

新能源消纳关键因素分析及解决措施研究

陈笑非

(四川能投巴中燃气发电有限公司, 四川 巴中 636700)

摘要 消纳新能源、构建清洁低碳能源体系、推动“双碳”目标实现, 是“十四五”期间新能源规模化发展的核心任务与关键指标, 也是优化产业布局、实现高质量规模化发展的必要条件。当前, 中国新能源装机容量持续快速攀升, 但消纳能力与装机量增速存在显著不匹配, 面临结构性、技术和政策性等多重障碍。本文围绕新能源消纳问题展开研究: 首先系统阐述其内涵、现存问题及战略意义; 其次深入剖析电源结构、电网架构、调节能力、市场机制等关键影响因素; 最后从电源侧优化、电网侧增强、市场侧完善三个维度提出改善路径, 以期为提升新能源消纳效率、加速能源转型提供实践参考。

关键词 新能源消纳; 电源协同; 电网支撑; 调节能力; 市场机制

中图分类号: TK01; TM73

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.35.020

0 引言

新能源(主要为风电和光伏发电)作为清洁的、可再生的绿色能源, 已成为替代煤炭石油天然气等一次能源、调整优化能源结构的主体与主力。我国新能源装机量连续数年在世界排名领先, 新能源替代传统能源的比重也不断提升, 但同时也带来新能源消纳的行业难题。少数地区、部分时段因弃风、弃光带来了“清洁电力”资源的极大浪费, 更有新能源项目收益的缩水乃至损毁, 从根本上挫伤并迟滞了新能源产业发展者的信心。新能源消纳不仅是关系我国能源安全与生态环境的重要课题, 更是关系经济高质量发展的主要因素。因此, 围绕消纳瓶颈开展系统性研究并提出针对性解决方案, 对破解产业发展难题、构建安全高效的能源体系具有重要的现实意义。

1 新能源消纳的基础认知与发展态势

1.1 新能源消纳的核心内涵

新能源消纳本质是通过技术、机制与资源的协同配置, 将风电、光伏等新能源发电高效接入电力系统, 经发电侧、电网侧、用电侧的联动配合, 实现电能安全稳定输送至用户端, 避免出现发电并网难、并网后利用难的弃电问题, 最终达成新能源电力“发得出、送得走、用得上、用得好”的目标, 同时保障电力系统供需平衡与运行安全, 兼顾清洁性与稳定性^[1]。从实践维度看, 新能源消纳需破解其固有的间歇性、波动性与随机性难题——比如风电依赖风速、光伏受光影响, 出力易随自然条件波动。这要求发电侧通过储能配套、多能互补(如风光储一体化)平抑出力波动;

电网侧需强化跨区域输电通道建设(如特高压工程)与智能调度能力, 实现电力资源跨时空调配; 用电侧则需推动需求响应, 引导用户错峰用电, 并拓展绿电消费场景(如工业绿电替代、电动汽车充电)。此外, 市场化机制是关键支撑, 通过绿电交易、辅助服务市场等手段, 可激发各主体参与消纳的积极性, 推动新能源从“量”的增长转向“量”“质”“效”协同提升, 为“双碳”目标落地提供核心电力保障。

1.2 新能源消纳的整体现状

近年来, 我国采取政策调控、技术更新、机制优化措施, 推动新能源消纳的整体水平稳中有升, 全国弃风、弃光率水平较低, 并处于“低弃电率”运行。但就空间格局来看, 消纳能力呈现明显的区域不均衡性, 新能源并网装机规模较大的中西部地区由于本地消纳能力有限, 其消纳困难主要集中在新能源集中开发区域, 消纳压力远远大于中东部用电需求较大的地区; 从时间格局来看, 新能源间歇性、波动性的出力特性与用电负荷时段规律不匹配现象突出, 高峰供电不足而谷期超发等问题带来“阶段性弃电”的问题尚未得以彻底解决, 消纳持续性有待进一步提升。全国新能源消纳监测预警中心数据显示, 2024年全国风电、光伏发电利用率分别达95.9%、96.8%, 虽保持高位但略有下降, 部分地区午间光伏大发时弃电率仍超10%。核心矛盾在于“源荷逆向分布”——风光资源集中于“三北”, 负荷中心却在东部, 跨区输电通道压力大。同时, 系统调节能力不足, 火电灵活性改造滞后、储能配套不够, 难以应对出力波动。不过, 省间电力现货市场

已显成效，试运行期间新能源利用率提升 1%，为跨区域互济提供了新路径。

1.3 新能源消纳的战略意义

从能源转型角度，提升新能源消纳水平是降低化石能源依赖、提高非化石能源消费占比的关键，直接助力“双碳”目标落地；从产业发展角度，稳定的消纳能力能保障新能源项目收益，激发产业投资活力，带动上下游产业链发展；从生态保护角度，新能源消纳量提升意味着清洁电力替代量增加，可减少污染物与碳排放，缓解大气污染与气候变化压力，实现经济发展与生态保护的协同推进^[2]。具体来看，在能源转型层面，高消纳率能加速风电、光伏等非化石能源对煤电的替代，2024 年我国非化石能源消费占比突破 18%，其中新能源消纳提升的贡献率超 40%，为能源结构从“煤电主导”向“多元清洁”转型筑牢根基。在产业维度上，消纳能力的稳定不仅吸引风电整机、光伏组件等核心产业加码投资，更带动储能电池、智能电网设备等配套产业扩张，2023 年新能源产业链产值突破 12 万亿元，消纳保障功不可没。在生态层面，按当前消纳增速测算，2030 年因新能源替代可减少二氧化硫排放超 800 万吨，相当于每年减少近 2 000 万辆燃油车的污染物排放，为蓝天保卫战与“双碳”目标提供双重支撑。

2 新能源消纳的关键影响因素剖析

2.1 电源协同不足

电源协同能力是影响新能源消纳的内在核心因素，当前我国电源体系存在“新能源占比提升快、调节型电源配套滞后”的失衡问题。新能源本身具有间歇性、波动性与随机性，无法根据负荷变化主动调节出力，需依赖其他电源配合调峰填谷；而在传统火电中，具备灵活调峰能力的机组占比偏低，多数仍以基荷发电为主，调峰意愿与能力不足；水电、核电受季节、技术特性限制，调节灵活性有限，难以充分弥补新能源出力波动缺口，导致系统在新能源出力高峰被迫弃电，低谷时依赖化石能源补能，形成结构性制约。

2.2 电网支撑薄弱

电网支撑作为新能源发电侧与用电侧的连接纽带，其能力不足直接表现为“新能源送不出、发不好”。电网规划滞后于新能源建设速度，在新能源集中地区，部分电网建设相对滞后于装机增速，当地并网资源不足，部分电力无法送出；跨省跨区通道支撑力度不足，在新能源比较丰富的中西部地区与负荷密度较高的中东部地区之间，通道数量不够、输电能力不足，富余电力无法有效外送，出现“本地消不出、外来送不出”

的困境；电网的智能化水平有待提高，新能源预测精度较低、调度灵活性不足，难以满足实时出力变化，从而进一步增加新能源的消纳难度^[3]。

2.3 调节能力短缺

灵活调节能力是电力系统适应新能源特点、保障新能源消纳的关键技术，目前我国调节资源总量与利用水平均存在不足。一方面，新型调节资源发展滞后，储能装机量与新能源装机体量不匹配，且成本较高、商业模式尚不明确、发展进程慢，虚拟电厂尚未实现规模化发展，无法将需求侧资源有效聚合以发挥调节作用。另一方面，调节资源调度管理效用低下，传统火电调峰潜力未得到充分发挥，各类调节资源（储能、需求侧响应等资源）及传统调节资源不能充分发挥优势协同发力，调峰填谷空间存在缺口，特别是在新能源夜间大发、用电负荷低谷期，无有效手段消化剩余新能源电量，弃电只能成为平衡系统压力的最后一道阀门。

3 提升新能源消纳水平的解决措施

3.1 优化电源协同体系

需以“新能源为主体，调节电源为支撑”为核心，破解新能源消纳的结构性制约，构建多电源协同支撑格局。统筹规划新能源装机规模时，需紧密结合区域消纳能力、实际负荷需求及调节资源储备，科学排布项目建设时序，坚决避免装机规模与消纳能力脱节，确保新能源出力“发得出、用得上”。针对调节电源，一方面积极推进火电灵活性改造，降低机组最小技术出力，显著增强系统调峰填谷能力；另一方面优化水电调度策略，充分发挥水电启停灵活的优势，实现与新能源出力的互补平衡。同时，适当前瞻布局核电项目，科学制定核电出力计划，为新能源消纳预留充足空间，最终形成新能源牵头、火电、水电、核电协同发力的电源体系，全面提升多电源支撑新能源消纳的综合能力^[4]。此外，可探索新能源与调节电源的“捆绑开发”模式，例如风光项目配套建设火电调峰机组或抽水蓄能电站，实现规划、建设、运行一体化，进一步缩短调节响应时间，让多电源协同更高效，为高比例新能源接入提供更稳固的支撑。在此基础上，需强化跨区域资源优化配置，依托特高压输电通道与智能电网建设，打破省域消纳壁垒，推动新能源电力在更大范围均衡分布、高效利用。建立健全市场化交易机制，完善辅助服务价格体系，通过容量补偿、调峰电价等激励政策，引导调节电源主动参与新能源消纳保障，激发市场主体协同积极性。同时，加快数字技术与电力系统深度融合，构建智慧调度平台，精准预测新能源

出力波动,动态匹配调节电源响应节奏,实现多电源实时优化联动。通过技术创新、机制完善与布局优化多管齐下,持续夯实多电源协同支撑基础,让新能源消纳从“能消纳”向“优消纳”升级,为能源结构转型与“双碳”目标实现筑牢电力保障。

3.2 强化电网支撑能力

围绕“规划先行、通道建设、智能化提升”主线,以电网升级畅通新能源外送路径,为新能源消纳筑牢硬件基础。在规划层面,将新能源送受端电网建设全面纳入整体电网规划,确保网架建设进度与新能源装机进度精准匹配、同频推进;同步加强新能源就地受端电网建设,扩大送端并网容量,提升新能源就地消纳比例,减少远距离输送压力。在通道建设层面,加快推进新能源密集区域至负荷中心的特高压通道建设,优化通道设计以提高输送效率与送电量,着力构建跨区域、大格局的新能源输送网络,有效破解“产地远、负荷偏”的输送难题,保障新能源“发得出、送得走”。在智能化层面,提速智能电网建设,运用大数据、人工智能等技术提升新能源出力预测准确率;搭建“源网荷储”协调调度平台,实现发电侧、电网侧、负荷侧的在线监控、动态跟踪与灵活调控,显著提升电网应对新能源出力波动的适配性与灵活性,为新能源高效输送与消纳提供有力支撑^[5]。同时,聚焦电网关键技术突破,加大柔性直流、新型储能等先进技术研发与应用力度,增强电网对高比例新能源的承载能力与灵活调控水平。强化电网运维数字化转型,通过无人机巡检、智能传感监测等手段,提升输电通道安全稳定运行水平,降低故障停运风险,保障电力输送连续性。健全电网规划与新能源发展的协同机制,建立动态评估调整体系,根据新能源开发节奏与负荷变化趋势,实时优化电网布局与通道容量配置。通过规划引领、通道升级、智能赋能三维发力,持续完善电网“硬件”支撑体系,让新能源外送更高效、消纳更顺畅,为能源清洁低碳转型提供坚实可靠的电网保障。

3.3 补齐调节能力短板

以“挖掘传统潜力、培育新型资源”为双路径,全方位提升系统调节效率,破解新能源消纳的调节能力瓶颈。在资源培育方面,一方面加快新型调节资源发展,通过政策补贴、电价优惠等举措降低储能成本,完善储能参与市场的盈利机制,推动储能与新能源项目联合开发或强制配套,强化储能调峰支撑作用;另一方面推进虚拟电厂建设,聚合工业、商业、居民等多元负荷,引导用户主动参与调峰填谷,充分挖掘需求侧调节潜力。在机制完善层面,搭建统一的调峰调

频调度平台,打破传统调节资源与新型调节资源的壁垒,实现传统火电、新型储能、需求侧响应的协同联动,提升调节资源利用效率。同时,持续优化调度规则,保障各类调节资源公平参与市场竞争,形成“资源多元、机制顺畅、协同高效”的调节体系,切实补齐系统调节短板,为新能源全时段安全高效消纳提供坚实保障^[6]。例如:部分试点地区已推动储能电站参与辅助服务市场,单次调峰收益提升30%以上;虚拟电厂聚合5000余户工业用户,高峰时段可削减负荷超20万千瓦,这些实践进一步验证双路径的可行性,为更大范围推广提供了经验参考。

4 结束语

能源电力转型过程中消纳问题始终是整个过程中的核心问题,新能源消纳水平的提升受电源协同、电网支撑、调节手段、市场机制等主要因素影响,我国新能源消纳虽整体向好,但结构性、技术性、机制性的问题尚未解决。进一步提升新能源消纳水平要从以下方面着力:通过电源协同推动问题解决,也就是解决新能源消纳本身的问题;通过电网建设、智能运维,解决新能源消纳的关键环节、关键路径的堵点问题;通过解决能力不足的问题,实现对新能源特性的系统调节适配;通过完善市场机制,解决各方参与新能源消纳的积极性、主动性问题。未来,系统性推进新能源消纳能力提升,实现“高效消纳、全额消纳”目标,进而构建清洁低碳、安全高效的能源体系,为平稳实现“双碳”目标筑牢基础。

参考文献:

- [1] 李群山,黄牧涛,曾令康,等.考虑断面耦合和越限控制的大电网新能源跨区消纳能力优化方法[J].武汉大学学报(工学版),2025,58(08):1246-1255.
- [2] 吴纯新.为大规模消纳新能源探索新路径:世界首个县级100%新能源新型电力系统试运行稳定[N].科学导报,2023-08-31(A08).
- [3] 冯帆,鲁宇,余新,等.提升新能源消纳能力的特高压直流系统频率支撑控制方法:CN202211352998.2[P].2023-01-24.
- [4] 马会萌,李相俊,吴荣宇,等.兼顾新能源消纳和主动支撑电网能力提升的多类型储能容量优化配置[J].电力建设,2024,45(06):111-119.
- [5] 王小龙.新能源微电网中分布式电源的协同控制与优化调度[J].新潮电子,2024(12):172-174.
- [6] 陈晓龙,孙嘉,张俊林,等.新能源消纳与用户侧响应主从博弈的配电网智能软开关选址策略[J].电力自动化设备,2024,44(02):57-63.