收期处在行业的合理区间当中，具备了商业化发展的可持续性。

（三）核心应用价值

综合工程实践可知，绿电直连模式有诸多应用价值。从能源层面来讲，该模式依靠专用输电线路将新能源就近输送出去，并且配备储能装置来平抑风光出力的波动情况，很好地解决了新能源消纳问题，削减了区域电网外送的压力。从产业层面来说，可以给钢铁等高耗能出口企业供应可追溯的绿色电力，一方面可以符合国内绿电消纳考核标准，另一方面也可以削减产品碳足迹，帮助企业在国际碳贸易方面免受障碍。电力系统层面，依靠并网运行机制联动公网互补供能，依靠储能设备参加电网调峰辅助服务，改善电网整体运行品质。同时该模式采取合同能源管理的运营方式，兼顾了投资方、用能企业以及地方发展的利益，既具备节能减排的效果又具有经济效益，有利于区域形成多元化的低碳产业生态。

二、绿电直连模式发展面临的瓶颈

根据政策要求和项目实践，目前绿电直连的技术、成本、政策、市场四个方面还存在着一些问题，阻碍了模式的规模化推广。

（一）技术层面：源荷匹配与系统稳定性不足

就技术而言，绿电直连项目存在着源荷匹配率低、系统运行稳定性不好等状况。风光新能源固有的间歇性、随机性不能满足钢铁行业全天候连续用电的要求，即使配备储能设备，由于储能时长和装机容量的限制，也很难完全消除源荷供需缺口，部分项目的峰谷差率接近 100%，调节难度大。高比例新能源接入弱化了电网的同步惯量，容易造成电压、频率异常问题，长距离专用输电线路也增加了地质灾害、交叉跨越造成的运维风险。除此之外大多数项目没有建立智能化调度系统，源荷储协同调控能力欠缺，从而影响系统的运行效率提高。

（二）成本层面：初始投资高、回报周期偏长

费用成本大，时间长，是造成模式推广受阻的主要经济原因。绿电直连属于重资产投资项目，成本包括新能源场站、电化学储能、专用输电线路三大块，专线征地施工、磷酸铁锂储能设备购置占比较高。根据石钢示范项目可知，规模化直连项目的总造价可以达到几十亿，准入门槛很高。就收益而言，由于电价机制和负荷的波动，行业的项目投资回收期大多大于 12 年，远远大于传统的能源项目。储能电芯具有固定的使用寿命，后期设备更换、线路维修等额外费用也会随之增加，从而减少企业的盈利空间，中小市场主体参与的积

极性大大降低。

（三）政策层面：规则细化不足、区域协同欠缺

目前我国绿电直连配套政策体系还不健全，区域执行标准也存在着较大的差别。国家虽然规定了电费分摊的基本原则，但是没有对输配电费、备用服务费的核算细则做出具体规定，各地执行口径不同，大大增加了项目的运营风险。同时绿电、绿证和碳资产三者之间的联动机制还没有打通，直连电力对应的减排价值不能实现市场化变现，造成绿色资源的附加值被浪费。

（四）市场层面：交易机制单一、主体协同薄弱

目前绿电直连电力交易模式单一，上下游产业配套生态还不健全。市场层面大部分项目采用长期固定电价一对一交易模式，没有参与到电力现货和辅助服务市场中来，新能源富余电量的消纳受到限制，盈利模式比较固定。伴随着多用户直连政策的实施，多源多荷联合供能项目越来越多，但是目前还没有形成统一的权责划分、收益分配和风险分担的标准，多方协同运营容易出现管理矛盾。

三、绿电直连模式优化发展路径

根据新能源行业的未来发展趋势和政策导向，从技术、成本、政策、市场四个方面提出优化路径，促进绿电直连模式的健康发展和规模化发展。

（一）技术优化：强化源荷储协同与系统安全

为了改善绿电直连项目源荷波动大、系统稳定性低下的问题，必须从容量配置、安防体系、智能调度三个方面入手进行全方位的提升。根据区域风光资源禀赋和工业负荷运行曲线，用时序模拟算法计算出最佳的风光储配比方案，对钢铁不间断生产类刚性负荷实行风光互补加适度储能的配置方式，利用储能平抑日内出力波动，在控制投资成本的同时，把新能源自用率保持在政策准入阈值之上。其次，改善电力设备配置结构，推广构网型逆变器，弥补高比例新能源接入造成的系统惯量缺乏情况，加强电压和频率支撑水平；健全输电线路、储能舱、新能源场站的在线监测及故障预估体系，从各方面加强电网抗风险能力。最后创建一体化智慧调度平台，把气象预估，大数据以及人工智能技术融合起来，实现源、荷、储各个单元的数据互通，进而对储能充放电计划及电力分配方案实施动态调整，从根本上提升整个系统的运行效能和协同调控水平。

(二) 成本管控: 多元降本、拓宽收益渠道

由于绿电直连项目重资产投入、回收期长、盈利渠道单一等经济性不足的问题, 需要从降本、盘活资产、增收三个方面来创建多元化的成本控制体系。从工程建设角度来讲, 项目前期对国土空间、生态红线、交通路网等各方面因素进行统筹考虑, 合理安排输电线路的路径, 减少因征地拆迁、交叉跨越施工而产生的费用; 设备端采取规模化集中采购方式, 选用模块化预制舱储能设备, 缩短建设周期, 减小土建和设备投资成本。从资源利用的角度出发, 推动运营主体对区域内闲置变电站、输电线路等存量电力资产加以盘活, 避免新建项目出现重复建设的现象; 推广多用户共享储能、专线模式, 让各个主体来分担建设成本, 从而减少单个企业的投资负担。从收益拓展角度出发, 改变单一的售电盈利模式, 在合规的前提下参与电网调频、调峰等辅助服务市场, 打通绿证交易、碳减排核算变现通道, 实现电能价值和环境价值双增收, 改善项目的盈利结构, 提高资本投资意愿。

(三) 政策完善: 细化规则、强化区域协同

完善顶层政策制度是推进绿电直连模式规模化普及的根本保证, 国家和地方政府要一起补齐制度短板, 统一行业执行标准。国家主管部门要细化并网型直连项目的费用分摊细则, 对自发自用、公网补电、富余上网三种场景下的输配电费、备用服务费、系统运维费的核算方式和征收范围作出规定, 统一全国执行标准, 消除地方政策差异造成的运营风险。完善绿电、绿证、碳资产联动机制, 创建直连电力专属溯源数据库, 缩减绿证申请程序, 把直连绿电包含到企业碳排放核算范畴里, 推进国内碳足迹数据同欧盟 CBAM 等国际绿色贸易标准互相承认, 释放绿色资产附加价值。另外针对跨省直连制度的空白点进行填补, 对跨省线路的审批流程、电量结算方式、安全责任等作出规定, 在西北新能源富集区和华北工业负荷集中的地方先做试点。根据地区的资源差异实行差异化考核, 对弱资源地区降低自用率指标的要求, 提供税收、用地等优惠政策的扶持, 调动市场积极性。

(四) 市场构建: 创新交易、完善产业生态

为适应绿电直连多用户、集群化的趋势, 要创新交易方式, 健全协同机制, 完善全产业链配套产业生态。交易机制上打破传统的、一对一的固定电价交易模式, 促使直连项目

参与到电力中长期交易和现货市场当中去, 创建起“基础电价加现货浮动”的定价方式来兼顾用能企业的成本压力以及新能源投资方的收益, 对多用户组网项目实行统一交易结算主体, 缩减多方交易程序, 加强市场适应性。从主体协同角度出发, 由行业协会来制定标准的合作协议模板, 确定电源投资方、工业负荷用户、运维服务商三方的责任范围及利益分配规则, 防止出现多主体间的合作纠纷。在产业配套上大力发展第三方专业运维企业, 为中小项目提供设备检修、故障修理工、系统改进等外包服务, 使金融机构创建起长期低息贷款、储能融资租赁、资产证券化等一系列专项金融产品来破解重资产项目融资难题, 全方位加强上下游产业链条, 推进行业持续稳定发展。

四、结论

从钢铁行业示范项目入手并网型加合同能源管理组合方式的技术可行、经济合理, 具备大规模推广的基础。短期要集中于技术改良和已有的规则落实, 解决项目落地的现实阻碍, 中长期要不断健全政策体系、革新市场交易方式、孕育产业生态, 促使模式由单用户向多用户、由省内向跨省、由单一工业负荷向多领域集群发展。随着储能技术不断更新, 电力市场改革不断深入, 绿色规则不断完善, 绿电直连将会成为新能源开发利用、工业低碳转型的主要方式之一, 为我国实现碳达峰碳中和、提高工业产品国际竞争力提供强有力的支撑。

[参考文献]

- [1] 陈昆灿, 涂福荣, 陈恺, 等. 绿电直连双重约束下新能源替代率研究[J]. 山东电力高等专科学校学报, 2026, 29(1): 9-15.
- [2] 宋广兴, 刘晓鹏, 蔡安训. 绿电直连的规模化困境: 核心挑战与多维度破解路径[J]. 价值工程, 2026, 45(1): 85-88.
- [3] 刘光林. 绿电直连: 新型电力系统的安全跃迁与责任重构——访国家电网有限公司副总工程师兼国网能源院董事、党委书记欧阳昌裕[J]. 中国能源观察, 2025(9): 12-15.
- [4] 郑勇, 康鹏. 从制度外部性到责任内置化: 绿电直连的价值重构与风险防控[J]. 电器工业, 2025(8): 5-9.
- [5] 翁爽. 政策机遇与实践挑战并存绿电直连探路前行[J]. 中国电力企业管理, 2025(16): 10-15.