

电力新能源技术在能源转型中的作用

温 恺 王相敏

内蒙古华电辉腾锡勒风力发电有限公司 内蒙古 呼和浩特 010000

摘 要：双碳战略推进下，国内能源转型进入结构重构关键阶段，风电、光伏、储能等电力新能源成为替代化石能源的核心载体。本文立足内蒙古风电项目实操视角，梳理当下能源转型目标与行业痛点，剖析电力新能源在优化供电结构、提质电网运行、赋能全域降碳三大维度的作用，结合风光电站并网运维现状，指出核心技术短板、电网消纳不足、行业机制不完善等落地难题，从技术研发、电网改造、制度完善、生态管控四方面提出优化对策，助力新能源技术适配新型电力系统建设，平稳推进电力行业低碳转型。

关键词：能源转型；电力新能源；新型电力系统；风光发电；多维作用

引言：当前国内能源结构长期依托火电保供，碳排放偏高、能源对外依存度偏高问题长期存在，能源低碳化、安全化转型迫在眉睫。电力行业作为碳排放核心领域，是能源转型的核心抓手，内蒙古作为国内风电规模化发展核心区域，新能源开发体量持续上涨，但新能源间歇性、并网受限等问题制约转型效率。基于风电场站一线运维实践，本文界定电力新能源技术品类，研判其赋能能源转型多维价值，直面项目落地实操痛点，针对性提出落地优化路径，兼顾电力保供、生态降碳与产业发展，贴合属地能源转型发展实际。

1 能源转型发展内核与电力新能源技术体系概述

1.1 双碳目标下我国能源转型核心目标与转型痛点

立足碳达峰、碳中和战略要求，国内能源转型核心分为三层目标：（1）是总量控碳，逐步压降煤炭、油气等化石能源消费比重，2030年前实现碳排放峰值可控；（2）结构优化，提升非化石能源消费占比，构建清洁主导、多能互补的国家能源供给体系；（3）安全兜底，兼顾低碳发展与能源自主保障，规避对外能源依存度走高风险。现阶段能源转型实操痛点集中于电力领域，存量火电装机体量庞大，区域用能高度依赖燃煤供电；风光新能源资源禀赋地域分化严重，西北富集、东南负荷集中，资源与负荷逆向分布特征明显；同时转型兼顾保供、降本、低碳三重要求，一刀切减煤模式无法适配工业民生用电刚需，转型容错空间较小。

1.2 能源转型对电力产业的核心变革要求

传统火电中心化发电、单向输电模式已无法适配低碳发展，能源转型倒逼电力产业全方位变革。供给端要求电源从可控火电为主，转向间歇性新能源为主，重构电源装机配比，弱化化石电源兜底属性；电网端要求传统刚性电网升级为柔性可调电网，适配新能源随机性并

网，提升跨区域电力调配能力；消费端全面推进全域电气化，推动工业、交通、建筑领域替代化石燃料用电，扩大绿电消纳场景。此外，产业层面要求电力行业破除发输配售独立运行模式，联动储能、负荷、运维业态协同发展，依托电力载体完成全社会能耗低碳改造。

1.3 主流电力新能源核心技术分类

结合并网应用形态，当前商用电力新能源技术分为四大类别。第一类光能发电技术，包含晶硅光伏、薄膜光伏分布式发电，以及光热储能一体化集中发电技术，适配山地、厂房、荒漠多场景开发。第二类风能发电技术，分为陆上分散式风电、大基地集群风电、近海离岸风电三类，是规模化绿电供给核心技术。第三类储能配套电力技术，涵盖电化学储能、抽水蓄能、压缩空气储能，解决新能源并网波动问题。第四类复合型新能源技术，包含生物质发电、地热发电、氢能耦合发电，作为小众补充电源，完善区域多元供电体系^[1]。

2 电力新能源技术赋能能源转型的多维作用

2.1 电力新能源技术优化能源供给结构的基础作用

优化能源供给结构是电力新能源技术最本源、最基础性价值，从电源生产端打破长期以来燃煤火电一家独大的供给格局，重构全国电力供给底盘，从源头缓解化石能源枯竭、燃煤污染等固有行业问题。（1）实现电源多元替代，压低火电装机占比。依托集中式风光大基地、近海海上风电、生物质发电、地热发电成熟应用技术，近些年国内可再生能源装机规模持续超越煤电，煤电功能逐步由主力供电转向调峰备用、应急保供，有效降低煤炭年度消耗量，改变电力生产高度依赖火电的单一供给模式，构建风、光、储、火、水多能互补供给体系。（2）适配分级开发模式，均衡区域能源供给。针对我国西部新能源富集、东部用电负荷集中的特点，大型

新能源技术适配西北荒漠基地化开发,分布式光伏、小型风电适配工业园区、城乡民居就地开发,一方面依托本土可再生资源减少油气外购体量,另一方面补齐无煤地区电力供给缺口,缩小省市之间能源供给差距。(3)降低能源供给成本,提升供给经济性。随着光伏组件、陆上风机国产化技术成熟,新能源度电成本已全面低于燃煤火电,无需依托煤炭开采、长途运输即可生产电力,长期来看能够稳定电力生产成本,弱化煤炭市场价格波动对电力供给的影响,夯实能源转型经济基础。

2.2 电力新能源技术赋能电力系统提质增效的核心作用

电力系统是能源流转的核心载体,风光发电具备间歇性、波动性、随机性特征,极易造成电网频率波动、电压不稳,配套电力新能源调控、储能、并网技术,是保障电网安全运行、提升绿电利用率的核心支撑,也是能源转型落地的关键保障。(1)储能调峰技术平抑发电波动,保障电网稳态运行。抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能配套并网技术,可实现负荷低谷储电、用电高峰放电,弥补夜晚无光、无风时段新能源出力缺口,配合火电联动调峰,解决以往新能源大规模并网引发的电网调压难、调频难问题,适配高比例新能源并网运维要求。(2)柔性输电与智能并网技术提升绿电消纳能力。依托特高压柔性直流输电技术,打通西北新能源基地至长三角、珠三角负荷中心输电通道,破解地域资源错配难题;依托智能并网调控技术,实时管控新能源出力数据,精准匹配用电负荷,有效降低全国弃风、弃光率,盘活存量新能源发电产能。(3)源网荷储一体化技术优化电网运行模式。依托数字化新能源调控技术,打通电源、电网、用户、储能联动通道,引导工商业用户错峰用电,主动适配新能源发电节奏,改变传统电网单向供电、被动调度模式,实现电网精细化、高效化运行,降低电网运维损耗。

2.3 电力新能源技术助推全域低碳转型的外延作用

电力行业是碳排放重点行业,同时也是全社会低碳转型的枢纽行业,电力新能源技术突破电力生产行业边界,向外赋能工业、交通、建筑全领域电能替代,形成跨行业全域降碳效应,属于赋能全社会能源转型的外延价值。(1)助力工业高耗能产业低碳改造。针对钢铁、化工、建材等高碳排放行业,依托平价绿电替代企业自备燃煤小机组,完成电炉炼钢、电驱供热、原料电解电气化改造,以清洁电力替代燃煤燃油生产用能,从生产端削减工业直接碳排放,助力重工业完成节能降碳技改,满足环保能耗管控标准。(2)赋能民生领域化石能

源替代。依托分布式光伏、配套供电技术,支撑城市充电桩规模化建设、建筑光伏一体化供能、城乡电采暖普及,替代机动车燃油、居民散煤取暖、燃气供能,打通民用终端低碳用能路径,补齐民生领域转型短板。(3)兼顾生态治理与能源安全双向价值。新能源电站建设无燃煤废气、废渣排放,可减少火电脱硫脱硝环保运维投入;同时本土可再生能源规模化开发,降低我国原油、天然气进口依存度,规避国际地缘政治、大宗商品涨价带来的能源供应风险,实现低碳转型与能源安全协同推进^[2]。

3 能源转型视域下电力新能源技术落地现存制约问题

现阶段电力新能源技术规模化落地并非完全适配能源转型节奏,受技术硬件、电网配套、行业机制多重因素限制,技术落地转化率偏低,高比例新能源转型推进阻力较为突出,具体制约问题如下:(1)核心应用技术存在短板,运维成本居高不下。国内高端风电主控芯片、光伏高纯硅料、大容量储能电芯依赖外部供给,国产化适配技术稳定性不足;风光发电天然具备间歇性、季节性特征,现有调峰储能造价偏高、使用寿命较短,老旧电网配套储能改造投入大,中小园区新能源项目落地经济性不足。(2)网架资源配置失衡,绿电消纳存在地域壁垒。我国新能源资源与用电负荷逆向分布,西北风光基地配套跨省特高压线路建设进度滞后,输电通道容量有限;部分地区电网架构仍适配传统火电供电,柔性并网改造进度缓慢,局部时段弃风、弃光问题依旧存在,新能源电力无法高效并网外送。(3)行业配套机制不完善,项目落地管控受限。省内绿电交易机制尚不健全,分时电价、辅助服务定价标准不完善,新能源项目收益不稳定;同时山地、滩涂新能源项目生态审批流程严苛,部分区域土地指标紧缺,叠加投融资门槛较高,进一步制约新能源技术规模化落地应用^[3]。

4 强化电力新能源技术赋能能源转型效能的优化路径

4.1 深耕国产化技术攻关,压降新能源应用落地成本

立足自主可控原则补齐技术短板,破除核心零部件对外依赖,从源头优化新能源技术应用经济性与稳定性。(1)聚焦关键零部件攻坚突破。联动高校、电力科研院所、头部风电光伏企业组建专项研发平台,重点研发风电主控芯片、高效光伏电池、大容量长寿命储能电芯等核心器件,完善上下游配套产业链,降低高端设备进口采购成本,减少海外技术卡断供应带来的项目停工风险。(2)优化储能适配技术迭代应用。因地制宜分级布局储能项目,大型风光基地配套抽水蓄能项目保障长效调峰,城区工商业园区推广磷酸铁锂储能、相变储能,淘汰低效高损耗储能设备,优化储能充放电调控

算法,降低储能运维损耗与全生命周期投入成本。推行新能源设备标准化量产工艺,简化机组装配流程,依托本土产业链压缩运输加工成本,针对北方高寒风电场地貌,改良设备耐寒抗风沙性能,延长设备使用年限,从全周期层面缩减技改与运维资金投入。

4.2 统筹电网网架升级,拓宽区域绿电消纳通道

针对资源负荷逆向分布、电网老旧适配性差问题,针对性完善输电组网体系,打通新能源电力外送消纳壁垒。(1)加快跨省输电工程配套建设。加快西北风光大基地配套特高压柔性直流线路建设,扩容跨省跨区输电通道容量,优化跨省电力调度配额,合理分配新能源外送电量,缓解西北地区弃风弃光积压问题,实现绿电跨区域均衡调配。(2)改造区域存量适电网。对县域、工业园区老旧刚性电网开展柔性并网改造,加装智能调压、调频并网设备,提升电网接纳分布式光伏、分散式风电的能力;搭建属地化源网荷储微型电网,适配小微新能源项目就地并网、就地消纳,减轻主干电网供电压力^[4]。

4.3 完善电力配套机制,优化新能源项目营商环境

补齐电价、交易、投融资制度短板,构建适配高比例新能源发展的行业管理制度,降低项目落地门槛。(1)优化绿电交易与辅助服务定价机制。统一区域新能源调峰、调频辅助服务收费标准,完善分时电价、峰谷电价价差机制,保障储能、调峰项目稳定收益;扩大省内绿电直购交易规模,放宽工商业企业绿电采购准入条件,打通新能源市场化盈利渠道。(2)优化投融资与审批管理流程。国有电力机构下调新能源项目信贷利率,推出专项绿色信贷产品,扶持中小型分布式新能源项目落地;简化非生态保护区新能源用地审批流程,统筹盘活荒山、厂房屋顶闲置用地,破解项目用地指标紧缺难题。

4.4 规范项目生态管控,构建绿色合规开发模式

平衡新能源开发与生态保护关系,规避项目建设运维生态风险,实现新能源可持续开发落地。(1)前置

项目环评管控。山地、湿地、滩涂风电光伏项目立项前,完成动植物栖息地、水土保持专项测评,避让生态红线、水源保护区敏感区域,采用桩基轻量化施工工艺,减少场地植被破坏与土方开挖工程量。(2)健全新能源退役处置管理制度。出台光伏组件、风机叶片、储能电池统一回收处置规范,建立电力新能源固废回收站点,落实项目开发企业退役设备回收主体责任,杜绝废旧电力新能源材料随意丢弃造成二次生态污染^[5]。

结束语:电力新能源技术是撬动国内能源转型的核心抓手,既能从源头优化火电主导的供电格局,也能完善电网调度能力,助力全社会各行业电气化降碳。现阶段受核心设备、网架配套、市场机制制约,新能源规模化开发仍存在落地阻力。后续需依托风电光伏一线运维经验,攻坚国产化储能与并网技术,完善跨省输电配套,健全绿电交易机制,兼顾生态合规开发,平衡用电保供、低碳发展、能源安全三者关系,稳步提升新能源利用效能,长效助力全国能源体系平稳迭代升级。

参考文献

- [1]钱昕怡,黄永春,邹晨,胡世亮.引领能源转型:高管环保背景何以提升清洁能源技术创新[J].中国科技论坛,2026(4):28-39.
- [2]王静怡.“双碳”目标下党建赋能电力国企新能源业务战略转型的路径研究[J].中文科技期刊数据库(文摘版)社会科学,2026(1):042-045.
- [3]左宇.储能技术在内蒙古新能源电力系统中的应用研究[J].科技创新与应用,2026,16(3):17-20.
- [4]王彦超,王斌,徐博.新型电力系统建设背景下县域清洁能源消纳技术与利用研究[J].科技与创新,2026(5):148-150+153.
- [5]王禹森.新能源高渗透场景下电力自动化技术创新及工程验证研究[J].中文科技期刊数据库(全文版)工程技术,2026(1):113-116.