

聚焦煤电转型增效系列报道 之十一

# 现货能否解煤电灵活性改造之急?

■本报记者 赵紫原 卢彬

“新能源大发时,电量收益很少。如果能够提高机组灵活性,企业可以凭此获得更多辅助服务收益。”山西某电厂人士近日告诉记者。“从实际操作情况看,现货市场可以促进煤电企业主动开展灵活性改造。”

自2016年起,我国正式启动火电灵活性改造示范试点工作,但改造进度不达预期。中电联去年7月发布的《煤电机组灵活性运行政策研究》(以下简称《研究》)显示,截至2019年5月,“三北”地区累计完成煤

## “成”于现货 价格信号清晰

调节能力不足是我国电力系统长期存在的短板。上述《研究》指出,我国发电装机以煤电为主,抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源装机占比不到6%。以“三北”地区为例,其“风光”发电装机分别占全国的72%、61%,但灵活调节电源却不足3%。

“煤电灵活性改造六年不达预期,无外乎经济性难以得到保证。”上述山西电厂人士表示,煤电灵活性改造单位千瓦调峰容量成本约在500—1500元之间,低于抽水蓄能、气电、储能电站等其他系统调节手段。

不过,现货市场恰好能弥补上这个成本“短板”。

中嘉能集团首席交易官张骥告诉记者,现货市场价格信号具有大幅波动、跳跃的特点。“山西现货市场中最高电价为1.5元/千瓦时,最低电价为0元/千瓦时,这有利于火电机组的灵活性变现。比如在低电价时刻,灵活性较好的火电机组可以停机

或迅速将出力降低到较低水平,以避免在低电价时段多发电造成亏损;反之,在高电价时段又能快速启机或将出力提升至较高水平,多发电提高利润。”

山西省电力服务产业协会副理事长张彦生表示,山西现行规则虽然符合国家政策,也保证了新能源保障性小时数,但新能源和火电博弈明显。“不止山西,全国煤电企业为了获得更有力的生存空间,必然会向辅助服务市场靠拢,从而进行灵活性改造。”

华北电力大学经济与管理学院教授袁家海表示,通过对比分析国内外的辅助服务市场机制可知,电力辅助服务市场的建设依赖于电力现货市场。“电力辅助服务市场与电能量市场联合交易出清,不仅可以保障系统安全稳定运行,也可以充分发挥自身机组的能力获得额外收益,对于系统中的所有主体都是有益的。”

袁家海指出,从近期看,我国电力现货市场刚刚起步,市场化机制较复杂,尚需较长的建设时间,且试点工作中未将调峰辅助服务作为市场竞争组成部分,因此短期无法依靠现货市场全面反映灵活性改造成本,难以有效引导企业实施灵活性改造。

上述山西电厂人士告诉记者,机组灵活性改造主要包括两方面的含义,一是增加机组运行灵活性,即要求机组具有更快的变负荷速率、更高的负荷调节精度及更好的一次调频性能,以此参加辅助服务市场;二是增加锅炉燃料的灵活性,即机组在掺烧不同品质燃料时,确保锅炉的稳定燃烧且具有良好的负荷调节性

能。“但目前不论从哪个维度考量,现货市场大幅促进煤电灵活性改造,还停留在理论阶段。”

“和山西一样,山东也是首批电力现货试点区。虽然现货市场价格信号导向明显,但并未掀起山东大规模灵活性改造的‘热潮’。”山东某电厂人士表示,“我们算过账,叠加煤耗、改造、环保等投入,赚这个钱的经济性还有待商榷,电厂也不想承担安全风险。”

张骥指出,我国现货试点中的价格帽约束了现货市场价格的波动幅度。“我国电力现货市场处于初级阶段,高峰和低谷电价差额受限价控制,差距很小,国外可达几十元人民币以上,远高于我国至多1元左右的

现行峰谷价差。”

厦门大学能源政策研究院院长林伯强表示:“现行峰谷电价是‘统购统销’背景下设计的,只考虑了用户移峰填谷,并未动态考虑供需变化。我国现有规则体系下,价格帽偏低,难以通过稀缺价格的形式反映真实供需。当然这是现货市场建设初期的必经之路,政策仍需要逐步完善。”

张骥认为,除此之外,由于强制高比例中长期电量的存在,造成煤电机组仅有较小比例的电量通过现货价格结算。同时,辅助服务市场分摊不尽合理,交易规则有待完善,综合因素造成了煤电企业缺乏对机组进行灵活性改造的商业动机。

## “败”于价格 现货激励不达预期

## 完善市场 还原电力商品属性

袁家海指出,从长远来看,采取辅助服务市场和电能量市场联合优化出清机制,通过不同时段的价格信号来引导市场成员在高峰和低谷时段调整出力,是最经济的方式,也是能够合理化不同机组辅助费用、降低终端用户电价的唯一举措。

《研究》建议,发挥市场机制作用,适时出台容量电价和扩大灵活性交易品种。逐步推动补偿政策向市

场机制过渡,适时出台两部制电价;进一步完善现货市场,丰富交易品种,特别是灵活性资源和备用资源交易品种,做好现货市场与辅助服务政策衔接;适度拉大峰谷电价价差,发挥市场发现价格、形成充分竞争的作用,加强需求侧管理,合理引导电力消费,促进电力生产与消费的资源优化配置。

张骥指出,除了放开现货价格波

动和中长期电量比例限制外,应积极推进调频和容量备用服务与现货市场联合出清。“将电力的商业属性进行多维度地还原,进一步提升火电灵活性改造的商业获利水平。”

如何完善现货市场?“在现货市场试点的省份可以适当开展竞价模式,以竞价交易的方式选择辅助服务承担主体,降低该项目的辅助服务费用。”袁家海建议。

## 红沿河核电5号机组首次达临界



图片新闻

6月13日凌晨,红沿河核电站5号机组核反应堆首次达到临界状态,标志着机组正式进入功率运行状态,为后续冲转、并网、商运打下坚实基础。  
本次达临界操作历经15.7个小时,完成了控制棒提升、手动跳堆试验、硼浓度稀释等一系列工作。图为红沿河核电5号机组。  
陈嘉伟/摄

## 电力市场化,没有回头箭

■赵紫原

结构的客观要求。”

电力市场化的改革路径不容置疑,电改“成绩单”也佐证了这一点。北京电力交易中心今年2月发布的《2020年电力市场年报》显示,2020年国网经营区内客户用电成本降低550亿元,平均降低电价30.37元/千瓦时,同比提高13.7%。南方电网同月也发文透露,2016—2020年,南方五省区省间市场化交易电量累计1375亿千瓦时,释放改革红利72亿元;省内市场交易累计1.66万亿,释放改革红利超1300亿元。很明显,电改和电力市场化向全社会释放了红利。

其次,市场化和私有化并非一码事。中国企业研究院执行院长李锦告诉笔者,市场化属于体制改革问题,私有化问题属于所有制改革问题,是两个不同焦点、不同性质的问题。如果硬是把本来属于国有企业的市场化改革的问题扯到“归谁所有”的问题上去,对国有企业在改革发展过程中出现的各种问题借题发挥,着实不对。

电力产业链包含发、输、配、用环节,其中输配电环节具备自然垄断属性,主要通过强化政府监管来厘清成本、制定价格,是“有为政府”管理到位的重要体现。发电、用电是开放竞争环节,主要通过市场竞争实现资源优化利用,是“有效市场”的重要体现。

再者,电力商品的发、输、配行为又天然具备公共事业属性,体现的是国家意志、民生所需,而非单纯的企业意图。事实上,我国电力市场化改革由来已久,1970年到1987年,我国连续多年缺电,为改变“一家办电、大家用电”的模式,国家于1985年颁布《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》,电力市场化改革的铺垫就此开始。

1987年—2002年,我国电力工业逐步实现了政企合一。2002年2月,国发“5号文”下发,实施“厂网分开、竞价上网、打破垄断、引入竞争”为主要内容的新一轮电力体制改革,我国电力工业由此进入“深化体制改革”阶段。

历史的车轮滚滚向前,我国电力体制改革正面对新的时代背景和发展语境。“中央财经委员会第九次会议”指出,“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期,要构建清洁低碳安全高效的能源体系,控制化石能源总量,着力提高利用效能,实施可再生能源替代行动,深化电力体制改革,构建以新能源为主体的新型电力系统。

深化电力体制改革任务重、含金量也重,深入推进市场化改革是我国电力产业实现提质增效和高质量发展的必由之路,这个大方向不会变,在这个前提下讨论市场行为和市场问题,才有意义和价值。

聊电事儿

## 资讯

### 江苏推动尖峰时段用电负荷自主调节

本报讯 江苏省发改委日前发布的“关于明确2021年尖峰电价有关问题的通知”称,根据《国家发展改革委关于江苏省实施季节性尖峰电价有关问题的复函》(发改价格〔2015〕1028号),江苏省自2015年起实施了季节性尖峰电价政策,对优化电力配置、缓解电力供需矛盾起到了积极作用。针对今年电力供应“硬缺口”态势,为进一步做好迎峰度夏电力保供工作,推动尖峰时段用电负荷自主调节,促进用能绿色低碳发展,确保民生和公共服务用电需求。

通知明确,今年尖峰电价执行范围为315千伏安及以上大工业用户。时间和电价标准方面,7月1日至14日,仍按现行尖峰电价政策执行,即日最高气温超过35℃(不含)时,上午时段在峰段电价基础上每千瓦时加价0.1元。7月15日至8月31日,日最高气温达到或超过35℃时,上午时段在现行峰段电价基础上每千瓦时加价0.10元,下午时段由平段电价调整为峰段电价,并每千瓦时加价0.10元,其他时段划相应进行调整。(苏发)

### 5月湖南售电公司交易盈利0.16亿元

本报讯 湖南电力交易中心近日发布的5月湖南电力市场结算概况显示,湖南电力市场发电企业结算上网电量86.48亿千瓦时,电费32.02亿元;售电公司结算合同电量56.12亿千瓦时,交易盈利0.16亿元;发电企业在省内平均结算价差-20.11元/兆瓦时,售电公司平均购电价差-17.04元/兆瓦时,零售用户平均降价20.09元/兆瓦时(含扩需增收、减弃扩需及电动汽车绿电交易降价)。

1—5月,湖南电力市场发电企业累计结算上网电量462.01亿千瓦时,电费183.96亿元;售电公司累计结算合同电量256.08亿千瓦时,交易盈利0.61亿元;发电企业在省内平均结算价差-18.26元/兆瓦时。售电公司平均购电价差-15.22元/兆瓦时,零售用户平均降价16.78元/兆瓦时(含扩需增收、减弃扩需及电动汽车绿电交易降价)。

公开信息显示,今年1—4月,湖南电力市场售电公司结算合同电量分别为52.17亿千瓦时、43.03亿千瓦时、50.38亿千瓦时和54.39亿千瓦时,交易盈利分别为0.12亿元、0.09亿元、0.08亿元、0.15亿元。(湘讯)