



编者按

近日,广西9家售电公司联名发出《关于请求采取紧急措施防范广西电力市场系统性风险的提示》,引发业内广泛关注。不仅是广西,今年以来,广东、云南、贵州等地也出现不同程度的售电公司亏损情况。售电公司既是我国电力市场化改革的产物,也是推动电力市场发展的载体。改革不可能一蹴而就,剖析售电公司当前遇到的生存难题,有助于重新校准其历史角色,更好地促进全国统一电力市场乃至新型能源体系建设。

破解售电经营困局,推动电力市场行稳致远

■王永利 马裕泽 董焕然

售电企业亏损情况及其潜在影响

随着我国电力市场化改革持续深化,市场交易规模扩大与售电企业盈利能力下降并存的现象逐渐凸显。广东电力交易中心数据显示,2026年上半年广东500家参与零售交易的售电公司中,298家累计亏损,亏损面达59.6%,平均度电获利仅0.0039元/千瓦时;广西方面,2026年一季度146家参与批发交易的售电公司,交易收益合计为-6.45亿元,平均每家约-442万元。除广东、广西外,2026年以来,云南、贵州、海南及安徽等地也出现售电企业经营亏损的情况。

售电企业出现一定程度的经营亏损,是市场竞争与价格波动作用下的正常现象。但当亏损范围持续扩大,并进一步引发合同违约和经营主体集中退出时,便可能对电力市场稳定运行产生连锁影响。

其一,持续亏损可能削弱售电企业的合同履约能力,增加市场结算风险。当批发购电价格持续高于零售收入时,售电企业经营资金受到挤压,可能出现履约担保不足、电费拖欠和购售电合同无法正常执行等问题。广东电力交易中心数据显示,2026年上半年,广东累计对67家次触发红色预警的售电公司督促追加履约担保3316.55万元,并对4家存在重大履约风险的售电公司启动违约处置程序。这表明,部分企业的经营亏损已开始向合同履约风险转化。

其二,售电企业集中退出可能增加终端用户的购电成本及经营不确定性。售电公司退出并不意味着用户立即失去电力供应,但用户可能需要重新选择服务商或进入保底售电安排,可能增加市场交易成本,并影响用电企业的生产经营预期。广东电力交易中心2025年度报告显示,当年保底售电涉及1162家用户,电量为6.3亿千瓦时。这表明,保底承接已经是市场运行中的实际业务。

其三,售电企业大量退出可能削弱售电侧竞争的充分性和公平性。2025年,广东370家独立背景售电公司代理了74.52%的零售用户,零售电量占比为39.68%。如

果独立售电企业因持续亏损而集中退出,具有发电资源和资金优势的发售一体化企业可能进一步扩大市场份额,使售电市场集中度上升。长期来看,这可能削弱独立售电主体对发电侧市场力的制衡作用,也不利于形成公平、多元的市场竞争格局。

综上,本轮售电企业亏损不足以表明我国电力市场化改革方向存在根本性问题,但已经反映出电力零售市场运行机制与市场发展阶段之间的适应性问题。

售电企业面临的主要问题

总体来看,我国售电市场仍处于持续发展阶段,售电企业数量、代理用户规模和市场交易电量不断增长。国家能源局数据显示,截至2025年底,零售交易电量约占市场化交易电量的六成。售电企业已成为中小工商业用户参与电力市场的重要渠道,但企业经营能力与电力市场发展要求之间的矛盾逐渐显现。

一是电力供需形势阶段性趋紧,推动批发市场购电成本上升。2026年以来,部分地区用电需求快速增长,叠加天然气等一次能源成本上涨、新能源出力波动等因素,推动电力现货价格阶段性上行。从需求侧看,2026年上半年广东、广西全社会用电量分别同比增长9.1%和10.9%,用电需求增长明显。从供给侧看,2026年上半年广东风电发电量同比下降7.8%;4月份广东部分时段光伏发电量减少约20%,系统对煤电、气电等常规电源的调用需求增加;广西水电呈现出季节性出力变化。高峰时段较高报价的常规机组成为边际机组,推动现货价格上涨。

二是批发购电成本与零售合同价格倒挂,购售电合同风险错配突出。部分售电企业在2025年电力市场价格相对较低的背景下,以较低固定价格提前锁定2026年零售客户,但未同步配置与零售合同规模、期限及分时负荷相匹配的购电合约。当批发市场价格上涨时,零售合同收入相对固定,购电成本变化难以及时向用户侧传导,形成购售电价格倒挂。以广东为例,2026年上半年日前现货加权均价达到0.4026元/千瓦时,较2025年同期的0.3357元/千瓦时上涨19.9%。固定价格合同使售电企业中承担了批发市场价格波动风险,批零价格传导不畅成为市场价格上涨转化为企业经营亏损的重要原因。

三是跨市场购电策略不合理,交易决策与风险管理能力不足。从实际经营情况看,部分售电企业主要依据历史价格水平及市场价格预期确定中长期与现货购电比例,对市场价格波动、用户负荷变化及不同购电组合的风险收益特征考虑不足。2026年,广西部分售电企业因预期现货价格维持低位,配置了较高比例的现货购电量,在市场价格持续上涨后形成较大经营损失;广东市场虽然具有较高的中长期合同覆盖比例,但部分售电企业仍因购电合同价格、分时电量及零售合同结构不匹配而出现亏损。上述情况表明,售电企业经营风险不仅与中长期购电比例有关,还取决于不同市场购电成本、分时电量配置及购电结构调整的合理性。部分企业购电结构相对固化,难以根据市场价格及负荷需求变化及时调整交易安排,进一步增加了经营收益的不确定性。

四是低价竞争与单一价差盈利模式并存,多元化盈利模式尚不成熟。当前,我国多数售电企业仍以购售电价差作为主要盈利来源,业务模式同质化程度较高。随着售电市场经营主体不断增加,部分企业主要通过降低零售价、承诺价格优惠等方式争取客户,市场竞争逐渐集中于单位电量价格。交易量较大并不意味着利润缓冲充足,且这一经营模式高度依赖市场价格预期。同时,售电企业在用电管理、负荷预测、需求响应、虚拟电厂及分布式资源聚合等领域仍有较大业务拓展空间,但相关业务普遍需要较强的数据分析和资源运营能力,部分业务的市场准入、收益分配和价值补偿机制仍处于完善阶段,尚难在短期内完全替代传统购售电价差收入。

电力零售市场健康发展的建议

针对当前售电企业经营亏损及其暴露出的制度性问题,应坚持市场化改革方向,在保障经营主体公平竞争和合同约定的基础上,进一步完善电力批发与零售市场衔接机制,健全风险对冲、履约保障和市

场监管制度,促进售电企业形成可持续经营能力。

一要完善批—零价格联动机制,建立与合同类型相适应的风险分担体系。通过建立不同风险偏好用户与不同零售套餐相匹配的合同体系,使售电企业能够通过合理定价和购电组合管理控制风险,同时保障用户对购电成本的自主选择权。首先,应进一步丰富零售合同定价方式,形成固定价格、市场联动价格以及固定与浮动相结合的多元化零售套餐体系。针对不同风险偏好的用户提供不同的零售合同模式,提高价格信号的传导效率。其次,应在零售合同签订阶段明确价格调整机制和风险分担责任。对于固定价格合同,售电企业应根据合同期限、约定电量及分时用电特征,同步配置合理的中长期购电合约,并将风险管理成本合理纳入合同定价。对于市场联动合同,应明确价格指数、联动比例、调整周期及费用分担方式,增强交易双方对市场价格变化的预期和风险管理能力。

二要优化中长期与现货市场购电量配置,提高购售电风险对冲效率。应引导售电企业根据中长期与现货市场价格变化、用户负荷特征及零售合同结构,合理配置不同市场的购电量,形成兼顾采购成本与价格风险的购电组合。在年度、月度等中长期交易阶段,结合市场价格预期及用户负荷需求,合理确定中长期合同电量及分时购电曲线,控制现货市场价格风险敞口;在月内及后续交易阶段,根据市场价格变化、实际负荷需求和已有合同持仓,在现行交易规则允许的范围内动态调整购电安排,提高购电结构对市场变化的适应性。通过建立多时间尺度、动态调整的购电组合决策机制,减少固定购电比例和单一价格预期对企业经营收益的不利影响,实现购电成本与经营风险的协调控制。

三要推动售电企业经营模式转型,提升专业化交易与需求侧资源运营能力。应鼓励具备条件的售电企业依托终端用户资源,拓展用电管理、需求响应、负荷聚合、虚拟电厂、分布式能源及储能运营等业务,提高对用户用电需求的管理能力和需求侧资源的组织能力。应进一步明确售电企业组

织需求侧资源参与电能量市场、辅助服务市场及相关调节交易的准入要求、计量核验和收益分配方式,使企业提供的负荷调节、用电优化和资源聚合等服务能够获得与其实际贡献相匹配的合理收益。通过促进售电企业由单一购售电价差经营向电力交易管理、用户用电管理和需求侧资源运营等多元化业务拓展,逐步形成以专业能力和服务价值为基础的市场竞争格局。

四要健全收益约束与履约保障机制,实现经营风险与收益相匹配。售电企业既承担市场化经营责任,也承担保障购售电合同正常履行的义务,应建立与其经营风险相适应的收益管理和履约保障制度。在收益管理方面,应系统评估现有售电收益约束、超额收益分享及用户利益保护机制的实施效果。通过差异化制度安排,提高企业收益水平与实际风险承担程度之间的匹配性。在履约管理方面,应建立以实际风险敞口为基础的动态风险监测机制。对于风险持续上升的企业,及时采取风险提示、补充履约保障、限制新增交易等措施,防止损失进一步扩大。

五要完善市场风险预警和退出机制,防范集中违约及风险传导。应建立分级分类的风险识别与处置机制,提高异常市场形势下的风险应对能力。首先,应加强地方能源主管部门、能源监管机构、电力交易机构和电网企业之间的信息共享,建立售电企业经营异常和履约风险联合监测机制。其次,应区分企业短期流动性困难与长期经营能力丧失两类情形。对于仍具备持续经营能力却因短期价格剧烈波动形成资金压力的企业,可依法依规支持交易双方自主协商调整尚未履行的合同,优化合同转让和履约安排;对于已不具备正常履约能力的企业,则应及时启动违约处置、合同衔接和市场退出程序。此外,应进一步健全保底售电制度和用户合同衔接机制,明确售电企业退出后的用户转接程序、费用结算方式及违约责任。

(王永利系华北电力大学经济与管理学院副院长、华北电力大学能源互联网研究中心副主任;马裕泽和董焕然系华北电力大学能源互联网研究中心研究员)

售电公司转型,关系全国统一电力市场成色

■刘辰 宝音太

电力是国民经济的基础要素,电价牵动千行百业,用电成本的每一分变化都会沿着产业链传导到实体经济的末梢。统一大市场的成色如何,最终要在一张张零售合同上兑现。售电公司站在批发市场与终端用户之间,上联国家能源战略,下接实体经济末梢,全国5000余家在售主体代理的零售电量约占市场化交易电量的六成,触达的用户以百万计。这个环节的能力和担当,决定改革红利能否穿透到“最后一公里”,也决定市场风险会不会在同一个环节淤积。回答统一市场需要什么样的售电公司,需要先看清这个行业所处的历史方位。

统一市场正在重新定义售电公司角色

截至2025年底,全国注册售电公司5288家,代理70余万家电力用户,零售交易电量约占市场化交易电量的60%。2026年2月,《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》提出,到2030年基本建成全国统一电力市场体系,市场化交易电量占全社会用电量70%左右,跨省跨区和省内实现联合交易,同时要求修订售电公司管理办法,引导其向综合能源服务商转型升级。市场建设已经从扩大规模进入提升质量阶段。全国统一大市场需要专业的要素组织者。电力资源自由流动涉及省间通道、省内平衡、时段价格、阻塞费用和绿色权益,技术复杂度远高于一般商品。2026年上半年,全国跨省跨区交易电量达到7713亿千瓦时,同比增长12.1%,山西、山东、浙江等19个省(区、市)中长期市场实现全年无休、每日开市。交易范围扩大、频次提高以后,分散的中小用户很难逐省研究规则、逐日调整合同。谁来把碎片化需求整理为清晰的量价曲线,谁来把资源富集地区的低价绿电与负荷中心的生产节奏衔接起来,售电公司需要给出答

案。新型电力系统需要荷侧资源被持续唤醒。新能源大规模入市以后,系统稀缺性正在从年度电量转向特定时段的可靠出力和调节能力。工业可调负荷、用户侧储能、分布式光伏、充换电设施和楼宇空调,单体规模小,运行状态分散,经过聚合后可以形成需求响应、虚拟电厂或辅助服务资源。售电公司掌握客户关系和负荷数据,具备天然的聚合入口。其角色需要从代理购电延伸到资源普查、技术改造、基线认定、响应控制、效果核验和收益分配。能源安全把零售侧推到保供前沿。极端天气和新能源波动使电力保供从增加电源出力扩展到发用两侧协同。高峰时段削减一度非必要负荷,可以减少同等规模的尖峰供给压力。售电公司直接掌握用户生产计划、关键负荷和可中断能力,能够提前通过合同和价格信号组织削峰移峰。市场紧张时能否兑现零售合同,行政保供措施启动后能否准确执行负荷管理要求,已经成为售电公司服务能源安全的具体尺度。

典型案例暴露三重能力断层

广州电力交易中心3月通报的案例显示,某售电公司临时更换交易员后,将兆瓦时误作千瓦时,在系统异常提示后仍确认提交,申报数据放大1000倍。广西、云南个别售电公司在跨年转段后未签订零售合同,也未更新现货系统缺省值,导致申报曲线与实际代理电量出现较大偏差。4月1日至23日,南方区域现货日前均价达到468元/兆瓦时,较3月上涨38%,广西等地部分售电公司因低价签订“一口价”合同、中长期合约持仓比例低于50%而出现亏损。这些问题集中揭示了三组错配。

其一,业务规模跑在专业能力前面。部分公司依靠营销队伍快速获取用户,交易系统、人才结构和内控制度仍停留在年度购电阶段。客户增加带来申报电量和结算资金同步扩大,一个单位换算错误、一个缺省值遗漏、一次权限失控,都可能放大

为市场出清和资金结算风险。

其二,低价竞争跑在风险定价前面。固定价格套餐可以为用户稳定预算,也会把批发价格波动集中到售电公司。零售侧锁定价格,中长期侧持仓不足,现货侧保留较大敞口,行情平稳时能够形成收益,价格快速上涨时便可能出现批零倒挂。部分公司以明显偏低的價格搶客,簽約時沒有計入極端價格、偏差考核和保證金占用,虧損後再要求用戶調價或解除合同。低價由企業決定,違約成本却可能經保底售電和市場分攤向用戶與社會傳導,收益邊界與責任邊界由此發生錯位。

其三,关联优势跑在合规隔离前面。今年多地公布的行政处罚显示,关联发电企业和售电公司共同研究报价策略、统一管理交易工具、集中组织报价等行为仍然存在。发电背景能够带来电源理解、资金实力和专业人才,这些优势应转化为更稳健的服务能力。报价决策、人员账号、办公场所和交易信息缺少隔离时,集团协同容易越过公平竞争边界。数字化监管已经能够识别价格趋同、小额高频串谋和异常批零价差,依靠关联关系和信息差获取市场份额的空间正在收窄。

技术能力要从报电量走向经营曲线

售电公司的第一项技术能力是把用户负荷转化为可交易的标准曲线。用户画像应细化到市场规定的最小结算时段,识别基荷、峰荷、季节性负荷、可转移负荷和可中断负荷,形成年度、月度、月内、日前和实时多时间尺度预测。用户年度总电量相同,峰谷结构、生产班次和偏差分布不同,对应的采购成本与风险敞口可能相差很大。售电服务的计价基础应由电量规模逐步转向曲线质量。

第二项能力是组合购电。中长期合约覆盖基础电量,月内交易修正生产计划变化,现货交易处理短时偏差,储能和需求响应管理尖峰敞口。绿电、绿证和负荷聚合

收益还要进入产品设计。追求成本稳定的用户可以选择固定价格,具备预算弹性的用户可以选择指数联动,生产计划可调整的用户可以采用峰谷优化和收益分享。套餐差异来自负荷特征和风险偏好。

第三项能力是建立交易风险资产负债表。每一份零售合同都对应价格风险、数量风险、基差风险、信用风险和流动性风险。售电公司应按日计算净持仓、最大偏差、保证金占用和极端情景损失,对固定价合同设置风险限额,对中长期持仓不足设置补仓触发线,对负荷突变用户设置合同重议条件。风险指标可以与资本、履约保函和保险额度联动,代理规模才能建立清晰上限。新增电量超过风险资本承载能力,市场份额就会转化为潜在负债。

科技能力要形成可审计的数字生产系统

全国统一市场中的科技投入需要进入交易全流程,覆盖负荷与价格预测、现货申报、用户响应和监管报送。各模块应共享同一套客户、计量、合同和结算数据,关键字段保持统一口径。系统发现申报量级异常、合同覆盖比例不足、用户负荷突变和批零价差越限时,应自动暂停提交并启动双人复核。

数据质量决定科技系统能否进入生产。售电公司需要建立从计量点到结算单的可追溯数据链,明确采集来源、更新时间、修订记录和责任人员。关键操作保留时间戳、设备信息和授权记录,交易策略、模型版本和人工调整能够回溯。算法可以提高预测和申报效率,决策责任仍由岗位人员和管理层承担。模型一旦参与报价和风险控制,还要定期检验预测偏差、数据漂移和异常场景,防止自动化把小错误快速放大。

科技能力还要转化为用户能够理解的服务。售电公司应向用户提供月度成本归因、峰谷优化、合同偏差和可调节收益清单,使其看清电费变化来自电能量价格、系统运行费用、偏差成本还是绿色权益。价格信号经过零售环节后,应保持完整、及时

和可解释。用户知道成本如何形成,才有条件调整生产计划,零售市场的需求响应功能也才有现实基础。

要素组织能力决定售电公司的新增价值

统一市场中的售电公司需要组织五类要素。一是电力,通过中长期与现货交易配置不同时空的电能量。二是灵活性,把储能、可调负荷和充电设施聚合为可调用资源。三是绿色权益,根据用户生产地点、出口市场和核算边界配置绿电与绿证。四是数据,通过计量、预测和结算把物理资源转化为市场产品。五是资本,通过多年期绿电协议和稳定负荷承诺,提高新能源项目现金流的可预期性。五类要素进入同一份服务方案,售电公司的收入才有条件从度电价差扩展到服务费和绩效分成。

要素能否流动,关键在利益分配。用户提供负荷调节空间,储能承担充放电损耗,售电公司负责预测、交易和结算,各方收益应按照可核验贡献分配。资源聚合规模只是起点,响应可靠率、计量准确率和结算兑现率决定其能否被市场持续调用。分账规则含混,用户会失去响应意愿;售电公司单边承担全部偏差,聚合业务也难以扩大。统一、透明、可追溯的分账机制,是分散资源形成规模化供给的基础设施。

售电公司体量有限,但位置关键。向上,它要把电能量、容量、调节和绿色价值组织成可执行交易;向下,它要把千家万户分散的负荷变成可预测、可控制、可结算的系统资源;向内,它要用资本、技术和纪律约束交易冲动;向外,它要维护用户信任和统一市场秩序。全国统一电力市场能否真正贯通,最终要看价格信号能否穿过售电公司抵达用户,用户资源能否经由售电公司返回系统。这个循环畅通之日,才是统一市场成色兑现之时。

(刘辰供职于中能智新科技产业发展有限公司;宝音太供职于内蒙古华电电力销售有限公司)