

物联网技术在断路器状态监测中的应用

张 绚

南京米特科技股份有限公司 江苏 南京 210039

【摘要】：断路器作为电力系统中承担控制、保护、隔离等关键职能的核心设备，其运行可靠性直接决定电网运行安全、供电稳定性与社会用电保障水平。传统断路器运维以定期检修、事后抢修为主，存在监测不全面、响应不及时、成本偏高、故障预警能力弱等问题，已难以适应新型电力系统高可靠性、智能化、精益化运维要求。本文以物联网技术体系为支撑，构建覆盖“感知层—网络层—边缘层—云平台层—应用层”的一体化断路器状态监测系统，围绕机械特性、电气参数、热学特性、绝缘性能、环境状态五大维度，设计多源异构传感器协同采集方案，融合 NB-IoT、LoRa、5G、工业以太网等通信方式，结合边缘计算、深度学习、数据融合、数字孪生等关键技术，实现断路器运行状态实时感知、数据高效传输、故障智能诊断、隐患超前预警、全生命周期管理。通过工程实践验证，物联网监测系统可显著提升故障识别准确率、缩短应急处置时间、降低运维成本，推动电网设备由“计划检修”向“状态检修”“预测性维护”转型，为智能变电站、智慧配电网建设提供重要技术支撑。

【关键词】：物联网；断路器；状态监测；多源传感；边缘计算；故障诊断；预测性运维

DOI:10.12417/3083-5526.25.08.026

1 研究背景与意义

近年来，我国电网建设持续向大容量、高电压、网络化、智能化方向发展，新能源大规模并网、分布式电源广泛接入、城市负荷密集增长，使电力系统运行复杂度与压力显著提升。断路器作为电网中动作最频繁、使用数量最多、作用最关键的开关设备，承担着切断故障电流、稳定系统运行、保障设备安全的重要任务，其健康状态直接关系到供电可靠性、电网安全稳定以及社会经济损失。

在传统运维模式下，断路器主要采用定期预防性试验与人工现场巡检相结合的方式。定期检修通常按照固定周期开展，不论设备实际状态如何均执行相同流程，容易造成“过度检修”或“欠检修”：状态良好的设备被频繁拆卸导致性能下降、寿命损耗；存在隐患的设备未能及时发现，最终引发故障甚至停电事故。人工巡检受天气、地形、时间、人员经验等因素影响大，难以实现 24 小时不间断监测，且无法捕捉设备动态运行过程中的微弱异常信息，对早期潜伏性故障识别能力极低。此外，传统方式数据采集分散、缺乏统一平台、分析手段简单，难以形成系统化、科学化的决策依据。

物联网技术以全面感知、泛在互联、智能处理、数字赋能为特征，可实现对断路器多物理量、多时间尺度、多场景状态的连续监测。将物联网技术深度应用于断路器状态监测，能够实时获取触头温度、线圈电流、分合闸速度、振动信号、局部放电、SF₆气体密度、环境温湿度等关键参数，通过智能算法挖掘故障特征，提前预警潜在风险，优化检修策略，减少非计划停电，提升设备利用率与电网运行韧性。从行业发展来看，该研究契合国家“双碳”目标与新型电力系统建设方向，对推动电力设备智能化升级、实现电网精益化管理具有重要理论价值与工程应用价值。

2 断路器典型故障类型与传统监测局限性

2.1 断路器主要故障模式

断路器故障类型复杂，主要集中在机械、电气、热学、绝缘四大方面：

- (1) 机械故障：操动机构卡涩、弹簧疲劳或断裂、分合闸不同期、轴承磨损、传动连杆变形等，是断路器最常见故障类型。
- (2) 电气故障：分合闸线圈烧损、回路接触不良、二次接线松动、灭弧室性能下降、合闸电阻异常等。
- (3) 热故障：触头氧化、接触电阻增大、母线接头过热、绝缘件过热碳化等。
- (4) 绝缘故障：SF₆气体泄漏或湿度超标、瓷瓶污秽、局部放电加剧、绝缘老化击穿等。
- (5) 环境诱发故障：高温、潮湿、凝露、腐蚀、小动物干扰等导致的异常动作或性能衰退。

这些故障具有早期微弱、发展缓慢、突发性强等特点，传统监测手段难以实现早期识别。

2.2 传统状态监测的突出局限性

- (1) 监测维度单一，信息不完整

传统监测多依赖局部电气试验，如回路电阻测试、耐压试验、分合闸时间测试等，多为离线、静态、间断性数据，无法反映动态运行过程中的状态变化，难以捕捉早期微弱故障。

- (2) 实时性差，预警能力不足

人工巡检周期长、数据滞后，无法实现 24 小时在线监测，故障往往发展到明显异常甚至跳闸后才能发现，易造成故障扩大与大面积停电。

(3) 布线复杂, 部署成本高

高压变电站环境特殊, 传统有线监测系统布线困难、施工量大、抗干扰能力弱, 尤其在户外、老旧站区难以推广。

(4) 数据利用率低, 缺乏智能分析

监测数据分散存储、缺乏融合挖掘, 无法实现多参数关联分析, 诊断依赖人工经验, 准确率低、误判率高, 不具备趋势预测与寿命评估能力。

(5) 运维模式粗放, 资源浪费严重

计划检修模式不考虑设备实际健康差异, 统一周期、统一流程, 造成人力、物力、时间成本浪费, 同时也增加设备拆装损伤风险。

3 基于物联网的断路器状态监测系统总体架构

本文构建的物联网监测系统采用五层架构体系, 实现从数据采集到智能应用的全流程贯通, 具备高可靠、低时延、易部署、可扩展等特点。

3.1 感知层: 多维度异构传感采集单元

感知层是整个系统的数据来源, 由各类微型传感器、采集模块、执行机构组成, 实现断路器状态全面感知。

(1) 机械特性监测: 采用位移传感器、加速度传感器、角位移传感器, 采集分合闸行程、速度、时间、同期性、振动波形。

(2) 电气量监测: 通过罗氏线圈、HFCT 高频互感器、霍尔电流传感器, 监测主回路电流、分合闸线圈电流、电弧特性、二次回路电压。

(3) 热状态监测: 采用红外测温传感器、PT100 铂电阻、光纤测温模块, 实时监测触头、母线接头、机构箱、电缆终端温度。

(4) 绝缘状态监测: 配置 UHF/TEV 局部放电传感器、SF₆ 气体密度/湿度传感器、微水传感器, 监测绝缘缺陷与气体泄漏。

(5) 环境监测: 布置温湿度、凝露、烟感、门禁传感器, 监测运行环境变化。

所有传感器具备低功耗、小型化、抗强电磁干扰、高隔离耐压能力, 支持长期稳定在线运行。

3.2 网络层: 多协议融合通信传输体系

网络层负责将感知数据可靠上传, 根据场景灵活选择通信方式:

(1) NB-IoT: 广覆盖、低功耗、低成本, 适合户外站点、远距离、低频次数据上传。

(2) LoRa: 传输距离远、穿墙能力强, 适用于变电站内分布式设备无线组网。

(3) 5G 通信: 大带宽、低时延, 满足故障录波、高频数

据、视频联动等高实时性需求。

(4) 工业以太网/RS485/CAN: 用于站内近距离、高可靠性有线通信, 保证控制指令稳定下达。

(5) 边缘网关: 完成多协议转换、数据汇聚、预处理、本地缓存与断点续传, 具备强电磁兼容能力。

3.3 边缘层: 实时计算与本地智能决策

边缘层部署在变电站侧, 实现数据就近处理, 降低云端压力, 提高响应速度。

(1) 实时数据预处理: 滤波、去噪、归一化、异常值剔除。

(2) 本地阈值告警: 超温、超压、放电超标等立即本地声光告警并上传。

(3) 轻量级 AI 推理: 搭载简化 CNN、LSTM 模型, 实现故障初步识别。

(4) 断点续传与存储: 网络中断时本地存储, 恢复后自动补传。

(5) 远程控制联动: 支持与消防、安防、视频系统联动。

3.4 云平台层: 数据中台与智能分析中心

云平台负责海量数据存储、共享、深度学习与全局管理。

(1) 时序数据库: 存储历史状态数据、告警记录、操作日志。

(2) 大数据分析引擎: 实现多设备、多参数、跨周期数据挖掘。

(3) AI 模型训练中心: 训练故障诊断、趋势预测、剩余寿命评估高精度模型。

(4) 数字孪生引擎: 构建断路器三维模型, 实现状态可视化映射。

4 基于多源数据融合与深度学习的高压断路器智能监测与诊断技术

4.1 多源传感器数据融合技术

断路器故障具有耦合性、隐蔽性, 单一参数难以准确判断, 因此采用三级数据融合策略:

(1) 数据层融合: 卡尔曼滤波、加权平均, 提高原始数据精度。

(2) 特征层融合: PCA、LDA 降维, 提取时频域联合特征。

(3) 决策层融合: D-S 证据理论、模糊推理、集成学习, 提升诊断可靠性。

通过多信息融合, 可显著降低环境干扰带来的误判, 提高早期潜伏性故障识别率。

4.2 基于深度学习的故障智能诊断

系统采用 CNN-LSTM 混合深度模型：

LSTM 学习时序变化规律与趋势特性

训练样本包括正常、弹簧疲劳、机构卡涩、接触不良、局部放电、过热等典型故障，最终实现故障识别准确率 >95%。

4.3 边缘计算与云平台协同技术

边缘侧负责实时性任务：秒级数据采集、本地告警、快速控制。云端负责全局性任务：长期趋势分析、寿命预测、模型迭代更新。云边协同实现“实时响应+智能决策”双重优势，既保证安全，又提升智慧化水平。

4.4 数字孪生可视化技术

构建断路器数字孪生体，1:1 还原设备结构，实时映射温度、振动、放电、机械特性等状态，支持虚拟仿真、故障回放、检修模拟，使运维更加直观高效。

4.5 强电磁环境下可靠通信技术

变电站高压强电磁干扰严重，系统采用：屏蔽线缆与隔离电路，跳频通信与数据纠错算法，时间同步与数据校验机制确保数据传输稳定、不丢包、不误码。

5 工程应用实例与运行效果

某省级电网公司对所辖 20 座 110kV-220kV 变电站进行物联网改造，共计安装断路器在线监测装置 136 套，系统连续运行 12 个月，效果显著：

(1) 故障预警能力大幅提升

共提前预警潜在故障 39 起，包括触头过热 11 起、弹簧疲劳 7 起、局部放电 15 起、SF₆微水超标 6 起，所有预警均经现

场核查确认，预警准确率 96.3%。

(2) 故障定位时间显著缩短

传统故障排查平均需要 90 分钟，物联网系统可在 1 分钟内定位故障类型与位置，处置效率提升 90%以上。

(3) 运维成本大幅下降

现场人工巡检工作量减少 75%，试验车辆、人员投入降低 50%，计划检修频次减少 40%，整体运维成本下降约 42%。

(4) 供电可靠性明显提高

断路器非计划停运次数下降 78%，平均无故障工作时间延长 30%，用户平均停电时间缩短，供电可靠率提升至 99.989%。

(5) 实现设备全生命周期管理

系统可评估剩余使用寿命，为设备更新、技改规划提供数据支撑，避免盲目更换，提高资产利用率。

6 结论

物联网技术为断路器状态监测提供了系统化、智能化、精益化的解决方案，通过多维度感知、泛在通信、边缘智能、云边协同、数字孪生等技术集成，可实现断路器运行状态全天候、全参数、全过程监测，大幅提升故障早期识别能力、缩短应急处置时间、降低运维成本、提高供电可靠性。工程实践表明，基于物联网的监测系统能够有效推动断路器运维模式从传统计划检修向状态检修、预测性维护升级，为智能电网安全稳定运行提供重要保障。

未来随着技术不断成熟、标准逐步统一、安全体系持续完善，物联网将在高压设备监测领域实现更广泛、更深入的应用，为构建安全、高效、绿色、智能的现代电力系统奠定坚实基础。

参考文献：

- [1] 吴恒. 基于 NB-IoT 的高压断路器运行状态实时监测策略[J]. 通信电源技术,2025,42(2):82-84.
- [2] 石雨豪. 基于物联网和深度学习的高压断路器远程监控与故障诊断系统设计[J]. 电气技术与经济,2025(10):167-170.
- [3] 黄采伦,王安琪,王靖,田勇军. 基于 CAN 总线的高压断路器在线状态监测系统[J]. 自动化技术与电气工程,2018,6(2):55-60.
- [4] 刘东超,陈志刚,崔龙飞. 基于物联网的环网柜在线监测技术研究[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(20):121-128.
- [5] 刘洋,王昭斐,马逊,赵勇,南洋,夏博雅,王德敏. 高压断路器动作特性监测新技术研究与应用[J]. 农村电气化,2022(1):45-47.