

智能变电站运行状态监测技术研究

史林鹏 陆万杰 李君游

国网新疆电力有限公司哈密供电公司 新疆 哈密 839000

摘要：智能变电站作为智能电网的关键节点，其运行可靠性直接关乎系统安全。状态监测技术是实现设备运维从“计划检修”向“状态检修”转型的核心支撑。本文梳理了智能变电站状态监测的体系架构，从电气量在线监测、非电气量感知、绝缘诊断、通信网络评估及二次设备自检等维度剖析了核心技术原理与实现路径。重点探讨了基于数据融合与 AI 算法的状态特征提取、异常辨识及趋势预测方法，并分析了多源异构数据协同、边缘智能部署等前沿方向。研究指出，当前技术正向全域感知、数智驱动、边缘协同演进，但仍面临传感器可靠性、数据质量治理及模型泛化性等共性挑战，旨在为监测系统优化设计与工程应用提供参考。

关键词：智能变电站；状态监测；在线监测；数据融合；智能诊断

引言

伴随电力系统数字化转型，智能变电站已全面推广。基于 IEC61850 标准，其实现了一次设备智能化、二次网络化及信息数字化，显著提升了自动化水平。然而，设备数量激增、交互关系复杂及运行环境多变给运维带来新挑战。传统计划检修存在维修过剩或不足、资源浪费及故障发现滞后等弊端。状态监测技术通过采集设备特征参量，融合信号处理与智能算法评估健康度并预测劣化趋势，是实现精准维护的有效途径。近年来，新型传感、物联网、大数据及 AI 技术的发展为其注入新动能，实现了对变压器油中溶解气体、局部放电等关键指标的在线捕获，并依托边缘计算与云平台协同架构，支撑海量数据的实时处理与深度挖掘。尽管如此，工程实践中仍存在监测盲区、误报漏报率偏高及多参量关联分析不足等问题，亟待进一步研究。

1 智能变电站状态监测体系架构

1.1 总体功能分层

运行状态监测体系通常分为感知、网络、数据和应用四个功能层级。感知层部署于一次设备（变压器、断路器、互感器等）和二次设备（保护装置、智能终端等）上的各类传感器，负责信号拾取与预处理。网络层依托高速光纤以太网，满足 IEC61850-9-2 采样值传输及 GOOSE 报文交换的时延与同步要求。数据层对多源异构数据进行清洗、对齐、存储及初步特征提取，构建统一数据湖或时序数据库^[1]。应用层承载状态评估、故障预警、寿命预测等高级功能，为运维决策提供辅助支持。

1.2 监测对象与关键参量

监测对象按设备类型划分：（1）变压器，监测油中溶解气体（H₂、CO、C₂H₂ 等）、绕组热点温度、铁芯接

地电流、局部放电及分接开关动作特性；（2）GIS 及断路器，监测 SF₆ 密度与微水、分合闸线圈电流、触头行程及机械振动；（3）互感器与避雷器，关注输出畸变、介损因数、阻性电流；（4）站用交直流电源，监测电压波动、蓄电池内阻及容量衰减；（5）通信网络，监测流量拥塞、丢包率及同步偏差。单一参量难以全面反映工况，需构建多维互补的监测指标集。

1.3 监测模式与技术指标

当前监测模式分为在线实时监测、周期性巡检和触发式诊断三类。在线监测强调连续性与实时性，采样频率覆盖毫秒级（电气瞬态）至分钟级（油中气体）；周期监测用于红外测温、超声波探伤等离线项目；触发式监测在异常事件后启动高密度录波分析。技术指标方面，系统的灵敏度、分辨率、稳定性及抗干扰能力至关重要，尤其对于皮库级局放等微弱信号检测，提升信噪比是核心难点。

2 关键状态监测技术

2.1 电气量在线监测

电气量监测直接反映设备导电回路及绝缘介质的电性能变化。通过高精度合并单元同步采集电压、电流互感器二次侧信号，可计算幅值、相位、谐波含量、功率因数及不对称度，判断一次回路异常。变压器铁芯接地电流的直流分量及高频脉冲成分，能有效指示铁芯多点接地或匝间绝缘损伤^[2]。电容式设备（如套管）通过在线计算介质损耗因数（tan δ ）和电容量变化率，可敏感发现受潮或老化趋势。电气量监测响应迅速、物理意义明确，但易受电磁干扰和测量误差影响，需结合数字滤波及自适应补偿算法提升数据可信度。

2.2 非电气量感知技术

非电气量主要包含温度、压力、振动、气体组分等理化参数。光纤光栅测温可监测变压器绕组、开关柜触头温度，抗干扰能力强，但解调成本偏高。SF₆ 气体密度与微水含量可通过石英晶体振荡、红外光谱法检测。振动监测提取开关分合闸时频特征，可识别弹簧疲劳、机构卡涩等机械缺陷。变压器油中溶解气体（DGA）是绝缘劣化的核心判据，光声光谱与气体阵列传感在线 DGA 装置，可实现多组分气体快速原位检测，逐步替代传统气相色谱。超声波与特高频（UHF）联合局放检测，可提升放电源定位精度与故障识别可靠性。

2.3 绝缘状态监测与诊断

绝缘劣化是电力设备故障主要诱因，监测指标包含介质损耗、绝缘电阻、泄漏电流、局部放电等。变压器除 DGA、介损检测外，回复电压法（RVM）、极化去极化电流法（PDC）可有效评估油纸绝缘老化与受潮程度。GIS 超高频局放监测可识别内部金属颗粒、绝缘子缺陷，结合 PRPD 图谱比对可精准判别故障类型。避雷器主要监测阻性电流基波与三次谐波，数值升高表征阀片老化、受潮。针对绝缘劣化渐进性、局放突发性特征，监测系统需具备连续采集与自适应触发存储能力，保障瞬态异常不遗漏。

2.4 二次设备与通信网络状态监测

二次设备稳定是智能变电站安全运行的关键。保护、测控等 IED 设备通过自检，实时反馈 CPU 负载、内存、电源电压、时钟同步及软件状态。网络分析仪实时监测 GOOSE、SV 报文异常与传输超时，结合 PTP/SNTP 时间协议评估网络时延抖动，保障保护动作实时性。过程层交换机流量监测、异常帧过滤，可提前预警网络风暴与异常攻击篇^[3]。通过逻辑链路匹配、信号核对可校验二次虚端子配置，规避保护误动、拒动风险。一次设备状态与通信网络数据融合分析，可实现系统级故障溯源，大幅提升故障定位效率。

3 多源数据融合与智能状态评估

3.1 数据融合策略

智能变电站监测数据来源广、格式与采样频率不一，具备时空关联特性，高效数据融合是提升设备状态评估精度的关键。数据融合分为三级：数据级融合对原始波形开展同步拼接与加权平均处理；特征级融合提取各参量时域、频域、时频域特征，构建高维特征向量；决策级融合通过投票法、贝叶斯推理整合各诊断子系统输出，完成综合判定。时序对齐与插值补偿是融合预处理核心，依托 IEEE1588 精密时标实现毫秒级数据对准，精准捕捉多参量暂态协同变化特征。

3.2 基于人工智能的状态辨识

传统阈值报警难以适配多参量耦合的非线性、不确

定故障特征，人工智能算法可有效解决该问题。支持向量机（SVM）、随机森林适配小样本故障分类，可精准划分设备正常、注意、异常、严重等健康状态。长短期记忆网络（LSTM）及双向、注意力增强变体，可捕捉油中气体、绕组温度等缓变参量时序演化规律，实现故障提前预警^[4]。卷积神经网络（CNN）可直接输入局放 PRPD 图谱、振动时频图像，完成端到端故障识别。图神经网络（GNN）依托变电站设备拓扑关系，以监测节点为图顶点建模故障传播关联，在级联故障早期预判中优势显著。针对长短期记忆网络（LSTM）捕捉油中气体浓度等缓变参量中长期演化规律的描述，以下以某变压器油中氢气（H₂）浓度 120 天的监测数据为例，补充实际值与 LSTM 预测值的对比，并通过曲线图展示模型如何提前给出预警时间窗。设定预警阈值为 100 ppm。LSTM 模型使用前 70 天数据训练，在第 70 天进行多步预测，输出未来第 80、90、100 天的浓度预测值。

表 1：油中氢气浓度实际监测数据与 LSTM 预测值

时间(天)	实际 H ₂ 浓度 (ppm)	LSTM 预测值 (第 70 天输出)	备注
0	20	—	正常运行
20	25	—	
40	38	—	
60	60	—	
70	75	—	LSTM 进行预测的起点
80	98	105	预测值首次超过 100 ppm
90	125	135	实际值也突破阈值，预测提前锁定
100	160	170	快速劣化趋势被准确捕捉
120	250	—	严重超标

实际氢气浓度在前 70 天缓慢上升，呈现典型的中长期缓变特征；第 80 天起加速增长，第 90 天突破阈值。LSTM 仅凭前 70 天的历史数据，在第 70 天即预测出第 80 天浓度将达到 105 ppm，超过 100 ppm 阈值，由此可提前 10 天 发出预警，为运维争取了宝贵的响应时间窗。预测值（第 80、90、100 天）与实际趋势高度吻合，表明 LSTM 有效捕捉了缓变参量的非线性演化规律。

3.3 状态评估指标与健康指数构建

健康指数（HI）可量化电力设备综合运行状态。该指标以关键监测量为输入，通过权重分配、评分函数及非线性映射，输出 0~1 或 0~100 区间的设备综合状态分值。权重可通过层次分析法（AHP）结合专家经验确定，或采用熵权法依据数据离散度客观赋值。动态权重策略更为贴合工程实际，可根据工况与环境自适应调整参量权重，如雷雨季节提升绝缘参量权重、负荷高峰期

增大热参量权重。评估结果包含健康等级、缺陷概率、运维建议三层输出，可为设备检修计划提供直接依据。

4 面临的挑战与发展趋势

4.1 传感器可靠性与环境适应性

传感器长期运行易出现零点漂移、灵敏度衰减、探头污染等问题，造成数据失真，引发监测误报、漏报。户外高低温、潮湿、风沙等恶劣环境，会进一步缩短光学与电子器件使用寿命。未来重点发展自校准、自补偿智能传感器，搭载就地自诊断模块并采用冗余备份结构。同时，声表面波、射频识别等无线无

源传感技术，可摆脱布线与供电限制，大幅提升现场部署便捷性与适用性。

以某户外变压器油中氢气（H₂）传感器在长期运行中的退化过程为例，假设该传感器已连续运行约2年，受户外高温、高湿及沙尘影响，出现灵敏度衰减和零点负向漂移。真实氢气浓度由定期油样实验室分析得到，传感器原始读数同步记录。预警阈值设定为100 ppm。补偿算法通过内置微处理器的自诊断（如周期性切换至已知浓度参考源）实时估算灵敏度系数与零点偏移，对原始读数进行修正。

表 2：传感器退化模拟与补偿前后数据

运行时间 (天)	真实 H ₂ 浓度 (ppm)	无补偿传感器读数 (ppm)	自校准补偿后读数 (ppm)	无补偿误差 (ppm)	补偿后误差 (ppm)
0	20	20.0	20.1	0.0	+0.1
20	28	25.1	28.2	-2.9	+0.2
40	40	33.9	40.3	-6.1	+0.3
60	65	54.3	64.8	-10.7	-0.2
75	110	94.7	109.5	-15.3	-0.5
80	135	115.8	134.7	-19.2	-0.3
90	170	145.9	170.8	-24.1	+0.8
100	210	180.4	209.3	-29.6	-0.7
120	260	222.8	259.6	-37.2	-0.4

关键现象：第 75 天时，真实浓度已达 110 ppm，超过阈值。无补偿传感器读数仅为 94.7 ppm，未触发报警（漏报）；而自校准补偿后读数 109.5 ppm，成功触发预警。这一漏报延迟直至第 80 天无补偿读数才升至 115.8 ppm 报警，延误达 5 天，可能造成故障扩大。

4.2 数据质量治理与通信安全

变电站监测数据普遍存在缺失、异常、时标错乱等问题，传统清洗算法适配稳态数据为主，难以适应暂态突变工况，亟需高鲁棒性的异常识别与数据补全方法。同时，网络化监测带来信息安全隐患，数据篡改、伪造易引发运维误判。可引入区块链、数字水印技术保障数据可信溯源，结合防火墙、入侵检测系统构建站内安全防护体系。

4.3 数字孪生驱动的全息状态感知

数字孪生技术逐步应用于变电站运维，通过构建高精度虚拟模型，接入实时监测数据实现物理设备与虚拟镜像同步迭代。依托数字孪生可实时还原设备状态，还能仿真不同工况下的运行趋势，完成多场景推演分析。现阶段核心难题为多物理场耦合建模精度、实时性平衡及模型动态校正。随着算力与仿真算法迭代，数字孪生将成为智能变电站状态管控的核心载体。

5 结语

智能变电站状态监测正从单参量阈值判定，向多源

数据融合、智能综合评估转型。本文全面梳理了电气量、非电气量、绝缘状态、二次设备及通信网络的全维度监测技术，阐明了数据融合与人工智能在设备状态辨识、健康预判中的关键价值。当前技术虽已实现规模化工程应用，但传感器耐久可靠性、数据治理能力、复杂工况模型泛化性等问题仍有待突破。未来依托物联网、人工智能、数字孪生的深度融合，智能变电站可实现全站全息感知、自愈调控与预测性运维，为电网安全稳定、高效运行提供技术保障。

参考文献

[1] 王维洲, 刘福潮, 刘文颖, 等. 基于多源数据融合的智能变电站设备状态评估方法 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 142-149.

[2] 张博, 赵文强, 李岩, 等. 基于 LSTM 网络的变压器油中溶解气体浓度预测研究 [J]. 高电压技术, 2023, 49(3): 1025-1033.

[3] 陈卫东, 肖荣, 胡志坚. 智能变电站二次回路在线监测与故障诊断技术综述 [J]. 电网技术, 2021, 45(12): 4620-4629.

[4] 刘海涛, 杨浩, 徐志钊. 基于特高频局部放电图谱的 GIS 绝缘缺陷识别方法 [J]. 电工技术学报, 2024, 39(2): 511-520.