

亚洲单机容量最大燃气电厂首台机组投运——

## 我国燃气发电迈入新阶段

■本报记者 梁沛然

近日，国投舟山2×745兆瓦级燃气发电项目2号机组顺利通过168小时满负荷试运行，这标志着亚洲单机容量最大燃气电厂首台机组实现满负荷投产发电。

2号机组采用GE 9HA.02型重型燃气—蒸汽联合循环发电机组，项目总装机容量达169.6万千瓦。

这组数字在全球燃气发电版图中毫不逊色。9HA.02是当前世界上最大、最高效的H级燃机之一，其100%负荷纯凝工况联合循环效率超过64.24%，这一能效指标已处于国际同类机组的领先水平。项目燃机还具备10%掺氢发电能力，可与新能源制氢产业深度融合。

据悉，哈电集团承担了该项目汽轮机和发电机的成套供货，哈电集团汽轮机公司为项目定制了三压、再热、三缸两排汽反动凝汽式汽轮机，采用多级数小焓降反动式设计，具备频繁快速启动和灵活升降负荷的能力；哈电集团电机公司则提供了亚洲最大容量单轴水氢冷汽轮发电机。项目建设过程中，哈电集团派

出专业服务团队全程驻扎现场，最终实现了机组点火、并网、试运行三个“一次成功”。

这座电厂的意义远不止“最大”的头衔。

据了解，浙江省是“千项万亿”重点能源工程的承载地，国投舟山项目正是其中的关键一环。项目投产后全年最高发电量可达50.54亿千瓦时。

更值得关注的是其环保“账本”，项目碳排放强度仅为同容量等级燃煤机组的40%，年可减排二氧化碳约249万吨。单台机组的年设计发电量约25亿千瓦时，每年可削减二氧化碳排放约180万吨。作为浙江省第一个H级燃机项目，这座电厂不仅承载着舟山快速增长的支撑性电源需求，更在浙江电力绿色转型扮演关键角色。

除绿色“环保账”，气电更深远的意义藏在它的调峰能力里。

“双碳”目标下，煤电的角色正在从基荷电源向调节性电源转变，与此同时，风电、光伏的大规模并网带来了显著的间歇性和波动性，电力系统对灵活调节资

源的需求日益迫切，燃气发电在此结构性节点上找到了自己的位置。除环保属性清晰、启停灵活、爬坡速度快、联合循环技术经过数十年验证等优势外，相较储能受制于放电时长和循环次数，燃气发电可以实现连续数小时的深度调峰，这种“全天候”调节能力在当前技术条件下仍具有不可替代性。

以国投舟山项目为例，其联合循环爬坡速率达到45兆瓦/分钟，热态启动90分钟即可带至满负荷。这样的响应速度在面对夏季用电高峰或傍晚光伏出力陡降时，价值尤为突出。试运行期间，机组各系统运行稳定，热工电气保护、自动装置、仪表测点投入率达到100%。

中国石油规划总院首席专家周淑慧曾撰文指出，气电机组调峰属性持续增强，2025年平均利用小时数较2021年下降15%。截至2025年底，全国建成投产气电装机容量1.61亿千瓦，约占电力总装机的4.1%，远低于2024年全球22%的平均水平。这一组数据体现出气电角色的深层转变，其不仅承担起更加灵活的

调峰使命，也反映出国内气电发展的巨大空间。

从这个项目来看，国投舟山项目不仅是发电资产的投运，更是对国产燃气轮机产业链的一次检验。国投舟山项目的9HA.02燃机虽然来自GE，但汽轮机和发电机由哈电集团提供。哈电集团与GE在重型燃机领域的合作始于2003年9FA技术转让，2019年双方在秦皇岛成立合资公司，建成GE在亚洲唯一的HA级燃机制造基地。从技术引进到联合制造，这种“国际燃机+国产辅机”的配套模式，使得中国燃气轮机产业逐渐从“旁观”走到“深度参与”。

目前，2号机组已经就位，1号机组的安装调试工作正在全力推进。待双机全部投产后，这座电厂将稳稳占据亚洲单机容量最大的席位。

对于浙江电网而言，这意味着调峰能力和供电可靠性的实质性提升。对于中国燃气发电行业而言，下一程拼的不再是谁能建成更大的电厂，而是谁能把每一度清洁电力送到最需要它的时刻。燃气发电的“大时代”或许将从舟山电厂开始。

## 根河南北线电网重点工程建设攻坚过半

**本报讯** 9月6日，国网蒙东呼伦贝尔供电公司根河南北线重点工程110千伏乌库2线新建152间隔完成扩建，为区域电网架优化升级夯实坚实基础。目前，根河南北线重点工程已完成过半，计划今年12月底实现竣工投产，投运后将全方位强化根河地区供电保障能力，为当地迎峰度冬、民生供暖、企业稳产保驾护航。

根河地区冬季寒冷漫长、供暖周期长，用电负荷集中，电网安全稳定运行直接关系企业生产与群众冬季取暖。110千伏乌库2线新建工程作为根河南北线重点电网工程的重要组成部分，是完善区域输电网络、破解供电瓶颈的关键性基建项目。本次作业涵盖乌尔旗汉110千伏变电站152间隔扩建调试及库都尔至乌尔旗汉110千伏线路架设工作，作业任务多、交叉环节复杂。该公司科学编制作业计划，开展全天跨时段施工作业，统筹多专业协同作战，落实风险作业管控，严把现场安全、工艺质量关口。

立足冬季保供核心需求，该公司坚持工程建设与电网运维双向发力、同步提质。在全速推进根河南北线重点工程建设、加快补齐区域电网供电短板、提升电网输送与转供能力的同时，启动迎峰度冬保供专项工作。针对高寒地域特点，对辖区关键电力设施开展特巡特护，重点排查整治线路覆冰、设备隐患、山火风险等季节性安全问题，全面消除电网运行安全隐患，筑牢冬季供电安全屏障。

下一步，国网蒙东呼伦贝尔供电公司将紧盯工程节点，稳步推进剩余施工任务，确保重点工程如期投产。同时，持续做实做细迎峰度冬各项工作，以坚强电网守护群众温暖过冬，助力地方经济社会高质量发展。（杨金辉）



国网蒙东呼伦贝尔供电公司施工人员对新建乌库2线间隔进行母线接引、线路接引工作。  
栗民/摄

**本报讯** 近日，全球首套连续塔式萃取分离特色锂矿石伴生铷铯资源示范线在江西全面稳定达产。该生产线由中国科学院过程工程研究所联合赣锋锂业合作打造，整套工业装置由17座萃取塔组成。提锂完成之后的矿液送入这套装置，经过萃取、洗涤、反萃一系列工序，分离提纯出铷铯产品。生产线运行数据显示，铷综合回收率超过98%，铯综合回收率高于95%，稳定产出高纯铷铯盐产品，实现规模化上市销售。

据了解，铷和铯是航空航天、精密仪器等尖端产业离不开的稀有金属。我国缺少可以直接开采的铷榴石矿，铷、铯大多“藏”在锂矿石、盐湖卤水当中，过去想要把它们分离出来难度不小，不仅成本高，还很难做出高纯度产品，制约了铷铯资源开发利用。

针对这一难题，在中国科学院关键技术攻坚先导专项（C类）暨江西省“2030先锋工程”重大专项“特色锂矿石无害化资源化利用技术”支持下，科研团队和企业联手攻关，研发出拥有自主知识产权的塔式萃取装备，创新开发适配二氧化碳反萃的三相反萃塔。和传统萃取槽相比，新式萃取塔单座塔工作能力最高抵得上15套传统设备，萃取药剂用量减少40%，占地面积节省一半以上，设备密闭性更好，生产过程更加绿色环保。

据介绍，这条示范产线的成功运行，把塔式萃取新技术落地到关键金属生产领域，是“特色锂矿石无害化资源化利用技术”专项的标志性成果，对提升我国锂矿石综合利用水平，保障铷、铯等稀有金属供给安全有着重要现实意义。（宗合）

## 我国稀有金属绿色分离技术实现新突破

## 大数据破解云南新能源消纳难题

■夏源彬 李维恒 张杰 钱明垚 李琛

云南是我国清洁能源资源最富集的省份之一。截至2025年底，全省电力总装机突破1.7亿千瓦，绿色电力装机占比超过90%。“十四五”以来，新能源装机占比从12.3%提升至40.8%，成为云南第二大电源。今年5月，新能源装机已突破8000万千瓦，年内将反超水电跃升为云南第一大电源。

然而，新能源大规模并网也带来严峻消纳挑战。云南山地地形造就新能源“点多、面广、分散”布局，全省602个项目分布于16个州市，水电“大时空波动”与新能源“小时空波动”交织，系统“靠天吃饭”特性突出。加快技术创新和机制创新，促进新能源消纳成为重要课题。

在此背景下，大数据、人工智能等数字技术成为关键抓手。《云南省推进“人工智能+”能源高质量发展实施方案（2026—2030年）》明确提出，推动人工智能在功率预测、优化调度、集群管控等环节深度应用。云南电网公司依托大数据技术，从风光功率智能预测、水光互补优化调度、分布式新能源集群管控三个维度，探索破解路径。

## ■ 大数据赋能风光功率智能预判

功率预测是新能源消纳的第一道关口。风电、光伏出力受气象影响显著，具有强随机性、波动性。云南地形复杂，局地小气候多变，“十里不同天”使传统预测方法误差较大，影响调度决策和消纳水平。

新能源场站多分布于高原山区，地形起伏造成风速风向多变，云层遮挡致辐照度时空不均。传统预测依赖数值天气预报加统计回归，存在三大痛点：气象数据空间分辨率不足，难捕捉山地微气象；未充分考虑地形高程、坡面朝向等地理因素；极端天气下预测精度骤降，汛期转折性天气预测误差可达30%以上。预测偏低致备用容量不足，影响风光消纳；预测偏高

则加大调峰压力，影响系统安全。

大数据驱动的预测技术带来改观。云南正构建“气象大模型+多源数据融合”的高精度预测体系，技术路线呈三大特征：一是多源数据深度融合，融合外部气象、地面测站实时风速/辐照度、数值天气预报、地形高程、设备运行状态、历史发电曲线等六类数据，构建新能源数据仓库。二是AI大模型赋能，研发适用于复杂山地气候的预测大模型，采用深度学习自动提取山地气象特征与出力映射关系。三是区域级集中预测打破数据孤岛，建成主站集中功率预测系统，构建“主站统筹调度、子站联动响应”一体化运营体系。

在实践运用过程中，成效价值逐一凸显：2025年，云南调度侧新能源功率预测超短期准确率92.46%，短期准确率90.94%，部分日期超短期突破94%，达南网先进水平。高精度预测为调度提供可靠依据：日前调度更精准，基于72小时预测优化发电计划；实时调度更灵活，超短期15分钟滚动预测支撑自动发电控制调节；市场交易更高效，助力企业参与现货市场，降低偏差考核风险。

## ■ 水光互补优化运行的数字实践

云南拥有全国第二大水电装机，水电站巨大库容天然具备“大型蓄电池”调节能力。水光互补利用水电灵活调节平抑光伏出力波动，实现“1+1>2”协同效应，是云南最具特色的消纳路径。

水光互补核心机理是“时空互补、出力平滑”：光伏仅在白天发电，受云层影响波动剧烈；水电可24小时连续调节，响应达秒级。将光伏与水电打捆送出，用光伏大发时段的电量替代水电发电，让库容“存”水用于光伏不足时段补充，实现总出力平滑化。

云南发展水光互补优势得天独厚：水电资源丰富，澜沧江、金沙江流域形成梯级水电站群，调节库容巨大；光伏资源与水电站地理邻近，澜沧江流域光伏

场站基本在周边50公里内；送出通道共享，可利用现有水电外送通道消纳新能源，避免重复建设。

在数字化实践中，云南电网构建水光互补调度平台，集成流域水文气象、光伏出力预测、水库调度计划等数据，开发多目标优化算法，统筹发电效益与消纳需求。通过日前计划编制、日内滚动调整，实现水光联合调度。2025年，澜沧江流域水光互补电站群光伏利用率提升至98.6%，较传统模式提高近6个百分点。金沙江流域试点亦取得良好效果。水光互补不仅提升了新能源消纳，还减少了弃水，实现水能利用率与光伏消纳双提升。

## ■ 分布式新能源的智慧治理

云南新能源呈现“大规模集中开发+海量分布式接入”双轨特征。截至2025年，分布式光伏备案超9万个，总装机突破500万千瓦。分布式新能源点多面广、无序接入，给配电网安全运行 and 消纳带来巨大挑战，大数据驱动的集群管控成为必然选择。

分布式新能源分散接入配电网，传统“点对点”管理面临三大难题：可观性不足，缺乏统一监控，潮流分布复杂；可测性不够，大部分未安装功率预测装置，出力波动无法预判；可调可控性不强，缺乏调控手段，电压越限、潮流倒送等问题频发。这些问题直接导致部分县域配电网消纳饱和，分布式接入受限。

大数据集群管控从两个维度提升消纳水平：一是源网协同，科学布局。通过可开放容量平台，利用配电网拓扑、负荷、新能源出力等数据，动态计算各区域消纳空间，引导分布式光伏向空间充足区域布局，避免无效投资。二是虚拟电厂，聚合调节。省级虚拟电厂管理平台聚合分布式光伏、用户侧储能、充电桩等资源，统一调控，参与现货市场和辅助服务市场。2025年，云南虚拟电厂聚合容量达200万千瓦，可调节能力超50万千瓦，有效缓解配电网消纳压力，同时为分布式业主带来额外收益。集群管控使分布式光伏利用

率从85%提升至93%以上。

## ■ 政策保障与发展展望

云南省高度重视新能源消纳，构建“政策引导+技术创新+市场机制”三位一体保障体系：今年2月出台《云南省促进绿色电力消纳的若干措施》，提出15条政策措施，从源荷协同、系统调节、市场化机制三方面推进，包括推动新能源建设与新增负荷时序衔接，加快新型储能和抽水蓄能建设，扩大绿电交易，完善绿证制度，建立消纳监测预警机制等。2026年5月印发《云南省推进“人工智能+”能源高质量发展实施方案（2026—2030年）》，明确到2027年打造10个以上“人工智能+”能源典型场景，到2030年建成覆盖产供储销的智能体系，为大数据赋能消纳提供路线图。

面向“十五五”，大数据技术在新能源消纳领域将呈现三大趋势：一是预测精度向“极致化”发展，随气象大模型、卫星遥感、数字孪生融合，风光功率预测向“百米级空间分辨率、分钟级时间分辨率”迈进，极端天气预测准确率有望更高突破；二是调度优化向“全局化”升级，从单一水光互补向流域级风光水储一体化调度演进，覆盖金沙江、澜沧江两大流域梯级电站群的协同调度系统将建成，实现跨流域、跨电源全局优化；三是管控模式向“社会化”拓展，虚拟电厂聚合更多主体，分布式光伏、用户侧储能、可控负荷全面接入，形成“人人参与、人人受益”的消纳生态。

大数据技术正在重塑云南新能源消纳的技术范式。从精准预测破解波动性，到水光互补实现多能协同，再到集群管控应对分散布局，数字化转型为云南山地新能源高质量发展注入强劲动力。未来，随着“人工智能+”能源行动深入实施，云南将建成全国领先的新能源数字化治理体系，走出一条高原特色新能源高质量发展之路，为全国山地新能源消纳提供“云南方案”。