

[大数据]

基于“双碳”目标的配电网故障百秒感知大数据应用体系研究

文/燕跃豪 李沐峰 赵昱臣 闫璐明
国网河南省电力公司郑州供电公司

按照“主网感知配网、主动代替被动”的思路，创新引入主网站内D5000信号，解决配网故障研判启动延时问题；引入线路台区带电状态主动召测代替被动接收，解决用采数据上送不全不及时问题；引入带电台区反向校验，解决用采召测超时问题；引入配调实时图模代替PMS图模，解决配网方式变更问题，提高了配网故障抢修效率，减少故障停电时间。

为了实现“双碳”目标，能源是主战场，电力是主力军，电网是排头兵，配电网是桥头堡。新型配电系统作为枢纽平台，肩负着分布式新能源供应规模化，灵活资源接入规模化，以及能源消费高度电气化的职责，它在电源端推动“清洁替代”并在负荷端实现“电能替代”发挥着重大的作用。在增强新型电力分配体系稳定性方面，采取事前故障预防与事后快速响应的策略，有助于减少停电事故的频率，缩减停电时长，限制停电区域，保证分布式电源的上网与消纳流畅，加强配电网作为分布式电源承载平台的效能。这些策略的实施，确保在分布式能源“有效产生”的基础上，实现“稳定输送”与全面消纳，对推动“双碳”目标的达成具有深远的意义。

故障快速识别及处置也是满足客户日益增长的优质服务需求的重要保障，以故障停电后客户诉求分布情况分析为例：故障停电10 min内客户诉求占总诉求工单量的23.53%；10~30 min客户诉求占比39.22%；30~60 min客户诉求占比25.49%，如图1所示。因此，在配电网发生故障停电后，需要尽快确定故障范围、发布停电信息并开展抢修复电，这就对配电网故障感知及时性和准确性提出了更高的要求^[1-3]。

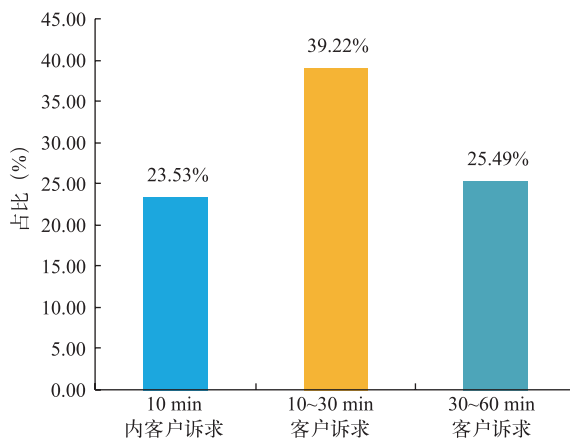


图1 停电后客户诉求集中时段分布图

受配电网投资及建设周期影响，配电自动化终端不能覆盖全部配网设备。以郑州供电公司为例，目前配自开关覆盖率仅27.8%（全省覆盖率20.43%），大量常规开关跳闸后无法直接感知，故障研判时间大大增加。尤其是恶劣天气情况下，配电网故障量突增，对于未覆盖配电自动化终端的分支开关停电，无法精准、快速感知，导致故障信息统计不全、故障停电时间较长，影响配电网整体防灾抗灾能力提升^[4-8]。

目前行业内利用用采信息辅助故障感知的普遍

思路是“通过用采系统上送停电台区，利用PMS线路挂接台账追溯停电分支开关”，但受制于部分用采终端网络信号差、停电信息优先级不高、电源模块维护不到位，PMS线路台账存在大馈线、运行方式调整无法实时更新等方面的客观不足，导致“停电开关感知不准确、停电时间感知不及时”两类主要问题无法有效解决，不能满足实际使用的需要^[9-10]。因此，如何有效利用现有PMS、D5000、配电自动化、用采等大数据资源，快速、准确定位故障，是亟待解决的重要问题。

基于“双碳”目标的配网故障百秒感知大数据应用体系

1. 总体技术路线

本文通过整合D5000、配电自动化、用采、TTU等现有配网数据资源，构建以“D5000保护启动信号”或“多台区停电”为触发条件，以用采系统整线“主动召测”结果作为线路台区停复电基础数据源，以“停电台区拓扑识别、失电台区电源追溯”实现停电开关的精准感知，如图2所示。

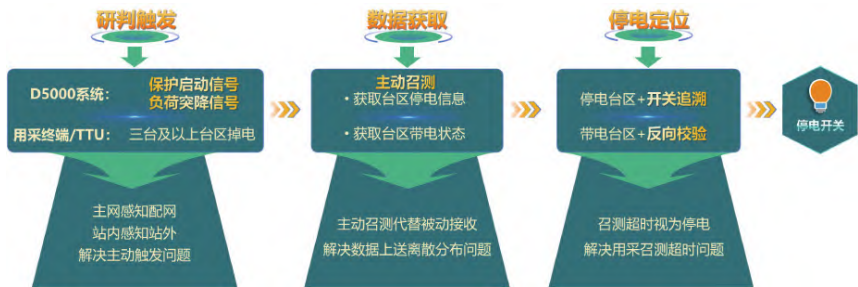


图2 总体技术路线

具体做法：一是引入D5000保护启动、线路负荷突降、三台及以上台区停电信号，作为故障触发条件，利用变电站保护信号“上送快、上送准”的优势，快速启动故障研判；二是利用用采系统整线台区主动召测功能，代替台区停电状态被动接收，针对线路所有台区下达主动召测指令，并将召测的台区停电、带电、召测超时三种状态回传至系统，作为台区运行状态数据源；三是将召测超时台区视为停电，利用停电台区及配网实时拓扑结构开

展电源追溯，确定停电范围；四是利用带电台区，针对停电范围开展反向校验，提升停电开关研判准确性。

2. 主要数据分析处理过程

本文数据分析以PMS系统源端数据治理为基础，通过贯通数据接口、保护信号转发、主配图模拼接、配网数据整合，构建配网停电召测体系，如图3所示。



图3 实施步骤

(1) 数据准备

以设备现场实际为基准，对PMS系统全口径设备台账进行重新核查，按照“核查一条、推送一条”的工作思路，开展PMS源端推图，实现营、配、调数据“图实一致”。通过数据中台获取各系统静态台账数据；通过配电自动化系统获取配电网

线路拓扑、D5000保护启动+负荷突降信息、配电自动化开关实时变位信息；通过用电信息采集系统获取配电变压器停电信息及融合终端停电信息；通过PMS系统获取设备台账信息；对数据进行优化处理，获取满足分析条件的规范数据如图4所示。



图4 数据来源

1) 数据获取

综合应用各系统数据，建立数据台账，确定数据交互范围及同步频次，见表1。

表1 数据台账

数据名称	数据来源	表名称	交互方式	同步频率
台区停电信息	用采系统	e_crc14	kafka	实时
配电变压器信息	pms系统	scyw_sb_zspsyq	数据同步	一天
配电变压器信息	pms系统	znyc_sb_pbpyq	数据同步	一天
馈线信息	pms系统	dkx	数据同步	一天
采样表	用采系统	c_mp	数据同步	一天
台区表	营销业务系统	t_tg	数据同步	一天
测量表	用采系统	c_meter	数据同步	一天
模型同步	配电自动化系统		sftp	异动
配电自动化开关变位	配电自动化系统		kafka	实时
D5000保护信号	配电自动化系统		kafka	实时
融合终端停电信号	配电物联网云主站		kafka	实时

2) 数据模型导入

综合对比主配网各系统数据传输方式优缺点，确定以sftp传输方式对配网xml、svg格式文件进行实时拓扑模型同步，确保数据传输及时、高效，见表2。

表2 数据传输方式

同步信息	传输方式
主网母线、10 kV出线开关模型	sftp
配网开关、杆塔、馈线段、故障指示器等模型	sftp
配网拓扑、连接节点关系	sftp
配网图形、及图形源文件	sftp

开展配电自动化省级大IV区与郑州供电公司配电自动化系统接口的双向贯通及业务数据共建共享，支撑业务创新应用，包括图模交互、实时数据交互、历史数据交互等功能，如图5所示。



图5 双向业务数据贯通图

图模交互：实现配电自动化主站与省级大IV区主站图模交互，包括网络拓扑、多回路图形、一次设备参数以及设备关联保护信息的数据交互。

实时数据交互：实现配电自动化主站的实时数据与省级大IV区主站交互，E文件格式为数据交互格式，安全快速连接通过正反向物理隔离装置。

历史数据交互：将配电自动化主站历史数据与省级大IV区主站交互，并进行同步。

(2) 用采台区停电数据召测

通过D5000系统发出的保护启动信号，或是检测到负荷突然下降，亦或是当三个及以上台区停电时，将启动全线停电召测。针对线路上的所有台区，系统会主动发送召测指令，并将召测到的台区状态（停电、带电、检测超时）实时反馈至系统。此外，召测超时的台区将视作停电状态，通过停电台区向电源端进行回溯，从而精确判断停电影响的范围。最后，利用带电台区对初步确定的停电区域进行反向校验。

(3) 主配网图模拼接、数据匹配

在“内部数据驱动业务，外部数据实现共享”的指引下，进行主网与配网数据融合，通过站-线-变电站停电拓扑分析模型，实现了主配网信息的拼接与拼接整合。

1) 营配调“线-变”数据匹配

对存量数据逐项核查并进行治理，确保台账数据匹配。配电自动化主站系统与用采系统存量配电变压器数据量较大，通过台账数据匹配功能，精准定位配电自动化主站系统与用采系统未能匹配的配电变压器数据，方便运检、营销专业从源头开展数据治理；运用台账数据精确匹配机制，对配电自动化主站系统和营销系统内的全部配电变压器数据进行核查，核查的重点包括设备ID的对应性、关键

属性的匹配性以及挂接关系的一致性等多个方面，然后计算出配电变压器的匹配率，并将未能成功匹配的数据进行导出，以便进行后续的有序数据整理工作。

2) 主配网信息拼接

将主网信息包括10 kV出线开关、主网负荷信息与配网信息进行匹配，通过主配网拼接工具开展自动拼接，根据相应节点信息，按照馈线段节点信息

进行逐一匹配，确保线路拓扑贯通，支撑故障电源点追溯。

(3) 综合多元数据开展故障研判

综合使用多元化的数据资源，对故障进行精准研判。基于配电网的网架构造以及设备运行的即时数据，结合故障发生时的保护、遥信、遥测等信号，能够有效定位故障点，迅速隔离故障区域，并恢复非故障区域的正常供电。如图6所示。

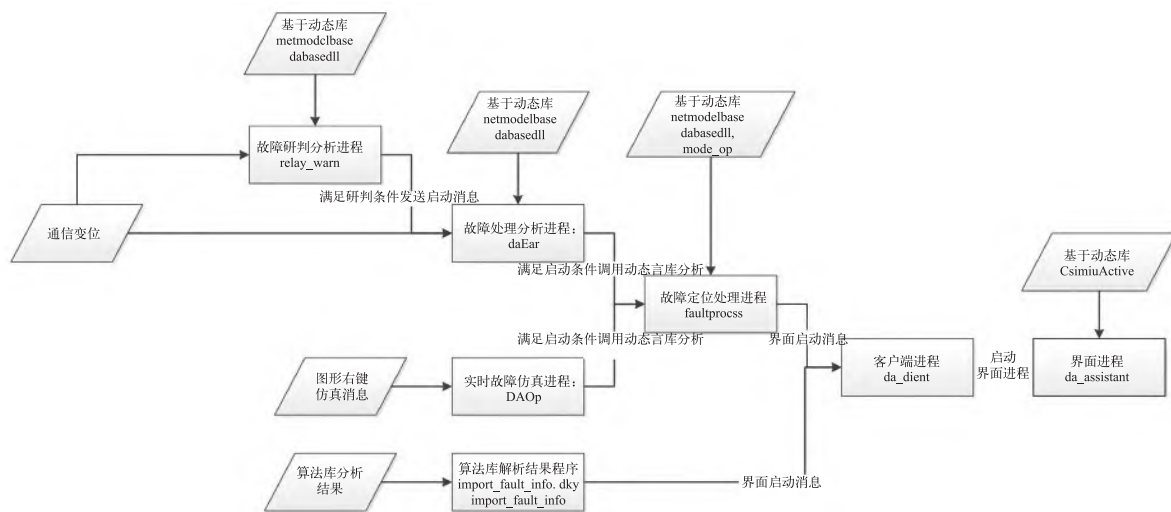


图6 系统主动召测系统故障研判流程图

在故障研判的过程中，可以将其细分为简单与复杂两类故障。

1) 当环网为双电源供电，并且遵循N-1原则时，一旦某个电源点遭遇故障，对端的电源便能够接管环网上的全部负荷，此时系统会选择简单故障处理模式。例如断路器出口异常、母线故障、电缆线故障、负荷侧故障和线路末端故障，均归类为简单故障。

2) 当环网涉及多路电源供电，或者尽管存在多路电源但未能满足N-1原则，系统将按照复杂故障处理模式。复杂故障包括但不限于遥测电流信号的不稳定故障、单侧多点故障、单侧与对侧同时发生的故障、开关失控需要扩大处理范围的故障、负荷无法全部转移的故障，以及联络开关处的故障。

故障研判功能主要用于分析不具备硬性启动条件的故障。其分析流程是对信号进行过滤检索，生成相应的启动信息，进行启动分析，因此其前半部分判断是否启动、由哪个开关启动分析、分析哪种类型故障；后半部分与正常故障启动分析一致。

故障研判主要分析信号的对象有三种：配电变

压器失电信号、故障指示器动作信号、保护动作信号（普通短路故障/零序故障）。如图7所示。

系统在进行故障研判时，需要确保具备完整的拓扑结构关系（即线路处于带电状态，且能通过拓扑搜索追溯到上游的断路器）以及拓扑结构中配电变压器的失电信号。一旦接收到配电变压器的失电信号，系统会首先进行历史故障搜索，检查过去30 min内是否发生过导致该配电变压器失电的事件。若导致该配变失电的故障已发生，系统会将此次接收到的失电信号视为上次故障的延迟反馈，更新已有故障信息的记录，不再进行新的分析。若系统发现该配电变压器的失电信号已经记录在当前的故障信息中，系统将不会采取任何额外操作，而是放弃对此次失电信号的处理。

模型验证

针对应用模型输出结果，通过与实际停电情况进行比对验证故障研判的准确性、及时性。如图8所示。

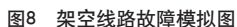
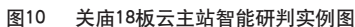


图9 线路故障分析图

10月8日,关庙变关18板分支开关跳闸(非配自开关),实际停电时间为19:00。主动抢修工单在19:28研判为支线停电,疑似支线停电,历时28 min,且无具体停电开关。配电网云主站在19:02研判为吴沟支线1开关停电,历时1 min35 s,停电开关与实际一致。如图10所示。



10月11日,广武变广6板分支开关跳闸(非配
电自动化开关),实际停电时间为17:40。供服系
统在18:20研判为多台区停电,疑似线路停电,历时
40 min,且无具体停电开关。配电网云主站在17:42研
判为广6板王楼西支线1开关停电,历时1 min35 s,
停电开关与实际一致。如图11所示。

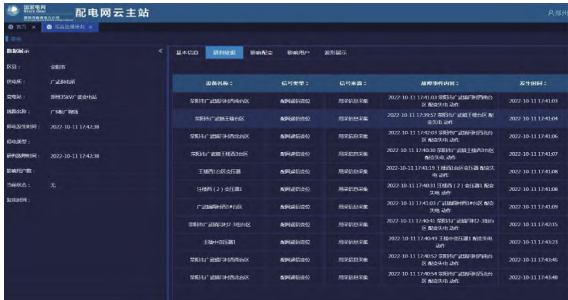


图11 6.6kV主站智能研判实例图

由此可得，若站内D5000保护信号被激活并伴随负荷骤降，或是多个台区遭遇失电的情况，配网云主站能立即启动百秒感知方法，快速识别出跳闸的开关，表明本文的研究具有良好的适应性和实用性。

结束语

本文针对D5000、配电自动化、用采系统等感知系统离散部署，未充分融合应用大数据资源开展故障感知的问题，提出了基于“双碳”目标的配电网故障百秒感知大数据应用体系。充分应用变电站保护信号启动延时低的优势，在接收到变电站保护启动信号之后可立即启动整线台区主动召测，停电研判时间由人工现场检查确认停电开关的45 min降压至系统智能研判的100 s之内，实现配电网停电“百秒感知”，大幅压缩停电感知时间。同时，通过“停电台区开关追溯+带电台区反向校验”的技术路线，解决用采系统被动上送数据不足造成的漏判误判问题，实现停电开关的精准研判，研判准确率由用采被动上送的37%提升至98%以上，使配电网故障研判能力大幅提升，缩短故障停电时间，提升供电可靠性。EA

(收稿日期：2024-06-22)

参考文献

[1] X WEI, X WANG, J GAO, et al. Faulty Feeder Detection for Single-Phase-to-Ground Fault in Distribution Networks Based on Transient Energy and Cosine Similarity[J], IEEE Transactions on Power Delivery, 2022, 37(5): 3968-3979.

[2] L QIULIN, X CHEN, L XUESONG, et al. Optimal configuration model of distribution network automation terminal considering branch line[C]// 2021 China International Conference on Electricity

Distribution (CICED), Shanghai, China, 2021: 775-779.

[3] J. Yuan, Y. Hu, Y. Liang, et al. Faulty Feeder Detection for Single Line-to-Ground Fault in Distribution Networks with DGs Based on Correlation Analysis and Harmonics Energy[J], IEEE Transactions on Power Delivery, 2023, 38(2): 1020-1029.

[4] Q Li, et al. Incipient Fault Detection in Power Distribution System: A Time-Frequency Embedded Deep-Learning-Based Approach[J], IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2023(72): 1-14.

[5] M ZHAO, M BARATI, A Real-Time Fault Localization in Power Distribution Grid for Wildfire Detection Through Deep Convolutional Neural Networks[J], IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4): 4316-4326.

[6] M KAZIM, A H KHAWAJA, U ZABIT, et al. Fault Detection and Localization for Overhead 11-kV Distribution Lines with Magnetic Measurements, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2020, 69(5): 2028-2038.

[7] B WANG, X CUI. Nonlinear Modeling Analysis and Arc High-Impedance Faults Detection in Active Distribution Networks with Neutral Grounding via Petersen Coil[J], IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 1888-1898.

[8] 段存林. 10 kV配网远程用电采集终端的设计与应用[D]. 北京：华北电力大学，2016.

[9] C ZHANG, X LI, Z TANG, et al. Key Technologies of Electricity Information Collection System[C]// 2022 IEEE Conference on Telecommunications, Optics and Computer Science (TOCS). China: Dalian, 2022: 1-5.

[10] Y XU, F HUANG, C JIANG, et al. Research and Design of Virtual Terminal for New Generation Electricity Information Collection System[C]//2022 International Conference on Electronics and Devices, Computational Science (ICEDCS). France: Marseille, 2022: 285-289.