

并网有前置条件、投资成本抬高,企业备案审核后项目建设能拖就拖——

# 新型储能“审而不建”如何破解?

■本报记者 卢奇秀

近日,宁夏回族自治区发改委发布《关于促进储能健康发展的通知(征求意见稿)》(以下简称《征求意见稿》),要求组织各县区及时评估“审而未建”储能项目的建设条件,排查备案项目,清理一批接入意见逾期的项目,严格执行新备案项目电网接入意见有效期一年规定,为增量项目释放电网接入资源。

政策直指“审而未建”储能项目。据《中国能源报》记者了解,当前,配建储能已成为多地新能源项目并网的普遍要求,但在实际操作中,企业对于储能建设持观望态度,能拖就拖,能建则建,明显扭曲了发展新型储能的初衷。投资者消极应对的根源何在?如何扭转“审而未建”的局面?蓬勃发展的新型储能亟待厘清发展逻辑。

## ■ 多重因素导致“审而不建”

备案审核是储能项目建设的必要环节和前提条件。项目立项前,开发商需办理备案或核准手续,通常要提交项目可行性研究报告、环评报告、规划许可证等材料。相关部门对项目进行评估,确保符合国家产业政策和相关规划要求。

既然通过层层审核,为何不建?中关村储能产业技术联盟副秘书长、副研究员岳芬向《中国能源报》记者表示,进行项目备案的主体可能会在后期因资金不到位、需求转变或商业模式不清晰等各种原因,而在1年之内选择不投资或者未实现项目开发并网,这种情况客观存在。“对备案项目进行排查,清理一批接入逾期的项目,及时释放储能并网接入资源,让出给有投资能力和建设需求的主体去开发建设,是比较合理和常规的一项措施。”

“审而不建”背后的底层原因是储能利用率低、建而不调而建而无用问题。据了解,目前全国已有近30个省份出台新能源配建储能相关政策,要求新能源项目配置5%—30%、1—4小时的储能项目;全国已建成投产新型储能项目累计装机规模达4444万千瓦/9906万千瓦时,市场运行较为成熟的山东、甘肃等地区,新型储能调用水平进一步提升。但整体看,储

能实际调度次数远不及预期,利用率仍然偏低。

“部分地区将配建储能作为风光新能源指标的‘路条’,企业为拿项目‘一窝蜂’地备案。配建储能的出发点是促进风光新能源消纳,但在实际应用中,持续增加短时储能规模并不能带来新能源利用率的提升,储能项目建好之后要么不用、要么用不了,还抬高了投资成本,企业是能拖就拖,能建就不建。”业内人士向《中国能源报》记者坦言,不只宁夏,储能项目“审而未建”现象在全国普遍存在。

## ■ 利好独立共享储能

如何提升储能利用率?独立共享储能带来了新思路——其允许多个新能源场站共享储能设施,以整合资源。对于新能源发电企业而言,相比直接购买储能设备,租赁储能设备减少了自配储能的成本与管理投入。

2023年,我国共享储能装机量大增,占新增新型储能装机量的60%左右,其中宁夏是增长主力地区。目前,宁夏独立共享储能电站的盈利模式以“容量租赁+调峰辅助服务”为主,一定程度上为储能项目提供了多元化的收入来源。但市场机制不健全、应用场景和盈利模式单一等问题仍然困扰着其进一步发展。

岳芬指出,宁夏明确独立共享储能全年调峰频次不少于250次,但今年国家发改委、国家能源局印发的《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》提出,调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。目前宁夏0.6元/千瓦时的调峰补偿未来可能会明显降低。“同时,租赁市场表现不佳,此前新能源配建储能缺乏约束性的奖惩机制,发电企业配建或租赁的意愿不强,导致独立共享储能容量出租率很低,有的电站仅租出去10%,无法收回成本。”

针对上述情况,《征求意见稿》明确要求,增量新能源项目配建租赁到期后未续租的,视同不满足配建要求,不符合并网条件,在重新完成配建前暂停调用;存量新能源项目未配建或配建租赁到期后未续租



的,在新能源消纳困难时优先弃电至装机容量的10%。并网新能源项目未配建时间超过30天的,重新续租或自建时,按原配建比例2倍规模配置(时长不变)。新能源场站通过容量租赁配建的,租赁合同期限原则上不低于1年。自建或签订多年(3年及以上)租赁合同的新能源场站,增加优先发电计划安排。

“宁夏的政策很直接,将倒逼新能源企业加大对储能项目的投资力度。”业内人士认为,此举客观上将提升宁夏增量和存量储能资产的租赁利用率,提升独立共享储能收益。

## ■ 构建长效机制是关键

值得注意的是,共享储能发展的核心逻辑,同样是基于各地对“新能源+储能”的政策要求,但并未解决盈利核心问题。

储能只有成为企业的盈利点而不是负担,产业才能健康长远发展。

上述业内人士指出,新能源配建是促进新能源与调节资源优化组合、多能互补的重要路径,也是实现电网友好型新能源场站建设运行的现实选择,同时也要科学看待新型储能作用发挥,认识到短时储能在保供、促消纳方面存在的边际效应递减现象,厘清全国电力负荷和可再生能源发电分布的差异性和缺口,做好规划部署,把握建设节奏和保障建设有效性。

长远来看,建立长效的市场机制才是储能产业发展的关键。岳芬指出,国内电力市场尚不成熟,无法通过市场这只无形的手很好地优化配置资源。但也应看到,一方面,新能源消纳红线从原来的不低于95%调整为不低于90%,调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价,在此政策引导下,因提高有限

消纳比例而强制配建的现象将有所缓解,促进新能源经济性消纳;另一方面,国内已经在向市场化方向快速推进,包括更多的现货市场试点转向正式运行,新能源也在加快入市。当新能源全部进入市场,市场价格能够充分、真实反映真实供需,储能才有望真正发挥作用,届时储能就不再是新能源的负担,而是帮助新能源扩大收益的手段。

当前,储能项目的调用问题也得到有关部门高度重视。今年4月,国家能源局印发《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》,要求电力调度机构应根据系统需求,制定新型储能调度运行规程,科学确定新型储能调度运行方式,公平调用新型储能调节资源。积极支持新能源+储能、聚合储能、光储充一体化等联合调用模式发展,优先调用新型储能试点示范项目,充分发挥各类储能价值。

## 福建宁德:核电基地“开门”迎“客”



### ■ 图片新闻

为进一步开放透明,方便社会公众预约参观,8月7日,中广核联合旗下各核电基地所在地文旅部门,共同上线全国首个核电工业旅游预约系统,公众可选择感兴趣的核电基地择日预约前往。当天,“核电工业旅游第一团”在福建宁德发团。图为与福建省级金牌旅游村——福鼎市硇洲岛渔村隔海相望的宁德核电基地。朱学蕊/摄

## ■ 关注

### 南方电网“西电东送”单月电量创新高 今年前7个月累计送电同比增长24%

本报讯 南方电网公司近日透露,今年7月,南方电网“西电东送”单月送电量创历史新高,达到343亿千瓦时,同比增长29%,其中清洁能源占比超过85%,相当于减少标煤消耗830万吨、减排二氧化碳2200万吨。截至7月底,南方电网“西电东送”今年累计达1272亿千瓦时,同比增长24%,为南方电网打赢迎峰度夏保供、保消纳硬仗作出有力支撑,为满足粤港澳大湾区电力需求提供坚强保障。

据了解,今年以来,作为南方电网“西电东送”主网架的运维主体,南网超高压公司落实关于做好电力保供工作的部署安排,充分发挥西电东送主网架大平台资源优化配置作用,全力以赴推动实现西电东送能送尽送。一方面,持续抓好电网系统运行9大风险47项重点工作管控,提前完成设备检修和隐患排查,确保迎峰度夏期间西电东送主网架安全畅通。7月,“西电东送”主网架有8回直流通道持续接近满负荷送电;另一方面,持续压实“分电到厂”责任机制,建立完善市场化增送电价机制,充分保障“西电东送”“协议+市场”履约执行,7月实现云南和广西增送广东电量达58亿千瓦时,全部为富余清洁能源。

据了解,南方电网公司将始终牢记能源安全“国之大者”,坚决扛牢电力保供政治责任,持续抓好跨省区送电履约执行,发挥好市场化保供机制,为保障经济社会高质量发展作出更大贡献。(武珏 陈云亭)

# 分布式光伏备案接网迎来监管“大考”

■本报记者 林水静

近日,国家能源局综合司公布关于开展分布式光伏备案接网推进情况专项监管的通知。根据2024年能源监管工作安排,国家能源局决定在部分省份开展分布式光伏备案接网推进情况专项监管。监管对象包括对地方各级能源主管部门的分布式光伏备案等政策执行情况开展监督;对电网企业在分布式光伏接网、交易、结算等方面开展监管;专项监管可视情况延伸至分布式光伏开发建设企业。

分布式光伏项目众多、分散,且在政策和法规不明确、项目备案流程复杂、电网接入标准不一、电力交易和结算机制不完善、融资难、后期运维监管不足等监管痛

点。在此背景下,如何确保项目的合规性、安全性、可靠性,并防止市场乱象发生,成为监管部门需要解决的问题。在业内人士看来,此次专项监管,将对备案、接入电网、交易、结算四方面产生积极影响,能够规范市场行为,通过严格监管备案和交易环节,每年抽查项目,确保分布式光伏项目的合规性。

隆众资讯光伏产业分析师方文正在接受《中国能源报》记者采访时表示,未来应重点关注简化备案流程,提高审批效率,确保项目合规性;统一技术标准 and 接入规则,确保电网安全稳定运行;建立公平透明的电力交易市场,促进分布式光伏电力的有效消纳;完善结算机制,保障光伏发电企业的合法权益,激励投资。

值得注意的是,目前不同省份在分布式光伏接网方面存在差异。方文正表示,一些地区已建立较完善的接网机制和政策支持,但其他地区可能还在探索阶段。“一些省份陆续公布了分布式光伏接网承载力评估情况,部分地区出现了‘红区’,即接网消纳困难区域,表明在电网承载力得到有效改善前,需要暂停新增分布式电源项目接入。例如,辽宁、广东、福建、山东、河北、河南、黑龙江和湖南都出现了不同程度的接网受限情况。”

部分地区通过政策引导和技术创新,实现分布式光伏的高比例接入和高效利用。例如,江苏省发改委此前发布《关于高质量做好全省分布式光伏接网消纳的通知(征求意见稿)》,提出要优化接网服务流程,并提升电网的综合承载能力,目标是到2025年,江苏省电网分布式光伏接入能力不低于5000万千瓦,到2030年不低于8000万千瓦;浙江省在分布式光伏接网消纳方面注重智能化管理,通过建设数字化监控平台等手段,实现对分布式光伏的实时监测和优化调度;山东省向社会公开了分布式光伏发电项目开发的红、黄、绿区,明确在电网承载能力未得到有效改善前,暂停在红区新增分布式光伏的接入。

在方文正看来,落实监管,还需成立

专门的监督小组,负责全面监督分布式光伏接网工作的进展与质量状况。将定期发布详尽的监督报告,以公开透明方式展示监管成果及存在的挑战与问题,确保公众与利益相关方对监管工作的充分了解与信任。同时,加强与地方政府、电网企业及光伏企业的沟通与合作,通过构建有效的协调机制,形成强大的监管合力,共同推动分布式光伏接网工作的顺利进行。“基于监督结果,灵活调整并优化监管政策,确保政策能够精准对接实际需求,为分布式光伏接网工作提供坚实的制度保障,从而推动其高效、有序地向前发展。”

业内普遍认为,未来光伏企业需进一步加强与监管部门和电网企业的沟通协调,共同解决分布式光伏接网过程中遇到的问题和挑战。同时,应加大技术创新力度,提升分布式光伏的技术水平和发电效率,同时加强储能技术的研发和应用,提高系统的稳定性和可靠性。

业内人士认为,未来光伏企业需进一步加强与监管部门和电网企业的沟通协调,共同解决分布式光伏接网过程中遇到的问题和挑战。同时,应加大技术创新力度,提升分布式光伏的技术水平和发电效率,同时加强储能技术的研发和应用,提高系统的稳定性和可靠性。