

UDC



中华人民共和国国家标准

P

GB 50665 - 2011

1000kV 架空输电线路设计规范

Code for design of 1000kV overhead transmission line

2011-04-02 发布

2012-05-01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准
1000kV 架空输电线路设计规范

Code for design of 1000kV overhead transmission line

GB 50665 - 2011

主编部门：中国电力企业联合会
批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部
施行日期：2012年5月1日

中国计划出版社

2011 北京

中华人民共和国国家标准
1000kV 架空输电线路设计规范

GB 50665-2011



中国计划出版社出版

(地址:北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 4 层)

(邮政编码:100038 电话:63906433 63906381)

新华书店北京发行所发行

北京世知印务有限公司印刷

850×1168 毫米 1/32 4.5 印张 110 千字

2012 年 3 月第 1 版 2012 年 3 月第 1 次印刷

印数 1--10100 册



统一书号:1580177 · 720

定价:27.00 元

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 976 号

关于发布国家标准 《1000kV 架空输电线路设计规范》的公告

现批准《1000kV 架空输电线路设计规范》为国家标准，编号为GB 50665—2011，自 2012 年 5 月 1 日起实施。其中，第 5.0.2、5.0.3、5.0.8、6.0.4、13.0.2、13.0.3、13.0.9(1)条(款)为强制性条文，必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部
二〇一一年四月二日

前　　言

本规范根据住房和城乡建设部《关于印发〈2008年工程建设标准规范制定、修订计划(第二批)〉的通知》(建标〔2008〕105号)的要求,由中国电力工程顾问集团公司会同有关单位共同编制完成的。

本规范共分16章和2个附录,主要内容有:总则,术语和符号,路径,气象条件,导线和地线,绝缘子和金具,绝缘配合,防雷和接地,导线布置,杆塔型式,杆塔荷载及材料,杆塔结构,基础,对地距离及交叉跨越,环境保护,劳动安全和工业卫生,附属设施等。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国电力企业联合会标准化中心负责日常管理,由中国电力工程顾问集团公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送中国电力工程顾问集团公司(地址:北京市安德路65号,邮政编码:100120),以便今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位: 中国电力工程顾问集团公司

国家电网公司

参 编 单 位: 中国电力工程顾问集团华北电力设计院工程有限公司

中国电力工程顾问集团中南电力设计院

中国电力工程顾问集团华东电力设计院

中国电力工程顾问集团东北电力设计院

中国电力工程顾问集团西南电力设计院

中国电力工程顾问集团西北电力设计院

国网交流工程建设有限公司

主要起草人：	孙 昕	于 刚	梁政平	李勇伟	李喜来
	袁 骏	龚永光	李永双	王绍武	段松涛
	陈海波	刘仲全	周 康	张国良	赵全江
	王 劲	曹玉杰	廖宗高	苏秀成	王力争
	李晓光	朱永平	江卫华	李 力	肖洪伟
	薛春林	张小力	胡红春	王虎长	孙 波
	夏 波	王 勇	张 华	李 翔	李 三
	陈 光	孟华伟	何 江	黄 兴	
			郭跃明	吕 锋	杨崇儒
主要审查人：	王 钢				
	杜澍春	邬 雄	于 涵	张 雲	杨 晓
	王仲华	杨元春	马志坚	杨 林	朱天浩
	王作民	张天光	黄 健		

目 次

1	总 则	(1)
2	术语和符号	(2)
2.1	术语	(2)
2.2	符号	(4)
3	路 径	(7)
4	气象条件	(9)
5	导线和地线	(11)
6	绝缘子和金具	(14)
7	绝缘配合、防雷和接地	(16)
8	导线布置	(20)
9	杆塔型式	(22)
10	杆塔荷载及材料	(23)
10.1	杆塔荷载	(23)
10.2	结构材料	(30)
11	杆塔结构	(33)
11.1	基本计算规定	(33)
11.2	承载能力和正常使用极限状态计算表达式	(33)
11.3	杆塔结构基本规定	(35)
12	基 础	(37)
13	对地距离及交叉跨越	(39)
14	环境 保护	(44)
15	劳动安全和工业卫生	(45)
16	附属设施	(46)
	附录 A 高压架空线路污秽分级标准	(47)

附录 B 各种绝缘子的特征指数 m_1 参考值	(48)
本规范用词说明	(50)
引用标准名录	(51)
附：条文说明	(53)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms and symbols	(2)
2.1	Terms	(2)
2.2	Symbols	(4)
3	Routing	(7)
4	Meteorological conditions	(9)
5	Conductor and earthwire	(11)
6	Insulators and fittings	(14)
7	Insulation coordination, lightning protection and grounding	(16)
8	Conductor arrangement	(20)
9	Tower type	(22)
10	Tower load and material	(23)
10.1	Tower load	(23)
10.2	Structural material	(30)
11	Tower structure	(33)
11.1	General calculating stipulation	(33)
11.2	Ultimate state expression for carrying capacity and serviceability	(33)
11.3	General stipulation for structure	(35)
12	Foundation	(37)
13	Clearance to ground and crossing	(39)
14	Environmental protection	(44)
15	Labor safety and industrial sanitation	(45)

16	Accessories	(46)
Appendix A	Classification of overhead line pollution	(47)
Appendix B	Reference value of characteristic index m_1 for different insulator type	(48)
	Explanation of wording in this code	(50)
	List of quoted standards	(51)
	Addition:Explanation of provisions	(53)

1 总 则

1.0.1 为在 1000kV 架空输电线路设计中贯彻国家的基本建设方针和技术经济政策,做到安全可靠、先进适用、经济合理、资源节约、环境友好,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于 1000kV 特高压交流架空输电线路的设计。

1.0.3 1000kV 架空输电线路设计应从实际出发,结合地区特点,积极采用成熟的新技术、新材料、新工艺,推广采用节能、降耗、环保的先进技术和产品。

1.0.4 1000kV 架空输电线路的设计,除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术 语

2.1.1 1000kV 架空输电线路 1000kV overhead transmission line

标称电压 1000kV 交流架空输电线路。

2.1.2 弱电线路 telecommunication line

指各种电信号通信线路。

2.1.3 轻冰区 light icing area

设计覆冰厚度 10mm 及以下的地区。

2.1.4 中冰区 medium icing area

设计冰厚大于 10mm 小于 20mm 的地区。

2.1.5 重冰区 heavy icing area

设计冰厚为 20mm 及以上的地区。

2.1.6 基本风速 reference wind speed

按当地空旷平坦地面上 10m 高度处 10min 时距, 平均的年最大风速观测数据, 经概率统计得出 100 年一遇最大值后确定的风速。

2.1.7 稀有风速 rare wind speed

根据历史上记录存在, 并显著地超过历年记录频率曲线的严重大风。

2.1.8 稀有覆冰 rare ice thickness

根据历史上记录存在, 并显著地超过历年记录频率曲线的严重覆冰。

2.1.9 耐张段 section

两耐张杆塔间的线路部分。

2.1.10 平均运行张力 everyday tension

年平均气温情况下,弧垂最低点的导线或地线张力。

2.1.11 等值附盐密度 equivalent salt deposit density (ESDD)

溶解后具有与从给定绝缘子的绝缘体表面清洗的自然沉积物溶解后相同电导率的氯化钠总量除以表面积,简称等值盐密。

2.1.12 不溶物密度 non-soluble deposit density (NSDD)

从给定绝缘子的绝缘体表面清洗的非可溶性残留物总量除以表面积,简称灰密。

2.1.13 居民区 residential area

工业企业地区、港口、码头、火车站、城镇等人口密集区。

2.1.14 非居民区 non-residential area

居民区以外地区。

2.1.15 交通困难地区 difficult transport area

车辆、农业机械不能到达的地区。

2.1.16 间隙 electrical clearance

线路任何带电部分与接地部分的最小距离。

2.1.17 对地距离 ground clearance

在规定条件下,任何带电部分与地面之间的最小距离。

2.1.18 保护角 shielding angle

通过地线的垂直平面与地线和被保护受雷击的外侧子导线平面之间的夹角。

2.1.19 采动影响区 mining affected area

受矿产开采扰动影响的区域。

2.1.20 大跨越 large crossing

线路跨越通航大江河、湖泊或海峡等,因档距较大或杆塔较高,导线选型或杆塔设计需特殊考虑,且发生故障时严重影响航运或修复特别困难的耐张段。

2.2 符号

2.2.1 作用与作用效应

- C——结构或构件的裂缝宽度或变形的规定限值；
 f_s ——修正后的地基承载力特征值；
 P ——基础底面处的平均压应力设计值；
 P_{\max} ——基础底面边缘的最大压应力设计值；
 R ——结构构件的抗力设计值；
 S_{Ehk} ——水平地震作用标准值的效应；
 S_{EQK} ——导、地线张力可变荷载的代表值效应；
 S_{EVK} ——竖向地震作用标准值的效应；
 S_{GE} ——永久荷载代表值的效应；
 S_{GK} ——永久荷载标准值的效应；
 S_{QiK} ——第 i 项可变荷载标准值的效应；
 S_{wk} ——风荷载标准值的效应；
 T ——绝缘子承受的最大使用荷载、验算荷载、断线荷载、断联荷载或常年荷载；
 T_E ——基础上拔或倾覆外力设计值；
 T_{\max} ——导、地线在弧垂最低点的最大张力；
 T_p ——导、地线的拉断力；
 T_R ——绝缘子的额定机械破坏负荷；
 V ——基准高度为 10m 的风速；
 W_i ——绝缘子串风荷载标准值；
 W_o ——基准风压标准值；
 W_s ——杆塔风荷载标准值；
 W_x ——垂直于导线及地线方向的水平风荷载标准值；
 γ_s ——土的重度设计值；
 γ_c ——混凝土的重度设计值。

2.2.2 电工

n ——海拔 1000m 时每联绝缘子所需片数；
 n_h ——高海拔下每联绝缘子所需片数；
 U ——系统标称电压；
 U_m ——最高运行电压；
 λ ——爬电比距。

2.2.3 计算系数

B_1 ——导线、地线及绝缘子覆冰后风荷载增大系数；
 B_2 ——构件覆冰后风荷载增大系数；
 K_a ——空气放电电压海拔修正系数；
 K_c ——导、地线的设计安全系数；
 K_e ——单片绝缘子的爬电距离有效系数；
 k_i ——悬垂绝缘子串系数；
 K_i ——绝缘子机械强度的安全系数；
 m ——海拔修正因子；
 m_1 ——特征指数；
 α ——风压不均匀系数；
 β_c ——导线及地线风荷载调整系数；
 β_s ——杆塔风荷载调整系数；
 μ_s ——构件的体型系数；
 μ_{sc} ——导线或地线的体型系数；
 μ_z ——风压高度变化系数；
 ψ ——可变荷载组合系数；
 ϕ_{wE} ——抗震基本组合中的风荷载组合系数；
 γ_o ——杆塔结构重要性系数；
 γ_{Eh} ——水平地震作用分项系数；
 γ_{Ev} ——竖向地震作用分项系数；
 γ_{Eq} ——导、地线张力可变荷载的分项综合系数；
 γ_f ——基础的附加分项系数；
 γ_G ——永久荷载分项系数；

γ_{Qi} ——第*i*项可变荷载的分项系数；

γ_{RE} ——承载力抗震调整系数；

γ_h ——地基承载力调整系数。

2.2.4 几何参数

A_l ——绝缘子串承受风压面积计算值；

A_s ——构件承受风压投影面积计算值；

D ——导线水平线间距离；

D_p ——导线间水平投影距离；

D_x ——导线三角排列的等效水平线间距离；

D_z ——导线间垂直投影距离；

d ——导线或地线的外径或覆冰时的计算外径；分裂导线取所有子导线外径的总和；

f_c ——导线最大弧垂；

H ——海拔高度；

L ——档距；

L_k ——悬垂绝缘子串长度；

L_{01} ——单片绝缘子的几何爬电距离；

L_p ——杆塔的水平档距；

L_s ——单片绝缘子的有效爬电距离；

S ——导线与地线间的距离；

θ ——风向与导线或地线方向之间的夹角；

γ_k ——几何参数的标准值。

3 路 径

- 3.0.1 路径选择宜采用卫片、航片、全数字摄影测量系统和红外测量等新技术；在滑坡、泥石流、崩塌等不良地质发育地区宜采用地质遥感技术；综合分析线路长度、地形地貌、地质、冰区、交通、施工、运行及地方规划等因素，进行多方案技术经济比较，并应做到安全可靠、环境友好、经济合理。
- 3.0.2 路径选择宜避开军事设施、大型工矿企业等重要设施，并应符合城镇规划。当无法避让时应取得相关协议，并应采取适当措施。
- 3.0.3 路径选择宜避开自然保护区、风景名胜区等，当无法避开时应做好评估、报批工作。
- 3.0.4 路径选择宜避开不良地质地带和采动影响区，宜避开重冰区、易舞动区及影响安全运行的其他地区，当无法避让时，应采取必要的措施。
- 3.0.5 路径选择应分析线路与电台、机场、弱电线路等邻近设施的相互影响。
- 3.0.6 发电厂和变电站的进出线，应根据厂、站的总体布置统一规划。
- 3.0.7 轻、中、重冰区的耐张段长度分别不宜大于 10km、5km、3km。当耐张段长度较长时应采取防串倒措施。在高差或档距相差悬殊的山区等运行条件较差的地段，耐张段长度宜适当缩短。输电线路与主干铁路、高速公路交叉时，应采用独立耐张段。
- 3.0.8 路径选择宜靠近现有国道、省道、县道及乡镇公路，并应充分利用现有的交通条件，方便施工和运行。
- 3.0.9 山区线路在选择路径和定位时，应避免出现杆塔两侧大小

悬殊的档距，当无法避免时，应采取提高安全度的措施。

3.0.10 有大跨越的输电线路路径应结合跨越点，通过综合技术经济比较确定。

4 气象条件

4.0.1 设计气象条件,应根据沿线气象资料的数理统计结果及附近已有线路的运行经验确定,基本风速、设计冰厚重现期应按 100 年确定。

4.0.2 确定基本风速时,应按当地气象台站 10min 时距平均的年最大风速为样本,并宜采用极值 I 型分布作为概率模型。统计风速的高度应符合下列规定:

- 1 一般输电线路应取离地面 10m;
- 2 大跨越应取离历年大风季节平均最低水位 10m。

4.0.3 山区输电线路,宜采用统计分析和对比观测等方法,由邻近地区气象台、站的气象资料推算山区的基本风速,并应结合实际运行经验确定。当无可靠资料时,宜将附近平原地区的统计值提高 10%。

4.0.4 基本风速不宜低于 27m/s,必要时还宜按稀有风速条件进行验算。

4.0.5 轻冰区宜按无冰,5mm 或 10mm 覆冰厚度设计;中冰区宜按 15mm 或 20mm 覆冰厚度设计;重冰区宜按 20mm、30mm、40mm 或 50mm 覆冰厚度设计。必要时还宜按稀有覆冰条件进行验算。

4.0.6 地线设计冰厚,除无冰区段外,应较导线增加 5mm。

4.0.7 设计时应加强对沿线已建线路设计、运行情况的调查,应分析微地形、微气象条件、导线易舞动地区等影响。

4.0.8 大跨越基本风速,当无可靠资料时,宜将附近陆上输电线路的风速统计值换算到跨越处历年大风季节平均最低水位以上 10m 处,并增加 10%,分析水面影响再增加 10% 后选用。大跨越基本风速不应低于相连接的陆上输电线路的基本风速。

4.0.9 大跨越设计冰厚,除无冰区段外,宜较附近一般输电线路的设计冰厚增加5mm。

4.0.10 设计用年平均气温,应符合下列规定:

1 当地区年平均气温在3℃~17℃时,应取与年平均气温值邻近的5的倍数值;

2 当地区年平均气温小于3℃和大于17℃时,应分别按年平均气温减少3℃和5℃后,取与此数邻近的5的倍数值。

4.0.11 安装工况应采用风速10m/s、无冰,同时气温应符合下列规定:

1 最低气温为-40℃和-30℃的地区,宜采用-15℃;

2 最低气温为-20℃的地区,宜采用-10℃;

3 最低气温为-10℃的地区,宜采用-5℃;

4 最低气温为0℃的地区,宜采用5℃。

4.0.12 雷电过电压工况的气温宜采用15℃。当基本风速折算到导线平均高度处其值大于或等于35m/s时,雷电过电压工况的风速宜取15m/s;当基本风速折算到导线平均高度处其值小于35m/s时,雷电过电压工况的风速宜取10m/s;校验导线与地线之间的距离时,应采用无风、无冰工况。

4.0.13 操作过电压工况的气温可采用年平均气温,风速宜取基本风速折算到导线平均高度处风速的50%,但不宜低于15m/s,且应无冰。

4.0.14 带电作业工况的风速可采用10m/s,气温可采用15℃,且应无冰。

4.0.15 覆冰工况的风速宜采用10m/s,气温宜采用-5℃。

5 导线和地线

5.0.1 导线截面宜根据系统需要按经济电流密度选择,且应满足可听噪声和无线电干扰等技术条件的要求,并通过年费用最小法进行综合技术经济比较后确定。

5.0.2 海拔 500m 及以下地区,距离线路边相导线地面水平投影外侧 20m、对地 2m 高度处,且频率为 0.5MHz 时,无线电干扰设计控制值不应大于 58dB ($\mu\text{V}/\text{m}$)。

5.0.3 海拔 500m 及以下地区,距离线路边相导线地面水平投影外侧 20m 处,湿导线的可听噪声设计控制值不应大于 55dB(A),并应符合环境保护主管部门批复的声环境指标。

5.0.4 验算导线允许载流量时,导线的允许温度宜按下列规定取值:

1 钢(铝包钢)芯铝绞线和钢(铝包钢)芯铝合金绞线宜采用 70℃,必要时可采用 80℃;大跨越宜采用 90℃。

2 铝包钢绞线可采用 80℃,大跨越可采用 100℃,也可经试验确定。

注:环境气温宜采用最热月平均最高温度;风速采用 0.5m/s(大跨越采用 0.6m/s);

太阳辐射功率密度采用 0.1W/cm²。

5.0.5 地线(包括光纤复合架空地线)除应满足短路电流热容量要求外,应按电晕起晕条件进行校验,地线表面静电场强与起晕场强之比不宜大于 0.8。

5.0.6 地线(包括光纤复合架空地线)应满足电气和机械使用条件要求,可选用铝包钢绞线或复合型绞线。验算短路热稳定时,地线的允许温度宜按下列规定取值:

1 钢(铝包钢)芯铝绞线和钢(铝包钢)芯铝合金绞线可采用 200℃。

2 铝包钢绞线可采用 300℃。

3 光纤复合架空地线的允许温度应采用产品试验保证值。

5.0.7 地线为光纤复合架空地线时应满足耐雷击性能的要求。短路电流值和相应的计算时间应根据系统条件确定。

5.0.8 导、地线在弧垂最低点的设计安全系数不应小于 2.5，悬挂点的设计安全系数不应小于 2.25。地线设计安全系数，不应小于导线的设计安全系数。

5.0.9 导、地线在弧垂最低点的最大张力，应按下式计算：

$$T_{\max} \leq T_p / K_c \quad (5.0.9)$$

式中： T_{\max} —— 导、地线在弧垂最低点的最大张力(N)；

T_p —— 导、地线的拉断力(N)；

K_c —— 导、地线的设计安全系数。

5.0.10 在稀有风速或稀有覆冰气象条件时，弧垂最低点的最大张力，不应超过导、地线拉断力的 60%。悬挂点的最大张力，不应超过导、地线拉断力的 66%。

5.0.11 导、地线防振措施应符合下列规定：

1 铝钢截面比不小于 4.29 的钢芯铝绞线，其平均运行张力的上限不应超过拉断力的 25%。采用阻尼间隔棒时，档距在 600m 及以下可不再采用其他防振措施；档距在 600m 以上应采用防振锤(阻尼线)或再另加护线条防振。阻尼间隔棒宜不等距、不对称布置。

2 镀锌钢绞线或铝包钢绞线平均运行张力的上限和防振措施，应符合表 5.0.11 的规定。

表 5.0.11 镀锌钢绞线或铝包钢绞线平均运行张力的上限和防振措施

情 况	平均运行张力的上限 (%RTS)	防振措施
档距不超过 600m 的开阔地区	12	不需要
档距不超过 600m 的非开阔地区	18	不需要
档距不超过 120m	18	不需要
不论档距大小	25	防振锤(阻尼线) 或再另加护线条

5.0.12 导、地线架设后的塑性伸长,应按制造厂提供的数据或通过试验确定,塑性伸长对弧垂的影响宜采用降温法补偿。当无资料时,钢芯铝绞线的塑性伸长及降温值可按表 5.0.12 的规定确定。

表 5.0.12 钢芯铝绞线的塑性伸长及降温值

铝钢截面比	塑性伸长	降温值(℃)
4.29~4.38	3×10^{-4}	15
5.05~6.16	$3 \times 10^{-4} \sim 4 \times 10^{-4}$	15~20
7.71~7.91	$4 \times 10^{-4} \sim 5 \times 10^{-4}$	20~25
11.34~14.46	$5 \times 10^{-4} \sim 6 \times 10^{-4}$	25(或根据试验数据确定)

注:对大铝钢截面比的钢芯铝绞线或钢芯铝合金绞线应由制造厂家提供塑性伸长值或降温值。

5.0.13 线路经过导线易发生舞动地区时,应采取防舞措施;线路经过可能发生舞动地区时,应预留防舞措施。

6 绝缘子和金具

6.0.1 绝缘子机械强度的最小安全系数应符合表 6.0.1 的规定。双联及多联绝缘子串应验算断一联后的机械强度,其荷载及安全系数应按断联情况确定。

表 6.0.1 绝缘子机械强度最小安全系数

情况	最大使用荷载		常年荷载	验算荷载	断线	断联
	盘型绝缘子	棒型绝缘子				
安全系数	2.7	3.0	4.0	1.8	1.8	1.5

- 注:1 常年荷载指年平均气温条件下绝缘子所承受的荷载,验算荷载是验算条件下绝缘子所承受的荷载;
2 断线、断联的气象条件是无风、有冰、-5℃;
3 设计悬垂串时,导、地线张力可按本规范第 10.1 节的规定取值。

6.0.2 绝缘子承受的各种荷载应按下式计算:

$$T \geq T_R / K_I \quad (6.0.2)$$

式中: T —绝缘子承受的最大使用荷载、验算荷载、断线荷载、断联荷载或常年荷载(kN);

T_R —绝缘子的额定机械破坏负荷(kN);

K_I —绝缘子机械强度的安全系数,按本规范表 6.0.1 采用。

6.0.3 采用黑色金属制造的金具表面应热镀锌或采取其他相应的防腐措施。

6.0.4 金具强度的安全系数应符合下列规定:

- 1 最大使用荷载情况不应小于 2.5;
- 2 断线、断联、验算情况不应小于 1.5。

6.0.5 绝缘子串及金具应采取均压和防电晕措施。有特殊要求

需要另行研制或采用非标准金具时,应经试验合格后再使用。

6.0.6 当线路与直流输电工程接地极距离小于 5km 时,地线(包括光纤复合架空地线)应绝缘;大于或等于 5km 时,应通过计算或分析确定地线(包括光纤复合架空地线)是否绝缘。地线绝缘时宜使用双联绝缘子串。

6.0.7 与横担连接的第一个金具应转动灵活且受力合理,其强度应高于串内其他金具强度。

6.0.8 悬垂 V 型绝缘子串两肢之间夹角的一半可小于最大风偏角 5°~10°,也可通过试验确定。

6.0.9 线路经过易舞动区应适当提高金具和绝缘子串的机械强度。

6.0.10 在易发生严重覆冰地区,宜增加绝缘子串长或采用 V 型串、八字串。

6.0.11 耐张塔跳线宜采用刚性跳线。

7 绝缘配合、防雷和接地

7.0.1 1000kV 架空输电线路的绝缘配合, 应使线路能在工频电压、操作过电压和雷电过电压等各种条件下安全可靠地运行。

7.0.2 1000kV 架空输电线路的防污绝缘设计, 应按审定的污秽分区图划定的污秽等级, 并结合现场实际调查结果进行。绝缘子片数的确定可采用爬电比距法, 也可采用污耐压法。当采用爬电比距法时, 绝缘子片数应按公式 7.0.2-1、公式 7.0.2-2 计算。污秽等级标准分级应符合本规范附录 A 的规定。

$$n \geq \frac{\lambda U}{L_s} \quad (7.0.2-1)$$

$$L_s = K_e L_{01} \quad (7.0.2-2)$$

式中: L_s —— 单片绝缘子的有效爬电距离(cm);

n —— 海拔 1000m 时每联绝缘子所需片数;

λ —— 爬电比距(cm/kV);

U —— 系统标称电压(kV);

K_e —— 单片绝缘子的爬电距离有效系数;

L_{01} —— 单片绝缘子的几何爬电距离(cm)。

7.0.3 耐张绝缘子串的绝缘子片数可取悬垂串同样的数值。在同一污区, 其爬电比距根据运行经验较悬垂绝缘子串可适当减少。

7.0.4 在轻、中污区复合绝缘子的爬电距离不宜小于盘型绝缘子; 在重污区其爬电距离应根据污秽闪络试验结果确定。复合绝缘子两端都应加均压环, 其中导线侧应安装大、小双均压环, 其有效绝缘长度应满足雷电过电压和操作过电压的要求。

7.0.5 高海拔地区悬垂绝缘子串的片数宜按下式计算:

$$n_H = n e^{0.1215m_1(H-1000)/1000} \quad (7.0.5)$$

式中: n_H ——高海拔地区每联绝缘子所需片数;

H ——海拔高度(m) ($H \leq 2000$ m);

m_1 ——特征指数,反映气压对于污闪电压的影响程度,由试验确定。各种绝缘子 m_1 参考值应符合本规范附录 B 的规定。

7.0.6 1000kV 架空输电线路在相应风偏条件下,带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小间隙,应符合表 7.0.6-1、表 7.0.6-2 的规定。

表 7.0.6-1 单回路带电部分与杆塔构件的最小间隙(m)

标称电压(kV)		1000		
海拔高度(m)		500	1000	1500
工频电压		2.7	2.9	3.1
操作过电压	边相 I 串	5.6	6.0	6.4
	中相 V 型串	6.7(7.9)	7.2(8.0)	7.7(8.1)
雷电过电压		—		

注:括号内数值为对上横担最小间隙值。

表 7.0.6-2 双回路带电部分与杆塔构件的最小间隙(m)

标称电压(kV)		1000		
海拔高度(m)		500	1000	1500
工频电压		2.7	2.9	3.1
操作过电压		6.0	6.2	6.4
雷电过电压		6.7	7.1	7.6

注:最小间隙值为 I 串数据。

7.0.7 带电作业时,带电部分对杆塔接地部分的最小校验间隙应符合表 7.0.7-1 和表 7.0.7-2 的规定,同时应满足带电作业的技术要求。

表 7.0.7-1 单回路带电作业时带电部分对杆塔接地部分的校验间隙(m)

海拔高度(m)	500	1000	1500
中相 V 串校验间隙	6.2	6.7	7.2
边相 I 串校验间隙	5.6	6.0	6.4

表 7.0.7-2 双回路带电作业时带电部分对杆塔接地部分的校验间隙(m)

海拔高度(m)	0	500
塔身校验间隙	5.2	5.5
下侧横担校验间隙	5.4	5.7
顶部构架校验间隙	6.5	6.8

注:1 操作人员需停留工作的部位,还应满足人体活动范围 0.5m 的要求;

2 校验带电作业的间隙时,采用的计算条件为气温 +15℃、风速 10m/s;

3 带电作业间隙不作为铁塔设计的控制条件。

7.0.8 空气放电电压海拔修正系数可按下式确定:

$$K_a = e^{mH/8150} \quad (7.0.8)$$

式中: K_a ——空气放电电压海拔修正系数;

H ——海拔高度(m) ($H \leq 2000m$);

m ——海拔修正因子;工频电压、雷电过电压海拔修正因子

$m=1.0$;操作过电压海拔修正因子可按海拔修正因子(m)与电压的关系(图 7.0.8)中的曲线 a 、 c 取值。

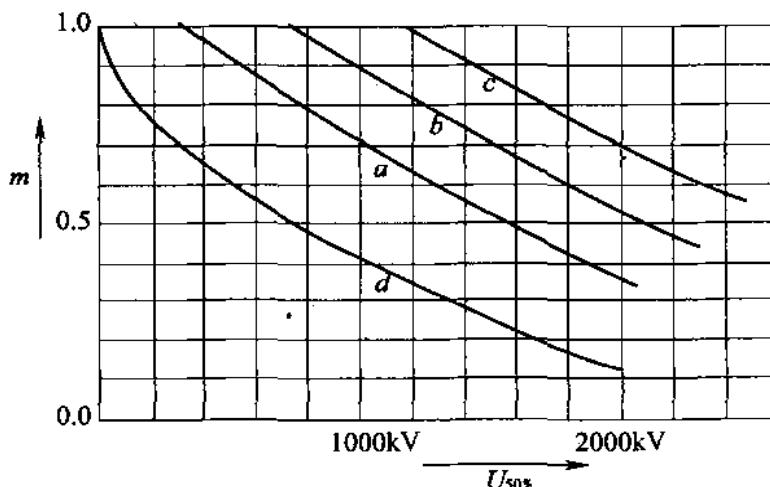


图 7.0.8 海拔修正因子(m)

a —相对地绝缘; b —纵向绝缘; c —相间绝缘; d —棒—板间隙

7.0.9 1000kV 架空输电线路的防雷设计,应根据负荷的性质和

系统运行方式,结合当地已有的运行经验、地区雷电活动的强弱特点、地形地貌特点及土壤电阻率高低等因素,在计算耐雷水平后,通过技术经济比较,采用合理的防雷方式,并应符合下列规定:

- 1 应沿全线架设双地线;
- 2 在变电站 2km 进出线段的线路宜适当加强防雷措施。

7.0.10 杆塔上地线对边相导线的保护角应符合下列规定:

- 1 单回路线路保护角,在平原丘陵地区不宜大于 6° ,在山区不宜大于 -4° ;
- 2 双回路线路保护角,在平原丘陵地区不宜大于 -3° ,在山区不宜大于 -5° ;
- 3 耐张塔地线对跳线保护角,平原单回路不宜大于 6° ,山区单回路和双回路不宜大于 0° ;
- 4 变电站 2km 进出线段不宜大于 -4° 。

7.0.11 杆塔上两根地线之间的距离,不宜超过地线与导线间垂直距离的 5 倍。宜用数值计算的方法确定档距中央导线与地线之间的距离。当雷击档距中央地线时,地线对导线发生的反击闪络的耐雷水平不宜低于 200kA。

7.0.12 在雷季干燥时,每基杆塔不连地线的最大工频接地电阻,应符合表 7.0.12 的规定。

表 7.0.12 在雷季干燥时,每基杆塔不连地线的最大工频接地电阻

土壤电阻率 ($\Omega \cdot m$)	100 及以下	100 以上 至 500	500 以上 至 1000	1000 以上 至 2000	2000 以上
工频接地电阻 (Ω)	10	15	20	25	30

注:如土壤电阻率超过 $2000\Omega \cdot m$,接地电阻很难降到 30Ω 时,可采用 6 根~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体,其接地电阻不受限制。

7.0.13 当敷设人工接地装置时,通过耕地的线路接地体应埋设在耕作深度以下,位于居民区和水田的接地体应敷设成环形。

7.0.14 采用地线绝缘运行方式时,应限制地线上的感应电压和电流,并应选用合适的放电间隙。

8 导线布置

8.0.1 导线的线间距离,应符合下列规定:

1 对 1000m 以下档距,水平线间距离宜按下式计算:

$$D = k_i L_k + \frac{U}{110} + 0.65\sqrt{f_c} \quad (8.0.1-1)$$

式中: k_i ——悬垂绝缘子串系数,可按表 8.0.1-1 的规定确定;

D ——导线水平线间距离(m);

L_k ——悬垂绝缘子串长度(m);

U ——系统标称电压(kV);

f_c ——导线最大弧垂(m)。

表 8.0.1-1 k_i 系数

悬垂串型式	I-I 串	I-V 串	V-V 串
k_i	0.4	0.4	0

2 导线垂直排列的垂直线间距离,宜采用公式(8.0.1-1)计算结果的 75%。使用悬垂绝缘子串的杆塔,其最小垂直线间距离宜符合表 8.0.1-2 的规定。

表 8.0.1-2 使用悬垂绝缘子串杆塔的最小垂直线间距离

标称电压(kV)	1000
垂直线间距离(m)	16

3 导线三角排列的等效水平线间距离,宜按下式计算:

$$D_x = \sqrt{D_p^2 + (4/3D_z)^2} \quad (8.0.1-2)$$

式中: D_x ——导线三角排列的等效水平线间距离(m);

D_p ——导线间水平投影距离(m);

D_z ——导线间垂直投影距离(m)。

8.0.2 上下层相邻导线间或地线与相邻导线间的最小水平偏移，重覆冰地区宜根据工程设计覆冰厚度、脱冰率、档距等条件计算确定。

8.0.3 1000kV 架空输电线路换位应符合下列规定：

1 单回线路采用水平排列方式时，线路长度大于 120km 应换位；单回线路采用三角形排列及同塔双回线路按逆相序排列时，其换位长度可适当延长。一个变电站的每回出线小于 120km，但其总长度大于 200km 时，可采用换位或变换各回输电线路相序排列的措施；

2 对于Ⅱ接线路应校核不平衡度，必要时应设置换位。

9 杆塔型式

9.0.1 杆塔类型宜符合下列规定：

1 杆塔可按其受力性质，分为悬垂型、耐张型杆塔。悬垂型杆塔可分为悬垂直线和悬垂转角杆塔；耐张型杆塔分可为耐张直线、耐张转角和终端杆塔。

2 杆塔可按其回路数分为单回路和双回路杆塔。单回路杆塔导线可水平排列，也可三角排列或垂直排列；双回路杆塔导线宜按垂直排列，必要时可水平和垂直组合方式排列。

9.0.2 杆塔外形规划与构件布置应按导线和地线排列方式，以结构简单、受力均衡、传力清晰、外形美观为原则，同时结合占地范围、杆塔材料、运行维护、施工方法、制造工艺等因素在充分进行设计优化的基础上选取技术先进、经济合理的设计方案。

9.0.3 杆塔使用原则宜符合下列规定：

1 不同类型杆塔的选用应依据线路路径特点，按安全可靠、经济合理、维护方便和有利于环境保护的原则进行。

2 山区线路杆塔，应依据地形特点，配合不等高基础，采用全方位长短腿结构型式。

3 线路走廊拥挤地带，可采用导线三角形或垂直排列的杆塔，也可采用V型、Y型和L型绝缘子串。

4 悬垂直线杆塔兼小角度转角时，其转角度数不宜大于 3° 。悬垂转角杆塔的转角度数不宜大于 20° 。

5 重冰区线路宜采用单回路杆塔。

10 杆塔荷载及材料

10.1 杆塔荷载

10.1.1 荷载分类宜符合下列要求：

1 永久荷载：导线及地线、绝缘子及其附件、杆塔结构构件、杆塔上各种固定设备、基础以及土体等的重力荷载；土压力及预应力等荷载；

2 可变荷载：风和冰（雪）荷载；导线、地线及拉线的张力；安装检修的各种附加荷载；结构变形引起的次生荷载以及各种振动动力荷载。

10.1.2 杆塔的作用荷载宜分解为横向荷载、纵向荷载和垂直荷载。

10.1.3 各类杆塔均应计算线路正常运行情况、断线（含纵向不平衡张力）情况、不均匀覆冰情况和安装情况下的荷载组合，必要时尚应验算地震等稀有情况。

10.1.4 各类杆塔的正常运行情况，应计算下列荷载组合：

1 基本风速、无冰、未断线（包括最小垂直荷载和最大横向荷载组合）；

2 最大覆冰、相应风速及气温、未断线；

3 最低气温、无冰、无风、未断线（适用于终端和转角杆塔）。

10.1.5 悬垂型杆塔（不含大跨越悬垂型杆塔）的断线（含纵向不平衡张力）情况，应按-5℃、有冰、无风的气象条件，计算下列荷载组合：

1 单回路杆塔，任意一相导线有纵向不平衡张力，地线未断；断任意一根地线，导线未断；

2 双回路杆塔，同一档内，任意两相导线有纵向不平衡张力；

同一档内，断一根地线，任意一相导线有纵向不平衡张力。

10.1.6 单回路和双回路耐张型杆塔的断线(含纵向不平衡张力)情况应按-5℃、有冰、无风的气象条件，计算下列荷载组合：

- 1 同一档内，任意两相导线有纵向不平衡张力，地线未断；
- 2 同一档内，断任意一根地线，任意一相导线有纵向不平衡张力；
- 3 同一档内，断两根地线，导线无纵向不平衡张力。

10.1.7 10mm 及以下冰区导、地线的最小断线张力(含纵向不平衡张力)的取值，应符合表 10.1.7 规定的导、地线最大使用张力的百分数。垂直冰荷载应取 100% 设计覆冰荷载。

**表 10.1.7 10mm 及以下冰区导线、地线最小断线张力
(含纵向不平衡张力) (%)**

地形	地线	悬垂塔导线	耐张塔导线
平丘	100	20	70
山地	100	25	70

10.1.8 10mm 冰区不均匀覆冰情况的导、地线不平衡张力的取值应符合表 10.1.8 规定的导、地线最大使用张力的百分数。无冰区段和 5mm 冰区段可不计算不均匀覆冰情况引起的不平衡张力。垂直冰荷载宜取设计覆冰荷载的 75% 计算。相应的气象条件宜按-5℃、10m/s 风速计算。

表 10.1.8 不均匀覆冰情况的导、地线最小不平衡张力 (%)

悬垂型杆塔		耐张型杆塔	
导线	地线	导线	地线
10	20	30	40

10.1.9 各类杆塔均应计算所有导、地线同时同向有不均匀覆冰的不平衡张力。

10.1.10 各类杆塔在断线情况下的断线张力(含纵向不平衡张力)，以及不均匀覆冰情况下的不平衡张力均应按静态荷载计算。

10.1.11 防串倒的加强型悬垂型塔,除按常规悬垂型杆塔工况计算外,还应按所有导、地线同侧有断线张力(含纵向不平衡张力)计算。

10.1.12 各类杆塔的验算覆冰荷载情况,应按验算冰厚、-5℃、10m/s风速,所有导、地线同时同向有不平衡张力。

10.1.13 各类杆塔的安装情况,应按10m/s风速、无冰、相应气温的气象条件计算下列荷载组合:

1 悬垂型杆塔的安装荷载应符合下列规定:

1)提升导线、地线及其附件时的作用荷载。包括提升导、地线、绝缘子和金具等重力荷载(导线宜按1.5倍计算,地线宜按2.0倍计算),安装工人和工具的附加荷载,动力系数取1.1,附加荷载标准值可按表10.1.13的规定确定。

表 10.1.13 附加荷载标准值(kN)

导 线		地 线		跳线
悬垂型杆塔	耐张型杆塔	悬垂型杆塔	耐张型杆塔	
8.0	12.0	4.0	4.0	6.0

2)导线及地线锚线作业时的作用荷载。锚线对地夹角不宜大于20°,正在锚线相的张力动力系数取1.1。挂线点垂直荷载取锚线张力的垂直分量和导、地线重力和附加荷载之和,纵向不平衡张力分别取导、地线张力与锚线张力纵向分量之差。

2 耐张型杆塔的安装荷载应符合下列规定:

- 1)锚塔在锚地线时,相邻档内的导线及地线均未架设;锚导线时,在同档内的地线已架设。
- 2)紧线塔在紧地线时,相邻档内的地线已架设或未架设,同档内的导线均未架设;紧导线时,同档内的地线已架设,相邻档内的导、地线已架设或未架设。
- 3)锚塔和紧线塔均允许计及临时拉线的作用,临时拉线对

地夹角不应大于 45°，其方向与导、地线方向一致，导线的临时拉线按平衡导线张力标准值 40kN 取值，地线临时拉线按平衡地线张力标准值 10kN 取值。

- 4) 紧线牵引绳对地夹角不宜大于 20°，计算紧线张力时应计及导、地线的初伸长、施工误差和过牵引的影响。
- 5) 安装时的附加荷载可按表 10.1.13 的规定取值。

3 导、地线的架设次序，宜自上而下逐相(根)架设。双回路应按实际需要，可计算分期架设的情况。

4 与水平面夹角不大于 30°，且可以攀爬的铁塔构件，应能承受设计值 1000N 人重荷载，并不应与其他荷载组合。

10.1.14 终端杆塔应计及变电站一侧导线及地线已架设或未架设的情况。

10.1.15 计算曲线型铁塔时，应计算沿高度方向不同时出现最大风速的不利情况。

10.1.16 位于地震烈度为 9 度及以上地区的各类杆塔均应进行抗震验算。

10.1.17 外壁坡度小于 2% 的圆筒形结构或圆管构件，应根据雷诺数的不同情况进行横风向风振(旋涡脱落)校核。

10.1.18 导线及地线的水平风荷载标准值和基准风压标准值，应按下列公式计算：

$$W_x = \alpha \cdot W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{sc} \cdot \beta_c \cdot d \cdot L_p \cdot B_1 \cdot \sin^2 \theta \quad (10.1.18-1)$$

$$W_0 = V^2 / 1600 \quad (10.1.18-2)$$

式中： W_x ——垂直于导线及地线方向的水平风荷载标准值(kN)；
 α ——风压不均匀系数；设计杆塔时应根据设计基本风速按表 10.1.18-1 的规定确定；校验杆塔大风工况电气间隙时，应根据水平档距按表 10.1.18-2 的规定确定；
 β_c ——导线及地线风荷载调整系数；仅用于计算作用于杆

塔上的导线及地线风荷载(不含导线及地线张力弧垂计算和风偏角计算), β_c 应按表 10.1.18-1 的规定确定;

μ_z —风压高度变化系数;基准高度为 10m 的风压高度变化系数按表 10.1.23 的规定确定;

μ_{sc} —导线或地线的体型系数;线径小于 17mm 或覆冰时(不论线径大小)取 1.2;线径大于或等于 17mm 时取 1.1;

d —导线或地线的外径或覆冰时的计算外径;分裂导线取所有子导线外径的总和(m);

L_p —杆塔的水平档距(m);

B_1 —导、地线及绝缘子覆冰后风荷载增大系数;5mm 冰区取 1.1,10mm 冰区取 1.2,15mm 冰区取 1.3,20mm 及以上冰区取 1.5~2.0;

θ —风向与导线或地线方向之间的夹角($^\circ$);

W_0 —基准风压标准值(kN/m^2);

V —基准高度为 10m 的风速(m/s)。

表 10.1.18-1 风压不均匀系数 α 和导地线风载调整系数 β_c

基本风速 $V(m/s)$		<20	$20 \leq V < 27$	$27 \leq V < 31.5$	≥ 31.5
α	杆塔荷载计算	1.00	0.85	0.75	0.70
	塔头设计摇摆角计算	1.00	0.75	0.61	0.61
β_c	杆塔荷载计算	1.00	1.10	1.20	1.30

注:对跳线,宜取 1.20。

表 10.1.18-2 风压不均匀系数 α 随水平档距变化取值

档距(m)	≤ 200	250	300	350	400	450	500	≥ 550
α	0.80	0.74	0.70	0.67	0.65	0.63	0.62	0.61

10.1.19 杆塔风荷载的标准值应按下式计算:

$$W_s = W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_{sc} \cdot \beta_c \cdot B_2 \cdot A, \quad (10.1.19)$$

式中： W_s ——杆塔风荷载标准值(kN)；

μ_s ——构件的体型系数；应按本规范第 10.1.20 条的规定选用；

B_2 ——构件覆冰后风荷载增大系数；5mm 冰区取 1.1，10mm 冰区取 1.2，15mm 冰区取 1.6，20mm 冰区取 1.8，20mm 以上冰区取 2.0~2.5；

A_s ——构件承受风压投影面积计算值(m^2)；

β_s ——杆塔风荷载调整系数；应按本规范第 10.1.21 条的规定选用。

10.1.20 构件的体型系数 μ_s 应符合下列规定：

1 角钢塔体型系数 μ_s 应取 $1.3(1+\eta)$ ， η 为塔架背风面风载降低系数，应按表 10.1.20 的规定选用；

2 钢管塔体型系数 μ_s 应按下列规定取值：

1) 当 $\mu_s \cdot W_s \cdot d^2 \leq 0.003$ 时， μ_s 值按角钢塔架的 μ_s 值乘 0.8 采用， d 为钢管直径(m)；

2) 当 $\mu_s \cdot W_s \cdot d^2 \geq 0.021$ 时， μ_s 值按角钢塔架的 μ_s 值乘 0.6 采用；

3) 当 $0.003 < \mu_s \cdot W_s \cdot d^2 < 0.021$ 时， μ_s 值按插入法计算。

3 当铁塔为钢管和角钢等不同类型截面组成的混合结构时，应按不同类型杆件迎风面积分别计算或按照杆塔迎风面积加权平均选用 μ_s 值。

表 10.1.20 塔架背风面风载降低系数 η

b/a	A_s/A	≤ 0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	≥ 0.6
≤ 1	1.0	0.85	0.66	0.50	0.33	0.15	
2	1.0	0.90	0.75	0.60	0.45	0.30	

注：1 A 为塔架轮廓面积； a 为塔架迎风面宽度； b 为塔架迎风面与背风面之间距离；

2 中间值可按线性插入法计算。

10.1.21 杆塔风荷载调整系数 β_z 应符合下列规定：

1 对杆塔设计,当杆塔全高不超过 60m 时,杆塔风荷载调整系数 β_z (用于杆塔本身)应按表 10.1.21 对全高采用一个系数;当杆塔全高超过 60m 时, β_z 应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定采用由下到上逐段增大的数值,但其加权平均值不应小于 1.6;

2 对基础,当杆塔全高不超过 60m 时,杆塔风荷载调整系数 β_z 应取 1.0;当杆塔全高超过 60m 时,宜采用由下到上逐段增大的数值,但其加权平均值不应小于 1.3。

表 10.1.21 杆塔风荷载调整系数 β_z

铁塔全高 (m)	40	50	60
β_z	1.35	1.50	1.60

注:1 中间值按插入法计算;

2 对自立式铁塔,表中数值适用于高度与根开之比为 4~6。

10.1.22 绝缘子串风荷载的标准值应按下式计算:

$$W_1 = W_0 \cdot \mu_z \cdot B_1 \cdot A_1 \quad (10.1.22)$$

式中: W_1 ——绝缘子串风荷载标准值(kN);

A_1 ——绝缘子串承受风压面积计算值(m^2)。

10.1.23 对于平坦或稍有起伏的地形,风压高度变化系数应根据地面粗糙度类别按表 10.1.23 的规定确定。

表 10.1.23 风压高度变化系数 μ_z

离地面或海平面高度 (m)	地面粗糙度类别			
	A	B	C	D
5	1.17	1.00	0.74	0.62
10	1.38	1.00	0.74	0.62
15	1.52	1.14	0.74	0.62
20	1.63	1.25	0.84	0.62
30	1.80	1.42	1.00	0.62

续表 10.1.23

离地面或海平面高度 (m)	地面粗糙度类别			
	A	B	C	D
40	1.92	1.56	1.13	0.73
50	2.03	1.67	1.25	0.84
60	2.12	1.77	1.35	0.93
70	2.20	1.86	1.45	1.02
80	2.27	1.95	1.54	1.11
90	2.34	2.02	1.62	1.19
100	2.40	2.09	1.70	1.27
150	2.64	2.38	2.03	1.61
200	2.83	2.61	2.30	1.92
250	2.99	2.80	2.54	2.19
300	3.12	2.97	2.75	2.45
350	3.12	3.12	2.94	2.68
400	3.12	3.12	3.12	2.91
≥450	3.12	3.12	3.12	3.12

注：地面粗糙度可按下列分类：

- A 类指近海面和海岛、海岸、湖岸及沙漠地区；
- B 类指田野、乡村、丛林、丘陵以及房屋比较稀疏的乡镇和城市郊区；
- C 类指有密集建筑群的城市市区；
- D 类指有密集建筑群且房屋较高的城市市区。

10.2 结构材料

10.2.1 钢材的材质应根据结构的重要性、结构型式、连接方式、钢材厚度和结构所处的环境及气温等条件进行合理选择。钢材等级宜采用 Q235、Q345、Q390 和 Q420，有条件时也可采用 Q460。钢材的质量应分别符合现行国家标准《碳素结构钢》GB/T 700 和《低合金高强度结构钢》GB/T 1591 的有关规定。

10.2.2 所有杆塔结构的钢材均应满足不低于 B 级钢的质量要求。当采用 40mm 及以上厚度的钢板焊接时，应采取防止钢材层状撕裂的措施。

10.2.3 结构连接宜采用 4.8、5.8、6.8、8.8 级热浸镀锌螺栓和螺

母,有条件时也可采用 10.9 级螺栓,其材质和机械特性应分别符合现行国家标准《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.1 和《紧固件机械性能 螺母 粗牙螺纹》GB/T 3098.2 的有关规定。

10.2.4 钢材、螺栓和锚栓的强度设计值,应按表 10.2.4 的规定确定。

表 10.2.4 钢材、螺栓和锚栓的强度设计值(N/mm²)

类别 材料		厚度或直径(mm)	抗拉	抗压和 抗弯	抗剪	孔壁承压
钢 材	Q235	≤16	215	215	125	370
		>16~40	205	205	120	
		>40~60	200	200	115	
		>60~100	190	190	110	
	Q345	≤16	310	310	180	510
		>16~35	295	295	170	490
		>35~50	265	265	155	440
		>50~100	250	250	145	415
	Q390	≤16	350	350	205	530
		>16~35	335	335	190	510
		>35~50	315	315	180	480
		>50~100	295	295	170	450
	Q420	≤16	380	380	220	560
		>16~35	360	360	210	535
		>35~50	340	340	195	510
		>50~100	325	325	185	480
	Q460	≤16	415	415	240	595
		>16~35	395	395	230	575
		>35~50	380	380	220	560
		>50~100	360	360	210	535

续表 10.2.4

类别 材料		厚度或直径(mm)	抗拉	抗压和 抗弯	抗剪	孔壁承压	
镀锌 粗制 螺栓 (C 级)	4.8 级	标称直径 $D \leq 39$	200	—	170	螺 杆 承 压	420
	5.8 级	标称直径 $D \leq 39$	240	—	210		520
	6.8 级	标称直径 $D \leq 39$	300	—	240		600
	8.8 级	标称直径 $D \leq 39$	400	—	300		800
	10.9 级	标称直径 $D \leq 39$	500	—	380		900
锚栓	Q235 钢	外径 ≥ 16	160	—	—	—	
	Q345 钢	外径 ≥ 16	205	—	—	—	
	35 号优质碳素钢	外径 ≥ 16	190	—	—	—	
	45 号优质碳素钢	外径 ≥ 16	215	—	—	—	

注:1 孔壁承压适用于构件上螺栓端距大于或等于螺栓直径的 1.5 倍;

2 8.8 级高强度螺栓应具有 A 类(塑性性能)和 B 类(强度)试验项目的合格证明。

11 杆塔结构

11.1 基本计算规定

11.1.1 杆塔结构设计应采用以概率理论为基础的极限状态设计法, 结构构件的可靠度采用可靠指标度量, 极限状态设计表达式采用荷载标准值、材料性能标准值、几何参数标准值以及各种分项系数等表达。

11.1.2 结构的极限状态应满足线路安全运行的临界状态。极限状态可分为承载力极限状态和正常使用极限状态, 应符合下列规定:

1 承载力极限状态应对应于结构或构件达到最大承载力或不适合继续承载的变形;

2 正常使用极限状态应对应于结构或构件的变形或裂缝等达到正常使用或耐久性能的规定限值。

11.1.3 结构或构件的强度、稳定和连接强度, 应按承载力极限状态的要求, 采用荷载的设计值和材料强度的设计值进行计算; 结构或构件的变形或裂缝, 应按正常使用极限状态的要求, 采用荷载的标准值和正常使用规定限值进行计算。

11.2 承载能力和正常使用极限状态计算表达式

11.2.1 结构或构件的承载力极限状态应按下式计算:

$$\gamma_0(\gamma_G \cdot S_{GK} + \psi \sum \gamma_{Qi} \cdot S_{Qik}) \leq R \quad (11.2.1)$$

式中: γ_0 ——杆塔结构重要性系数; 各类杆塔除安装工况取 1.0 外, 其他工况不应小于 1.1;

γ_G ——永久荷载分项系数; 对结构受力有利时不大于 1.0, 不利时取 1.2;

γ_{Qi} ——第 i 项可变荷载的分项系数, 取 1.4;

S_{GK} ——永久荷载标准值的效应；

S_{Qik} ——第 i 项可变荷载标准值的效应；

ψ ——可变荷载组合系数；正常运行情况取 1.0，断线情况、

安装情况和不均匀覆冰情况取 0.9，验算情况取 0.75；

R ——结构构件的抗力设计值。

11.2.2 结构或构件的正常使用极限状态应按下式计算：

$$S_{GK} + \psi \sum S_{Qik} \leq C \quad (11.2.2)$$

式中： C ——结构或构件的裂缝宽度或变形的规定限值（mm）。

11.2.3 结构或构件承载力的抗震验算应按下式计算：

$$\gamma_G \cdot S_{GE} + \gamma_{Eh} \cdot S_{Ehk} + \gamma_{EV} \cdot S_{EVK} + \gamma_{EQ} \cdot S_{EQK} + \psi_{wE} \cdot S_{wk} \leq R / \gamma_{RE} \quad (11.2.3)$$

式中： γ_G ——永久荷载分项系数；对结构受力有利时取 1.0，不利时取 1.2，验算结构抗倾覆或抗滑移时取 0.9；

γ_{Eh} 、 γ_{EV} ——水平、竖向地震作用分项系数，应按表 11.2.3-1 的规定确定；

γ_{EQ} ——导、地线张力可变荷载的分项综合系数，取 $\gamma_{EQ}=0.5$ ；

S_{GE} ——永久荷载代表值的效应；

S_{Ehk} ——水平地震作用标准值的效应；

S_{EVK} ——竖向地震作用标准值的效应；

S_{EQK} ——导、地线张力可变荷载的代表值效应；

S_{wk} ——风荷载标准值的效应；

ψ_{wE} ——抗震基本组合中的风荷载组合系数，可取 0.3；

γ_{RE} ——承载力抗震调整系数，应按表 11.2.3-2 的规定确定。

表 11.2.3-1 地震作用分项系数

地震作用		γ_{Eh}	γ_{EV}
仅计算水平地震作用		1.3	0.0
仅计算竖向地震作用		0.0	1.3
同时计算水平与 竖向地震作用	水平地震作用为主时	1.3	0.5
	竖向地震作用为主时	0.5	1.3

表 11.2.3-2 承载力抗震调整系数

材 料	结 构 构 件	承 载 力 抗 震 调 整 系 数
钢	跨越塔	0.85
	除跨越塔以外的其他铁塔	0.80
	焊缝和螺栓	1.00

11.3 杆塔结构基本规定

11.3.1 长期荷载效应组合(无冰、风速 5m/s 及年平均气温)情况、杆塔的计算挠度(不包括基础预偏)，应符合表 11.3.1 的规定：

表 11.3.1 杆塔的计算挠度(不包括基础预偏)

项 目	杆塔的计算挠度限值
悬垂直线自立式铁塔	3h/1000
悬垂转角自立式铁塔	5h/1000
耐张塔及终端自立式铁塔	7h/1000

注：1 h 为杆塔最长腿基础顶面起至计算点的高度；

2 设计时应根据杆塔的特点提出施工预偏的要求。

11.3.2 钢结构构件允许最大长细比应符合表 11.3.2 的规定。

表 11.3.2 钢结构构件允许最大长细比

项 目	钢 结 构 构 件 允 许 最 大 长 细 比
受压主材	150
受压材	200
辅助材	250
受拉材(预拉力的拉杆可不受长细比限制)	400

11.3.3 杆塔铁件应采用热浸镀锌防腐，也可采取其他等效的防腐措施。

11.3.4 受剪螺栓的螺纹不应进入剪切面。当无法避免螺纹进入剪切面时，应按净面积进行剪切强度验算。

11.3.5 全塔所有螺栓应采取防松措施。受拉螺栓及位于横担、顶架等易振动部位的螺栓，宜采取双帽防松措施。靠近地面的塔腿上的连接螺栓宜采取防卸措施。

12 基 础

12.0.1 基础型式的选择,应结合线路沿线地质、施工条件和杆塔型式的特点综合确定,并应符合下列规定:

1 当有条件时,应采用原状土基础。

2 一般地区可选用现浇钢筋混凝土基础或混凝土基础;岩石地区可采用锚筋基础或岩石嵌固基础;软土地基可采用大板基础、桩基础或沉井基础;运输或浇制混凝土有困难的地区,可采用装配式基础。

3 山区线路应采用全方位长短腿铁塔和不等高基础配合使用的方案。

12.0.2 基础稳定、基础承载力应采用荷载的设计值进行计算;地基的不均匀沉降、基础位移等应采用荷载的标准值进行计算。

12.0.3 基础的上拔和倾覆稳定应按下式计算:

$$\gamma_t \cdot T_e \leq A(\gamma_k, \gamma_s, \gamma_c, \dots) \quad (12.0.3)$$

式中: γ_t ——基础的附加分项系数,应按表 12.0.3 的规定确定;

T_e ——基础上拔或倾覆外力设计值;

$A(\gamma_k, \gamma_s, \gamma_c, \dots)$ ——基础上拔或倾覆的承载力函数;

γ_k ——几何参数的标准值;

γ_s, γ_c ——土及混凝土的重度设计值(取土及混凝土的实际重度)。

表 12.0.3 基础附加分项系数 γ_t

杆塔类型	上拔稳定		倾覆稳定
	重力式基础	其他各种类型基础	
悬垂直线杆塔	0.90	1.10	1.10
耐张直线(0° 转角)及悬垂转角杆塔	0.95	1.30	1.30
耐张转角、终端及大跨越杆塔	1.10	1.60	1.60

12.0.4 基础底面压应力,应按下式计算:

1 当轴心荷载作用时:

$$P \leq f_a / \gamma_{\text{rf}} \quad (12.0.4-1)$$

式中: P —基础底面处的平均压应力设计值;

f_a —修正后的地基承载力特征值;

γ_{rf} —地基承载力调整系数,宜取 $\gamma_{\text{rf}}=0.75$ 。

2 当偏心荷载作用时,除应按公式(12.0.4-1)计算外,还应按下式计算:

$$P_{\max} \leq 1.2 f_a / \gamma_{\text{rf}} \quad (12.0.4-2)$$

式中: P_{\max} —基础底面边缘的最大压应力设计值。

12.0.5 基础混凝土强度等级不应低于 C20 级。

12.0.6 岩石基础的地基应逐基鉴定。

12.0.7 基础的埋深应大于 0.5m。冻土地区的基础埋深应符合现行行业标准《冻土地区建筑地基基础设计规范》JGJ 118 的有关规定。

12.0.8 跨越河流或位于洪泛区的基础,应收集水文地质资料,必要时应考虑冲刷作用和漂浮物的撞击影响,并应采取相应的防护措施。

12.0.9 当位于地震烈度为 7 度及以上的地区且场地为饱和砂土和饱和粉土时,应计算地基液化的可能性,并应采取必要的稳定地基或基础的抗震措施。

12.0.10 转角塔、终端塔的基础宜根据相关要求采取预偏措施。

13 对地距离及交叉跨越

13.0.1 导线对地面、建筑物、树木、铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路的距离,应按导线运行温度 40℃(当导线按允许温度 80℃设计时,导线运行温度取 50℃)情况或覆冰无风情况的最大弧垂计算,并按最大风情况的最大风偏(或按覆冰情况)进行风偏校验。重覆冰区的线路,还应计算导线不均匀覆冰、验算覆冰情况下的弧垂增大。

- 注:1 计算对地距离时可不计算由于电流、太阳辐射等引起的弧垂增大,但应计算导线架线后塑性伸长的影响和设计、施工的误差;
- 2 大跨越的导线弧垂应按导线实际能够达到的最高温度计算;
- 3 输电线路与铁路、高速公路及一级公路交叉,且交叉档距大于 200m 时,最大弧垂应按导线允许温度计算,导线的允许温度应按不同要求取 70℃或 80℃。

13.0.2 导线对地面的最小距离,以及与山坡、峭壁、岩石之间的最小净空距离,应符合下列规定:

1 在最大计算弧垂情况下,导线与地面的最小距离应符合表 13.0.2-1 的规定。

表 13.0.2-1 导线对地面的最小距离 (m)

地区	1000		备注
	单回路	同塔双回路 (逆相序)	
居民区	27	25	—
非居民区	22	21	农业耕作区
	19	18	人烟稀少的非农业耕作区
交通困难区	15		—

2 在最大计算风偏情况下,导线与山坡、峭壁、岩石之间的最小净空距离应符合表 13.0.2-2 的规定。

表 13.0.2-2 导线与山坡、峭壁、岩石之间的最小净空距离 (m)

线路经过地区	标称电压 (kV)	
	单回路	同塔双回路(逆相序)
步行可以到达的山坡		13
步行不能到达的山坡、峭壁和岩石		11

13.0.3 线路邻近居住建筑时,居住建筑所在位置距地 1.5m 高处最大未畸变场强不应超过 4kV/m。

13.0.4 1000kV 架空输电线路不应跨越居住建筑以及屋顶为燃烧材料危及线路安全的建筑物。导线与建筑物之间的距离应符合下列规定:

1 在最大计算弧垂情况下,导线与建筑物之间的最小垂直距离应符合表 13.0.4-1 规定的数值。

表 13.0.4-1 导线与建筑物之间的最小垂直距离

标称电压(kV)	1000
垂直距离(m)	15.5

2 在最大计算风偏情况下,1000kV 架空输电线路边导线与建筑物之间的最小净空距离应符合表 13.0.4-2 规定的数值。

表 13.0.4-2 导线与建筑物之间的最小净空距离

标称电压(kV)	1000
距离(m)	15

3 无风情况下,边导线与建筑物之间的水平距离应符合表 13.0.4-3 规定的数值。

表 13.0.4-3 边导线与建筑物之间的水平距离

标称电压(kV)	1000
距离(m)	7

13.0.5 1000kV 架空输电线路经过经济作物和集中林区时,宜采用加高杆塔跨越林木不砍通道的方案,并应符合下列规定:

1 当跨越时,导线与树木(按自然生长高度)之间的最小垂直

距离应符合表 13.0.5-1 规定的数值。

表 13.0.5-1 导线与树木之间的最小垂直距离

标称电压(kV)	1000	
	单回路	同塔双回路(逆相序)
垂直距离(m)	14	13

2 当砍伐通道时,通道净宽度不应小于线路宽度加通道附近主要树种自然生长高度的 2 倍。通道附近超过主要树种自然生长高度的非主要树种树木应砍伐。

3 1000kV 架空输电线路通过公园、绿化区或防护林带,在最大计算风偏情况下,导线与树木之间的最小净空距离应符合表 13.0.5-2 规定的数值。

表 13.0.5-2 导线与树木之间的最小净空距离

标称电压(kV)	1000
净空距离(m)	10

4 1000kV 架空输电线路通过果树、经济作物林或城市灌木林不应砍伐通道。导线与果树、经济作物、城市绿化灌木以及街道行道树木之间的最小垂直距离应符合表 13.0.5-3 规定的数值。

表 13.0.5-3 导线与果树、经济作物、城市绿化灌木及
街道行道树木之间的最小垂直距离

标称电压(kV)	1000	
	单回路	同塔双回路(逆相序)
垂直距离(m)	16	15

13.0.6 1000kV 架空输电线路跨越弱电线路(不包括光缆和埋地电缆)时,其交叉角应符合表 13.0.6 的规定。

表 13.0.6 1000kV 架空输电线路跨越弱电线路
(不包括光缆和埋地电缆)的交叉角

弱电线路等级	一级	二级	三级
交叉角	$\geq 45^\circ$	$\geq 30^\circ$	不限制

13.0.7 1000kV 架空输电线路与甲类火灾危险性的生产厂房、甲类物品库房、易燃、易爆材料堆场,以及可燃或易燃、易爆液(气)体储罐的防火间距,不应小于杆塔全高加 3m。

13.0.8 1000kV 架空输电线路与地埋输油、输气管道的平行接近距离,应根据线路和管道的具体参数计算确定。

13.0.9 1000kV 架空输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的要求,应符合下列规定:

1 1000kV 架空输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉最小垂直距离,应符合表 13.0.9-1 的规定。

表 13.0.9-1 1000kV 架空输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉最小垂直距离

项 目		单回路最小垂直距离 (m)	双回路(逆相序) 最小垂直距离(m)
铁路	至轨顶	27	25
	至承力索或接触线	10 (16)	10 (14)
公路	至路面	27	25
通航 河流	至五年一遇洪水位	14	13
	至最高航行水位桅顶	10	10
	至最高航行水位	24	23
不通航 河流	百年一遇洪水位	10	10
	冬季至冰面	22	21
弱电线	至被跨越物	18	16
电力线	至被跨越物	10(16)	10(16)
架空特 殊管道	至管道任何部分	18	16

注:垂直距离中,括号内的数值用于跨杆(塔)顶。

2 1000kV 架空输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路水平接近距离,应符合表 13.0.9-2 的规定。

表 13.0.9-2 1000kV 架空输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道
及各种架空线路水平接近距离

项 目			最小水平距离(单回路/ 双回路逆相序)(m)
铁路	杆塔外缘至轨道中心		
公路	交叉	杆塔外缘至路基边缘	
	平行	边导线至 路基边缘	最高塔高 路径受限制地区 15/13 或按协议取值
通航河流	塔位至河堤		
不通航河流			
弱电线	与边导线间(平行)	路径受限制地区 (最大风偏情况下)	
电力线	与边导线间(平行)	路径受限制地区	
架空 特殊管道	与特殊管道平行时, 边导线至管道 任何部分	开阔地区	最高塔高
		路径受限制地区 (最大风偏情况下)	13

- 注:1 宜远离低压用电线路和通信线路,在路径受限制地区,与低压用电线路和通信线路的平行长度不宜大于1500m,与边导线的水平距离宜大于50m,必要时,通信线路应采取防护措施,受静电或电磁感应影响电压可能异常升高的入户低压线路应给予必要的处理;
- 2 走廊内受静电感应可能带电的金属物应予以接地;
- 3 跨越220kV及以上线路,铁路,高速公路,一级公路,一、二级通航河流及特殊管道等时,悬垂绝缘子串宜采用双挂点、双联I串或V串型式;
- 4 线路跨越铁路,高速公路,一级公路,电车道,一、二级通航河流,110kV及以上电力线,特殊管道,索道时,不得接头;
- 5 跨越110kV及以上输电线路时,交叉角不应小于15°。跨越铁路时,交叉角不宜小于45°,但不应小于30°,且不宜在铁路车站出站信号机以内跨越。

14 环境保护

- 14.0.1** 输电线路设计应符合国家有关环境保护、水土保持的规定。
- 14.0.2** 输电线路设计中应对电磁干扰、噪声等污染因子采取必要的防治措施。
- 14.0.3** 输电线路可听噪声控制值和无线电干扰控制值应符合本规范第 5.0.2 条和第 5.0.3 条的规定。
- 14.0.4** 对沿线相关的弱电线路和无线电设施应进行通信保护设计并采取相应的处理措施。
- 14.0.5** 山区线路应采用全方位长短腿加不等高基础配合使用。
- 14.0.6** 线路经过经济作物或林区时,宜采取跨越设计。

15 劳动安全和工业卫生

- 15.0.1** 输电线路设计时,应满足国家规定的有关防火、防爆、防尘、防毒及劳动安全与卫生等的要求。
- 15.0.2** 输电线路杆塔应采取高空作业工作人员的安全保护措施。
- 15.0.3** 施工时应针对由邻近输电线路可能产生的感应电压采取安全保护措施。
- 15.0.4** 对平行接近或交叉的其他输电线路、通信线等存在感应电压影响时,且邻近线路在施工、运行和维修时,应做好安全措施。

16 附 属 设 施

16.0.1 新建输电线路在交通困难地区设巡线站时,其维护半径可取40km~50km,如沿线交通方便或该地区已有生产运行机构,也可不设巡检站。巡检站应配备必要的备品备件、检修材料、维护检修工器具以及交通工具。

16.0.2 杆塔上的固定标志应符合下列规定:

- 1 所有杆塔均应标明线路的名称、代号和杆塔号;
- 2 所有耐张型杆塔、分支杆塔和换位杆塔前后各一基杆塔上,均应有明显的相位标志;
- 3 在多回路杆塔上或在同一走廊内平行线路的杆塔上,均应标明每一线路的名称和代号;
- 4 高杆塔应按航空部门的规定装设航空障碍标志;
- 5 杆塔上固定标志的尺寸、颜色和内容还应符合运行部门的要求;
- 6 跨越铁路时杆塔处应设置标志牌。

16.0.3 新建输电线路宜根据现有运行条件配备适当的通信设施。

16.0.4 一般线路杆塔登高设施可选用脚钉或直爬梯,并可设置简易的检修人员休息平台。大跨越杆塔应设置旋转爬梯,必要时可增设攀爬机或电梯等设施。

16.0.5 杆塔可安装高空作业人员的防坠落装置。

附录 A 高压架空线路污秽分级标准

表 A 高压架空线路污秽分级标准

污秽等级	污湿润特征	盐密(mg/cm^2)	线路爬电比距(cm/kV)
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污染地区	≤ 0.03	1.45(1.60)
I	大气轻度污染地区,工业区和人口低密集区,离海岸盐场 10km~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时	$>0.03 \sim 0.06$	1.45~1.82 (1.60~2.00)
II	大气中等污染地区,轻盐碱和炉烟污秽地区,离海岸盐场 3km~10km 地区。在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨)但雨量较少时	$>0.06 \sim 0.10$	1.82~2.27 (2.00~2.50)
III	大气污染较严重地区,重雾和重盐碱地区,近海岸盐场 1km~3km 地区,工业与人口密度较大地区,离化学污源和炉烟污秽 300m~1500m 的较严重污秽地区	$>0.10 \sim 0.25$	2.27~2.91 (2.50~3.20)
IV	大气特别严重污染地区,离海岸盐场 1km 以内,离化学污源和炉烟污秽 300m 以内的地区	$>0.25 \sim 0.35$	2.91~3.45 (3.20~3.80)

注:爬电比距计算时取系统最高工作电压;表中括号内数字为按标称电压计算的值。

附录 B 各种绝缘子的特征指数 m_1 参考值

B. 0. 1 各种绝缘子的特征指数 m_1 参考值应符合表 B. 0. 1-1 的规定。瓷和玻璃绝缘子试品的尺寸应符合表 B. 0. 1-2 的规定, 各种绝缘子试品的形状见图 B. 0. 1。

表 B. 0. 1-1 各种绝缘子的特征指数 m_1 参考值

试品	材料	m_1 值		
		盐密 0.05mg/cm ²	盐密 0.2mg/cm ²	平均值
1#	瓷	0.66	0.64	0.65
2#		0.42	0.34	0.38
3#		0.28	0.35	0.32
4#		0.22	0.40	0.31
5#	玻璃	0.54	0.37	0.45
6#		0.36	0.36	0.36
7#		0.45	0.59	0.52
8#		0.30	0.19	0.25
9#	复合	0.18	0.42	0.30

表 B. 0. 1-2 瓷和玻璃绝缘子试品的尺寸

试品	材料	盘径 (mm)	结构高度 (mm)	爬电距离 (cm)	表面积 (cm ²)	重量 (kg)	机械强度 (kN)
1#	瓷	280	170	33.2	1730.27	8.5	210
2#		300	170	45.9	2784.86	11.5	210
3#		320	195	45.9	3025.98	13.5	300
4#		340	170	53.0	3627.04	12.1	210
5#	玻璃	280	170	40.6	2283.39	7.2	210
6#		320	195	49.2	3087.64	10.6	300
7#		320	195	49.3	3147.4	11.3	300
8#		380	145	36.5	2476.67	6.2	120

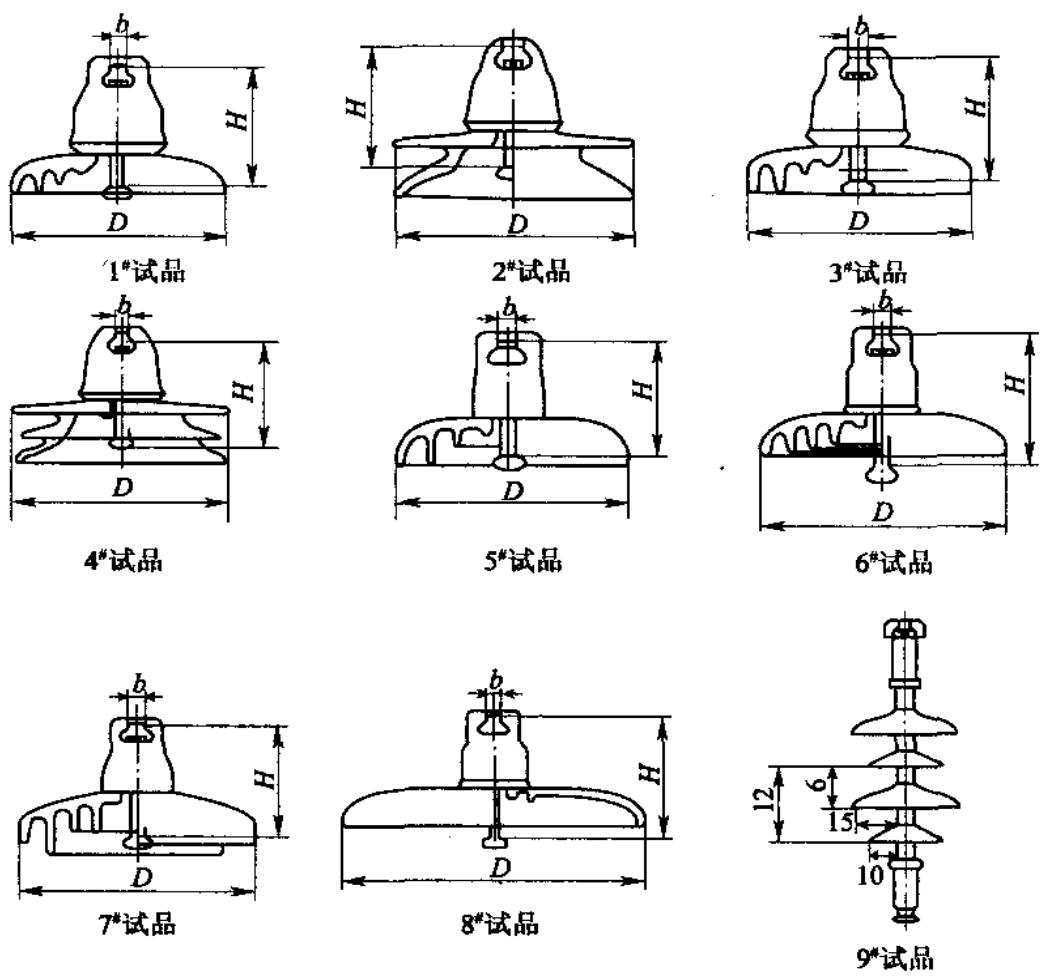


图 B. 0.1 各种绝缘子试品的形状

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

《建筑结构荷载规范》GB 50009

《碳素结构钢》GB/T 700

《低合金高强度结构钢》GB/T 1591

《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098. 1

《紧固件机械性能 螺母 粗牙螺纹》GB/T 3098. 2

中华人民共和国国家标准

1000kV 架空输电线路设计规范

GB 50665 - 2011

条文说明

制 定 说 明

《1000kV 架空输电线路设计规范》，经住房和城乡建设部 2011 年 4 月 2 日以第 976 公告批准发布。

1000kV 架空输电线路在我国为新电压等级的特高压交流输电线路。本规范在制定过程中，编制组进行了国内外交流特高压的科研成果、1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程及 1000kV 淮南—上海（皖电东送）同塔双回交流特高压工程关键技术研究和设计研究成果、国外交流特高压架空输电线路建设和运行经验的调查研究，总结和吸收了近年来国内外架空输电线路科研、设计、建设和运行中的新技术、新工艺和新材料应用成果。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定，《1000kV 架空输电线路设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明，还着重对强制性条文的强制性理由做了解释。但是，本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总 则	(59)
2	术语和符号	(60)
2.1	术语	(60)
3	路 径	(61)
4	气象条件	(63)
5	导线和地线	(66)
6	绝缘子和金具	(72)
7	绝缘配合、防雷和接地	(75)
8	导线布置	(96)
9	杆塔型式	(102)
10	杆塔荷载及材料	(104)
10.1	杆塔荷载	(104)
10.2	结构材料	(110)
11	杆塔结构	(112)
11.1	基本计算规定	(112)
11.2	承载能力和正常使用极限状态计算表达式	(112)
11.3	杆塔结构基本规定	(114)
12	基 础	(115)
13	对地距离及交叉跨越	(117)
14	环境 保护	(130)
16	附 属 设 施	(131)

1 总 则

1.0.1 本条提出了1000kV交流架空输电线路设计规范的目的,要求协调好各方面的相互关系,以合理的投资使设计的输电线路能获得最佳的综合效益。

1.0.2 本条提出了本规范适用的范围,包括新建1000kV交流特高压单回路和同塔双回路输电线路的设计。

1.0.3 根据电网建设的发展,本条明确了依靠技术进步,合理利用资源,达到降低消耗,提高资源的利用效率和环保的要求。

2 术语和符号

2.1 术 语

2.1.14 本条定义居民区以外地区均属非居民区。虽然时常有人、有车辆或农业机械到达,但未遇房屋或房屋稀少的地区,亦属非居民区。

2.1.20 “大跨越”一般指越通航大江河、湖泊或海峡等,档距在1000m以上或塔高在150m以上,导线选型或塔的设计需予以特殊考虑,且发生故障时严重影响航运或修复特别困难的耐张段。

1000kV晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程黄河大跨越,最大跨越档距为1220m,跨越塔呼高为112.0m,全高达122.8m;汉江大跨越跨档距为1650m,直线塔呼高为168.0m,全高达181.8m。以上两个大跨越导线采用 $6 \times \text{AACSR/EST-500/230}$ 特高强钢芯铝合金绞线。1000kV淮南—上海(皖电东送)同塔双回交流特高压工程长江大跨越,最大跨越档距为1817m,跨越塔呼高为206m,全高达277.5m;淮河大跨越,最大跨越档距为1300m,跨越塔呼高为131m,全高达197.5m。以上两个大跨越导线采用导线采用 $6 \times \text{AACSR/EST-640/290}$ 特高强钢芯铝合金绞线。

3 路 径

3.0.1 随着新技术手段的发展,1000kV 架空输电线路路径选择宜使用卫片、航片、全数字摄影测量系统等新技术,在滑坡、泥石流、崩塌等不良地质发育地区宜采用地质遥感技术等。

3.0.2 为了使新建特高压工程与地方发展和规划相协调,明确路径选择原则,要求尽量减少对军事设施和地方经济发展的影响。

3.0.4 根据多年的线路运行经验的总结,选择线路应尽量避开不良地质地带、采动影响区(地下矿产开采区、采空区)等可能引起杆塔倾斜、沉陷的地段,当无法避让时,应开展详细的地质、矿产分布、开采情况、塌陷情况的专项调查,应开展塔位稳定性评估。根据运行经验,路径选择尽量避开导线易舞动区。东北的鞍山、丹东、锦州一带,湖北的荆门、荆州、武汉一带是全国范围内输电线路发生舞动较多地区。导线舞动对线路安全运行所造成危害十分重大,诸如线路频繁跳闸与停电,导线的磨损、烧伤与断线,金具及有关部件的损坏等,都会造成重大的经济损失与社会影响。因此舞动多发区应尽量避让,当无法避让时,应对铁塔、金具等采取适当加强,并安装防舞装置等。

3.0.5 为使新建特高压线路与沿线相关设施的相互协调,以求和谐共存,明确在选择路径时应考虑与临近设施如电台、机场、弱电线路等的相互影响。

3.0.7 耐张段长度由线路的设计、运行、施工条件和施工方法确定,吸取 2008 年初冰灾运行经验,轻、中、重冰区的耐张段长度分别不宜大于 10km、5km、3km。当耐张段长度较长时,设计中应采取措施防止串倒。例如轻冰区每隔 7 基~8 基(中冰区每隔 4 基~5 基)设置一基纵向强度较大的加强型直线塔,防串倒的加强型直

线塔其设计条件除按常规直线塔工况计算外,还应按所有导、地线同侧有断线张力(含纵向不平衡张力)计算。

根据 2008 年 1 月我国南方地区发生冰灾事故的经验,对特殊区段线路,如大跨越线路,跨越主干铁路、高速公路等重要设施的跨越应采用独立耐张段,必要时杆塔结构重要性系数取 1.1,并按验算覆冰校核交叉跨越物的间距。

独立耐张段应根据地形、地物等条件合理确定跨越方案,可采用“耐—直—直—耐”、“耐—直—耐”、“耐—直—直—直—耐”或“耐—耐”方案,且直线塔不应超过 3 基。

对于运行抢修特别困难的局部区段线路,采取适当加强措施,提高安全设防水平。

对覆冰地区的重要线路可考虑安装线路覆冰在线监测装置,并采取防冰、减冰、融冰等措施。

跨越铁路时验算覆冰按中华人民共和国铁道部《关于特高压交直流输电线路跨越铁路有关标准的函》(铁建设函〔2009〕327 号文)规定执行。

3.0.9 为了预防灾害性事故的发生,山区输电线路选择路径和定位时,应注意限制使用档距和相应的高差,避免出现杆塔两侧大小悬殊的档距,当无法避免时应采取必要的措施,提高安全度。

3.0.10 大跨越的基建投资大,运行维护复杂,施工工艺要求高,故一般应该尽量减少或避免。因此,选线中遇有大跨越应结合整个路径方案综合考虑。如某个方案路径长度虽增加了几公里,但避免了大跨越或减少跨越档距,降低了造价,从全局看是合理的,这一点应引起足够重视。

4 气象条件

4.0.1 目前我国 500kV~750kV 输电线路的基本风速重现期为 50 年, 鉴于特高压线路的重要性, 确定其基本风速数理统计重现期取 100 年。

设计气象条件, 除根据沿线气象资料的数理统计结果以及附近已有线路的运行经验确定外, 还要参考现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的风压图。

设计冰厚原则上宜按数理统计确定, 如当地无可靠资料, 应根据沿线调查, 结合附近线路设计运行经验分析确定。

4.0.2 统计风速样本的基准高度, 统一取离地面(或水面)10m, 保持与荷载规范一致, 可简化资料换算及便于与其他行业比较。工程设计时应根据导线平均高度将基本风速进行换算, 1000kV 架空输电线路导线平均高一般取 30m, 其他工况的风速不需进行换算。

4.0.3 输电线路经过地区广, 地形条件复杂, 线路通过山区, 除一些峡谷、高峰等处受微地形影响, 风速值有所增大外, 对于整个山区从宏观上看, 山区摩擦阻力大风速值也不一定就较平地大, 所以, 一般说来如无可靠资料, 对于通过山区的线路, 采用的设计风速, 从安全的角度出发, 参考荷载规范的规定, 按附近平地风速资料增大 10%。山区的微地形影响, 除个别大跨越为提高其安全度可考虑增大风速以外, 在一般地区不予增加。一般山区虽有狭管等效应, 考虑到架空输电线路有档距不均匀系数的影响, 因此, 从总的方面山区风速较平地增大了 10% 以后, 已能反映山区的情况。

4.0.5 根据 2008 年初我国南方地区覆冰灾害情况分析结果, 对

输电线路基本覆冰划分为轻、中、重三个等级,采用不同的设计参数。

4.0.6 根据 2008 年初我国南方地区覆冰灾害情况分析结果,地线设计冰厚应较导线增加 5mm。地线设计冰厚增加 5mm,仅针对地线支架的机械强度设计。地线覆冰取值较导线增加 5mm 后,地线的荷载取值对应的冰区(如不均匀覆冰的不平衡张力取值等)应与导线的冰区相同。

4.0.7 根据我国输电线路的运行经验,强调加强沿线已建线路设计、运行情况的调查,并对调查结果予以分析论述(风灾、冰灾、雷害、污闪、地质灾害、鸟害等)。

我国输电线路运行经验要求:线路应避开重冰区及易发生导线舞动的地区。路径必须通过重冰区或导线易舞动地区时,应进行相应的防冰害或防舞动设计,适当提高线路的机械强度,局部易舞区段在线路建设时安装防舞装置等措施。输电线路位于河岸、湖岸、山峰以及山谷口等容易产生强风的地带时,其基本风速应较附近一般地区适当增大。对易覆冰、风口、高差大的地段,宜缩短耐张段长度,杆塔使用条件应适当留有裕度。对于相对高耸、山区风道、垭口、抬升气流的迎风坡、较易覆冰等微地形区段,以及相对高差较大、连续上下山等局部地段的线路应加强抗风、冰灾害能力。

4.0.8 特高压输电线路的大跨越段,一般跨越档距在 1000m 以上,或跨越塔高在 150m 以上。跨越重要通航河流和海面,若发生事故,影响面广,修复困难。为确保大跨越的安全运行,设计标准应予提高。根据我国几处大跨越的设计运行经验,如当地无可靠资料,设计风速可较附近平地线路气象资料增大 10% 设计。关于江面和江湖风速的问题,根据我国沿长江几处重大跨越的设计资料,一般认为江面风速比陆地略大一级,取为 10%。

4.0.9 对于大跨越的设计条件规定较高的安全标准是必要的,考虑到覆冰资料大多数地区比较缺乏,目前气象部门尚提不出覆冰

资料及其随高度变化的规律,根据现有工程的经验,多采用附近线路的设计覆冰增加5mm作为大跨越的设计覆冰厚度。

验算条件,应以历年来稀有气象条件进行验算,当无可靠资料时,如何确定验算风速和覆冰厚度,可结合各地的情况处理。

4.0.10 本条文是根据以往设计经验确定的,基本符合输电线路实际情况,运行中未发现问题。

4.0.11~4.0.14 明确安装、雷电过电压、操作过电压、带电作业等工况的气象条件。

4.0.15 覆冰工况的风速一般情况下采用10m/s,当有可靠资料表明需加大风速时可采用15m/s。

5 导线和地线

5.0.1 架空输电线路的导线应从技术性和经济性两个方面考虑。

从技术性来看,一般要求所选导线应满足线路电压降、导线发热、无线电干扰、电视干扰、可听噪声以及适应线路所经过地区气候条件和地形条件的机械特性等。

就经济性而言,国内以往一般要求导线截面按照经济电流密度选择。表1列出了我国的标准经济电流密度。

表1 我国规定的经济电流密度(A/mm²)

导线材料	最大负荷利用小时数(h)		
	3000以下	3000~5000	5000以上
铝	1.65	1.15	0.90
铜	3.00	2.25	1.75

从表1数据可以看出,对于我国架空输电线路所采用的钢芯铝绞线,经济电流密度只与最大负荷利用小时数有关,而且从20世纪50年代至今,一直没有变化。线路工程建设费用,在不同的年代是不同的,它将随材料费和人工费的变化而变化。而线路运行费用也要随电力部门人工费用以及销售电价的变化而改变。综合上述因素,本条款加入了根据年费用最小法进行经济分析的内容。

在正常输送功率条件下,1000kV架空输电线路导线选择主要决定于电晕条件,而考察电晕影响程度的主要判据是导线表面工作场强与起始电晕场强的比值,以及电晕派生效应无线电干扰和可听噪声,其中无线电干扰和可听噪声是导线最小截面选择的主要控制条件。

5.0.2 本条为强制性条文,规定了无线电干扰的设计控制值。规定了1000kV架空输电线路的无线电干扰限值作为设计控制值,

即在距离边相导线地面投影外侧 20m、对地 2m 高度处、频率为 0.5MHz 时为 58dB(μ V/m), 以满足在好天气下, 无线电干扰值不大于 55dB(μ V/m)。

对于海拔超过 500m 的线路, 其无线电干扰预估值应进行高海拔修正。

表 2 给出了单回路多种导线方案算的 500m 以下的无线电干扰值。

表 2 各种导线的无线电干扰值

导线结构	分裂间距 (mm)	水平排列 中相 V 串	水平排列 三相 V 串	三角排列 中相 V 串	三角排列 三相 V 串
6XLGJ-630/45	400	59.90	60.80	58.20	59.20
6XACSR-720/50	400	59.40	60.30	57.70	58.70
6X900(ChuKar)	400	58.20	59.20	56.40	57.50
6XLGJ-630/45	450	60.30	61.10	58.50	59.50
6XACSR-720/50	450	59.70	60.60	58.00	59.00
6X900(ChuKar)	450	58.40	59.50	56.60	57.80
7XLGJ-500/35	400	58.20	59.10	56.40	57.40
7XLGJ-630/45	400	56.80	57.80	55.00	56.10
7XACSR-720/50	400	56.10	57.20	54.30	55.50
7XLGJ-800/55	400	55.40	56.50	53.50	54.80
7X900(ChuKar)	400	54.60	55.80	52.60	54.00
8XLGJ-400/35	400	56.60	57.60	54.90	55.90
8XLGJ-500/35	400	55.40	56.50	53.60	54.80
8XLGJ-630/45	400	53.70	54.90	51.80	53.10
8XACSR-720/50	400	52.90	54.20	50.90	52.30
8XLGJ-800/55	400	52.00	53.40	50.00	51.50
9XLGJ-300/40	380	55.30	56.20	53.40	54.50
9XLGJ-400/35	380	54.00	55.10	52.10	53.30
9XLGJ-500/35	380	52.60	53.80	50.60	51.90

国家环境保护总局在文件《关于晋东南—南阳—荆门百万伏级交流输变电工程环境影响报告书的批复》(环审[2006]92 号) 中

要求：“该项目是我国特高压输变电示范工程，国内尚无 1000 千伏交流输变电工程相关环境影响控制标准，我局经组织专家研讨后决定目前特高压输电线路项目电磁环境影响暂行控制指标原则上以不超过目前执行的《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》HJ/T 24—1998 的要求”；“1000 千伏特高压线路的无线电干扰限值暂按在距边相导线投影 20m 处，测试频率为 0.5 兆赫兹的晴天条件下不大于 55 分贝 (μ V/m) 控制”。

5.0.3 本条为强制性条文，规定了可听噪声的设计控制值。我国西北 750kV 线路可听噪声的设计控制值为 55dB(A)。考虑 1000kV 特高压线路也会经过经济比较发达、人口密度较大的东、中部地区，为尽可能减小线路通过时对环境带来的影响并考虑工程的经济性，可听噪声在湿导线条件下的设计控制值取为 55dB(A)。对于人烟稀少的高海拔地区，其噪声预估值应进行高海拔修正，噪声设计控制值可适当放宽。

在考虑可听噪声标准的参考点位置时，国际上各个国家有不同的标准，我国对输电线路没有规定，本规范考虑采用与我国标准中的无线电干扰设计控制值参考点相一致为边线外 20m 处，与无线电干扰标准一样，在该参考点满足限值要求，即认为该输电线路满足可听噪声环境要求。

单回路不同导线方案在“湿导线”条件下离边相水平距离 20m 处的可听噪声见表 3。

表 3 单回路“湿导线”条件下可听噪声[dB(A)]

导线结构	分裂间距 (mm)	水平排列 中相 V 串	水平排列 三相 V 串	三角排列 中相 V 串	三角排列 三相 V 串
6XLGJ-630/45	400	57.09	59.16	56.27	58.30
6XACSR-720/50	400	56.18	58.25	55.36	57.37
6X900(ChuKar)	400	54.31	56.41	53.49	55.53
6XLGJ-630/45	450	57.29	59.41	56.43	58.50

续表 3

导线结构	分裂间距 (mm)	水平排列 中相 V 串	水平排列 三相 V 串	三角排列 中相 V 串	三角排列 三相 V 串
6XACSR-720/50	450	56.33	58.47	55.48	57.55
6X900(ChuKar)	450	54.37	56.52	53.52	55.57
7XLGJ-500/35	400	55.81	57.97	54.93	57.03
7XLGJ-630/45	400	53.48	55.65	52.60	54.70
7XACSR-720/50	400	52.59	54.76	51.69	53.80
7XLGJ-800/55	400	51.65	53.83	50.77	52.86
7X900(ChuKar)	400	50.73	52.93	49.85	51.95
8XLGJ-400/35	400	54.68	56.93	53.80	55.92
8XLGJ-500/35	400	52.67	54.93	51.76	53.91
8XLGJ-630/45	400	50.36	52.64	49.41	51.60
8XACSR-720/50	400	49.49	51.74	48.54	50.71
8XLGJ-800/55	400	48.56	50.82	47.59	49.77
9XLGJ-300/40	380	53.86	56.16	52.90	55.10
9XLGJ-400/35	380	51.72	54.06	50.79	52.98
9XLGJ-500/35	380	49.51	52.08	48.82	51.00
10XLGJ-300/40	375	51.31	53.70	50.32	52.56
10XLGJ-400/35	375	49.22	51.60	48.22	50.48

现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096—2008 规定了城市五类区域的环境噪声限值(乡村生活区域可参照本标准执行),具体要求见表 4。

表 4 城市五类区域环境噪声标准值 [dB(A)]

类别	昼 间	夜 间
0	50	40
1	55	45
2	60	50

续表 4

类 别	昼 间	夜 间
3	65	55
4	70	55

根据我国现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096—2008 和国外提出的一般准则,本规定建议一般地区特高压输电线路按湿导线时的百分声级 L_{50} 噪声水平限制在 55dB(A),因此在好天气时可满足表 4 中 0~1 类区(工业区)夜间限制标准。

5.0.5 地线(包括光纤复合架空地线,简称 OPGW)除应满足短路电流热容量要求外,还应考虑地线电晕问题。地线表面场强过高将会引起地线的全面电晕,不但电晕损耗急剧增加,而且会带来其他很多问题,因此,应该适当限制地线的表面场强。

参考我国超高压导线表面工作场强与起晕场强之比 0.80~0.85,地线表面粗糙系数按照 0.82 考虑,建议地线表面工作场强与起晕场强之比不宜大于 0.8。

5.0.8 本条为强制性条文。为保证导、地线在运行中具有足够的安全裕度,规定了导、地线设计的最小安全系数。

5.0.11 条文规定“阻尼间隔棒宜不等距、不对称布置”,也即导线最大次档距不宜大于 66m,平均次档距为 50m~60m,端次档距宜控制在 25m~35m。当线路经过重冰区时,平均次档距和端次档距都应适当减小。

5.0.13 输电线路通过导线易发生舞动地区时应采取防舞措施,提高线路抗舞能力。线路经过可能发生舞动地区时,也应预留导线防舞动措施安装孔位。现行的防舞措施,概括起来大约可分为三大类:其一,从气象条件考虑,避开易于形成舞动的覆冰区域与线路走向;其二,从机械与电气的角度,提高线路系统抵抗舞动的能力;其三,从改变与调整导线系统的参数出发,采取各种防舞装置与措施,抑制舞动的发生。东北的鞍山、丹东、锦州一带,湖北的

荆门、荆州一带是全国范围内输电线路发生舞动较多的地区，导线舞动对线路安全运行所造成的危害十分重大，诸如线路频繁跳闸与停电，导线的磨损、烧伤、断线，金具及铁塔部件损坏等，可能导致重大的经济损失与社会影响。1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程在荆门变电站附近采取了限舞措施。

6 绝缘子和金具

6.0.1 国内自 20 世纪 80 年代末开始批量使用复合绝缘子,荷载设计安全系数大都为 3.0,至今运行情况良好,虽出现极个别串脆断,多属产品质量问题。故复合绝缘子最大使用荷载设计安全系数取 3.0 较为合适。20 世纪 90 年代开始使用瓷棒绝缘子,根据德国运行经验最大使用荷载设计安全系数取 3.0,运行情况良好。1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程及 1000kV 淮南—上海(皖电东送)同塔双回交流特高压工程在中重污秽区悬垂串大量使用了复合绝缘子,根据以往经验,安全系数均取 3.0,经过对特高压耐张用复合绝缘子的试验研究,建议特高压耐张复合绝缘子安全系数取 4.0。

6.0.4 本条为强制性条文。为保证金具在运行中具有足够的安全裕度,规定了金具设计的最小安全系数。

6.0.6 OPGW 一般是直接接地的,如果线路在接地极附近通过,当直流系统以大地返回方式运行(特别是大电流运行)时,由于大地电位升高,直流地电流可能通过杆塔和地线从一个杆塔流进,从另一个杆塔流出,从而导致杆塔和基础被腐蚀。根据模拟计算,如距离大于 10km,接地极地电流可能导致杆塔及基础的腐蚀量是很轻微的,可以忽略不计。

此外,如果线路与接地极很近,当直流系统以大地返回方式运行(特别是大电流运行)时,地电流可能通过杆塔和地线返回到换流站(变电站)接地网,再通过接地网、中性点接地的变压器流入到交流系统中,从而导致变压器磁饱和。为缓解或消除接地极地电流对杆塔的腐蚀影响,需将靠近接地极的线路地线进行绝缘。

6.0.7 绝缘子串与横担连接的第一个金具受力较复杂,国内早期运行经验已经证明第一个金具不够灵活,不但本身易受磨损,还将引起相邻的其他金具受到损坏。因此在选择第一个金具时,应从强度、材料、型式三方面考虑。对联塔第一个金具的选择,除了要求结构上灵活外,同时要求强度上也应提高。

6.0.8 在线路设计中,为了缩小走廊宽度,减少悬垂串的风偏摇摆,V型串的使用日趋广泛,根据试验和设计研究成果,悬垂V串两肢间夹角之半可比最大风偏角小 $5^{\circ}\sim 10^{\circ}$,或通过试验确定。目前,发生了多起V型串大风情况下球、碗头脱落事故,因此,应采取控制球、碗头加工尺寸或新型金具方案。

6.0.9 在路经选择时应尽量避开易发生舞动地区,无法避让时,要采取措施提高线路的机械强度,并安装抑舞装置。

6.0.10 根据2008年初我国南方地区覆冰灾害情况,为防止或减少重要线路冰闪事故的发生,需采取增加绝缘子串长或采用V型串、八字串等措施。

6.0.11 特高压耐张塔比较重,应尽量减少塔头尺寸,以降低综合费用,采用合理的跳线方式可以降低综合费用。

耐张塔的线间距离主要由导线在档距中央的接近距离和跳线对铁塔构件的间隙决定。对特高压输电线路,由于绝缘子片数多、吨位大,从而导致跳线间距离增大即跳线档距变长,引起跳线弧垂增大,跳线风偏后对铁塔构件的间隙往往决定着杆塔的线间距离,并且最终决定着杆塔的经济指标。

减小跳线弧垂及其风偏偏移值是缩小耐张塔尺寸的有效方法。而跳线弧垂及偏移主要决定于采用的跳线或固定跳线的方式,国内外曾作过大量研究试验工作,采取了多种耐张塔引流方式,使用最多的为软跳线及刚性跳线。

常规超高压输电线路一般采用软跳线,主要有直跳、加单跳线串、加双跳线串、加三跳线串等型式。刚性跳线主要有两种型式,分别是铝管式刚性跳线及鼠笼式刚性跳线。

跳线计算时,跳线部分的风压不均匀系数宜取 1.2。

参考我国 500kV、750kV 刚性跳线的设计经验,1000kV 特高压刚性跳线风偏角限制值见表 5。

表 5 刚性跳线风偏角

工况	工频电压	操作过电压	带电作业
允许风偏角(°)	35	15	8

我国 500kV 沈大线南雁四回路段采用铝管式硬跳线,长度 10m,日本 500kV 的铝管式硬跳线长度 5m~14m,我国第一条 750kV 输电线路刚性跳线长度 9m~13m,日本 1000kV 特高压输电线路铝管式刚性跳线长度约为 14m。考虑到不同地形的影响,我国 1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程刚性跳线长度取 9m~16m 为宜。

7 绝缘配合、防雷和接地

7.0.1 1000kV 架空输电线路直线杆塔上悬垂绝缘子串的绝缘子片数选择,一般需满足耐受长期工作电压作用和操作过电压作用的要求,雷电过电压一般不作为选择绝缘子片数的决定条件,仅作为耐雷水平是否满足要求的校验条件。

7.0.2 1000kV 架空输电线路直线杆塔上悬垂绝缘子串的绝缘子片数基本上是由工频电压下的单位爬电距离决定。

1 爬电比距法。按爬电比距法计算绝缘子片数时,关键是要确定不同形状绝缘子的爬距有效系数 K_e 。电力行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 中指出:几何爬电距离 290mm 的 XP-160 型绝缘子的 K_e 取为 1。采用其他型式绝缘子时, K_e 应由试验确定。

$$K_e = \frac{L_{01} U_{50\%,2}}{L_{02} U_{50\%,1}} \quad (1)$$

式中: L_{01} 、 L_{02} ——分别为 XP-160 型及其他型绝缘子的几何爬电距离;

$U_{50\%,1}$ 、 $U_{50\%,2}$ ——分别为 XP-160 型及其他型绝缘子的 50% 污闪电压(kV)。

《西北电网 750kV 输电线路绝缘子在高海拔低气压条件下的污闪特性研究》报告提供了 750(2#) 和 750(4#) 试验 $U_{50\%}$ 值 (ESDD: 0.05; NSDD: 0.1mg/cm²) (表 6)。

表 6 西北电网污闪特性研究的瓷绝缘子 $U_{50\%}$ 值

编号	材料	盘径 (mm)	伞形	结构高度 (mm)	爬距 (mm)	表面积 (cm ²)	机械强度 (kN)	单片绝缘子 $U_{50\%}$ (kV)
750(2#)	瓷	300	双伞	170	459	2784.86	210	15.4
750(4#)	瓷	340	三伞	170	530	3627.04	210	17.8

国网武汉高压研究院《1000kV 交流输电线路绝缘子长串污秽特性及污秽外绝缘设计的研究》报告中提供的常压下绝缘子单片 $U_{50\%}$ 值, 具体数据和相应绝缘子的有效系数 K_e 计算值见表 7。

表 7 有效系数 K_e 的计算

序号	数据来源	型式	ESDD/ NSDD (mg/cm ²)	$U_{50\%}$ (kV)	串长 (片)	单片 绝缘子 $U_{50\%}$ (kV)	σ (%)	有效 系数 K_e
1	武高院	XP-160	0.1/1.0	208.0	28	7.43	—	1.00
2	武高院	FC-400/205	0.1/1.0	566.4	48	11.80	7.2	0.84
3	武高院	CA590-EZ	0.1/0.5	537.6	48	11.20	7.7	0.87
4	武高院	FC300/195	0.1/0.5	513.6	48	10.80	4.8	0.86
5	武高院	CA596-EZ	0.1/0.5	609.6	48	12.70	7.4	0.90
6	武高院	CA887-EZ	0.1/0.5	561.6	48	11.70	7.5	0.94
7	750(2 [±])	双伞(459)	0.05/2.00	—	3	15.40	—	0.99
8	750(4 [±])	三伞(530)	0.05/2.00	—	3	17.80	—	0.97

表 7 中盘型(钟罩型)绝缘子的有效系数 K_e 的计算值基本在 0.86~0.94 之间, 由于序号 3~6 绝缘子为灰密 0.5mg/cm² 条件下 $U_{50\%}$ 值, 其值偏大, 因此, 绝缘子的有效系数 K_e 计算值偏大; 序号 7 和 8 双伞和三伞绝缘子的有效系数 K_e 的计算值基本在 0.97 ~0.99 之间, 由于其 $U_{50\%}$ 无法进行灰密修正, 且序号 7 和 8 绝缘子的 $U_{50\%}$ 值为短串试验得到, 其值偏大, 因此, 有效系数 K_e 的计算值也偏大。

双层伞绝缘子在我国 500kV 及以下线路中已大量使用, 积累了大量试验数据和运行经验。通过对双层伞绝缘子和普通型(XP-300)绝缘子在同样条件下的污闪电压和积污状况的比较, 以及对大量数据的统计分析, 由运行部门总结出双层伞型绝缘子的 K_e 值为 0.95。

西北 750kV 线路绝缘子爬电距离的有效系数 K_e 取值, 普通

型取 1.00, 防污型(双伞型和三伞型)取 0.95, 防污型(钟罩型)取 0.90。

对于 1000kV 特高压输电线路, 建议在轻污区普通型、双伞和三伞绝缘子的有效系数 K_e 取值为 1.0; 防污型(钟罩型)绝缘子的有效系数 K_e 取值为 0.90; 中等及以上污秽区普通型盘型、双伞和三伞型绝缘子的有效系数 K_e 取值为 0.95; 防污(钟罩型)绝缘子的有效系数 K_e 取值为 0.85。

采用爬电比距法计算所得绝缘子片数见表 8。

表 8 采用爬电比距法计算所得绝缘子

绝缘子型式	污区及配置水平	爬电距离 (mm)		绝缘子片数 (片)		绝缘子串长 (mm)	
		海拔					
		1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m
普通型 485mm	II 级 0.06mg/cm ² ~ 0.10mg/cm ² 2.5cm/kV	25000	25740	52	54	10140	10530
普通型 505mm		25000	25740	50	51	9750	9945
普通型 550mm		25000	25740	51	53	10455	10865
三伞型、 双伞型 485mm		25000	25740	52	54	10140	10530
三伞型 635mm		25000	25740	40	41	7800	7995
钟罩型 690mm		25000	25740	41	42	9840	10080
复合型		25000	25740	—	—	—	—
普通型 485mm	III 级 0.10mg/cm ² ~ 0.25mg/cm ² 3.20cm/kV	32000	32950	70	72	13650	14040
普通型 505mm		32000	32950	67	69	13065	13455
普通型 550mm		32000	32950	62	64	12710	13120
三伞型、 双伞型 485mm		32000	32950	66	72	12870	14040
三伞型 635mm		32000	32950	54	55	10530	10725
钟罩型 690mm		32000	32950	55	57	13200	13680
复合型		32000	32950	—	—	—	—

续表 8

绝缘子型式	污区及配置水平	爬电距离 (mm)		绝缘子片数 (片)		绝缘子串长 (mm)	
		海拔					
		1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m
普通型 485mm	IV 级 $>0.25 \text{mg/cm}^2$ 3.80cm/kV	38000	39130	83	85	16185	16575
普通型 505mm		38000	39130	80	82	15600	15990
普通型 550mm		38000	39130	73	75	14965	15375
三伞型、 双伞型 485mm		38000	39130	83	85	16185	16575
三伞型 635mm		38000	39130	63	65	12285	12675
钟罩型 690mm		38000	39130	65	67	15600	16080
复合型		38000	39130	—	—	—	—

2 污耐压法。绝缘子片数选择也可采用污耐压法。污耐压法是根据试验得到绝缘子在不同污秽程度下的污秽耐受电压,使选定的绝缘子串污秽耐受电压大于该线路的最大工作电压。该方法和实际绝缘子污耐受能力直接联系在一起,是一种较好的绝缘子串长确定方法,但人工污秽试验结果同自然污秽条件下的污耐受电压值存在等价性问题。

不同国家污秽外绝缘设计原则相同,但设计参数取值不同,确定污耐压和污秽设计目标电压值也不同。前苏联、美国、日本、武汉高压研究所和中国电力科学研究院主要是以 $U_{50\%}$ 进行污秽外绝缘设计, $U_{50\%}$ 以长串绝缘子试验来确定。前苏联取标准偏差 σ 为 8%, 校正系数 $1-4\sigma$; 美国取 σ 为 10%, 校正系数 $1-3\sigma$; 国网武汉高压研究院和中国电力科学研究院按试验来计算 σ 取 7%, 污耐压校正系数为 $1-3\sigma$ 。日本单片绝缘子最大耐受电压 U_{max} 按长串绝缘子试验来确定, 前苏联还考虑爬电距离有效系数对不同型绝缘子串的 U_{max} 进行校正; 污秽设计目标电压值均取系统最高运行相电压 U_{phmax} , U_{phmax} 校正系数前苏联、美国、日本分别为 1、1、

1.15~1.60。绝缘子串片数 N 由校正后的 $U_{\phi\max}$ 与 U_{\max} 之比确定, 即: $N = U_{\phi\max}/U_{\max}$ 。不同国家污秽外绝缘设计基本参数如表 9 所示。

表 9 不同国家污秽外绝缘设计基本参数对比

国家	污耐压求取方法	标准偏差 σ	污耐压校正系数 k	试品布置	目标电压值 $U_{\phi\max}$
前苏联	$U_{50\%}$	8%	4	真型布置	1
美国	$U_{50\%}$	10%	3	真型布置	1
日本	U_{\max}	—	—	真型布置	1.15~1.60
中国	$U_{50\%}$	试验确定 (推荐 7%)	$3^{\oplus}/1.04^{\ominus}$	真型布置	1.1 (推荐 1.100~ 1.732)

注: ①500kV 及以下线路设计污耐压校正系数取 3(对应单串闪络概率为 0.14%, 查正态分布表得出)。

②1000kV 架空输电线路设计污耐压校正系数取 1.04(对应单串闪络概率为 15%, 查正态分布表得出)。

国网武汉高压研究院《1000kV 交流输变电工程设备外绝缘特性研究》报告中推荐的污耐压设计方法如下(海拔 1000m 以下):

(1) 确定现场污秽度 SPS(ESDD/NSDD);

(2) 将现场污秽度 SPS(ESDD/NSDD) 校正到附盐密度 SDD(可简称试验盐密 SDD);

(3) 确定单片绝缘子最大耐受电压 U_{\max} ;

(4) 确定污秽设计目标电压值 $U_{\phi\max}$;

1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程按 1.1 倍的最高运行相电压取值。

(5) 求取绝缘子串片数 N : $N = U_{\phi\max}/U_{\max}$;

(6) 按表 10 校核确定 N 。

表 10 不同性质工作电压确定绝缘子串片数

不同性质工作电压	计算方法	备 注
长时间工作电压	$N = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{耐}}}$	--
工频过电压	$N = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{耐}}} \times K$	K—工频过电压倍数在直接接地系统通常取 1.1 倍~1.3 倍，在消弧圈接地系统取 1.500~1.732
操作过电压	$N = \frac{K'U_{\max}}{\sqrt{3}U_{\text{耐}}}$	K'—操作过电压倍数，操作过电压倍数在 2 倍时，由于操作波的耐受电压与工频耐受电压之比为 2 左右，操作波的片数与工频片数是一致的

表 10 中按污秽设计确定不同污秽等级的绝缘子片数满足以上不同性质工作电压和条件对其要求。

国网武汉高压研究院根据试验结果修正后得到的不同污秽等级下不同类型单片绝缘子 U_{\max} 见表 11。

表 11 不同污秽等级下不同类型单片绝缘子 U_{\max} (kV)

污秽 等级	SDD (mg/cm ²)	CA-590EZ		CA-596EZ		FC-300/195	
		$U_{50\%}$	U_{\max}	$U_{50\%}$	U_{\max}	$U_{50\%}$	U_{\max}
0	0.028	14.5	13.4	16.0	14.9	13.5	12.5
I	0.045	13.1	12.2	14.6	13.5	12.3	11.4
II	0.069	12.0	11.2	13.4	12.4	11.3	10.5
III	(0.099) 0.158	11.2 10.2	10.4 9.5	12.5 11.4	11.6 10.6	10.5 9.6	9.8 8.9
IV	0.217	9.6	8.9	10.7	9.9	9.0	8.4

表 11 中 SDD 为附盐密度 (CaSO_4 按 41% 修正)。

按照污耐压法确定的悬垂单 I 串片数见表 12。

表 12 不同污秽等级下不同型式绝缘子所对应的片数

污秽 等级	ESDD (mg/cm ²)	CA-590EZ(瓷普通型)				FC-300/195(玻璃普通型)			
		N	N ₁	N ₂	N ₃	N	N ₁	N ₂	N ₃
0	0.03	48	48	48	48	51	51	51	51
I	0.06	55	52	53	54	58	55	57	58
II	0.10	60	56	58	59	65	60	62	64
III	(0.15)	66	60	62	64	70	64	66	68
	0.25	73	66	68	71	78	71	73	75
IV	0.35	78	71	73	75	83	75	78	79

表 12 中 ESDD 为等值附盐密度(未修正);N 为 ESDD 未进行修正后的片数,N₁ 为 ESDD 按 41% CaSO₄ 修正后的片数,N₂ 为 ESDD 按 30% CaSO₄ 修正后的片数,N₃ 为 ESDD 按 20% CaSO₄ 修正后的片数。

研究结果表明,双伞型 300kN 瓷绝缘子在 SDD/NSDD 为 0.1/0.5(mg/cm²)条件下,单 I 串污耐压值较相同污秽度和相同串型下的 CA590-EZ 普通型 300kN 瓷绝缘子提高约 5%。美国特高压试验基地(Project UHV)也曾对双伞型绝缘子与普通型绝缘子进行过相同污秽度下的污耐压对比试验,试验结果显示,在 SDD 为 0.1mg/cm² 时,双伞型较普通型绝缘子污耐压提高约 7%。

表 13 双伞 CA887-EZ 型及异型绝缘子串污耐压特性研究结果

序号	串型	SDD (mg/cm ²)	U _{50%} (kV)	σ (%)
1	CA590-EZ 普通 300kN 双 I 串 48 片	0.06	11.6	7.20
2	CA887-EZ 双伞 300kN 单 I 串 48 片	0.10	11.7	7.50
3	CA590-EZ 普通 300kN 单 V 串 48 片	0.10	11.8	7.40
4	CA887-EZ 双伞 300kN 单 V 串 48 片	0.15	10.6	6.60
5	CA887-EZ 双伞 300kN 单 V 串 48 片	0.10	13.3	7.90

表 13 中 NSDD 为 0.5mg/cm²。

采用 CA887-EZ 双伞型 300kN 瓷绝缘子单 I 串在不同污秽等

级下的绝缘子串片数如表 14 所示。

表 14 不同污秽等级下双伞型绝缘子所对应的片数

污秽等级	ESDD(mg/cm^2)	N
0	0.03	45
I	0.06	49
II	0.10	53
III	0.25	63
IV	0.35	67

表 14 中 ESDD 为等值附盐密度(未修正), ESDD 按 41% CaSO_4 修正后的片数。

从表 8、表 14 可见在 II 级污区考虑适当的裕度后, 54 片双伞型绝缘子可满足要求。由于 1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程没有 II 级以下污区, 因此该工程的基本绝缘配置为 54 片。

3 双联串片数。武汉高压研究所对 25 片 XP_3 -160 绝缘子串单、双串结构的 $U_{50\%}$ 试验结果见表 15、表 16。

表 15 单、双串结构的 $U_{50\%}$ 比较

型式	串长 (片)	污秽度 0.1/0.4(mg/cm^2) 下值(kV)		
		单串	双串 450mm 档	同型号双串 $U_{50\%}$ 比单串 $U_{50\%}$
XP_3 -160	25	242.5	232.5	0.96
XWP_2 -160	25	256.5	237.0	0.92
XWP_5 -160	25	277.5	247.2	0.89

表 16 改变双串开档距离的 $U_{50\%}$ 比较

型式	串长 (片)	污秽度 0.1/0.4(mg/cm^2) 下不同开档距离 $U_{50\%}$ (kV)		
		450mm	550mm	650mm
XP_3 -160	25	232.50	258.00	247.50
$U_{50\%}$ 相对值	—	0.94	1.04	1.00

上述试验是基于 500kV 线路的绝缘子串 $U_{50\%}$ 试验条件，在开档距离 550mm 时，双串绝缘子的净距为 270mm，试验得到的 $U_{50\%}$ 为单串的 1.04 倍，且能够防止绝缘子串间的串弧、跳弧现象。

根据西安交通大学所做的 1000kV 架空输电线路绝缘子串均压计算结果，当双串绝缘子间距为 600mm 时，单片绝缘子承受的最大电压与 500kV 线路相当，双联绝缘子串绝缘子间净距在 270mm 左右，基本可以保证绝缘子串的 $U_{50\%}$ 值不降低。因此，双联 I 串绝缘子间净距在 270mm 左右时，可采用与单 I 串相同的绝缘配置。

4 中相 V 串片数。 CA590-EZ 普通型 300kN 瓷绝缘子，在 SDD/NSDD 分别为 0.1/0.5 (mg/cm^2) 和 0.15/0.5 (mg/cm^2) 条件下，V 型串污耐压较单 I 串要分别提高 6% 和 4%。CA887-EZ 双伞型 300kN 瓷绝缘子单 V 型串在 SDD/NSDD 为 0.1/0.5 (mg/cm^2) 条件下的单片污耐压为 12.2kV，与双伞型绝缘子单 I 串相比提高约 13%。

V 型串污耐压较单 I 串高的分析原因如下：

1) V 型串的电弧较单 I 串易飘移绝缘子串表面不易形成线状放电，与单 I 串紧贴绝缘子串的电弧短接形式不同；

2) V 型串特殊的布置方式改善了绝缘子串的对地电容，使容性电流对绝缘子串的影响减小，提高了其污闪电压；

3) 在合理的污秽设计下，V 型串的积污特性要优于悬垂串，仅为悬垂串的 85% 甚至更低；

由于中相塔窗的影响，并为以后的防污留有裕度，在杆塔设计时中相 V 串的绝缘子建议按与边相 I 串同样的片数考虑。

7.0.3 耐张绝缘子串 由于水平放置容易受雨水冲洗，其自洁性较悬垂绝缘子串要好，110kV~500kV 运行经验表明，耐张绝缘子串很少污闪。因此，在同一污区内，其爬电距离可较悬垂串减少。

7.0.4 运行经验表明，在轻、中污区复合绝缘子爬距不宜小于盘型绝缘子，在重污区其爬电距离应根据污秽闪络试验结果确定。

由于复合绝缘子两端有均压装置,使复合绝缘子的有效绝缘长度减小,而线路耐雷水平与绝缘长度密切相关,因此强调其有效绝缘长度应满足雷电过电压的要求,同时还要满足操作过电压的要求。

7.0.5 高海拔地区,随着海拔升高或气压降低,污秽绝缘子的闪络电压随之降低,高海拔所需绝缘子片数应进行修正。

7.0.6 根据国网武汉高压研究院试验结果,对不同的杆塔部位,其50%放电电压有差别,条文表7.0.6-1中括号内数据为对上横担要求的间隙。

1 工频电压空气间隙。该值通过国网武汉高压研究院的真型塔试验进行了验证,试验值及要求值如表17、表18所示。

表 17 真型塔边相间隙工频放电电压试验值

塔头间隙(m)	2.0	2.7	2.9	3.1	3.5	4.0	4.5
放电电压(kV)	970	1186	1240	1342	1424	1567	1694
变异系数 σ_1^x	—	2.5%	1.1%	1.2%	—	—	—

要求的单间隙50%放电电压 $U_{50\%}$ 按下式计算:

$$U_{50\%} = \frac{U_m \cdot \sqrt{2}/\sqrt{3}}{(1-Z\sigma_1^x)(1-3\sigma_m^x)} \quad (2)$$

式中: U_m ——最高运行电压(kV);

Z ——系数,取3;

σ_1^x ——单间隙的变异系数,取0.03;

σ_m^x ——多间隙的变异系数,取0.0105。

考虑 $1-3\sigma$,闪络概率仅为0.13%,为了安全,再考虑5%的安全裕度。

表 18 边相工频电压要求值

海拔高度 H (m)	0	500	1000	1500
海拔修正系数 K_a	1.000	1.063	1.131	1.202
$U_{50\%}$ (kV)(I串)	1070	1138	1210	1286

表 19 为真型塔边相间隙工频放电电压试验值和要求值的比较。

表 19 真型塔边相间隙工频放电电压试验值和要求值的比较

空气间隙距离 (m)	工频放电电压试验值 (kV)	变异系数 σ_f^x	工频放电电压要求值 (kV)
2.70	1186	2.5%	1138(海拔 $H=500\text{m}$)
2.90	1240	1.1%	1210(海拔 $H=1000\text{m}$)
3.10	1342	1.2%	1286(海拔 $H=1500\text{m}$)

导线正对塔腿宽度约为 6.4m。

2 操作过电压要求的空气间隙。该值通过国网武汉高压研究院的真型塔试验进行了验证。试验结果及要求值见表 20~表 24。

表 20 真型塔中相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压

$\tau_i(\mu\text{s})$	250	1000	5000
$U_{50\%}(\text{kV})$	1801	2015	2149
$\sigma(\%)$	4.0	6.4	5.1

表 20 中导线对猫头塔上、下曲臂的距离为 6.7m, 对横担的距离为 7.9m。

表 21 真型塔中相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压

$\tau_i(\mu\text{s})$	361.6
$U_{50\%}(\text{kV})$	1926
$\sigma(\%)$	2.1

表 21 中导线对猫头塔上、下曲臂的距离分别为 7.7m 和 7.8m, 对横担的距离为 8.1m。

表 22 真型塔边相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压

$\tau_f(\mu s)$	250	1000	5000
$U_{50\%}(\text{kV})$	1789	1915	2125

表 23 猫头塔边相导线对塔柱的空气间隙距离和操作冲击放电电压的关系 ($\tau_f = 250\mu s$)

间隙距离(m)	4.5	5.6	6.5	7.5	8.2
$U_{50\%}(\text{kV})$	1546	1789	1958	2113	2177

空气间隙的操作冲击放电电压 $U_{50\%}$ 按下式计算：

$$U_{50\%} = \frac{U_s}{(1 - Z\sigma_1^x)(1 - 3\sigma_m^x)} \quad (3)$$

式中： U_s ——操作过电压(kV)；

Z ——系数，取 2.45；

σ_1^x ——单间隙的变异系数，取 0.06；

σ_m^x ——多间隙的变异系数，取 0.024。

表 24 单间隙的操作冲击放电电压要求值

海拔高度 $H(\text{m})$	0	500	1000	1500
海拔修正系数 K_a (悬垂串)	1.000	1.063	1.131	1.202
$U_{50\%}(\text{kV})$	1929	1975	2022	2070

表 20 为不同波头长度真型塔中相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压关系。可以看出， $\tau_f = 1000\mu s$ 的操作冲击放电电压比 $\tau_f = 250\mu s$ 的操作冲击放电电压大约高 11.9%； $\tau_f = 5000\mu s$ 的操作冲击 50% 放电电压比 $\tau_f = 250\mu s$ 操作冲击 50% 放电电压高约 19.3%。推算 $\tau_f = 1000\mu s$ 的操作冲击放电电压比 $\tau_f = 361.6\mu s$ 的操作冲击放电电压大约高 10%，则 $\tau_f = 1000\mu s$ 的操作冲击放电电压为 2119kV。

表 25 比较结果显示可以满足操作过电压要求。

表 25 真型塔中相间隙操作冲击放电电压试验值和要求值的比较

空气间隙距离 (m)	操作冲击放电电压 试验值(kV)	变异系数 σ_1^*	操作冲击放电电压要求值 (kV)
6.7(7.9)	2015	6.4%	1975(海拔 $H=500\text{m}$)
7.7(8.1)	2119	—	2070(海拔 $H=1500\text{m}$)

表 22 为不同波头长度真型塔边相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压关系。可以看出, $\tau_f = 1000\mu\text{s}$ 的操作冲击放电电压比 $\tau_f = 250\mu\text{s}$ 的操作冲击放电电压大约高 7%; $\tau_f = 2000\mu\text{s}$ 的操作冲击 50% 放电电压比 $\tau_f = 250\mu\text{s}$ 操作冲击 50% 放电电压高约 11.9%; $\tau_f = 5000\mu\text{s}$ 的操作冲击 50% 放电电压比 $\tau_f = 250\mu\text{s}$ 操作冲击 50% 放电电压高约 18.8%。由此可推出不同波头长度导线对塔柱的间隙距离和对应的操作冲击放电电压(表 26、表 27)。

表 26 猫头塔边相导线对塔柱的空气间隙距离和
操作冲击放电电压(推算值)的关系

间隙距离(m)		4.5	5.6	6.5	7.5	8.2
$U_{50\%}(\text{kV})$	$\tau_f = 1000\mu\text{s}$	1654	1915	2095	2261	2329
	$\tau_f = 2000\mu\text{s}$	1730	2002	2191	2364	2436
	$\tau_f = 5000\mu\text{s}$	1836	2125	2326	2510	2586

表 27 真型塔边相间隙操作冲击放电电压试验值和要求值的比较

空气间隙距离 (m)	操作冲击放电电压试验值(kV)		操作冲击放电电压要求值 (kV)
	$\tau_f = 1000\mu\text{s}$	$\tau_f = 2000\mu\text{s}$	
5.6	1915	2002	1975(海拔 $H=500\text{m}$)
6.0	1989	2080	2022(海拔 $H=1000\text{m}$)
6.4	2065	2160	2070(海拔 $H=1500\text{m}$)

$\tau_f = 1000\mu\text{s}$ 的操作冲击放电电压试验值, 不满足冲击放电操作过电压要求; $\tau_f = 2000\mu\text{s}$ 操作冲击放电电压试验值(推算值), 满足操作冲击放电过电压要求。

3 雷电过电压要求的空气间隙。在雷电过电压情况下,其空气间隙的正极性雷电冲击放电电压 $U_{50\%}$ 应与绝缘子串的 50% 雷电冲击放电电压相匹配。不必按绝缘子串的 50% 雷电冲击放电电压的 100% 确定间隙,只需按绝缘子串的 50% 雷电冲击放电电压的 80% 确定间隙(间隙按 0 级污秽要求的绝缘长度配合),即按下式进行配合。或对单回线路塔头雷电过电压间隙不予规定。

$$U_{50\%} = 80\% \cdot U_{50\%} \quad (4)$$

式中, $U_{50\%}$ 为绝缘子串的 50% 雷电冲击放电电压(kV),其数值可根据绝缘子串的雷电冲击试验获得或由绝缘长度求得。

4 根据 1000kV 同塔双回线路真型塔外绝缘特性试验研究结论,考虑并联间隙及高海拔修正,高海拔修正方法按本规范第 7.0.5 条进行。

5 同塔双回线路反击计算结果见表 28。

表 28 同塔双回杆塔的反击耐雷性能(杆塔呼高 54m)

雷电 间隙 (m)	地形	杆塔工频 接地电阻 (Ω)	反击耐雷水平 (kA)		反击跳闸率 (次/100km·a)	
			单回 反击闪络	双回同时 反击闪络	单回反 击跳闸率	双回同时 反击跳闸率
6.7	泥沼、河网和平地	10	242	>400	0.019	0
	丘陵	15	229	397	0.039	0.001
	山地	20	207	348	0.068	0.003
		30	173	275	0.168	0.021
7.0	泥沼、河网和平地	10	253	>400	0.014	0
	丘陵	15	243	>400	0.027	0.001
	山地	20	227	379	0.041	0.001
		30	198	304	0.088	0.005

经综合分析,确定海拔 500m 时的雷电过电压间隙取 6.7m,海拔 1000m 及 1500m 时的雷电过电压间隙分别取 7.1m 和 7.6m。

7.0.7 现行国家标准《带电作业工具基本技术要求及设计导则》GB/T 18037 规定可以接受的危险率水平为 1.0×10^{-5} 。

检修人员停留在线路上进行带电作业时,系统不可能发生合闸空载线路操作,并应退出重合闸,而单相接地分闸过电压是确定带电作业安全距离时必须考虑过电压。表 29 为单回线路带电作业最小空气间隙值。

表 29 单回线路带电作业最小空气间隙值

海拔高度 H (m)		500	1000	1500	危险率
间隙距离 d (m) 有分闸电阻 最大过电压 1.66 p. u.	边相	5.6	6.0	6.4	8.84×10^{-6}
	中相	6.2	6.7	7.2	9.64×10^{-6}

注:不同海拔要求的最小间隙距离不同,其危险率不同,均小于 1.0×10^{-5} ,这里列出的危险率是其中的最大值。

根据国网武汉高压研究院《1000kV 交流同塔双回输电线路带电作业技术研究》结论,确定同塔双回路带电作业时的校验间隙见表 30、表 31。

表 30 等电位作业人员对塔身/下横担/顶部构架最小安全距离

过电压倍数(p. u.)	海拔高度(m)	最小间隙距离(m)	危险率($\times 10^{-6}$)
1.61	0	5.2/5.4/6.5	8.46/8.65/7.74
	500	5.5/5.7/6.8	6.47/7.08/7.74

表 31 作业人员进出等电位时与塔身/下横担构架/
顶部构架应满足的最小组合间隙

过电压倍数(p. u.)	海拔高度(m)	最小间隙距离(m)	危险率($\times 10^{-6}$)
1.61	0	5.8/6.1/7.2	7.91/8.85/8.28
	500	6.1/6.4/7.5	6.92/8.28/9.25

为避免输电线路塔头间隙过大,带电作业安全距离不作为线路绝缘间隙尺寸的控制因素。带电作业安全距离加上人体活动范围后不宜大于操作过电压要求的间隙。当不能满足上述要求时带

电作业应考虑特殊保护措施。

7.0.8 高海拔修正是根据《绝缘配合 第2部分 应用指南》IEC 60071—2(Insulation co-ordination Part 2 Application guide)规定确定的。

7.0.9 研究表明,影响特高压变电站耐雷指标的主要因素是,雷电直击变电站进出线段内导线形成的雷电侵入波对站内电气设备造成的损坏。而雷电能否直击进出线段内导线则主要取决于进出线段采用的地线保护方式。根据晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压试验示范工程三个变电站或开关站的防雷保护方案,科研单位对三个变电站或开关站进出线段线路的防雷保护方式进行计算研究。为进一步提高变电站防雷性能,确保特高压变电站进出线段的绕击电流幅值在允许范围之内,可以考虑采取特高压变电站 2km 进出线段酒杯塔加第三根地线,提高酒杯塔、耐张塔地线高度,以避免中相导线受绕击。

7.0.10 随着线路额定电压的提高,线路绝缘水平不断提高,雷电反击跳闸的概率愈来愈小,我国雷电定向定位仪记录的数据表明,500kV 线路雷击跳闸的主要原因是绕击跳闸。

前苏联特高压线路的运行经验也表明,雷击跳闸是 1000kV 架空输电线路跳闸的主要原因。在 1985 年~1994 年十年间,特高压线路雷击跳闸高达 16 次,占其总跳闸次数的 84%,而雷击跳闸的原因是雷绕击导线。经分析,前苏联特高压线路的地线保护角过大($\text{大于 } 20^\circ$)造成了雷电绕击率过高的主要原因。日本特高压线路和其 500kV 线路一样,均采用负的地线保护角,雷电绕击率较低。

我国特高压设计按照规程法和电气几何模型法分别计算了酒杯型和猫头型直线塔的雷击跳闸率,判定是否满足 1000kV 架空输电线路雷击跳闸率 0.1 次/ $100\text{km} \cdot \text{a}$ 的要求。

1 规程法。用规程推荐的方法计算猫头塔和酒杯塔的雷击跳闸率,见表 32。

表 32 雷击跳闸率(次/100km·a)

塔型	地线保护角 (°)	绕击 跳闸率	雷击塔顶 跳闸率	雷击 跳闸率	绕击 跳闸率	雷击塔顶 跳闸率	雷击 跳闸率
		平地			山区		
ZB1	10	0.014	0.011	0.025	0.051	0.006	0.057
ZB1	5	0.005	0.017	0.022	0.020	0.049	0.069
ZB1	0	0.002	0.018	0.020	0.007	0.052	0.059
ZB1	-5	0.001	0.019	0.020	0.003	0.056	0.059
ZM1	10	0.022	0.020	0.042	0.079	0.060	0.139
ZM1	5	0.007	0.020	0.027	0.026	0.060	0.086
ZM1	0	0.002	0.020	0.022	0.008	0.061	0.069
ZM1	-5	0.001	0.022	0.023	0.003	0.067	0.070

从表 32 可以看出,在保护角 10° 及以下情况,雷电跳闸率基本上可以满足预期值。

2 电气几何模型法。用电气几何模型方法计算猫头塔和酒杯塔的雷击跳闸率,见表 33、表 34。

表 33 酒杯塔雷击跳闸率(次/100km·a)

地线保护角	-5°	地面坡度
边相绕击跳闸率	0	0°
	0.00	10°
	0.10	20°
	0.25	30°
中相绕击跳闸率	0	—
反击跳闸率	0.02	0°
	0.02	山区
反击耐雷水平(kA)	258	—

表 34 猫头塔雷击跳闸率(次/100km·a)

地线保护角	5°	地面坡度
边相绕击跳闸率	0.02	0°
	0.34	10°
	1.66	20°
	3.32	30°
中相绕击跳闸率	0.00	平地/山区
反击跳闸率	0.02	平地
	0.02	山区
反击耐雷水平(kA)	264	—

按照 1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程线路地形比例,考虑地面坡度的影响,通过加权计算得到全线的雷击跳闸率为 0.098 次/100km·a,基本满足预期值。

根据现行国家标准《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/T 24842 的规定,对于单回路线路,杆塔上地线对边相导线的保护角,在平原和丘陵地区不宜大于 6°,在山区不宜大于 -4°;单回路耐张塔跳线对导线保护角,平原不宜大于 6°,山区不宜大于 0°。

3 同塔双回线路绕击计算结果,见表 35、表 36。

表 35 EGM 法同塔双回鼓型塔线路绕击跳闸率(次/100km·a)

地线间距(m)	保护角 α (°)	地面倾斜角 θ (°)		
		0	10	20
37.4	-0.79	0.0339	0.2540	1.0303
39.4	-2.37	0.0190	0.1932	0.8375
41.4	-3.94	0.0123	0.1444	0.6740
43.4	-5.51	0.0083	0.1072	0.5370

表 36 LPM 法同塔双回敲型塔线路绕击跳闸率(次/100km·a)

下行先导位置	保护角 α (°)	地面倾斜角 θ (°)	耐雷水平 I_c (kA)	最大绕击电流 I_{max} (kA)	绕击率 (次/ 100km·a)	绕击跳闸率 (次/ 100km·a)
档距中央	-10.37 (上相)	0	24.36	<5	0.0102	0
	-3.07 (中相)	0	23.41	<5	0.0146	0
	-2.94 (下相)	0	27.27	5	0.0247	0
线路杆塔	-10.37 (上相)	0	24.36	<5	0.0212	0
	-3.07 (中相)	0	23.41	<5	0.0253	0
	-2.94 (下相)	0	27.27	5	0.0473	0

根据现行国家标准《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/T 24842 的规定,对于双回路线路,杆塔上地线对导线的保护角,在平原和丘陵地区不宜大于-3°,在山区不宜大于-5°,双回路耐张塔地线对跳线保护角不大于0°。

7.0.11 本条是根据现行国家标准《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/T 24842 第 7.1.2.6 条确定的。

根据国网电科院研究结果,在一般档距的档距中央导线与地线的距离可按下式校验(气温+15℃,无风):

$$S = 0.015L + \sqrt{2U_m}/\sqrt{3}/500 + 2 \quad (5)$$

式中: S——导线与地线间的距离(m);

L——档距(m);

U_m ——最高运行电压(kV)。

7.0.12 本条根据现行行业标准《交流电气装置的接地规定》DL/T 621 和运行经验确定。对土壤电阻率大于 2000Ω·m 地区,除采用加长接地体外,也可采用其他综合措施降低接地电阻。线路经过居民密集地区时,应适当降低接地装置的跨步电压。

7.0.13 南方一些水田，烂泥较深，耕作深度也比一般旱田为大，所以加以说明。位于居民区和水田的接地体应敷设成环形，主要是减小跨步电压，确保安全。

7.0.14 输电线路设计，若采用地线绝缘运行方式时，应通过导线和地线的换位，及适当的地线接地限制地线上的静电、电磁感应电压和电流；选用可靠的地线绝缘子间隙，来保证各运行状态的可靠绝缘和雷击前或相对地闪络时及时击穿，并能随后自行可靠熄弧。

1 1000kV 及以上线路采用绝缘地线时，地线上的感应电压可以高达几到几十千伏，感应电流可高达几到上百安培。高压和超高压工程实践中曾发生过地线间隙长期放电引起严重通信干扰，甚至烧断地线绝缘子造成停电的事故。究其原因，地线间隙不稳定或施工不准确往往有一定影响，但主要还是限制地线感应电压和电流的措施不够完备。导线换位是限制地线感应电压和电流的根本措施。尤其是三角排列的线路，导线换位必须统一安排，综合平衡，且地线中的电压和电流的控制与导地线排列方式和换位情况、地线绝缘子型式、地线绝缘子间隙大小、地线接地方式等多种因素有关。一般来说，能够将地线电压控制在 1700V 以下是比较现实和可靠的。

2 为了充分发挥地线的防雷保护作用，间隙的整定必须使它在雷击前的先导阶段能够预先建弧，并在雷击过后能够及时切断间隙中的工频电弧恢复正常运行状态，并在线路重合闸成功时，不致重燃；在线路发生短路事故时，地线间隙也能击穿，且应保证短路事故消除后，间隙能熄弧恢复正常。

3 在线路采用距离保护的情况下，对于本塔接地电阻较高而不能满足距离保护整定要求时，还需保证线路发生相对地闪络后，至少本塔间隙能够及时建弧，以便汲出必要的短路电流降低距离保护的附加电阻。

对绝缘地线接地点长期通电的引线接地装置，必须做好各项稳定校验和人身安全设计，并考虑运行中对接地装置的检测办法。

由于用作限制感应电压和电流的地线接地点往往长期流通较大电流,可能造成发热腐蚀和伤害人畜等事故,应该在设计中严格计算,慎重安排,并于投运后即予检测验证。此外,由于正常通流较大,若需要运行中断开接地引线检测接地装置,必须预先设置相应的带负荷切合开关,并做好该点断开后整条地线索电量变化的预计和对策。

虽然绝缘地线设计中限制了危险的感应电压和电流,但线路运行中可能存在某些接地点松脱或连接变化导致感应电压和电流失控。即使完全正常,也可能由于人们对地线即地线索电位的传统观念,忽略了残余电压和电流对人的刺激,从而因接触地线时受惊导致高空作业二次事故的危险。因此,应对施工和运行单位提出有关注意事项,并采取必要的保护措施。

8 导线布置

8.0.1 推荐的水平线间距离公式,是根据国内外经验提出的。考虑到国内外的线间距离公式,都是从已有的大量线路运行经验总结得出的,而这些线路的档距和弧垂大部分并不很大。虽然 1968 年国际大电力网会议收集各国公式并作比较时,将弧垂算到 200m,但考虑到大档距常有特殊情况,很难和一般线路一致,因此只允许该公式在 1000m 以下档距中使用。

垂直线间距离主要是确定于覆冰脱落时的跳跃,因此是与弧垂及冰厚有关的。根据实际运行经验,垂直线间距离较相同的水平线间距离可以小一些,即允许的弧垂或档距可以大一些,这是因为覆冰情况甚少见,而导线因风摇摆也不能使上下导线发生闪络,所以垂直排列时更安全些。这些看法在导线不舞动地区也是正确的。考虑到导线舞动是个别的,所以我们认为要求垂直线间距离比水平线间距离大是不合适的。根据我国双回路线路运行经验,推荐垂直线间距离可为水平线间距离的 0.75 倍。

导线呈三角形排列时,其工作状态介于导线垂直排列和水平排列之间。水平排列的两相导线,当一相导线往上略微提高时,考虑到导线的摇摆接近基本与水平排列时相同,故在相同的允许弧垂或档距的情况下,其两线的距离不应缩小很多。因此,这相导线移动的轨迹,相当于以水平线间距离为长半轴、垂直线间距离为短半轴的椭圆。

根据 500kV 及以下线路的运行经验,该公式是偏于安全的。

条文中 k_1 的系数按不同串型,列表规定水平线间距离公式中的悬垂绝缘子串系数。

8.0.2 在 1000kV 晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工

程设计中,酒杯塔和猫头塔导线或导地线档距中的静态接近距离不受导地线水平或垂直距离的控制,轻冰区可不考虑水平偏移,重覆冰地区宜根据工程设计覆冰厚度、档距等条件计算确定。酒杯塔导地线按50%脱冰计算,导地线间脱冰跳跃动态接近距离不受导地线水平或垂直距离的控制,按75%脱冰计算,导地线间水平偏移从0到4m,脱冰跳跃动态接近要求导地线间最大垂直投影距离约0.6m,考虑到导线的分裂半径,1000kV晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程酒杯塔上导地线间水平偏移取1m;1000kV淮南—上海(皖电东送)同塔双回交流特高压工程施工图设计优化取消了上下层相邻导线间的水平偏移。

8.0.3 为降低电压、电流不平衡度,在1000kV晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程设计时,对该工程采用的导线水平排列的酒杯型直线塔和导线三角形排列的猫头型直线塔的电气不平衡度进行了计算。计算表明:线路长度和导线排列方式是影响线路不平衡度的重要因素。

表37列出了按照1000kV晋东南—南阳—荆门交流特高压试验示范工程两种不同排列方式的铁塔塔头尺寸计算的不同线路长度下三角排列、水平排列的不平衡度。

表37 1000kV架空输电线路线路不平衡度计算结果

线路长度(km)	三角排列不平衡度(%)	水平排列不平衡度(%)
100	0.67	1.48
120	0.77	1.76
130	0.82	1.90
140	0.87	2.04
150	0.92	2.18
180	1.06	2.59
200	1.15	2.85
240	1.32	3.37
260	1.41	3.62

续表 37

线路长度(km)	三角排列不平衡度(%)	水平排列不平衡度(%)
300	1.59	4.09
400	1.96	5.18
420	2.04	5.39
440	2.11	5.58
460	2.17	5.77

由表 37 可见, 输电线路不平衡度随着线路长度的增加而增大, 这是因为不平衡电容电流随着线路长度的增加而增大。同时也可以看出, 水平排列(酒杯塔)的不平衡度比三角排列(猫头塔)要高得多, 水平排列(酒杯塔)的不平衡度大约是三角排列(猫头塔)的 2.5 倍。采用酒杯塔的线路在长度为 140km 时不平衡度就超过了 2% 的限值要求, 而采用猫头塔的线路在长度为 420km 时不平衡度才超过 2% 的限值要求, 从而可以看出导线排列方式对线路不平衡度的影响较大。

考虑到输电线路实际上可能既有猫头塔, 也有酒杯塔, 比如在山区采用酒杯塔, 而在走廊拥挤地区为减少房屋拆迁而采用猫头塔, 同时对单回路而言, 耐张转角塔均采用三角形排列的十字型塔, 因此, 即使直线塔均采用水平排列酒杯型塔, 其换位长度亦可较上表中的 130km 为大, 条文规定当采用水平排列时, 线路长度大于 120km 时应换位, 而对于采用三角形排列或两种排列方式均有的线路, 其换位长度可适当延长, 并建议经过计算确定。

计算表明, 输电线路导线换位后, 其电气不平衡度可大大降低, 图 1 为线路一次全换位示意图。计算一次全换位后线路不平衡度, 结果如表 38 所示。

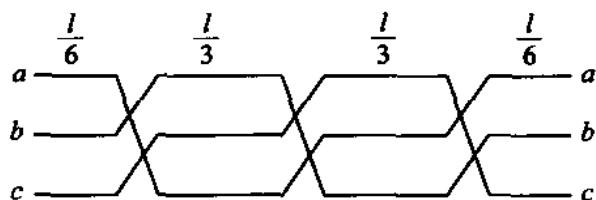


图 1 线路一次全换位示意

表 38 一次全换位后线路不平衡度

线路长度(km)	三角排列不平衡度(%)	水平排列不平衡度(%)
90	0.012	0.022
180	0.027	0.076
270	0.056	0.17
360	0.095	0.31
450	0.15	0.49
540	0.22	0.71
630	0.30	0.97
720	0.41	1.28
810	0.52	1.64
900	0.64	2.02

从表 38 可以看出, 经过一次全换位后, 不论是三角排列线路还是水平排列线路, 不平衡度均满足 2% 的限值要求, 并且一次全换位后能满足电压不平衡度要求的长度可达 900km。因此, 在满足线路不平衡度要求的前提下, 推荐一次全换位。

在 1000kV 淮南—上海(皖电东送)同塔双回交流特高压工程设计中, 对同塔双回路不同排列方式下的线路不平衡度进行了计算, 结果如表 39 所示。

表 39 1000kV 架空输电线路不平衡度计算结果(EMTP 计算)

线路长度(km)		36	72	108	144	180	216	252	288	324	360
逆相序	零序不平衡度(%)	0.32	0.58	0.70	0.71	0.78	0.90	0.90	1.12	1.18	1.17
	负序不平衡度(%)	0.29	0.58	0.86	1.15	1.42	1.68	1.90	2.15	2.37	2.57
同相序	零序不平衡度(%)	0.74	1.24	1.72	2.02	2.18	2.31	2.61	2.61	2.71	2.92
	负序不平衡度(%)	1.18	2.34	3.55	4.69	5.72	6.88	7.84	8.72	9.55	10.48
异名相	零序不平衡度(%)	0.33	0.55	0.76	0.88	0.96	1.04	1.20	1.20	1.25	1.35
	负序不平衡度(%)	0.11	0.21	0.31	0.42	0.52	0.68	0.84	0.92	1.01	1.02

从表 39 可以看出,同塔双回路导线排列方式对线路不平衡度影响非常大。同相序排列方式的不平衡度最大,逆相序排列方式次之,异名相排列方式最好。采用同相序排列方式的线路在长度为 72km 时不平衡度就超过了 2% 的限值要求,而采用逆相序排列方式的线路在长度为 288km 时不平衡度才超过 2% 的限值要求,对于采用异名相排列方式的线路在长度为 360km 时不平衡度才 1.35%。

同塔双回线路的换位方式可分为双回同向换位和双回反向换位两种方式。为保证换位前后导线排列方式保持一致,对于同相序和异相序,必须同向换位;而对于逆相序,则必须反向换位。

表 40 列出了在一个全循环换位情况下,计算得出的不同运行方式下的不平衡度。

表 40 1000kV 架空输电线路一个全循环换位
不平衡度计算结果(EMTP 计算)

线路长度(km)		36	72	108	144	180	216	252	288	324	360
逆相序	零序不平衡度 (%)	0.00	0.01	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09
	负序不平衡度 (%)	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.05	0.07	0.09	0.11	0.14
同相序	零序不平衡度 (%)	0.00	0.01	0.03	0.04	0.05	0.06	0.08	0.09	0.10	0.09
	负序不平衡度 (%)	0.00	0.02	0.04	0.08	0.12	0.18	0.24	0.32	0.40	0.50
异名相	零序不平衡度 (%)	0.00	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.04	0.05	0.05	0.05
	负序不平衡度 (%)	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05

从表 40 可以看出,经过一次全换位后,线路电压不平衡度显著减小,可降低 20 倍~30 倍。

另外,同走廊内有多回线路并行走线时,还应考虑线路之间的感应电压,如果感应电压较高时也宜考虑采取换位方式降低感应电压。

1000kV淮南—上海(皖电东送)同塔双回交流特高压工程输电线路包括三段,即淮南—皖南(317km)、皖南—浙北(152km)、浙北—上海(165km)。通过对各段线路的不平衡度进行计算后,除淮南—皖南段需要换位外,皖南—浙北、浙北—上海段就线路本身来看,均可不换位,但根据特高压输电线路走廊规划情况,皖南—浙北—沪西两段线路大部分平行±800kV输电线路走线。根据科研研究结果,如该两段线路不进行换位,将对±800kV输电线路滤波器造成较大的危害,推荐两段线路各进行一个全循环换位。

考虑同塔双回路逆相序单回运行,另一回停运的情况,单回输送功率为12000MW时,按负序电压不平衡度4%控制,线路长度不超过145km。

除了计算电压、电流不平衡度外,还要考虑系统其他参数,综合确定工程的换位方式。

9 杆塔型式

9.0.1 给定杆塔类型的基本概念,使得杆塔类型的定义规范化和具体化。同时,便于区分悬垂型和耐张型两类杆塔的荷载组合。对于换位杆塔、跨越杆塔以及其他特殊杆塔,可以按绝缘子与杆塔的连接方式分别归入悬垂型或耐张型。

9.0.2 能够满足使用要求(如电气参数等)的杆塔外形或型式可能有多种,要根据线路的具体特点来选择适合的杆塔外形。同一条线路,往往由于沿线所经地区环境、条件等不同,对塔型的要求也不同。设计时应在充分优化的基础上选择最佳塔型方案。

9.0.3 本条规定了杆塔的使用原则。

1 在杆塔选型时不仅要对塔体本身进行技术经济比较,而且要考虑到导线排列型式和塔体尺寸(如铁塔根开)对不同地质条件的基础造价的影响,进行综合技术经济比较。通常导线水平排列比三角排列铁塔的基础作用力要小些;塔体尺寸大(铁塔根开大),基础作用力也要小些,基础材料耗量也相应比较小一些。但是对地质条件较好的山区,减小基础作用力,效果就不显著,塔体尺寸大(根开大),可能还会引起土方开挖量增加。

2 对山区铁塔应采用长短腿配合不等高基础的结构型式,尽量适应塔位地形的要求,以减小基面开挖量和水土流失,将线路对沿线环境的影响降至最低程度。

3 走廊清理费是指线路走廊的房屋拆迁和青苗赔偿等费用。工程实践证明,当走廊清理费较大时,通过对铁塔、基础和走廊清理费用进行综合经济比较,采用三角排列铁塔的工程造价较低;当采用V型、Y型和L型绝缘子串时,线路走廊会更窄,走廊清理费用也会更小。

4 悬垂型杆塔可带 3 度转角设计,是根据国内的设计和运行经验提出的。由于悬垂型杆塔带转角只是少数情况,实际定位时,有些塔位的设计档距往往不会用足,因此,设计时采用将角度荷载折算成档距,在设计使用档距中扣除,杆塔仍以设计档距荷载计算,这样做一般比较经济合理。如果带转角较大,用缩小档距的办法,使悬垂型杆塔带转角就比较困难,同时悬垂串的偏角较大,塔头相应要放大,而且运行方面更换绝缘子也不方便。当带转角后要导致放大塔头尺寸时,宜做技术经济比较后确定。

悬垂转角杆塔的允许角度也是根据国内的运行经验提出的。悬垂转角杆塔的角度较大时,通常需要在导线横担向下设置小支架来调整导线挂点位置以满足电气间隙要求。

5 重冰区线路考虑脱冰跳跃的影响宜采用单回路杆塔。

10 杆塔荷载及材料

10.1 杆塔荷载

10.1.1 根据现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068,结合输电结构的特点,简化了荷载分类,不列偶然荷载,将属这类性质的张力及安装荷载等一同列入可变荷载,将基础重力列入永久荷载,同时为与习惯称谓一致不采用该标准中所用的“作用”术语,而仍用“荷载”来表述。

10.1.2 本条是对荷载作用方向的规定。

1 一般情况,杆塔的横担轴线是垂直于线路方向中心线或线路转角的平分线。因此,横向荷载是沿横担轴线方向的荷载,纵向荷载是垂直于横担轴线方向的荷载,垂直荷载是垂直于地面方向的荷载。

2 悬垂型杆塔基本风速工况,除了 0° 风向和 90° 风向的荷载工况外, 45° 风向和 60° 风向对杆塔控制杆件产生的效应很接近。因此,通常计算 0° 、 45° 及 90° 三种风向的荷载工况。但是,对塔身为矩形截面或者特别高的杆塔等结构,有时候可能由 60° 风向控制。耐张型杆塔的基本风速工况,一般情况由 90° 风向控制,但由于风速、塔高、塔型的影响, 45° 风向有时也会控制塔身主材。对于耐张分支塔等特殊杆塔结构,还应根据实际情况判断其他风向控制构件的可能性。

3 考虑到终端杆塔荷载的特点是不论转角范围大小,其前后档的张力一般相差较大。因此,规定终端杆塔还需计算基本风速的 0° 风向,其他风向(90° 或 45°)可根据实际塔位转角情况而定。

10.1.3 正常运行情况、断线(含纵向不平衡张力)情况和安装情况的荷载组合是各类杆塔的基本荷载组合,不论线路工程处于何种气象区都必须计算。当线路工程所处气象区有覆冰条件时,还

应计算不均匀覆冰的情况。

10.1.4 基本风速、无冰、未断线的正常运行情况应分别考虑最大垂直荷载和最小垂直荷载两种组合。因为,工程实践计算分析表明,铁塔的某些构件(例如部分V型串的横担构件或部分塔身侧面斜材)可能由最小垂直荷载组合控制。

10.1.5、10.1.6 断线(含纵向不平衡张力)情况,当实际工程气象条件无冰时,应按-5℃、无冰、无风计算。断线工况均考虑同一档内断线(含纵向不平衡张力)。

1 对单回路悬垂型杆塔,应分别考虑一相导线有纵向不平衡张力情况和断一根地线的情况。

2 对耐张塔和双回路悬垂型杆塔,尚应考虑地线断线和导线纵向不平衡张力的组合。

3 对耐张塔,应考虑断两根地线的情况。

4 对于终端杆塔,由于变电站侧导线的纵向不平衡张力很小,线路侧导线的纵向不平衡张力相对很大,因此要求对单回路或双回路终端塔还要考虑线路侧作用一相或两相纵向不平衡张力,使终端塔的纵向荷载组合效应不低于耐张塔的纵向荷载组合。

10.1.7 为了提高地线支架的承载能力,对悬垂塔和耐张塔,地线断线张力取值均为100%最大使用张力。

10.1.8 从历次冰灾事故情况来看,地线的覆冰厚度一般较导线厚,故对于不均匀覆冰情况,地线的不平衡张力取值(占最大使用张力的百分数)较导线大。无冰区段和5mm冰区段可不考虑不均匀覆冰情况引起的不平衡张力。条文表10.1.8中不均匀覆冰的导、地线不平衡张力取值适用于档距不超过550m、高差不超过15%的使用条件,超过该条件时应按实际情况进行计算。

10.1.9 不均匀覆冰荷载组合应考虑纵向弯矩组合情况,以提高杆塔的纵向抗弯能力。

10.1.10 本规范规定的断线张力(或纵向不平衡张力)和不均匀覆冰情况下的不平衡张力值已考虑了动力影响,因此,应按静态荷载计算。

10.1.11 2008年的严重冰灾在湖南、江西和浙江等省份均有发生串倒的现象,由于倒塔断线引起相邻档的铁塔被拉倒的现象不少。为了有效控制冰灾事故的进一步扩大,对于较长的耐张段之间适当布置防串倒的加强型悬垂型杆塔是非常有效的一种方法,国外的规范中也有类似的规定。加强型悬垂型杆塔除按常规悬垂型杆塔工况计算外,还应按所有导、地线同侧有断线张力(或纵向不平衡张力)计算,以提高该塔的纵向承载能力。

10.1.12 本条是根据以往实际工程设计经验确定的。验算覆冰荷载情况是作为正常设计情况之外的补充计算条件提出来的。主要在于弥补设计条件的不足,用以校验和提高线路在稀有的验算覆冰情况下的抗冰能力。它的荷载特点是在过载冰的运行情况下,同时存在较大的不平衡张力。这项不平衡张力是由于现场档距不等,在冰凌过载条件下产生的,导、地线具有同期同方向的特性,故只考虑正常运行和所有导、地线同时同向有不平衡张力情况。鉴于验算覆冰荷载出现概率很小,故不再考虑断线和最大扭矩的组合情况。

10.1.13 对本条说明如下:

1 悬垂型杆塔提升导、地线及其附件时发生的荷载。其中,提升导、地线的荷载如果考虑避免安装荷载(包括检修荷载)控制杆件选材,起吊导、地线时采用转向滑轮(图2)等措施,将起吊荷载控制在导、地线重量的1.5倍以内是可行的。以往线路已有工程经验,但是,应在设计文件中加以说明。

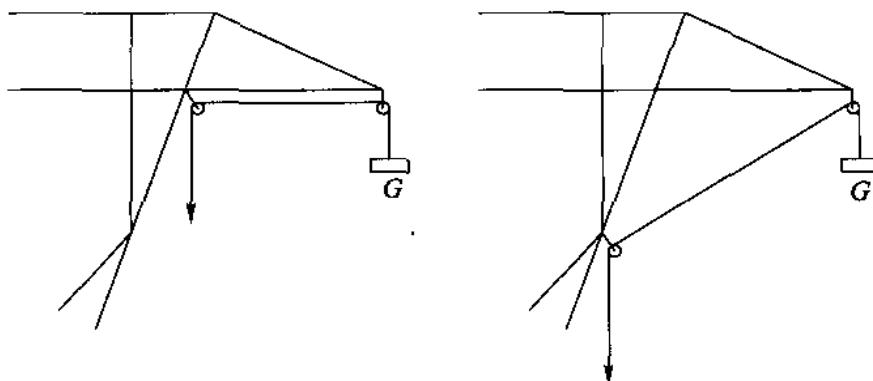


图2 起吊导、地线时采用转向滑轮示意

悬垂型杆塔，导线或地线锚线作业时，挂线点处的线条重力由于前后塔位高差对其影响较大，一般应取垂直档距较大一侧的线条重力。即：按塔位实际情况，一般应取大于 50% 垂直档距的线条重力。

2 导、地线的过牵引、施工误差和初伸长引起的张力增大系数应根据导、地线的特性确定。

4 水平和接近水平的杆件，单独校验承受 1000N 人重荷载，而不与其他荷载组合。一般可将与水平面夹角不大于 30° 的杆件视为接近水平的杆件。如果某些杆件不考虑上人，应在设计文件中说明。校验时，可将 1000N 作为集中荷载，杆件视为简支梁，其跨距取杆件的水平投影长度，杆件应力应不大于材料的强度设计值。

10.1.14 本条是根据以往实际工程设计经验确定的。

10.1.15 考虑阵风在高度方向的差异对曲线型铁塔斜材产生的不利影响，也称埃菲尔效应。

10.1.17 圆管构件在以往的工程中曾出现过激振现象，有的振动已引起杆件的破坏。虽然目前要精确地计算振动力尚有困难，有些参数不容易得到，一般可参照现行国家标准《高耸结构设计规范》GB 50135 的有关规定。

10.1.18 导、地线风荷载计算公式中风压调整系数 β_c ，是考虑 1000kV 架空输电线路因绝缘子串较长、子导线多，有发生动力放大作用的可能，且随风速增大而增大。此外，近年来 500kV 线路事故频率较高，适当提高导、地线荷载对降低线路的倒塔事故率也有一定帮助。但对于电线本身的张力弧垂计算、风偏角计算和其他电压等级线路的荷载计算都不必考虑 β_c ，即取 $\beta_c = 1.0$ 。

通过对各国风偏间隙校验用风压不均匀系数的分析，参照其中反映风压不均匀系数随档距变化规律的德国和日本系数曲线，结合我国运行经验，提出了风压不均匀系数的取值要求，即校验杆塔电气间隙时，档距不大于 200m 取 0.80，档距不小于

550m 时取 0.61, 档距在 200m~550m 时风压不均匀系数 α 按下式计算:

$$\alpha = 0.50 + \frac{60}{L_h} \quad (6)$$

式中: L_h ——杆塔的水平档距(m)。

10.1.19~10.1.21 根据现行国家标准《高耸结构设计规范》GB 50135 关于塔架结构体型系数取值的规定, 由钢管构件组成的塔架整体计算时的 μ_s , 按角钢塔架的 μ_s 乘以 0.6~0.8 采用。为计算方便, 在以往 500kV 线路和大跨越钢管塔设计中采用的体型系数为 $0.82(1+\eta)$, 1000kV 淮南—上海(皖电东送)特高压交流线路工程钢管塔的体型系数为 $0.85(1+\eta)$ 。

杆塔本身风压调整系数 β_z , 主要是考虑脉动风振的影响。为便于设计, 对一般高度的杆塔在全高度内采用单一系数。总高度超过 60m 的杆塔, 特别是较高的大跨越杆塔, 其 β_z 宜采用由下而上逐段增大的数值, 可以参照现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的有关规定确定; 对宽度较大或迎风面积增加较大的计算段(如横担、微波天线等)应给予适当加大。单回路杆塔可参考表 41 取值, 同塔双回路杆塔可参考表 42 取值, 表 41、表 42 分别参照了±800kV 向家坝—上海特高压直流线路工程和 1000kV 淮南—上海(皖电东送)特高压交流线路工程的取值, 并做了局部调整。

表 41 单回路杆塔风荷载调整系数 β_z

横担及地线支架高(m)	≤ 60						> 60			
	2.2						2.5			
身部分段高(m)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50	1.55	1.60	1.65	1.70	1.80

表 42 双回路杆塔风荷载调整系数 β_z

横担及地线支架高(m)		≤ 90							
β_z	上横担 2.4, 中横担 2.1, 下横担 1.8								
身部分段高(m)	10	20	30	40	50	60	70	80	90
β_z	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50	1.55	1.60
横担及地线支架高(m)	> 90								
β_z	上横担 2.5, 中横担 2.3, 下横担 2.0								
身部分段高(m)	100	110	120	130	140	150	—	—	—
β_z	1.70	1.75	1.80	1.85	1.90	2.00	—	—	—

当考虑杆件相互遮挡影响时,可按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定计算受风面积 A_s 。

对基础的 β_z 值是参考化工塔架的设计经验,取对杆塔效应的 50%,即 $\beta_{基} = (\beta_{杆塔} - 1)/2 + 1$,考虑到使用上方便,对 60m 以下杆塔取 1.0;对 60m 及以上杆塔取 1.3。

10.1.22 本条所列计算公式是根据我国电力部门设计经验确定的。导、地线风荷载计算公式、杆塔风荷载计算公式和绝缘子串风荷载计算公式中均有系数 B_1 , B_1 为覆冰工况时风荷载的增大系数,仅仅用于计算覆冰风荷载之用,计算其他工况的风荷载时,不考虑系数 B_1 。

10.1.23 本条是参考现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 第 7.2.1 条制定。

表 10.1.21 风压高度变化系数 μ_z ,按下列公式计算得出:

$$\mu_z^A = 1.379 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.24} \quad (7)$$

$$\mu_z^B = 1.000 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.32} \quad (8)$$

$$\mu_z^c = 0.616 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.44} \quad (9)$$

$$\mu_z^d = 0.318 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.60} \quad (10)$$

式中：Z —— 对地高度(m)。

10.2 结构材料

10.2.1 近年来, 经过调研及铁塔试验等工作,Q420 高强度角钢在国内第一条 750kV 线路工程中得到了成功应用, 在新建 500kV 输电线路工程上也有许多应用实例。我国首条 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压示范线路工程中也用到了 Q420 高强度角钢和钢板。华东院设计的 500kV 吴淞口大跨越工程中应用了 Q390 的高强度钢板压制的钢管结构, 并在 500kV 江阴大跨越工程中应用了 ASTM Gr65(屈服应力 450MPa) 大规格角钢和厚钢板。因此, 本规范将一般采用钢材等级提高到 Q420, 此外, 现行国家标准《低合金高强度结构钢》GB/T 1591 已列入 Q460 高强度钢, 有条件也可采用 Q460。

10.2.2 参考国家现行标准《钢结构设计规范》GB 50017、《高层民用建筑钢结构技术规程》JGJ 99, 规定所有杆塔结构的钢材均应满足不低于 B 级钢的质量要求。

由于厚钢板在热轧过程中产生的缺陷, 当钢板与其他构件焊接并在厚度方向承受拉力时, 沿厚度方向可能会发生层状撕裂的问题, 所以本规范规定厚钢板应考虑采取防止层状撕裂的措施, 例如可采用 Z 向性能钢板、控制焊接应力、控制钢材的断面收缩率、控制材料杂质含量、控制焊接工艺等措施。

现行国家标准《钢结构设计规范》GB 50017 规定: 当焊接承重结构为防止钢材的层状撕裂而采用 Z 向钢时, 其材质应符合现行国家标准《厚度方向性能钢板》GB/T 5313 的规定。

国家现行标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 和《建筑钢结构

焊接技术规程》JGJ 81 对厚度不小于 40mm 的钢材,规定宜采用抗层状撕裂的 Z 向钢材。设计人员可根据结构的实际情况考虑。

10.2.3 8.8 级螺栓近年来在杆塔上已应用较多,尤其是在大跨越塔结构和钢管塔的法兰上有一定的应用经验。但是 10.9 级螺栓在输电塔上应用还不多,螺栓的强度越高,硬度越高、脆性越大,尤其是氢脆的可能性就越大,在满足强度要求的前提下,应特别注意螺栓的塑性性能必须符合现行国家标准《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.1 的要求。

10.2.4 各个性能等级螺栓的材料必须满足现行国家标准《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.1 的最小抗拉应力 (f_u)、最小屈服应力 (f_y) 及一定的硬度值 (HR)。按照现行国家标准《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.1 的规定,螺栓的直径暂按照不大于 39mm 考虑,直径大于 39mm 的螺栓可参照采用。

本规范的杆塔构件连接螺栓的强度设计值是以上述标准为基础,并参照国内外的使用经验和试验结果提出的。

钢材设计值参考现行国家标准《钢结构设计规范》GB 50017。

11 杆塔结构

11.1 基本计算规定

11.1.1~11.1.3 这三条是根据现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 制定的。

11.2 承载能力和正常使用极限状态计算表达式

11.2.1 承载力极限状态设计表达式是根据现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 规定的有关原则确定的。其中的荷载效应分项系数 γ_G 、 γ_Q 和可变荷载组合系数 ϕ 等的取值不仅与安全度有关,而且与可靠指标有关。在荷载标准已经确定的情况下,条文中所规定的各种系数值是不能随意改变的。

荷载标准值是指在杆塔结构的使用期间,在通常情况下可能出现的最大荷载平均值。由于荷载本身具有随机性,因而使用期间的最大荷载也是随机变量,原则上应用它的统计分布来描述。但是,鉴于目前的实际情况,除了风荷载有较详细的统计资料外,其他的荷载只能根据工程实践经验,通过分析判断后,规定一个公称值作为它的标准值。荷载设计值是用它的标准值乘以相应的荷载分项系数之后的数值。

现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 规定建筑结构设计时,应根据结构破坏可能产生的后果(危及人的生命、造成经济损失、产生社会影响等)的严重性,采用不同的安全等级。建筑结构安全等级的划分应符合表 43 的要求,结构构件承载能力极限状态的可靠指标不应小于表 44 的规定。

表 43 建筑结构的安全等级

安全等级	破坏后果	建筑物类型
一级	很严重	重要的
二级	严重	一般的
三级	不严重	次要的

表 44 结构构件承载能力极限状态的可靠指标

破坏类型	安全等级		
	一级	二级	三级
延性破坏	3.7	3.2	2.7
脆性破坏	4.2	3.7	3.2

基于最小设计风速 27m/s(离地高 10m)设计的 500kV 线路杆塔结构构件按 JC 法计算的可靠度指标 $\beta \geq 3.2$, 已满足现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 二级建筑物延性破坏可靠度指标的要求, 500kV 线路多年来的运行实践表明其可靠度是可接受的, 没有频繁地出现产生很大社会影响的杆塔失效事故。

1000kV 架空输电线路规划用作跨区域联网的骨干网架, 其输送容量为 500kV 线路的 4 倍~5 倍, 若杆塔失效, 造成的经济损失、社会影响等都将很严重, 由此, 1000kV 架空输电线路杆塔的安全等级应较 500kV 线路提高一个安全等级, 即应按一级安全等级考虑。

现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 规定结构重要性系数 γ_0 应按结构构件的安全等级、设计使用年限并考虑工程经验确定, 对安全等级为一级或设计使用年限为 100 年及以上的结构构件, 不应小于 1.1。

日本特高压线路杆塔结构设计时构件强度留 10% 的裕度, 相当于重要性系数取 1.1。

结合国内已建线路倒塔事故的发生原因, 主要发生在运行情

况下的风及覆冰超过设计值,而对于安装情况发生倒塔事故的概率极小,结构重要性系数取 1.1,相当于将所有荷载提高 10%,对于安装工况,从国内的实际情况以及国内 6 万多公里线路的设计和施工经验来看,没有必要进行再提高。因此,一般情况下 1000kV 架空输电线路各类杆塔除安装工况取 $\gamma_0=1.0$ 外,其他工况取 $\gamma_0=1.1$ 。

11.2.2 与正常使用极限状态有关的荷载效应是根据荷载标准值确定的。

11.2.3 本条是根据现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191 和《电力设施抗震设计规范》GB 50260 的有关规定和线路杆塔结构的特点制定的。 S_{GE} 为永久荷载代表值,按照现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 确定。

11.3 杆塔结构基本规定

11.3.1 杆塔挠度由荷载、施工和长期运行等原因产生,而从设计上只能控制由荷载引起的挠度值。计算挠度限值的确定原则是使常用的杆塔结构尺寸在荷载的长期效应组合作用下一般能满足要求。

11.3.2 本条是按我国杆塔设计经验并参照美国标准《输电线路角钢塔设计》ASCE 10—97 确定的。实际工程中塔身斜材长细比较大时,由于刚度较弱会引起自重下垂变形,故参照美国输电铁塔设计导则将一般受压材的最大允许长细比定为 200。

11.3.3 大量工程实践证明热浸镀锌工艺是铁塔构件防腐的有效措施。当选用其他防腐措施时,必须有足够资料证明其防腐性能不低于热浸镀锌工艺,方可采用。

11.3.4 铁塔的连接螺栓,螺纹进入剪切面,不仅降低螺栓的承载力,而且大量螺栓进入剪切面还影响铁塔的变形。因此,设计时应使螺纹不进入剪切面。

11.3.5 运行部门如无特殊要求,一般可在地面以上 8m 高度范围内塔腿的连接螺栓采取防卸措施。

12 基 础

12.0.1 近年来,各单位的基础选用经验日益丰富,选用的基础型式也逐渐增多,但是,原状土掏挖基础、现浇钢筋混凝土基础和混凝土基础仍然是主要的基础型式。

1 原状土基础能充分发挥原状土的承载性能,承载力大、变形小,用料省。目前,环保要求越来越高,原状土基础对环境的破坏较小,比较符合绿色工程的理念。

2 现浇钢筋混凝土基础或混凝土基础具有较好的经济性和成熟的施工经验,使用范围也较广。近年来,斜掏挖基础和带翼板的掏挖基础也开始在工程中应用起来,并进行了现场试验,其应用前景值得关注。

3 工程中已经普遍采用了全方位长短腿铁塔,为了保护环境,基础设计时需要在基础型式和基面设计方面多做优化工作,尽量采用合理的基础型式,尽可能少开挖或不开挖基面。

12.0.2 按照原输电线路设计方法和经验,对基础稳定、基础承载力采用荷载的设计值进行计算,对地基的不均匀沉降、基础位移等采用荷载的标准值进行计算。

12.0.3 基础的附加分项系数是按照原输电线路设计方法和经验对各类基础的安全度换算而来的。

12.0.4 根据杆塔的风荷载(可变荷载)为主的特点,经过测算,基础底面压力极限状态表达式(12.0.4-1)、式(12.0.4-2)右端项需除以0.75(相当于乘以1.33)后才能保持基础下压按极限状态设计法设计的基础底面尺寸与按容许应力法设计基本上相衔接。仅根据现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 5007 将地基承载力设计值改为地基承载力特征值。

12.0.5 根据现行国家标准《混凝土结构设计规范》GB 50010—2010 第 3.5 节制定。

12.0.6 线路沿线岩石地基的岩性和完整程度通常存在较大差异。由于在线路勘测期间工程地质人员野外对岩石地基的鉴别存在局限性,所以,对配置岩石基础的杆塔位,在基坑开挖后必须进行鉴定。条文中强调了必须对岩石逐基鉴定,保证设计的岩石基础安全、可靠,这也是对选择合适基础型式、正确取定计算参数的验证。

12.0.7 在季节性冻土地区,其标准冻结深度可由地质资料提出,也可按现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 和现行行业标准《冻土地区建筑地基基础设计规范》JGJ 118 的规定确定。多年冻土地区其标准冻结深度可按现行行业标准《冻土地区建筑地基基础设计规范》JGJ 118 的规定确定。

12.0.9 根据以往工程实践经验提出。防治措施可参照现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 和《电力设施抗震设计规范》GB 50260。

12.0.10 转角塔、终端塔的预偏要根据杆塔结构的变形和基础设计时地基出现的变形综合考虑确定或根据工程设计、施工、运行经验确定。

13 对地距离及交叉跨越

13.0.1 导线与地面、建筑物、树木、铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路的垂直距离,以往设计规程是按最高气温或覆冰情况求得的最大弧垂来计算。

1 重覆冰区的线路,由于严重的冰过载或不均匀覆冰和验算覆冰使导线弧垂增大,对跨越物或地面的间距减小,造成人身触电伤亡,导线烧伤、线路跳闸等事故。为此,本条规定了对重覆冰区的线路,还应计算导线不均匀覆冰和验算覆冰情况下的弧垂增大。

2 为解决架线过程中,由于设计和施工的误差而引起导线对地距离的减少,一般采用在定位过程预留“裕度”的方法来补偿。

在输电线路的设计和施工过程中,由于技术上和设备工具上的原因,往往使计算所得的导线弧垂数值与竣工后的数值之间存在着一定的差距。其产生的原因有测量误差、定位误差和施工误差三种情况。因此,杆塔定位时必须考虑“导线弧垂误差裕度”。

3 大跨越的导线,其截面往往是按发热条件确定的。导线允许温度远大于本条规定的一般线路的数值,而且大跨越在线路中的地位又比较重要,因此为考虑电流过热引起弧垂增大的影响,故补充规定了在大跨越段,确定导线至地面、建筑物、树木、铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路的距离,应按导线实际能够达到的最高温度计算最大弧垂。

提高导线允许温度到80℃时,按经济电流密度选择导线的线路,应按50℃弧垂校验。

计算表明导线40℃~50℃弧垂差大于70℃~80℃弧垂差。为简化按经济电流密度设计线路的工作,可在导线允许温度从

70℃提高到80℃时,将定位弧垂的温度相应从40℃提高到50℃。这样的调整,对一般的平地档距,可以期望获得与现行规范相似的良好配合和运行效果。

验算覆冰条件、导线最高温度及导线覆冰不均匀情况下对被交叉跨越物的间隙距离按操作过电压间隙校验。

13.0.2 本条为强制性条文。说明如下:

1) 电场对人体的影响。输电线路周围的电场对线路附近的人、动植物等会产生一定程度的影响,对动植物的影响问题,国外虽已进行了许多研究,但尚未能确定1000kV架空输电线路可能造成的有害效应及影响程度,因此,在研究1000kV架空输电线路的对地距离时,结合我国超高压线路的设计运行经验,主要考虑电场对人体的影响。电场对人体的作用可分为以下几类:

1) 直接作用:通过线路与人体之间的电容耦合,在人体产生位移电流,其影响程度取决于位移电流大小、人在电场停留的时间及频度。

2) 冲击电荷:积累在其他物体上的感应电荷通过人体瞬间或间断放电(暂态电击),其影响程度取决于因放电而流经人体的电荷。

3) 稳态电流:人接触对地绝缘的大型物体时,线路与物体间的电容耦合电流通过人体入地,其影响程度取决于流经人体的持续电流大小。

当输电线路的杆塔尺寸、导线结构确定后,降低线路周围电场强度的主要措施就是提高导线的高度,场强由10kV/m降低到7kV/m,塔高需增加约4m,而场强由7kV/m降低到5kV/m,塔高需增加约4.5m。这将导致线路造价的迅速增大。因此,不应规定输电线路全线的场强规定一个统一的较小限值,而应根据在不同地区或场合,电场对人体的作用效应及允许程度规定相应的场强限值。

2 地面电场强度的限值。

1) 居民区的场强限值。我国输电线路的居民区标准主要用于乡镇、车站附近过往人较多的地区。参考已有线路的运行经验,我

国超高压线路在居民区的地面最大场强计算值限制在7kV/m,多年来运行情况良好,极少发生在居民区的电击引起的投诉。根据我国线路设计的实际运行情况,1000kV线路在居民区的线下最大场强限值为7kV/m,与我国超高压线路处于同一水平。

2)非居民区的场强限值。根据我国超高压线路的设计运行经验,以及国内、外对特高压线路的研究成果和经验,结合国家环保总局对特高压线路环境影响的评估意见,并参考国、内外的有关标准,对于非居民区,与超高压线路取同一标准,线下最大电场强度按10kV/m控制。同时,对于部分人烟稀少的非农业地区,为了降低工程造价,必要时可以适当提高场强限值,对地距离按12kV/m控制。

3)交通困难区的场强限值。我国500kV线路在此类地区的对地距离仅按电气绝缘强度确定,未明确场强限值,750kV线路在满足电气绝缘强度的前提下,最大地面场强低于20kV/m。

1000kV特高压输电线路操作过电压间隙取7.0m,交通困难地区最小对地距离仅为12.5m,相应的地面最大电场强度将超过20kV/m,经对电场强度校核,交通困难地区的最小对地距离应取15m。

3 最小对地距离取值。以典型杆塔尺寸为例,按上述不同场强控制值进行最小对地距离计算,其结果如下表。

表 45 导线最小对地距离计算值(m)

地区	酒杯塔、猫头塔		双回路塔 I 串 (逆相序)	双回路塔 V 串 (逆相序)
	中相 V 串	三相 V 串		
居民区	27	26	25	24
非居民地区	22	21	21	20
人烟稀少的 非农业耕作地区	19		18	
交通困难地区	15			

考虑到在实际工程中采用绝缘子串形式的可能性,条文中仅按单、双回路塔给出了较大值,必要时应根据实际情况进行调整。

表 45 是按基本塔型计算的,随着塔型的变化,最小对地距离值发生变化,当线间距离变化很大时,也宜根据情况进行校核。

人烟稀少的非农业耕作地区和交通困难地区的最小对地距离值仅作参考,原则上统一按非居民地区考虑。

线路在经过步行可到达的山坡时,最小净空距离按操作过电压的放电间隙,并考虑人放牧时挥鞭对导线的接近及一定裕度取为 13m。

导线对步行不可到达的山坡、峭壁和岩石的最小净空距离,按操作过电压的放电间隙再考虑人、畜高度及一定裕度取为 11m。

13.0.3 本条为强制性条文。经过世界各国大量的试验研究,到目前为止,普遍认为长期处于超高压线路附近的电场中,对人体不至于产生不良影响,目前规定 500kV 及以上电压等级线路不考虑跨越经常住人的建筑物,并按运行线路实际情况,对 500kV 和 750kV 线路分别规定边相导线地面投影外 5m 和 6m 以内不允许有经常住人的建筑物(日本规定 500kV 线路边相地面投影 3m 以内不允许有住房)。

对被跨越的非长期住人建筑物和邻近居住建筑(居住建筑是指人们居住使用的建筑,见现行国家标准《民用建筑设计通则》GB 50352—2005,其他输电线路设计规范对应的条款中居住建筑等为民房,含义相同),控制房屋所在位置离地面 1.5m 处未畸变电场不超过 4kV/m,以满足环保部门的要求。根据实测,此时户内的电场小到接近于零。参照现行规程规定:330kV 线路同 220kV 线路一样,在某些情况下是允许跨越房屋的。330kV 线路线间距离一般为 7m、8m 和 9m,若被跨越的民房高度为 4m 或 5m,按规程规定,线路架线相应的高度为 11m 或 12m,其相应的最大地面未畸变场强见表 46。

表 46 线下最大地面未畸变场强

线 距(m)	7	7	8	8	9	9
导线对地高度(m)	11	12	11	12	11	12
线下最大地面 未畸变场强(kV/m)	4.05	3.49	4.3	3.72	4.51	3.93

可见,330kV 线路跨越民房时,其最大地面未畸变场强在 4kV/m 上下。500kV 线路即按此经验选取 4kV/m 作为界限,多年来华东地区以及国内其他地区的绝大部分 500kV 线路拆迁房屋的实际标准,均为 4kV/m。

我们曾对某 500kV 线路工程的拆迁房屋数量进行统计分析,该线路导线排列为三角排列,常用悬垂型杆塔的横担宽度为 14m,仅为水平排列导线横担长度的 60% 左右,若场强取 3kV/m 为限,则拆房费用还要增加 12.5%,相当可观。近年来,拆房费用不断上涨,华东地区线路拆房费甚至高达 2000 元/m² 以上,并且还涉及大量政策处理和住房建设问题,直接影响整个工程的进度。

13.0.4 1000kV 架空输电线路不应跨越居住建筑和危及线路安全的建筑物;对人员不经常活动的耐火屋顶建筑物,如必须跨越且经与有关方面协商或取得当地政府同意时,导线与建筑物之间的最小垂直距离,从电场强度来看,可采用交通困难地区的标准。参照 220kV~750kV 线路的规律,在交通困难地区对地距离的基础上增加 0.5m,取为 15.5m,并尚需满足房屋所在位置离地 1.5m 高处最大未畸变电场不应超过 4kV/m 的要求。

导线在最大计算风偏时对建筑物的最小净空距离,考虑导线的最大计算风偏仅是短时性的,故风偏后的净距按交通困难地区对地距离取值。

考虑到 1000kV 架空输电线路导线较高,影响范围较大,无风情况下,边导线与建筑物之间的水平距离较超高压线路适当提高,取 7m,与前苏联规程基本一致。

导线与建筑物之间的最小净空距离是指在最大计算风偏情况下的最小空间距离,如图 3 所示。

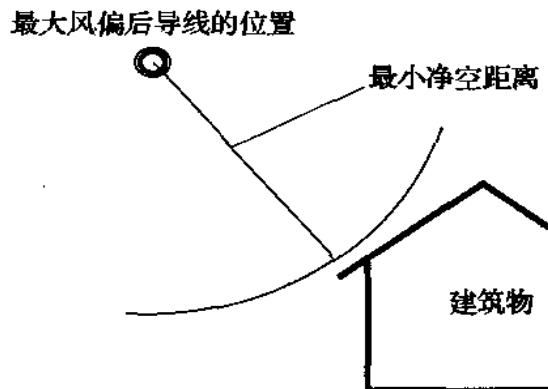


图 3 导线与建筑物之间的最小净空距离示意

13.0.5 随着社会环保意识的不断加强,线路在经过林区、植被覆盖茂密等地区,应考虑树木的自然生长高度,采取高塔跨越方案,原则上不砍林木,更好地保护生态环境。

1 导线与林区树木之间的垂直距离。观察发现,植物对线路下的电场有很大的适应能力。线路走廊中生长的农作物,受电场的刺激,一般生长得高大,果实数量与无电场作用地区没有差别,甚至还有所提高。 $8\text{kV}/\text{m} \sim 12\text{kV}/\text{m}$ 线路下生长的果树,受电场的作用使果实的质量提高。线路下和附近的乔木超过一定高度时,树木端部会出现烧伤。测量表明,引起植物端部烧伤的电场强度在 $20\text{kV}/\text{m}$ 以上,这种现象与电压等级并没有直接关系。

1000kV 架空输电线路按不超过 $20\text{kV}/\text{m}$ 场强控制,单、双回路导线与树木的最小垂直距离分别取 14m、13m。

3 导线最大风偏时与公园、绿化区、防护林带树木之间的净空距离。导线与树木之间的净空距离,按操作过电压的放电间隙(7m),并考虑一定裕度(3m),取为 10m。

4 导线与果树、经济作物、城市绿化灌木及街道树之间的垂直距离。该类树木的自然生长高度一般较低,超高生长的可能

性也很小,但考虑人对该类树木接触、作业的机会较多,且大多采用跨越方案,故留有一定裕度,单、双回路分别取16m、15m。

13.0.6 本条文是按架空输电线路与弱电线路接近和交叉装置规程中有关规定而编制的。

13.0.7 本条在现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016要求的基础上作了补充和修改。

1 关于输电线路与易燃易爆场所的防火间距,不应小于杆塔高度加3m。

2 关于输电线路与爆炸物的接近距离,按照爆炸物的布置方式(开口布置或闭口布置)有不同的要求,设计时可参考有关专业规范。

以上规定,均是针对输电线路事故时,不致危及接近的易燃易爆场所。但在输电线路设计中,往往还要考虑易燃易爆物事故时,不危及线路的安全运行。如果有此需要,可参照有关专业规范或与有关单位协商解决。

13.0.8 1000kV架空输电线路与地埋特殊管道平行接近时,应考虑线路由于感应过电压引起的腐蚀、雷击引起地电位升高等问题,并应根据线路和管道的具体参数计算确定。

13.0.9 本条第1款为强制性条文。

1000kV架空输电线路对各种交叉跨越物的距离,其取值原则由电场强度、电气绝缘间隙以及其他因素决定。1000kV架空输电线路与交叉跨越物的水平距离主要是为了避免对其他部门设施产生影响等。在现行线路设计规程中,其取值大多与电压等级无关,相关部门亦已认可,个别与电压等级相关的距离,按各电压等级取值的级差递增取值。

1 导线与铁路之间的垂直距离。国外及我国500kV以上线路的规定见表47。

表 47 各国不同电压等级对铁路交叉垂直距离

国 别	电 压 等 级(kV)	至铁 路 轨 顶 的 垂 直 距 离(m)
前苏联	1150	17.5
前苏联	750	12.0
加拿大	735	13.7
中国	500	14.0
中国	750	19.5

考虑我国的实际情况,1000kV 架空输电线路至标准轨铁路轨顶的最小垂直距离,按地面场强 7kV/m 控制;跨越电气化铁路时,由于承力索高度有限,考虑电气间隙加安全裕度后一般不控制导线高度,因此,对轨顶也按 7kV/m 场强控制;导线至窄轨铁路轨顶的最小垂直距离比标准轨铁路可减少一些,我国现行国家标准《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545 中,一般可减少 1m。考虑特高压线路因电压等级较高,对所有铁路轨顶均按 7kV/m 场强控制,单、双回路对应的导线对轨顶距离分别为 27m、25m。

单回路至承力索的垂直距离按电气间隙控制,与跨越电力线路相同取 10m;对承力索杆顶距离,单回路与跨越电力线杆顶取值相同,取 16m,双回路取 14m。

2 导线与铁路之间的水平距离。交叉铁路时,杆塔基础外缘至轨道中心的最小水平距离,现行国家标准《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545 中各级电压均为 30m,1000kV 特高压线路因电压等级较高,为提高安全运行可靠性,建议最小水平距离提高到 40m 或按协议要求取值。

铁道部铁建设函〔2009〕327 号文规定,线路交叉跨越铁路时,杆塔外缘至轨道中心水平距离不应小于“塔高加 3.1m”。当无法满足此要求时,可适当减小距离,但 1000kV 特高压线路不得小于 40m。线路与铁路平行接近时,杆塔外缘至轨道中心的水平距离不小于塔高加 3.1m,困难时协商确定。

铁道部铁建设函〔2009〕327 号文规定,特高压输电线路跨越

铁路处采取的加强措施包括：

1) 基本风速、基本覆冰重现期应按 100 年一遇设计。

2) 杆塔结构重要性系数应取 1.1。

3) 跨越铁路时采用独立耐张段，跨越档导线、地线不得设有任何接头。

4) 一般情况下，不应在铁路车站出站信号机以内跨越。

5) 跨越时，交叉角不应小于 45°。困难情况下双方协商确定，但不得小于 30°。

6) 为提高特高压线路的抗冰能力，跨越段应因地制宜，实行差异化设计。覆冰区段，导线最大设计验算覆冰厚度应比同区域常规线路增加 10mm，地线设计验算覆冰厚度增加 15mm。

7) 跨越段绝缘子串采用双挂点、双联 I 串或 V 串型式。

8) 导线最大弧垂温度按照相关国家标准执行，且不应小于 70℃。

9) 跨越铁路的特高压线路铁塔处应设置标志牌，标明以下信息：电压等级、走廊宽度、轨顶的导线最低点高度、相对轨顶的设施限高、安全绝缘距离等。

3 导线与公路之间的垂直距离。 我国在第一批 500kV 线路设计时，控制地面场强小于 9kV/m，线下大型车辆感应的短路电流不超过 5mA。考虑以后车辆尺寸还可能增大，以及降低电击的影响，我国 500kV 线路跨越公路的场强标准控制在 7kV/m。

考虑我国的实际情况，很难限制运输车辆不在线下附近停留，故 1000kV 架空输电线路仍维持 7kV/m 的场强限值，相应单、双回路导线与公路之间的垂直距离分别为 27m、25m。和超高压线路一样，对高速公路、一级公路需按导线最高温度 70℃ 校核，必要时按 80℃ 校核。

4 导线与公路之间的水平距离。 对公路各地均有相应法律及相关条例规定，不同等级的公路，交叉跨越要求的最小距离也不一致。这里仅规定最低要求值，具体情况应与各地交通主管部门协商，按协议要求取值。

与公路交叉时,参考超高压的取值,建议铁塔基础外缘至公路路基边缘不小于15m。与高速公路交叉时,最新公路法要求已大为提高,如广东、湖北等地要求80m。因此,线路铁塔基础外缘至高速公路隔离栏的最小水平距离与公路部门协商,按协议要求取值。

当线路与公路平行接近时,在开阔地区,电力线对公路的水平距离应不小于最高杆塔高度。在路径受限制地区,为保证线路对公路车辆及行人安全,单、双回路最小水平距离分别不小于15m、13m,或按协议要求取值。

5 导线与通航河流的垂直距离。导线至五年一遇洪水位的最小垂直距离,若按照操作过电压间隙加裕度取值,洪水面场强将大于20kV/m,对应的单、双回路最小垂直距离分别为14m、13m。

导线至最高航行水位桅杆顶的最小垂直距离,按操作过电压间隙加裕度考虑取10m。

导线至最高航行水位的最小垂直距离,按水面最大场强10kV/m控制另加2m裕度,单、双回路分别取24m、23m。

6 导线与不通航河流的垂直距离。导线至百年一遇洪水位的最小垂直距离,按电气间隙要求加裕度取10m;对于有抢险船只航行的河流,至最高洪水位垂直距离,应通过协商确定。至冬季冰面的最小垂直距离,按10kV/m场强控制,对应的单、双回路最小垂直距离分别为22m、21m。

7 导线与河流的水平距离。塔位至河堤的最小水平距离,按河堤保护范围之外或按协议取值。

8 导线跨越电力线路时的垂直距离。

1)1000kV跨越电力线档距中央时,不考虑被跨越电力线路地线上作业情况,对地线的最小垂直距离,按最大操作过电压间隙加上裕度推荐取10m。

2)1000kV架空输电线路在跨越电力线杆顶时应考虑场强对电力线路专业维护人员的影响,当被跨塔顶的非畸变空间场强为

12kV/m 左右时, 相应流经人体电流约为 0.22mA, 相对于“感觉电流”有一定裕度。因此, 1000kV 架空输电线路导线至电力线杆塔顶的最小垂直距离按 12kV/m 控制取 16m。

9 与电力线路的水平距离。在路径受限制地区, 当两回平行的输电线路杆塔同步排列时, 两回输电线路邻近的边相导线间的最小水平距离类同于同杆双回路上, 不同回路的不同相导线间的水平线距。

同一回路导线的水平线间距离, 对 1000m 以下档距, 按档距中导线接近条件考虑, 按正文中(8.0.1-1)公式计算。不同回路的不同相导线间水平线间距离应比上式要求加大 0.5m。按 1000kV 架空输电线路侧操作过电压倍数相地 1.7p.u、相间 2.9p.u, 分裂导线至分裂导线相间距离为 9.2m, 悬垂绝缘子串长 $L_k = 12.5$ m。路径受限制地区大都在发电厂、变电站进出线段或邻近城市的走廊拥挤地段, 多为平丘地区, 档距一般为 400m~600m, 气象条件: 最大风速 30m/s~35m/s, 最大覆冰 10mm, 导线一般为 LGJ-630、ACSR-720, 最大弧垂 $f_c = 30$ m(对应 $L = 600$ m)。

$$D = k_i L_k + \frac{U}{110} + 0.65\sqrt{f_c} \quad (11)$$

$$= 0.4 \times 12.5 + 9.2 + 0.65\sqrt{30 + 0.5} = 18.26m$$

考虑一定的裕度, 取为 20m。

对路径狭窄地带, 如果两线路杆塔位置交错排列, 导线在最大风偏情况下, 1000kV 架空输电线路考虑最大操作过电压间隙值, 同时考虑杆塔上人检修并留一定的裕度, 并按导线场强小于 20kV/m 考虑, 即按步行可以到达山坡考虑, 取为 13m。

10 导线跨越弱电线路时的垂直距离。弱电线路相对于一般高压电力线杆塔、电气化铁路承力索或接触线杆塔而言, 保护措施相对较为宽松, 同时杆塔高度较低, 容易攀爬, 应降低被跨弱电线的电场强度, 弱电线高度取 5m, 且经计算可知, 随着与被跨越物之间距离减小, 电场强度增大, 如表 48 所示。

表 48 导线对弱电线的垂直距离计算结果(m)

塔型 距离 场强 (kV/m) (m)	水平排列 中相 V 串	三角排列 中相 V 串	双回路 I 串	备注 导线 8×500 分裂间距 400mm
	5	5	5	
10	17.832	17.517	15.686	
11	16.577	16.297	14.613	
12	15.491	15.239	13.680	
13	14.539	14.312	12.857	
14	13.697	13.490	12.127	

1000kV 架空输电线路对弱电线杆顶的非畸变空间场强按 10kV 控制, 相应流经人体电流初步估算为 0.18mA, 相对于“感觉电流”仍有相当裕度。因此, 单回路导线至弱电线的最小垂直距离推荐取值 18m, 双回路 I 串逆相序排列时导线至弱电线的最小垂直距离推荐取值 16m, 较跨越高压电力线杆塔、电气化铁路承力索或接触线杆塔增加 2m。

另外, 由于跨越高速公路广告牌等类似构筑物, 需要考虑人员登上构筑物作业等情况, 所以需要考虑适合人员活动的电场强度, 即宜按导线至弱电线的最小垂直距离考虑。

11 与弱电线路的水平距离。在开阔地区, 与和线路电力线平行时相同, 取最高塔高。在路径受限制地区, 按步行可以到达山坡考虑, 单、双回路分别取 13m、12m, 或按协议取值。

12 导线跨越特殊管道时的垂直距离。特殊管道是架设在地面上输送易燃易爆物品如石油、天然气的管道, 导线对此类管道的最小垂直距离, 1000kV 架空输电线路按与跨越弱电线路相同, 单、双回路分别取 18m、16m, 或按协议要求取值。

13 导线与特殊管道平行时的水平距离。在开阔地区, 线路与特殊管道平行接近时, 线路边导线至管道任何部分的最小水平距离不小于平行地段线路的最高杆塔高度。

在路径受限制地区, 边导线在最大风偏情况下对特殊管道的水平距离, 按步行可以到达山坡考虑, 取值为 13m。

国网电力科学研究院给出了 1000kV 架空输电线路与特殊管道的允许平行长度的建议值,见表 49。

表 49 1000kV 架空输电线路与特殊管道的允许平行长度(km)

正常运行电流 3kA	1000kV 单回路	1000kV 双回路逆相序
管道石油沥青防护	1	3
管道 3 层 PE 防腐层	1	2

14 环境保护

14.0.1 本章条文要求输电线路设计应符合国家环境保护和水土保持等相关法律、法规的要求。

14.0.2~14.0.4 本条强调对电磁干扰采取的防治措施，并对输电线路环境影响进行评价。输电线路环境影响评价采用的手段与方法所涉及的标准和规范主要有：

《作业场所工频电场卫生标准》GB 16203—1996 对工频电场测量方法的规定；

《声环境质量标准》GB 3096—2008 中对环境噪声测量方法的规定；

《环境影响评价技术导则》HJ/T 2.1~2.3—1993；

《环境影响评价技术导则声环境》HJ/T 2.4—1995；

《环境影响评价技术导则非污染生态影响》HJ/T19—1996。

14.0.5 本条强调对自然环境和水土保持采取的防治措施。

16 附 属 设 施

16.0.1 巡线站的设置与否跟沿线交通条件关系很大,在交通方便的地区一般不需要设置巡线站。

16.0.2 按以往的惯例运行管理部门确有此需要,故一直沿用至今。根据近年来线路运行中发生的攀爬、触电事故,提出“杆塔上固定标志的尺寸、颜色和内容还应符合运行部门的要求”。根据铁路部门的要求,跨越铁路时杆塔处应设置标志牌,标明以下信息:电压等级、走廊宽度、轨顶的导线最低点高度、相对轨顶的设施限高、安全绝缘距离等。

16.0.3 根据现在的通信条件,完全没有架设检修专用通信线路的必要,对于大山、大森林或荒原等通信困难地段,也应采用适当的先进通信手段而不宜架设专用通信线,宜根据现有运行条件配备适当的通信设施。