

聚焦煤电生存发展系列报道之十三

中电联电力发展研究院副院长张琳:

煤电需要“托底保供”，不能“开闸放水”

■本报记者 卢彬

日前,六部委发布《关于做好2020年重点领域化解过剩产能工作的通知》和《2020年煤电化解过剩产能工作要点》,提出今年年底全国煤电装机规模控制在11亿千瓦以内。

如何理解主管部门对煤电规模的控制力度?各地如何把握新建煤电项目节奏?对此,记者专访了中电联电力发展研究院副院长张琳。

中国能源报:六部委日前发布的文件释放出什么样的信号,应该如何理解?

张琳:一方面,要求煤电发挥“托底保供”的作用,要有序安排新增项目核准、开工和投产时序。风电、太阳能发电有效容量低,现阶段储能技术尚未大规模应用,电化学储能仅仅是100多万千瓦,抽水蓄能也仅3000万千瓦。与20亿千瓦发电装机相比,系统调节能力是比较低的,新能源出力的间歇性与电力发输用同时完成、适时平衡的特点不相适应,难以承担起保障电力供应可靠性的任务。

另一方面,文件也表明了新增煤电要严格控制,避免出现煤电产能过剩风险。目前煤电核准限下放到各省,地方政府、企业由于对本省的市场空间、相邻省间互济能力、跨区输电项目等信息掌握的不准确、不及时,可能出现盲目上马项目的问题,也不排除存在为拉动经济而冲动投

资的问题。

有观点将这一轮煤电建设理解为“开闸放水”,显然是不对的。文件的要求是有序安排煤电建设,尽可能减少煤电新增规模,对遏制投资冲动、促进煤电有序发展非常有意义。

中国能源报:除了从供给侧保障供应外,是否可以通过限制需求侧、削减尖峰负荷水平实现电力供需平衡?

张琳:目前,用电缺口还不能单纯依靠消减尖峰负荷来实现。

我国用电基数大,还处在较快增长阶段,今年消减尖峰负荷5%,考虑存量基数明年就可能需要消减10%。现代社会的正常运行与电能关系密切,消减的幅度不可能太大,最近国家发改委的文件是要求形成3%左右的需求响应能力。因此,消减尖峰负荷只能是推迟电源建设1-2年,满足电力系统调节和电力可靠供应要求,还是需要建设一定规模的煤电来“辅助服务”和“托底保供”。

中国能源报:根据中电联相关统计,截至2019年底,我国煤电装机10.4亿千瓦,对比文件中提出的“控制在11亿千瓦以下”的要求,今年煤电机组投产是否仍有较充足的空间?

张琳:客观上,今年煤电机组建设投产有较充足的新增空间。

我国已向国际社会承诺到2020年和2030年,非化石能源消费占比要分别达到15%和20%。为此,在能源消费侧,国家已提出实施能源消费总量和强度“双控”措施。在《电力发展“十三五”规划》中,提出2020年底煤电装机规模控制在11亿千瓦以内,是一个约束性指标。现在来看,是完全能够实现的。

中国能源报:文件多次提及合理安排应急备用电源、应急调峰储备电源,这部分电源是否纳入11亿千瓦的规模限制中?如何对这些项目进行管理?

张琳:《关于煤电应急调峰储备电源管理的指导意见》中规定,应急调峰储备电源属于未投入商业运行的煤电机组,不纳入现役煤电装机统计范围。因此,投入商运后应该是纳入11亿千瓦的规模限制中。

我理解,“应急调峰储备电源”的提法,是在“十三五”初期,由于用电增速波动大、煤电开工规模大、需要防范过剩风险,出于保障供电安全的考虑提出的。项目建成了,只作为应急调峰储备电源,不给“准生证”,对企业经营有很大影响。在电力系统相关规程中已有负荷备用、事故备用、检修备用,我建议以后不应再单独安排应急储备电源。在这一轮煤电建设中,在同等条件下应优先核准应急储备电源项目投产发电。

中国能源报:煤电机组稳定保持额定功率运行的情况正越来越少。对于新建项目,是否应将具备一定的灵活性作为技术要求,以使其适应新能源发电比例持续升高的趋势?

张琳:《关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》中明确提出,开展现有火电机组调节性能改造,提高电力系统灵活性和调节能力。提高电力系统灵活性,应该说是适应新能源发电间歇性特征的重要举措。

目前我国抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源占比不到6%,抽蓄电站受站址资源和建设工期限制、气电受气源和价限制、储能电站受安全性和经济性限制,难以满足系统调节需要。因此,“十四五”期间,煤电灵活性改造仍是提高系统调节能力的现实选择。

我认为,煤电灵活性改造要有序安排推进。重点对30万千瓦及以下煤电机组进行灵活性改造,作为深度调峰的主力机组,甚至参与启停调峰;对于新能源消纳困难的地区、核电利用小时数不高的省区,可考虑部分60万千瓦亚临界煤电机组进行灵活性改造参与深度调峰;而当弃电率控制在合理范围时,应不予安排新的改造项目,防范改造项目过剩、增加企业负担。

浙能首个污泥掺烧热电联产项目1号机投产



图片新闻

近日,浙能集团首个掺烧污泥的热电联产项目——平湖独山港公用热电联产项目1号机组投产,标志着平湖独山港化工园区迈入更高效、经济、环保的集中供热新阶段。

该项目建设规模为3台180吨/小时燃煤高温高压循环流化床锅炉及3台15兆瓦(级)高温高压抽背式汽轮发电机组,同时规划建设有干化、掺烧500吨/天的污泥处置能力。全面投产后,全厂年供热量预计达到533万吉焦/年,年发电量1.746亿千瓦时。图为平湖独山港项目全景。吴昊/摄

国网能源研究院专家指出——

不宜过早过快大规模淘汰煤电

■本报记者 苏南

7月5日,国网能源研究院召开2020年第一批基础研究年度报告线上发布会。对于煤电发展,与会专家认为,煤电在我国电力系统中具有托底保障作用,是确保我国电力系统安全性、稳定性的必然选择,不宜过早大规模淘汰煤电,应在重点核心供电区域布局一批保障安全供应的应急备用燃煤机组。

其实,从去年开始,扩大煤电装机规模,保障电力供应安全的呼吁不断。支持者认为,东中部地区可能出现电力供应紧张,而煤电在电力供应安全中扮演着重要角色;反对观点则指出,2015年开始我国就出现煤电产能过剩的问题,煤电机组利用率持续下降,我国“十四五”期间无需新增煤电装机,提高其机组利用率即可。

大规模淘汰煤电影响供应可靠性

那么,煤电到底应该继续扩容,还是该大规模淘汰?

国网能源研究院院长、党委书记张运洲表示,当前在能源清洁发展、生态环境保护多重压力下,多地政府持续推进煤电行业淘汰落后产能行动。“但较大规模煤电面临退役或强制淘汰,电力供应压力会比较大。”

张运洲介绍,据不完全统计,2000年前投产的在役煤电机组装机规模接近8000万千瓦,将从“十四五”开始逐步退役。“与此同时,打赢蓝天保卫战也要求重点区域严格控制煤电规模,新增用电主要依靠非化石能源发电和外送电满足。考虑“十四五”跨省跨区输电规模增长有限、东中部新能源对电力平衡贡献较低等因素,若大力淘汰煤电机组与等量或减量置换未能形成有效衔接,将严重影响东中部电力安全可靠供应。”

国网能源研究院能源战略与规划研究所研究员徐波认为,煤电在今后很长一段时间内仍将是保障我国电力安全可靠供应的“压舱石”和“稳定器”,不宜过早过快大规模淘汰煤电。此外,考虑水电核电潜力有限、气电发展制约较多以及新能源出力不确定等因素,煤电仍需发挥电力平衡作用和对新能源的调节补偿作用。

记者了解到,来自中电联等行业机构的权威人士也认为,受我国资源禀赋影响,煤电仍将是我国主体电源,尤其随着新能源行业快速发展,电力系统对灵活性电源需求不断提高,煤电仍然是当前最经济可靠的调节电源,未来也将更多发挥担系统调峰、调频、调压和备用功能。

核心区布局应急备用煤电机组

“十四五”期间,能源安全保障仍是电源发展的首要任务,为此,与会专家普遍认为,重点核心供电区域还布局一批保障安全供应的应急备用燃煤机组。

“煤电发展要坚持底线思维。”徐波表示,在重点区域、特大型城市以及城市群合理建设一定规模的煤电机组,以保障极端条件下的电力持续可靠供应。“考虑到煤电建设周期相对较短,要根据电力供需情况变化动态调整新增规模和布局,避免造成新一轮产能过剩。”

一位不愿具名的业内人士对记者表示,“十三五”初期我国煤电产能过剩问题逐步凸显是毋庸置疑的,不过鉴于电力系统安全性,需要区别对待煤电机组退役。“比如,服役期满、产能落后的煤电机组必须淘汰,而2000年以后投运的煤电机组,如今正处于‘青壮年’时期,不宜提前退役。”

徐波认为,未来仍有较大煤电需求,我国有必要提前开展煤电延寿技术、相关配套政策的系统研究,将满足国家安全环保标准的煤电机组服役期尽可能延长至40年甚至50年。

加快水电核电核准促煤电及早达峰

徐波表示,必须综合考虑未来电力需求增长、其他电源发展潜力、社会承受力等多种因素,科学论证提出适合国情的煤电发展战略。

国网能源研究院近日发布的《中国电源发展分析报告2020》(以下简称《报告》)预计,我国煤电装机峰值12.5亿—14亿千瓦,受端区域达峰时间较早,在2030年及之前达峰,送端区域在2035年前后达峰。

“在水电和核电发展滞后、电力需求增加等情景中,煤电峰值将有所上升,达峰时间将延后,但基本都在2030—2035年期间。”《报告》认为,煤电适度增长与我国碳排放国际承诺不冲突。“经测算,通过控制能源消费及煤炭消费总量,同步优化煤炭消费结构,为发电用煤预留一定增长空间,煤炭行业碳排放将维持在72亿—75亿吨左右,并在2025年后逐渐降低。”

“水电、核电等能量密度大且建设周期长的电源开发进度是影响煤电峰值的关键因素。近年来水电、核电新开工项目明显减少,如延续当前建设节奏将带来更大煤电需求。”报告建议,近期及“十四五”初需加快核准一批水电、核电项目,促进煤电及早达峰。

国家电投上半年净利同比增57%

本报讯 国家电投7月8日召开的2020年第3次党组(专题)会暨7月份生产经营月度例会透露,上半年,该公司新增装机758.58万千瓦,发电量2664亿千瓦时,增幅高于全国平均水平近3个百分点。利润总额102.82亿,同比增长34.92%,净利润75.83亿,同比增长57.02%。

据国家电投党组书记、总经理江毅介绍,上半年,该公司“双对标、双激励”成效明显,煤电、水电、度电成本下降,风电、光伏、核电度电成本保持行业竞争优势,总体售电单价有所提升;发展计划执行良好,“三个一批”项目有序推进;清洁能源装机占比提升至51.3%,对整体效益贡献进一步显现;火电保量控价成效明显,实现2017年以来首次盈利;强化总部资金运营和债务优化,用好用足政策红利,财务费用明显下降。(杜玉)

金沙江上游大型水光互补能源基地现雏形

本报讯 目前,金沙江上游苏洼龙、叶巴滩、巴塘、拉哇水电站工程建设正顺利推进,其中苏洼龙电站计划于2021年投产发电。以水电为支撑,中国华电在金沙江上游首批光伏项目前期工作已经启动,总装机3000万千瓦的大型水光互补可再生能源示范基地初具雏形。该基地建成后,年发电量可达800亿千瓦时,替代标煤消耗2400万吨,减少二氧化碳排放8100万吨。

据了解,在流域规划环境影响评价阶段,金沙江上游水电规划进行了多方案的比选,成为十几年来国家批复的首个大型流域水电规划,创造了国家主导、省(区)支持、水规总院推动、业主全力配合沟通的流域水电规划推进模式和水电资源开发与环境保护协调发展的水电开发模式,被国家能源局总结为“金上模式”。

目前,中国华电水电总装机容量达2734万千瓦,生态环境恢复率达90%以上,以“建设一座电站、保护一方环境、造福一方百姓”为目标,打造了一批环境友好型、资源节约型水电工程,实现了生态保护与经济发展双赢。(何赫珂)

海阳核电打造核能特色智慧园区

本报讯 7月6日,旨在打造以核能为特色智慧园区的山东核电公司“核能综合利用+智慧能源”工程启动准备工作。

“核能综合利用+智慧能源”工程将应用于山东核电员工宿舍区,将发挥核能已有资源和优势,利用海阳核电已有海水淡化以及核能供热设施,通过“水热同传”技术,同步输送淡化和热能,在宿舍区内实现水热分离和消纳,为后续向胶东半岛长距离供热、输水进行技术验证;与储热、储冷技术结合,提高环保效益、降低用能成本,为清洁能源综合利用的新业态提供示范和借鉴,为胶东半岛大规模核能供热+清洁能源存储探索新路子;新增光伏、电储能、智慧路灯等系统。通过综合智慧能源管理系统调控,改变原有能源利用方式,实现水热同传、储能、光伏互补一体化管控、智能调度。

作为海阳核能综合利用的延伸和拓展,“核能综合利用+智慧能源”工程在节能环保、探索能源发展新理念等方面,都具有很大的现实意义。特别是“水热同传”项目属于国内首次工程实践,对后续在胶东半岛等北方沿海缺水地区进行大规模供热、供水具有重要的示范作用。据悉,项目于2019年12月启动可行性研究,可行性研究报告今年3月通过专家评审,计划今年年底投入运营。(单禾)

西藏加查水电站通过蓄水验收

本报讯 近日,中国电建成都院勘测设计的西藏加查水电站蓄水验收会在工地召开,验收委员会同意该工程于7月上旬择机下闸蓄水。该工程计划首台机组8月投产发电,目前发电机组安装及调试工作正在有序推进。

加查水电站勘测设计工作自2005年雅鲁藏布江中游选点规划开始,2015年12月正式开工建设,2019年11月顺利实现了三期截流重大节点目标,今年5月电站主体混凝土全线浇筑到顶。

加查水电站是西藏自治区“十二五”开工、“十三五”发电的重点工程,即将成为雅鲁藏布江干流建成的第二座大型水电站,电站投产后将与藏木水电站联合调度、改善电源结构,为西藏自治区经济社会发展提供更加强有力的能源支撑。(赖长江 李竞波)