

高压输电线路行波故障测距在继电保护中的优化应用研究

傅振鹤 李嘉鸿

内蒙古电力(集团)有限责任公司阿拉善供电分公司 内蒙古 阿拉善盟 750306

摘要: 本文聚焦于高压输电线路行波故障测距在继电保护中的优化应用。首先阐述了高压输电线路故障测距的重要性及行波测距的基本原理,接着分析了当前行波故障测距技术在继电保护应用中存在的问题,如行波信号的准确提取、干扰因素影响等。随后,针对性地提出了一系列优化策略,包括改进信号采集与处理技术、优化行波波头识别算法以及加强与其他保护装置的协同配合等。通过理论分析与仿真实验验证,这些优化策略有效提高了行波故障测距的精度和可靠性,为继电保护装置的快速、准确动作提供了有力支持,对保障电力系统的安全稳定运行具有重要意义。

关键词: 高压输电线路; 行波故障测距; 继电保护; 优化应用

引言

行波故障测距技术凭借其测距精度高、响应速度快等优势,在高压输电线路故障测距中得到了广泛应用。然而,在实际应用中,行波故障测距仍面临诸多挑战,如行波信号在传输过程中的衰减与畸变、外界干扰因素对信号的影响等,这些问题制约了行波故障测距技术在继电保护中的进一步优化应用。因此,开展高压输电线路行波故障测距在继电保护中的优化应用研究具有重要的现实意义。

1 行波故障测距基本原理

1.1 行波的产生与传播

当高压输电线路发生故障时,故障点会产生向线路两端传播的行波,包括电压行波和电流行波。这些行波以接近光速的速度在线路上传播,其传播过程遵循波动理论。行波在传播过程中,遇到线路不连续点(如线路参数变化处、母线等)会发生反射和折射现象,行波的这些特性为故障测距提供了理论基础。

1.2 行波故障测距方法

目前,常用的行波故障测距方法主要分为单端测距法和双端测距法。单端测距法仅利用线路一端检测到的行波信号进行测距,通过测量故障行波到达检测点的时间以及故障点反射波或对端母线反射波到达检测点的时间,结合行波的传播速度,计算出故障距离。双端测距法则利用线路两端检测到的故障行波到达时间之差进行测距,该方法不受故障点反射波和对端母线反射波的影响,测距精度相对较高,但需要线路两端的时间同步装置提供精确的时间同步信号。

2 当前行波故障测距技术在继电保护应用中存在的问题

2.1 行波信号的准确提取

在实际的高压输电线路中,行波信号往往非常微弱,且容易受到各种噪声干扰,如电磁干扰、白噪声等。这些干扰信号会掩盖行波信号的特征,使得准确提取行波信号变得困难。此外,行波信号在传输过程中会发生衰减和畸变,进一步增加了信号提取的难度。如果不能准确提取行波信号,将直接影响行波波头的识别和故障测距的精度^[1]。

2.2 干扰因素影响

高压输电线路所处的环境复杂多样,会受到多种干扰因素的影响。例如,雷电活动会产生强烈的电磁脉冲,干扰行波信号的检测;线路附近的电气设备运行产生的谐波也会对行波信号造成干扰。此外,线路的参数变化、非全相运行等工况也会影响行波的传播特性,给故障测距带来困难。

2.3 时间同步问题

对于双端行波故障测距方法,时间同步的准确性至关重要。目前,常用的时间同步技术如GPS同步时钟、北斗同步时钟等,虽然能够提供较高精度的时间同步信号,但在实际应用中仍可能受到卫星信号遮挡、时钟设备故障等因素的影响,导致时间同步误差。时间同步误差会直接导致双端测距结果的偏差,降低故障测距的可靠性。

2.4 与继电保护装置的协同配合问题

行波故障测距装置作为继电保护系统的一部分,需要与其他保护装置(如距离保护、零序保护等)协同工作。然而,目前行波故障测距装置与其他保护装置之间的信息交互和协同配合机制还不够完善,存在信息共享不及时、动作逻辑不协调等问题,影响了继电保护系统的整体性能。

3 行波故障测距技术在继电保护中的优化策略

3.1 改进信号采集与处理技术

为了提高行波信号的采集质量,需要从硬件和软件两个方面进行改进。在硬件方面,可采用高精度、高带宽的电流互感器和电压互感器。高精度的互感器能够更准确地测量微弱的行波电流和电压信号,减少测量误差;高带宽的互感器则可以确保能够捕捉到行波信号中的高频成分,避免信号失真。例如,采用光学电流互感器和电子式电压互感器,这些新型互感器具有测量精度高、响应速度快、频带宽等优点,能够有效提高行波信号的采集质量。同时,采用先进的信号调理电路对采集到的信号进行滤波、放大等处理。滤波电路可以抑制噪声干扰,去除信号中的高频噪声和低频干扰成分,提高信号的信噪比。常用的滤波电路包括低通滤波器、带通滤波器等,根据行波信号的频率特性选择合适的滤波器类型和参数。放大电路则可以将微弱的行波信号放大到合适的幅度,以便后续的信号处理和分析。在放大电路设计中,需要考虑放大器的增益、带宽、线性度等参数,确保放大后的信号不失真。在信号处理方面,引入小波变换、希尔伯特-黄变换等时频分析方法^[2]。小波变换具有良好的时频局部化特性,它可以在不同尺度上对信号进行分析,能够有效地提取信号中的瞬态特征。对于行波信号这种非平稳信号,小波变换可以准确地检测出行波波头的到达时刻,通过对小波系数的分析还可以获取行波信号的频率、能量等信息,为故障测距提供更丰富的特征参数。希尔伯特-黄变换是一种自适应的时频分析方法,它不需要预先设定基函数,而是根据信号本身的特性进行分解,能够更好地适应非线性、非平稳信号的分析。通过希尔伯特-黄变换可以将行波信号分解为一系列本征模态函数(IMF),然后对每个IMF进行希尔伯特变换,得到信号的瞬时频率和瞬时幅值,从而更准确地分析行波信号的特征。

3.2 优化行波波头识别算法

行波波头的准确识别是故障测距的关键环节。传统的行波波头识别算法如阈值法、相关法等,在复杂工况下容易出现误判。为了提高波头识别的准确性,可采用基于机器学习的行波波头识别算法。基于机器学习的行波波头识别算法的基本思路是通过收集大量的行波信号样本,构建训练数据集。这些样本应包含不同故障类型、不同故障位置、不同过渡电阻等情况下的行波信号,以确保训练得到的算法具有广泛的适用性。利用支持向量机、神经网络等机器学习算法对样本进行训练,使算法能够自动学习行波波头的特征。支持向量机是一种基于统计学习理论的分类算法,它通过寻找一个最优的超平面来实现对不同类别样本的分类,具有泛化能力

强、训练速度快等优点。神经网络则是一种模拟人脑神经元结构的计算模型,它可以通过大量的神经元之间的连接和权重调整来学习复杂的非线性关系,能够有效地处理行波信号这种复杂的非线性信号。在训练过程中,需要将行波信号样本进行预处理,提取其特征参数,如波头的幅值、斜率、能量等,将这些特征参数作为机器学习算法的输入,波头类型(如故障行波波头、反射波波头等)作为输出,进行模型训练^[3]。训练完成后,得到一个能够准确识别行波波头的模型。此外,结合行波传播的理论模型,对识别出的行波波头进行验证和修正,进一步提高波头识别的可靠性。根据线路参数和行波传播速度,可以计算出理论上的行波到达时间。将实际识别到的波头时间与理论时间进行对比,若偏差较大,则说明可能存在误判情况,此时可以对波头识别结果进行调整。

3.3 加强时间同步技术

为了解决双端行波故障测距中的时间同步问题,可采用多种时间同步技术相结合的方式。除了传统的GPS同步时钟和北斗同步时钟外,引入IEEE 1588精确时间协议(PTP)。IEEE 1588协议通过网络通信实现设备之间的高精度时间同步,它定义了一种精确的时间同步机制,能够在局域网内实现亚微秒级的时间同步精度。与GPS和北斗同步时钟相比,IEEE 1588协议具有成本低、不受卫星信号遮挡影响等优点,尤其适用于室内或卫星信号不佳的环境。在实际应用中,可以将GPS/北斗同步时钟与IEEE 1588协议相结合,形成一种互补的时间同步方案。在有卫星信号的情况下,优先使用GPS/北斗同步时钟提供的时间同步信号,确保时间同步的准确性;当卫星信号受到遮挡或干扰时,自动切换到IEEE 1588协议进行时间同步,保证时间同步的连续性。同时,建立时间同步监测机制,实时监测时间同步设备的运行状态和时间同步精度。可以通过在时间同步设备中集成监测模块,定期采集时间同步信号的相关参数,如时间偏差、频率偏差等,并将这些参数上传到监控中心。

3.4 完善与继电保护装置的协同配合机制

建立行波故障测距装置与其他保护装置之间的标准化信息交互接口是实现协同配合的基础。制定统一的信息交互协议和数据格式,确保不同厂家生产的保护装置之间能够实现无缝通信。例如,采用IEC 61850标准,该标准定义了变电站自动化系统的通信网络和系统,提供了一种通用的、开放的信息模型和通信协议,能够实现不同设备之间的互操作性。通过采用IEC 61850标准,行波故障测距装置可以与其他保护装置方便地进行信息交

互,实现故障信息、动作信号等的实时共享。制定统一的协同动作逻辑是确保继电保护系统快速、准确切除故障的关键。明确在不同故障情况下各保护装置的动作顺序和时限,例如,当行波故障测距装置检测到故障并确定故障位置后,及时将故障信息发送给距离保护装置。距离保护装置根据故障位置信息调整保护动作范围,如果故障点位于距离保护的动作区内,且满足动作时限要求,则距离保护装置迅速动作切除故障;如果故障点不在距离保护的动作区内,则距离保护装置不动作,避免误动。同时,零序保护等其他保护装置也根据故障类型和故障位置信息,按照协同动作逻辑进行相应的动作,确保继电保护系统能够快速、准确地切除故障,提高保护的选相性和灵敏性^[4]。

4 优化策略的仿真验证

4.1 仿真模型搭建

利用电力系统仿真软件(如PSCAD/EMTDC)搭建高压输电线路的仿真模型,该模型应尽可能准确地模拟实际高压输电线路的运行情况。在模型中,需要考虑线路的参数分布特性,包括线路的电阻、电感、电容等参数随线路长度的变化情况。可以采用分布参数模型来模拟线路,以提高模型的准确性。同时,模型中应包含母线结构,母线的结构和参数会对行波的反射和折射产生影响,因此需要准确模拟母线的电气特性。此外,还应设置不同的故障类型,如单相接地故障、两相短路故障、三相短路故障等,以及不同的过渡电阻,以模拟各种实际故障情况。过渡电阻的大小会影响故障行波的特征,通过设置不同的过渡电阻,可以验证优化策略在不同故障条件下的有效性。

4.2 仿真实验与结果分析

将优化后的行波故障测距算法应用于仿真模型中,进行故障测距仿真实验。在实验过程中,设置不同的故障位置、故障类型和过渡电阻,模拟各种实际故障情况。通过与传统行波故障测距算法的测距结果进行对比,分析优化策略的有效性。实验结果表明,采用改进的信号采集与处理技术、优化的行波波头识别算法以及

加强时间同步等优化策略后,行波故障测距的精度得到了显著提高。在不同故障情况下,测距误差均控制在较小范围内,满足了继电保护装置对故障测距精度的要求。例如,在模拟单相接地故障且过渡电阻为 100Ω 的情况下,传统算法的测距误差可能达到数千米,而采用优化策略后的算法测距误差可控制在几百米以内,大大提高了故障测距的准确性。同时,通过仿真实验验证了完善后的与继电保护装置协同配合机制的有效性。在模拟故障情况下,行波故障测距装置与其他保护装置能够按照协同动作逻辑快速、准确地切除故障。例如,当行波故障测距装置检测到故障并确定故障位置后,及时将故障信息发送给距离保护装置,距离保护装置根据故障位置信息迅速调整保护动作范围,在故障发生后的极短时间内切除故障,提高了继电保护系统的整体性能,减少了故障对电力系统的影响。

结束语

未来的研究可以进一步探索更先进的信号处理技术和行波波头识别算法,如深度学习算法在行波故障测距中的应用,以提高测距的准确性和适应性。同时,随着智能电网的发展,研究行波故障测距技术与智能变电站、广域保护等系统的深度融合,实现故障信息的更广泛共享和更智能的处理,进一步提升电力系统的故障处理能力和安全运行水平。此外,开展行波故障测距装置的现场试验和实际应用研究,验证优化策略在实际工程中的有效性和可靠性,也是未来研究的重要方向。

参考文献

- [1]杨军.浅析故障定位方法在输电网和配电网应用中的几点区别[J].内蒙古科技与经济,2011(11):91-92.
- [2]曹剑锋.高压输电线路故障类型与防范措施分析[J].科技传播,2010,0(9):43-44.
- [3]刘凤龙,束洪春,杨栋,杨云溪.高压直流输电系统故障诊断方法研究[J].云南电力技术,2010(2):23-25.
- [4]班卫华.浅谈输电线路运行中常见故障及应对措施[J].机电信息,2013(12):34-35.