

多措并举提升水电站大坝安全

专家建议加强灾害风险预测与流域梯级联合调度统筹

■本报记者 苏南

“当前，我国已全面入汛，水电工程、大坝大库作为重要的基础设施，防汛抗旱、综合减灾效益十分显著”“我国已建与在建水电站主要分布在西南地区，而西南地区也是地震、滑坡、泥石流等地质灾害诱发的堰塞湖多发、易发地区”“更安全的水电开发，将为新发展阶段实现高质量发展奠定更坚实的基础”……在5月12日召开的第二届水电开发与防灾减灾科普论坛暨全国水电站应急能力建设技术研讨会上，业内专家高度关注水电工程安全话题。

《中国能源报》记者从会上了解到，截至今年3月底，我国常规水电已装机容量为3.68亿千瓦，在建装机容量约2700万千瓦，流域水电梯级开发格局基本形成。与会专家一致认为，目前我国应急管理法规、水电应急管理的部门规章及标准都较完善，在防灾减灾过程中，要加强灾害风险预测与流域梯级联合调度统筹，加强水电站大坝日常运行管理，更要重视流域防洪风险和上下游应急协同。

加强预测统筹，发挥梯级水库群防灾减灾作用

公开信息显示，长江流域上游目前已建主要控制性水库工程共13座，位于长江干流、金沙江下游、雅砻江、岷江、乌江以及嘉陵江上，总装机容量8626万千瓦，总调节库容648.25亿立方米，防洪库容454.05亿立方米。流域水库群的联合运行调度对长江中上游防洪减灾发挥了重要作用。

应急管理部防汛抗旱司副司长万群志指出，流域水电梯级开发形成了复杂的坝群系统，流域系统风险增加，防控难度加大。“要从流域系统安全层面统筹考虑安全问题，加强联防联控，整合各方资源，互联互通数据，共同做好流域防洪调度。未来，需进一步统筹好个体生产经营和整



图为雅砻江杨房沟水电站大坝

体防洪安全的关系，加强水电站汛期安全运行和防洪调度，严格按照批准的调度方案和规程调度运用。”

“流域上下游安全标准不同的水电工程，在相同水文气象条件下，面临的风险类似，甚至在极端情况下还会向下游不断集聚、叠加和放大。”万群志表示，干流和支流梯级开发建设的水库水电站规模和标准可能相差较大，上下游水库安全标准的协调性应引起重视。“从顶层设计时就充分考虑其应急功能，开展上下游水库水电站协同防洪能力、发生重大险情时抗冲击力的评估，将水电工程安全纳入国家应急体系重要内容中，支撑应急能力提升。”

“去年长江上游发生旱灾，对水库防灾减灾调度发出警示。”中国水力发电工程学会常务副理事长兼秘书长郑声安分

析，长江上游流域去年1-6月来水总体偏丰，预测认为长江上游去年重点是防洪，并按要求将大部分水库的水位降至汛期运行水位运行，但7月以后长江上游发生干旱，来水量持续偏低，但彼时长江上游水库群可调水量有限，无法有效发挥水库群的防旱作用。“这告诫我们，防洪与防旱都是水电流域梯级防灾减灾的重点，但两者对水库调度的要求截然相反，必须加强灾害风险的预测与流域梯级联合调度的统筹。”

强化风险管理，提升水电工程自身防灾减灾能力

随着运行时间增长，我国水电工程中老坝不断增多，加强缺陷检测、隐患排查、安全评估及缺陷修补等工作纷纷提上日程。

“对标国际标准，我国中小水库的防洪标准偏低。”郑声安表示，当前在面临气候变化、极端暴雨、洪水频发的情况下，非常有必要通过开展工程设计洪水复核、中小型水库工程防洪标准梳理及提升工程抵御超标准洪水能力等，提高水电工程的防灾减灾能力。

此外，我国是堰塞湖风险易发多发国家，一旦流域发生堰塞湖风险，一般首要考虑充分发挥梯级水库调蓄及防洪等作用，通过流域水库群联合运行调度和应急管理，控制堰塞湖风险。但目前，我国水利水电工程的方案制定中，并未考虑历史上堰塞湖溃决洪水的影响，所以在可能出现极端堰塞湖风险的相关流域及

河段，应复核遭遇极端风险时水电工程的安全及保障措施。

在万群志看来，要重视防洪抢险应急预案的编制审批，提升预案针对性和可操作性，防止因小灾小险引发流域系统性风险。建议相关主管部门和单位加强对水库水电站调度和应急预案的技术指导，协同做好防洪调度和抗洪抢险工作。“我们希望与能源系统、电力行业进一步加强交流合作，在江河洪水、山洪泥石流、堰塞湖堵江以及漫滩溃坝等重大灾害事故应对等工作中，加强会商研判、技术支持和抢险救援先进适用技术装备应用等方面的深度合作。”

严格日常管理，保障水电站大坝运行安全

据《中国能源报》记者了解，为发挥水电工程防洪减灾、电力供给等综合效益，确保其安全运行，国家能源局已在全国范围内开展为期两年的水电站大坝安全提升专项行动，旨在进一步加强水电站大坝安全监督管理，深入排查整治大坝安全问题，有效提升大坝安全总体水平。今年2月，专项行动方案已印发，同时在国家能源局网站公开，其中重点任务共有8大项、38小条，基本涵盖水电站大坝安全工作的各方面。

“水电开发安全管理与应急能力提升，源于严格的日常运行管理、科学的应急工作机制，以及基础资料与信息的积累和丰富的实践经验。”国家能源局电力安全监管司副处长秦王玉介绍，2022年年底，国家能源局专门出台《水电站大坝运行安全应急管理办法》，目的就是提高电力企业防范、应对水电站大坝运行安全突发事件的能力，保障水电站大坝运行安全和社会公共安全。

近日，山西省能源局发布《关于对阳曲县蔚蓝凌井店等19个风电光伏发电项目拟废止公示（第二批）》（以下简称“公示”），拟将阳曲县蔚蓝凌井店等19个总规模100.8万千瓦风电光伏发电项目予以废止。据《中国能源报》记者不完全统计，去年下半年至今，山西、陕西、安徽、江西等地陆续公布最新风光项目废止名单，拟废止的项目总装机规模已超过1000万千瓦，全国“圈而未建”新能源发电存量项目清退速度明显加快。

废止项目规模超千万千瓦

山西省能源局发布的公示指出，对2021年及之前项目单位投资不积极、确定无法建设的风电光伏发电项目进行梳理，总计有19个风光发电项目遭到废止，其中包含14个风电项目和5个光伏项目。从公布名单看，涉及的项目开发商不乏多家发电央企及A股新能源板块上市公司。

这是山西省能源局不到一年，再次废止存量风光发电项目。去年7月，山西省能源局就曾公示《山西省拟废止第一批风电光伏发电项目清单》，废止项目数量高达54个，风电项目规模达116.8万千瓦，光伏项目规模达22万千瓦。

山西省并非孤例。据《中国能源报》记者了解，自去年下半年起，多省纷纷清退“圈而未建”风光发电项目。今年1月，江西省能源局宣布启动存量项目排查工作，相关通知显示，江西省将对纳入有效建设计划项目进行逐一排查，收回超期项目空出的电网接入和消纳资源。江西省能源局同时指出，考虑疫情因素和新能源企业实际困难，将适当延长项目并网截止时间，其中光伏项目最晚延长至2023年9月30日全容量建成并网。

此外，安徽、河北、陕西等省也陆续发布类似风光发电项目逾期废止通知。据《中国能源报》记者不完全统计，去年下半年至今累计遭到废止的风光发电项目规模已超过1000万千瓦。

备案未建、环评不合格是主因

为何会出现如此大规模废止风、光伏发电项目的现象？在中国新能源电力投融资联盟秘书长彭澎看来，目前遭遇废止的风、光伏发电项目都存在备案时间过长的问题，尤其受过去几年疫情影响，部分项目在核准有效期内无法及时开工，近期各省正集中处理这些项目。

不仅如此，从各省发布的风、光伏发电项目废止名录看，废止原因除核准有效期内未及开工和完成并网外，触及生态红线、环

多地加速废止圈而不建风光项目

■本报记者 李丽雯

境评估不合格、建设条件不允许等也是几大因素。而从项目类型看，分散式风电及分布式光伏成为“重灾区”。以去年8月宝鸡市发布的废止风电光伏发电项目统计表为例，废止的7个项目中有6个分散式风电项目和1个国家补贴竞价项目，其中5个分散式风电项目都因涉及二级国家公益林的生态问题而不再建设。

“目前各省废止的风、光伏发电项目有大量分布式光伏和分散式风电项目，虽然当初项目获得备案，但建设可能仍存在一定挑战。”彭澎指出，“比如有的分布式光伏项目可能存在屋顶不符合要求、承重能力不足问题，分散式风电项目往往离村庄近，施工难度大、环评要求相对较高，部分项目建设难度较大。”

此前也有业内人士向《中国能源报》记者透露，可再生能源项目选址土地的规划需要多部门协同配合，即使前期项目审批过程合法，项目建设执行过程中也可能踩到生态红线，对于这一问题，开发商也应及时规避。

加强项目滚动调整成关键

实际上，在我国新能源产业发展过程中，风、光伏发电项目“圈而不建”现象时有出现，但面向“双碳”目标，推动新能源产业健康有序发展的重要性却进一步凸显。市场研究机构天丰证券曾在研报中指出，“双碳”目标下，风光电站开发用地“卡脖子”问题愈加突出，而各地产业配套要求进一步增加开发用地成本。风、光属低密度能源，大规模开发导致用地紧缺问题已愈加突出。

为避免资源浪费，推动新能源发电项目有序发展，过去几年，多地能源主管部门发文表示将加强项目监管力度，加快推进项目前期工作，实施项目动态管理的同时加强事中事后监管。

去年6月，内蒙古自治区能源局曾发布全区分散式风电、分布式光伏三年行动计划滚动调整的通知，其中严格规定备案项目投资主体以及股权比例不得擅自变更，并表示将及时废止未按规定时间并网的项目。山西省能源局今年3月发布的《关于加快推进风电、光伏发电项目建设的通知》也提出，应加强对风电、光伏发电项目管理，完善项目定期调度、进度跟踪和通报机制，同时对项目单位投资不积极、确定无法建设的项目提出清理和废止建议，及时腾出发展空间。

彭澎表示，目前各地主管部门已形成相对成熟的项目滚动调整机制，建立了风、光发电项目库，随着新项目不断列入，也有老项目退出。“如果在一定时间点上无法建成并网，项目开发商就会面临要么改善项目情况，要么由其他项目开发商顶替的局面。”

容量补偿提升煤电保供效能

■本报记者 杨晓丹

迎峰度夏在即，挖掘发电机组尤其煤电机组的保供潜力十分关键。

近日，云南省统调火电机组全部开机，开机容量达1080万千瓦，实现近年开机率首次达100%。据了解，通过市场手段挖掘火电增发保供潜力，自今年4月以来，云南省火电出力持续提升，日发电量超1.8亿千瓦时，为近年最好水平。

据《中国能源报》记者了解，从电力市场角度而言，容量机制探索有利于发挥调节作用，优化机组出力保供。但当前，我国电力市场尚缺少可靠有效的容量定价机制，尤其是煤电机组的容量补偿机制无法完全覆盖企业的全部发电成本，仍需各类市场加强统筹，并建立差异化容量补偿机制。

多地探索容量补偿机制

目前，我国关于容量机制的探索主要聚焦于容量市场建设和容量补偿机制设置，多地已开展具有一定成效的实践。“此次云南调节容量市场成功落地，将提升煤电机组保供效能，推动形成良性价格疏导机制，有力发挥市场的决定性作用。”厦门大学中国能源经济研究中心教授孙传旺告诉《中国能源报》记者。

2022年12月，云南省发改委出台《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》，建立煤电电能量市场和调节容量市场。此举不仅在全国率先提出建立调节容量市场，更打开了云南火电成本向用户侧疏导的通道。公开信息显示，截至目前，云南统调燃煤发电量累计达177亿千瓦时，年累发电量增幅超18%。

除云南外，甘肃、山东、广东等地也在探索容量机制，将其作为“中长期+现货+辅助服务”市场体系的补充，给予保供机组合理回报。例如2021年，华北地区出台国内首个调峰容量市场运营规则，初步搭建起市场准入、报价与出清、费用结算与分摊等流程为主体的容量市场交易架构。2022年，《甘肃省电力辅助服务市场运营规则》提高机组出力分档容量补偿标准，同时将独立储能纳入容量市场交易主体，有效提升容量交易积极性。2022年，《关于2022年山东省电力现货市场结算试运行工作有关事项的补充通知》完善山东省容量补偿机制的同时，推动了独立储能电站积极参与电力现货交易。

机制不完善影响煤电出力

近年来，煤电逐步向调节性电源转型，但在新能源高占比的新型电力系统中，安全保供问题逐渐显现，煤电保底保供重任凸显。“新能源发电的间歇性、随机性和波动性威胁电力可靠供应，同时全社会用电需求仍以较快速度提升，加之季节性、极



资料图

端天气时的负荷高峰，对电力供应的安全可靠提出了更高要求。”华北电力大学教授袁家海分析。

袁家海进一步指出，即使煤电在爬坡、短时段调节、启停调节等方面的性能欠佳，但当前其他类型的灵活性资源部署规模远未达到支撑电力系统可靠性的程度，因此在未来很长一段时间，煤电仍将发挥兜底支撑功能。“如果缺少合理的价值回报，尤其是缺少可靠容量服务收益的激励，煤电企业自身的可持续经营和电力系统的安全供应都将面临巨大挑战。”

《中国能源报》记者了解到，目前我国电力市场尚缺乏电力可靠容量的有效定价机制。孙传旺指出，煤电机组的容量补偿机制还无法完全覆盖企业的发电运行和灵活改造成本，电煤价格上涨和运行成本上升缺乏有效疏导机制，市场价格存在一定扭曲。同时，电力中长期交易合同仅涵盖电量电价，结算曲线未约定或缺乏科学合理预测，与现货市场交易衔接难度大。

“在现货市场中，边际成本近零的新能源机组会拉低出清价格，挤压煤电机组收入。在中长期市场中，煤电面临‘上浮20%’的限制，中长期成交均价触及限价上限，煤电发电成本难以完全疏导。”袁家海补充道。“此外，对新能源机组而言，由政府保障收购向参与市场交易过渡的方式仍不明确，现行交易机制同新能源机组出力波动性特征尚不匹配，系统调节成本缺乏向用户侧传导路径，市场交易价格偏低，影响了新能源企业参与市场交易的积极性。”孙传旺直言。

差异化容量补偿机制待发力

有效运转、机制合理的电力市场是释放电力系统灵活性、扩大新能源消纳的成本最低路径。中国能源研究会能源政策研究中心主任林卫斌建议，应通过市场化消纳手段，使火电、储能、需求响应等各类调节方式各展所长、各尽所能，

找到与之匹配的应用场景和价值补偿模式。“应让灵活调节的价格信号成为‘指挥棒’，引导各类市场主体主动创造和参与系统解决方案。”

在挖掘机组增发保供潜力、疏通成本传导方面，电力市场中的各类市场可以发挥什么作用？孙传旺指出，首先，电力中长期交易市场平衡中长期电力供需，稳定市场预期，在稳价保供层面发挥稳定器、压舱石作用；其次，电力现货市场有助于实时反映市场出清价格，体现电力供需关系；第三，电力容量市场和辅助服务市场可以发现电力容量价值和调峰价值，充分挖掘调峰保供资源，利用价格信号引导用户侧参与需求响应，同时调动发电侧积极性，推动电力市场供需两端动态平衡。

而在我国容量市场尚未完全建成的阶段，差异化的容量补偿机制或能解决系统短期的电力保供问题及长期的容量充裕度问题。对此，袁家海指出，当前的容量补偿主要针对煤电，但非化石能源最终也会随着电力市场发展逐步参与容量服务。“各类机组的固定成本及运营成本不同，在现货市场、中长期合约市场及辅助服务市场的收入也不能一概而论，所以不同类型机组应有不同补偿标准。”

“对同类型机组的补偿标准，要动态更新。”袁家海进一步分析，电源建设的技术水平、机组运营的管理水平及各项发电因素的价格水平随时间变化，容量补偿标准应对这些影响因素保持高度敏感，并根据环境变化动态调整相应规则，使补偿标准始终处于合理范围内。此外，要充分考虑各区域电源结构差异，进行跨省、跨区域的容量补偿。“当前，许多容量补偿机制按区域制定，容量补偿的价格制定也仅限于该区域内的机组，这种区域性的容量补偿将影响整个系统的最优资源分配。跨区域容量补偿机制将使容量价格更低的区域内的容量资源为区域内的电力系统提供容量保障，进而降低整个系统的可靠容量购买费用。”