

山西第七次现货结算试运行正式启动,从4月开始首次连续执行三个月——

山西电力现货市场再“升级”

■本报记者 赵紫原

山西省能源局近日发布《关于开展电力市场第七次现货结算试运行的通知》(以下简称《通知》),明确山西将于4—6月连续三个月开展第七次电力现货结算试运行。

去年底,按照国家发改委和国家能源局的要求,山西第六次(连续两个

月)现货结算试运行中对现货市场与调峰辅助服务市场的融合进行探索,停止了省内日前、实时深度调峰辅助服务市场,获得各方肯定。试运行至今,山西电力现货市场取得了哪些经验?本次三个月的结算试运行,进行了哪些升级?距离正式运行还有多远?

用户侧:报量不报价,国内率先开展发用两侧同时参与

长期以来,用户不参与电力现货市场备受争议。一位不愿具名的业内人士表示,电力用户不“入市”,会导致中长期交易和电力现货市场“两张皮”运行,电力现货配置资源、发现价格的功能也大打折扣。

山西电力现货试点自第一次结算试运行,便开始探索用户参与现货市场,本次试运行是全国试点地区中首个开展连续三个月结算试运行的发用两侧均参与的现货试点。山西省能源局有关负责人向记者表示:“通过前六次试运行,用户的用电习惯发生显著转变,逐步由‘按需用电’向‘按价用电’转变,电力系统逐步由‘源随荷动’的传统调峰方式向‘源荷互动’的新型调峰方式发展。本次长周期结算试运行,用户继续以‘报量不报价’的方式参与现货市场。”

该负责人指出:“对用户而言,参与现货市场挑战与机遇并存。现货市场价格波动较剧烈,市场风险

较大,用户侧需要专业的运营团队参与市场化交易,以规避市场波动风险。但同时,能够积极响应现货市场形成的分时电价信号的用户,可以通过市场化交易大大降低用能成本,享受到电改红利。”

山西省电力服务产业协会副理事长张彦生对此表示赞同,他认为,零售用户直接参与电力市场意味着风险和成本增加,也会面临市场价格波动、偏差考核、市场改革政策性变化等风险。

据记者了解,山西电力现货市场本次结算试运行中,用户申报量并不参与日前出清,无法直接作用现货市场电价的形成。“关于用户申报参与日前出清的问题,山西正在积极组织研究,目前主要的问题是批发电用户申报参与日前出清将导致日前市场节点电价信息失真。下一步,我们将继续就这一问题探索研究,力争尽快找到解决办法。”山西省能源局负责人坦言。

发电侧:新能源参与现货市场,市场化方式促进可再生能源消纳

山西电力现货市场中,省调火电企业、新能源企业均参与现货交易。对此,远景能源高级副总裁田庆军表示,新能源企业参与电力现货市场,打破了原有的计划保障体制,有利于通过市场机制发现电力价格,进行资源优化配置,促进可再生能源消纳。

山西省能源局负责人表示,通过六次试运行,山西的新能源企业已由初期的“被动接受”逐步转变为目前的“主动参与”,从不了解市场规则,到主动建言献策、参与规则制定。“随着新能源装机容量的不断增长,新能源将成为主力电源,参与市场是其发展的必然趋势。”

“现货市场对新能源企业响应能力、市场分析能力、决策能力以及风险规避能力提出了更高要求,迫切需要专业化的辅助决策工具帮助新能源企业更好地参与现货市场,实现从以计划为主导向以市场为主导的转变。”田庆军说。

新能源参与现货市场,会带来哪些改变?中嘉能集团首席交易官张骥告诉记者,新能源企业参与现货市场,改变的不仅是运行方式而是结算方式。“这意味着除了优先保障收购电量和跨省电量外,新能源企业的剩余电量也要按照省内电力市场的价格进行结算,这有利于减少双轨制不平衡资

金的产生。”

张彦生进一步指出,火电企业报量报价、新能源报量不报价的参与方式,在省内负荷和外送负荷一定的情况下,新能源发电将决定火电的竞价空间,同时也决定现货价格的走向。“火电企业为了获得更大的生存空间,大概率会向辅助服务市场靠拢。”

“当然,我们必须正视新能源装机不断增长带来的电力系统消纳成本的疏导问题,建议国家尽快推动消纳责任权重机制和绿证交易等工作,保障新能源发展的整体可持续性。”山西省能源局负责人表示。

不平衡资金:避免“一锅烩”,以“谁受益、谁承担”原则分摊

各试点地区在电力现货市场结算试运行过程中,或多或少都出现了不平衡资金问题,山西也不例外。那么,山西电力现货试点在结算试运行中如何应对这个难题?

山西省能源局负责人介绍,按照国家相关要求,以“谁受益、谁承担”为原则,历次结算试运行中,山西现货市场不设资金池,将市场运营费用清晰划分为市场平衡类、成本补偿类、市场调节类三大类费用,各类费用中再详细列出各分项费用的收取与返还机制,尽可能实现市场主体“挣

钱有出处、掏钱有理由”,避免了“一锅烩”等问题。

张彦生告诉记者,短期来看,不平衡资金问题需要理清政府定价电量和市场化交易电量、非市场化用户和市场化用户的占比关系,进而将不平衡费用在各责任主体间进行合理分摊。长期看,需要积极推动非市场化发电机组和用户全面参与市场化交易,进一步完善容量电价补偿机制和可再生能源参与现货市场交易机制。

山西电力现货市场距离正式运营还有

多远?山西省能源局负责人表示,在国家发改委、国家能源局指导下,山西两年来已开展6次共122天的结算试运行,本次结算试运行暂定连续三个月,后期是否延长结算试运行时长根据市场运行情况再定。

山西省发电企业一位人士告诉记者,现行的《中长期交易规则(暂行)》无法满足电力现货市场的需要,与现货市场相衔接相配套的中长期市场交易机制亟待完善。“否则,正式开展和运行电力现货市场,将存在较大风险。”



新疆若羌河水库电站厂房正加紧建设

图片新闻

关注

新疆市场化交易电量累计超3000亿度

本报讯 3月31日,新疆电力市场化交易累计电量突破3000亿千瓦时,释放改革红利约200亿元,3500家市场主体从中受益,预计为自治区创造直接经济收益1100亿元,增加税收65亿元左右。

今年以来,新疆加快探索市场化方式促进新能源消纳,于年初解除了成交电量中新能源占比不超过13%的限制,新能源市场化交易规模巨增。今年一季度,市场化交易中新能源电量19亿千瓦时,同比增长4成。一季度,2077家电力客户、61家售电公司和582家发电企业参与交易,市场化交易电量152亿千瓦时,同比翻了一番,规模创历史新高。

据了解,新疆电力市场主体参与新能源交易的积极性明显提高。数据显示,目前已有22家电力客户全部用上纯新能源电量,签订新能源交易合同109亿千瓦时,比去年增加34亿千瓦时。

(胡培根 易炳星)

北京电力交易中心3月交易电量1348亿度

本报讯 北京电力交易中心近日发布的数据显示,该中心3月在年度交易基础上开展月度、月内交易52笔,交易规模1348亿千瓦时,其中清洁能源241亿千瓦时,占比17.9%。

据悉,北京电力交易中心积极发挥发电权专项市场作用,开展西北清洁能源替代上海、安徽、重庆火电及自备电厂等省间发电权交易1.9亿千瓦时,优化发电结构,促进清洁能源消纳。同时,开展三峡、溪向、锦官、灵绍配套电源等国家计划电量合同调整交易92亿千瓦时,开展浙江4—12月电力直接交易1106亿千瓦时。另外,开展其他交易148亿千瓦时,主要包括电力援疆送河南和广东、西北送河南及湖北、宁夏送四川、山西送江苏、新疆及青海送浙江等。(京易)

别着急“砍”了煤电

■卢彬

碳达峰、碳中和目标,是国家承诺,也是发展之需,更是各行各业当前紧锣密鼓落实的大事儿,备受全社会的关注。说到能源领域的碳达峰,很多人自然会想到煤炭、煤电,认为基于我国的资源禀赋和能源消费结构,减碳就等同于减煤,尤其是通过燃烧煤炭发电的煤电,就应该加快淘汰或者不再新建。

“十四五”刚刚开头,各地煤电项目的规划安排引来不少争议。比如,湖南省日前发布的《湖南省国民经济和社会发展第十

四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》(以下简称《纲要》),就因涉及8个煤电建设项目遭到质疑,被指“大兴火电”“与减碳相悖”。

暂且不讨论湖南的能源供应现状,就当下“30·60”双碳目标推进下的现实国情而言,新建煤电真的是错误和倒退吗?

笔者注意到,上述《纲要》提及的8个煤电项目,其中4个早已通过审批,正在建设阶段;3个开展前期工作的项目均是扩建、搬迁等形式对老旧机组进行替代;真正可以算得上新建项目的只有1个。很明显,湖南煤电并没有“大干快上”,相比于自身的电力需求,湖南在煤电建设方面甚至十分克制。

从2017年开始,国家能源局每年都会发布一次《煤电规划建设风险预警》,以控制煤电大规模扩张。随着时间推移,越来越多的省份从煤电装机过剩的红色预警转为橙色、

绿色,而湖南从预警发布至今的数年内,一直保持着煤电绿色预警等级。在省内核电搁置、水电资源开发空间有限的情况下,煤电是湖南电网安全稳定运行的压舱石。

所以,湖南建煤电,并非有意与碳达峰“作对”。

此外,造成“恐煤”观点盛行的另一个原因是,很多人并没有真正明白装机与电量之间的关系。随着越来越多的风电、光伏发电接入电网,新能源发电量将快速增长,煤电电量将相应减少,但这并不意味着煤电装机也将同步降低。不仅如此,从电力系统安全运行的角度出发,当越来越多的电量需求依靠新能源来满足时,电力系统的不稳定性也将随之增强,反而需要不可缺少的煤电机组替补或者兜底,以防新能源波动给电力系统带来的风险。

煤电装机要增长、电量却要下降,听上

去非常“不划算”,但却是当下实现能源转型、保证电力系统安全稳定运行最切实可行的路径。毕竟电力系统最终要为社会经济发展服务,正如碳中和要全国一盘棋统筹考虑,电力系统的经济性也应放在全社会经济高质量发展整体进程中综合考量。

“30·60”双碳目标的提出,给煤电未来的发展提出了新要求,即便没有碳达峰任务,对煤电行业而言,过去的“十三五”也给出了答案:我国煤电装机容量占比在2020年历史性降至50%以下,煤电当年新增装机容量占比低于30%;同时,2020年有4600万千瓦煤电项目通过审批,这个数字占“十三五”审批煤电项目总量的近三成。仅从这组数据中就可以看出,能源转型的舞台上,煤电最终将从舞台中央后移,但这个移动的过程需要时间,绝非一蹴而就。

碳达峰任务艰巨,且势在必行。煤电是我国用煤第一大户,控制其发电总量无疑是碳达峰的必然之选。放眼整个能源产业的低碳转型,绿色清洁能源正加快成为“主角”,但这个过程并非一定要打倒煤电,绝其本根,“风光”领衔主演需要煤电扶一把、送一程。所以,别那么着急“砍”了煤电。

聊电事儿