



现货市场和调频辅助服务市场不再“二选一” 南方五省区储能调度模式迎重大转向

■本报记者 卢奇秀

近日,中国南方电力调度控制中心印发《南方区域调频辅助服务市场交易实施细则(2026年版)》,推动新型储能“同时”参与区域现货市场与调频辅助服务市场,取消储能同一时段仅能参与调频或现货市场的互斥机制。

作为储能市场化发展的标志性突破,此次变革将有效破解储能资源闲置、盈利渠道单一、电网调节能力未充分释放等行业痛点,推动区域储能从“单一收益”向“多元创收”转型升级。

■何以率先打破限制

此前,国内绝大多数省份电力市场均执行储能“现货、调频二选一”的刚性规则。比如,陕西明确独立储能可自主选择参与现货或调频,现阶段不能同时参与;吉林明确申报参与调频的独立储能不再参与现货出清,日前充放电计划归零。多地出台限制性条款,形成行业通用调度范式。

“二选一”核心并非政策限制,而是储能物理特性与市场结算体系的双重约束。硬件层面,储能电站功率、电量容量有限,同一时段电力资源无法复用,若同时响应现货低充高放套利计划和电网调频动态调节指令,极易出现出力冲突、指令错乱,无法保障调度执行精准性。互斥机制规定“参与调频就不参与现货结算,反之亦然”,也简化了结算逻辑。

南方电网电力调度控制中心相关技术专家向《中国能源报》记者指出,早期储能行业整体装机规模偏小、电量储备有限,调频调节过程极易耗尽/充满电量,导致现货市场的充放电计划无法有效执行,双市场同步运行难度较大。因此,互斥机制成为适配早期储能技术水平、简化调度流程、规范市场结算的较优选择。

随着储能装机容量增加,具备更丰富的选择空间,政策顺势放开限制。

南方区域是国内新型储能发展的先行区域。目前五省区新型储能累计装机达2067万千瓦,全年等效日循环次数0.95次、日利用小时数3.5小时,两项核心指标均显著高于全国平均水平,区域内已有83座新型储能电站参与区域现货及调频辅助服务市场。

但“二选一”规则,让南方区域储能发展陷入结构性供需错配。一方面,市场化新型储能仍以参与区域调频市场为主,参与现货市场的积极性不足,对供应顶峰和电网调峰的支撑作用未能充分发挥。另一方面,当前区域调频市场总需求规模相对有限,储能电站常态化中标调频容量仅占其总申报容量的30%;调频性能作为核心竞争指标,未中标电站与中标电站的指标差距微小,对系统调节效用无显著差异,造成大量优质储能调节容量闲置。这既对电网安全稳定运行、清洁能源高效消纳不利,也制约了新型储能产业高质量发展。

针对上述痛点,南方率先搭建双市场协同运行模式,确立“现货计划为基、调频容量为带宽”的运行逻辑。储能电站可正常执行日前现货充放电套利计划,同时在既定容量带宽内响应电网调频指令,两大市场收益独立结算、无重复计费,解决规则冲突与结算难题。

■路径变多不等于收益变多

“新政放开‘二选一’对行业是好事,但收益影响没有想象中那么大。”华北电力大学教授郑华同样向《中国能源报》记者指出,要明确区分两件事:一是“路径变多了”,二是“收入变多了”。当前的实际情况是,收益路径

确实有所拓展,现货电能量收益已经成为基础收益项。但与此同时,调频市场的蛋糕要分给更多电站,单个电站能拿到的份额大概率会被摊薄,调频成交价也存在下行压力。同时新政还新增两项硬性考核:数据质量按合格率分档考核,现货计划的执行偏差进行严格管控。整体来看,收益路径虽然变多,但单个电站的收益单价和可获取份额都将面临承压。

为兼顾储能收益与电网安全,新政同步建立容量申报引导机制,鼓励储能电站差异化分配容量,合理缩减调频申报规模,将剩余容量投入现货市场。上述专家以一座10万千瓦容量的储能电站为例,其中安排2万千瓦容量参与调频辅助服务获取收益,剩余8万千瓦容量参与现货市场峰谷套利。该机制既拓宽了调频市场的参与主体范围,充分释放储能的调峰保供能力,同时也规避了全容量投入调频可能引发的电量快速耗尽、调节能力损失、电网潮流短时越限等安全隐患。对电站运营方而言,可在同一时段差异化提供多类服务,减少调节能力闲置,有效拓宽收益渠道。但各类服务的收益并非简单叠加,容量分配方案、充放电调度策略、损耗管控水平,将直接决定最终综合收益。

“储能的可用出力能力是固定的,调频先占用一部分容量,剩下的才能用于现货市场,两部分占用的容量加起来并不会超过总出力上限。”郑华指出,这次机制调整真正新增的收益,是把过去白白闲置的那部分出力能力利用起来,绝非简单实现调频、现货两份收益直接叠加。

政策只是打开了增收的大门,能不能增收要看算账能力。对于储能运营商来说,从单一聚焦调频性能,转向具备多市场联动分析、容量策略动态分配的综合运营能力。企业需要搭建专业化的市场分析体系,精准测算现货峰谷价差收益、调频里程补偿价值,合理分配各场景下的充放电容量,优化电池SOC动态管理,严格把控全流程的充放电损耗。与此同时,运营商还需要全面提升调度响应、数据运维、市场报价的核心能力,才能适配跨市场机制协同、多系统联动的全新运营场景。

■从“南方样本”到全国趋势

上述专家表示,储能同时参与两个市场,涉及跨市场机制的协同配合与多个技术系统的升级联动,相比此前“二选一”的参与模式,开发落地的难度显著提

升。目前这项改革仍处于探索阶段,但这是推动电力市场持续成熟的必经之路。不同地区的推进节奏,会受当地技术支撑能力与机制建设进度的直接影响。

南方区域政策样本的核心意义,不是让其他省份直接照搬具体条款,而是其背后的改革思路具备借鉴价值。郑华指出,“多市场协同参与、一份储能资产释放多重价值”,是当前全国各区域电力市场共同推进的改革方向,南方区域此次率先迈出实践的一步。但南方区域的具体落地条款,其他省份既难以直接照搬,也没有完全复刻的必要——不同省份的调频需求规模、辅助服务品类布局、不同市场间的衔接规则,都存在显著差异。各地真正可以参考复用的,是这套机制背后的核心设计思路:调频占用的功率从现货申报上限中等额扣除、运行过程中留出合理SOC安全余量、申报容量匹配对应奖励分值、容量电价按实测可用能力核算。

放眼全国,放开双市场互斥限制并非孤立的试点。今年4月,山东修订《电力市场规则(试行)》,率先落地储能现货、调频双市场联合出清模式,允许储能同步参与电能量交易和辅助服务,与南网新政形成南北呼应的改革格局。山西、甘肃等多地也在同步探索储能参与多品种辅助服务、容量补偿与现货市场的衔接机制。这一系列动作共同传递出清晰的行业发展方向:储能不再被定位为单一的调频资源,而是在电力系统多时间尺度、多交易品种的体系中被重新定义价值。

上述专家进一步指出,未来南方区域电力市场还将上线更多辅助服务品类,除调频之外,备用、爬坡、惯量支撑等服务都将逐步纳入市场化交易体系。储能的收益结构,也将从过去的“单一依赖调频收益”,转向“现货电能量收益打底、多品类辅助服务收益增厚、容量补偿托底”的多元组合模式。未来谁能在不同交易品种、不同时间尺度之间灵活调度容量,要求储能运营者深入吃透各市场的规则细节,持续优化容量分配与申报策略,实现精细化、多元化运营。

“储能行业的收益天花板,锚定现货市场峰谷价差空间、容量电价补贴标准两大核心变量,‘容量复用+多元收益叠加’才是行业未来的确定性趋势。”业内人士指出,从规则上实现“二选一”到“同时参与”的破壁,仅仅是改革的起点。真正能把储能价值充分变现的,是精细化运营,让每一座电站的每一份容量,都得更精准、调度更高效、最终产出更高价值。

上接1版

补能网络升级 绿色出行从容

■健全标准补齐短板

面对国庆假期高速车流带来的集中充电需求,在持续扩大充电设施建设规模外,相关部门也提前谋划部署,组织做好运营调度工作。交通运输部新闻发言人、副部长李扬介绍:“我们要求研判分析需求,建立了可能在假期出现的充电特别繁忙服务区清单,也会不断动态更新这个清单。通过这个清单,指导地方加强组织。我们还要求地方针对特别繁忙的服务区,提供移动式的充电设施来缓解需求。同时,要求相关充电繁忙的服务区加强统筹,做好充电排队组织工作,让大家有序进行充电。”

电网企业多措并举,统筹运维、优质服务和工程建设各项工作,全力保障假期用电需求。为保障市民假期满电出行,国网北京电力提前完成重点区域105座充电站、1614台充电桩两轮专项“体检”。同时,搭建全域应急保障体系,采取“线上监控+现场巡查”双重保障模式,实时监测充电桩运行负荷与使用频次。针对京津高速永乐店、京藏高速百葛、京港澳高速窦店等充电流量较大的高速服务区充电站,增设5台临时应急充电桩,灵活提升高峰时段充电承载力,全力保障假期充电设备安全、稳定、高效运行。

尽管高速充电保障能力持续补强,但充电网络建设仍有优化空

间。除高速公路场景外,县域、农村地区的充电设施短板还亟待补齐。工业和信息化部装备工业一司司长郭守刚表示,将加快完善充电基础设施网络,科学布局大功率充电设施,补强农村充电设施建设短板。

值得注意的是,天眼查专业版数据显示,截至目前,我国现存在业、存续状态的充电桩相关企业超93.9万家。行业主体数量快速增长的背后,部分充电桩产品质量参差不齐、安全标准不一、运营服务不规范等问题随之显现,如何提升充电设施安全水平、消除安全隐患,成为行业发展的重要课题。

对此,中国汽车流通协会专家委员会委员章弘建议,要制定严格的规范和标准,防止假冒伪劣、存在安全风险的充电设备流入市场。同时,相关机构应加大对充电桩市场的监管力度,确保充电桩产品符合国家和行业标准,对充电桩产品严格施行产品审查制度。

市场监管总局对电动汽车供电设备强制性产品认证(CCC认证)管理已于8月1日起强制实施。8月1日起,未获得CCC认证的电动汽车供电设备,不得出厂、销售、进口或在其他经营活动中使用。

“充电桩CCC认证落地实施后,行业准入门槛显著提高,推动市场规范化发展。部分技术薄弱、管理水平不足的小微企业或将逐步退出市场,进而提升整个行业的产品质量和安全水平。”章弘指出。

上接1版

美俄达成原油和石油产品合作

特朗普公开表示,与普京就俄方向美国及全球市场供应柴油达成一致。俄罗斯将立即向美国及全球市场供应超过30万吨柴油,随后在11月再供应50万吨。美国能源信息署估计,这些数量相当于600万桶柴油,能满足美国一天半的需求。

美国有线电视新闻网指出,俄罗斯将视炼油厂状况,有望短时间内再交付300万吨柴油。美以伊冲突爆发以来,美国柴油价格上涨约70%,10月8日全美平均价格达到每加仑6.28美元。

随着11月初美国中期选举临近,特朗普近期推动盟友在国际能源署协调下加快释放1亿桶战略石油储备,同时拟暂时允许染色柴油在交通领域的使用,推迟征收相应消费税等,以降低柴油消费负担。

值得一提的是,美国希望通过组建一个由美国国际开发金融公司以及来自卡塔尔和阿联酋的投资者组成的财团,购买遭美国制裁的俄罗斯最大私营石油公司卢克石油的全球资产,涵盖欧洲及其他地区的炼油厂和加油站。

《纽约时报》指出,目前这笔交易仍存变数。此前参与竞标的私募股权基金凯雷集团年初已与卢克石油签署有条件、非排他性质的收购协议,7月底到期,未获美国财政部外国资产控制办公室批准。

■密谈重启北溪天然气管道

路透社独家消息称,德米特里耶夫、美国特使贾里德·库什纳等俄美高级官员已举行会谈,讨论让美国投资者入股北溪天然气管道的可能性。

北溪天然气管道是连接俄罗斯与欧洲的海底天然气输送系统,

由北溪1号和北溪2号两条平行管线组成,设计合计供气能力为每年1100亿立方米。俄乌冲突爆发前,德国通过北溪天然气管道从俄罗斯购买了一半以上的管道天然气。

北溪1号于2011年投入使用,通过波罗的海将俄罗斯天然气直接输送到德国,约51%的股份由俄气持有,另有31%由两家德国实体分摊,其余股份由一家法国公司和一家荷兰公司持有。北溪2号穿越波罗的海将圣彼得堡附近的Ust-Luga地区和德国东北部格莱夫斯瓦尔德连接起来,大部分路段沿用北溪1号的走向,目前已完工,但未投入商业运营,由俄气全资持有。2022年9月底,数条支线爆炸受损,但俄方明确表示,幸存管线可以迅速重启。

美方认为,商业活动能推动俄乌冲突结束,且美国能从中获利。但不论是把控制北溪天然气管道的公司卖给美国投资者,还是恢复向欧洲输送俄气,都存在重重阻碍。据悉,欧盟禁止欧盟实体进行与北溪1号和北溪2号的完工、运营、维护、融资、使用相关的任何交易。今年初,欧盟通过立法,逐步淘汰俄罗斯天然气进口。需要注意的是,冬季供暖季即将到来,当前高位徘徊的天然气价格,以及极低的储气水平,正在不断加大欧洲用能压力。

德国联合政府反对重启北溪天然气管道,但该国最受欢迎的政治党派德国选择党则希望重启。《莫斯科时报》指出,德米特里耶夫将于2027年初与德国选择党领导层会面,讨论再次出售俄天然气的前景。

俄罗斯《真理报》撰文称,如果围绕北溪天然气管道的谈判最终实现,则标志着俄罗斯天然气将以美国资本利益为主导的形式重返欧洲市场。对能源市场而言,意味着价格可能趋于稳定,并从意识形态制裁转向围绕关键战略资产的经济博弈阶段。

能聊 能说

9月28日,国资委相关负责人在国务院新闻办公室举行的“开局起步‘十五五’”系列主题新闻发布会上提出,深化算电协同、算网融合,加快落地更多绿电直连项目,推动人工智能与能源双向赋能。

绿电直连是促进新能源就近就地消纳、更好满足企业绿色用能需求的创新机制。从2025年5月发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》,到2026年5月《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》出台,一年时间内,政策便完成从“是什么”“怎么做”到“如何做得更好”的升级,“把绿电直连用好”的决心可见一斑。

根据国家能源局公布的数据,截至今年6月底,全国已有100个绿电直连项目完成审批,对应新能源总装机规模3410万千瓦。不过,与“爽快”获批相比,项目落地却难言“乐观”。有业内人士透露,预计目前全国已批复的“一对一”“一对多”绿电直连项目超过400个,但实际开工率不足10%。

经济账难算是当前绿电直连面临的主要难题。绿电直连并非简单“建个电站拉条线”,专线、升压站、储能配套设施等都需资金投入。余电上网空间本就有限,如果再叠加用电企业负荷波动、生产检修等不确定因素,项目投资回收周期通常较长。同时,项目一旦接入公共电网,为保障供电可靠性而产生的备用容量相关费用,又成为绕不过去的成本。事实上,这种情况在数据中心表现得尤为明显。数据中心24小时不间断运行,对于供电可靠性要求极高。为应对新能源发电的随机性和波动性,需增加足够多的储能等调节性电源,同时对公共电网预留全容量备用接口。虽然“国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%”的考核目标为绿电直连开辟了极佳应用场景,但与参与常规绿电和绿证交易相比,绿电直连的经济性并不占明显优势。有测算显示,一条100公里的110千伏绿电直连专线,含储能的建设总投资约2.5亿元,而常规公共输电线路仅需1.2亿元,绝大多数绿电直连项目的综合用电电价高于常规市场化购电电价。

多主体合作规则复杂也是一大障碍。例如,按照政策,多用户绿电直连项目整体年自发用电量占总可用发电量的比例不低于60%、占总用电量的比例不低于30%,2030年前不低于35%。但在实际操作中,如果是因为用电企业经营波动导致消纳不达标,如何避免“一刀切”式的清退,目前并没有明确规定。退出机制不明,本是给地方政府提供了因地制宜制定实施细则的空间。但有地方规定,项目投运后三年内原则上不予退出,对于三年后经营困难想申请项目整体退出的,如果项目电源和负荷不是同一投资方主体,退出时需要双方共同发起。这意味着,只要一方不同意,项目整体退出程序便无法启动。类似情况使得项目投产后面临的风险难以有效控制,让一些对绿电直连感兴趣的企“望而生畏”。

可见,能否与电力现货市场合理联动、能否解决运营灵活性、如何实现消纳指标容错、是否有兼顾各方利益的退出机制等一系列问题已经成为关系绿电直连落地效果的“必答题”。

绿电直连是我国电力体制改革中一项突破性的制度探索,新生事物的成长,总要在实践中持续完善。当前落地遇到的各类梗阻,正是绿电直连政策细化的现实基础。各地在制定细则时,也当直面源网荷储权责划分、风险分担、退出机制等痛点,让电源方安心投入、用电方轻装参与,让项目从“快审批”转向“能落地”。改革非一日之功,在兼顾政策刚性与现实弹性基础上,绿电直连才能真正释放政策红利,为建设新型能源体系注入持久动力。

从「爽快」审批到坚实落地,绿电直连还需政策推一把

■别凡