双碳目标下光伏风电协同发展路径研究

李　凯

陕西轩邑特种建设工程有限公司　陕西　西安　710061

摘　要：碳达峰与碳中和目标的确立，为中国能源体系转型设定了明确的时间表和刚性约束。光伏与风电作为最成熟的可再生能源技术，其协同发展是实现双碳目标的关键路径，但二者在资源禀赋、出力特性、空间分布及成本结构上的显著差异，使得简单“齐头并进”难以达成系统最优。本文从协同发展的内在逻辑出发，深入分析光伏与风电在出力互补性、土地利用、电网消纳及产业链方面的协同基础与现实矛盾，进而提出规划协同、电网协同、产业协同及政策协同四维一体的发展路径框架。研究指出，协同的本质不是消除差异，而是通过“四维一体协同发展路径”将差异转化为互补优势，最终实现能源供给安全、清洁与经济的统一。

关键词：双碳目标；光伏发电；风力发电；协同发展；能源转型

引言

2020 年，中国明确提出“2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和”的战略目标。实现这一目标，能源生产端的清洁替代是重中之重。根据全球能源互联网发展合作组织测算，到 2060 年，中国非化石能源消费占比需达到 80% 以上，风电和光伏发电装机容量将分别达到数十亿千瓦级别。光伏与风电凭借资源分布广泛、技术成熟度高、度电成本持续下降等优势，已成为可再生能源发展的两大支柱。然而，光伏与风电并非同质化的清洁电源。光伏出力集中在日间，受天气影响波动剧烈；风电出力则受大气环流支配，呈现季节性和日内随机性特征。二者在时空尺度上的显著差异，意味着简单追求各自装机规模的扩张，未必能实现系统整体效益最大化。现实中，“弃光弃风”现象反复出现、输电通道利用不均衡、调峰压力持续增大等问题，均反映出光伏与风电发展之间缺乏有效的协同规划与运行机制。

1 光伏与风电协同发展的内在逻辑

1.1 资源禀赋的时空互补性

光伏发电依赖太阳辐射，出力呈现明显的日周期——正午达到峰值，夜间为零，且夏季辐照优于冬季。风电则源于大气运动，出力在日内无固定相位，通常夜间风速较大，冬季风能资源更为丰富。这种差异恰好形成“日间光伏 + 夜间风电”的日内互补，以及“夏季光伏 + 冬季风电”的季节性互补格局。研究表明，在合理的装机配比下，光伏与风电的联合出力曲线比各自单独出力更为平滑，能够显著降低对储能和调峰电源的依赖。这种天然的互补性是二者协同最坚实的物理基础。

1.2 空间布局的差异化利用

光伏和风电对土地和空间资源的要求不同。光伏电站需要较为平坦、开阔且辐照充足的场地，适宜在西部荒漠、戈壁及东部采煤沉陷区等非耕地上集中布局，也可在建筑屋顶、农业大棚等场景分布式安装。风电则对风资源条件要求较高，通常布局在“三北”地区、沿海及高原山脊等风能资源丰富区域，且风机点位可兼顾农业和牧业生产。二者的空间需求并非完全竞争，通过合理规划，可实现土地资源的立体化利用——例如内蒙古乌兰察布风电光伏平价基地（三峡集团示范项目）：在同一个丘陵草原地块内，风机塔筒间布设光伏板，牧草种植同步进行，2023 年投运后年发电量超 60 亿度，验证了“风 – 光 – 草 – 牧”立体兼容的可行性。

1.3 系统经济性的协同效应

从电力系统整体经济性角度看，光伏与风电的协同能够降低多种成本。其一，联合出力平缓化可减少火电机组启停和深度调峰产生的额外煤耗与运维成本。其二，共用送出通道和汇集站可节约电网投资[1]。其三，互补性使得同样容量的储能配置可以发挥更大效用——储能系统可在光伏过剩时段充电、在风电低谷时段放电，提高充放电循环效率。

2 当前光伏与风电协同发展面临的关键矛盾

2.1 资源错配：出力特性与用电负荷的相位差

尽管光伏与风电之间存在互补，但二者联合出力与用电负荷之间仍有显著错位。我国用电负荷呈现“早晚双峰”特征，晚高峰出现在 17:00—20:00，此时光伏出力已快速衰减，而风电出力尚未显著增长，形成“净负荷

尖峰”。这意味着即便风光装机充足，电力系统在晚高峰时段仍需依赖火电或储能供电。这种负荷错配削弱了风光协同的直接替代效应，需要额外配置灵活性资源予以弥补，增加了系统成本。

2.2 空间错位：资源富集区与负荷中心逆向分布

我国风、光资源最为丰富的“三北”地区（西北、华北、东北）远离东部沿海负荷中心，而中东南部用电量大但本地风光资源相对有限。这种逆向分布格局要求大规模、长距离的电力输送[2]。然而，现有特高压输电通道的规划与风光项目布局之间缺乏充分衔接——往往电源建设速度远快于通道建设，导致“源网不协调”。同时，跨省跨区消纳机制尚不完善，省间壁垒制约了风光电力在更大范围内的互补利用。更严峻的是，当前海陆风光发展严重失衡：陆上风光装机高速增长，而海上风电规模化开发带来的送出走廊拥堵、柔直输电工程核准周期长、并网标准不统一等瓶颈，正成为东部沿海消纳的新制约。同时，海上资源开发呈现明显的碎片化态势——多个业主分割竞标同一海域，送出线路重复建设，共享海缆与汇集站难以落地，不仅推高用海成本，也加剧了近岸生态环境压力。

2.3 消纳困境：波动性叠加对电网的冲击

光伏和风电出力均具有间歇性和不确定性，二者简单相加并未消除对电网频率稳定和电压支撑的挑战。当风光同时大发（如大风日叠加晴天），若用电需求不足，则产生大量弃电；当二者同时出力低迷（如阴天静风），则需大容量备用电源兜底。随着风光渗透率持续提升，电力系统惯量下降、调频能力减弱等问题日益突出，传统“源随荷动”的运行模式难以为继。这要求协同不仅是电源侧的简单组合，更需涉及电网运行方式和负荷侧响应的系统性变革。

2.4 产业链竞争：材料供应与产能周期的非同步

光伏与风电产业链在上游原材料环节存在隐性竞争。例如，铜、铝等同时是光伏逆变器和风电机组的核心原材料，价格波动会同时影响两个行业的成本。更重要的是，光伏和风电的投资节奏受政策周期影响，往往呈现“抢装潮”与“空窗期”交替，导致供应链产能忽紧忽松，不利于制造企业稳定排产和技术持续改进。这种产业层面的非同步性，需要通过统一的市场信号和长期规划来平抑。

3 光伏与风电协同发展的路径框架

3.1 规划协同：统一资源评估与联合优化布局

规划协同是路径框架的顶层设计。首先，应建立统一的风光资源评估数据库，利用气象观测、卫星遥感和大数据技术，对全国各区域的风速、日照时数、波动特性进行精细化测绘，为协同规划提供精准数据底座。在此基础上，打破光伏和风电各自编制专项规划的惯例，编制统一的“风光可再生能源发展规划”，按区域确定最优风光配比。例如，对于风资源突出但光照一般的地区，可适当提高风电比例；对于光资源丰富而风速较低的区域，则以光伏为主。同时，将协同规划与国土空间规划、电网规划深度衔接，确保项目选址、接入条件和消纳空间三者匹配。

3.2 电网协同：加强网架结构并优化调度运行

电网是协同发展的物理载体。在硬件层面，应加快跨省跨区输电通道建设，尤其是围绕“三北”大型风光基地规划建设配套的特高压直流外送工程，提升资源富集区的电力外送能力。同时，在受端省份加强交流电网架构，增强多馈入直流系统的电压支撑能力[3]。在软件层面，推行“风光联合调度”模式——不再将光伏和风电作为独立电源分别调度，而是将同一基地内的风光视为一个“虚拟电厂”统一管理，利用预测技术和优化算法编制联合出力计划。构建适应高比例可再生能源的调度决策支持系统，将数值天气预报、实时运行数据和机组特性纳入统一优化模型，实现源网荷储协同互动。

3.3 产业协同：技术创新与供应链互通共荣

产业层面的协同着眼于提升整体技术水平和供应链韧性。在研发方向上，应统筹部署光伏和风电共性技术攻关——例如，两者均需要高效电力电子器件、先进储能耦合及智能运维技术，可设立联合科研专项，避免重复投入。在制造端，鼓励企业通过战略合作或跨领域布局实现供应链协同，例如光伏逆变器企业与风电变流器企业共享功率模块采购渠道，以量换价。在项目端，推广“风光储一体化”“风光水火储多能互补”等综合能源开发模式，通过同一投资主体统筹建设、统一运营，降低管理成本和协调损耗。此外，重视退役光伏组件和风机叶片的回收利用技术研发，构建绿色闭环产业链。

3.4 政策协同：统一市场机制与差别化激励

政策是协同发展的制度保障。当前，光伏和风电在电价政策、绿证交易、碳核算等方面存在差异，需逐步统一。一是完善电力现货市场建设，让实时电价信号引导风光出力安排——光伏大发的中午时段电价走低，风电大发的后半夜电价亦偏低，以价格机制激励配储和调节行为。二是建立统一的绿色电力证书交易体系，明确风光发电的等效减碳量核算标准，使两者在碳市场中具

有可比性和可置换性[4]。三是在项目核准和建设用地审批中设立“协同优先”通道，对风光同场、联合送出、多能互补等协同度高的项目给予简化审批和并网优先权。四是调整补贴和财税支持方向，从单纯按装机容量补贴转向按“有效出力”和“系统贡献”补贴，激励开发企业更加注重发电质量和消纳效果。

4 保障措施与实施建议

4.1 强化统一规划管理与动态评估

协同路径落地亟需权威高效的规划管理机制。建议由国家能源主管部门牵头，联合相关部门成立国家级风光协同发展规划专项工作组，统筹全国风光资源普查、协同配比研究及年度实施评估。工作组应以系统最优为导向，制定分区域、分时段的协同发展路线图，明确不同资源区装机配比、时序及送出要求。同时，建立“规划—实施—评估—调整”动态循环机制，每两年对各省风光装机比例、利用率及协同效益进行综合量化评估，发布“协同发展指数”。对明显偏离最优配比或效益持续下降的地区，及时预警并指导调整，并将评估结果与下年度建设指标、接入优先级挂钩，形成刚性约束。同步建设国家级协同规划信息平台，整合气象、电网、项目数据，实现规划参数动态迭代，确保规划与实际运行紧密衔接。

4.2 加快电力体制改革与跨区消纳

突破跨省消纳瓶颈，核心在于深化电力市场化改革。应进一步扩大跨省跨区电力交易规模与频次，由年度、月度向周内、日前延伸。在清洁能源外送通道中全面推行“风光打捆”外送交易品种，明确打捆比例，允许受端用户与送端风光基地签订 5—10 年期长期购电协议，稳定消纳预期。健全辅助服务市场，明确风光电站调峰、调频义务，制定差异化补偿标准，使灵活性资源价值得到合理回报。同时，建立以省间“可再生能源配额制”为基础的消纳责任权重考核机制，将国家消纳责任细化为各省可量化指标，配套超额消纳量交易制度。对未完成任务的省份实施约谈与项目审批挂钩，压实地方责任，倒逼受端省份主动开放市场，促进全国范围风光电力高效配置。

4.3 推动标准统一与监测认证体系建设

统一的技术标准和认证体系是协同发展规范化的根基。应依托全国新能源标准化技术委员会，加快制定《风光联合出力预测精度评价标准》《风光互补系统性能测试规程》等专项标准，覆盖规划、设计、验收、运行全链条，并修订既有风、光设计规范中不协调条款。同步建设国家级风光协同监测与认证平台，由第三方独立机构对大型基地的出力数据、弃电率、预测偏差及环境指标进行连续采集与核查，建立“基地自测—省级复核—国家级认证”三级管控体系。平台每年发布《中国风光协同发展年度报告》，公布各基地协同效率排名，接受社会监督，提升行业公信力。推动认证结果与绿色电力证书核发、碳减排核算及项目融资挂钩，使达标项目在绿证交易、碳市场抵扣、信贷利率等方面获得实质性激励，形成“标准引领—监测验证—认证赋能—市场激励”的良性循环，从根本上解决协同项目优劣同价问题，夯实高质量发展制度基础。

5 结语

在“双碳”目标引领下，光伏与风电并非简单的平行增长关系，而是需精心设计的协同系统。二者虽具备资源、空间及出力时序上的互补基础，但仍面临资源错配、消纳困境及产业链竞争等现实矛盾。实现协同发展需聚焦四大核心路径：通过统一规划确定最优配比，强化电网以保障消纳空间，深化产业协作提升效率，以及依靠政策协同校正市场信号。这四个方面互为条件，缺一不可。展望未来，随着新型储能成本降低、智能调度技术成熟及全国统一电力市场完善，风光协同的技术经济条件将持续优化。但需注意，协同是动态过程，无固定标准配比。各地区应立足自身资源禀赋、电网条件及负荷特征，在统一框架下灵活选择差异化路径。

参考文献

[1] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相. 双碳目标下我国能源电力系统转型路径研究 [J]. 中国电机工程学报,2022,42(8):2825-2836.

[2] 张运洲, 张宁, 代红才. 光伏与风电协同开发的资源互补潜力评估 [J]. 电力系统自动化,2023,47(10):1-9.

[3] 刘振亚, 李明, 高志远. 全球能源互联网视角下的风光基地跨区消纳研究 [J]. 电网技术,2024,48(1):1-10.

[4] 王秀丽, 杨勇, 陈启鑫. 适应高比例可再生能源的电力市场机制设计 [J]. 电力系统保护与控制,2023,51(5):1-8.