电力行业低碳发展面临三方面挑战

■本报记者 苏南

2025年是我国“十四五”规划的收官之年，在这一关键时期，我国电力行业面临着低碳转型的重任——既有挑战，也有发展机遇。为此，迫切需要社会各界齐心协力，共同推动，确保经济社会可持续发展与能源安全的长期保障。

在业内专家看来，我国电力行业低碳发展面临着平衡电力系统安全经济与低碳关系、低碳技术需求巨大与科技创新能力不足、产业链供应链安全稳定有待加强三方面主要挑战。未来需要加强电力低碳转型的技术研发，推动电力行业向低碳方向发展。

■■低碳发展需求与压力巨大

“十五五”期间，经济结构优化、发展方式转变、增长动力转换的特征更加明显。在此背景下，力争在2030年前碳达峰、2060年前碳中和，从峰值到中和减排时间不足欧美主要国家的一半，我国低碳发展需求与压力巨大。

发达国家提出碳中和目标时，大多已经过了经济发展的能源高消费与高排放阶段。当前我国经济发展仍处于能源需求和碳排放上升的阶段，实现“双碳”目标的难度远高于其他国家。我国目前第二产业占GDP 的比重仍较高，能源资源消耗强度大，单位GDP的碳排放量仍然较高。因此，我国电力行业低碳化面临速度与成本、安全的平衡问题，十分具有挑战性。

中国社会科学院能源经济研究中心、国网能源研究院共同主编完成的《中国电力行业低碳发展报告（2024）》预计，“十五五”末期我国电能占终端能源消费比重将达到35%左右。从电力生产来看，电源结构持续清洁化，新能源、新型储能等装机规模进一步提高，非化石能源发电将逐步成为装机主体和电量主体。2030年以前，我国新增电源装机约80%为非化石能源发电，到2030年非化石能源发电装机规模约39亿千瓦，约占总电源装机容量的六成。“我们预计，2030年后新增电力需求全部依靠以新能源为代表的非化石能源发电满足。”国网能源研究院有限公司能源战略与规划研究所研究员谭雪表示。

业内专家普遍认为，电力行业的低碳发展将推动我国能源结构和消费结构发生深刻变革。然而，在当前技术水平下，实现这一转型将不可避免地承担高昂的成本。一方面，技术尚未成熟阶段，电力低碳化转型可能会导致供电成本的增加，进而引起电力价格的上涨。这不仅会提高企业的生产成本，压缩企业的利润空间，还通过商品价格渠道将成本转嫁给消费者。另一方面，面对当前复杂的经济形势和下行压力，我们在选择电力碳减排路径时必须更加审慎，合理安排发展步伐与转型策略，确保成本与效益的平衡。

■■电力低碳发展面临诸多挑战

近几年，新型电力系统构建与传统电力系统技术因素和电力产业低碳发展因素叠加，出现较为复杂的传导路径，技术风险、经济风险、社会风险、环境风险等风险呈现复杂化、融合化、延伸化的特征。这些因素叠加，使得我国电力行业低碳发展，面临诸多挑战。

“挑战之一是平衡电力系统安全、经济与低碳发展关系。”谭雪分析，推进电力行业低碳发展很难同时在安全性、经济性和低碳性三方面实现最优。首先，安全风险是电力行业低碳发展过程中电力系统面临的最根本最突出的风险。电力行业低碳发展要依靠大规模可再生能源发电，电力系统将呈现“高比例可再生能源，高比例电力电子装备”的特性，导致电力系统的不确定性、时变性、非线性及复杂性增强，电力系统安全稳定运行难度加大，风险防御和问题修复的难度也增加。其次，随着产业结构、布局调整和新业态不断涌现，电力需求负荷特性、时空分布等都发生变化，给电力供需预测带来新挑战，也加大了电力系统控制难度。最后，推进电力行业低碳发展、保障系统安全稳定运行的成本不断上升。随着高质量发展和社会进步，对电力的要求不仅是电力系统的安全可靠，而且是区域、城乡等全面的供应稳定，对电力行业的安全性要求越来越高，所需的成本不仅有电力系统运行与管理成本，对经济社会带来的成本也会升高。

中国社会科学院工业经济研究所能源经济研究室副研究员袁惊柱对《中国能源报》记者表示，电力系统出现一系列新的特征，例如“双高”特征（高比例可再生能源和高比例电力电子设备），以及低惯性和抗干扰性等。这些特性导致电力系统的频率、电压和功率特性发生了显著变化，从而提升了系统运行的安全风险。此外，电力网络安全风险方面，面临着一次系统风险、二次系统风险、运行维护风险以及其他潜在风险。

挑战之二是低碳技术需求巨大与科技创新能力不足。近年来我国新能源、核电、输变电、新型储能技术快速迭代，在推进电力行业低碳发展的同时，也带来生产成本的快速下降，从而降低系统转型成本。但是，当前科技创新能力仍然与电力行业高质量发展的需求有较大差距。“一是电力低碳领域的基础理论方法不足，非工频稳定性分析的基础理论欠缺。二是电力行业低碳发展会带来很多新的技术挑战，例如系统形态和运行特性转变带来的技术控制与预测难题，电力数字转型带来的信息安全问题，多品种能源之间耦合互济技术难题，科学精细的电力碳核算技术挑战；研发能力不足，缺乏精细高效的设备设计、组部件设计研发的人才、系统、工艺等，在基础研发环节的投入难以满足高端精密设备生产和新型电力系统建设的需求。”谭雪表示。

“低碳技术的发展呈现不均衡态势。”国务院发展研究中心资源与环境研究所能源政策研究室副主任韩雪对《中国能源报》记者表示，可再生能源和电动汽车技术虽取得显著进步，但其他低碳技术发展较为缓慢。全球经济的平衡发展和可持续发展的重重障碍，对低碳技术的推广与应用构成了严峻挑战。特别是在经济承受能力较弱的发展中国家，发展新能源和推进低碳发展面临更为复杂的经济考量。

挑战之三是产业链供应链安全稳定有待加强。电力产业链供应链安全稳定是电力行业平稳发展的前提，也是电力行业低碳发展的保障。新型电力系统环境对电力系统运行控制、特高压组部件、新型储能、系统耦合等技术要求越来越高，但是部分核心技术、关键组部件仍存在国外技术为主甚至“卡脖子”风险，国内产品设计难以满足低碳高效精益管控要求，难以满足电力系统转型升级。

“这要求我们自主掌握好电力低碳转型的路径和方式、节奏和力度，健全境外投资风险防范体系，提升我国电力企业国际化经营能力，维护能源产业链供应链稳定畅通。”在袁惊柱看来，电力系统供应链的安全风险主要来源于两个方面：一是供应链各节点企业自身的内部风险；二是企业之间以及外部环境带来的风险。

■■加强电力低碳转型技术研发

深入推进电力系统低碳转型，还需完善哪些方面？业内专家一致认为，在保障能源安全、电力可靠供应的基础上，要深入推进电力生产消费结构绿色低碳转型。从能源消费需求来看，通过节能管理、采用高效设备、普及节能技术和改进生产工艺等系列措施，能源效率显著提升，单位GDP能耗和单位产品能耗稳步下降。此外，要加强电力低碳转型技术研发，全面推进源网荷储各环节及绿色低碳相关产品和服务的技术创新。

“解决电力低碳发展面临的挑战，需要加强科技创新推动电力低碳数字技术研发。”谭雪表示，大数据、物联网、人工智能等先进技术在电力系统应用愈加深入而广泛，电力源网荷储数等全环节全方面进行数字化改造，电力系统运行可靠性、管理效率和水平进一步提升。同时，先进数字技术的应用进一步提升电力系统的计算能力，充分激发电力数据资源整合能力和算力，协同云一边一管一控一端等，提升电力低碳数智体系的质效。

韩雪认为，在内部要求方面，不仅需要持续推进电力行业的低碳化，包括基础设施的完善和体制机制的建立健全，还应更加重视几个方面：一是先进技术的广泛应用；二是商业模式的创新；三是与国际接轨的标准和认证体系的建设。此外，考虑到经济增长的现状，还需进一步推动电力低碳技术的装备、建设、运营、标准以及系统解决方案的一体化“走出去”。这不仅有助于巩固我国产业的竞争优势，同时也能为发展中国家或全球南方国家提供负担得起且更为安全的能源保障。无论是通过共建“一带一路”倡议还是南南合作，都应致力于推动电力低碳技术的全球推广和应用。

温州平阳南麂岛上的风力发电机。**刘光涨**/摄

向海争风

——浙江积极探求未来海上风电大规模集群送出策略

■徐梓沐

2024年12月26日，浙江（华东）深远海风电母港在温州开工，这将是全国首个面向深远海的风电母港项目。依托母港建设，浙江计划到2030年打造千亿级风电产业集群。

海上风电大规模开发的时代来了，带着机遇，也带着挑战。

■■海上风电优势显著，为什么？

浙江，七山一水二分田，绿水青山熔铸出了诗画江南的美景，铺就了经济发展的底色，也激发出蓬勃的经济活力，带来旺盛的电力需求。

不过，需求大却不等同于禀赋好。浙江本地电源匮乏，三分之一的用电量需要依靠省外输入，在绿色发展理念和丘陵地形的双重挤压下，火电等本地传统电源扩张余地局促。浙江渴求电源的目光便投向了海上风电、分布式光伏和抽水蓄能。

尤其是海洋资源。浙江近岸海域内拥有海岛4300多个，居全国第一。同时，浙江的海岸线和海岛岸线总长6000多千米。得天独厚的环境赋予了浙江丰富的可开发海上风能资源，2021—2035年间，浙江省风电发展规划达到3650万千瓦，其中近海风电850万千瓦、远海风电2800万千瓦。海上风电大规模且集群式开发并网正从蓝图变为现实。

一向敢为人先的浙江确实早已开始了海上风电送出相关的研究。

“影响海上风电送出模式选择的主要因素是风电场离岸距离和规模。”国网浙江电力科技部二级职员金文德介绍。目前，浙江开发的都是离岸80公里以内的近海小型风电场，其中，单个风电场的最大发电容量为50万千瓦。截至2024年11月，浙江海上风电总装机容量达477万千瓦，这些项目均采用了工频交流送出的技术。

同样的送出方式被国内大多数海上风电场所青睐。我国是目前全球海上风电场数量最多的国家，近10年累计装机增长近10倍，装机容量超过英国，跃居世界第一位。“这些风电场以水深30米左右、离岸50千米以内的近海海域为主，对于近海小型风电场而言，工频交流送出是目前装备最成熟、工程经验最丰富的技术。”金文德说，然而，受交流电缆的能量损耗问题和电缆成本问题影响，如果将工频交流送出技术直接应用于即将开发的离岸80—150公里的中远海域风电场，其经济性将大打折扣。

中远海域的风电要如何送出？这是一个国际性难题。英国、德国、丹麦、澳大利亚等国家在海上风电领域正广泛应用柔性直流输电技术。柔性直流中的柔性是指一种基于大功率、高性能的电力电子器件，实现对电网电压、电流、功率等各类参数实时调节的先进技术，能让电能可控性好、适应性强、响应速度快、智能化程度高。

但在金文德看来，虽然这是当前国际上主流的深远海风送出模式，但却不是回答海上风电送出的最优解。“柔性直流输电的主要优势在于克服了海缆充电无功的问题，输电能力更强。缺点也十分明显，即需要建设海上换流站。”他解释道。海上换流站被称作“海上巨无霸”，平面面积近乎一个标准足球场，高度可比肩15层的居民楼，建设成本动辄几十亿元，无论是在建设还是运维，都涉及巨额的投资和成本。

即使投资成本是天文数字，但向海争风的策略不能放弃——海上风电不仅发电效率高且无需占用土地资源，投运后的环境效益和经济效益优势在新能源界都出类拔萃。此时，破题之法只能是找到更具经济性的海上风电送出模式。

■■柔性低频更加经济，凭什么？

何为更经济的送出方式？

“一是成本更低，二是送出效率更高。”国网浙江电科院电网技术中心副主任陆翌回答。很显然，优化掉海上换流站就可以大幅削减成本，减少电力损耗就能提升送出效率。

早在上世纪90年代，中国科学院院士王锡凡就提出了分频输电方式，即在较低频率下输电，在较高频率下用电，通过降低输电频率，来减少电能损耗，让电能被送得更远。2014年前后，国网浙江电科院柔性电力技术团队逐步启动柔性低频输电技术研究。

“低频技术的优势在于只需建设一座海上升压站，将低频风电机组发出的电力升压至需要的电压再送至陆地。”陆翌介绍。目前，全球最大海上升压站尺寸为66米×55米×32米，占地面积仅为一个标准海上换流站的二分之一，建造难度及成本优势显而易见。

频率低到多少才最为经济？“通过层层计算验证和仿真对比，我们发现当要实现离岸80—180公里的中远海百万千瓦风电送出时，若输电频率低于20赫兹，变压器、断路器的成本将上升，若高于20赫兹，海缆传输能力将下降，必须增设海缆才能满足送出要求。”柔性电力技术团队中负责组织开展频率优选工作的团队骨干裘鹏说。

2021年3月，经与中国科学院院士陈维江等权威专家共同研究探讨，国网浙江电力明确当下20赫兹是80—180公里中远距离海风送出场景下最能兼顾经济性与输电能力的选择。

全新的技术路线，意味着配套装备的空白。“手机性能不够了，我们通常会选择换一个，但如果市场上已经没有更好的手机了怎么办？只能自己研究，从配件开始，核心设备全部自研。”金文德打了个比方。

依托国家能源源网荷储互动协同技术研发中心、国网海洋输电工程技术实验室等创新平台，国网浙江电力先后掌握了柔性低频输电系统的行为特性，并联合科研机构及上下游企业，自研了包括柔性低频换流器、低频变压器、海缆、新型海缆船在内的近100项核心技术装备和专利成果。

■■向海争风，还需要什么？

在浙江台州大陈岛上，海风吹动低频风力发电机，绿色的风电便从小小的海岛输送至陆地上的电网。

2022年6月，台州35千伏柔性低频输电示范工程投运。这是世界首套投入商业运行的低频海上风电送出系统，也是国网浙江电力柔性低频输电系列示范工程规划迈出的第一步。

“台州35千伏柔性低频输电示范工程对大陈岛上原有的两台1.1兆瓦工频风机进行了低频改造，将风机发出20赫兹的电能，升压至35千伏后送至盐场低频换流站，变频为50赫兹后并入工频系统。”国网台州供电公司变电检修中心副主任蒋旭介绍。投运至今，台州35千伏柔性低频输电示范工程已向陆地输送海上风电超1600万千瓦时，相比工频输电能量损耗降低了1.2%。工程还配套研制并投入使用了35千伏柔性低频换流器、低频变压器等19项国际首台首套设备。

“大陈岛项目的稳定运行，验证了海岛风机源侧低频接入的技术先进性及风电柔性低频送出技术的可行性。”陆翌说，但35千伏线路主要应用于中短距离的输电线路，还不能满足长距离、大功率的电力输送需求。因此，柔性低频输电系列示范工程规划的第二步探索悄然开始。

2023年6月30日，杭州220千伏柔性低频输电示范工程投入运行，该工程额定传输容量30万千瓦，是目前我国电压等级最高、输送容量最大的柔性低频输电工程，真正完成了高压大容量海上风电场电力输送成套装备性能的技术验证。

“目前，我们正联合华能浙江分公司依托玉环2号海上风电场项目开展大容量海上风电柔性低频汇集送出系统验证。这是我们柔性低频输电系列示范工程的第三部曲。”金文德介绍。

玉环2号海上风电场位于浙江省台州市玉环海域，规划装机容量508兆瓦，采用工低频混合方式送出，其中204兆瓦采用工频输电方案，304兆瓦采用低频输电方式送至陆上计量站。

“玉环2号海上风电场配备设置了一座220千伏工低频共建海上升压站，将海上低频风电和工频风电都升压至220千伏后，通过一回220千伏工频海缆和一回220千伏低频海缆送至陆地。”陆翌说。目前，该工程已完成成套参数设计，预计将于2025年完成投运。届时，将能够在同一工程中积累工频交流与柔性低频输电的具体数据，进一步回答中远海大规模风电送出的经济性问题。

“当前，海上风电送出设备小型化的问题还没解决，同时，海上风电的开发正逐步向深蓝推进。未来海上风电大规模集群送出，有没有比低频柔性送出更好的解决方案？这仍值得继续探索，仍需研究送出模式，储备好关键技术装备。”金文德认为。

除积累海上风电送出技术外，也有业内人士表示，海上风电开发成本问题也需得到进一步重视——当前，我国沿海省份已形成海上风电规模化产业基地，9个省份累计建成或在建20多个海上风电产业园。海上风电较陆地风电在投建、并网、运维等方面难度更大、技术设备要求更高，投资相应更大，需加强统筹规划，丰富扶持政策，以刺激风电企业投资的积极性和上下游企业的国产化设备研发、运维保养的积极性，需要进一步加强原材料掌控力，解决海上风电送出关键技术“卡脖子”难题与瓶颈。

再清洁一点、再优质一点、再超前一点。向海争风正在进行时。