非化石能源发电装机比重持续提升,导致调峰能力“吃紧”

现货有望缓解电力系统调峰之急

■本报实习记者 赵紫原

“预计 2020 年，非化石能源发电装机合计达 9.3 亿千瓦左右、占总装机容量比重上升至 43.6%，比 2019 年提高约 1.6 个百分点。”近日,中电联专职副理事长兼秘书长于崇德公开表示,新能源发电装机比重提升对电力系统调峰能力需求进一步增加,调峰能力不足问题已经显现。

对此,有业内人士认为,我国已有现货试点开始实践，持续深入推进现货市场建设可从根本上解决这一问题，当前可通过市场化手段理顺价格机制、舍弃风光电源尖峰电量等方式提高系统灵活性。

调峰需求不断增加 调峰思路悄然转变

厂网分开之前，电力系统没有调峰辅助服务的概念,发电多少由调度决定,辅助服务只是企业内部使用的技术手段。厂网分开后，电厂成为独立企业,当时的国家电监会于 2006 年颁布《发电厂并网运行管理规定》和《并网电厂辅助服务管理暂行办法》，用于明确辅助服务的调用和补偿规则。这就是行业熟知的“两个细则”。

2014 年，为充分激发火电调峰的积极性,解决弃风问题,东北地区在调峰领域率先引入竞争机制。近几年,新能源发电装机比重逐步提升,电力系统调峰能力需求持续增加,调峰辅助服务市场规模逐渐壮大,各地由此纷纷开启调峰辅助服务的市场化建设。

国家能源局去年底通报的《2019 年上半年电力辅助服务有关情况》显示,从电力辅助服务补偿费用的结构上看,调峰补偿费用总额 50.09 亿元，占总补偿费用的 38.44%，各地辅助服务市场的辅助服务提供方以火电为主。

除了传统的气电、抽蓄、煤电灵活性改造外,随着储能成本下降,储能电站参与系统调峰调频的工程范例也陆续出现。同时,伴随电力市场建设,调峰的思路更是转至用户侧,需求侧响应、电动汽车等陆续加入调峰“大军”。

有业内人士表示,多数省份保留了深度调峰市场,非辅助服务改革试点省份继续执行“两个细则”,而现货试点区调峰品种将不复存在,未来这三种模式将在中国电力系统中长期并存。

电源侧、储能调峰不经济 用户侧调峰还不成熟

新一轮电改开启,为电力系统调峰方式方法提供了新思路,但参与辅助服务的主体仍然面临很多问题。

中电联行业发展部副主任叶春表示:“从目前电源侧的几种调峰方式看，因储能技术不成熟、建设成本高、运行安全性等原因，尚不具备大规模商业化运营条件;抽蓄电站受站址资源限制,价格机制也尚未理顺;气电受气源、气价和碳减排约束,不具备大规模建设条件。”

煤电灵活性改造是现阶段提高系统调节能力的现实选择，但规模不及预期。叶春指出,随着新能源大规模发展,电源结构发生较大变化,原有的辅助服务补偿力度对发电企业的激励作用有限。煤电灵活性改造支出高,补偿不足。“在新能源富集区的火电，若不考虑尽快建立容量市场，新能源消纳的问题短期内仍然得不到缓解。”

东北某煤电企业人士告诉记者:“目前看,调峰辅助服务补偿在逐年压缩,今年调峰补偿费用从 1 元/千瓦时降至 0.8 元/千瓦时。调峰经济性难以调动发电侧的积极性,灵活性改造的投入并不是小数目。但如果调度来指令了,经济性差也得调,否则调度下次加负荷不会考虑你。”

“供热煤电机组调峰也存在问题。如果不核定一个最小运行方式,煤电机组减到一定负荷之后，对外抽气的能力下降,供热能力也会受影响。”该人士表示。

储能在调峰辅助服务市场也难施展拳脚,叶春指出:“随着连续三年的政策性降价,依靠峰谷套利的盈利模式空间越来越小,加上技术限制以及高成本,尚无法承担大部分调峰调频重任。用户侧方面,除了需求侧响应等措施外，受制于技术、市场等一系列原因,还有潜力待挖。”

舍弃风光尖峰电量 提高系统灵活性

在目前的形势下,如何提高电力系统的调节能力?

叶春建议:“目前,我国主要还是依靠补偿机制推动系统调节能力的建设,随着电价政策进一步理顺，推动补充机制向市场机制过渡，利用现货市场及辅助服务市场挖掘调节型电源的价值，同时推进两部制电价,并由社会分摊成本,从发用两端发力,才能提高系统效率,这是解决问题的关键。”

中电联《2020 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》也建议,要关注机组及电力设备因疫情导致有效检修时间窗口缩短带来的安全性风险,加强省间电网调峰互济。同时,提高系统调节能力,并加快建立并完善电力辅助服务市场及市场化电价形成机制,针对灵活性电源、电化学等储能装置出台容量电价,进一步提高灵活性调节电源以及储能装置建设的积极性,持续提高电力系统的调峰能力。

此外，风光等新能源本身也能为电力系统调峰出力。

据国网能源研究院能源战略与规划研究所主任工程师张富强统计,各省新能源发电出力具有明显的“尖峰电量占比低”特征。以甘肃风电为例,低于 60%装机容量出力,累积发电占当年全额理论电量的 94%,若低于 70%装机容量发电,累积发电占比达 99%,提高 10%装机的尖峰出力,电量仅增长 5%,电量占比较低但对系统运行造成较大压力。

“其他地方的风光发电也遵循类似的出力特征。”张富强表示,从新能源消纳角度看,若削去部分尖峰电量,对新能源全年发电量影响很小,而且能大大降低系统运行压力。

一位电力行业专家也告诉记者:“长期看,要持续推进现货市场建设,浙江省已经尝试改变原有的计划调度模式,实行全电量竞价,不再保留调峰品种,谁多发电谁少发电完全交给市场,这才是缓解电力系统调峰压力的治本之策。”

图片新闻

中国实验快堆完成首个堆芯循环试运行

日前,中国实验快堆功率试验阶段调试试验全部结束,验证了反应堆在稳定工况和预期的瞬态运行工况下性能符合设计要求,也标志着中国实验快堆首个堆芯循环周期试运行任务顺利完成。

中国实验快堆 2010 年首次临界,2014 年实现满功率运行 72 小时设计目标。此后,在完成首次大修并进行相关调试试验等工作后,于 2019 年进行了 1320 小时的低功率运行试验研究。图为中国实验快堆。

张乾/文 马瀚/摄

中国机械工业联合会:

清洁能源发电设备比重稳步提升

核心阅读

火电设备产量在发电设备中的占比由 2016 年的 73.2%降至 2020 上半年的 49.4%。水电、风电设备产量比重分别由 2016 年的 7.6%和 16.3%增至今年上半年的 21.2%和 28.1%，核电设备产量比重近几年在 1.3%到 5.3%之间变动。

本报讯 实习记者**杨梓**报道：中国机械工业联合会机械工业发电设备中心近日发布的《2020 年上半年我国发电设备行业发展情况及形势展望》(以下简称《展望》)显示，上半年全国发电设备生产完成 4754.62 万千瓦（按发电机计），同比增长 18.9%。其中,水电机组 1009.24 万千瓦,同比增长 153.7%;火电机组 2348.85 万千瓦,同比下降 5.7%;风电机组 1336.53 万千瓦,同比增长 71.3%；核电机组 60 万千瓦,同比下降 81.8%。

《展望》指出,近年来,清洁能源发电设备比重稳步提高。火电设备产量在发电设备中所占比重由 2016 年的 73.2%降至 2020 上半年的 49.4%。水电、风电设备产量比重分别由 2016 年的 7.6%和 16.3%增至今年上半年的 21.2%和 28.1%。核电设备产量比重近几年在 1.3%到 5.3%之间变动。

据了解，上半年发电设备主机企业工业总产值完成 558.4 亿元，同比增长 15.6%。其中哈尔滨电气、东方电气、上海电气三大集团发电设备板块共完成工业总产值 350.9 亿元,较去年同期增长 14.7%,营业收入、利润较去年同期均有不同程度增长。上半年发电设备主机企业出口交货值完成 47.9 亿元,同比下降 8.5%。

上半年,水电头部设备企业因有大型水电项目支撑，生产经营情况相对良好,但大部分中小水电企业经营指标出现不同程度下降。火电设备企业经历近几年“去产能”政策的调整后,整体经营情况已经趋于平稳，并通过老旧机组改造寻求业绩增量。风电“抢装潮”激发市场需求,加速产业链订单释放,多数风电设备企业上半年业绩增长。核电设备企业由于在手订单明显减少,30%-40%产能放空,加之疫情影响,企业资金链紧张,生产经营压力巨大。

海外市场方面,《展望》显示,上半年全国出口发电机组 437.22 万千瓦,同比增长 6.2%,占发电设备产量的 9.2%。其中水电机组 68.72 万千瓦,火电机组 326 万千瓦,风电机组 42.5 万千瓦,主要出口地区为东南亚、中亚和非洲。

《展望》还指出了现阶段电力设备行业主要面临的挑战:电设备国产化、自主化水平较低，电力业主指定要求进口发电设备部分原材料或零部件，导致国内研制成功的供应商始终没有市场；疫情影响导致发电设备零部件、原材料不同程度延期交付,进而影响发电产品生产交付;对应项目、订货量减少时,中小企业会选择缩小经营范围或直接退出市场,给发电设备产业链、供应链带来新的困难；疫情导致海外项目现场施工能力下降，设备供应及运输难度加大，建设进度普遍拖期,造成物资积压和资金回笼困难;目前核电新核准项目数量满足不了国内核电设备制造企业产能需求。风电行业抢装带来短期需求激增，造成生产制造、外购材料、部件均出现问题,但抢装过后市场需求相对减少,风电设备制造企业又将面临产能放空。

针对上述挑战,《展望》建议,国家层面应制定政策，对具备国产化条件的设备、部件、材料,全力推进国产替代进口。正在执行的项目如果采取国产替代进口的措施,相关的合同规定、事后审计等予以解释；正在进行前期策划的项目,在核准时应当提出重要部件、材料国产化的要求。此外,应在国产化研发攻关、物流便利、企业税收和融资成本方面,以及核电和风电产业给予相关政策支持,如及时出台核电行业中长期发展规划,保持核电建设有序平稳发展,稳定核电产业链相关企业市场预期;适当延长风电建设并网时限，加快制定可再生能源发展规划，避免出现因补贴取消引发制造业生态环境恶化、设备产品质量隐患、弃风限电问题反弹、行业发展波动大等问题。

关注

新疆单月外送电量首破百亿度

本报讯 新疆电力交易中心近日透露,7 月疆电外送电量达 104 亿千瓦时,同比增长57.6%,其中新能源 34.3 亿千瓦时,占外送电量的 33%,这是“疆电外送”以来单月外送电量首破百亿度。

据新疆电力交易中心交易部专责张俊介绍,目前新疆内部外部“两个市场”电能消纳规模已等量齐观,相当于重新开拓了一个新的同等规模市场。其中,外送电量 104 亿千瓦时，为新疆创造直接经济收益 23 亿元,增加税收 3 亿元左右。

7 月受新冠肺炎疫情影响，新疆电能外送和消纳压力加大。国网新疆电力有限公司迅速启动一级应急响应，一手抓重点场所和人员疫情防控，一手抓供电服务和疆电外送保障,合理安排电网运行方式,加强各级电网监控,对关键岗位人员实施全隔离、独立值班,并采取“机器人巡检+属地化保障”模式,加强换流站和线路运维,使用无人机、机器人、工业控制保护系统等先进技术装备和系统，全力保障疆电外送通道安全稳定运行。

据了解,7 月疆电外送电量的大幅增长主要由于准东-皖南±1100 千伏特高压直流输电工程（以下简称准皖直流)输送功率提升。准皖直流输电功率由 600 万千瓦提升到 800 万千瓦,成为全国目前在运的 26 个特高压工程中输电功率最大的工程，输电能力居全球第一。

此外，外送电量持续增长也得益于“电力援疆”政策的实施,新疆与内地多个省市签订援疆外送协议,使新疆电能输送至全国 19 个省(区、市),外送范围明显扩大。同时,新疆电力充分利用疆电外送通道资源，创新“西北电量库”、开展新能源现货交易等,持续提升疆电外送电量,并加大新能源电量外送力度。

据了解,新疆能源资源丰富,但因远离内地负荷中心,且本地消纳能力有限,富裕电能无法有效利用。2010 年 11 月,新疆推进疆电外送,将资源优势转化为经济优势的步伐不断加快,目前已建成疆电外送四通道,外送能力达 1640 万千瓦。 (胡培根)

广东“十三五”农村水电增效扩容全部完成

本报讯 广东省水利厅 8 月1 日称,由水利部、财政部联合部署,广东省水利厅和财政厅联合实施的“十三五”农村水电增效扩容改造项目绩效评价工作近日顺利结束，全省 67 条河流的 196 宗项目全部完工并通过验收，且项目总体完成情况较好。由此,广东省“十三五”农村水电增效扩容改造既定建设任务如期完成。

广东省水利厅农水农电处相关负责人介绍,“十二五”期间广东省有 702 宗电站纳入农村水电增效扩容改造范围,数量全国第一。“十三五”期间,广东省又有 67 条河流共 196 宗项目实施农村水电增效扩容改造，其中河流生态改造项目 89 宗,电站增效扩容改造项目 107 宗，目前全省项目总体完成情况较好。

生态改造方面，广东省共新建改建生态流量泄放闸孔 82 处,新建生态堰坝30 个，增设监测调度设备 92 处,实际修复减脱水河段长度共计 163.73 公里;增效扩容改造方面,全省农村水电站年发电量改造后实际可增加至 16.18 亿度,较改造前增加 3.13 亿度。

截至 2019 年 5 月底，广东省 107 宗“十三五”农村水电增效扩容改造项目的电站业主全部提交了创建绿色小水电意向书。绿色小水电对生态保护有更高要求,从生态环境、社会、管理、经济 4 个方面明确了具体标准。对落实生态流量的情况实行一票否决制，对河流水生生物、生境、栖息地有重大影响的水电站,须采取修建过鱼设施、生态调度等生态保护措施。 (谢庆裕)

湖北江坪河水电站转入生产运营

本报讯 近日，湖北娄水干流梯级电站龙头电站——湖北江坪河水电站 1、2 号机组先后通过 72 小时试运行,标志着该电站整体由工程建设转入生产经营阶段。

江坪河水电站总装机容量 45 万千瓦,年平均发电量 9.64 亿度。该电站不仅将清洁电能输往华中电网的湖北电力系统，解决湖北电网调峰能力不足问题,还将在防洪、旅游、航运等方面发挥巨大作用。

今年 7 月 12 日，由国网湖北送变电工程有限公司承建的湖北恩施江坪河水电站 500 千伏送出线路竣工带电,为江坪河水电站电力输出做好准备。 (宗和)