

全国碳市场开张,“燃煤发电企业成本如何传导”引发关注

碳价有波动,电价跟不跟?

■ 本报记者 赵紫原

全国碳排放权交易市场(以下简称“全国碳市场”)于近期正式开张,煤电企业的“账本”里多了一项开支——碳价。上海环境能源交易所数据显示,截至7月30日,11个交易日全国碳市场碳排放配额(CEA)累计成交量582.79万吨,累计成交额

2.93亿元。有业内人士认为,全国碳市场和电力市场的关系,可看作“碳价”和“电价”的关系。作为两大市场的最大“公约数”,煤电企业如何参与?两个市场并驾齐驱,对煤电企业意味着什么?如果碳价上涨,电价会随之上涨吗?

碳价传导有赖于电力市场,传导不畅影响两个市场建设

业内人士表示,如碳价得以通过电价传导,则两个市场可形成良性循环的发展趋势。中国人民大学国家发展与战略研究院研究员王克指出:“如果全国碳市场和电力市场能联动,那么一方面能减少煤电企业的成本压力,另一方面也向终端用户传递价格信号,以市场机制推动消费侧节能减排。”

但目前碳价并未通过电价传导,而是由发电企业进行内部消化。中国社科院财经战略研究院研究员冯永晟指出,从全球碳市场实践结果来看,碳价向电价的传导率基本达100%,这是碳市场激励各类市场主体节能减排、绿色创新的重要支持机制。“要充分

发挥碳排放权市场的作用,必须协调其与电力市场的关系。”

冯永晟进一步指出,在电力、钢铁、有色等8个重点排放行业中,电力行业是市场化程度最低的行业,碳价通过电价传导相对而言也最为困难。“如果发电行业的碳成本难以向用户充分传导,那么长期来看,既不利于电力行业的健康发展和能源安全,也不利于碳市场的持续运行和效果发挥。”

中电联近日发布的《2021年上半年全国电力供需形势分析预测报告》显示,今年6月,部分大型发电集团到厂标煤单价同比上涨50.5%。煤电企业亏损面明显扩大,部分发电集团6月煤电企业亏损面超过

70%、煤电板块整体亏损。张树伟指出,煤电是我国电力行业的“劳模”,在煤电行业大幅亏损的情况下继续由其消化碳价,将不利于其“压舱石”和“基石”作用的发挥。

某业内人士对此表示赞同,并表示,两个市场联动意义重大。“通过市场引导,可以有效促进节能减排技术发展和应用,淘汰落后产能。长期以来,‘降电价’和‘降低用能成本’混为一谈,释放了错误信号。降电价只是降低用能成本的一部分,而不是全部。如果消费侧继续降电价激励,用户反而可能增加能耗,这与节能减排背道而驰。碳减排不只是供给侧的责任,消费侧同样需要发力。”

碳市场增加发电企业生产成本 间接影响电力市场运行

全国碳市场和电力市场之间有何关系?卓尔德环境研究(北京)中心主任兼德国能源转型智库高级顾问张树伟表示:“简而言之,两个市场不存在直接的耦合关系,一个是卖电的,一个是卖碳配额指标的。但煤电企业参与两个市场联合优化很有必要,碳价是流动成本,发一度电意味着相应碳配额的消耗。”

记者注意到,全国碳市场正式“开张”十日有余,碳价并未出现大幅涨落,大致在50元/吨上下浮动。张树伟表示,当前碳价对发电企业而言履约负担较小,随着碳价上涨,会极大增加煤电行业负担。“如果碳价达200元/吨,意味着1000千瓦时的电成本将上升至200元,相当于每千瓦时上涨0.2元,涨幅约2/3。”

厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强说:“在理想模式下,碳价传导至煤电企业,也就是电价的上涨,煤电企业再通过电力市场将上涨的成本传导给下游用户,供给侧和消费侧都应为碳价买单,这才是完整的链条。”

有业内人士认为,相比直接涨电价,电力市场更能灵活反映度电成本的构成,发现真实价格才能引导市场建设。深圳高等金融研究院能源市场与能源金融实验室主任赵俊华指出,长期来看,两个市场之间互相影响密切。“全国碳市场抬高了电力市场参与主体的生产成本,从而影响市场交易的结果。反之,电力市场的运行结果会影响各机组的出力 and 排放,继而影响全国碳市场的供需情况。”

理顺价格传导机制,两个市场需同步推进

那么,应如何推进两个市场建设?

上述业内人士表示,首先要理顺价格传导机制,短期内的价格走势既不是改革目标,也不能作为改革成效评价标准。电力市场建设的方向,应该是建立完善的电力市场体系、构建科学合理的监管机制,充分体现电力的商品属性,发挥好市场机制的决定性作用,而不是一味“降电价”。

一位不愿具名的专家表示,碳市场跟电力市场建设需要同步推进。市场化带来的发电量的不确定性可能会增加碳市场配额总量设定的难度,因此碳市场与电力市场需要在市场范围、减排促进机制、市场主体等方面进行协调。

冯永晟指出,一方面,要防止机会主义动机,防止不重视能源转型与体制改革的情况出现,不可继续沿用传统发展模式进

行电力资源配置机制;另一方面,又要防止激进主义,防止片面强调绿色低碳的重要性,而忽视能源安全对于经济安全的重要性。“全国碳市场建设是生态文明体制建设的重要制度创新,以电力体制改革为核心抓手的能源转型是社会主义市场经济体制改革的重要内容,只有坚持系统观念、科学施策,才能推动碳达峰、碳中和目标如期实现。”



田湾核电7、8号机组首台预引入设备就位

图片新闻

7月24日上午9时58分,由中国核工业二三建设有限公司承建的田湾核电7、8号机组第一台预引入设备成功引入就位。首台设备的成功引入,为田湾核电7号、8号机组安装工作建立了良好的开端。
中核二三/供图

资讯

华能玉环电厂装机量增至411万千瓦

本报讯 日前,华能玉环电厂1号、3号机组铭牌出力变更和2号、4号机组增容提效改造获得浙江省发改委批复。1号、3号机组铭牌出力变更为105.5万千瓦,电厂总装机容量达411万千瓦。

根据国家推进煤电节能减排升级改造有关精神和浙江省发改委《关于开展统调燃煤机组深度调峰和节能提效改造工作的通知》,华能玉环电厂先后对1号、3号机组实施了改造,并分别于今年4月、5月通过了168小时满负荷试运行。

此后,浙江省电力科学研究院对改造后的机组进行了出力试验、性能考核试验以及一次调频等性能试验。浙江省发改委组织对项目进行了验收并同意华能玉环电厂1号、3号机组铭牌出力由1000MW变更为1055MW。同时,浙江省发改委同意华能玉环电厂2号、4号机组按开展增容提效改造,进一步提升机组能效水平和电力供应保障能力。

1号、3号机组铭牌出力变更,是华能玉环电厂挖潜提效的重要举措,标志着机组具备长周期带1055MW负荷能力,进一步提升了机组在浙江电力市场中的竞争力。(宗和)

深能首台百万千瓦机组投入商业运行

本报讯 7月28日18时28分,深圳能源河源电力2×1000MW超超临界二次再热工程3号机组圆满完成168小时试运,正式转入商业运行。

据了解,该机组是国内第9台投产的百万千瓦二次再热机组,其热效率和能耗指标均达到世界领先水平。自整套启动试运以来,河源电力攻克翻车机、废水处理、灰渣系统等制约点,组织开展各系统联锁保护试验。7月21日18时28分,3号机组正式进入168小时试运行,至28日18时28分结束,机组累计发电量1.61亿千瓦时,平均负荷95.6万千瓦,期间各系统设备运行平稳,机组各项经济指标与技术性能指标优良,环保排放指标均优于设计值。

据了解,河源电力项目是广东省重点建设项目,是河源市的“头号”工程,项目自2019年2月28日正式开工以来,克服了新冠肺炎疫情等困难,不断优化施工组织,实现了厂用电受电、水压试验、汽轮机冲转、并网发电、168小时满负荷试运行等多个关键节点一次成功,特别是从发电机定子吊装到汽机扣盖历时141天,创造了行业同类型机组汽轮机本体安装的最快工期纪录。(沈迅)

中电联《2021年上半年全国电力供需形势分析预测报告》预计:

今年全年用电量增速或达11%

本报讯 记者赵紫原报道:中电联近日在京发布的《2021年上半年全国电力供需形势分析预测报告》(以下简称《报告》)显示,今年上半年,全国全社会用电量3.93万亿千瓦时,同比增长16.2%;全国全口径发电装机容量22.6亿千瓦,同比增长9.5%。中电联秘书长郝英杰表示,预计今年下半年全社会用电量同比增长6%左右,全年全社会用电量同比增长10%-11%。若冬季出现长时间大范围寒潮天气,则全年全社会用电量增速将可能突破11%。全国电力供需总体平衡,电力供应紧张地区比上年增多。

《报告》显示,预计到今年底,非化石能源发电装机规模及比重将有望首次超过煤电。“预计今年全国新增发电装机容量1.8亿千瓦左右,全国发电装机总容量达23.7亿千瓦。其中,非化石能源发电装机投产1.4亿千瓦左右,合计达11.2亿千瓦左右,占总装机容量比重上升至47.3%,比2020年底提高2.5个百分点左右。”

电力供应方面,今年以来,受产能释

放幅度有限、进口煤配额有限等影响,电煤供应紧张,局部地区煤电企业库存持续处于警戒状态。部分地区天然气气源不足,迎峰度夏期间天然气供应可能面临毁约减供或断供风险;同时,供应紧张推高发电用天然气价格,致使气电电价无法覆盖耗气边际成本,企业缺乏动力锁定后续气源,加剧迎峰度夏电力保供压力。

郝英杰指出,预计今年全国电力供需总体平衡,部分地区高峰时段电力供应紧张,电力供应紧张的地区及程度超过上年。从需求端看,预计下半年电力消费需求将保持较快增长,迎峰度夏期间,高温天气将加大电力负荷峰谷差,为系统调峰带来较大的挑战。从供给端看,风电和太阳能发电装机比重持续上升,电力系统时段性灵活性调节能力不足现象将进一步加剧;西南等部分地区电煤供应偏紧,制约煤电机组的发电能力;部分地区天然气供应紧张将影响气电机组顶峰发电能力。

郝英杰进一步指出,从各区域的供需平衡情况看,预计华中、南方区域用电高峰时段电力供需紧张,南方区域形势尤为严峻;华北、华东区域电力供需基本平衡;东北、西北电力供需平衡有余。

针对当前发电燃料供应、电力企业可持续发展等问题,郝英杰建议:“统筹利用好各类机组的顶峰发电能力,充分发挥区域间资源优化配置能力;完善电力需求侧管理,科学做好有序用电,充分发挥市场优化资源配置的作用;提升网源协调水平,加快推进电网度夏工程建设,补强电网结构,提升电网供电能力。”

在强化发电燃料供应保障方面,《报告》指出,应继续加大电煤保供力度,进一步加强电煤调运工作。加大对陕西、山西、贵州、四川、新疆等北方煤源和铁路运力协调力度。保障天然气供应,督促天然气销售企业和管网企业加强发电用气保障,加快制定天然气价格与发电价格联动机制细则,根据气价变化情况,及时疏导气电发电成本,保障电力安全

供应。建立天然气预测预警机制,完善天然气保供预案。

据了解,在电价接连下降、燃料价格高企等多重压力下,电力企业经营形势日益严峻。为此,郝英杰建议,要加快推进建立市场化电价形成机制。“巩固和完善输配电成本监审和定价机制;深入研究成本传导关系,形成有利于成本疏导的多市场价格耦合机制;健全市场化交易机制,提高价值识别能力和价格发现能力,以最低成本落地市场化解决方案。根据上游燃料市场价格波动调整政府定价的燃煤上网基准价及目录销售价格,将电、煤两个市场更加灵活的关联起来,抵御市场风险。建立新型储能价格机制,推动新能源及相关储能产业发展。”

“建议将保障国计民生的煤电企业列入重点保障企业名单范围,维持煤电企业存量信贷规模。此外,加大解决新能源发电补贴拖欠力度,尽快解决补贴拖欠问题。”郝英杰说。