

行业洞察

燃煤电价市场化将催化新一轮电改

作为电力体制改革的核心内容,电价市场化改革迈出了重要一步。10月12日,国家发改委发布了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》,推出4项措施:有序放开全部燃煤发电电量上网电价,通过市场交易形成上网电价;扩大市场交易电价上下浮动范围,将燃煤发电交易价格浮动范围上限扩大到20%;有序推动工商业用户全部进入电力市场,同步取消工商业目录销售电价;保持居民、农业用电价稳定,保持现行电价水平不变。

任何改革除坚定的决心和正确的目标外,还离不开外部因素的推动,此次煤电上网电价改革亦是如此,其推动力主要来自三个方面:新一轮电力体制改革方向的指引;建立新型电力系统的需要;前段时间国内电力保供压力的倒逼。在这三方面因素的推动下,此次改革力度大、影响深,既聚焦解决当前问题又兼顾实现远期目标,在突出市场化改革的同时,兼顾公益,是继输配电价改革以来的又一重要举措,对进一步深化电力市场改革具有里程碑意义。

■刘满平

煤电上网电价市场化改革将产生多重利好。

有利于缓解煤电矛盾和限电现象,保障电力供应和能源安全。受多种因素影响,前段时间,我国部分地区出现电力供应紧张。当前我国燃煤发电占比达65%左右,电源结构以煤电为主,本轮电力供应紧张的主要原因是燃煤发电不足,由长期存在的“市场煤”和“计划电”之间的矛盾所致。

燃煤占煤电企业发电成本的60~70%,煤炭价格持续走高,但发电价格不能随之调整,导致发一度亏一度,给煤电企业带来巨大的经营压力。此次煤电上网电价改革没有采用限制煤炭价格上涨、强迫煤电企业保证生产的行政方法,而是放开全部煤电发电量进入市场,并提高煤电上网电价的浮动比例,将有助于缓解煤电企业的成本压力,保障电力供应。

有利于体现电力的商品属性,发挥市场配置资源的作用。电力具有商品属性,一定要走向市场,并要逐步依靠市场这只“无形的手”来优化配置资源。凡是由市场决定的商品,其价格就有波动,有涨有跌。

长期以来,我国电价只涨不跌,但2015年的新一轮电力体制改革启动以来,在降电价、降成本政策要求下,我国电价又保持下降态势。此次煤电上网电价改革的最大亮点是放开煤电企业和工商业用户全部进入市场,取消工商业用户目录电价全面放开。

价,建立“能跌能涨”“随行就市”的市场化定价机制,将有效发挥市场化配置资源的作用。唯有如此,才能充分反映市场供需变化和资源的稀缺性,并将信号传导到终端用户,起到合理引导企业生产、消费和投资的作用,促进全社会高效利用能源资源。

有利于电力体制改革目标实现。新一轮电力体制改革的总体思路是“管住中间、放开两头”,致力于放开输配以外的竞争性环节的电价,要实现该目标取决于两个条件:对电网企业功能的正确界定;建立真正的发电和售电市场。

对电网企业而言,此次煤电上网电价改革将推动其逐步缩小甚至退出经营性用户的统购统销业务,除按政策要求对不直接参与电力市场的工商业用户提供代理购电服务、对已参与电力市场但又因各种原因退出的用户提供保底供电服务外,更加集中于提供输配电服务和居民、农业等保障性用户的供电服务。

在“放开两头”方面,从发电侧来看,早在2019年,国家就出台了《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》,建立了“基准价+上下浮动”的市场化电价机制,各地燃煤发电通过参与电力市场交易,由市场形成价格。目前约70%的燃煤发电量通过参与电力市场形成上网电价,此次改革则明确推动其余30%燃煤发电量全部进入电力市场,从而实现煤电全部进入电力市场,上网电价全面放开。

从用电侧来看,目前约44%的工商业用电量通过参与电力市场形成用电价格,此次改革则明确提出有序推动工商业用户都进入电力市场,按市场价格购电,并同步取消工商业目录销售电价。由此可见,此次煤电上网电价改革将推动形成发电侧和售电侧“多买多卖”的竞争性市场。

有助于构建新型电力系统。新型电力系统建设离不开完善的电力市场,放开电价管制,电价将顺利传导。

此次煤电上网电价改革强调要全面推进电力市场建设:进一步放开各类电源发电计划;健全电力市场体系,丰富中长期交易品种;加快电力现货市场建设,加强辅助服务市场建设,探索建立市场化的容量补偿机制等,将有利于合理配置多种电力资源类型,引导各类电源投资。同时,体现调峰、调频等辅助服务成本和新型储能价格;发挥新能源的绿色和绿证价格信号激励作用;促进碳市场健康运行,推动其发挥碳减排作用,支撑构建新型电力系统。

有助于限制高耗能产业盲目发展。价格政策一直是我国宏观经济调控的重要举措之一,其中电价是整个价格体系的基础,电价调整将影响很多产品和行业。因此,电价政策是价格政策的重中之重,是宏观经济调控和产业结构调整的重要手段。以钢铁、水泥、化工、有色及非金属矿物制品业等为代表的高耗能行业在我国经济和产业结构中占据重要地位,也是用电量和碳排放量占比最大的

行业。前段时间国内电力短缺的原因之一是新冠肺炎疫情后外需订单和产量剧增,提振了国内高耗能产业,进一步放大了用电需求。

高耗能产业盲目发展既不利于我国产业结构升级换代,也不利于我国碳达峰、碳中和目标实现。此次煤电上网电价改革明确规定高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制,意味着其生产成本将大幅增加,利润空间将受挤压,产能扩张也受到限制。

此次改革在充分体现市场化的同时,充分考虑到电力商品的公益和民生属性,特别强调了要保持居民、农业用电价格稳定,明确居民、农业用电由电网企业保障供应,执行现行目录销售电价政策。因此,各地要优先将低价电源用于保障居民、农业用电,同时,通过推动建立与市场竞争相适应的供电保障机制,兼顾市场效率与用电公平。

电价改革不仅是价格改革,其背后代表的是各种市场主体利益的博弈。电价改革目标的最终实现,需要以电力体制改革为核心的配套机制作为强有力的支撑,并非一朝一夕就能完成。虽然此次煤电上网电价改革迈出了一大步,上网电价上下浮动比例有所扩大,但仍没有完全市场化,只是区间的市场化。同时,工业和商业用电对农业和居民用电的交叉补贴、电网公司代理小型工商业用户购电是否跑偏成另一种形式的统购统销等问题,均有待解决,需在以下方面继续努力:

加快建设全国统一电力市场。新一轮电力体制改革启动以来,各省(区、市)电力市场已基本建立并运作一段时间,部分地区在电力现货市场方面取得一定经验,未来有必要加快发挥其价格信号引导的作用,进一步促进市场化交易,加快建立全国统一电力市场。

推进新能源上网电价机制改革。现行煤电基准价作为新能源发电等价格形成的挂钩基准,随着新能源占比提升、电力市场建设,新能源发电价格势必会和煤电基准价“脱钩”。在碳达峰、碳中和目标驱动下,要完成庞大的新能源建设任务,需未雨绸缪,尽快探索建立新能源上网电价的市场化运作机制。

放开得也要管得好。建立“能涨能跌”的市场化电价机制,需要各级政府在“管住”层面多做一些工作。在电价放开的同时,政府应敏锐发现煤炭、电力市场动态和价格变化,及时查处市场主体串通价格、哄抬电价、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为;要依法遏制滥用行政权力排除、限制市场竞争等行为,指导发电企业特别是煤电联营企业统筹考虑上下游业务经营效益,合力参与电力市场报价,促进形成市场交易价格;加快落实分时电价政策,尽快建立尖峰电价机制,从而引导用户错峰用电、削峰填谷。

此外,煤电全面市场化后的辅助服务等落实,以及居民终端销售价格改革等问题也需稳步推进。

(作者供职于国家发改委价格监测中心,本文仅代表个人观点。)

一家之言

气电参与市场化交易要因地制宜



■陈吟颖

截至2021年1月,全国气电装机容量达1亿千瓦左右,占全国总发电装机的4.71%,其中广东、上海、天津、江苏、浙江、北京6个省(市)的气电装机容量占全国气电装机容量的比重约80%。目前,上述地区(除北京外)的气电均已参与市场化交易,逐渐暴露出一些问题。

三种交易模式同步上线

浙江、江苏气电主要以调峰机组为主,气电参与市场化交易选择与其上网电价相匹配的时段(如现货市场),间断性参与市场化交易,即当交易电价较高且适合交易时交易,电价低于发电成本时不交易;广东气电从2017年开始参与

市场化交易,平均交易价格低于煤电标杆电价40至45元/兆瓦时,降价幅度较大,目前广东气电参与市场化交易的电量约为其总发电量的80%以上,呈现亏损面增加的趋势。

上海气电参与市场化交易的平均差价为-4.5至-10元/兆瓦时,降价幅度不大,参与市场化交易的电量较小,约为其总发电量的10%,对盈利能力影响不大;天津气电参与市场化交易的电价降幅约为20元/兆瓦时,参与交易的电量约为其总发电量的50%以上,部分气电亏损。

气电参与市场化交易主要有三种模

式:直接交易模式,如浙江、江苏;差价传导交易模式,如广东和上海;强制配比模式,如天津。

其中,直接交易模式是指气电企业在

需求进行报价,市场成交电价为其结算电价;在差价传导模式中,差价指结算电价和上网标杆电价的差值,气电企业在市场化交易时只报差价,价差部分直接传导给用户,电网结算电价为其标杆电价和差价的差值;强制配比模式属于直接交易模式,但采取强制配比的方式,即要求用户在购买低价电时购买一定比例的气电。

尽管广东和上海气电参与市场化交易均为差价传导模式,但广东采用的是气电与煤电同台竞价的模式。所谓同台竞价,即把气电标杆电价分成两部分,一部分等同于煤电标杆电价,另一部分为气电标杆电价和煤电标杆电价之差;气电和煤电按相同的煤电标杆电价进入市场参与交易,在煤电标杆电价的基础上报差价参与市场竞争;气电标杆电价与煤电标杆电价之差暂由电网垫付。

目前电力交易规则希望通过同台竞价的模式,解决高上网电价的气电在市场中难有购电主体、难以参与交易等问题,因此以煤电标杆电价为基准线,便子气电有购电主体且在同一标准下购买电量,但并没有考虑气电度电成本高于煤电(有些地区可能高1.5~2倍)的问题,弱化了气电启停、调峰能力强、灵活性和环保性好的特点。同时,以各标杆电价为基准价,各标杆电价传导给用户,考虑了各自成本不同、差价空间不同,符合各自的发电特性,但气电交易电价较高,致使其市场竞争力相对煤电较弱。

同台竞价仅从基准价一致的角度考虑气电参与市场化交易,没有考虑交易电价降低的幅度相同时,气电不能覆盖成本,将加

大亏损风险。气电投资较大、用气成本较高等特点,导致度电成本高于其他发电。同时,大多数气电的定价机制为一厂一价,不同类型燃气发电机组的成本相差较大。如果气电与煤电等其他发电同台竞价,即使降低的电价差相同,但对不同机组的影响也不同。目前,中长期交易和现货交易均出现气电度电成本不能覆盖、检修维护费用增加、交易电价低等问题,导致亏损面增大。

现有电力交易机制对气电频繁启停的成本未给予合理补偿。在同台竞价中,气电存在谷时(如夜间)电价较低不能覆盖成本的问题,因此,大多气电在电价较低时选择停机、负荷需求增加且电价能覆盖成本时启机。

目前尚未建立气电电价联动机制,特别是天然气价格涨幅较大时,同台竞价给气电带来的亏损将进一步增加。气电采用一厂一价的原因是其发电类型、机组容量、投资规模成本、供气模式、用气价格等不同,使得政府确定的上网电价也不同。燃料成本占气电成本的60%以上,天然气价格变化对气电的盈利能力影响较大。即使天然气价格变化相同,对不同气电成本的影响也不同,进而导致发电电价变化差异较大。在这种情况下,气电与煤电同台竞价,将进一步增加亏损风险。

在现货交易中,电价由启动成本、边际成本和空载成本三者组成,电力报价实际为边际成本,随负荷由低到高递增。目前电力交易规则要求在现货交易中,发电侧随负荷由低到高时,电价也由低到高报出,但并未对空载成本有定量或定性的补偿规定,电厂销售人员报出的价格实际是度电可变成本对应的电价。机组负荷由低到高时,度电可变成本也随之减少,在没有空载成本补偿的情况下,这种报价模式与电

力交易规则要求的由低到高报价截然相反,导致气电在低负荷运行时的报价明显低于其度电可变成本。

此外,在同台竞价中,气电高于煤电标杆电价的部分暂由电网垫付,随着气电参与交易的电量增加,垫付金额也大幅增加,且出现垫付缺口日益增大的趋势,电网企业已力不从心。

需建立电价气价联动机制

相比之下,强制配比降低了气电竞争力弱的风险,但增加了用户的购电成本。

目前,我国电力市场化交易还处于不成熟、不完善初级阶段,各自标杆电价差价传导和强制配比模式均考虑了煤电与气电本质上的差异,或许在电力交易中存在一些问题,但不会因交易制度和机制问题导致发电侧政策性亏损。同时,因气电度电成本较高,度电可变成本价格明显高于煤电,将气电市场化电价和煤电划分为同一基准线进行市场化交易,条件还不成熟。

针对以上问题,建议相关部门尽快建立电价气价联动机制,即根据当地气电企业的战略定位、供电或供热的支撑保障作用,结合燃机类型、度电成本等实际情况,研究适合本地气电参与市场竞争的模式,编制切实可行、操作性强、利于推动电力市场建设的方案。

例如,可借鉴上海差价传导的模式,结合气电企业的实际情况,签订合理的价差,不断探索气电参与市场化交易的规律;在气电与煤电上网电价相差较大、装机容量相差较多的地区,可借鉴天津强制配比的模式,稳步推进气电参与市场化交易。

(作者供职于北京京能能源技术研究有限责任公司)