

多能源协同下的售电侧风险管理研究

■ 广州发展电力销售有限责任公司 郑 晔

售电侧风险类型

多能源协同业务将售电公司从单纯的电力购销商，转变为能源资产的投资、运营者和服务集成商。伴随着业务范围的扩张，售电公司面临的风险也变得愈加复杂。

市场耦合风险。电力与天然气、绿电的价格波动存在明显关联，以广东市场为例，天然气价格的变动会直接影响火电成本，进而传导至上网电价，而风光等新能源的出力随机性进一步放大了这种波动。受天气影响，风光出力预测偏差时常超出合理范围，极端天气下偏差幅度更大，使售电公司在现货市场紧急补购电力，导致成本骤增。

合约履约风险。多能源交易涉及发电企业、储能服务商、工业客户等多元主体，信用链条的延长使履约风险显著上升。从广东电力交易中心的履约评估数据来看，2024年售电合约违约率较单一电力交易阶段明显提高，违约问题既存在于供应端，也出现在客户端。供应端中，部分新能源企业因设备故障或出力不足无法按合约供电，导致售电公司不得不临时采

购；客户端则以工业客户电费拖欠为主，部分企业甚至因经营问题恶意违约，不仅影响售电公司的资金周转，还可能引发连锁的合同纠纷，进一步加剧运营压力。

调度协同风险。跨能源网络的调度匹配度直接关系到售电业务的稳定性。电网、天然气管网与储能系统的协同调度一旦出现偏差，便可能引发风险。例如，西电东送通道的阻塞问题会导致外来新能源电量无法足额输送至广东，这些电量往往需折价转售，造成售电公司收益损失；而储能系统与风光出力的错配，也会使过剩电力只能低价抛售，进一步压缩利润空间。2024年广东因调度失配引发的风险事件占比近三成，成为影响售电企业盈利的重要因素之一。

政策适配风险。多能源协同发展依赖政策引导，但政策频繁调整也给售电企业带来适配挑战。2024年至2025年初，广东省涉多能源协同的政策调整较为密集，涵盖绿电采购要求、现货市场规则、碳配额关联机制等多个方面。政策迭代周期缩短，使部分企业因调整不及时面临合规风险——有的企业因绿电采购比例未达标被处

罚，有的则因未适应现货电价波动幅度的扩大，在交易中出现大额亏损。

售电侧风险的应对策略

技术赋能：强化预警与预测能力。技术手段是提升风险预判能力的核心支撑。售电企业通过整合电力现货、气象、天然气管网等多源数据，搭建统一的风险预警平台，并接入区域能源大数据中心，实现对关键指标的实时监测；同时引入AI预测模型，优化电价与新能源出力的预测精度，将短期预测误差控制在较低范围。这不仅能降低新能源出力偏差带来的成本风险，还能提前规避电价暴涨等突发情况，为交易决策提供科学依据。

机制优化：完善合约与交易策略。合理的合约设计与交易结构是抵御风险的重要保障。在合约层面，售电企业与客户签订弹性合约，根据负荷波动设置调整条款并收取一定比例履约保证金，减少违约概率；在交易层面，采用“中长期合约+现货市场+衍生品”组合模式，搭配绿电与天然气资源，通过多能源对冲平衡价格波动风险。

协同响应：加强主体协作与政策

应对。跨主体协同与政策动态响应能力，是应对调度与政策风险的关键。售电企业可以联合行业协会、金融机构构建交易对手信用库，根据信用等级制定差异化合作方案，降低履约风险；同时与电网、燃气公司共建调度协同平台，提前规划能源输送与储能方案，减少调度失配问题。同时，组建专职团队跟踪政策动态，建立“政策—影响—应对”的快速反应机制，提前调整业务结构，确保在政策变动时及时适配，避免合规风险与经营损失。

金融市场：构建风险应对双重保障。构建多维度风险对冲体系是应对调度与政策风险的关键。与发电企业签订中长期差价合约，锁定基础电量成本，将现货市场波动控制在可控范围内。同时积极运用期权、期货等金融衍生品进行策略性对冲，建立跨品种协同交易机制。探索建立涵盖风险预警、策略对冲和动态调仓的全流程风控机制，实现对市场价格波动的精准防控。

广发售电的管理实践

作为广州发展集团能源产供储销体系的核心执行单元，广州发展电力销售有限责任公司（简称“广发售电”）依托集团“1+6+N”多能源协同布局，围绕多能源协同场景下的市场、履约、调度、政策4类核心风险，构建“布局分散风险、技术精准控险、工具主动避险、生态协同化险”的全链条风险管理体系，在实践中实现风险可控与业务增长的双向平衡。

依托集团协同布局，构建风险分散基础

广发售电紧密联动集团电力、燃气、新能源、储能、能源金融等业务板块，将多能源协同布局作为风险管

理的底层支撑，从业务结构上降低单一能源依赖风险。

在产业链协同层面，深度参与集团煤电联营、气电联营、传统能源与新能源联营三大产业链建设：通过与集团旗下燃气板块联动，锁定天然气长期供应价格，缓解火电燃料成本波动带来的市场耦合风险；依托集团新能源板块的风电、光伏项目资源，大量采购绿电，既满足政策对绿电采购要求，又降低了单一电源的出力波动风险。

在业务模式创新上，积极推广“光伏+”创新成果，将“农光互补”“渔光互补”模式融入客户能源解决方案。针对工业客户，提供“分布式光伏+储能+购电”一体化服务，帮助客户降低用电成本，并通过分布式能源与大电网的互补，减少主网供电波动对客户用电稳定性的影响，间接降低自身合约履约风险。

在组织架构保障上，内部设立“预测-调度-金融”一体化决策单元，打破传统部门壁垒，预测团队负责风光出力、电价、负荷的多维度预判，调度团队联动集团储能、燃气资源制定供应方案，金融团队同步设计对冲工具，将风险响应时间从行业平均24小时压缩至4小时。同时搭建“风险热力图”监测系统，实时追踪并快速化解多能源采购、交易、调度等23个关键环节的风险点风险。

数字技术深度赋能，强化风险预警与调度能力

在综合能源优化领域，联合集团技术团队开展虚拟电厂（VPP）相关研究，构建覆盖园区工商业用能、分布式光伏、储能运行、电力交易的数字化管理平台，动态调整客户负荷与光伏出力的匹配节奏。当预测到光伏出力骤降时，平台自动触发储能放电或引导工业客户错峰用电，降低新能

源出力偏差导致的现货补购成本。

面对调度协同风险与市场价格波动风险，将虚拟电厂（VPP）作为核心应对工具，紧跟广州市虚拟电厂专项支持政策，成为首批接入市级虚拟电厂管理平台的售电企业。依托平台“有功响应”“无功调节”“备用服务”等多元收益渠道，与工业园区签订“弹性负荷协议”，通过聚合柔性负荷参与电网调峰，实现有序充电放电。

主导落地广州发展南沙电动汽车充电站光储充一体式项目，打造“光-储-充-氢”四位一体的多能互补示范场景，通过技术组合降低单一能源供应风险，形成“自发自用、余电储存、缺电补能”闭环系统，避免了因电网供电紧张导致的充电业务中断风险。

创新金融工具与生态协同，实现风险转移与共担

面对市场价格波动与极端风险，通过金融工具创新与生态协同，将部分风险转移至外部市场或与合作伙伴共担，降低自身风险。

在风险保险与金融衍生品应用上，作为全国首单“多能源协同风险保险”试点企业，投保覆盖风光预测偏差、储能性能衰减、网络安全事件3类核心风险。同时，创新采用“期货+期权+保险”组合策略：通过电力期货锁定60%基础电量采购价，搭配看跌期权对冲价格下跌风险，再以保险覆盖极端天气导致的预测偏差损失，实现风险净对冲。

在绿色金融与生态共建上，发行国内首单“风光储一体化ABS”，获得绿色债券认证，通过资产证券化降低资金成本，为储能与新能源项目提供资金支持。同时，与多家新能源企业共建“风险共担池”，约定在极端天气导致绿电出力严重不足时，按比例分摊考核损失。■