

10kV 线路复杂承力电杆的受力分析

宗 强，王新镭

(国网南通供电公司，江苏 南通 226660)

摘 要：10kV 典型设计中并未对复杂承力的电杆给出明确说明，在实际设计过程中遇到这一情况，无法参照典型设计。本文主要对 SP310×15m 电杆作为 JKLYJ-10/50 导线和 JKLYJ-1/120 导线终端杆时，对各种工况下的受力情况进行了分析。

关键词：电杆；受力；分析

0 前言

在 10kV 架空线路典型设计中，电杆都是按照标准受力进行考虑的，而在实际情况中，10kV 的电杆受力存在各种复杂情况，如电杆两侧线规不同、电杆既做 10kV 线路转角杆又做 400V 线路终端杆、电杆既做 10kV 线路直线杆又做 400V 线路转角杆等，当遇到这些复杂情况时，无法根据典型设计来判断电杆是否能满足要求，此时就需要设计人员根据现场实际情况对电杆的受力进行计算，而后再判断电杆是否能够满足受力要求。本文以“南通市 10kV 河闸线单相改造改造工程”为例，来介绍复杂承力电杆的受力情况。

1 工程概况

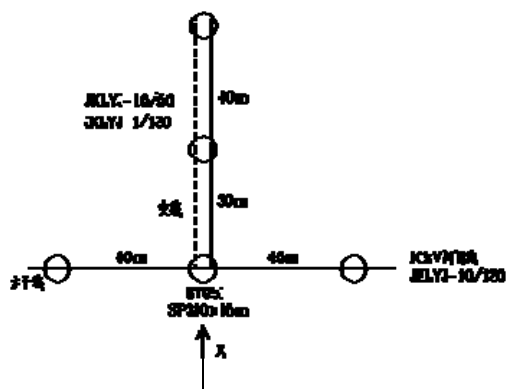


图 1 工程简况图

本文对“南通市 10kV 河闸线单相改造改造工程”中#87051 杆（杆型为 SP310×15m）进行受力分析，详见图 1。该杆主干线上导线直线通过，导线型号

为 JKLYJ-10/120，左右两边的档距分别为 50m、45m，支线的导线型号为 JKLYJ-10/50 和 JKLYJ-1/120，档距为 30m 和 40m，当风向与电杆受到支线拉力的方向一样时，SP310×15m 电杆受到的弯矩为最大，最大风速为 25m/s,覆冰 5mm 时，风速为 10m/s。为使电杆符合受力要求，需将导线松弛施工，现规定 JKLYJ-10/50 导线的安全系数为 6，JKLYJ-1/120 安全系数为 12。

2 受力分析计算

支线代表档距 $L=36.056\text{m}$ ，利用插入法求出代表档距 36.056m 所对应的应力与弧垂以 JKLYJ-10/50 导线为例，求最高温时 36.056m 所对应的应力 $\times (36.056-35)+8.431=8.471\text{MPa}$ 。

其它情况的应力与弧垂，利用相同方法进行计算，详见表 1 为 JKLYJ-10/50 导线基础数据、表 2 为 JKLYJ-1/120 导线基础数据。

表 1 JKLYJ-10/50 导线基础数据

导线	JKLYJ-10/50		安全系数	
	+5.43mm ²		导线	16.1mm
气象条件	气温(℃)	40	-10	10
	风速(m/s)	0	0	25
	覆冰(mm)	0	0	5
	弧垂(mm)	8.102	12.902	23.008
30	应力(MPa)	0.773	0.407	0.673
	弧垂(mm)	8.431	11.74	23.016
35	应力(MPa)	1.019	0.732	0.916
	弧垂(mm)	8.471	11.506	23.016
36.056	应力(MPa)	1.079	0.792	0.975
	弧垂(mm)	8.622	11.006	23.016
40	应力(MPa)	1.301	1.04	1.198
	弧垂(mm)			1.1

表 2 JKLYJ-1/120 导线基础数据

导线		JKLYJ-1/120		导线	
规格		125.5mm ²		16.8mm	
截面	气象条件	气象条件	风速	大风	覆冰
		风速<v>	0	10	-5
截面	气象条件	风速<v>	0	25	10
		风速<v>	0	0	5
30	气象条件	风速<v>	4.433	7.019	10.831
		风速<v>	0.79	0.501	0.563
35	气象条件	风速<v>	4.789	6.799	10.995
		风速<v>	1.004	0.704	0.808
36.056	气象条件	风速<v>	4.821	6.77	11.051
		风速<v>	1.055	0.753	0.911
40	气象条件	风速<v>	5.016	6.882	11.26
		风速<v>	1.246	0.938	1.001

根据表 1 和表 2, JKLYJ-10/50 和 JKLYJ-1/120 导线在覆冰 (风速 10m/s) 情况下的应力大于最低温 (风速为零) 情况的应力, 可判断, 覆冰情况下电杆受到的弯矩大于最低温情况下电杆受到的弯矩。只需分析最大风和覆冰 2 种气象条件时电杆的受力情况

(1) 最大风时

1) SP310×15m 电杆杆身风荷载产生的根部弯矩计算

由于风荷载均匀作用在电杆上, 力臂不等, 无法直接计算出根部弯矩, 根据塔身风荷载计算公式: $W_s = \beta m_s m_z A W_0$,

其中 W_s 为电杆杆身风荷载的标准值 (kN);

β 为风振系数;

m_s 为风荷载体型系数;

m_z 为风压高度变化系数;

A 为电杆杆身迎风面的投影面积 (m²);

W_0 为基本风压 (kN/m²);

规程中对于角钢和等径圆柱电杆的迎风面积给予了规定, 但未对锥形水泥杆给出算法, 我院采用微积分的算法, 将电杆分割为若干个等径的圆柱体, 采用 Lisp 程序计算锥形电杆的杆身风压 (过程省略), 通过程序进行计算得知, SP310×15m 电杆杆身风荷载产生的根部弯矩为 9.219kN.m。

2) 主干线 JKLYJ-10/120 导线风荷载产生的根部弯矩计算

根据导线风荷载计算公式: $W_x = a m_s d L W_0$ 可知,

其中 W_x 为导线风荷载的标准值 (kN);

a 为风荷载档距系数;

d 为导线外径 (m);

L_w 为风力档距 (m);

根据条件可知, 风荷载档距系数 a 为 0.85, 风荷载体型系数 m_s 的值为 1.2。

则 $W_x = a m_s d L W_0 = 0.85 \times 1.2 \times 0.0168 \times (50 + 45) \div 2 \times 0.625 \times 25^2 \div 1000 = 0.318 \text{ kN}$ 。

所以三根 JKLYJ-10/120 导线产生的根部弯矩 $0.318 \text{ kN} \times (15 - 1.5 - 0.15) \text{ m} \times 3 = 12.736 \text{ kN.m}$

3) 支线 JKLYJ-10/50 导线对电杆拉力产生的根部弯矩计算

查表 1 可知, 代表档距为 36.056m 时, 最大风时导线的应力为 23.616MPa。则三根 JKLYJ-10/50 导线产生的根部弯矩 $23.616 \times 49.48 \times 3 \div 1000 \times 12.75 = 44.696 \text{ kN.m}$ 。

4) 支线 JKLYJ-1/120 导线对电杆拉力产生的根部弯矩计算

查表 2 可知, 代表档距为 36.056m 时, 最大风时导线的应力为 11.051MPa。则四根 JKLYJ-1/120 导线产生的根部弯矩 $11.051 \times 125.5 \times 4 \div 1000 \times 11.25 = 62.411 \text{ kN.m}$ 。

将以上所算的弯矩求和, 并增加 15% 的附加弯矩可得, $\sum_{\text{最大风}} = (9.219 + 12.736 + 44.696 + 62.411) \times 1.15 = 148.421 \text{ kN.m}$ 。

(2) 覆冰时

1) SP310×15m 电杆杆身风荷载产生的根部弯矩计算

通过程序进行计算得知, SP310×15m 电杆杆身风荷载产生的根部弯矩为 1.475kN.m。

2) 主干线 JKLYJ-10/120 导线风荷载产生的根部弯矩计算

根据导线风荷载计算公式: $W_x = a m_s d L W_0$, 根据条件可知, 风荷载档距系数 a 为 1.0, 风荷载体型系数 m_s 的值为 1.2。

则 $W_x = a m_s d L W_0 = 1.0 \times 1.2 \times 0.0168 \times (50 + 45) \div 2 \times 0.625 \times 10^2 \div 1000 = 0.060 \text{ kN}$

则三根 JKLYJ-10/120 导线产生的根部弯矩 $0.060 \text{ kN} \times (15 - 1.5 - 0.15) \text{ m} \times 3 = 2.403 \text{ kN.m}$

3) 支线 JKLYJ-10/50 导线对电杆拉力产生的根部弯矩计算

查表 2 可知, 代表档距为 36.056m 时, 覆冰时导线的应力为 22.607MPa。

则三根 JKLYJ-10/50 导线产生的根部弯矩 $22.607 \times 49.48 \times 3 \div 1000 \times 12.75 = 42.786 \text{ kN.m}$ 。

4) 支线 JKLYJ-1/120 导线对电杆拉力产生的根部弯矩计算

查表 2 可知, 代表档距为 36.056m 时, 覆冰时导线的应力为 11.513MPa。

则四根 JKLYJ-1/120 导线产生的根部弯矩 $11.513 \times 125.5 \times 4 \div 1000 \times 11.25 = 65.02 \text{ kN.m}$ 。

将以上所算的弯矩求和, 并增加 15% 的附加弯矩可得, $\sum_{\text{覆冰}} = (1.475 + 2.403 + 42.786 + 65.02) \times 1.15 = 128.437 \text{ kN.m}$ 。

根据《10kV 城网配电线路典型设计》可知 SP310*15m 杆的根部以上 1.5m 处许用弯矩为 171 kN.m, 大于最大风时电杆弯矩 148.421 kN.m, 也大于覆冰时电杆弯矩 128.431 kN.m, 可满足使用条件。

3 结论

从以上计算可以看出, 在设计过程中, 遇到这种复杂受力的电杆, 需设计人员自行对其进行计算, 首先要确定计算工况, 比较多种工况下的受力

情况, 对于风荷载以及导线线条张力产生的弯矩进行叠加, 最后得出电杆根部弯矩, 判断杆型是否能够满足要求。上述手工计算过程, 还可以借助软件进行计算, 使计算过程更加方便、准确, 我院正着手对这方面的软件开发, 到时将更好的在实际工程中应用。

参考文献:

- [1] DL/T 5220-2005, 10kV 及以下架空配电线路设计技术规程[S].
- [2] GB 50061-2010, 66kV 及以下架空电力线路设计规范[S].
- [3] DL/T 5154-2012, 架空输电线路杆塔结构设计技术规定[S].

作者简介:

宗 强 (1971-), 男, 江苏如皋人, 本科, 高级工程师, 从事送配电线路设计;

王新镭 (1989-), 男, 江苏南通人, 本科, 从事配电线路设计。