

政策加码,分时电价信号加速形成

■ 本报记者 卢彬

7月29日,国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》(以下简称《通知》),提出要充分发挥分时电价信号作用,服务以新能源为主体的新型电力系统建设,促进能源绿色低碳发展。

此前不久,安徽省发改委发布了《关于试行季节性尖峰电价和需求响应电价的通知(征求意见稿)》(以下简称《意见稿》),以期运用价格杠杆引导电力用户积极参与电力需求响应,挖掘需求侧负荷调节能力,保障电力供需平衡,助力实现“碳达峰、碳中和”目标。从中央到地方,针对需求侧负荷调节的政策与规则不断升级,“以价格信号引导用户行为”的大方向正逐渐明晰。

价格信号引导需求侧挖潜

根据安徽省出台的方,安徽在冬季和夏季期间,在日最高气温 $\geq 36^{\circ}\text{C}$ 或日最低气温 $\leq -5^{\circ}\text{C}$ 时,对全省工商业电

力用户试行尖峰电价政策,用电价格在当日高峰时段电价基础上每千瓦时上浮0.072元。

而在需求响应电价方面,安徽明确在电力供应不足或清洁能源消纳困难的情况下,对自愿参与需求响应、主动减少(增加)用电负荷,从而实现电力资源优化配置、缓解电力供需矛盾、促进可再生能源消纳的电力用户,按规定执行需求响应电价。

《意见稿》将需求响应电价具体细分为响应补偿价格和容量补偿价格,并针对不同类别响应形式制定了不同电价标准。

响应补偿中,约时响应每次8元/千瓦,实时响应每次12元/千瓦,填谷响应每次3元/千瓦;容量补偿则分为分钟级和秒级两类,分钟级容量补偿标准为旺季每月1元/千瓦、淡季每月0.5元/千瓦,秒级容量补偿标准为旺季每月2元/千瓦、淡季每月1元/千瓦。其中,每年1、2、7、8、9、12月为旺季,其他月份为淡季。

完善电价机制为市场“铺路”

需求侧响应机制已非新鲜事物。除了安徽之外,江苏、浙江、山东、广东等用电大省近年来均针对本地情况制定了电力需求响应相关的政策与机制方案,以应对快速增长的用电需求、逐渐加大的峰谷差、新能源发电比例提升之间的矛盾。

然而,从各省实施方案到国家发改委《通知》中提出的各项要求,在具体的电价形成机制上,仍以固定的电价、价差、补贴等为主。立足需求侧的分时电价机制,能否与电力市场化改革有效衔接?

“《通知》虽然仍是针对目录电价的机制调整,但也着实为市场铺了路。”中国社科院财经战略研究院研究员冯永晟表示,“《通知》最大价值不在具体条文上,而在于明确指出通过电价手段,系统性地撬动电力用户为构建新型电力系统、实现双碳目标做出响应。”

华北电力大学教授袁家海指出,市场化机制的建立,仍然是平衡需求侧负荷峰谷差的重要方式。“有了现货市场,调度或现货运行主体可以直接根据需求发出需求响应邀约,需求侧或通过负荷集成商可以直接在日前报需求响应规模和价格,然后通过市场出清决定价格。”

“现在各地实施需求侧响应的一大难题在于没有资金来源,所以一般是通过上浮尖峰电价的方式,在用户侧取得资金池,然后再按照事先规定的补偿标准进行支付。”袁家海指出,“需求侧响应需要随着市场机制的完善逐步推进。江苏去年通过虚拟电厂的方式,在建筑空调方面实现了很大的需求响应规模,是一种很好的政策实践。”

“绿电”相关机制仍待完善

《通知》发布后,国家发改委有关负责人在答记者问时指出,当前,我国新能源装机规模不断扩大,电力消费结构加快变化,

用电负荷呈现冬夏“双高峰”特性,电力生产侧与消费侧双向大幅波动,保障电力安全经济运行面临更大挑战,对进一步完善分时电价机制提出了迫切要求。

有观点认为,由于近年来新能源发电成本下降、发电量占比提升,以及“碳达峰、碳中和”目标的提出等因素,正在倒逼需求侧响应规模扩大。对此,冯永晟指出,需求侧实际上无法直接感知到新能源比例增长带来的影响,所以近年来新能源发电比例快速提升,并非直接带来需求侧响应的大范围推广。

“即便不考虑新能源快速发展,需求侧响应也是可以发展和推进的。相关政策和规则的重心,应该是将新能源发电给系统的影响,通过某种经济信号系统性地传递给用户,否则没有‘响应’可言。”冯永晟说,“目前的很多‘响应’相对而言仍然较为低效,真实的社会成本比较高,尽快建成电力现货市场机制和面向新能源的绿电交易机制才是关键。”

政策解读

尊重电价规律 完善分时电价

■ 叶泽

近日,国家发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》(以下简称《通知》),对我国分时电价政策提出了新的调整意见。有关要求是在总结我国分时电价政策制定与执行经验的基础上,充分发现和尊重电价规律,服务电力工业高质量发展和以新能源为主体的新型电力系统建设,全面地完善了我国分时电价政策。

强调分时电价规律

早在1995年,我国就制定和执行了峰谷分时电价政策,此次完善,进一步体现了对电价规律的尊重。《通知》在总体要求中提出“持续深化电价市场化改革,充分发挥市场决定价格作用,形成有效的市场化分时电价信号”,准确认识和把握了分时电价规律这个根本问题。

市场价格机制的核心是供给(成本)和需求(效用)共同决定价格,其中成本是基础。用市场价格机制解释分时电价政策,首先指出了不同时段如尖、峰、平和谷段的供电成本是不同的,不同时段电能应该执行不同的价格,而且应该按相应的成本水平决定其价格。其次,不同的供求平衡状态下用户以其效用为限可以支付不同的价格,用电紧张状态下,可以按用户的失负荷价值确定较高的电价。

与其它商品不同,电力需求在不同日期、不同季节变化很大。近年来,我国电力需求峰谷差越来越大,负荷尖峰化越来越明显。由于尖(高)峰负荷容量成本相对较

大,而用于分摊容量成本的电量却相对较小,所以尖(高)峰单位电量的供电成本(容量成本)很大。

目前尖(高)峰电价水平整体上没有达到相应的成本水平,不能引导用户合理用电如错峰用电等,也降低了电力设施利用率。由于电力工业资本密集,低设施利用率必然产生相对更高的平均电价。

因此,不制定和执行合理的分时电价,只会使用户用电成本和价格更高。由于这个原因,国外政府管制定价中所有用户都执行分时电价;电力市场实时电价其实不过是时段划分更小的分时电价。

优化分时电价机制

从前,时段划分主要以历史负荷曲线为依据分层确定,《通知》提出了科学划分时段的思路,提出“将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段;将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段”。这就要求根据未来的供求平衡状态和边际供电成本定价划分时段,突出了服务于新能源消纳和引导用户负荷调整的功能。

在峰谷电价价差比率这个关键性政策参数上,《通知》提出了具体的要求,峰谷电价价差原则上不低于3:1;上年或当年预计最大系统峰谷差率超过40%的地方,峰谷电价价差原则上不低于4:1,其他地方原则上不低于3:1。该规定以目前我国各省峰谷电价价差比率的平均水平为依据,针对部分峰谷电价价差比率相对较小的省提出了具体目标。

《通知》还针对目前我国电力系统负荷尖峰化的问题,从提高电力设施利用率、避免用电紧张或者有序用电的角度提出了尖峰电价机制问题。目前我国许多省出现用电紧张局面,这种紧张往往只发生在一天中的30分钟或一年中的很短时间如10小时内。如果为了这10小时新建电厂和配套电网,成本会很高。合理的尖峰电价机制能够引导用户在一天内错开这短时间内的用电,在这种情况下,尖峰电价机制产生了“虚拟电厂/电网”的效果。《通知》提出的“深谷电价机制”在原理上与尖峰电价机制相似,只不过在系统调峰困难的时候产生了“虚拟用户”效果。

扩大分时电价范围

《通知》明确要“加快将分时电价机制执行范围扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户”;对不适宜错峰用电的一般工商业用户和居民用户是否执行分时电价也提出了可选择的意见。

总体上看,《通知》要求扩大分时电价执行范围,但也留有余地。分时电价执行范围决策其实是一个短期利益和长期利益、局部利益和整体利益的权衡选择问题。商业用户不执行分时电价,短期可能减少了电费支出;长期看,由于降低电力设施的利用率,必然要承担更高的平均电价。居民用户不执行分时电价,而其它工商业用户执行分时电价,假设居民不承担长期内的更高电价,必然要增加其它用户的补贴负担。建议国家和省级

政府从全局和长远利益出发,尽快将分时电价执行范围扩大到包括农业用户在内全体电力用户。

规范分时电价管理

分时电价执行后,必然会引起系统负荷特性的变化。峰谷价差越大,系统负荷曲线的变化也越大;分时电价可能随着政策执行很快不适用,比如时段发生了明显变化等。因此,作为分时电价政策的重要组成部分,《通知》提出“建立分时电价动态调整机制”,根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化,参考电力现货市场分时电价信号,适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。

与电力现货市场价格变化频率之快(仅15分钟甚至5分钟)相比,我国分时电价执行周期明显太长,有些省现行峰谷电价政策甚至执行了十多年。《通知》有关建立动态调整机制的要求对分时电价管理工作会产生较大的影响。首先,要确定评估与调整周期,应该主要根据系统负荷特性变化设置调整阈值,比如确定尖(高)峰负荷偏移幅度的标准,一旦达到这个值时就启动调整。其次,要确定评估的内容。比如“削峰”和“填谷”的大小及价值与对应的潜在降价空间,不同类型用户电费支出变化等。最后,要确定调整方案。要在保持分时电价相对稳定的前提下提出调整方案。同时,调整方案要尽可能与电力市场特别是现货市场运行衔接。

(作者系长沙理工大学教授)

关注

贵州上半年电力交易释放“红利”近30亿元

本报讯 记者李文华报道:7月28日,记者从南方电网贵州电网公司获悉,今年上半年贵州累计完成市场化交易电量316.83亿千瓦时,首次突破300亿千瓦时,为省内2100余家工业企业降低用电成本29.70亿元。

“用电成本的降低,不仅促进了公司产能的提升、产品的研发,还让我们有更多资金投入环保改造项目。”贵州开阳川东化工有限公司总经理宋杰表示,作为最早一批加入贵州电力市场化交易的大工业用户,开阳川东化工有限公司自2015年参加交易以来,累计完成交易电量12.01亿千瓦时,节约用电成本约2700万元,仅今年上半年就节约用电成本427万元。

近年来,南方电网贵州电网公司持续加强对用电企业的各渠道政策宣传,深入了解贵州市场新兴需求,重点跟踪新兴投产、拟增产业、重新生产企业情况,鼓励符合条件的用户参与电力市场化交易。

今年第二监管周期进一步降低了输配电价,特别是降低10千伏等低电压等级输配电价标准,从根源上解决了10千伏用电客户参与市场化交易时的“倒挂”问题,让更多用户享受到了改革红利。据统计,今年上半年,贵州电力市场化交易注册新增电力用户1281家,同比增长2208.62%。其中,10千伏用电企业达1254家,占比达97.89%。

贵州电力交易中心有关负责人表示,将进一步深化电力体制改革,推进全省所有符合条件的企业参与电力市场化交易,实现企业参与全覆盖,让更多中小企业享受到改革红利,推动结构转型和产业升级。

华能国际上半年净利润同比降25.3%

本报讯 日前,华能国际发布上半年业绩报告,报告期内公司实现营业收入约951.16亿元,同比增长20.17%;归属于上市公司股东的净利润约42.82亿元,同比下滑25.3%。

公告指出,公司净利润下滑、营业成本上升,主要来自境内燃料价格上涨及发电量上升的共同影响。

今年上半年,公司中国境内各运行电厂接合并报表口径累计完成售电量2079.26亿千瓦时,同比增长20.80%;市场化交易电量比例为61.09%,比去年同期上升11.20个百分点。电量上升的原因主要是全社会用电需求同比增长。(卢彬)

今年上半年全国核电累计发电1950.91亿度



7月28日,中国核能行业协会发布全国核电运行情况。今年1-6月,全国运行核电机组累计发电量为1950.91亿千瓦时,比2020年同期上升了13.76%,占全国累计发电量的5.04%。与燃煤发电相比,核能发电相当于减少燃烧标准煤5517.17万吨、减少排放二氧化碳14454.98万吨。图为阳江核电基地。

图片新闻

杨禾/图