

架空输电线路导线弧垂在线监测误差分析及方法比较

王孔森^{1,2}, 孙旭日³, 盛戈皞¹, 徐文峰³, 刘亚东¹, 江秀臣¹

(1. 上海交通大学电气工程系, 上海 200240; 2. 国网物资有限公司, 北京 100120;

3. 国网山东省电力公司聊城供电公司, 山东 252000)

摘要: 架空输电线路的导线弧垂是反映线路安全运行的重要参数,也是输电线路在线监测和动态增容需要重点关注的状态量之一。为了实时掌握输电线路的运行状态,国内外非常重视导线弧垂的在线监测,也形成了几种比较成熟的监测方法。笔者立足于国内外实际应用情况,重点对导线温度、张力以及倾角传感器监测弧垂的测量精度在理论上和应用上进行了分析和比较研究。在传感器精度足够高的前提下,研究结果表明3种方法监测弧垂的误差都在4%以内,其中张力传感器法误差最小达1%,3种方法都能满足工程要求。

关键词: 输电线路; 弧垂; 在线监测; 导线温度; 张力; 倾角

中图分类号: TM721 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1609(2014)04-0027-08

Error Comparison Among Three On-line Monitoring Methods of Conductor Sag of Overhead Transmission Line

WANG Kongsen^{1,2}, SUN Xuri³, SHENG Gehao¹, XU Wenfeng³,
LIU Yadong¹, JIANG Xiuchen¹

(1. Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China; 2. State Grid Materials Company, Beijing 100120, China; 3. State Grid Electric Power Company, Shandong Province Liaocheng Power Supply Company, Shandong 252000, China)

Abstract: Conductor sag of a transmission line is an important parameter for evaluating the safety of the transmission line, and it is also one of the key parameters in on-line monitoring and dynamic expansion of capacity of the transmission line. For real-time control of transmission line's operation, on-line monitoring of conductor sag has attracted great attention in the world, consequently, several mature monitoring methods have been presented. According to the applications, the authors analyze and compare three on-line monitoring methods of conductor sag in terms of their monitoring accuracy. Three methods use conductor temperature sensor, tension sensor, and tilt angle sensor, respectively, to monitor the conductor sag. The results show that if the accuracy of the sensors is high enough, three methods can all meet the requirement of engineering with the errors below 4%, of which the monitoring method with tension sensor gets the smallest error of 1%.

Key words: transmission line; sag; on-line monitoring; conductor temperature; tension; tilt angle

0 引言

智能电网的目标是将电能以最安全、经济和高
效的方式输送到客户,该目标的实现离不开输配电

系统的运行方式改进。智能化输电线路作为智能电
网的重要环节,需要获取全景广域的输电线路状态
信息,而输电线路的导线弧垂作为线路安全运行
的重要指标,是其中必须获取的重要信息之一^[1]。当前
国际国内都十分重视导线弧垂的在线监测,也形成

收稿日期:2013-11-19; 修回日期:2013-12-18

基金项目:国家自然科学基金项目(50977057);国家科技部国际合作项目(2013DFG71630)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (No. 50977057), the International S & T Cooperation Projects of China(2013DFG71630).

了各种不同的方法来监测弧垂。文[2-4]提到了美国 The Valley Group Inc 开发了 CAT1 线路监测系统,该系统利用张力传感器监测架空输电线路张力来对弧垂进行在线监测。该方法是目前国内应用最广泛的方法之一,已经有不少高校和企业开发出了利用张力监测弧垂的装置^[5]。文[6]介绍了美国 USi 公司开发的 Power Donut 平台,该平台利用温度传感器监测输电线路导线温度来对弧垂进行在线监测。该方法也是目前国内应用最广泛的方法之一,包括华东电网、广东电力试验研究院在内的众多单位都开发出了相应的弧垂在线监测装置^[7]。文[8-9]提到了美国电科院(The Electric Power Research Institute, EPRI)开发的 DTCR 系统,该系统通过高精度摄像机记录靶标的位置变化来计算线路弧垂,目前国内没有机构进行该方法的相关研究。文[10]提到了利用倾角传感器测量导线倾角来对弧垂进行在线监测的方法,该方法目前国内已有比较广泛的应用。文[11]介绍了一种利用 GPS 来直接测量弧垂的方法,由于文中利用的 GPS 精度有限,所计算的弧垂精度不高,还未实际大规模应用。

以上所有方法中,实际应用较多的 3 种方法都是基于间接测量的方法——温度传感器监测法、张力传感器监测法和倾角传感器监测法。当前还未见有关于弧垂在线监测精度方面的研究,笔者将立足于国内实际应用情况,重点阐述和比较上述 3 种方法监测弧垂的精度,为输电线路在线监测系统的应用和选择提供理论依据^[12-17]。

1 输电线路弧垂在线监测原理

1.1 温度传感器监测弧垂法

温度传感器监测弧垂的原理是基于输电线路的状态方程。

$$\begin{aligned} \sigma_{o2} - \frac{E\gamma_2^{2l} \cos^3 \beta}{24\sigma_{o2}^2} (1 + \tan^2 \beta \sin^2 \eta_2) = \\ \sigma_{o1} - \frac{E\gamma_1^{2l} \cos^3 \beta}{24\sigma_{o1}^2} (1 + \tan^2 \beta \sin^2 \eta_1) - \alpha E \cos \beta (t_2 - t_1) \quad (1) \end{aligned}$$

式(1)中: σ_{a1} 为已知状态 I 下的水平应力, N/mm^2 ; σ_{a2} 为待求状态 II 下的水平应力, N/mm^2 ; γ_1 为已知状态 I 下电线综合比载, $\text{N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$; γ_2 为待求状态 II 下电线综合比载, $\text{N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$; t_1 为已知状态 I 下线路温度, $^{\circ}\text{C}$; t_2 为待求状态 II 下线路温度, $^{\circ}\text{C}$; η_1 为已知状态 I 下线路风偏角, $^{\circ}$; η_2 为待求状态 II 下线路风偏角, $^{\circ}$; α 为线路温度线膨胀系数, $1/^{\circ}\text{C}$; E 为线路最终弹性系数, N/mm^2 ; l 为线路档距, m ; β 为线路高差角($^{\circ}$)。

任意状态下的综合比载计算公式为

$$\gamma = \sqrt{\gamma_h^2 + \gamma_v^2} \quad (2)$$

式(2)中: γ_h 为风荷比载, $\text{N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$; γ_v 为垂直比载, 无覆冰时即为自重比载, $\text{N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$ 。

风荷比载计算式为

$$\gamma_h = \frac{V^2 D \alpha \mu_{sc} \mu_z \sin^2 \theta \cdot 10^{-3}}{1.6 S} \quad (3)$$

式(3)中: V 为设计基准高度下的基准风速, m/s ; α 为风压不均匀系数; μ_{sc} 为电线体形系数(覆冰电线及外径小于 17 mm 无冰电线的体形系数 $\mu_{\text{sc}}=1.2$; 外径等于或大于 17 mm 无冰电线 $\mu_{\text{sc}}=1.1$); μ_z 为风压高差变化系数; θ 为风向与电线轴线间的夹角($^\circ$); S 为线路导线截面积, mm^2 。具体风压不均匀系数及风压高度变化系数的计算详见文[18]。

不考虑覆冰情况下垂直比载为

$$\gamma_v = \frac{9.806 \ 65q}{S} \quad (4)$$

式(4)中: q 为单位长度导线质量, kg/m ; S 为导线截面积, mm^2 。

风偏角与风荷比载及综合比载之间关系为

$$\sin\eta=\gamma_h/\gamma \quad (5)$$

已知 $t_1, \sigma_{o1}, \eta_1, \gamma_1$, 通过温度传感器和风速风向分别测得 t_2, V 及 θ , 结合式(3)-(5)可计算出 η_2, γ_2 。

此时式(1)即为 σ_{α_2} 的三次方程,利用牛顿法求解得出 σ_{α_2} 。进而根据式(6)求出状态 II 下该档距风偏平面内的弧垂 f_M' 及垂直平面内弧垂 f_M 。由于绝大部分情况下风偏很小,事实上两个弧垂值几乎完全相等。

$$f_M = f'_M \cos \eta_2 = \frac{\gamma_2 l^2}{8\sigma_{c2} \cos \beta} \cos \eta_2 \quad (6)$$

1.2 张力传感器监测弧垂法

悬挂点不等高架空输电线路风偏下的受力情况见图 1。

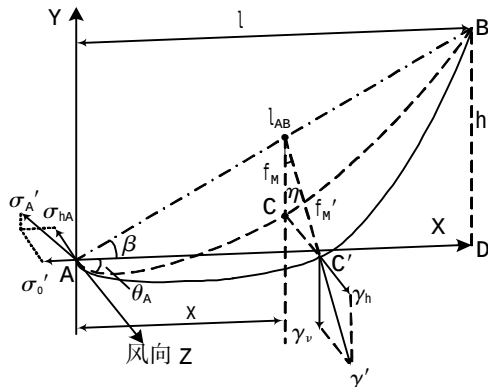


图 1 悬挂点不等高架空输电线路风偏下的受力图

Fig. 1 The stress of overhead transmission lines under wind deviation

无风时电线位于垂直平面 $ABCD$ 内,电线上仅

有铅锤向下的垂直比载 γ_v 。当电线受到横向风吹时, 垂直作用在电线单位长度上的风荷比载近似认为呈横向沿档距均匀分布, 电线各点自垂直面内沿风向移动, 直至荷载对 AB 轴的转矩等于零时为止。如图 1 中, 电线由 C 点移到点 C', 即偏移到风偏平面内的综合比载 γ' 上, $\gamma' = \sqrt{\gamma_h^2 + \gamma_v^2}$, 综合比载沿斜档距均匀分布^[18-19]。

悬挂点 A 点的轴向应力为

$$\sigma'_A = \frac{\sigma_0}{\cos\beta} + \gamma' \left(\frac{\gamma' l^2}{8\sigma_0 \cos\beta} - \frac{h \cos\eta}{2} \right) \quad (7)$$

张力传感器所测轴向张力 T 与轴向应力 σ'_A 之间关系为

$$T = \sigma'_A \times S \quad (8)$$

综合式(7)-(8)即可求得水平应力 σ_0 的一元二次方程, 进而利用牛顿法计算出 σ_0 。将求得的 σ_0 代入式(6)即可得出垂直平面内弧垂 f_M 。

1.3 倾角传感器监测弧垂法

倾角传感器所测量的倾角是导线悬挂点线路的切线与水平方向的夹角在垂直平面内的投影, 即图 1 中所示 θ_A 。该倾角与水平应力 σ_0 之间的关系为

$$\tan\theta_A = \frac{\gamma_v l}{2\sigma_0 \cos\beta} - \tan\beta \quad (9)$$

根据倾角传感器所测量的悬挂点倾角 θ_A , 结合式(9)即可求出水平应力 σ_0 , 再与测量的风速风向等参数一同代入式(6)即可求出垂直平面内弧垂 f_M 。

当风速较小即风偏角很小时可以近似认为垂直比载等于综合比载, 风偏角的余弦值为 1, 可用式(10)来简化计算垂直平面内弧垂 f_M 。

$$f_M = l(\tan\theta_A + \tan\beta)/4 \quad (10)$$

2 弧垂在线监测误差分析

2.1 温度传感器监测弧垂法误差分析

笔者参与研制和安装在东北电网某 220 kV 线路上的弧垂在线监测终端自 2008 年已稳定运行 3 年有余, 采集气候、电流、温度、张力等数据近万组, 笔者参考这些丰富的原始数据来研究各种弧垂在线监测方法的精度^[20-21]。表 1 是该 220 kV 线路参数。

利用温度传感器监测弧垂需要知道初始状态 I 时的线路温度 t_1 , 水平应力 σ_{01} , 风偏角 η_1 , 垂直比载 γ_1 。笔者取线路安装时的状态为状态 I, 根据设计院的资料, 线路安装时温度 15 °C, 无风偏, 垂直比载即为自重比载。最关键的水平应力是根据该线路的百米弧垂表, 通过如下方法计算。

百米弧垂与线路中央最低点轴向应力关系见式(11)。

表 1 220 kV 线路参数

Tab. 1 Line parameters of 220 kV	
导线型号	LGJ-400/35
导线直径 D/mm	26.820
单位长度导线重量 m/(kg·m ⁻¹)	1.349
导线横截面积 S/mm ²	425.200
综合弹性系数 E/(N·mm ⁻²)	65 000
线膨胀系数 α /(°C ⁻¹)	20.5×10 ⁻⁶
监测线路长度/km	18.993

$$f_{100} = \frac{\gamma_1 \times 100^2}{8\sigma_{0j}} \quad (11)$$

式(11)中: γ_1 为电线自重比载, N/(m·mm²); σ_{0j} 为代表档距 l_j 中央的轴向应力, N/mm²; f_{100} 为百米弧垂, m。

由该线路的百米弧垂表得出各个耐张段 σ_{0j} , 根据式(12)得到各个耐张段的水平应力 σ_0 为

$$\sigma_0 = \sigma_{0j} \cos\beta_i \quad (12)$$

式(12)中, β_i 为各个耐张段的代表高差角(°)。

代表档距 l_i 和代表高差角 β_i 计算式为:

$$l_i = \sqrt{\frac{\sum l_i^3 \cos\beta_i}{\sum l_i / \cos\beta_i}} \quad (13)$$

$$\beta_i = \arccos \left(\frac{\sum l_i / \beta_i}{\sum l_i / \cos^2\beta_i} \right) \quad (14)$$

表 2 是该线路各耐张段安装时水平应力。取耐张段 67 号-76 号为研究对象, 从数据采集终端采集的数万组原始数据中选取最具代表性的温度, 从最高到最低温度排序。根据状态方程求取该耐张段中档距分别为最小和最大的 67 号-68 号档和 68 号-69 号档在各温度时的弧垂值, 来分析导线温度与弧垂误差之间的关系。表 3 为耐张段 67 号-76 号档距高差参数。

表 2 线路各耐张段安装时水平应力

Tab. 2 Installation horizontal stress of each section					
耐张段	耐张段长/m	耐张塔高差/m	代表档距/m	百米弧垂/m	水平应力/(N·mm ⁻²)
12 号-23 号	3 810	0.0	372	0.672 5	57.80
23 号-27 号	1 625	56.0	438	0.676 5	57.41
39 号-45 号	1 955	-33.0	460	0.683 0	56.87
45 号-54 号	3 079	-12.5	359	0.671 5	57.90
54 号-67 号	4 907	122.5	452	0.680 5	57.07
67 号-76 号	3 617	72.0	530	0.699 5	55.54

表3 耐张端67号-76号档距高差参数

Tab. 3 Data of section No.67-No.76

各档编号	档距/m	高差(右高于左为正)/m
67号-68号	188	-0.5
68号-69号	786	6.0
69号-70号	195	18.0
70号-71号	284	-21.0
71号-72号	586	6.0
72号-73号	334	32.0
73号-74号	295	6.0
74号-75号	393	19.0
75号-76号	557	6.5

通常温度传感器测量导线表面温度,与钢芯温度之间存在径向温度梯度,同时风速的不均匀或其

他因素会造成导线温度存在轴线梯度。文[22-23]中线路试验数据表明:在导线温度100℃时,导线钢芯与表面之间的径向温度梯度约为5~10℃;导线温度约120℃时,沿轴向梯度在10℃左右。钢芯铝绞线的张力主要由钢芯承受,钢芯温度变化引起应力变化,进而引起弧垂变化,即弧垂变化主要与钢芯温度相关。温度传感器测量的导线温度在上述径向梯度及轴向梯度影响下与真实钢芯温度有差异,为衡量该差异对弧垂误差的影响进行如下计算。

假设所测导线温度与真实钢芯温度值之间差值有5、10、15℃,即假设导线测温误差分别为5、10、15℃时,根据状态方程计算的弧垂的相对误差。表4、5分别为67号-68号档和68号-69号档的导线温度测量误差与弧垂误差的关系数据。由于该监测

表4 67号-68号档导线温度测量误差与弧垂误差之间的关系

Tab. 4 The relationship between conductor temperature measurement error and sag error of No.67-No.68 span

原始数据采集时间	环境温度/℃	风速/(m·s ⁻¹)	风向/(°)	弧垂/m	测温误差分别为5、10、15℃ 弧垂相对误差/%		
2010-08-13 T15:00:00	40.1	4.476	65	2.60	1.140	2.271	3.393
2010-06-25 T18:00:00	35.1	3.017	160	2.58	1.163	2.317	3.461
2009-07-15 T10:00:00	30.7	3.302	142	2.55	1.184	2.358	3.523
2010-06-23 T08:00:00	25.0	1.358	109	2.51	1.212	2.414	3.606
2010-05-19 T04:00:00	20.0	1.830	97	2.48	1.238	2.465	3.682
2009-04-04 T14:00:00	15.0	4.434	84	2.45	1.264	2.517	3.760
2010-10-22 T08:00:00	10.0	1.462	46	2.42	1.292	2.572	3.842
2010-03-27 T15:00:00	5.0	2.601	120	2.39	1.320	2.629	3.926
2009-11-23 T04:30:00	0.0	2.538	70	2.36	1.349	2.688	4.014
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	5.232	195	2.33	1.380	2.748	4.104
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	1.031	48	2.29	1.412	2.812	4.199
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	2.108	141	2.26	1.445	2.877	4.297
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	0.143	130	2.23	1.476	2.939	4.389

表5 68号-69号档导线温度测量误差与弧垂误差之间的关系

Tab. 5 The relationship between conductor temperature measurement error and sag error of No.68-No.69 span

原始数据采集时间	环境温度/℃	风速/(m·s ⁻¹)	风向/(°)	弧垂/m	测温误差分别为5、10、15℃ 弧垂相对误差/%		
2010-08-13 T15:00:00	40.1	4.476	65	45.91	1.121	1.834	2.531
2010-06-25 T18:00:00	35.1	3.017	160	45.39	1.144	1.874	2.589
2009-07-15 T10:00:00	30.7	3.302	142	44.93	1.164	1.910	2.640
2010-06-23 T08:00:00	25.0	1.358	109	44.33	1.191	1.959	2.710
2010-05-19 T04:00:00	20.0	1.830	97	43.79	1.216	2.003	2.774
2009-04-04 T14:00:00	15.0	4.434	84	43.26	1.241	2.049	2.840
2010-10-22 T08:00:00	10.0	1.462	46	42.72	1.268	2.097	2.908
2010-03-27 T15:00:00	5.0	2.601	120	42.17	1.295	2.146	2.979
2009-11-23 T04:30:00	0.0	2.538	70	41.62	1.324	2.198	3.053
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	5.232	195	41.07	1.353	2.250	3.128
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	1.031	48	40.50	1.384	2.306	3.208
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	2.108	141	39.94	1.416	2.364	3.290
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	0.143	130	39.42	1.446	2.417	3.367

线路 2010 年 3 月底才通电, 且运行电流只有 50 A 左右, 认为线路导线温度与环境温度相等。

表 4、5 数据表明: 架空输电线路弧垂的误差随温度的降低而增加, 随档距的增加而降低; 通过测量导线温度来监测弧垂时即使在测量导线温度误差在 15 °C 时, 小档距在环境温度 0 °C 以下时的弧垂误差也小于 4.3%。

根据中国线路设计规程, 导线最高允许运行温度为 70 °C, 实际运行中线路钢芯与表面温度差异大致在 10 °C 以内。根据表 4、5 数据, 利用温度传感器测量导线表面温度监测弧垂的理论误差应在 3% 以内。

2.2 张力传感器监测弧垂法误差分析

理论计算张力与实测张力关系见表 6。表 6 中

理论计算张力是通过状态方程利用环境温度得出水平应力后代入式(7)-(8)计算所得, 弧垂为 67 号-68 号档的弧垂值, 后面的偏差分别为导线温度实测值加上 5、10、15 °C 时理论张力与实测温度计算理论张力之间的偏差。表 6 中偏差数据表明: 理论张力与测量张力之间差值最大只有 100 N 左右, 表明状态方程计算理论张力准确度很高; 随着温度的升高, 张力变小得越慢。

表 7、8 分别为该耐张段中档距最小和最大 67 号-68 号档和 68 号-69 号档实测张力与弧垂误差关系, 最后面 3 列分别为假设实测张力误差分别为 100、250、500 N 时的弧垂与原实测张力计算弧垂之间的相对误差。

表 6 理论计算张力与实测张力关系

Tab. 6 The relationship between calculated tension and measured tension

原始数据采集时间	环境温度/°C	实测张力/N	计算张力/N	弧垂/m	计算温度差分别为 5、10、15 °C 张力计算值差值/N		
2010-08-13 T15:00:00	40.1	22 394	22 273	2.60	250	493	729
2010-06-25 T18:00:00	35.1	22 640	22 528	2.58	258	500	751
2009-07-15 T10:00:00	30.7	22 859	22 762	2.55	266	523	772
2010-06-23 T08:00:00	25.0	23 172	23 075	2.51	276	542	801
2010-05-19 T04:00:00	20.0	23 464	23 360	2.48	285	560	827
2009-04-04 T14:00:00	15.0	23 756	23 657	2.45	294	579	855
2010-10-22 T08:00:00	10.0	24 047	23 959	2.42	305	599	884
2010-03-27 T15:00:00	5.0	24 344	24 274	2.39	315	620	914
2009-11-23 T04:30:00	0.0	24 666	24 601	2.36	327	642	947
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	24 992	24 940	2.33	339	665	981
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	25 329	25 291	2.29	351	690	1 017
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	25 682	25 655	2.26	365	716	1 054
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	25 999	25 995	2.23	377	740	1 090

表 7 67 号-68 号档实测张力误差与弧垂误差关系

Tab. 7 The relationship between tension measurement error and sag error of No.67-No.68 span

原始数据采集时间	环境温度/°C	实测张力/N	弧垂/m	张力测温误差分别为 100、250、500 N 弧垂相对误差/%		
2010-08-13 T15:00:00	40.1	22 394	2.60	0.464	1.151	2.276
2010-06-25 T18:00:00	35.1	22 640	2.58	0.459	1.139	2.252
2009-07-15 T10:00:00	30.7	22 859	2.55	0.454	1.128	2.230
2010-06-23 T08:00:00	25.0	23 172	2.51	0.449	1.113	2.202
2010-05-19 T04:00:00	20.0	23 464	2.48	0.443	1.101	2.178
2009-04-04 T14:00:00	15.0	23 756	2.45	0.438	1.088	2.152
2010-10-22 T08:00:00	10.0	24 047	2.42	0.433	1.075	2.127
2010-03-27 T15:00:00	5.0	24 344	2.39	0.428	1.062	2.102
2009-11-23 T04:30:00	0.0	24 666	2.36	0.422	1.049	2.076
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	24 992	2.33	0.417	1.036	2.049
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	25 329	2.29	0.411	1.022	2.024
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	25 682	2.26	0.406	1.009	1.997
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	25 999	2.23	0.401	0.996	1.973

表 8 68 号-69 号档实测张力误差与弧垂误差关系

Tab. 8 The relationship between tension measurement error and sag error of No.68-No.69 span

原始数据采集时间	环境温度/℃	实测张力/N	弧垂/m	张力测温误差分别为 100、250、500 N 弧垂相对误差/%		
2010-08-13 T15:00:00	40.1	22 394	46.33	0.469	1.164	2.300
2010-06-25 T18:00:00	35.1	22 640	45.78	0.463	1.150	2.273
2009-07-15 T10:00:00	30.7	22 859	45.32	0.458	1.138	2.249
2010-06-23 T08:00:00	25.0	23 172	44.67	0.452	1.121	2.217
2010-05-19 T04:00:00	20.0	23 464	44.07	0.445	1.106	2.187
2009-04-04 T14:00:00	15.0	23 756	43.50	0.439	1.091	2.158
2010-10-22 T08:00:00	10.0	24 047	42.94	0.434	1.077	2.130
2010-03-27 T15:00:00	5.0	24 344	42.39	0.428	1.063	2.103
2009-11-23 T04:30:00	0.0	24 666	41.80	0.422	1.048	2.073
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	24 992	41.23	0.416	1.033	2.044
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	25 329	40.65	0.410	1.018	2.015
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	25 682	40.06	0.404	1.003	1.986
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	25 999	39.54	0.398	0.990	1.960

表 7、8 中弧垂误差数据表明即使实测张力值误差在 500 N 时,弧垂的误差也小于 3%。该项目弧垂监测终端所用张力传感器量程 50 kN,经华东国家计量测试中心(上海)测试证明测量张力精度达到 0.2%,即最大张力测量误差在 100 N 左右,此时弧垂理论误差在 1%以内。

2.3 倾角传感器监测弧垂法误差分析

文[10]中提到一种倾角传感器精度为 0.05°,仍旧取监测耐张段内 67 号-68 号档和 68 号-69 号档为对象研究倾角传感器监测弧垂精度。

此处通过状态方程得出水平应力后利用式(9)计算出倾角,之后利用式(10)得出弧垂,具体数据见

表 9、10。最后两列是分别假设倾角测量误差分别为 0.05°和 0.10°时弧垂的相对误差。

表 9 数据表明温度变化近 60 °C 时,倾角仅变化 0.46°,表 10 中倾角也仅变化 1.85°,说明倾角传感器必须有足够的精度才能保证弧垂有较高的精度。若倾角传感器精度为 0.05°时,弧垂的理论测量误差在 2%以内。但实际应用中倾角传感器的安装位置受导线刚度影响,易受外界干扰,对倾角测量的精度有较大的影响。

3 结语

架空输电线路弧垂的在线监测通过国内外多年

表 9 67 号-68 号档倾角变化与弧垂误差关系

Tab. 9 The relationship between tilt angle measurement error and sag error of No.67-No.68 span

原始数据采集时间	环境温度/℃	风速/(m·s ⁻¹)	风向/(°)	倾角/(°)	弧垂/m	倾角测温误差分别为 0.05°和 0.10°弧垂相对误差/%	
2010-08-13 T15:00:00	40.1	4.476	65	3.05	2.63	1.566	3.133
2010-06-25 T18:00:00	35.1	3.017	160	3.01	2.60	1.584	3.168
2009-07-15 T10:00:00	30.7	3.302	142	2.98	2.57	1.600	3.200
2010-06-23 T08:00:00	25.0	1.358	109	2.94	2.54	1.622	3.244
2010-05-19 T04:00:00	20.0	1.830	97	2.90	2.51	1.641	3.283
2009-04-04 T14:00:00	15.0	4.434	84	2.86	2.47	1.662	3.323
2010-10-22 T08:00:00	10.0	1.462	46	2.82	2.44	1.683	3.365
2010-03-27 T15:00:00	5.0	2.601	120	2.79	2.41	1.704	3.409
2009-11-23 T04:30:00	0.0	2.538	70	2.75	2.38	1.727	3.454
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	5.232	195	2.71	2.35	1.750	3.500
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	1.031	48	2.67	2.32	1.774	3.548
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	2.108	141	2.63	2.28	1.799	3.598
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	0.143	130	2.60	2.26	1.822	3.645

表 10 68 号-69 号档倾角变化与弧垂误差关系

Tab. 10 The relationship between tilt angle measurement error and sag error of No.68-No.69 span

原始数据采集时间	环境温度/℃	风速/(m·s ⁻¹)	风向/(°)	倾角/(°)	弧垂/m	倾角测温误差分别为 0.05°和 0.10°弧垂相对误差/%	
2010-08-13 T15:00:00	40.1	4.476	65	12.75	45.91	0.393	0.786
2010-06-25 T18:00:00	35.1	3.017	160	12.60	45.39	0.397	0.794
2009-07-15 T10:00:00	30.7	3.302	142	12.47	44.93	0.400	0.801
2010-06-23 T08:00:00	25.0	1.358	109	12.30	44.33	0.405	0.811
2010-05-19 T04:00:00	20.0	1.830	97	12.15	43.79	0.410	0.820
2009-04-04 T14:00:00	15.0	4.434	84	12.00	43.26	0.414	0.829
2010-10-22 T08:00:00	10.0	1.462	46	11.84	42.72	0.419	0.839
2010-03-27 T15:00:00	5.0	2.601	120	11.69	42.17	0.424	0.848
2009-11-23 T04:30:00	0.0	2.538	70	11.53	41.62	0.429	0.859
2009-11-09 T16:00:00	-5.0	5.232	195	11.37	41.07	0.435	0.869
2009-11-11 T07:00:00	-10.0	1.031	48	11.21	40.50	0.440	0.880
2009-12-18 T08:00:00	-15.0	2.108	141	11.05	39.94	0.446	0.892
2010-01-04 T07:00:00	-19.5	0.143	130	10.90	39.42	0.451	0.903

研究和商业化应用,已经形成了多种比较成熟的监测原理和方法。笔者对国内应用较多的 3 种监测弧垂方法从原理和应用方面进行了测量精度分析和研究。弧垂的测量精度与模型和传感器自身精度两个因素有关,在文中指定各种传感器精度的前提下,温度传感器、张力传感器以及倾角传感器监测弧垂的最大理论测量误差分别在 3%、1%、2%以内,以张力传感器法精度最高。在传感器精度足够高的前提下,3 种方法弧垂误差都在 4%以内,都能满足日常工程要求,能为输电线路安全运行提供足够准确的弧垂和线路运行信息,能大大提高了线路安全运行水平。

参考文献:

- [1] 窦小晶, 瑚跃进, 陈贵锋, 等. 750 kV 凉乾线路弧垂测量及其误差分析[J]. 电网与清洁能源, 2009, 25(5):15-18.
DU Xiaojing, HU Yuejin, CHEN Guifeng, et al. Analysis on sag measurement and its error of 750 kV transmission line[J]. Power System and Clean Energy, 2009, 25(5):15-18.
- [2] SEPPA T O. A practical approach for increasing the thermal capabilities of transmission lines[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1993, 8(3): 1536-1550.
- [3] SEPPA T O. Accurate ampacity determination: temperature-sag model for operational real time ratings [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10(3): 1460-1470.
- [4] SEPPA T O. Use of on-line tension monitoring systems for real time ratings, ice loads and other environmental effects [C]// CIGRE. Paris, France :IEEE, 1998:22-102.
- [5] 任丽佳, 盛戈峰, 李力学, 等. 动态确定输电线路输送容量[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(17):45-49.
REN Lijia, SHENG Gehao, LI Lixue, et al. Research of dynamic line rating system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(17): 45-49.
- [6] Company Usi-power. Power donut 2™ system for overhead transmission line monitoring[EB/OL]. [http://www.usi-power.com/Products%20 & %20Services/DonutPower_Donut2_Qualifications.pdf](http://www.usi-power.com/Products%20&%20Services/DonutPower_Donut2_Qualifications.pdf). October 2006, 2006-10-13.
- [7] 周海滨, 董 明, 任 重, 等. 振动频谱法在架空输电线路张力检测中的应用[J]. 电网与清洁能源, 2012, 28(4): 12-18.
ZHOU Haibin, DONG Ming, REN Zhong, et al. Application of vibration spectrum analysis in tension detection of overhead transmission lines [J]. Power System and Clean Energy, 2012, 28(4):12-18.
- [8] DOUGLASS D A, LAWRY D C, EDRIS A A, et al. Dynamic thermal ratings realize circuit load limits[J]. IEEE Computer Applications in Power, 2000, 13(1): 38-44.
- [9] DOUGLASS D A, EDRIS A A. Real-time monitoring and dynamic thermal rating of power transmission circuits[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, 11(3): 1407-1418.
- [10] 徐青松, 季洪献, 王孟龙. 输电线路弧垂的实时监测[J]. 高电压技术, 2007, 33(7):206-209.
XU Qingsong, JI Hongxian, WANG Menglong. On-line monitoring conductor sag of overhead transmission lines[J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(7): 206-209.
- [11] SHALINI S K, MAHAJAN S M. A sag monitoring device based on a cluster of code based GPS receivers[C]//Power & Energy Society General Meeting 2009.Calgary, Alberta, Canada:IEEE, 2009:43-52.
- [12] 王小朋, 胡建林, 孙才新, 等. 应用图像边缘检测方法在线监测输电线路覆冰厚度研究[J]. 高压电器, 2009, 45(6):69-73.

- WANG Xiaopeng, HU Jianlin, SUN Caixin, et al. On-line monitoring of icing-thickness on transmission line with image edge detecting method[J]. High Voltage Apparatus, 2009, 45(6): 69-73.
- [13] 欧阳丽莎, 黄新波, 李俊峰, 等. 1 000 kV 特高压输电线路覆冰区的研究与划分[J]. 高压电器, 2010, 46(5): 4-8.
- OUYANG Lisha, HUANG Xinbo, LI Junfeng, et al. Research and division of icing area along 1 000 kV ultra high voltage AC transmission lines[J]. High Voltage Apparatus, 2010, 46(5): 4-8.
- [14] 王少华. 输电线路典型覆冰事故及防治技术分析[J]. 高压电器, 2010, 46(10): 85-89.
- WANG Shaohua. Analysis of typical ice accidents of transmission lines and preventing techniques[J]. High Voltage Apparatus, 2010, 46(10): 85-89.
- [15] 李 宁, 周羽生. 应用有限元法分析覆冰输电线路高频电源除冰方法[J]. 高压电器, 2010, 46(12): 107-109.
- LI Ning, ZHOU Yusheng. Analysis on transmission line icing elimination method by high frequency source [J]. High Voltage Apparatus, 2010, 46(12): 107-109.
- [16] 欧阳丽莎, 黄新波. 基于灰关联分析微气象因素和导线温度对输电线路导线覆冰的影响[J]. 高压电器, 2011, 47(3): 31-36.
- OUYANG Lisha, HUANG Xinbo. Influences of meteorological conditions and conductor temperature on icing of transmission line based on grey relational analysis[J]. High Voltage Apparatus, 2011, 47(3): 31-36.
- [17] 刘顺新, 罗浩东, 邓小磊. 架空输电线路除冰技术分析[J]. 高压电器, 2011, 47(3): 72-76.
- LIU Shunxin, LUO Haodong, DENG Xiaolei. Analysis of deicing methods for overhead transmission lines [J]. High Voltage Apparatus, 2011, 47(3): 72-76.
- [18] 邵天晓. 架空送电线路的电线力学计算[M]. 第 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- SHAO Tianxiao. Overhead transmission line wire mechanics calculations[M]. The Second Edition. Beijing: China Electric Power Press, 2003.
- [19] 黄新波, 孙钦东, 程荣贵, 等. 导线覆冰的力学分析与覆冰在线监测系统[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(14): 98-101.
- HUANG Xinbo, SUN Qindong, CHENG Ronggui, et al. Mechanical analysis on transmission line conductor icing and application of on-line monitoring system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(14): 98-101.
- [20] 张启平, 钱之银. 输电线路增容技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.
- ZHANG Qiping, QIAN Zhiyin. Transmission line capacity technology[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2010.
- [21] IEEE Std 738 — 2006 IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors[S]. 2006.
- [22] KEVIN M K, SPRINGER P L, WILLIAM Z B. Real-time ampacity and ground clearance software for integration into smart grid technology[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(3): 1768-1777.
- [23] TAPANI O S, STOVALL J. Error sources of real-time ratings based on conductor temperature measurements[C]// CIGRE. Stockholm, Sweden: IEEE, 2010: 123-138.
- 王孔森(1986—), 男, 硕士, 主要从事输电线路在线监测技术研究。
- 盛戈零(1974—), 男, 副教授, 主要从事输变电设备智能化和提高输电容量技术研究。
- 刘亚东(1982—), 男, 博士研究生, 主要从事输电线路故障测距和电力设备智能化研究。
- 江秀臣(1966—), 男, 教授, 博导, 主要从事电力设备智能化与状态检修研究。

(上接第 26 页)

- LU Jiayu, JU Yong. Study on the limits of electromagnetic environment of ± 800 kV DC transmission lines[J]. Electric Power, 2006, 39(10): 37-42.
- [21] 杨志军. 云南至广东 ± 800 kV 特高压直流输电线路电磁环境影响研究[D]. 成都: 电子科技大学, 2009.
- YANG Zhijun. Study on the influence of ± 800 kV UHVDC transmission lines on electromagnetic environment[D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2009.
- 李 斌(1982—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电力系统电磁环境。