

11-12月连续开展全省电力市场第六次现货结算试运行,期间停止省内日前、实时深度调峰辅助服务市场——

# 山西电力现货市场出新规

■本报实习记者 赵紫原

## 核心阅读

现货市场环境下,特别是集中式市场模式下,在负荷低谷时段,供大于求,价格会一路走低,不愿意降低功率的机组越多,价格就会越低。但总有一个价格,让大部分机组认为无法承受亏损而主动降低功率,自然而然地实现负荷低谷“压出力”(调峰)的目的。

灵活性改造需要投入大量资金,以目前山西火电厂的经营状况来看,无疑是一笔巨大负担。而且,考虑到目前的深度调峰补贴电价,发电企业和独立储能参与深度调峰的积极性恐怕不高。

“本次试运行,停止省内日前、实时深度调峰辅助服务市场。”近日,山西省能源局发布《关于开展电力市场第六次(连续两个月)现货结算试运行的通知》(以下简称《通知》),明确规定山西省将于11月-12月连续两个月开展全省电力市场第六次现货结算试运行,此次结算试运行规则依据最新发布的“山西电力市场规则汇编(试运行V7.0)”(以下简称“7.0版本”)运行。

国家能源局2019年发布的《关于2019年上半年电力辅助服务有关情况的通报》显示,从电力辅助服务补偿费用结构上看,调峰补偿费用总额50.09亿元,占总补偿费用的38.44%。那么,深度调峰对电力市场化交易的意义是什么?山西现货规则为何停止深度调峰这一交易品种?

## 深度调峰是否能停?

用电高峰时,电网往往超负荷,此时需投入在正常运行以外的发电机组以满足需求,这些发电机组就是调峰机组,而深度调峰机组的负荷范围超过该电厂锅炉最低负荷以下。据了解,目前我国电力辅助服务主要围绕调峰、部分地区辅以调频开展市场建设。

2014年,我国首个电力调峰辅助服务市场正式启动,开始“试水”市场化补偿电力调峰辅助服务。2019年初,东北电力辅助服务市场升级,实现辅助服务市场“压低谷、顶尖峰”全覆盖。截至目前,西北、华北、华东等省间调峰辅助服务市场已启动。

华北电力大学经济管理学院教授袁家

海指出,从实际效果看,电力辅助服务市场的建设提升了火电机组的调峰能力,在转轨阶段通过市场化手段充分调动了火电企业参与调峰的积极性和主动性,降低了新能源弃电率,促进了节能减排,但都为“行政主导”型的市场。

中电联日前发布的《2020年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》显示,预计今年年底风电和太阳能发电装机比重将提高至22.8%,同比提高2.2个百分点左右,电力系统调峰能力的需求也将进一步增加。

山西省统计局此前公布数据,山西“风光”装机目前已双双突破千万千瓦,占全省电源总装机的25.3%。2019年8月,国网山西电力对山西电网“十三五”期间新能源消纳能力进行了滚动测算,预计2021年山西电网新能源装机将突破4000万千瓦。

在此背景下,山西现货市场不再进行深度调峰交易,是否具备条件?中嘉能集团首席交易官张骥表示:“这是现货市场的一大进步,深度调峰在现货电能量市场解决,山西现货7.0版本规则中已做相应修改。”

## 深度调峰经济性如何?

今年4月,山西省能源局发布《关于加快推进煤电机组灵活性改造的通知》,明确在新能源快速发展、装机占比大幅增长的背景下,火电企业尤其是供热企业,除提供稳定的电力热力供应外,还需承担新能源消纳的调峰义务。今年8月,山西能监局发布《山西独立储能和用户可控负荷参与电力调峰市场交

易实施细则(试行)》意见的函,鼓励独立储能参与深度调峰。

张骥认为,由于新能源机组间歇性发电的特性,需电力系统中存在更多可稳定发电、灵活启停的机组提供容量备用和调频服务,而不是调峰机组。

“灵活性改造需要投入大量资金,以目前山西火电厂的经营状况来看,无疑是一笔巨大负担。而且,考虑到目前的深度调峰补贴电价,发电企业和独立储能参与深度调峰的积极性恐怕不高。”一位业内专家告诉记者。

深度调峰的经济性一直备受行业诟病,某供热电厂人士告诉记者:“参与深度调峰,增加煤耗拉低效益不说,对机组使用寿命也有一定影响,我们一般称其为‘卖力换钱’。供热煤电厂参与调峰,如果不核定一个最小运行方式,机组减到一定负荷之后,对外抽气的能力下降,供热能力将受到影响。”

## 现货市场需要调峰吗?

针对现货市场是否需要调峰,袁家海表示,调峰辅助服务不应属于辅助服务。“我国尚未启动电力现货市场建设之时,亟需利用市场化手段提高奖罚力度,以更高的补偿价格激励发电企业等调节资源参与电力辅助服务。基于此,我国于2006年提出了一种新的电力辅助服务产品——调峰。成熟的电力市场中,辅助服务机制的主要品种为调频和备用,并无调峰。”

中国社会科学院财经战略研究院副研究员冯永晟对此表示认同:“调峰的出现是我国的特殊情况。目前现货市

场建设中包含调峰,用来引导技术选择和电源投资,不过调峰市场设计有不少缺陷。”

“在以美国PJM为代表的全电量竞价现货市场中,系统负荷较小的谷时段,电价可能较低,而在系统负荷较大的峰时段,电价可能很高。实时电价的变化自然引导了发电企业主动参与调峰,也就反映了基本的能量市场出清中。”袁家海说。

现货市场如何主动引导发电企业调峰?一位不愿具名的业内人士解释:“现货市场环境下,特别是集中式市场模式下,在负荷低谷时段,供大于求,价格会一路走低,不愿意降低功率的机组越多,价格就会越低。但总有一个价格,让大部分机组认为无法承受亏损而主动降低功率,自然而然地实现负荷低谷‘压出力’(调峰)的目的。”

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认为,在以美国PJM为代表的全电量现货市场中,实时电价的变化自然引导发电企业主动参与调峰,也就反映了在基本的能量出清中不需要一个额外的调峰产品。



两大核电上市公司三季报出炉:

# 利润一涨一降 产能持续扩张

■本报记者 卢彬

日前,中国核电、中国广核先后披露的前三季度业绩报告显示,今年前三季度,两家公司营收均实现同比增长,但归属上市公司股东的净利润方面,中国核电同比大幅增长,中国广核则略有降低。

## 盈利水平各异

两家公司均在报告中指出,核电发电量的持续增长为公司营收增加创造了条件。根据此前披露的运营数据,今年1-9月,中国核电、中国广核运营核电机组发电上网电量分别同比增长6.4%和8.81%。

业绩报告显示,中国核电今年前三季度营收369.42亿元,同比增长9.02%,归母净利润49.08亿元,同比涨幅达到33.23%,特别是其旗下新能源公司净利润增加较多,为其整体利润增长做出了贡献。今年前三季度,中国核电旗下新能源发电上网电量同比增幅高达492.11%。

中国广核今年前三季度营收498.95亿元,同比增长15.66%,主要由于旗下惠州核电、苍南核电和海上风电项目的收入大幅增加。而在营收录得增长的同时,中国广核今年前三季度归母净利润81.85亿元,却较上年同期减少1.37%。

中国广核在公告中解释,净利润下降主要由于旗下台山2号机组于2019年9月7日开始商运,台山1号机组首次换料大修主要在今年第三季度开展,使得财务费用、大修成本和折旧成本较上年同期增加。

公告显示,今年三季度,中国广核完成红沿河4号机组的换料大修,并按计划开展并完成了阳江6号机组及台山1号机组的首次换料大修。此外,该公司

还计划在今年四季度开展8次换料大修,涉及大亚湾2号机组、岭澳2号机组、阳江2号机组和5号机组、宁德3号机组和4号机组、红沿河1号机组及防城港2号机组。

## 装机规模持续增长

今年9月2日,国务院常务会议核准了海南昌江核电二期工程和浙江三澳核电一期工程(其中三澳核电由中国广核的控股股东中广核拥有,委托中国广核管理和建设),标志着我国核电进入实质性重启阶段。9月4日,中国核电旗下漳州核电2号机组正式开建。有分析人士指出,核电装机规模的增长,将驱动核电公司盈利能力持续提升。

中国核能行业协会近日发布的今年1-9月全国核电运行情况(不含台湾地区核电信息)显示,截至9月底,我国运行核电机组共49台(包含已进行首次装料的核电机组),额定装机容量达到5102.716万千瓦;今年前三季度,核电累计上网电量为2526.95亿千瓦时,同比增长6.43%。

据统计,截至9月底,中国广核在运核电机组24台,装机容量合计2714.2万千瓦。在建核电机组5台,其中1台处于调试阶段,2台处于设备安装阶段,2台处于土建施工阶段。

而随着田湾核电5号机组具备商运条件,中国核电旗下在役核电机组达到22台,在役装机容量达到2023.0万千瓦。中国核电在公告中表示,公司其他在建核电项目将在2021-2025年陆续投入商运。此外,该公司目前还有8个重要核电项目等待核准,各项前期工作平稳推进,项目建成后其装机规模提升可观,发电能力将进一步增强。



两大核电上市公司前三季度业绩

时间/公司	2020年前三季度营收(亿元)	较上年增幅	2020年前三季度归母净利润(亿元)	较上年涨幅
中国核电	369.42	9.02%	49.08	33.23%
中国广核	498.95	15.66%	81.85	-1.37%

## 综合利用拉开序幕

除了核电装机、发电量稳步增长外,核能今年在综合利用领域也取得显著进展。

今年7月6日,山东核电有限公司启动海阳核电厂“核能综合利用+智慧能源”工程准备工作。2019-2020年供暖季,海阳核电在完成全国首个核能商业供热项目的示范应用后,又在今年启动了日产30万吨的大型海水淡化工程。据了解,海阳核电将首次在国内开展“水热同传”工程实践,将对后续在胶东半岛等北方沿海地区进行大规模供热、

供水起到示范作用。

有业内人士认为,随着我国提出二氧化碳排放力争于2030年前达峰,努力争取2060年前实现碳中和的目标,核能在发电、供热领域的清洁、高效优势将得到更充分的发挥。根据1-9月全国核电运行情况统计,今年前三季度运行核电机组累计发电量2700.14亿千瓦时,与燃煤发电相比,核能发电相当于减少燃烧标准煤7755.21万吨、减少排放二氧化碳20318.65万吨。不过,前三季度核电发电量仅占全国总量的4.99%,未来,通过扩大核能利用规模,将为推进碳减排目标实现做出更大贡献。

## 关注

### 中国电煤采购价格指数(CECI)分析周报显示——电煤价格重回“红色区间”

本报讯 实习记者赵紫原报道:10月26日,基于中国电煤采购价格指数(CECI)分析周报(2020年第33期,以下简称“分析周报”),中电联行业发展与环境资源部指出,10月15-10月23日期间,煤炭产能有所释放,电煤价格高位回调。中电联分析称,在经历50天的持续上涨后,上述时段内,曹妃甸港电煤现货价格高位略有回落,但仍处于红色区间。10月23日,CECI曹妃甸指数5500大卡、5000大卡和4500大卡分别为604元/吨、548元/吨和480元/吨。

中电联近日发布的《2020年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》(以下简称《报告》)也指出,中国电煤采购价格指数(CECI曹妃甸指数)显示,前三季度各期5500大卡现货成交价波动范围为464-608元/吨,9月底市场电煤价格已超过600元/吨,进入“红色区间”。

分析周报显示,10月中旬,随着保供增产政策开始落地以及煤管票等管控措施稍有放松,煤炭产能有所释放,坑口价格涨势趋缓。大秦铁路秋季检修期间,北方港口煤炭调入量略低于平均水平,北方港口库存继续降低且持续低于上年同期,其中秦皇岛港库存自8月下旬以来持续在500万吨低位水平波动;高卡低硫煤依旧短缺。保供增产政策及东北地区煤炭保供措施释放积极信号,影响市场预期发生变化,带动港口现货煤价高位下行。

此外,尽管CECI沿海指数(周)和CECI曹妃甸指数(日)现货成交价环比高位略有下降,但仍处于红色区间;CECI进口指数到岸综合标煤单价继续在价格底部区域震荡,样本量持续处于历史低位;CECI采购经理人指数及其供给、需求、库存分指数均环比增加且处于扩张区间,价格、航运分指数环比下降且均跌回收缩区间。

据记者了解,2017年11月,中电联发布中国电煤采购价格指数——CECI沿海指数,被国家发改委纳入2018、2019年度电煤中长期协定价体系。截至目前,CECI指数体系覆盖了国际国内两个市场,反映历史价格和价格预期两种价格,并具有周指数和日指数两种表现方式,即上述四个价格指数。

CECI沿海指数价格曲线图显示,2019年CECI沿海指数整体波动较2018年明显收窄,逐渐趋稳,与2018年的剧烈波动形成鲜明对比。2019年全年价格最高为635元/吨,最低547元/吨,差值88元/吨,而2018年该差值为183元/吨。

2019年年末,CECI沿海指数5500大卡综合价开始低于570元/吨,进入“绿色区间”,电煤供需关系从紧张转为总体平衡。但在今年第三季度,电煤价格开始反弹。中电联10月初发布的《CECI指数分析周报》显示,临近国庆,国内煤炭主产区安全检查力度加大,煤炭管控依然严格,停限产煤矿较多,整体供应偏紧,电煤需求有所增加,煤价普遍上涨。

中电联行业发展与环境资源部副主任叶春告诉记者,自今年5月底以来,CECI进口价格指数持续在底部区域震荡。进口煤严格管控政策持续对终端用户进口煤采购产生显著影响,9月中旬以来,全国绝大部分电力终端用户进口煤配额消耗殆尽,进口煤指数到岸样本量处于较低水平。进口煤受限严重,也是国内供应不足、价格上涨至红色区间的主要原因。

叶春预测,未来一段时间,工业生产处于旺季,北方逐步进入供暖季,电力负荷需求将有所回升,随着水电进入枯水期,出力将减少,火电生产及电煤消耗需求将持续回升。“国家召开会议、组织调研,协调、出台增产保供措施,力保今冬明春能源供应安全和供电供暖需要,尽管局部地区、局部时段仍可能有所紧张,但电煤市场整体供应压力有所缓解。”

叶春建议,电力企业宜密切关注发电需求变化,科学分析市场形势,稳健市场操作,警惕恶性炒价,加强行业自律,有序开展短期电煤采购,全力落实备冬储煤工作,保证电煤库存合理水平和科学库存结构。