

## 南方(以广东起步)电力现货整月结算试运行收官——

## 三问广东电力现货市场

■ 本报实习记者 赵紫原

## 核心阅读

整月结算试运行期间,市场运行总体平稳,但并未反映出电能的真实价格,超低平均电价也脱离了真实的供需情况。同时,不平衡资金由市场化机组买单问题凸显。

市场规则有不合理的地方,但究其根本,制定现货规则时叠加了诸多非市场、甚至非电力行业的多重约束,市场规则只能去适应既定的边界条件,价格自然也无法反映真实的供需情况。

日前,伴随8月全月结算试运行最后一期运行日报发布,广东电力交易中心全月结算试运行日清算工作正式收官。从该中心公布的运行数据看,试运行期间市场运行总体平稳。

今年以来,全国八个电力现货市场试点均积极开展长周期结算,探索现货市场建设并总结经验。作为本轮电改的“领头羊”,广东电力市场经历了从日结算、周结算,再到月结算的逐步尝试,为现货市场建设提供了诸多可借鉴的经验。不过,有业内专家指出,此次整月结算试运行也暴露出平均实时电价较低、不平衡资金由市场化机组买单等问题,在深化现货市场建设时,电力和电量价值需进一步凸显。

## 电能为何没显现

广东电力交易中心公布的数据显示,广东本次整月结算试运行中,日前价格最小值、最大值、平均值分别为0.07元/千瓦时、0.48元/千瓦时、0.18元/千瓦时;实时价格最小值、最大值、平均值分别为0.07元/千瓦时、1.07元/千瓦时、0.19元/千瓦时。

上海泰豪迈能电力交易研究人士告诉记者:“从均值上看,日前电价和实时电价变化趋势较为一致,且高电价时段基本与用电高峰时段吻合,符合市场价格变化规律。”

但本次结算试运行亦暴露不少问题。华南理工大学电力学院教授陈皓勇表示,此次整月结算并未反映出电能的真实价格。“虽然东莞、珠海等地需要顶峰发电的部分机组、部分时段出清价格达到1元/千瓦时,但0.19元/千瓦时的平均实时电价已经低于正常火电机

组的燃料边际成本。”

对此,有业内人士解释,市场竞争中,价格偏离边际成本很正常。“价格等于边际成本,仅仅存在于特定市场环境中,有许多假设前提。电力现货市场建设的目的是通过供需来反映价格,而非简单地通过成本定价。但是,此次广东市场的平均实时电价已脱离了真实的供需情况。”

广东日前平均实时电价为何如此低?清华大学电机工程与应用电子技术系副教授陈启鑫表示:“首先是供需较充裕,整体市场竞争氛围比较激烈;其次,广东的中长期交易锁定了95%左右的电量,电厂大部分收益已被锁定,而且中长期交易中考虑了容量成本,现货市场上竞争的是‘增量’,有降价的能力;另外,受制于国企考核指标等因素限制,部分发电集团还存在抢电量完成年度生产指标的诉求,所以报价时会比较激进。”

在陈启鑫看来,如果只看现货市场本身,这个价格是经过比较充分的竞争形成的合理价格。“如果从整个市场建设体系看,还需要考虑它对中长期交易以及电厂整体收益的影响,需要考虑引入容量补偿机制等配套措施。”

## 不平衡资金去哪了

作为典型的“双轨制”市场,广东现货市场中市场化电量和非市场化电量也不匹配。在此背景下,市场运行过程中很容易产生不平衡资金。

据知情人士透露,去年广东现货市场不平衡资金高达50亿元。“由于广东省火电全部进入市场,综合电价大幅降低,特别是现货市场运行期间,低谷价格低于0.1元/千瓦时,低谷时段出现了高价电向低价地区流动的逆市场机制配置

资源的情况。”

但在本次结算试运行中,不平衡资金“消失”了。对此,广东一位售电公司负责人向记者透露:“广东采取了‘以用定发’的方式,即根据市场用户的用电量来确定市场发电量规模,市场发用电、计划发用电各自严格匹配,从而实现计划与市场解耦。低谷局部时段基数电量出现负值,不会影响市场机组收益,也不会产生不平衡资金。”

记者了解到,机组基数收益由每小时基数电量决定,基数价格为固定价,并不随时段变化。基数电量正负时段的收益可以互相抵消。当机组全月基数总电量为正时,其基数电量收益不变。从实际运行情况看,8月基数电量为正值。

上述业内人士告诉记者,结果看似“皆大欢喜”,实际操作过程却“不尽如人意”。“通过这种方式匹配每个时段的市场发用电、计划发用电,明面上能将不平衡资金做小甚至消除,实际是采用强制的基数电量交易代替了电力交易,代价是市场化机组为此买单。”

上述专家也告诉记者,为了掩饰不平衡资金问题,出此“掩耳盗铃”之策,实则破坏了市场公平。“不止广东,山西、甘肃也存在类似问题。以山西为例,部分机组中长期加基数电量甚至超过了机组容量上限。事实上,市场化机组在以最高可达1.5元/千瓦时高价买入电量,再以0.3元/千瓦时的基数电量价格卖给电网,达到所谓的平衡。”

一位电力设计企业的电改专家对此表示认同:“8月迎峰度夏用电高峰,非市场化用电量,基数电量可以相互抵消。但从电力价值的角度看,又是另外一回事。若现货市场整年运行,现行发电制度与电力现货运行的矛盾还是

会很快暴露。”

## 还有哪些短板

除了上述结算试运行中出现的明显问题,广东电力现货还有很多短板。

泰豪迈能电力交易研究人士表示,8月试结算期间,日前市场的平均价格略高于实时市场的平均电价,逐时对比就会发现,每小时电价差并无明显的相关性。“这说明,在目前的市场阶段,价格差还无法形成有效的预测,售电公司通过价差套利存在较大风险。”

上述业内人士表示,目前广东参与现货市场的主体不全面,核电、外来电这些大体量主体不参与现货市场,对整个系统运行产生很大影响。“市场规则有不合理的地方,但究其根本,制定现货规则时叠加了诸多非市场、甚至非电力行业的多重约束,市场规则只能去适应既定的边界条件,价格自然也无法反映真实的供需情况。”

对此,一位长期研究电力现货市场规则的业内专家认为,如何在市场建设中兼顾“降电价、平稳”与“价格准确反映供需、随供需情况波动”是个难题。“从提高市场效率的角度,需要让价格反映供需,供不应求时价格上升,供大于求时价格降低。但另一方面,电力既是基本的生活资料,又是很多企业的生产资料,从社会稳定的角度,政府不希望电价波动太大,特别在电改初期,两者相矛盾时如何解决,都值得讨论。”

该业内专家还表示,现货市场开启后,不同时间、位置和节点的电价都不一样,在电网使用权利没有清晰定义的情况下,会产生很多运行、结算方面的问题,因此需尽快明确电网的具体使用权力。

现行结算依据不适用增量配网,配电价格缺乏顶层设计,地方政府参与调价主动性不强

## 增量配电定价面临多重掣肘

■ 本报实习记者 赵紫原

## 核心阅读

配电网接入公网电压等级越低,配电网配电价格也就越低,增量配电网投资就越难收回。如果增量配电网未建设高电压等级变电站设施,甚至会出现电压等级价差为零的情况,投资业主可能面临亏本运行。

“进入试点就很难,从项目规划、业主确定、项目核准和建设、公网接入、价格核定、许可申请到配电运营,其中艰辛一言难尽。可项目运营后,才开始面临真正的难题——亏损看不到头。”西北地区某增量配电网业主近日向记者大倒苦水。

上述案例并非孤例。记者了解到,四川泸州总投资1.2亿元的“泸州金融商业中心增量配电业务试点项目”近日也爆出自投产以来连年亏损的案例。

作为本轮电改的关键一环,增量配电肩负提升电网业务效率的重任。近年来,国家先后下发20余个文件推进增量配电改革进程,但项目落实并不顺利。从资本热捧、部分项目流标,到不少业主主动退出,业内普遍认为,造成增量配电处境艰难的关键在于增量配电价格机制,而且这个问题目前迟迟未解。

## 配电价格体系不合理

配电网业务放开是新一轮电改的突破口,通过鼓励社会投资增量配电网,引导电力市场利益格局调整,从而倒逼存量市场改革。配电价格定价机制是增量配电业务改革关键一环。2018年1月,国家发改委就曾发布《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见》(以下简称《指导意见》),细化了配电价格定价办法。

此后两年多,增量配电业务改革试点项目陆续落地,部分省区相继出台了配电价格机制。然而,输配电价体系存

在的不合理问题也伴随业务铺开日渐突显。

“现行配电定价模式下增量配电企业盈利空间或为零。”电力规划设计总院技术经济部宋宗耘表示,“现阶段,价差是增量配电企业的重要收入来源,但目前试点项目很难通过价差收入在短期内形成合理收益。”

以某省输配电价为例,2019年该省一般工商业用电110kV和10kV价差为0.03元/kWh,220kV和10kV价差为0.035元/kWh。对此,宋宗耘表示:“配电网接入公网电压等级越低,配电网配电价格也就越低,增量配电网投资越难收回。如果增量配电网未建设高电压等级变电站设施,甚至会出现电压等级价差为零的情况,投资业主可能面临亏本运行。”

在华东电力设计院智慧能源室主任吴俊看来,现有配电价格机制最大的悖论是,一方面鼓励基于“准许成本加合理收益”的指导思想去制定增量配电价格,另一方面又把增量配电价格空间限制在无法达到合理收入的范围内。

## 配电真实价格无法体现

增量配电缺乏顶层设计,被公认为是现行价格机制出现多重漏洞的根源。北京鑫诺律师事务所律师展曙光表示,《指导意见》采用的结算依据是《省级电网输配电价定价办法》,但该《办法》适用于一般用户而不适用于配电网,采用的结算依据不当。

宋宗耘表示,调研中发现大部分增量配电网配电价并未核定,仍以省级输配电价为基础,无法体现配电网区域用电水平的差异,更无法准确反映配电的真实价格。

展曙光认为,理想的配电定价模式,是配电网承担共用输电网的成本,不承担其他配电网的成本。“但该做法需要输电与配电分开核算,与之对应的最理想的电网体制是输、配彻底分开,但目前还不具备条件。”

那应该以什么为依据?能源研究会能源政策研究中心特约研究员彭立斌告诉记者,增量配电网的参照目标只能是省级电网输配电价格体系。“目前省级电网输配电价在第一个监管周期经历了重重磨难才得以实施,这是国内电价核算体系的一大突破,有缺陷难以避免。”

“由于交叉补贴的存在,输配电价不能反映真实的输配成本结构,且容量电费并未按电压等级核定。因此,《指导意见》将省级电网输配电价作为结算标准有损配电网的合法权益。”展曙光说。增量配网的价格机制似乎陷入“僵局”,没有合适的结算依据可采用,仅有省级输配电价作参照,但“张冠李戴”往往导致真实成本无法反映,配电网成为用户。

展曙光指出,其实《指导意见》明确规定了“不同电压等级输配电价与实际成本差异过大的,省级价格主管部门可根据实际情况,向国务院价格主管部门申请调整省级电网输配电价结构。”但遗憾的是,目前各地尚没有进行输配电

价结构调整的案例,地方政府的主动性和积极性亟需加强。”

## 配套文件亟需完善

宋宗耘曾表示,配电价格定价配套文件需进一步完善。国家层面应出台独立的配电定价成本监审办法,价格主管部门核定配电网准许成本和配电量,确定合理回报率,实现独立核价;另一方面,应督促未出台配电定价指导文件的省市尽快出台相关文件并贯彻执行,以指导各地增量配电网试点项目定价。

业内专家一致认为,鉴于输电价格的核定需要一定周期和条件,为解燃眉之急,保障增量配电业务改革顺利进行,在核定工作完成之前,应实行阶段性过渡政策。

展曙光认为,首先要明确增量配电网与省级电网是“网网互联”关系,双方之间的结算、联网、调度等均按“网网互联”的原则处理。“同时,增量配电价格体系可参照今年2月国家发改委发布的《区域电网输配电定价办法》,上述《办法》确定了区域电网间输电价格原则和方法,制定增量配电网与省级共用输电网络输电价格的定价办法,核定合理的输电价格。”

“为保障省级电网的合法权益,因执行前述过渡性政策造成省级电网准许收入和输配电价变化的,按照《省级电网输配电价定价办法》在不同监管周期平滑处理,或根据国家政策调整。”展曙光说。

## 关注

## 南方区域西电东送 累计电量破1万亿度

本报讯 记者郑路报道:截至9月16日,南方电网广州电力交易中心累计组织西电东送电量突破1万亿千瓦时,其中清洁能源占比达84%。2019年,南方区域西电东送电量2265亿千瓦时,同比增长4.1%,连续三年超过2000亿千瓦时,比2016年1952.5亿千瓦时大幅增长了16%,预计今年西电东送电量也将不低于去年水平。

作为南方区域电力资源配置的重要平台,广州电力交易中心肩负西电东送战略重任。为此,该交易中心一方面建立了“年度制定计划、月度分解调控、月内临时调整”的闭环管控机制,通过多项举措强化西电东送计划管控力度,保障西电东送协议计划刚性执行;另一方面,坚持将市场作为资源优化配置的重要手段,通过及时组织开展云南送广东增量挂牌、疆电送粤、广西送广东、云电入琼、点对点网电厂协议外送等市场化交易,进一步扩大西电东送规模。

截至目前,南方五省区注册市场主体超过57800家,电源类型涵盖火、核、水、风、光伏,用户类型包括工业、商业。四年省间市场化电量累计突破1000亿千瓦时,省内市场化电量逐步增加,累计释放红利逾千亿元,有力支持了实体经济发展。其中,2019年南方区域省间市场化电量4229亿千瓦时,同比增长25%,市场化交易电量占比达到40.7%。今年1-8月,省内市场化电量3153亿千瓦时,预计全年交易电量将达到4900亿千瓦时。

今年,广州电力交易中心进一步提出了带电力负荷曲线交易机制,将原有跨省区协议计划由电网协调制定转变为自主协商“量、价、曲线”,给予市场主体自愿选择权利,市场活力得到进一步激发,连续两个月西电东送交易电量创单月历史新高。

据了解,为推动云南富余水电消纳,该交易中心有效发挥省间余缺调剂和资源优化配置的平台作用,先后设计开发云贵水火置换、云电入琼等交易品种,推行实施了点对点网电厂“基准+浮动”、曲线外电量阶梯式电价等价格机制,拓宽水电消纳空间,实现云南弃水电量逐年降低,2019年仅为17.1亿千瓦时,同比大幅降低90%。

## 四川水能利用率 提升至95.8%

本报讯 国网四川电力调度控制中心9月17日透露,在今年汛期来水偏多、洪涝灾害多发、负荷骤升骤降等多重困难考验下,四川水电消纳依然取得了可喜成绩。截至8月底,四川水能利用率达95.8%,同比提升2.3%,水电弃水大幅减少。

国网四川电力调度中心专责王金龙介绍,今年以来四川地区来水严重偏多,特别是6—8月,水电来水较多年平均情况偏多5成,且来水时空分布不均,陡涨陡落,给水电消纳工作造成困难。据统计,1—8月,四川水电发电量为2156.5亿千瓦时,同比增加120.5亿千瓦时,增幅达5.9%。

国家发改委、国家能源局2018年印发的《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》明确要求,四川地区水电水能利用率的目标任务为95%。据悉,这一目标是基于新增跨省外送通道测算的结果,但今年四川没有新的跨省外送通道建成。同时,四川今年暴雨和高温天气频发急转,自然灾害多,电网运维难度增大,500千伏主网架输电能力逼近极限,电力生产运行方式适时调整的灵活性和故障支援能力受限。此外,重点输电项目建设和电网设备检修工作受疫情影响延期,施工期和检修窗口工期紧张。而且,在电改逐步深入背景下,电力生产组织方式需适应越来越多的新政策、新要求、新诉求,水电消纳压力巨大。

近年来,国家电网公司高度重视四川水电消纳工作,制定《提升2020年四川地区水能利用率专项工作方案》,从“外送规模、输送能力、运行方式、用电增长”等4方面提出多项措施,明确了与四川水电消纳相关的11个部门、5个分部和11个省级电力公司的责任。国家电力调度中心和西南电力调控分中心分别制定专项方案,统筹协调四川水电消纳工作部署。国网四川电力围绕“建机制、提能力、增外送、强优化、促增长、保安全”制定了18项措施,全力推进四川水电增发减弃。

(胡朝辉)