

国家发改委回函 14家企业《关于进一步完善落实增量配电业务改革政策的八条建议》——

增量配网接电源难题获官方反馈

■ 本报记者 赵紫原

“允许配电网区域内及周边合理范围内纳入规划的可再生能源以适当电压等级就近接入增量配电网。”国家发改委近日在《关于进一步完善落实增量配电业务改革政策的八条建议》(以下简称《回函》)中表示。

记者注意到,国家发改委、国家能源局早在2016年发布的《有序放开配电网业务管理办法》、2017年发布的《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》以及2019年发布的《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》,均对增量配网接入可再生能源、分布式能源的政策进行相关明确,只是鲜有增量配网试点成功接入。

“这无疑是在增量配网改革中亟需的一缕曙光。”听闻这一消息的不少增量配网业主感慨:“这是国家发改委再次就接入事宜进行详细说明。”

政策更明晰提振业主信心

《回函》明确,积极支持增量配电网与分布式电源、微电网、综合能源等协调发展;对增量配电网内纳入国家试点示范的分布式发电,交易电量可免交未涉及上一电压等级的输电费,过网费标准由省级价格主管部门按接入电压等级和输电及电力消纳范围分级确定。

辽宁绿源董事长陈建告诉记者,《回函》进一步明确增量配网“网”的主体地位,允许增量配电网区域内及周边合

理范围内的可再生能源接入,同时也厘清了“过网费”的标准,如接入时未涉及上一等级电压,可免交输电费。

在华东电力设计院智慧能源室主任吴俊宏看来,此次《回函》提振了增量配网改革从业者的信心。“此次由国家发展改革委同国家能源局研究后回函,说明政府部门密切关注增量配网改革遇到的实际问题,例如针对增量配电网价格机制,《回函》明确将进一步完善相关政策。”

北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示:“可再生能源、分布式电源接入增量配网的政策早已有之,但并没有《回函》表述的具体、明确,导致各方在政策执行过程中产生了偏差。《回函》正本清源,利好改革,但具体执行起来,还要看配套政策措施能否同步落实。”

可再生能源接入还有障碍

自2016年起,国家发改委、国家能源局多个文件明确增量配网接入可再生能源、分布式电源等相关细则,为何至今没有一家试点成功接入?若想成功接入,还需迈过几道坎?

华北地区一位不愿具名的增量配网试点业主告诉记者,“要想接入可再生能源需要电网企业出具消纳报告,报告一直下不来,即使区域内的可再生能源项目也迟迟不能并网。”

吴俊宏表示,目前此类电源接入增

量配网,仍面临一系列实际操作问题。“对于有补贴的可再生能源项目,增量配网应如何代付?除了风电、光伏性质清晰的可再生能源项目外,如何界定符合接入条件的综合能源项目类型?是否允许增量配网周边的分布式能源或新能源电站就近接入增量配电网?周边合理范围又要如何界定?”

在展曙光看来,需要落实配电网作为“电网”的权利,如调度运行权、网间互联权、电源接入权、市场交易权、获取收益权等等,只有将这些权利落到实处,才能让配电网真正具有承担相应义务的能力,释放配网改革的红利。重庆市配电网行业协会秘书长陈曦表示,在此基础上,各地政府应加大分布式发电市场化交易试点项目的推进力度。

接入传统电源不等于拉专线

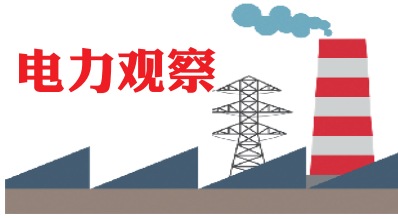
关于增量配电网接入传统电源和自备电厂条款中,《回函》表示“避免出现常规机组‘拉专线’和以增量配电网名义发展自备电厂的现象。”这一回复引起诸多业主和专家讨论。

吴俊宏表示,“拉专线”是指由电厂架设线路直接给用户供电,包括电力流向与电量结算,都是直接由电厂跟用户之间发生,绕开了公共电网。因此,增量配电网作为公共电网而非用户身份接入常规电源,与常规电源拉专线不应是同一个概念。

陈曦对此表示赞同:“增量配电网与省级电网、地方电网同属于电网企业属性,应享有同等地位接入传统电源。‘拉专线’为发电企业未经电网输配而直接向用户供电的行为,两者有本质区别。”

展曙光直言,这条回复是对联名建议的误解。“增量配网接入传统电源和自备电厂是有前提条件的,换言之,在只有‘公用电网不能满足配电网供电需要,或在合理期限内无法接入’的特殊情况下,配网才可以直接接入传统电源,并不是要求所有的配电网都要接入传统电源;而自备电厂转为公用电厂也是有条件的,鼓励符合规划、环保要求的自备电厂转为向配电网供电的公用电厂。”

“增量配电网接入传统电源最大的困难,是没有明确的政策支持。背后的原因可能是多样的,既可能有电力电量平衡等技术层面的原因,也可能是交叉补贴等价格管理机制导致。但所有问题,最终都可以通过政企合力,通过研究科学合理的专业办法解决。”吴俊宏说。



电力观察

国产化率最高燃机热电联产机组投产



图片新闻

3月11日,我国国产化率最高的燃机热电联产机组——华电清远热电联产工程第二套机组通过168小时试运行,标志着该工程竣工投产。

该工程建设2套9F级燃机热电联产机组,单机容量501.6MW,为目前国内单机发电容量最大的9F级双轴重型燃机项目,两套M701F4++型燃气-蒸汽联合循环机组首次采用对称布置,燃机国产化率达90%以上。 华电/图

“燃煤+”耦合发电前景几何?

■ 本报记者 赵紫原

煤电转型正在扩展新路径。“‘煤电+’固废耦合发电可节约垃圾焚烧电厂建设费用,实现超低排放,缓解固废处置压力,实现固废由低效处置走向高值化利用,助力‘无废城市’建设。”中国华能集团董事长舒印彪近日公开表示。

记者了解到,为促进煤电转型,提高可再生能源消纳比例,国家能源局2016年提出,将在“十三五”期间力推“煤电+生物质”“煤电+污泥”“煤电+垃圾”“煤电+光热”四大耦合发电技术。我国拥有世界最大的清洁高效煤电体系,耦合发电是对固废进行无害化、减量化、资源化处理的重要手段。然而,“煤电+”耦合发电困于诸多障碍还未实现规模化推广。

未被规模化利用

国家能源局、生态环境部于2018年下发《关于燃煤耦合生物质发电技改试点项目建设的通知》(以下简称《通知》),正式公布了燃煤耦合生物质发电技改试点名单。国家发改委于2019年发布《产业结构调整指导目录2019》,“燃煤耦合生物质发电”作为新增鼓励产业被列入指导目录。

记者注意到,试点推广至今,“煤电+生物质发电”的尝试未被规模化应用,个别煤电厂选择掺烧污泥,“煤电+

垃圾”几乎没有尝试。

舒印彪认为,“煤电+”耦合发电还面临缺乏系统规划、行业标准化建设不够完善等问题。

一位生物质发电企业负责人直言:“多部门2018年联合印发的《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录(第七批)的通知》,将燃煤耦合生物质发电排除在补贴范围外,没有补贴,自然没人愿意干。而污泥收集、运输等环节都需要人力投入和资金成本。没有补贴的情况下,燃料处理成本没人买单,‘煤电+生物质’发电自然就难以落地。”

国家可再生能源产业技术创新战略联盟理事长张平指出,生物质与燃煤直接混合燃烧耦合发电技术虽然运行效率高、技术成熟,但是也存在生物质燃料应用量的在线监测难题。“国家要求试点项目应建立生物质资源入厂管理台账,可再生能源电量计量在线运行监测数据同步传输至电力调度机构,数据留存10年。”

有利于生产侧降低碳排放

国家能源局此前公开的数据显示,我国每年产生的农林废弃残余物约12.5亿吨,目前的能源利用方式仅消耗了可供能源化利用的农林废弃残余物总量的约7%。同时,全国县级城市已累计建成污水处理厂约4000座,污泥(含水率约80%)日产量超过3200万吨,且每年以5-10%的速度增长,而配套的污泥日处理能力仅约1100万吨,缺口超过60%。

一位曾经参与制定《通知》的政府部门人士表示,耦合生物质可以快速实现煤电企业自主度电碳排放下降,是生产侧实现碳中和的重要方式之一。

一位发电集团工作人员告诉记者,“燃煤+”耦合发电,可通过现役煤电机组的高效发电系统和环保集中处理设施,兜底消纳秸秆、污泥等固废,降低耗煤量,燃料灵活性也是火电灵活性的重要组成部分。

该人士表示,以“燃煤+生物质”发电为例,与生物质直燃和生物质气发电相比,耦合发电优势不少。“技改可利用电厂既有发电设施和其他公用设施,只需对原有燃煤锅炉做局部改造,具有投资省、见效快、排放低、切换灵活的特性。”

政企合力实现跨越式发展

舒印彪建议,加强对“煤电+”固废耦合发电的集中统一规划,充分发挥现役煤电机组优势,加快地理位置条件较好的城市周边煤电机组耦合发电项目建设,使燃煤电厂从污染物集中排放单位转变成为城市废弃物处理中心,推动煤电机组在资源循环利用和生态环境保护中更好发挥作用。

舒印彪还强调,进一步加大政策支持力度,推进耦合发电项目建设,从设备补贴、电价制度、碳市场交易等方面,建立健全耦合发电市场,形成促进行业可持续发展的良性机制。

“开展耦合发电工作的燃煤电厂,最需要的是要深刻理解耦合的含义,在技术耦合、政策耦合、资源耦合、社会效益耦合上创新,不断开发重构商业模式,构建兜底消纳生物质资源的煤电环境治理生态平台。政策方面,需要从惠农生态的角度对农林燃料予以倾斜。”上述政府部门人士表示。

燃煤企业如何发力?舒印彪指出,要充分发挥龙头企业作用,推动行业科技创新和产业链优化升级。加快耦合发电领域“卡脖子”技术攻关,形成产业引导和反哺科研、科研支撑和提升产业的良性互动模式,推动技术加速迭代升级,实现跨越式发展。

关注

今年我国将再建50多座小水电示范电站

本报讯 记者苏南报道:日前从水利部获悉,近日召开的农村水利水电工作会议透露,“十三五”期间,农村水利水电工作圆满完成各项任务,基本完成长江经济带小水电清理整改任务。水利部副部长田学斌强调,2021年将全面推进农村水电绿色发展,持续修复改善河流生态环境质量。继续深化小水电清理整改工作,全面完成长江经济带小水电清理整改,联合有关部门启动黄河流域小水电清理整治。开展小水电绿色改造和现代化提升,2021年再创建50座以上示范电站。

据悉,截至2020年底,长江经济带25000多座小水电站中,共退出涉及自然保护区核心区或缓冲区、严重破坏生态环境的电站3500多座,完成整改2万多座,消除减脱水河段9万余公里,累计创建绿色小水电示范电站616座,建成农村水电扶贫项目118个。

田学斌指出,要系统谋划好“十四五”农村水利水电工作。一要坚守底线任务,紧盯脱贫地区特别是“三区三州”等特殊地区农村供水薄弱环节,坚决守住脱贫攻坚成果;紧盯保障国家粮食安全,补齐灌排工程设施短板;紧盯小水电生态流量,坚决消除过度开发和严重破坏生态环境问题。二要提标准强质量,提高农村供水标准,加快实施大中型灌区现代化改造,开展小水电绿色改造和现代化提升。三要创新体制机制,完善监督制度体系,大力推进农村供水工程、灌区规范化管理,深化农业水价综合改革,完善农村供水水费机制。

甘肃将有序启动内用火电及热电联产项目

本报讯 甘肃省近日发布的《甘肃省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》(以下简称《纲要》)提出,围绕落实国家2030年前碳达峰、2060年前碳中和目标,坚持清洁低碳、安全高效,立足资源禀赋和区位优势,大力推动非化石能源持续快速增长,加快调整优化产业结构、能源结构,大力淘汰落后产能、优化存量产能,推动煤炭消费尽早达峰。

《纲要》明确,要推进传统能源绿色清洁高效发展。加大煤炭油气勘探、综合开发和清洁高效利用力度,有序释放先进产能。推动陇东综合能源化工基地高质量发展,着力打造以煤炭、电力产业为支撑的国家大型煤炭基地、千万千瓦级火电基地、千万吨级油气生产基地、煤化工基地,重点建设灵台、宁正、沙井子等矿区。充分发挥煤电基础性、调节性电源作用,做好煤电布局和结构优化,加快推进配套调峰火电和煤源项目建设,有序启动内用火电及热电联产项目,深入推进火电机组灵活性改造,充分挖掘系统调峰能力,持续加大电力外送。多措并举提升煤电机组运行效率,推动煤电行业清洁高效发展。

针对新能源发展,《纲要》提出,坚持集中式和分布式并重、电力外送与就地消纳结合,着力增加风电、光伏发电、太阳能热发电、抽水蓄能发电等非化石能源供给,形成风光水火储一体化协调发展格局。持续推进河西特大型新能源基地建设,进一步拓展酒泉千万千瓦级风电基地规模,打造金(昌)张(掖)武(威)千万千瓦级风光电基地,积极开展白银复合能源基地建设前期工作。加快湖湘直流水电入鲁配套外送风光电等重点项目。持续扩大光伏发电规模,推动“光伏+”多元化发展。开工建设石门昌马等抽水蓄能电站,谋划实施黄河、白龙江干流甘肃段抽水蓄能电站项目。加快推进光热示范项目,实现光热发电与风电协同无补贴发展。推动储能成本进一步降低和多元利用,开展风储、光储、分布式微电网储和大电网储等发储用一体化商业应用试点示范。建设清洁能源交易大数据中心。大力发展生物质能。到2025年,甘肃省风光电装机达到5000万千瓦以上,可再生能源装机占电源总装机比例接近65%,非化石能源占一次能源消费比重超过30%,外送电新能源占比达到30%以上。 (甘讯)