

新能源电力消纳问题及解决方案

魏大伟

新疆兵安电力建设有限责任公司 新疆 图木舒克 844000

摘要:我国新能源电力已进入规模化高质量发展阶段,但消纳面临结构性、区域性矛盾,受电源、电网、负荷、市场与政策等多方面因素制约。本文从这四个方面深入分析影响因素,针对性提出电源侧优化结构、电网侧强化支撑、负荷侧激活潜力、市场与政策完善制度的解决方案,并构建评估体系与方法。评估不同方案后,展望未来我国新能源电力消纳将迈向高质量发展新阶段,为“双碳”目标实现提供有力支撑。

关键词: 新能源电力; 消纳问题; 解决方案; 电力系统

引言:在全球能源转型与“双碳”目标的大背景下,新能源电力发展迅猛,成为电力转型核心力量。我国新能源电力装机规模持续扩大,布局日益完善。然而,新能源电力消纳问题逐渐凸显,整体消纳水平虽较高,但结构性、区域性矛盾突出,消纳压力不断增大。深入剖析新能源电力消纳问题,探寻科学有效的解决方案,对于推动我国新能源电力可持续发展、实现能源转型目标具有重要意义。

1 新能源电力发展现状与消纳形势

1.1 我国新能源电力发展现状

我国新能源电力已进入规模化高质量发展阶段,成为电力转型核心力量。截至2025年底,风电、光伏累计装机达18.4亿千瓦,占总装机47.3%,其中光伏12.0亿千瓦、风电6.4亿千瓦,同比分别增长35.4%和22.9%。2025年新增新能源装机4.4亿千瓦,占全国新增装机80.2%,风光发电量均突破万亿千瓦时,同比分别增长13%和40%。布局上形成“集中+分布式”格局,西北、西南“沙戈荒”地区建设大型集中式基地,承担外送任务;中东部以分布式光伏为主,实现就近消纳^[1]。政策引领下,2026年太阳能装机将超煤电,风光合计装机占比达总装机一半,非化石能源装机占比有望升至63%左右,新能源战略地位持续凸显。

1.2 我国新能源电力消纳形势分析

我国新能源消纳整体水平较高,但结构性、区域性矛盾凸显,压力持续加大。2025年风电、光伏平均利用率分别为94.3%和94.8%,首次跌破95%,进入攻坚期。区域上,青海、西藏、新疆、甘肃光伏利用率跌破90%,西藏仅64.9%,12月弃光率达44.4%;西藏弃风率31.4%,辽宁、吉林等地区也存在弃风现象。时间上,西北午间光伏、大风季风电集中出力,与东部负荷需求错配,加剧局部消纳压力。2026年新能源新增装机将超3亿千瓦,全

社会用电量预计增长5%~6%,新能源规模扩张与用电需求增长叠加,让消纳面临系统性挑战,需针对性破解各类矛盾。

2 新能源电力消纳的影响因素分析

2.1 电源侧因素

电源侧资源特性与结构是影响新能源消纳的核心。风光能源具有间歇性、波动性,光伏出力受光照、天气影响,风电受风速、风向制约,发电曲线与用电负荷难以匹配,易出现“供非所需”。传统煤电机组调峰能力不足,2025年煤电装机仍占31%左右,多数未完成深度灵活性改造,无法快速响应新能源波动。同时,新能源装机与负荷布局失衡,西部资源富集但本地消纳有限,东部需求旺盛却资源匮乏,跨区域供需错配加剧压力。另外,部分地区“重开发、轻消纳”,新能源装机增速远超配套调节资源建设,进一步放大消纳矛盾。

2.2 电网侧因素

电网侧的承载能力、网架结构以及调度水平,已然成为新能源消纳的关键瓶颈所在。在跨区跨省输电通道建设方面,存在明显滞后的情况。尽管预计到2025年新增220千伏及以上线路将达4.7万余千米,但部分通道输送能力与新能源外送需求严重不匹配。尤其是在“三北”地区,高峰时段通道已趋饱和,大量绿电无法高效外送,造成资源浪费。配电网智能化程度较低,面对分布式新能源大规模接入,承载能力明显不足,缺乏适配高比例新能源的新型配电系统,极大制约了新能源的就地消纳。此外,传统调度模式难以精准调控海量且波动性强的新能源,“可观可测可调可控”能力欠缺,主配微协同机制不完善,智能微电网与大电网衔接不畅,无法充分发挥局部自调节能力,进而影响新能源整体消纳效率。

2.3 负荷侧因素

负荷侧的调节能力、用能结构以及响应机制,对新

能源消纳的弹性空间起着决定性作用。传统工业和居民负荷大多呈现刚性特征,缺乏灵活调节的属性,难以配合新能源的波动进行错峰消纳。这就导致在新能源大规模发电时出现过剩现象,而在用电高峰时段又面临电力紧张的局面。在新能源富集地区,算力中心、绿色制氢等柔性负荷布局不足,使得就地消纳的潜力未能得到充分释放。需求侧响应机制尚不完善,虚拟电厂的聚合能力没有充分发挥出来,电动汽车、储能等新型负荷参与系统调节的规模化机制还未健全^[2]。同时,区域负荷分布不均衡的问题突出,东部经济发达地区负荷集中,但新能源资源匮乏,过度依赖外送通道,受通道容量限制,消纳规模难以快速提升,进一步加剧了整体新能源消纳的压力。

2.4 市场与政策因素

市场与政策制度设计影响消纳长效性。电力市场体系尚未成熟,现货、辅助服务市场协同机制不足,新能源参与交易规则不完善,难以通过价格信号优化资源配置。消纳责任传导不畅,可再生能源消纳责任权重落实存在差异,缺乏强制与自愿结合的绿证消费机制,消纳压力未有效传导至各主体。价格机制激励不足,跨省跨区新能源送电价格不灵活,峰谷、辅助服务价格未反映消纳价值差异,难以引导负荷侧主动消纳。另外,新能源开发、电网建设、储能配套政策衔接不紧密,“规划不同步、建设不同步”,未能形成消纳合力。

3 新能源电力消纳的解决方案

3.1 电源侧解决方案

电源侧聚焦于优化能源结构与提升调节能力,致力于构建系统友好型新能源体系。一方面,大力推进煤电灵活性改造,遵循2027年“应改尽改”原则,实施深度调峰改造,降低最小技术出力,使其在电力系统中发挥重要的调峰支撑作用,保障电力供应的稳定性。另一方面,强化多能互补,依托西南丰富的水电基地,推进水风光一体化开发,合理布局调峰气电、光热电站,推动新能源逐步替代燃煤自备电厂,减少对传统能源的依赖。同时积极培育系统友好型新能源,推广“沙戈荒”基地集成开发模式,配套建设储能设施优化出力曲线,提升功率预测精度,为电力调度提供精准支撑。此外,优化电源布局,统筹考虑基地外送与就地消纳,在东部地区重点发展分布式新能源,提高就近消纳比例,有效缓解跨区域输电压力,实现能源的高效利用。

3.2 电网侧解决方案

电网侧着重强化网架支撑、提升智能化水平,构建主配微协同的新型电网。加快特高压及跨区通道建设,重点推进“沙戈荒”基地外送通道、区域互联通道等项目,

提升跨区域电力配置能力,2025年国家电网已投入6500亿元用于特高压建设。推进配电网智能化升级,改造适配分布式新能源的配电系统,增强其接纳和调控能力,推动智能微电网与大电网协同发展,实现局部区域的自平衡消纳。优化调度体系,构建新型电力调度模式,加强市县调度力量,提升新能源“可观、可测、可控、可调”能力,探索基地集群协同调控机制^[3]。强化电网互济能力,充分利用区域间的调节资源和出力互补性,合理布局灵活互济工程,提高电网对新能源波动的适应能力,保障电力系统的安全稳定运行。

3.3 负荷侧解决方案

负荷侧致力于激活调节潜力、拓展消纳场景,构建源网荷储协同体系。培育柔性负荷集群,在新能源富集地区合理布局算力中心、绿色制氢、储能等项目,承接新能源大发时段的电量,实现就地消纳;引导高载能产业向西部清洁能源丰富的地区转移,实现产业与能源的协同消纳。深化需求侧响应,发挥虚拟电厂的聚合作用,整合分散的负荷资源,实现规模化参与电力调节,拓展车网互动应用,推动电动汽车参与峰谷调节,提高能源利用效率。完善激励机制,全面推行分时电价,优化峰谷时段与价差,建立辅助服务费用疏导机制,引导负荷侧主动消纳新能源。提升用能灵活性,鼓励工业企业优化工艺流程,推动建筑、园区终端用能向新能源替代,提高绿电消费比例,促进能源消费的绿色转型。

3.4 市场与政策解决方案

市场与政策方面致力于完善制度体系、强化协同保障,构建长效消纳机制。健全电力市场,完善中长期、现货、辅助服务市场协同机制,缩短交易周期,推广多年期购电协议,推动新型主体参与跨省交易,稳定新能源消纳空间。压实消纳责任,落实消纳责任权重制度,分档设置利用率目标,将责任与开发规模、电价结算紧密绑定,建立绿证消费机制,推动绿证与电力、碳市场协同发展。优化价格机制,建立跨省新能源送电价格动态调整机制,完善容量、峰谷、辅助服务价格,充分发挥价格信号的引导作用,促进新能源的合理开发和利用。强化政策协同,出台消纳全周期监测预警政策,管控利用率下滑地区新增并网规模,加强技术标准与涉网管控的衔接,确保各项保障措施落地见效,推动新能源产业健康可持续发展。

4 新能源电力消纳解决方案的评估与展望

4.1 解决方案的评估指标与方法

为全面、科学地评估新能源电力消纳解决方案,构建涵盖效率、效益、适配性三大维度的评估体系,并采

用定量与定性相结合的综合分析方法。核心指标丰富多样,消纳效率类指标包含新能源利用率、弃风弃光率等,能直观反映消纳方案的实际成效;系统适配类指标有电网接纳能力、负荷响应率等,可体现方案与电力系统的适配程度;经济效益类指标涉及项目收益、消纳成本等,用于衡量方案的经济可行性;社会效益类指标如碳减排量等,则能评估方案带来的绿色价值。定量分析借助生产模拟、成本效益分析等手段,通过仿真模拟精准测算消纳效果与收益情况;定性分析采用专家评审、技术可行性分析等方式,从专业角度判断方案落地的可行性。同时,建立动态评估机制,依据年度监测数据与实际运行情况,灵活调整指标权重,确保评估结果紧密贴合实际需求,为方案的持续优化提供有力支撑,推动新能源电力消纳工作不断改进和完善。

4.2 不同解决方案的评估分析

对不同类型的新能源电力消纳解决方案,需从消纳成效、实施难度、适配场景三个维度进行综合评估。电源侧方案中,煤电灵活性改造成效显著,能广泛适配各类场景,实施难度处于中等水平,到2025年大规模推进后,可有效扩大新能源消纳空间;多能互补方案消纳效果突出,尤其适配风光资源富集地区,但项目实施周期长、成本投入较高。电网侧方案里,跨区通道建设能大幅提升跨区域新能源消纳能力,适配“三北”地区新能源外送需求,不过建设难度大、周期长,但长期效益十分显著;配电网升级改造适配分布式新能源集中地区,见效速度快、成本相对较低。负荷侧方案中,柔性负荷培育适配新能源富集地区,市场潜力巨大,但培育周期较长;需求侧响应方案在全国范围内都较为适配,实施难度低、见效速度快。市场政策方面,消纳责任权重制度在全国范围适用,长效性显著;电力市场优化方案更适配市场化程度较高的地区,但需要完善配套规则。综合来看,需结合不同区域的特征,协同组合各类方案,以实现新能源消纳的最大化。

4.3 未来新能源电力消纳的发展展望

未来,我国新能源电力消纳将迈向“系统协同、市

场化驱动、智能化支撑”的高质量发展新阶段。预计到2030年,基本建立起多层次的新能源电力调控体系,实现各类资源的优化配置与高效利用;到2035年,建成适配高比例新能源接入的新型电力系统,为新能源的大规模发展提供坚实保障^[4]。在技术层面,高效储能、智能调度等关键技术将取得重大突破,大容量储能、虚拟电厂等将实现规模化应用,功率预测精度也将持续提升,为新能源电力消纳提供强大的技术支撑。系统方面,主配微协同电网将全面建成,跨区通道、配电网、微电网协同运行,源网荷储一体化成为主流模式,全国新能源利用率稳定在95%以上。市场领域,全国统一电力市场将不断完善,新能源交易规则更加健全,绿证、碳市场与电力市场深度融合,实现从“政策驱动”向“市场驱动”的转变。政策上,消纳机制将更加完善,形成多元协同的政策格局,有力支撑每年新增2亿千瓦以上新能源的消纳,助力我国“双碳”目标顺利实现。

结束语

新能源电力消纳是能源转型过程中的关键环节,关乎我国能源战略目标的实现。通过全面分析影响因素,提出针对性解决方案,并构建科学的评估体系,为消纳工作提供了系统思路。未来,随着技术进步、市场完善和政策协同,新能源电力消纳将迈向新高度。各方需持续努力,协同推进,确保新能源电力高效消纳,为我国能源绿色低碳发展贡献力量。

参考文献

- [1]雷霞,杨健,蔡长林.基于新能源品质量化的电力现货市场模式设计[J].工程科学与技术,2023,55(1):14-25.
- [2]张倩.基于双维对标策略的电力行业管理优化与创新[J].电力系统装备,2025(9):178-180.
- [3]孙中苗,徐琪.区块链技术下政府对可再生能源电力消纳的动态激励补贴研究[J].中国管理[3]科学,2025,33(7):346-359,中插49-中插51.
- [4]陈或辰,张婷婷,王佳妮,等.可再生能源电力消纳责任权重下售电商分月购售电滚动优化模型[J].现代电力,2025,42(1):137-148.