

中小抽蓄或成新型电力系统关键角色

■本报记者 苏南

最新数据显示，我国抽水蓄能(以下简称“抽蓄”)电站投产总装机容量已连续九年稳居世界首位。截至2024年底，我国抽蓄累计投产规模超5869万千瓦，占全球总量的四成。尽管大型抽蓄电站至关重要，但业内普遍认为，我国星罗棋布的水库大坝与小水电资源，为适度发展中小抽蓄电站开辟了新路径。

中小抽蓄电站具有建设周期短、资金压力小、调度灵活等显著优势，能精准匹配分布式新能源及区域电力系统的需求，为电网稳定运行提供坚实保障，并有力促进新能源就地消纳，从源头上减少弃风弃光。这些现有的水库大坝和小水电，已然成为分布式新能源发展铺设了基础“轨道”。如何抓住这一契机，发展中小抽蓄，已成为业内亟待综合考量的关键议题。

中小抽蓄电站目前仍面临成本、资源、技术等方面的挑战，但在新能源发展中的支撑作用不容忽视。业内认为，在政策扶持、技术创新与市场需求的三重驱动下，其未来发展潜力巨大。克服现有难题，中小抽蓄电站必将在构建新型电力系统的征程中扮演更为关键的角色。

■多地布局中小抽蓄

国家能源局《抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035年)》提出，到2030年抽蓄投产总规模1.2亿千瓦左右，规划布局重点实施项目340个，总装机容量约4.2亿千瓦。《“十四五”可再生能源发展规划》提出，在中南部地区利用已建成的山谷水库和沿岸山顶地势，试点推进灵活分散的中小型抽蓄电站建设，提升区域新能源电力消纳能力。

上述文件的发布，无疑为中小抽蓄发展指明方向。早在三年前，相关机构就积极投入中小抽蓄电站的开发研究及项目论证工作，浙江、湖北、湖南等省也加紧进行中小型抽蓄电站的选址布局。

中国水力发电工程学会原副秘书长陈东平在接受《中国能源报》记者采访时表示，中小抽蓄的发展在全国各地呈现出差异化态势，这主要源于各地在资源条件、政策扶持、市场环境及开发力度上的不同。但总体而言，在国家坚定的“双碳”目标和政策引导下，结合新型电力系统建设的宏观方向，各地都保持了积极推进的势头。目前，已选定的试点项目进展顺利，这种良好态势极大地激发了全国其他地区建设中小抽蓄的积极性。

与大型抽水蓄能电站不同，中小抽蓄



电站的规模较小，单机容量通常在15至150兆瓦之间，且装机台数一般不超过两台。在我国，已投入运行的中小抽蓄电站主要包括密云、潘家口、岗南、溪口、回龙、沙河、响洪甸等。目前，还有一些电站正在建设中，例如魏家冲、大悟等电站，它们都属于2台150兆瓦的配置。

在业内看来，与其一味追求大型抽蓄电站，我们更应关注星罗棋布的水库大坝和小水电资源。中小抽蓄电站凭借其灵活性和适应性，在地方能源结构调整中扮演了重要角色。国际大坝委员会原副主席、电建集团公司首席技术专家周建平接受《中国能源报》记者采访时曾表示，中小抽蓄可利用资源数量远超常规，随着风光资源的高速发展，中小抽蓄在建设周期、调度运行、适应市场等相对具有明显优势方面必将被系统青睐，也是最重要的主网系统电力调蓄资源的拾遗补缺。

■核心问题是经济性不高

尽管中小抽蓄的发展前景广阔，但其发展过程中仍面临多重挑战，其中经济性不高是最核心的问题。高昂的建设成本与巨大的投资压力构成了主要障碍。抽蓄电站建设本身需要巨额资金，而中小型项目由于规模限制，资金来源相对匮乏，融资难度更大，这直接限制了项目的快速落地。此外，部分地区抽蓄电站的市场化运营机制尚不完善，电站的收益模式和回报预期仍有待优化，进一步影响了项目的经济可行性。

一位不愿具名的抽蓄项目业内人士向《中国能源报》记者指出：“建设成本是抽蓄电站最主要的成本构成，包括坝体、输水道等土建工程、水泵、水轮机等设备购置及配

套设施建设，其中土建和设备购置占比较高，且常受地形地质条件制约。”他补充道，设备维护、人工、大修以及抽水电费等等运营成本长期存在，这些费用同样对电站的整体经济性产生直接影响。

陈东平也直言，中小抽蓄电价政策的制定存在“局部简单应对系统复杂”的问题，现行宏观电价政策未能充分体现中小抽蓄在分布式系统中的经济价值，从而影响了其经济效益和开发积极性。中小抽蓄资源普查工作本身技术虽不复杂，但涉及系统庞大，尤其依赖于清洁能源系统的规模与布局。地区差异和统筹协调不足会影响普查质量。“目前，中小抽蓄发展规划多由地方主导，与国家总体规划的衔接协调存在难度。同时，中小抽蓄的标准化体系虽在逐步建立，但起步较晚，标准制定分散且缺乏针对性，对行业的规范化、科学发展形成一定制约。”

此外，业内专家还指出，尽管抽蓄技术整体成熟，但是在高海拔、复杂地质等特殊环境下，中小抽蓄仍面临技术适应性及效率提升的挑战。例如，抽蓄技术要求水泵—水轮机双向转换，设备定制化程度高，相应的研发和技术引进成本也相对较高。

■科学规划设计降低成本

面对挑战，业内也提出，在中小抽蓄项目启动之初就应设定明确目标，并建立全过程的造价控制体系，从预算编制到成本监控、变更管理，确保投资可控。同时，通过优化设计、应用新技术来提升建设效率、降低施工难度与成本，例如采用新型高效设备、优化内部结构以减少损耗。此外，研究和应用高强度、耐腐蚀、轻量化的新材料，延长设备寿命，降低维护支出。

业内普遍认为，通过优化设计、技术创新、政策扶持以及区域化布局等多管齐下，抽蓄成本问题可以得到有效缓解。这些措施不仅能降低建设和运营成本，更能提升电站的运行效率和市场竞争力。

在陈东平看来，中小抽蓄的发展与风光等清洁能源的布局紧密相连。当前，我国风光电力正经历超常规发展，虽然大幅提升了清洁能源占比，但是也暴露出系统发展不平衡、市场衔接不畅等问题，这在客观上凸显了储能的迫切需求，为响应更迅速、建设周期更短的中小型抽蓄带来了发展契机。

“中小抽蓄资源普查是一项复杂系统

工程，需运用现代化方法科学比选，并重视从局部到宏观的统筹规划，以实现资源的高效利用。”陈东平强调，“随着管理科技水平的提升，协调好中央与地方的规划关系，建立规则下的统筹机制是必要条件。”他还建议，在政策性电价主导下，中小抽蓄的电价机制应结合风光资源分布和地区特点，引入必要的市场化导向，在宏观调控中发挥市场调节作用，充分调动行业积极性。标准化建设是行业科学发展的基石，当前针对性的标准化工作正在推进，建立有序的规划、制定具有公信力的标准，对规范化、科学化地推动行业至关重要。

记者手记

让“稳”与“灵”相得益彰

■苏南

在能源转型过程中，抽水蓄能是关键环节——为新能源的顺畅融入和电力系统的稳健运行提供坚实后盾。在抽水蓄能领域，大型与中小抽蓄电站，恰似舞台上的两颗璀璨明星，各自闪耀着独特的光芒，共同谱写着行业发展的新篇章。

笔者亲历过一些抽蓄项目的建设现场，其工程建设的复杂性与技术难度，与常规水电站相似，甚至在某些受气候和地质条件制约的项目上，挑战性犹有过之。

大型抽蓄电站，无疑是电力系统中的“定海神针”。它们动辄数百万千瓦的装机容量，单机机组常超300兆瓦，宛如沉睡的“巨兽”整齐排列在宽大的厂房内，一旦苏醒，便释放出惊人的能量。它们的选址地理环境非常苛刻，比如，拥有广阔的上、下水库，能实现大规模的电能存储与释放。在区域电网中，它们身兼数职：是调峰填谷的“大力士”，平衡着瞬息万变的电网负荷；亦是调频、调相的“精准校对师”，守护着电能质量的稳定。

相比之下，中小抽蓄则如同灵活的“轻骑兵”。单机容量通常在15至100兆瓦之间，布局更显灵动，对地形的要求也更为宽容，环评推进更为顺畅。它们如同分布式能源的“贴心管家”，能独立协调各类分布式电源，有效提升微电网的供电

质量与可靠性。在中小城市、电网末梢或是与主网连接尚不紧密的区域，中小抽蓄电站能便捷地接入110千伏或220千伏电网，精准满足局部地区的储能调峰需求。

大型抽蓄电站建设成本高企，往往需要数十亿元乃至上百亿元的投资，对资金实力是巨大考验，从规划到建成至少需要10—15年，漫长周期意味着更多的不确定性。中小抽蓄电站也面临类似问题，时常被“造价偏高，经济性不足”的问题所困扰，同时在水力开发上还需攻克水头变幅大、吸出高度低等技术难关。

尽管挑战重重，中小抽蓄依旧被业界寄予厚望。这种乐观情绪源于多方面：首先，政策春风频吹，抽蓄凭借其成熟的技术和相对可控的成本，正获得补贴、电价优惠等政策红利；其次，技术革新不止，智能电网、电力电子等进步持续赋能抽蓄升级，新型高效机组的应用正显著提升效率、降低成本；再次，市场需求激增，风电、光伏的大规模并网催生了对灵活调节能力的渴求，抽蓄作为关键工具，其市场空间持续扩大，尤其在区域电网层面，中小型抽蓄更能大显身手。

大型与中小抽蓄电站，在抽蓄版图各具价值，相得益彰。充分发挥它们各自的优势，能共同推动抽蓄行业迈向新高度，为构建新型电力系统、实现能源转型注入更澎湃的动力。

关注

前5月绿电交易量超过2200亿千瓦时 同比增长近50%

新华社电 中国电力企业联合会在2025年电力市场发展论坛上发布的信息显示，今年前5月，我国绿电交易量超过2200亿千瓦时，同比增长近50%，绿电交易快速增长。

中国电力企业联合会统计，全国市场化交易电量已由2016年的1.1万亿千瓦时增长至2024年的6.2万亿千瓦时，占全社会用电量的比重由17%提升至63%，电力资源配置实现了以市场为主导的重要转型。

随着我国新能源装机规模和发电量不断实现新高，新能源发电全面参与市场竞争。2024年，全国新能源市场化交易电量突破1万亿千瓦时，占全部新能源发电量的比重达到55%，超过半数的新能源入市交易，新能源已具备全面参与电力市场交易的条件。

中国电力企业联合会常务副理事长杨昆表示，近年来，我国绿色消费需求持续提升，绿电交易规模快速增长，充分体现了绿电的环境价值，增强了企业的绿色竞争力，积极推动能源电力绿色低碳转型。

当前，全国电网已经实现互联互通(除台湾地区外)，电网网架结构、配置能力全面跨越式提升，省间输电能力超过3亿千瓦。2025年6月5日，北京电力交易中心、广州电力交易中心、内蒙古电力交易中心联合组织蒙西、甘肃等地区送广东跨经营区绿电交易，成交量1637万千瓦时，提升单日最大消纳能力20万千瓦，首次实现跨三个经营区绿电交易的历史性突破，有效促进了绿电资源跨区域优化配置。(戴小河)

陕西省出台虚拟电厂实施方案

本报讯 6月16日，国家能源局西北监管局与陕西省发展和改革委员会联合发布了《陕西省服务虚拟电厂建设运营实施方案》、《创新支持虚拟电厂参与电力市场促进高质量发展实施方案》，这是继国家层面一系列鼓励政策之后，地方层面推动虚拟电厂发展迈出的关键一步。

方案指出，陕西虚拟电厂主要聚合分布式光伏、分散式风电、独立储能以及具备可调节负荷的用户侧资源。所有聚合资源需具有独立户号并完成市场注册，具备调度响应能力。虚拟电厂聚合资源按调控能力分为“实时直控型”与“日前响应型”，前者必须能与调度系统实时交互，具备即时响应能力。

此外，在市场注册方面，方案设定了较为严格的技术和容量门槛：虚拟电厂参与中长期和现货电能交易需拥有售电资质，聚合资源的总调节容量不得低于5兆瓦，且单节点容量不少于0.5兆瓦，调节时间至少为1小时。注册流程包括能力测试、公示与承诺审核等环节，确保资源真实、响应可靠。

另外，方案还提到陕西虚拟电厂将可全面参与电力中长期交易、现货市场、容量市场和辅助服务市场。试运行期内不参与调节，以验证其调节基线的准确性。具备条件的虚拟电厂可在现货市场中“报量报价”或“报量不报价”参与出清。(岑阳)

完善补能网络，电动重卡多场景应用潜力足

■本报记者 姚美娇

近期，交通运输部新闻发言人李颖在新闻发布会上表示，要持续推进新能源车辆在城市公交、出租、邮政快递、城市配送、港口、机场等领域应用，推动新能源重型货车(卡车)规模化应用。

“双碳”目标下，新能源重卡市场正呈现出高速发展态势，不过其大规模推广仍面临补能设施不足、充电速度慢等挑战，对此多家企业针对性推出换电、大功率超充等相关解决方案，并寻求份额扩容。在业内人士看来，随着充换电基础设施的不断完善、行业规范及标准的进一步统一，电动重卡在长途运输领域的应用将逐步增多，在交通运输行业绿色发展中将发挥更加重要的作用。

■发展势头强劲

重型卡车是道路交通领域“排碳大户”。相关数据显示，2024年我国交通领域碳排放达9.2亿吨，约占全国总量的8.1%。其中，仅占汽车保有量3%的重卡，却贡献了道路交通43%的碳排放。在此背景下，新能源重卡的推广成为促进城市空气质量改善、推动交通运输绿色低碳转型的重要抓手之一。

在新能源重卡领域，电动重卡已成为主流选择。中国工程院院士孙逢春此前表示，2024年，我国原油进口量5.53亿吨，对外依存度72%。以900万辆重卡保有量测算，若全部电动化，可以减少约25%的原油进口。

国际智能运载科技协会秘书长张翔在接受《中国能源报》记者采访时表示：“虽然电动重卡保有量低于私家车，但其作为运营车辆，会产生较多碳排放，因此其电动化发展的节能减排效果较为显著。并且，现在随着电池成本持续下降，也提升了电动重卡全生命周期总成本优势。多方面因素推动下，电动重卡发展日益受到市场关注。”

近年来，我国电动重卡市场呈现出强劲发展势头。研究机构EVTank联合伊维经济研究院共同发布的《中国电动重卡行业发展白皮书

(2025年)》显示，2024年中国电动重卡的销量为8.27万辆，同比增长139.4%，整个重卡行业的电动化大幅上升到9.2%，较2023年提升5.4个百分点。

广发证券认为，政策是重卡行业电动化快速提升的催化剂，国家出台购置税、老旧营运货车报废更新等政策，鼓励购买新能源货车，地方层面从基础设施、路权、营运端等也出台了利好新能源重卡的政策。考虑重卡行业车型本身的销量占比和各细分领域的电动化渗透率，在不同的情景假设下，国内重卡行业电动化渗透率阶段性天花板保守预测或在30%—40%、乐观预测或在40%—50%。

■破解补能瓶颈

值得一提的是，有分析人士认为，换电模式是加速实现重卡电动化的有效途径，相比于充电模式，其具备节省电力、补能时间短、运输效率高、电池价值极致利用等多重优势。

据了解，换电重卡补能时间仅5分钟左右，可大幅提升运营效率。同时，在电动重卡中，电池成本占整车成本比例高，采用车电分离的换电模式能省去电池成本，使单车成本下降40%左右。相比之下，吨位较低的中卡、轻卡、微卡，电池容量相对小，车电分离模式下购车成本降低幅度不及重卡。

“换电重卡中的电池管理成本相对更低，换电站可统一安排充电、检测等工作。另外，电动重卡多用于港口、矿山、钢厂等特定场景运输，路线固定、里程可预测，便于布局换电站。这些场景对车辆出勤率要求高，换电模式可以保证车辆高效运营。”张翔指出。

不过，尽管换电重卡发展前景广阔，但其大规模推广应用也面临一定挑战。一方面，换电站建设运营成本较高；另一方面，电池规格、接口标准尚未完全统一，难以形成规模效应。

值得注意的是，针对行业发展痛点，今年以来已有多家企业披露相关解决方案，持续完

善换电重卡生态。4月，国轩高科发布积木式充换电系统，为纯电重卡等专用车辆提供“五分钟极速换电”解决方案。据悉，其建造成本仅为固定充换电站的1/4，应用场景包括半挂牵引车换电等。

同月，宁德时代与交通运输部公路科学研究院签署战略合作协议。双方通过“技术创新+市场推广”双轮驱动，针对公路货运大通道补能需求，共同研究形成全国重点线路换电设施布局方案，推动高速公路服务区、国省干线公路沿线能源补给服务保障能力提升，打造电动重卡换电绿色廊道。

■释放高效运营潜力

不过，也有观点指出，换电重卡受追捧同时，充电重卡也仍在电动重卡领域占据重要位置，未来市场或将形成“短途换电+长途超充”的互补格局。

“电动重卡能源补给方式应根据具体运营场景进行选择。”张翔表示，充电网络覆盖范围远超换电站，这使得换电模式更适合在特定区域建设，通过提高服务频次和利用率提升投资回报。比如在长途干线运输场景，采用超充技术更为适宜；而对于固定线路的封闭区域运营，换电模式则更具优势。

在业内人士看来，在政策引导、技术突破等多重驱动下，未来随着大功率充电基础设施建设布局的持续优化，以及换电技术和运营模式的进一步探索完善，电动重卡多场景适应性将不断提升，进一步释放高效运营潜力，助力货运行业实现能源结构的转型升级。

方正证券发布研报称，随着国内报废更新政策细则加速落地，5月重卡终端销量同比增速预计突破20%，电动重卡渗透率攀升至23%以上。政策红利与低基数效应共振，行业终端需求加速回暖。随着产销规模突破临界点，规模效应将带动成本快速下降，头部企业电动重卡业务有望实现盈亏平衡甚至贡献正向盈利，行业盈利结构将迎来改善。