

收回风光配套产业文件 全力支持新能源发展

# 河南商丘紧急纠偏新能源开发“新规”

■ 本报记者 姚金楠



## 事件回顾:

11月19日,河南省商丘市发改委发布《关于风光电新能源项目建设事宜的通知》。要求光伏、风电项目建设必须同步配套产业以及签订碳指标协议。没有达到要求的未施工项目,继续暂停实施;达不到规定要求的企业,项目建设指标收回。

11月22日,河南发改委下发《关于进一步优化可再生能源项目建设环境切实减轻企业负担的通知》。要求不得以开展试点为由暂停、暂缓现有项目备案、电网接入等工作。屋顶光伏整县开发试点建设,要按照国家能源局“五个不”的原则,把握好地方主管部门的工作重点,既要在规范企业行为、保护群众利益上不缺位,也不能在项目管理法定程序、捆绑配套产业上越位。

当天下午,河南商丘市发展改革委召开关于风光电建设工作座谈会,提出即日起收回《关于风光电新能源项目建设事宜的通知》,提出妥善处理好新能源有序开发、产业融合、保护群众利益等方面之间的关系。

正式发布仅三天,省发改委紧急纠偏,市发改委明文收回。一时间,河南省商丘市《关于对风光电新能源项目建设事宜通知》(以下简称《通知》)将可再生能源发电项目的碳指标权限归属、强制配套产业等非技术成本问题再次推上行业“热搜”。

这条不足500字的《通知》到底触碰了哪些行业痛点?如此“短命”的政策背后,透露出地方政府对新能源开发投资持有何种态度呢?

## 既打击企业积极性又无真正效益 新规被指“片面理解”碳交易政策

根据《通知》,商丘市首先瞄准了新能源发电项目所包含的碳指标权限。对于已建成和在建的项目,须签订协议,明确项目所含碳指标权限归属商丘市所有。其使用、交易须经商丘市政府同意,收益归项目所在地。已签订协议目前尚未实施的项目暂停实施,须补充碳指标交易协议,如达不到规定要求,则收回建设指标,由商丘市统一调配使用。

“在宏观层面,这样的规定肯定与国家大力发展新能源的思路相悖。但更值得关注的是,从《通知》的相关要求可以看出,商丘市对碳指标、碳交易的理解是非常片面的。”碳排放权交易湖北省协同创新中心专家黄锦鹏表示,在CCER用于碳排放权交易市场抵消时,对参与市场交易的主体并无属地要求,“对碳排放的考核,现在面向的是具体的企业。”

依据2020年底发布的《碳排放权交易管理办法(试行)》,CCER是指对我国境内可再生资源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证,并在国家温室气体自愿减排交易注

册登记系统中登记的温室气体减排量。重点排放单位以及符合国家有关交易规则的机构和自然人,是全国碳排放权交易市场的交易主体。

黄锦鹏指出,新能源发电企业在申请CCER时,的确会要求填写项目所在地,但只是地理位置的说明,与其对应的碳指标归属并无直接关系。“无论是河南的项目还是河北的项目,在CCER交易中,都完全一样。如果按照商丘市发布的《通知》执行,反而对当地不利,相当于把原本可以参与全国交易的CCER圈定在商丘一地进行内部流通,而商丘当地是不可能消化那么多CCER的,既影响了新能源企业的投资积极性,也没有让当地政府从中获得任何收益。”

对此,生态环境部应对气候变化司副司长陆新明也明确表态,项目业主参与温室气体自愿减排交易的权益受国家法律保护,地方政府无权对项目业主参与减排量交易的正当权益进行限制或剥夺。温室气体自愿减排交易是全国性交易,地方不应该出台与国家有关政策相悖的“地方保护”政策。

## 项目开发竞争激烈“一地难求” 地方私设门槛要求“配套产业”

除了碳指标权限,《通知》还提出了配套产业要求。针对已签订开发协议但尚未实施的项目,须同步实施配套产业,如达不到规定要求,项目建设指标收回,由商丘市统一调配使用。未签订开发协议的,各县(市)区不得单独再签订新的开发协议。商丘市将按照资源换产业的原则,进行资源统一调配,项目统筹布局。不仅如此,《通知》还特别强调,以后的新能源项目必须配套产业或有补偿。

国家有关部门三令五申,不得在新能源开发投资过程中强制捆绑配套产业,为何商丘市还要明文“必须配套产业”呢?

“现在新能源开发用地这么紧张,好不容易有块合适的地方,十几个投资商恨不得扑上去抢。”有光伏开发企业相关负责人感叹,“当前国家大力提倡发展新能源,很多央企国企都有装机任务,现在是‘一家有女百家求’,所以地方政府就趁机坐地起价,提高门槛。”

“用地紧张,有时候投资企业之间也会产生恶性竞争,暗中和地方政府达成配套产业的约定,修条路,建个厂什么的,早就见怪不怪了。”上述负责人表示,“久而久之,有的地方政府甚至觉得开发新能源理所当然就要配套产业,根本不顾国家禁令。”

## 省发改委紧急纠偏重点摸排 政策严肃性科学性需受重视

11月22日,河南省发改委印发《关于进一步优化可再生能源项目建设环境切实减轻企业负担的通知》,要求高度重视减轻可再生能源企业负担,不得强行要求风电、光伏发电开发与其他产业项目投资进行捆绑,不得将应由地方政府承担的社会公益事业相关投资转嫁给可再生能源投资企业,不得以任何名义出台与国家规定相悖的文件限制可再生能源发展。同时,要求抓紧开展企业减负情况排查清理,重点就是否收取资源出让费、强行捆绑产业投资、将社会公益投资转嫁给企业、随意增加法定程序前置条件等进行摸排和纠偏。

当天,商丘市发改委也召开关于风光电建设工作座谈会。会议指出,鉴于碳指标使用权限、交易等属于新能源领域新生事物起步阶段,结合部分新能源企业意见,即日起,对各县(市、区)下发的“关于风光电新能源项目建设事宜的通知”收回,暂停实施,并提出妥善处理新能源有序开发、产业融合、保护群众利益等方面之间的关系。

“从印发到收回,只有三天时间,《通知》废除顺应了新能源行业的发展诉求,但作为政府决策,居然如此缺乏严肃性和科学性,必须引起高度重视。”某不愿具名的专家告诉记者。

百兆瓦级项目数量为去年同期8.5倍,但商业模式不成熟,成本仍高企,安全问题突出

# 储能规模化发展面临三道坎

■ 本报记者 卢奇秀

“‘十四五’期间,我国电化学储能累计装机规模在保守场景下估计将达3500万千瓦,极有可能达到5500万千瓦。”中关村储能产业技术联盟常务副理事长俞振华近日对行业未来作出乐观预测。

实际上,经过10余年发展,作为我国能源结构调整的关键支撑技术,储能战略定位已得到广泛认可,规模化发展需求十分迫切。

## 政策是主要驱动力

截至目前,我国已有超过20个省份发布新能源配置储能政策,要求比例在5%—20%之间,时长1—2小时。“新能源鼓励或强制配储政策成为行业发展驱动力。”俞振华说。上半年,国内新增新型储能项目257个,储能规模1180万千瓦,分别是2020年同期的1.6倍和9倍。大规模储能项目明显增多,百兆瓦级以上规模的项目超过34个,是2020年同期的8.5倍。

其中,以锂离子电池为代表的电化学储能占据主导,新增储能项目辐射27个省份,新能源发电侧装机占比超过50%。国家电网调度控制中心高级工程师裴哲义分析认为,电化学储能各环节已有应用,青海、新疆主要用于电源侧可再生能源消纳;江苏、河南、湖南、辽宁主要应用于电网侧辅助服务;山西、广东、河北主要应用于电源侧火电联合调频;沿海经济发达地区主要为用户侧削峰填谷、需求响应。

储能产业快速发展,离不开政策扶持。今年,国家层面密集出台一系列政策文件,从项目管理、规划引领、市场设计、价格机制等角度,为储能行业发展营造了良好环境。尤其是7月,国家发改委、国家能源局联合印发的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确,实现新型储能从商业化初期向规模化发展的转变,到2025年,累计装机规模达3000万千瓦以上。在俞振华看来,该文件作为“十四五”时期的第一份储能产业综合性政策文件,给行业发展服下“一颗定心丸”。

## 商业模式困境突出

尽管前景明朗,但当前不少储能项目面临着沦为“摆设”的尴尬现状。某新能源项目开发商向记者坦言,在新能源配储政策要求面前非常被动,“硬扣在我



们头上,无形中增加了企业10%到20%的成本。”

俞振华指出,相对水电、燃气轮机等传统机组,储能高频短时调频服务、提升传统电力系统灵活性方面的优势明显,但其参与电力服务、降低系统成本的价值尚未完全得到市场认可。

“项目配套储能后,很多业主却不知道如何用,储能建设要求、配储并网细则等内容并不明确。”江苏海基新能源董事长余峰认为,新能源配置储能更多是应付电网并网要求,企业为了不断压缩成本,导致产品质量参差不齐。长远来看,并不利于储能行业健康发展。

如何让新能源配储产生价值,让行业从政策驱动演变为市场驱动是破解问题的关键。以发展最为迅速的电化学储能来说,当前的商业模式主要分为三类:用户侧以峰谷电价差套利;电源侧与火电和新能源一起参与辅助服务,增加新能源电站发电量;电网侧通过租赁储能电站赚取收益。

“大家最关心储能的商业模式。”在裴哲义看来,电化学储能布局灵活、响应速度快、能量效率高,是未来发展方向。他建议,深入研究储能参与调频、备用等辅助服务市场的市场主体定位、价格形成机制和交易模式,通过建立市场机制,创新开展储能调峰辅助服务以及参与新能源消纳市场化交易,进一步完善储能运行商业模式。

中国广核新能源控股有限公司科技创新中心主任汤建方认为,独立储能电站或是行业未来发展的理想选择,其成本边界更为清晰,新能源开发商参与意愿更强。

## 安全和降本为前提

随着新能源装机占比不断提升,储能规模化也迎来大机遇。在业内人士看来,当前储能行业亟需做好两件事——确保安全和降低成本。

中科院物理研究所研究员李泓认为,规模化储能要达成一些硬指标,要做到本质安全,在运输、安装甚至突发系统事故时不起火爆炸。通过持续技术攻关,度电成本低于0.2元,实现吉瓦时级储能电站。重点突破长时间储能技术,单次能量存储和释放可以大于4小时,发展8—10小时以上储能技术,系统能量转换效率高于90%。

安全是行业发展的前提。在过去一年里,全球范围内发生过多起储能火灾事故。对此,裴哲义建议,要加快制定和完善电化学储能电站消防安全有关标准,及时总结现有储能电站并网运行经验,针对出现的电池模块缺陷、BMS缺陷、充放电时间、充放电功率达不到设计值、电池一致性问题,提出改进措施。

值得一提的是,今年8月,国家发改委、国家能源局联合印发了《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》,要求综合考虑经济性、规模大小和技术成熟程度,由发电企业通过市场化方式自主决定和选择,以市场化方式实现调峰和储能能力配置,有利于储能行业高质量发展。

## 政策发布

### 四部委

## 公共机构新建 建筑光伏覆盖率达到50%

本报讯 11月16日,国家机关事务管理局、国家发展改革委、财政部、生态环境部联合印发了《深入开展公共机构绿色低碳引领行动促进碳达峰实施方案》(以下简称“《方案》”)。

《方案》明确提出总体目标:到2025年,全国公共机构用能结构持续优化,用能效率持续提升,年度能源消费总量控制在1.89亿吨标准煤以内,二氧化碳排放总量控制在4亿吨以内,在2020年的基础上单位建筑面积能耗下降5%、碳排放下降7%,有条件的地区2025年前实现公共机构碳达峰、全国公共机构碳排放总量2030年前尽早达峰。

同时,针对重点工作提出具体指标:到2025年,公共机构新建建筑可安装光伏屋顶面积力争实现光伏覆盖率达到50%,实施合同能源管理项目3000个以上,力争80%以上的县级及以上机关达到节约型机关创建要求,创建300家公共机构绿色低碳示范单位和2000家节约型公共机构示范单位,遴选200家公共机构能效领跑者。

《方案》提出加快能源利用绿色低碳转型,大力推广太阳能光伏光热项目。充分利用建筑屋顶、立面、车棚顶面等适宜场地空间,安装光电转换效率高的光伏发电设施。鼓励有条件的公共机构建设连接光伏发电、储能设备和充电设施的微网系统,实现高效消纳利用。推广光伏发电与建筑一体化应用。到2025年公共机构新建建筑可安装光伏屋顶面积力争实现光伏覆盖率达到50%。推动太阳能供应生活热水项目建设,开展太阳能供暖试点。

《方案》要求提升建筑绿色低碳运行水平,大力发展绿色建筑。推进节约集约使用,降低建筑能源消耗。提高建筑用能管理智能化水平,鼓励将楼宇自控、能耗监管、分布式发电等进行系统集成,实现各系统之间数据互联互通,打造智能建筑管控系统,实现数字化、智能化的能源管理。

在运用市场化机制方面,《方案》要求持续推进公共机构节能市场化机制运用,鼓励公共机构采用能源托管等合同能源管理方式,调动社会资本参与用能系统节能改造和运行维护,到2025年实施合同能源管理项目3000个以上。实施过程中,委托专业机构开展能源审计,依据审计结果及时采取节能降碳措施。公共机构重点用能单位加大运用合同能源管理的力度。鼓励有条件的地区推动公共机构以适当的方式参与碳排放权交易。

(江临秋)