

多重因素致电力批发市场交易价差快速收窄,售电公司普遍陷入批零倒挂、贵买贱卖窘境——

广东“售电圈”呼吁“休市”止损

■ 本报记者 赵紫原

电力观察



“恳请客户理解共渡难关”“紧急呼吁暂停广东电力市场交易和结算的建议”“广东电力市场发展建议”……自今年5月底广东电力现货市场结算试运行收官至今,广东多家售电公司联合发布多份报告,试图为“售电圈”普遍亏损踩下“刹车”。

几乎同时,广东省能源局、国家能源局南方监管局联合发布《关于防范化解广东电力市场零售合同结算风险指导意见的通知》。该文件指出,近期以来,由于国际大宗商品价格上涨、全球流动性宽松以及市场预期等因素叠加影响,国内煤炭、天然气价格超预期上涨,导致发电成本大幅上升,广东电力批发市场交易价差快速收窄。部分售电公司与电力用户购售电合同采用固定价差模式,存在批零倒挂风险。

批零倒挂,即批发价高于零售价,同一商品贵买贱卖。除批零倒挂外,售电公司还面临什么市场风险?造成其大面积亏损的原因何在?作为“电改潮头”的广东电力市场该如何化解风险?

“批零倒挂风险加剧,售电公司亏损严重”

广东电力交易中心今年3月发布的《广东电力市场2020年年度报告》显示,2020年广东电力市场售电公司整体亏损面为2.1%。记者注意到,与去年的数据相比,今年售电公司亏损面从年初就已扩大。广东电力交易中心此前发布的《关于2021年1月份广东电力市场结算情况的通告》称,1月售电公司亏损占比超过32%。

据了解,售电公司亏损主因是批零倒挂。广东某售电公司负责人坦言,售电公司和用户错误预估了当前的供需形式,仍以去年供大于求的用电形势低价签约,并未反映真正的供需关系。“其实从去年湖南拉闸限电,以及今年初各省相继宣布电力供给存在‘硬缺口’开始,就可预判供需形势偏紧。”

中嘉能首席交易官张骥指出,售电公司本来想在今年5月现货市场结算试运行期间“补血”,却导致了集中亏损。“今年5月,为准备迎峰度夏,广东省安排了大量机组和输变电检

修。同时受天气影响,上半年华南地区干旱严重,水电出力大幅减少,加上经济形势向好,5月气温比常年偏高,广东负荷增长远超预期,导致电力供不应求,现货价格高位运行,售电公司亏损严重。”

除主观原因外,售电公司集体“叫苦”也有客观原因。“并非售电公司都认为‘市场等同于降价’,而是在广东交易系统内长协和月度价差只许填负值,即市场设计只允许降价、不能涨价。售电公司的选项只有两个,要么不签、要么低价。”上述售电公司负责人表示。

现货试运行收官后,批零倒挂现象仍不见好转。“6月,价差月竟有效供需比虽由1.2上调为1.3,但出清价为-19.1厘/千瓦时,创历史新低。换言之,虽然6月月度竞价增加了供给量,但价差持续收缩,加剧了售电公司批零倒挂。7月,政府减少供给量的同时,价差也再度缩小。叠加运营、人工等成本,亏损幅度仍在扩大。”该负责人透露。

“发电侧成本同样高企,供需紧张倒逼规则逐步完善”

记者了解到,去年5月及今年8月,广东现货市场结算试运行期间产生了数十亿元的高额“阻塞费用”。

上述售电公司负责人表示:“去年这块‘烫手山芋’由发电侧主体分摊,今年则由售电公司分摊。简单将阻塞费用分摊给任何一方都有失公允,售电公司作为代理商没有结算权,只收取微薄的价差代理费用,难以承担全部分摊责任。”

广东某发电企业人士告诉记者,售电公司分摊,是因为广东发电侧已无利可让。“发电企业亏损面同样不小,已签订的中长期合同基于此前相对较低的煤价。雪上加霜的是,今年

5月广州沿海电厂标煤价格达1300元/吨以上,内陆电厂标煤1600元/吨以上,煤价创下近十年新高。而且,本次现货市场并未给予发电侧容量补偿。”

中信证券分析师李想认为,在当前的高煤价、强需求环境下,市场需要接受高上网电价水平,以保障迎峰度夏期间电力供应的安全稳定。“即使渡本轮煤价上涨带来的电价压力后,综合市场分析,预计国内电价仍面临上涨压力。”

中电联7月8日发布的《中国电力行业年度发展报告2021》指出,在减碳背景下,“十四五”我国用电呈现刚

性、持续增长,电力行业面临自身达峰和支撑全社会尽早达峰的双重任务。

电价上涨趋势明显,需求刚性持续增长,电力市场该如何建设?上述发电企业人士指出:“2004年,东北区域电力市场‘开市’,由于种种原因最终暂停,这与价格传导机制不畅不无关系。如今,电力体制、配套工程、市场体量均发生了很大变化。减碳背景下,供需紧张更应该加强电力市场建设,价格上涨驱动各市场主体主动增加供给,关键是价格如何传导、机制如何完善。如何平衡各方利益、平稳建设市场,正在倒逼政府逐步完善市场规则建设。”

“政府营造公平市场环境,售电公司需增强避险能力”

售电公司如何纾困?张骥指出,当前很多售电公司并不具备与电力现货交易相适应的交易技术能力和风险管理水平。“售电公司参与现货市场,亟需引进和培养具有电力市场和金融知识背景的交易人才。”

清华大学能源互联网智库中心主任夏清告诉记者,“中发9号文”对售电公司的定位,不是简单通过买卖电量降电价,这些完全可以通过发电侧竞价实现。“售电公司盈利靠的就是准确‘把脉’市场,其从业人员需要夯实专业知识发挥真正的价值,

要及时准确预判宏观经济形势。政府需要完善市场规则,建议用户和售电公司签订基于煤价的价格浮动机制。”

“真正的市场就是没有门槛,谁都可以进入,但能留下的,肯定是抵御风险能力强、专业性突出的售电公司。”一位政策研究人士表示,“本次价格高涨,市场主体和政府均未准确预料,民营售电公司唯一的自救办法就是‘强身健体’。”

据了解,目前广东电力市场管理委员会主要由发电企业及发售一体的

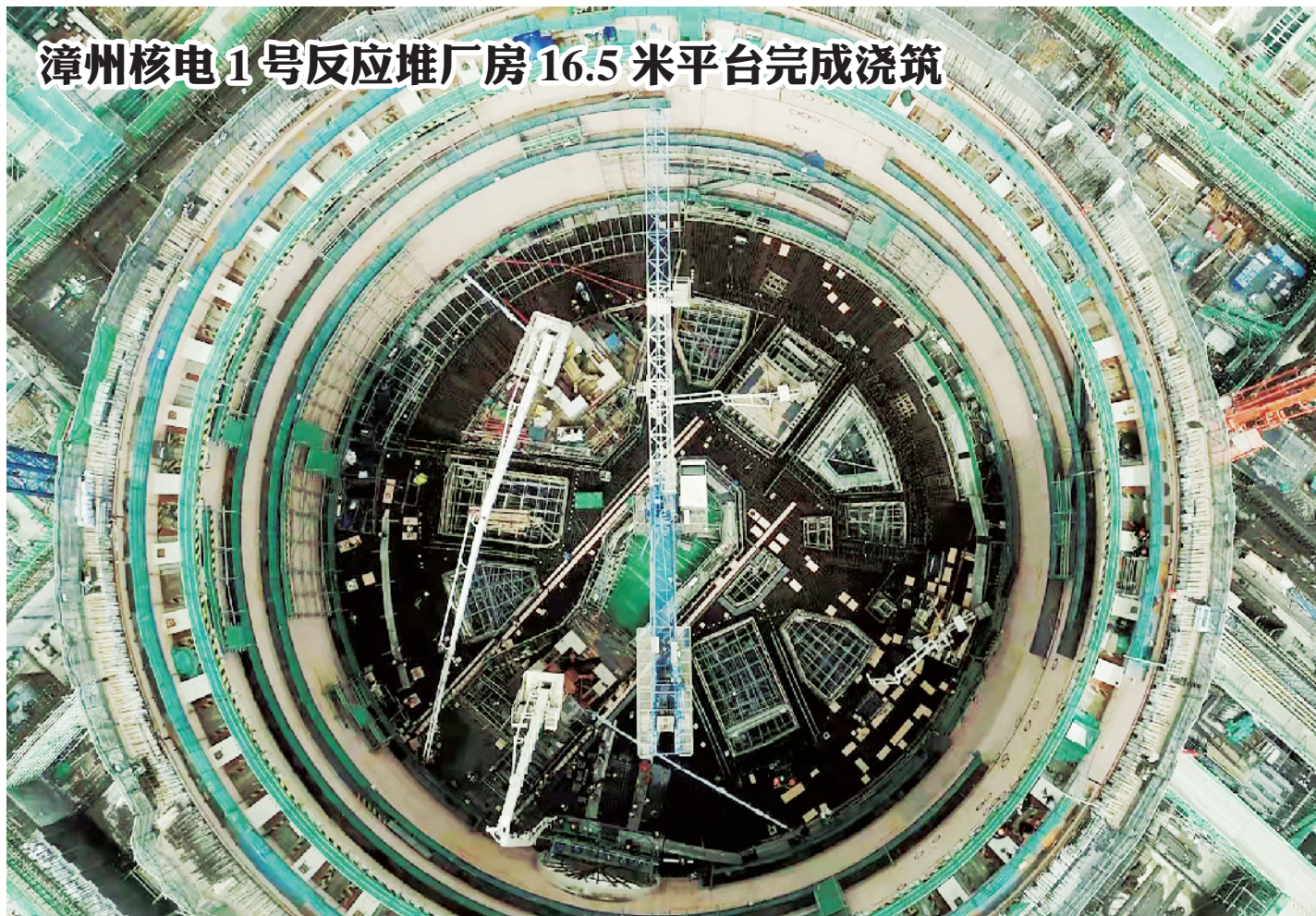
售电公司组成,独立售电公司没有话语权,市场规则走向及资源配置难以满足各方市场主体的诉求。

张骥认为,抵御市场风险是售电公司的天职,需要警惕的是政策性风险。目前政策和规则的不稳定、不公平、不及时也是造成售电公司大面积亏损的客观原因。“例如,广东交易规则中的中长期电量比例限制仅约束用电侧、不约束发电侧,规则制定过程没有独立售电公司参与。对此,需要政府部门调整部分规则,打造公平的交易平台。”

资讯

图片新闻

漳州核电1号反应堆厂房16.5米平台完成浇筑



日前,华龙一号批量化建设工程——福建漳州核电1号机组反应堆厂房内部结构+16.5米平台混凝土浇筑历时近42小时完成,为机组后续安装工作腾挪出较大空间。

该平台是反应堆厂房最重要的大型设备运转层,钢筋密集,埋件精度要求高,钢筋总量966吨,各种预埋件和套管880余件,此次混凝土浇筑量达1840.5立方米。图为浇筑现场。

曾祥峰/图

贵州今年将新建10个垃圾发电厂

本报讯 贵州省日前召开的“2021年生态文明贵阳国际论坛新闻吹风会”透露,贵州省清洁能源发展呈现“井喷式”增长,截至2020年底,全省电力装机7478万千瓦,比2015年增长43%,预计到2025年可再生能源电力装机占比将达到58%以上。其中,城市生活垃圾焚烧发电建设进一步加快,今年将新建10个垃圾发电厂,垃圾处理能力大幅提高。

信息显示,贵州省竞价光伏发电规模连续两年全国第一。2019年—2020年,贵州省光伏发电建设规模达882万千瓦,约占全国新建规模的20%。“十四五”期间,该省将加大光伏资源开发力度,光伏发电装机将增至3100万千瓦以上。

另外,贵州省正着力构建品种丰富、相互补充的清洁能源结构,除大力发展风电、光伏发电等清洁能源外,也积极推进其他品种清洁能源发展,清洁能源多元化互补式发展势头向好。“十四五”期间,贵州将加大新能源产业发展,大力发展光伏、风电等新能源,依托大型水电站和现有火电厂富余通道,建设一批风光水火储一体化项目,实现多能互补。

(姚东)

核电上市公司上半年发电量同比增长

本报讯 中国核电、中国广核近日发布的公告显示,今年上半年核电发电量均呈现同比增长。其中,中国核电上半年累计商运发电量872.38亿千瓦时,上网电量816.93亿千瓦时,其中核能发电量828.84亿千瓦时,同比增长23.43%,新能源发电量43.54亿千瓦时;中国广核及其子公司运营管理的核电机组总发电量约为1011.27亿千瓦时,同比增长5.12%,上网电量约952.27亿千瓦时,同比增长5.40%。

公告显示,截至6月30日,中国核电控股在运核电机组24台,装机容量2250.9万千瓦,控股在建核电机组4台,装机容量485.9万千瓦,控股核准核电机组4台(其中3台VVER百万千瓦机组+1台“玲龙一号”小堆),装机容量382.2万千瓦+12.5万千瓦。另外,该公司新能源控股在运装机容量603.69万千瓦,控股在建项目装机109万千瓦。

中国广核称,上半年在大修天数同比增加的情况下,上网电量实现了增长。今年第二季度,按计划完成大亚湾1号机组和红沿河4号机组年度换料大修、岭东1号机组十年换料大修,以及台山2号机组的首次换料大修。截至6月30日,已按计划完成11次机组换料大修。

(安宁)

中电联发布《中国电力行业年度发展报告2021》:

“十四五”用电将呈刚性持续增长

本报讯 记者赵紫原报道:“截至2020年底,全国全社会用电量7.52万亿千瓦时,比上年增长3.2%;全国全口径发电装机容量22亿千瓦,比上年增长9.6%。展望‘十四五’,在碳达峰、碳中和背景下,我国用电呈现刚性、持续增长,电力行业既面临自身达峰的艰巨任务,也要支撑全社会尽早达峰,后续电能替代潜力巨大,全社会电气化程度将稳步上升。”7月8日,中国电力企业联合会秘书长郝英杰在京发布《中国电力行业年度发展报告2021》(以下简称《报告2021》)时作出上述表示。

《报告2021》指出,我国电力结构清洁化转型取得一定进展。截至2020年底,我国全国全口径发电量为7.63

万亿千瓦时,比上年增长4.1%;非化石能源发电量2.58万亿千瓦时,比上年增长7.9%;达到超低排放限值的煤电机组约9.5亿千瓦,约占全国煤电总装机容量88%。此外,全国主要电力企业合计完成投资1.02万亿元,比上年增长22.8%。

《报告2021》显示,我国碳减排工作也取得相应进步。2020年全国单位火电发电量二氧化碳排放约832克/千瓦时,比2005年下降20.6%;全国单位发电量二氧化碳排放约565克/千瓦时,比2005年下降34.1%。以2005年为基准年,从2006年到2020年,电力行业累计减少二氧化碳排放约185.3亿吨。郝英杰表示,回顾“十三五”,我

国电力装机以及电力生产和消费继续保持较快增长。“全国全口径发电装机容量从2015年年底的15.3亿千瓦增加到2020年年底的22亿千瓦,年均增速为7.6%;全国全口径发电量从2015年的5.74万亿千瓦时增加到2020年的7.63万亿千瓦时,年均增速为5.8%;全社会用电量从2015年的5.7万亿千瓦时增加到2020年的7.52万亿千瓦时,年均增速为5.7%。”

同时,我国电力清洁低碳发展已进入新阶段。“‘十三五’期间,我国非化石能源发电装机容量占比由2015年的34.9%上升到2020年的44.8%;非化石能源发电量占比从2015年的27.3%上升到2020年的33.9%;人均用电量从2015年

4142千瓦时/人上升到2020年的5331千瓦时/人;电能在终端能源消费中占比从2015年的22.1%提升至2019年的26.4%。”郝英杰说。

《报告2021》指出,展望“十四五”,双循环新发展格局带动用电持续增长,新旧动能转换,传统高耗能行业增速下降,高新技术及装备制造业和现代服务业将成为用电增长的主要推动力量。新型城镇化建设将推动电力需求刚性增长。综合考虑节能意识和能效水平提升等因素,预计2025年我国全社会用电量为9.5万亿千瓦时以上,“十四五”期间年均增速超过4.8%;预计2025年我国发电装机容量为29亿千瓦,非化石能源发电装机容量占比达到52%。