

支撑新型电力系统的重要技术和基础装备——

“超级充电宝”蓄势待发

山间峡谷，国网新源安徽桐城抽水蓄能电站加紧施工，超过21亿千瓦时的设计年发电量，可满足安徽安庆2个月的全社会用电量；

地下洞穴，百兆瓦先进压缩空气储能国家示范项目在河北张家口并网发电，项目核心装备自主化率100%，每年可节约标准煤4.2万吨；

张北草原，国家电投铁岭液流电池储能电站试验正忙，它可将6个小时的光伏发电全部储存下来，即便零下40摄氏度也能正常运行，电池使用寿命可达20多年；

……

尽管运用了不同技术、不同装备，这些“超级充电宝”都能改变电力系统即发即用的传统运营方式。新能源大发或者用电低谷时充电，新能源出力小或者用电高峰时放电，既能平滑不稳定的新能源发电，助力其开发消纳，也能配合常规火电、核电等电源提供调峰调频等服务，提高电力系统的灵活性。

当前，储能产业发展情况如何？还面临哪些挑战？

■ 装机规模增长，技术装备提升

一般来说，除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式的储能被称为新型储能。“抽水蓄能响应时间在分钟级，具有技术成熟、效率高、容量大、寿命长等优势，但受到选址条件要求高、建设周期长等因素制约。”中国能源研究会储能专委会主任委员陈海生说。而新型储能选址灵活、建设周期短、响应速度快，但目前受到成本、成熟度、安全性等因素制约。

不同储能技术路线利弊兼有，却不影响其“百花齐放”。随着碳达峰、碳中和目标的提出，储能产业驶入发展快车道，成为构建新型电力系统的重要支撑。中关村储能产业技术联盟发布的最新数据显示，截至2022年底，我国已投运的电力储能项目中抽水蓄能占比达到了77.6%，新型储能占比21.4%。在新型储能中，锂离子电池装机比重最大，达93.9%。

装机规模显著增长。中国电力企业联合会提供的数据显示，截至2022年底，我国抽水蓄能总装机规模达4579万千瓦，是2012年底的2.2倍以上，规模位居世界首位。2022年我国投产28

台抽水蓄能机组，合计880万千瓦。初步预计，到2023年底，抽水蓄能总装机规模将超过5000万千瓦。

技术装备不断提升。水电水利规划设计总院院长李昇介绍，我国抽水蓄能在坝工、库盆防渗、高水头压力管道、复杂地下洞室群等方面达到了世界先进水平，机组朝着大容量、高水头、高转速、可变速方向发展。国家能源局科技司有关负责人表示，目前储能用锂离子电池能量密度较10年前提高一倍以上，全钒液流电池的隔膜、电解液等关键材料已经实现国产化，压缩空气储能技术发展迅速，飞轮储能突破了大容量飞轮及高速电机关键技术，具有成本低、原材料丰富特点的钠离子电池也崭露头角。

应用成本稳步下降。随着储能产业规模发展和技术进步，其应用成本稳步下降。陈海生介绍，过去10年新型储能成本平均每年下降10%至15%。其中，锂离子电池、压缩空气储能成本快速下降，逐步向抽水蓄能接近，“目前先进的压缩空气储能项目每千瓦装机成本为5000至6000元，折算成度电成本为每千瓦时0.25元至0.3元，未来5年有望再降20%至30%。”根据水电水利规划设计总院发布的报告，2021年核准抽水蓄能电站平均单位千瓦静态总投资为5367元。

■ 应用场景多样，满足不同需求

白天屋顶光伏发电，晚上储能电池吸收低谷电，在用电高峰时“反哺”给厂区——在江苏海基新能源公司，这套储能一体化系统每年能为厂区省下不少成本。“无锡的工业低谷电价每千瓦时只有0.28元左右，而高峰电价每千瓦时为1.15元左右，储能利用这样的峰谷价差，每年能为海基新能源节省五六十万元电费。”国网无锡供电公司工作人员李向超算了笔账。

这只是储能多种应用场景之一。通过与电力系统源、网、荷等各环节融合发展，储能有助于提升清洁能源清洁利用水平和电力系统运行效率。

陈海生介绍，在电源侧，储能可以提升新能源并网友好性和容量支撑能力，助力高比例可再生能源基地外送，促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地、大规模海上风电开发消纳，提升常规电

源调节能力；

在电网侧，储能可以提供调峰、调频等多种服务，提升系统抵御突发事件和故障后恢复能力，提高电网安全稳定运行水平，同时还能增强电网薄弱区域供电保障能力，延缓和替代输电设施投资，提升系统应急保障能力；

在用户侧，储能可以用于分布式供电系统，提高用能质量、降低用能成本，同时通过用户侧储能以及充换电设施、智慧用电设施等，提升用户灵活调节能力。

中关村储能产业技术联盟发布的数据显示，2022年，新增投运新型储能项目中，依旧是电网侧新增装机规模最大，占比约47%；此外，电源侧占比45%，用户侧占比8%。目前来看，我国华北、西北地区以新能源配储能为主，华东区域新能源配储、电网侧储能与用户侧储能应用分布较为均衡，南方区域以火电厂配储能为主。

不同的储能技术因其性能特点不同，适用不同的应用场景。国网能源研究院新能源与统计研究所副所长黄碧斌分析，抽水蓄能电站选址往往需要找地势落差较大的地方，但容量效益强、单站规模大，适宜电网侧大规模、系统级应用；新型储能单站体量可大可小，环境适应性强，能够灵活部署于电源、电网和用户侧等各类应用场景，可以作为抽水蓄能的增量补充。

■ 加快完善机制，保障安全水平

加快推动储能规模化、产业化和市场化发展，成为能源行业的共识。

根据《抽水蓄能产业发展报告2021》，“十四五”期间抽水蓄能电站的建设数量将超过200个，已建和在建规模将跃升至亿千瓦级，预计到2025年我国抽水蓄能电站装机容量将达到6200万千瓦，这相当于近3个三峡电站的总装机容量。新型储能方面，国家能源局科技司有关负责人介绍，预计到2025年末装机规模将达到3000万千瓦以上，年均增长50%以上，有效支撑清洁低碳、安全高效的能源体系建设。

尽管市场前景广阔，但储能的发展规模和质量还有很大挖潜空间——

技术研发还需发力。尽管我国在锂离子电池、压缩空气储能等技术方面已达到世界领先水平，但钠离子电池储能、飞轮储能等其他新型储能技术，尚

处于应用示范阶段或大规模应用起步阶段。陈海生认为，储能技术创新能力显著提高，要在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得进步，并且做到核心技术装备自主可控。

市场机制有待健全。“新能源+储能”是新型储能重要应用场景。一名新能源电站负责人告诉记者，如果电站按照20%比例、2小时时长配备储能，总体投资增加约20%，内部收益率降低约4个百分点，目前来看仍然面临较大的投资压力，希望能够稳步推进新型储能成本合理疏导，鼓励储能的多元价值释放。

“还需要进一步完善市场机制，加快完善储能电站参与电力市场相关配套政策及实施细则，保障新型储能更好地融入电力市场；通过价格信号激励各类经营主体自发配置储能资源，引导社会资本参与新型储能建设；尽快完善新型储能商业模式，促进新型储能、灵活性煤电、抽水蓄能等各类灵活性资源合理竞争。”中国电力企业联合会相关负责人建议。

安全水平要有保障。现有技术水平下，安全问题是新型储能规模化健康稳定发展不容忽视的因素。“储能模块、电池柜等方面的安全风险评估流程有待规范，要进一步明确、细化政府和储能生产者、集成商、项目业主等产业链条中各主体的安全责任，加强全过程安全管理。”黄碧斌建议，还要加强储能产品检测认证能力建设，健全电化学储能安全标准体系，加快制修订储能质量和安全相关标准。

此外，还有专家表示，接下来加快推动储能发展，要注意科学安排发展规模、建设布局和建设时序，避免“一刀切”按比例配置储能。针对部分新能源配储调用频次、利用率低的情况，要加强新型储能调度运用，提高已建成新型储能设施的利用率。

国家能源局科技司有关负责人介绍，“十四五”期间，将持续坚持创新引领、多元发展，强调市场主导、安全高效，鼓励创新示范、先行先试，积极推动新型储能技术创新。同时，结合新型电力系统的实际需求，以提高终端用户用电可靠性、提升电力系统稳定性和技术经济性为导向，因地制宜、循序渐进，推进储能高效应用和高质量发展。（丁怡婷）

本报讯 近日，在山西长治潞安化工集团常村煤矿地面集控中心，综采二队队长鲍福平操控摇杆，井下掘进设备按指令移动，“一切正常，现在开始割煤。”这样的场景，是山西993处智能化采掘工作面的一个缩影。“设备更‘聪明’，‘铲煤’更高效，也更安全。”鲍福平说，现在员工看着视频就能操控机器开展智能化掘进。

“红灯亮，有警报！”日前，在潞安化工集团常村煤矿N3—13工作面，发生了液压支架压力过大、顶部煤块掉落险情，鲍福平马上与井下通话：“来压区比我们预料的早到了，加快采煤机和液压支架前移速度，快速通过垮落区。”

山西省近年来加快推进煤炭智能绿色安全开采，煤炭先进产能达八成。2022年，山西煤炭产量超13亿吨，位居全国第一，以长协保供供24个省份电煤6.2亿吨。随着煤炭产业结构优化，煤炭开采方式变革，从源头夯实煤矿安全基础，近年来全省煤矿安全生产形势持续稳定向好。

作为国家重要能源基地，山西坚决完成能源保供任务，深化能源革命综合改革试点，持续加快煤炭和煤电、煤电和新能源、煤炭和煤化工、煤炭产业和数字技术、煤炭产业和降碳技术一体化发展，推动能源产业高质量发展。

在山西古交市屯川河畔，一条500米的输煤走廊，将西山煤电屯兰矿选煤厂的副产品洗混煤直接输往附近的西山煤电古交电厂，转化为电能后传输至大江南北。这座典型的燃用洗中煤坑口电厂总装机容量3120兆瓦，是全国首批循环经济试点单位，每年利用周边6座煤矿的洗煤副产品约200万吨。

以坑口煤电一体化为重点，山西支持大型现代化煤矿和先进高效环保煤电机组同步布局建设，推进煤炭、煤电企业优势互补，电力机组超临界、超超临界比例不断提升，外送规模持续扩大，2022年达1464亿千瓦时，同比增长18.55%。今年，山西将完成煤电机组“三改联动”1600万千瓦。

从黄河岸边到太行山下，一座座抽气机械借助负压抽采技术，将废弃煤矿矿井中残存的瓦斯抽取利用。“每天的抽采数据都很稳定。”晋能控股集团煤与煤层气共采国家重点实验室高级工程师李超介绍，技术壁垒的突破，让山西累计从废弃矿井采空区抽采利用煤层气1.28亿立方米。

以煤层气为主，山西大力推动非常规天然气增储上产。2022年，山西非常规天然气产量113.3亿立方米，增长20.2%。冬季保供期间，山西外送管道气量已从每日400万立方米上升到最高每日500万立方米。

山西加快规划建设新型能源体系，风光发电装机容量位居全国前列，氢能、地热能、新型储能和能源互联网等加快发展。截至2022年12月底，山西新能源和清洁能源装机达到4900万千瓦，占比40.25%。未来5年，山西将加快能源绿色低碳转型发展，力争煤炭先进产能占比、新能源和清洁能源装机占比分别达到95%左右和54%。（胡健 乔栋）

● 关注

山西加快推动能源产业高质量发展



随手关灯 倡导节能减排！

中宣部宣教局 中国文明网