

基于多系统数据信息交互的 10 kV分线线损分析

文/国网上海市电力公司市北供电公司 李冰若 王佩敏 夏 澍

基于多系统数据之间的信息交互，提出了一种规范有效的10 kV分线同期线损分析步骤，即以异常线损率为出发点，依次从供电侧、拓扑关系和售电侧展开分析，快速准确定位系统源端异常数据，通过系统异常数据的整改，使线损率达到合理范围。

电网系统中，线损率是一项反映供电企业生产技术和经营管理水平的综合性技术经济指标。目前，国家电网公司已经初步建立以理论线损为基础，计划线损为指导，统计线损为核心，以及分区、分压、分线和分台区的“四分”管理体系，并且逐步开展供售同期线损管理工作。同期线损能提高线损指标的真实度，通过线损分析，可以有效提升线损管理水平，为电网结构优化打下基础，达到节能降耗的目的。

本文针对10 kV分线同期线损率的不同异常情况，分别从供电侧、拓扑关系与售电侧分析了专用线路和公共线路的可能异常原因，以及相关系统源端数据问题；以异常线损率为出发点，基于多系统数据，提出了清晰有效的线损异常分析步骤，能快速准确定位到异常源端数据；通过电量还原以及现场核查，对系统异常源端数据及时整改，使线损率达到合理范围。

10 kV分线同期线损

1. 同期线损

国网公司对各供电企业的线损指标考核主要通过统计线损。一般来说，统计线损为技术线损与管理线损之和。技术线损是电网中电能输配线或公用设备上的损耗，而管理线损是供电企业管理工作失误产生的电能损耗。技术线损不可避免，

近年来电网架构已经发展较为完善，可提升空间较小。因此，线损治理工作主要针对管理线损。

同期线损主要体现在供、售电量的统计周期完全一致，能较准确反映真实线损率。国网公司对各供电公司的考核周期为月。月同期线损率为同期统计的月供、售电量的差值与月供电量的百分比，表达式为

$$\eta_{st} = \frac{W_i - W_o}{W_i} \quad (1)$$

式中， η_{st} 是月同期线损率； W_i 是月同期供电量； W_o 是月同期售电量。

各月供、售电量采用计量表计的每月结束、起始表底值的差值与计量倍率的乘积，即

$$W_m = (D_e - D_s)R \quad (2)$$

式中， W_m 是月供/售电量； D_e 是月结束表底值； D_s 是月起始表底值； R 是计量倍率。

同期统计电量数据直接采用表底值相减的方式，而不是每日电量的累加，这是为了防止电量计量误差或采集误差的累积，更趋近于真实值。通常，每月的起始表底值即为上月的结束表底值，统计采用每月第一天0:00点的数值或者最后一天23:00点的数值。

1. 10 kV分线同期线损

10 kV分线同期线损通过国网一体化电量与线损管理系统（以下简称一体化系统），提取

来源于电采系统、用采系统、PMS2.0、GIS和SG186等系统的有效数据，经过数据处理计算出线损。国网公司对线损指标的考核主要围绕一体化系统。

10 kV线路主要分为两类：专用线路和公共线路。专用线路只关联10 kV中压用户，而公共线路又可以分为两类：只关联杆配变台区的公共线路，以及同时关联杆配变台区和10 kV中压用户的公共线路，如图1所示。图1中 K_1 是专线开关； J_{11} 、 J_{21} 、 $\dots$ 、 J_{Nu1} 是 K_1 线路下的中压用户点； N_{u1} 是 K_1 线路下的中压用户点数量； K_2 —只含杆配变的公共线路开关； T_{12} 、 T_{22} 、 $\dots$ 、 T_{Nc2} — K_2 线路下的杆配变台区； N_{c2} 是 K_2 线路下的杆配变台区数量； K_3 是同时含杆配变台区和中压用户的公共线路开关； J_{13} 、 J_{23} 、 $\dots$ 、 J_{Nu3} 是 K_3 线路下的中压用户点； T_{13} 、 T_{23} 、 $\dots$ 、 T_{Nc3} 是 K_3 线路下的杆配变台区； N_{u3} 是 K_3 线路下的中压用户点数量； N_{c3} 是 K_3 线路下的杆配变台区数量。

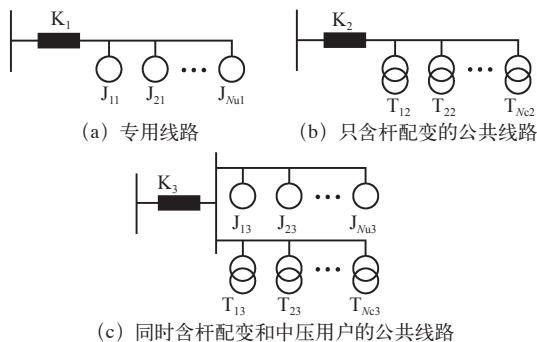


图1 专用线路和公共线路

10 kV线路属于配电网线路，多回路、多拉手和运行方式切换频繁，因此10 kV分线线损的计算方式较为复杂，需要对拉手线路进行打包计算。除此之外，不同于分区、分压线损率的计算，分线线损计算时还需要正确的线-变关系做支撑。

通常，造成10 kV线路线损率异常的原因主要包括台账错误、采集异常、计量异常、运行方式问题和PMS图形错误等，具体如图2所示。

10 kV线路的月同期线损率可表示为式(1)，售电量 W_o 表示为

$$W_o = \sum_{i=1}^{N_c} W_c + \sum_{i=1}^{N_u} W_u \quad (3)$$

式中， W_c 是杆、配变台区用电量； W_u 是中压用户用电量； N_c 是杆、配变台区数量； N_u 是中压用户数量。因此

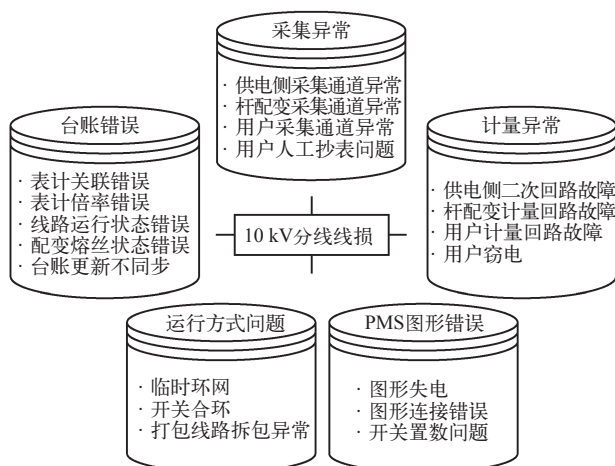


图2 10 kV分线同期线损异常原因系统图

$$\begin{cases} N_c=0, N_u \geq 1 \text{ 仅含用户的专用线} \\ N_c \geq 1, N_u=0 \text{ 仅含标杆配变的公共线} \\ N_c \geq 1, N_u \geq 1; \text{ 同时含标杆配变与用户的公共线} \end{cases} \quad (4)$$

多系统数据信息交互

在一体化系统中，线损计算与各关联系统信息交互频繁、动态性强。10 kV分线同期线损计算主要从电采系统获取线路供电侧电量，从PMS2.0系统获取线路档案信息、线-变拓扑关系以及杆变、配变和中压用户信息等，从GIS系统和SG186系统获取变-表拓扑关系，从用采系统中获取杆变、配变台区和中压用户的用电量。

各系统由于建设目标不同且多基于不同的软件架构、开发平台或不同的开发语言，造成信息不能有效共享，容易形成信息“孤岛”。除此之外，业务流程的割裂难以适应业务管理的动态变化。

通过一体化系统将各相关系统的原始数据进行整合，从而使得各系统数据之间建立耦合。如果某一数据字段出现异常，有两个或两个以上系统的相关数据发生冲突，则一体化系统中线损计算出现一定程度异常。例如，当某条线路的电表在电采系统中关联的开关ID有误或未及时更新同步，与PMS2.0中该线路的开关ID不一致时，将导致一体化系统无法获取该线路的供电侧电量，造成线损率不可计算。

在线损分析中，通过比对分析来自不同系统的同类数据，可校验一体化系统中数据的正确性。例如，SCADA系统中电流数据取自保护回路，而电采系统中电流数据取自计量回路，结合相关计算，将两系统中电量数据进行比对，对

于校验线路供电量具有重要意义。此外，结合SCADA系统中的线路电压、电流等运行数据，可对PMS2.0系统中线路运行状态进行校验，保证PMS2.0中线路的图形正确性。

因此，通过对线损率异常情况进行分析，人工抽取源端数据，进行信息交互比对分析，可准确定位系统源端异常数据，结合现场核查，及时整改异常数据保证线损率达到合理范围。多系统数据之间信息交互如图3所示。

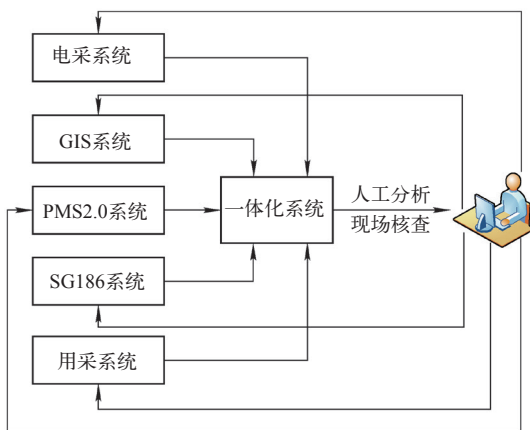


图3 多系统数据信息交互图

10 kV分线同期线损率异常分析方法

1. 10 kV分线同期线损率异常分析流程

10 kV分线线损率异常原因种类多样，且涉及系统数据庞杂，因此，采用一种规范且广泛适用的线损分析流程能有效提高工作效率和准确率。

通过式（1）、式（3）和式（4）可知，造成10kV分线线损率异常的原因为供电侧、拓扑关系和售电侧三方面。因此，在线损分析时，根据线损率的异常情况，分别对供电侧、拓扑关系和售电侧逐一分析，找出可能的异常原因，以及对应的系统数据问题。结合台账校核或现场核查，整改相关系统源端数据，通过系统数据的信息交互，使线损率达到合理范围。10 kV线损率异常分析流程如图4所示。

根据图4中流程图，线损异常分析可分专用线路和公共线路两类具体展开。

2. 专用线路同期线损率异常分析方法

对于10 kV专用线路，一般不会进行运行方式调整，因此较少发生环网、线路打包等问题。同时，也较少发生开关置数现场与PMS2.0图形不一致的情况。因此，专线线损率异常原因主要

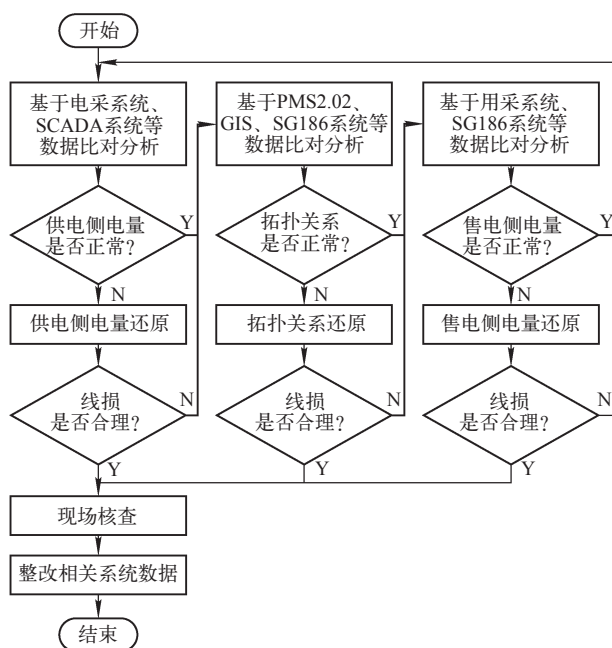


图4 10 kV分线同期线损异常分析流程图

集中在台账、采集和计量方面，且较多属于用户类问题。

台账错误。会出现用户表计关联错误，主要是由于SG186系统台账录入错误，或者台账信息未能及时更新同步导致，通常造成两条相关线路的线损率分别偏大、偏小，甚至出现一正一负的情况。

采集异常。当用户电量采集异常而缺失月末表底值时，采取人工补抄。因此，人工抄表误差可能造成线损率异常，既可能造成线损率偏大，也可能偏小。

计量方面。主要有用户计量回路故障，如表计故障、失电压、失电流等；以及用户窃电问题。此两类问题均造成线路线损率偏大。

综合10 kV专用线路的同期线损异常原因分析，厘清其主次关联，绘制因果图如图5所示。

对专线线损率的异常分析，根据图4中流程，分别对供电侧、拓扑关系和售电侧逐一分析，深入挖掘历史数据，通过数据处理比对，分析可能的异常原因。

根据线损率的合理范围[0, 10%]，将异常线损率分为以下三种数值区间逐一展开分析。

（1）线损率>10%

首先分析可能原因包括供电侧电量偏大、拓扑关系异常导致用户缺失和售电侧电量偏小。具体如下：

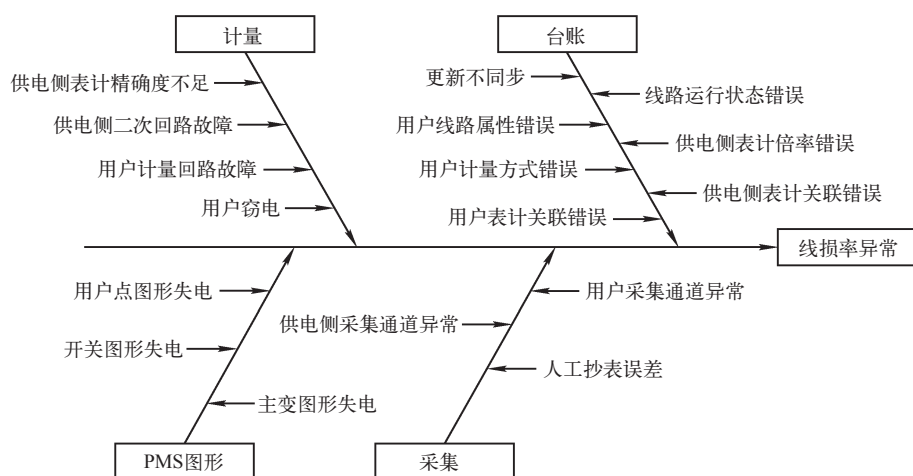


图5 10 kV专线同期线损率异常分析因果图

1) 供电侧。①电采系统中表计倍率错误且偏大；②采集通道异常；③电采系统中与同一电站下另一条线路的表号互反，一般会造成另一条线路线损率偏小。

2) 拓扑关系。①用户点PMS图形失电；②PMS图形连接错误，如用户连接到杆配变上。

3) 售电侧。①用户表计关联错误；②用户电量采集异常，导致表底值缺失或结束/起始表底值异常偏小/偏大；③人工抄表误差导致表底值缺失或异常，或人工抄表失败；④计量回路故障；⑤用户窃电。

(2) 线损率<0

首先分析可能原因包括供电侧电量偏小和售电侧电量偏大。具体如下：

1) 供电侧。①电采系统中表计倍率错误且偏小；②计量回路故障；③采集通道异常；④电采系统中线路表号互反。

2) 售电侧。①用户表计关联错误；②用户电量采集异常；③人工抄表误差。

(3) 线损率不可计算

当供电侧电量为空或小于0时，线损率不可计算。可能原因有：①线路在电采系统中的台账信息与PMS2.0信息不一致，导致电采中电量无法同步到一体化系统；②线路与备用线路在电采系统中的表号互反，导致线路供电量为0；③采集异常；④通信故障；⑤线路供电侧的二次回路故障。

综上，针对异常线损率的不同数值区间，按流程分析出异常数据，电量还原进行初步判断，再结合现场核查，对系统中异常源端数据进行整

改，使线损率达到合理范围。

3. 公共线路同期线损率异常分析方法

公共线路同期线损率异常的分析分为只含杆配变压器和同时含杆配变压器及用户两类。对于后者，其可能原因即为专线与只含杆配变压器公共线路的综合，分析方法相同，因此，文中不再赘述。下面仅针对只含杆配变压器的公共线路展开分析。

对于公共线路，开关置数现场与PMS2.0图形不一致的情况发生较多，并且常发生在甲、乙两条线路之间。通常，杆配变压器与台区总表较少出现关联错误，但是由于台账错误或系统同步问题，可能出现杆配变压器关联不到台区的情况，导致线损计算中杆配变压器电量缺失，线路的线损率异常偏大。此外，台区总表的倍率在台账上也可能出现错误。

分析时，同样根据图4中流程，将异常线损率分为以下三种数值区间，分别对供电侧、拓扑关系和售电侧逐一分析。由于公共线路和专用线路的供电侧异常原因种类及分析方法基本一致，因此，下面仅针对拓扑关系和售电侧进行分析。

(1) 线损率>10%

1) 拓扑关系。①开关置数现场与PMS图形不一致，导致线路关联的杆配变压器减少，一般会造成另一条线路为负线损；②杆配变压器图形失电；③杆配变压器PMS台账错误等问题，导致线-变关系异常；④杆配变压器关联不到台区，导致变-表关系异常。

2) 售电侧。①用采系统中杆配变压器的计量倍率异常偏小，此种情况下一般会造成用采系

(下转第29页)

池电解液。当钒电池寿命终止时，由钒矿企业回收电解液。这样大大降低了钒电池储能系统的初期投资总成本，解决了使用者后期的废液处理问题。钒矿企业把钒电解液回收处理后钒资源不流失，可二次销售，不会造成环境污染。

3. 形成规模化

除了科技进步所带来的成本降低，钒电池生产规模的扩大也带来全行业的成本降低。这主要来源于规模效应所带来的原材料采购成本的下

降，供应链专门化所带来的采购成本下降和效率提升，以及开发设计电堆、配套辅助材料和控制系统等都可节约人力成本。专用生产工艺设备和生产经验的积累，带来了良率提高和效率提升等。

4. 提高系统可靠稳定性

钒电池具有寿命长的优势，长期使用，系统的维护等费用必不可少，所以系统长期使用的可靠稳定对成本是重要。EA

(上接第25页)

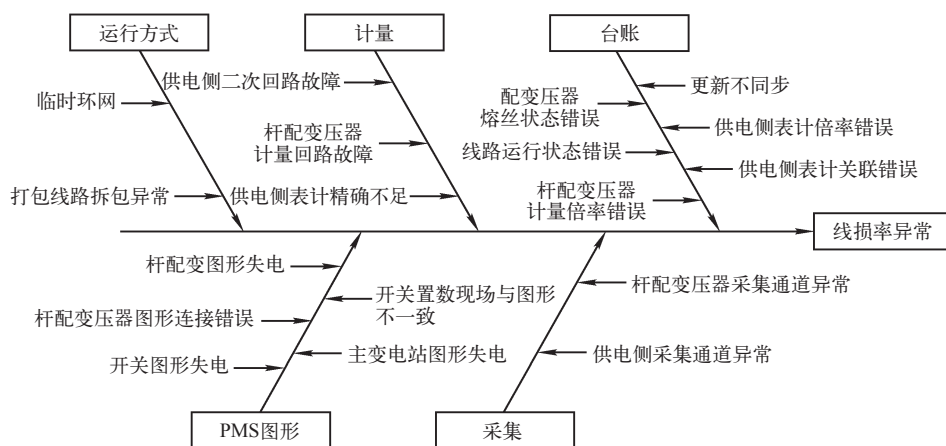


图6 只含杆配变的10 kV公共线路同期线损率异常分析因果图

统中台区线损率为负；②杆配变压器采集通道异常；③杆配变压器计量回路故障。

(2) 线损率<0

1) 拓扑关系。①图形上环网，造成环网的两条线路均为负线损；②开关置数现场与PMS2.0图形不一致。

2) 售电侧。①杆配变的计量倍率在台账中异常偏小；②采集通道异常。

(3) 线损率不可计算

由于线损率不可计算为供电侧电量异常导致，因此可能原因及分析方法同专线。

综上，同样通过现场核查，对系统中的异常源端数据进行整改，使线损率达到合理范围。

结束语

本文分析了PMS2.0、GIS系统、SG186系统、电采系统和用采系统等各系统的源端数据对10 kV分线同期线损计算的影响，以及各数据之间的耦合；针对10 kV专用线路和公共线路，分别从供电侧、拓扑关系和售电侧分析了可能异常原因，以及相关的数据问题；以异常线损率为出发点，提出了清晰有效的线损异常分析步骤，并将异常线损率分为三个不同数值区间，基于多系统数据，分别展开具体分析，能快速准确定位到异常数据；通过电量还原以及现场核查，对系统异常源端数据进行及时整改，使线损率达到合理范围。EA