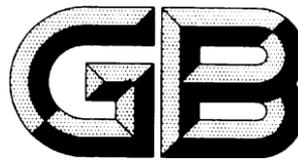


附件 1

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB ×××××-200×

1000kV 架空输电线路设计规范

Code for design of 1000kV overhead transmission line

(征求意见稿)

200×-××-××发布

200×-××-××实施

中华人民共和国住房和城乡建设部

联合发布

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

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 lines

GB ××××-200×

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：200× 年 × 月 × 日

中国 × × 出版社

200× 北京

前 言

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）》（建标【2008】105 号）的要求，规范编制组经广泛调查研究，认真总结经验，参考有关国际标准和国外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，制定本规范

1000kV 交流架空输电线路在我国为新电压等级的输电线路，属特高压输电技术。本规范的技术原则是基于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、设计研究成果，并参考国外交流特高压架空输电线路已有建设和运行经验提出。本规范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，采纳了《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》的有关成熟条文。

本规范的主要技术内容是：本规范共分 16 章以及附录、标准用词说明、引用标准名录和条文说明，内容涉及输电线路设计的各个方面，主要包括：总则、路径选择、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、附录、标准用词说明及引用标准名录等。

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。

本规范由中华人民共和国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、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：北京安德路 65 号，邮编：100120）。

本规范主编单位：中国电力工程顾问集团公司、国家电网公司

本规范参编单位：中国电力工程顾问集团东北电力设计院、华东电力设计院、中南电力设计院，北京国电华北电力工程有限公司，中国电力工程顾问集团西南电力设计院、西北电力设计院，国网交流工程建设有限公司

本规范主要起草人员：

本规范主要审查人员：

目 次

前 言.....	i
1 总 则.....	1
2 术语和符号.....	2
2.1 术语.....	2
2.2 符号.....	3
3 路径选择.....	6
4 气象条件.....	7
5 导线和地线.....	9
6 绝缘子和金具.....	11
7 绝缘配合、防雷和接地.....	12
8 导线布置.....	15
9 杆塔型式.....	17
10 杆塔荷载及材料.....	18
10.1 杆塔荷载.....	18
10.2 结构材料.....	23
11 杆塔结构.....	25
11.1 基本计算规定.....	25
11.2 承载能力和正常使用极限状态计算表达式.....	25
11.3 杆塔结构基本规定.....	26
12 基础.....	28
13 对地距离及交叉跨越.....	30
15 劳动安全和工业卫生.....	35
16 附属设施.....	36
附录 A 高压架空线路污秽分级标准.....	37
附录 B 各种绝缘子的 mI 参考值.....	38
附录 C 弱电线路等级.....	39
附录 D 公路等级.....	40
引用标准.....	42
制 订 说 明.....	42
1 总则.....	44
2. 术语、符号.....	45
3 路 径.....	46

4 气象条件.....	47
5 导线和地线.....	49
6 绝缘子及金具.....	54
7 绝缘配合、防雷和接地.....	55
8 导线布置.....	68
9 杆塔型式.....	72
10 杆塔荷载及材料.....	75
11 杆塔结构.....	80
12 基础.....	82
13 对地距离及交叉跨越.....	83
14 环境保护.....	97
15 劳动安全和工业卫生.....	98
16 附属设施.....	99
附录 C 公路等级.....	100
条文说明.....	40

CONTENTS

Foreword

1	General provisions.....	错误!未定义书签。
2	Terms and symbols.....	2
	2.1 Terms	
	2.2 Symbols	
3	Routing.....	6
4	Meteorological conditions	7
5	Conductor and earthwire.....	9
6	Insulators and hardware.....	11
7	Insulation coordination, lightning protection and grounding.....	12
8	Conductor arrangement.....	15
9	Tower type.....	16
10	Tower load and materials.....	17
	10.1 Tower load	
	10.2 Structural material	
11	Tower structure.....	23
	11.1 General calculating stipulation	
	11.2 Ultimate state expression for carrying capacity and serviceability	
	11.3 General stipulation for structure	
12	Foundation.....	26
13	Clearance to ground and crossing	28
14	Environmental protection.....	31
15	Labor safety and Industrial sanitation.....	32
16	Accessories	33
	Appendix.....	34
	Explanation of Wording in this code	38
	List of quoted standards	39
	Addition: Explanation of provisions	40

1 总 则

1.0.1 为了在 1000kV 交流架空输电线路（以下简称为 1000kV 线路）的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 交流架空输电线路的设计。

1.0.3 1000kV 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 线路输送容量大，安全等级要求高，应整体提高线路安全性。特殊区段线路应采取适当加强措施，提高线路安全水平。

1.0.5 1000kV 线路设计，除应符合本规范的规定外，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 特高压交流架空输电线路 **Ultra High Voltage(UHV) AC overhead transmission line**
标称电压 1000kV 及以上的交流架空输电线路。

2.1.2 弱电线路 **telecommunication line**

指各种电信号通信线路。

2.1.3 轻、中、重冰区 **light/medium/heavy icing area**

设计覆冰厚度 10mm 及以下地区为轻冰区, 设计冰厚大于 10mm 小于 20mm 地区为中冰区, 20mm 及以上地区为重冰区。

2.1.4 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。

2.1.5 稀有风速, 稀有覆冰 **rare wind speed、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大风、覆冰。

2.1.6 耐张段 **section**

两耐张杆塔间的线路部分。

2.1.7 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。

2.1.8 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。

2.1.9 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。

2.1.10 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。

2.1.11 非居民区 **non-residential area**

居民区以外地区, 均属非居民区。

2.1.12 交通困难地区 **difficult transport area**

车辆、农业机械不能到达的地区。

2.1.13 间隙 **electrical gap**

线路任何带电部分与接地部分的最小距离。

2.1.14 对地距离 **clearance to ground**

在**规定条件下**，任何带电部分与地面之间的最小距离。

2.1.15 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导线的平面之间的夹角。

2.1.16 采动影响区 influenced area by exploitation disturbing

受矿产开采扰动影响的区域。

2.2 符号

2.2.1 作用与作用效应

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

C ——结构或构件的裂缝宽度或变形的规定限值；

f_a ——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 ——回转半径；

R ——结构构件的抗力设计值；

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_{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；

T ——绝缘子承受的最大使用荷载、验算、断线、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_c ——混凝土的重度设计值；

γ_s ——土的重度设计值。

2.2.2 电工

n ——海拔 1000m 时每串绝缘子所需片数；

n_H ——高海拔下每串绝缘子所需片数；

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 ——覆冰时风荷载增大系数；

K ——构件长细比修正系数；

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_i ——悬垂绝缘子串系数；

K_I ——绝缘子机械强度的安全系数；

K_S ——单片绝缘子的爬电距离有效系数；

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_z ——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；

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_{rf} ——地基承载力调整系数；

ψ ——可变荷载组合系数；

ψ_{wE} ——抗震基本组合中的风荷载组合系数。

2.2.4 几何参数

A_{I} ——绝缘子串承受风压面积计算值；

A_{s} ——构件承受风压的投影面积计算值；

D ——导线水平线间距离；

D_{F} ——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 路径选择

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；在地质条件复杂地区，必要时宜采用地质遥感技术；综合考虑线路长度、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，做到安全可靠、环境友好、经济合理。

3.0.2 路径选择应避开军事设施、大型工矿企业及重要设施等，符合城镇规划。

3.0.3 路径选择宜避开不良地质地带和采动影响区，当无法避让时，应采取必要的措施；宜避开重冰区、易舞动区及影响安全运行的其他地区；宜避开原始森林、自然保护区和风景名胜区。

3.0.4 路径选择应考虑电台、机场、弱电线路等邻近设施的相互影响。

3.0.5 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。对规划中同一方向的两回线路宜同杆塔架设。

3.0.6 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考虑防串倒措施。在高差或档距相差悬殊的山区或重冰区等运行条件较差的地段，耐张段长度应适当缩短。输电线路与主干铁路、高速公路交叉，采用独立耐张段。

3.0.7 路径选择宜靠近现有国道、省道、县道及乡镇公路，充分利用现有的交通条件，方便施工和运行。

3.0.8 山区线路在选择路径和定位时，应注意控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。

3.0.9 有大跨越的输电线路路径，其路经方案应结合大跨越的情况，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、设计冰厚重现期按 100 年考虑。

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:

一般输电线路取离地面10m;

大跨越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、10mm 设计,中冰区宜按 15mm、20mm 设计,重冰区宜按 20mm、30mm、40mm、50mm 等设计。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 应加强对沿线已建线路设计、运行情况的调查,设计时应考虑微地形、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%,考虑水面影响再增加 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℃之内,取与年平均气温值邻近的 5 的倍数。

2 当地区年平均气温小于 3℃和大于 17℃时,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。

4.0.11 安装工况风速应采用 10m/s,无冰,同时气温应符合下列规定:

1 最低气温为-40℃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-5℃的地区,宜采用0℃。

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等于 35m/s 时雷电过电压工况的风速宜取 15m/s,否则取 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，风速宜应取基本风速折算到导线平均高度处值的 50%，但不宜低于 15m/s，且无冰。

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。

5 导线和地线

5.0.1 导线截面宜根据系统需要按照经济电流密度选择，并应满足可听噪声和无线电干扰等技术条件的要求，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，距线路边相导线投影外 20m 处、湿导线的可听噪声限值为 55 dB(A)，并满足按照环保部门批复的声环境标准。

5.0.3 海拔 500m 及以下地区，1000kV 架空输电线路的无线电干扰限值，在距离边相导线地面投影外侧 20m、对地 2m 高度处、在好天气下频率为 0.5MHz 时无线电干扰限值不大于 55dB ($\mu\text{V}/\text{m}$)。

5.0.4 验算导线允许载流量时导线的允许温度应符合下列要求：

1 钢芯铝绞线和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 钢芯铝包钢绞线(包括铝包钢绞线)可采用+80℃，大跨越可采用+100℃，或经试验决定；

注：环境温度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 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 。

5.0.5 地线(含 OPGW) 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，一般情况下地线表面静电场强与起晕场强之比不宜大于 0.75。单回路地线外径不宜小于 17mm，双回路地线地线外径不宜小于 24mm。

5.0.6 地线(含 OPGW) 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，地线的允许温度应符合下列要求：

1 钢芯铝绞线和钢芯铝合金绞线可采用+200℃；

2 钢芯铝包钢绞线可采用+300℃；

3 铝包钢绞线可采用+300℃；

4 光纤复合架空地线(OPGW)的允许温度应采用产品试验保证值。

5.0.7 地线为 OPGW 时应考虑耐雷击性能要求。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，应不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，其平均应力的上限应不超过拉断力的 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，导线最大次档距不宜大于 66m，平均次档距为 50~60m，端次档距宜控制在 25~35m。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。

2 地线，其平均运行张力的上限和相应的防振措施，应符合表 5.0.11 的规定。

表 5.0.11 地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 (拉断力的百分数) %	防振措施
档距不超过 500m 的开阔地区	12	不需要
档距不超过 500m 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，铝包钢绞线的降低温度值可采用 10℃ 补偿，或再适当降低；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或预留防舞措施。

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，其荷载及安全系数按断联情况考虑。绝缘子机械强度的安全系数 K_I 应按下式计算：

$$K_I = T_R / T \quad (6.0.1)$$

式中： T_R ——绝缘子的额定机械破坏负荷（kN）；

T ——分别取绝缘子承受的最大使用荷载、验算、断线、断联荷载或常年荷载（kN）。

表 6.0.1 绝缘子机械强度安全系数

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：常年荷载是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。断线的气象条件是无风、有冰、-5℃，断联的气象条件是无风、无冰、-5℃。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 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。

6.0.3 **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。

6.0.4 绝缘子串及金具应考虑均压和防电晕措施。有特殊要求需要另行研制或采用非标准金具时，应经试验合格后方可使用。

6.0.5 当线路与直流输电工程接地极距离小于 5km 时地线（含 OPGW）应绝缘，大于 5km 时需通过计算确定地线（含 OPGW）是否绝缘。地线绝缘时宜使用双联绝缘子串。

6.0.6 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。

6.0.7 悬垂 V 型绝缘子串两肢之间夹角的一半可比最大风偏角小 5°~10°，或通过试验确定。

6.0.8 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。

6.0.9 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。

7 绝缘配合、防雷和接地

7.0.1 1000kV 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 线路的防污绝缘设计，应依照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，绝缘子片数应由下式计算。污秽等级标准分级见附录 A。

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

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

式中： L_s ——单片绝缘子的有效爬电距离（cm）；

n ——海拔1000m时每串绝缘子所需片数；

λ ——爬电比距（cm/kV）；

U ——系统标称电压（kV）；

K_s ——单片绝缘子的爬电距离有效系数；

L_{01} ——为单片绝缘子的几何爬电距离（cm）。

7.0.3 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不应小于盘型绝缘子最小要求值的 3/4 且不小于 2.8 cm/kV。复合绝缘子两端都应加均压环，其有效绝缘长度需满足雷电过电压的要求。

7.0.4 耐张绝缘子串的绝缘子片数一般可取悬垂串同样的数值。但考虑耐张绝缘子串的自洁性能较好，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。

7.0.5 高海拔地区悬垂绝缘子串的片数，宜按下式计算。

$$n_H = n e^{0.1215 m_1 (H-1)} \quad (7.0.5)$$

式中： n_H ——高海拔地区每串绝缘子所需片数；

H ——海拔高度（km）（ $H \leq 3.5 \text{ km}$ ）；

m_1 ——特征指数，它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 参考值见附录 B。

7.0.6 1000kV 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 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(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		暂不予规定		

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(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	-	-

注：最小间隙值为 I 串数据。

7.0.7 空气放电电压海拔修正系数 K_a 可按公式 (7.0.7) 确定。

$$K_a = e^{mH/8.15} \quad (7.0.7)$$

式中：H——海拔高度 (km) ($H \leq 2\text{km}$)；

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 7.0.12) 中的曲线 a、c 取值。

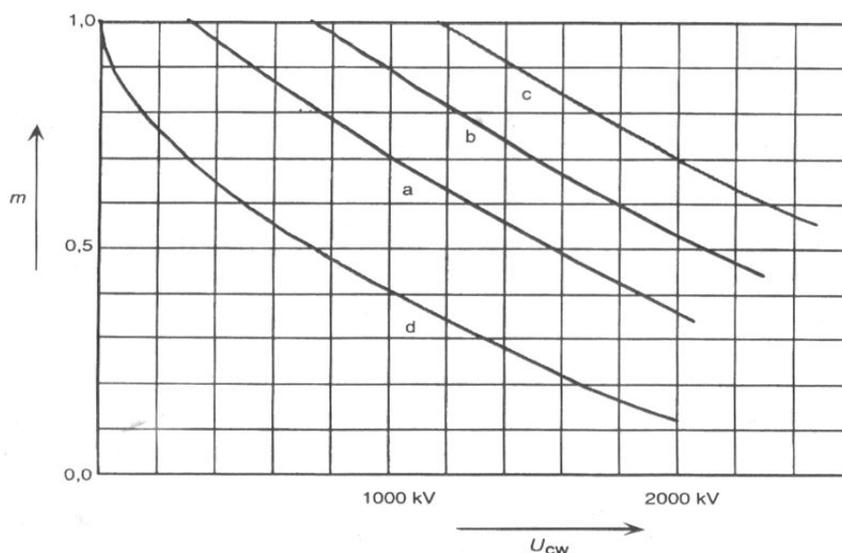


图 7.0.7 海拔修正因子 m

a—相对地绝缘；b—纵向绝缘；c—相间绝缘；d—棒—板间隙

7.0.8 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 7.0.8-1 和表 7.0.8-2 规定。

表 7.0.8-1 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	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 7.0.8—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	0	500
对塔身校验间隙	5.2	5.5
对下侧横担校验间隙	5.4	5.7
对顶部构架校验间隙	6.5	6.8

注：1 对操作人员需要停留工作的部位，还应考虑人体活动范围 0.5m；

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。

7.0.9 1000kV 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 1000kV 线路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 对于单回路线路，在平原地区不宜大于 5°，在山区不宜大于-5°，变电站 2km 进出线段不宜大于-5°；

2 对于双回路线路，杆塔上地线对导线的保护角，在平原地区不宜大于-4°，在山区不宜大于-6°。双回路耐张塔地线对跳线保护角不大于 0°。

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。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宜不低于 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 规定。

表 7.0.12 在雷季干燥时，每基杆塔不连地线的工频接地电阻

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 30 Ω 时，可采用 6~8 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 通过耕地的线路，其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，并选用合适的放电间隙，以保证地线的安全运行。

8 导线布置

8.0.1 导线的线间距离按下列要求确定：

1 对 1000m 以下档距，水平线间距离宜按公式 (8.0.1-1) 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 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，宜按公式 (8.0.1-2) 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 覆冰地区上下层相邻导线间或地线与相邻导线间的最小水平偏移，宜按表 8.0.2 的规定确定。

表 8.0.2 上下层相邻导线间或地线与相邻导线间的水平偏移 (m)

标称电压 (kV)	1000
设计冰厚 10mm	1

注：无冰区段可不考虑水平偏移。

8.0.3 1000kV 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，线路长度超过 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。换位循环长度不宜大于 200km；

2 一个变电所的每回出线虽小于 120km，但其总长度超过 200km，可采用换位或变换各

回输电线路的相序排列的措施来平衡不对称电流。

3 对于II接线路应校核不平衡度，必要时设置换位。

9 杆塔型式

9.0.1 杆塔类型宜符合下列规定：

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

2 杆塔按其回路数，分为单回路、双回路和多回路杆塔。单回路导线既可水平排列，也可三角排列或垂直排列；双回路杆塔导线宜按垂直排列，必要时可考虑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照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 对不同类型杆塔的选用，应依据线路路径特点，按照安全可靠、经济合理、维护方便和有利于环境保护的原则进行。

2 对于山区线路杆塔，应依据地形特点，配合高低基础，采用全方位长短腿结构型式。

3 对于线路走廊拆迁或清理费用高以及走廊狭窄的地带，宜采用导线三角形或垂直排列的杆塔，并考虑 V 型、Y 型和 L 型绝缘子串使用的可能性，在满足安全性和经济性的基础上减小线路走廊宽度。轻、中冰区线路还宜结合远景规划，采用双回路；重冰区线路宜采用单回路导线水平排列的杆塔。

4 对于悬垂直线杆塔，如需要兼小角度转角，且不增加杆塔头部尺寸时，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° 。

9.0.4 耐张塔宜采用刚性跳线。

10 杆塔荷载及材料

10.1 杆塔荷载

10.1.1 荷载分类应符合下列要求：

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、基础以及土石方等的重力荷载；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 杆塔的作用荷载一般分解为：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（不含大跨越直线塔）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，断一根地线和任意一相导线有纵向不平衡张力。

10.1.6 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，计算荷载组合：单回路和双回路杆塔同一档内，任意两相有纵向不平衡张力、地线未断；同一档内，断任意一根地线和任意一相导线有纵向不平衡张力。

10.1.7 对于 10mm 及以下的冰区导线、地线的最小断线张力（含纵向不平衡张力）应按表 10.1.7 的规定确定，垂直冰荷载取 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）（导地线最大使用张力的百分数）

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，按-5℃、有不均匀冰、10m/s 风速的气象条件计算，导、地线最小不平衡张力应按表 10.1.8 的规定确定。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。垂直冰荷载取 75%设计覆冰荷载计算。

表 10.1.8 不均匀覆冰情况的导、地线最小不平衡张力（最大使用张力的百分数）

悬垂直型杆塔		耐张型杆塔	
导线	地线	导线	地线
10	20	30	40

10.1.9 各类杆塔均应考虑所有导、地线同时同向有不均匀覆冰的不平衡张力，使杆塔承受最大的弯矩。

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，按验算冰厚、 -5°C 、 10m/s 风，所有导、地线同时同向有不平衡张力，使杆塔承受最大弯矩。

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下荷载组合应符合下列规定：

1 悬垂型杆塔的安装荷载：

- 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（导线按 1.5 倍计算，地线按 2.0 倍计算）、安装工人和工具的附加荷载，应考虑动力系数 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。锚线对地夹角按不大于 20° 考虑，正在锚线相的张力应考虑动力系数 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：

1) 导线及地线荷载：

锚塔：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。

紧线塔：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。

2) 临时拉线所产生的荷载：

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 考虑，地线临时拉线按平衡地线张力标准值 10kN 考虑。

3) 紧线牵引绳产生的荷载：

紧线牵引绳对地夹角按不大于 20° 考虑，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。

4) 安装时的附加荷载:

可按表 10.1.13 的规定确定。

3 导线、地线的架设次序，按自上而下地逐相（根）架设考虑。双回路应按实际需要，考虑分期架设的情况。

4 与水平面夹角不大于 30 度、而且可以上人的铁塔构件，应能承受设计值 1000N 人重荷载，此时，不与其他荷载组合。

10.1.14 终端杆塔应计及变电站（或升压站）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，应考虑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 Re 的不同情况进行横风向风振（漩涡脱落）校核。

10.1.18 导线及地线风荷载的标准值，应按下式计算：

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

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

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 10.1.21 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）应取 $\mu_{sc} = 1.2$ ；线径大于或等于 17mm， μ_{sc} 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 ——覆冰时风荷载增大系数，5mm 冰区取 1.1，10mm 冰区取 1.2；

θ ——风向与导线或地线方向之间的夹角（°）；

W_0 ——基准风压标准值（kN/m²）；

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 α 宜取1.2。

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：

$$W_s = W_0 \cdot \mu_z \cdot \mu_s \cdot \beta_z \cdot B \cdot A_s \quad (10.1.19)$$

式中： W_s ——杆塔风荷载标准值，kN；

μ_s 、 A_s ——分别为构件的体型系数和承受风压的投影面积计算值， m^2 ，体型系数 μ_s 按现行国家规范《建筑结构荷载规范》（GB50009）确定；

β_z ——杆塔风荷载调整系数。对杆塔本身，当杆塔全高不超过60m时，应按表10.1.19-1对全高采用一个系数；当杆塔全高超过60m时，应按现行国家规范《建筑结构荷载规范》（GB-50009）采用由下到上逐段增大的数值，但其加权平均值对不应小于1.6，单回路杆塔可参考表10.1.19-2取值，同塔双回杆塔可参考10.1.19-3取值。对基础，当杆塔全高不超过60m时，应取1.0；60m及以上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10.1.19-1 杆塔风荷载调整系数 β_z

铁塔全高 (m)	40	50	60
β_z	1.35	1.5	1.6

表10.1.19-2 单回路杆塔风荷载调整系数 β_z

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

表10.1.19-3 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)	$> 90m$									
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				

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。

10.1.20 绝缘子串风荷载的标准值，应按下式计算：

$$W_1 = W_0 \cdot \mu_z \cdot B \cdot A_1 \quad (10.1.20)$$

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 ）。

10.1.21 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 10.1.21 的规定确定。

表10.1.21 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
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：地面粗糙度类别：

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；

	8.8 级	标称直径 $D \leq 39$	400	/	300		800
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 *适用于构件上螺栓端距大于等于 $1.5D_b$ (D_b 螺栓直径)；

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。这种极限状态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。这种极限状态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，应按下列式计算：

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

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，其它工况不应小于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，应按下列式计算：

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

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，应按下列式计算：

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

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；

表 11.2.3-1 地震作用分项系数

考虑地震作用的情况		γ_{Eh}	γ_{EV}
仅考虑水平地震作用		1.3	不考虑
仅考虑竖向地震作用		不考虑	1.3
同时考虑水平与 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

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 11.2.3-2 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(不包括基础倾斜)，应符合表 11.3.1 的规定：

表 11.3.1 杆塔的计算挠度(不包括基础倾斜)

项目	杆塔的计算挠度限值
悬垂直线自立式铁塔	3h/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 根据杆塔的特点，设计应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 11.3.3 的规定：

表 11.3.3 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，或采用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 受拉螺栓及位于横担、顶架等易振动部位的螺栓应采取防松措施。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作综合考虑，并应符合下列规定：

1 当有条件时，应优先采用原状土基础。一般情况下，可以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。

2 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，应按下列式计算：

$$\gamma_f T_E \leq A(\gamma_k, \gamma_s, \gamma_c, \dots) \quad (12.0.3)$$

式中： γ_f ——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_f

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	各类型基础
悬垂直线杆塔	0.9	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，应按下列式计算：

1、当轴心荷载作用时

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

式中： P ——基础底面处的平均压应力设计值；

f_a ——地基承载力特征值；

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

2、当偏心荷载作用时，除应按式 12.0.4-1 计算外，还应按下式计算：

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

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 在季节性冻土地区，当地基土具有冻胀性时基础埋深应大于土壤的标准冻结深度，在多年冻土地区应遵照相应规范。

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，必要时考虑冲刷作用和漂浮物的撞击影响，必要时采取适当的防护措施。洪水冲刷、流水动压力等计算时洪水重现期可按 100 年一遇考虑。

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，应考虑地基液化的可能性，并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，应根据导线运行温度+40℃(若导线按允许温度+80℃设计时，导线运行温度取+50℃)情况或覆冰无风情况求得的最大弧垂计算垂直距离，根据最大风情况或覆冰情况求得的最大风偏进行风偏校验。

注1 计算上述距离时，可不考虑由于电流、太阳辐射等引起的弧垂增大，但应计及导线架线后塑性伸长的影响和设计、施工的误差。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。

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 输电线路与标准轨距铁路、高速公路及一级公路交叉时，如交叉档距超过200m，最大弧垂按导线温度计算时，导线的温度应按不同要求取+70℃或+80℃计算。

13.0.2 导线与地面的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 规定。

表 13.0.2-1 导线对地面最小距离 (m)

地区 \ 标称电压 (kV)	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 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)	1000	
	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 线路临近民房时，房屋所在位置离地 1.5m 高处最大未畸变场强不应超过 4kV/m。

13.0.4 1000kV 线路不应跨越经常有人居住的建筑物以及屋顶为燃烧材料做成的建筑物。对人员不经常居住的耐火屋顶建筑物，原则上也不宜跨越，如必须跨越时应与有关方面协商同意，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。

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 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。

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。

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 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,并符合下列规定:

1 当跨越时,导线与树木(考虑自然生长高度)之间的最小垂直距离应符合表 13.0.5-1 规定。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。

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 1000kV 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。

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

3 1000kV 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 13.5-3 规定。

表 13.0.5-3 导线与果树、经济作物、城市绿化灌木及街道树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 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 规定。

表 13.0.6 1000kV 线路与弱电线路的交叉角

弱电线路等级	一级	二级	三级
交叉角	≥45°	≥30°	不限制

13.0.7 1000kV 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，还应满足其他的相关规定。

13.0.8 跨越 220kV 及以上线路、铁路、高速公路、一级等级公路、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。

13.0.9 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、索道不得接头。

13.0.10 与跨越 110kV 及以上输电线路的时交叉角不应应大小于 15° 。跨越铁路时交叉角不应小于 45° ，困难情况下双方协商确定，但不得小于 30° ，且不宜在铁路车站出站信号机以内跨越；

13.0.11 1000kV 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，应符合表 13.0.11 规定。

表 13.0.11 1000kV 线路与铁路、公路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的要求

项 目			垂直距离 (单回/双 回逆向序) (m)	水平距离 (单回/双回逆向序) (m)			
铁路	至轨顶	标轨	27/25	杆塔外缘至轨道中心			交叉: 塔高加 3.1, 无法满足要 求时可适当减小 但不得小于 40 平行: 塔高加 3.1, 困难时双方 协商确定
		窄轨	26/25				
		电气轨	27/25				
	至承力索或接触线		10 (16/14)				
公路	至路面		27/25	交叉	杆塔外缘至路基边缘		15 或 按协议取值
				平行	边导 线至 路基 边缘	开阔地区	最高塔高
						路径受 限制地区	15/13 或 按协议取值
通航 河流	至最高航行水位		24/23	边导线至斜坡上缘 (线路与拉纤小路平行)			最高塔高
	至五年一遇洪水位		14/13				
	至最高航行水位桅顶		10				
不通航 河流	百年一遇洪水位		10				
	冬季至冰面		22/21				
弱电线	至被跨越物		18/16	与边导线间 (平行)	开阔地区	最高塔高	
					路径受限制地区 (最大风偏情况下)	13/12	
电力线	至被跨越物		10 (16)	与边导线间 (平行)	开阔地区	最高塔高	
					路径受限制地区	20	
特殊 管道	至管道任何部分		18/16	与特殊管道平行 时,边导线至管任 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 垂直距离中, 括号内的数值用于跨杆(塔)顶;

2 应尽量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需给以必要的处理;

3 走廊内受静电感应可能带电的金属物应予以接地;

14 环境保护

14.0.1 输电线路设计应符合国家环境保护、水土保持和生态环境保护的有关法律法规的要求。

14.0.2 输电线路的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，减少其对周围环境的影响。

14.0.3 输电线路可听噪声限值、无线电干扰限值和房屋拆迁应满足 5.0.2、5.0.3 和 13.0.3、13.0.4 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高低基础相组合，以适应不同的地形，减少塔位处植被的影响。

14.0.6 为防止水土流失，应采取必要的措施，减小对环境的影响。

14.0.7 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 输电线路工程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 必要时高杆塔可采取高空作业工作人员的防坠安全保护措施。

15.0.3 1000kV 线路对平行和交叉的其他电压等级的输电线路、通信线等存在感应电压，邻近线路在运行和维修时应做好安全措施。

15.0.4 1000kV 线路在施工时，会受到邻近输电线的影响，产生电磁感应电压。在施工时应落实好劳动安全措施。在架线高空作业时，制订安全措施，确保安全生产。

16 附属设施

16.0.1 新建输电线路在交通困难地区设保线站时，其维护半径可取 40 km~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 在多回路杆塔上或同一走廊内的平行线路的杆塔上，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。

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 总高度在 80m 以下的杆塔，登高设施可选用脚钉。高于 80m 的杆塔，宜选用直爬梯并设置简易的检修人员休息平台。

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	1.50(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 10-50km 地区。在污闪季节中干燥少雾（含毛毛雨）或雨量较多时	>0.03~0.06	1.50~1.87 (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 3-10km 地区。在污闪季节中潮湿多雾（含毛毛雨）但雨量较少时	>0.06~0.10	1.87~2.34 (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 1-3km 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	>0.10~0.25	2.34~3.00 (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	>0.25~0.35	3.00~3.56 (3.20~3.80)

注：爬电比距计算时取系统最高工作电压；上表括号内数字为按标称电压计算的值。

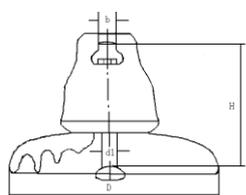
附录 B 各种绝缘子的 m1 参考值

表 B1 各种绝缘子的 m1 参考值

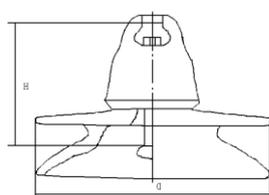
试品	材料	m1 值		
		盐密 $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$	盐密 $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$	平均值
1#	瓷	0.66	0.64	0.65
2#		0.42	0.34	0.38
3#		0.28	0.35	0.32
4#		0.22	0.40	0.31
5#	玻璃	0.54	0.37	0.45
6#		0.36	0.36	0.36
7#		0.45	0.59	0.52
8#		0.30	0.19	0.25
9#	复合	0.18	0.42	0.30

表 B2 瓷和玻璃绝缘子试品的尺寸和形状如下

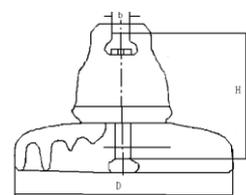
试品	材料	盘径 (mm)	结构高度 (mm)	爬电距离 (cm)	表面积 (cm^2)	重量 (kg)	机械强度 (kN)
1#	瓷	280	170	33.2	1730.27	8.5	210
2#		300	170	45.9	2784.86	11.5	210
3#		320	195	45.9	3025.98	13.5	300
4#		340	170	53.0	3627.04	12.1	210
5#	玻璃	280	170	40.6	2283.39	7.2	210
6#		320	195	49.2	3087.64	10.6	300
7#		320	195	49.3	3147.4	11.3	300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



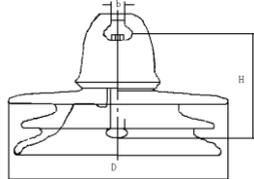
1#试品



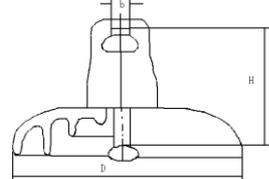
2#试品



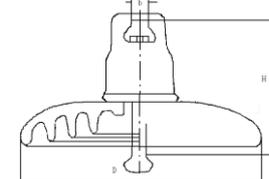
3#试品



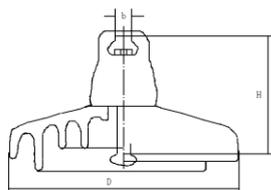
4#试品



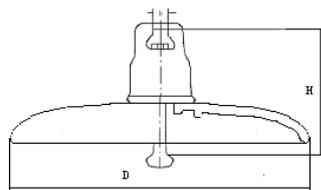
5#试品



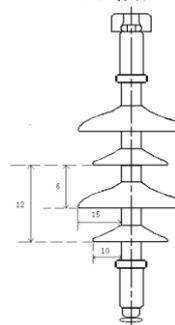
6#试品



7#试品



8#试品



9#试品

附录 C 弱电线路等级

C.0.1 一级弱电线路——首都与各省(市)、自治区所在地及其相互间联系的主要线路；首都至各重要工矿城市、海港的线路以及由首都通达国外的国际线路；由邮电部指定的其他国际线路和国防线路；铁道部与各铁路局及各铁路局之间联系用的线路；以及铁路信号自动闭塞装置专用线路。

C.0.2 二级弱电线路——各省(市)、自治区所在地与各地(市)、县及其相互间的通信线路；相邻两省(自治区)各地(市)、县相互间的通信线路；一般市内电话线路；铁路局与各站、段及站段相互间的线路，以及铁路信号闭塞装置的线路。

C.0.3 三级弱电线路——县至区、乡的县内线路和两对以下的城郊线路；铁路的地区线路及有线广播线路。

附录 D 公路等级

D.0.1 高速公路为专供汽车分向、分车道行驶并应全部控制出入的多车道公路。

四车道高速公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量25000~55000辆；

六车道高速公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量45000~85000辆；

八车道高速公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量60000~100000辆。

D.0.2 一级公路为供汽车分向、分车道行驶，并可根据需要控制出入的多车道公路。

四车道一级公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量15000~30000辆；

六车道一级公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量25000~55000辆。

D.0.3 二级公路为供汽车行驶的双车道公路。

双车道二级公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量5000~15000辆。

D.0.4 三级公路为主要供汽车行驶的双车道公路。

双车道三级公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量2000~6000辆。

D.0.5 四级公路为主要供汽车行驶的双车道或单车道公路

双车道四级公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量2000辆以下；

单车道四级公路应能适应将各种汽车折合成小客车的年平均日交通量400辆以下。

本标准用词说明

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，非这样做不可的用词：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用词：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用词：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用词：采用“可”。

2 本规范中指明应按其他有关标准、规范执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准

- 1、《建筑结构荷载规范》GB 50009-2001（2006年版）
- 2、《混凝土结构设计规范》GB 50010-2002
- 3、《碳素结构钢》GB/T 700-2006
- 4、《圆线同心绞架空导线》GB/T 1179-2008
- 5、《低合金高强度结构钢》GB/T 1591-2008
- 6、《紧固件机械性能 螺栓、螺钉和螺柱》GB/T 3098.1-2002
- 7、《紧固件机械性能 螺母 粗牙螺纹》GB/T 3098.2-2002
- 8、《钢结构设计规范》GB50017-2003
- 9、《混凝土结构设计规范》GB50010-2002
- 10、《建筑抗震设计规范》GB50011-2001
- 11、《建筑地基基础设计规范》GB50007-2002
- 12、《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068-2001
- 13、《电力设施抗震设计规范》GB50260-96
- 14、《声环境质量标准》GB3096-2008

中华人民共和国国家标准

1000kV 交流架空输电线路设计规范

GB ××××-200×

条文说明

目 次

制 订 说 明.....	42
1 总则.....	44
2. 术语、符号.....	43
3 路 径.....	43
4 气象条件.....	44
5 导线和地线.....	49
6 绝缘子及金具.....	54
7 绝缘配合、防雷和接地.....	55
8 导线布置.....	54
9 杆塔型式.....	72
10 杆塔荷载及材料.....	75
11 杆塔结构.....	80
12 基础.....	82
13 对地距离及交叉跨越.....	83
14 环境保护.....	80
15 劳动安全和工业卫生.....	98
16 附属设施.....	99
附 录.....	错误!未定义书签。

制 订 说 明

本规范是根据中华人民共和国住房和城乡建设部文件建标【2008】105号“关于印发《2008年工程建设标准规范制定、修订计划（第二批）》的通知要求进行编制的。

随着我国国民经济和电网建设的不断发展，我国的高压交流输电技术得到了迅速发展。到目前为止，我国电网的最高运行电压等级已经发展到1000kV。1000kV特高压输电工程在我国乃至世界均为最高的电压等级的输电工程，属于最新的输电技术。1000kV晋东南～南阳～荆门交流特高压试验示范工程已经成功投入运行，皖电东送1000kV淮南-皖南-浙北-上海同塔双回交流特高压工程也进入施工图阶段，这标志着特高压交流输电工程设计工作已经取得了成功。本规范的编制即是归纳了上述工程的成功设计经验和国内外特高压的科研成果及关键技术研究、设计专题研究结论及经验，同时还吸收了近年来国内外其他输电工程科研、设计、建设和运行中的新技术、新工艺和新材料应用成果，贯彻了国家电力基础建设基本方针，认真落实安全可靠、先进适用、经济合理、资源节约、环境友好的技术原则。规范还针对2008年初我国南方地区电网覆冰灾害经验教训进行了认真仔细的研究和分析，适当提高了电网抗冰设防的要求。

电力行业电力规划设计标准化技术委员会于2008年12月22日，在北京主持召开了《±800kV直流换流站设计规范》、《±800kV直流架空输电线路设计规范》、《1000kV变电站设计规范》、《1000kV架空送电线路设计规范》四项标准编制工作大纲审查会。参加会议的有住房和城乡建设部标准定额司、中电联标准化中心、国家电网公司、中国南方电网有限公司、中国电力规划设计协会、中国电力工程顾问集团公司、多个设计院和电力科学研究单位等。会议专家和代表对中国电力工程顾问集团公司做的编制大纲进行了充分的讨论和评审，原则同意编制大纲中提出的编制工作的指导思想、标准的主要内容及计划进度安排，充分肯定了特高压标准编制的必要性，并对标准的编写提出了一些具体的要求，并按要求对大纲进行了修改。

2009年4月8日~12日中国电力工程顾问集团公司组织了规范编制人员在成都进行了集中编制工作，并重点学习了“工程建设标准化管理”、住房和城乡建设部建标[2008]182号“关于工程建设标准编写规定”和编制大纲等内容，进一步了解掌握了工程建设标准编写的有关规定。

2009年6月24日-25日，特高压交流输电标准化技术工作委员会在北京组织召开了《1000kV架空输电线路设计规范》审查会。评审组对该标准进行了认真的审议，对本规范的编写提出了具体的建议，并按要求对本规范的相关内容进行了修改和完善。

本规范在编制过程中充分收集了电力行业标准化、信息化研究推广应用的成果，在分析和总结的基础上使好的经验形成规定进行推广。

本规范还体现了：

- 1 根据国家环境保护的法律、法规，设置了环境保护章节。
- 2 根据国家法规对劳动安全和工业卫生的要求，设置了劳动安全和工业卫生章节。
- 3 根据电网建设中新技术、新工艺、新材料的应用，在路径、导线和地线、绝缘子和金具、杆塔结构等章节，体现了相关的内容。

本规范的强制性条款是指对直接涉及人民生命财产安全、人身健康、环境保护和其他公众利益等方面的要求，必须严格执行的强制性条款。

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，本规范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。

1.0.4 考虑到 1000kV 线路电压等级高、输送容量大，杆塔结构重要性系数不低于 1.1。对易覆冰区段宜采取提高覆冰设防加强措施，必要时按照稀有覆冰条件进行机械强度验算。

对特殊区段如大跨越线路、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。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“耐一直一直一耐”、“耐一直一耐”、“耐一直一直一直一耐”或“耐一耐”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。

2. 术语、符号

为执行本规范条文规定时正确理解特定的名词术语含义，特列入了一些与本规范相关的名词术语，便于执行条文规定时查找使用。同时，将条文和附录中计算公式采用的符号以及条文附图中的代号也纳入本章集中列出，方便应用。

条文和附录中计算公式采用的符号，是按本专业的特点和通用性制定的。

对于本规范第 2.1.11 条，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。

3 路径选择

3.0.1 随着新技术手段的发展，1000kV 线路路径选择使用卫片、航片、全数字摄影测量系统等新技术。

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。

3.0.3 根据多年的线路运行经验的总结，选择线路应尽量避免不良地质地带、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。根据运行经验增加了路径选择尽量避开导线易舞动区等内容并加以明确，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、烧伤与断线，金具及有关部件的损坏等等，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。

3.0.4 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对临近设施如电台、机场、弱电线路等的影响。

3.0.5 规划走廊中同一方向的两回线路或多回路线路，要根据技术经济比较及安全运行因素，确定是否推荐采用同塔架设，同一方向的两回线为节约走廊资源宜采用同杆塔架设。

3.0.6 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 年初雪灾运行经验，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，设计中应采取防止串倒，例如轻冰区每隔 7~8 基（中冰区每隔 4~5 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，并按验算冰校核交叉跨越物的间距。

跨越铁路时验算覆冰要求是铁道部铁建设函[2009]327 号文规定：为提高特高压线路跨越铁路的抗冰能力，突出铁路安全，在覆冰区段，特高压线路跨越铁路时，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。

3.0.8 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。

3.0.9 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。往往有这样的情况，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

4.0.1~4.0.2 目前我国 500~750kV 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《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它行业比较。工程设计时应根据导线平均高度将基本风速进行换算，1000kV 线路下导线平均高一一般取 30m，其他工况的风速不需进行换算。

4.0.3 架空输电线路经过地区广，地形条件复杂，线路通过山区，除一些狭谷、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%，至于山区的微地形影响，除个别大跨越为提高其安全度可考虑增大风速以外，在一般地区就不予增加。至于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不小于 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 1000 米以上，跨越塔高在 150 米以上。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，设计标准应予以提高。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还是必要的，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，根据现有的工程的经验，多采用附近线路的设计覆冰增加 5 毫米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而选定，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。

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。下表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	0.9
铜	3.0	2.25	1.75

从上表数据可以看出，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，而且从二十世纪 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 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 本条根据我国《1000kV 交流架空输电线路电磁环境限值》（报批稿）的规定。

我国西北750kV线路可听噪声的限值为55dB(A)，对于人烟稀少的高海拔地区，其噪声限值应进行高海拔修正，可适当放宽。考虑目前建设的1000kV特高压线路大多处于经济比较发达、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限值取为55dB(A)。对于人烟稀少的高海拔地区，其噪声限值也应进行高海拔修正，并适当放宽。

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限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。

不同导线方案在“湿导线”条件下离边相水平距离 20m 处的可听噪声见下表。

表 2 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	水平排列	三角排列	三角排列
		中相 V 串	三相 V 串	中相 V 串	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

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	450	57.29	59.41	56.43	58.50
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

GB3096—93《城市区域环境噪声标准》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），具体要求见下表。

表 3 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
3	65	55
4	70	55

根据我国《城市区域环境噪声标准》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湿导线时的噪声水平限制在 55dB(A)，因此在好天气时可满足上表中 0-1 类区（工业区）夜间限制标准。

5.0.3 我国《1000kV交流架空输电线路电磁环境限值》（报批稿）中规定1000kV架空输电线路的无线电干扰限值，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(μV/m)；以满足在好天气下，无线电干扰值不大于55dB(μV/m)。

对于海拔超过 500m 的线路，其无线电干扰限值应进行高海拔修正。修正因数为：以 500m 为基准，海拔高度每增加 300m，无线电干扰限值增加 1dB。

下表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 4 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/T24-1998）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 20 米处，测试频率为 0.5 兆赫兹的晴天条件下不大于 55 分贝（ $\mu V/m$ ）控制”。

5.0.5 地线除应满足短路电流热容量要求外，一般还应满足短路电流热容量的要求。对于 1000kV 特高压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，而且会带来其它很多问题，因此，应该适当限制地线的表面场强。

我国 500kV 输电线路地线表面工作场强与起晕场强之比在 0.5 左右；韩国 765kV 输电线路地线表面工作场强与起晕场强之比约为 0.6；日本 1000kV 地线截面达到 500mm²，地线直径较大，地线表面工作场强与起晕场强之比约为 0.5；前苏联在设计 1150kV 输电线路时没有考虑地线表面工作场强，但是他们采用了双分裂地线。我国 750kV 官兰线的地线表面工作场强与起晕场强之比约为 0.5。

1000kV 特高压试验示范工程猫头塔（ZM1）、酒杯塔（ZB1）及同塔双回路地线 E_m/E_0 计算结果见表 5~8：

表 5 猫头塔（ZM1）地线 E_m/E_0 计算结果

海拔 (m) \ 地线直径 (mm)	0	500	1000	1500
15	0.735	0.748	0.762	0.775
16	0.699	0.712	0.725	0.738
17	0.668	0.679	0.692	0.705

注：导线平均高分别为 30m、51m、30m，地线平均高度 62m。

表 6 酒杯塔（ZB1）地线 E_m/E_0 计算结果

海拔 (m) \ 地线直径 (mm)	0	500	1000	1500
15	0.762	0.775	0.789	0.804
16	0.726	0.738	0.752	0.766
17	0.693	0.705	0.718	0.732

注：相间距离为 25.5m，导线平均高为 30m、32m、30m，地线平均高度 48m。

表 7 同塔双回路双回运行地线 E_m/E_0 计算结果

海拔 (m) \ 地线直径 (mm)	0	500	1000	1500
18.75	0.743	0.757	0.771	0.787
20	0.708	0.720	0.734	0.748

注：相间最大距离为 45m，导线平均高为 30m、52m、75.5m，地线平均高度 89.5m。

表 8 同塔双回路单回运行地线 E_m/E_0 计算结果

海拔 (m) \ 地线直径 (mm)	0	500	1000	1500
18.75	0.945	0.962	0.980	0.998
20	0.899	0.915	0.933	0.951
22	0.836	0.851	0.867	0.884
24	0.781	0.795	0.811	0.827
26	0.734	0.748	0.762	0.777

28	0.693	0.706	0.720	0.734
----	-------	-------	-------	-------

注：相间最大距离为 45m，导线平均高为 30m、52m、75.5m，地线平均高度 89.5m。

参考我国超高压导线表面工作场强与起晕场强之比 0.8—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 0.75。单回路相应的地线直径约 17mm，地线截面约 170mm²；同塔双回路双回运行时相应的地线直径约 24mm，地线截面约 240mm²，同塔双回路单回运行时相应的地线直径约 27~28mm，地线截面约 400mm²，考虑同塔双回路单回运行时间概率较少，不予考虑。

5.0.12 一般情况下，如无资料时镀锌钢绞线的塑性伸长采用 1×10^{-4} ，并降低温度 10℃ 补偿，铝包钢绞线的降低温度值可较镀锌钢绞线适当降低。

5.0.13 线路经过导线易发生舞动地区时应采取防舞措施。1000kV 晋东南~南阳~荆门线路在荆门变电站附近采取了限舞措施。

6 绝缘子及金具

6.0.1 国内自 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。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大量使用了复合绝缘子，根据以往经验，安全系数均取 3.0。

6.0.5 含有 OPGW 的地线一般是直接接地的，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和对换流站（变电站）变压器磁饱和影响，需将靠近接地极的线路地线进行绝缘。

6.0.6 绝缘子串与横担联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，同时要求强度上提高一个等级。

6.0.7 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。

6.0.8 在路径选择时应尽量避免发生舞动地区，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。

6.0.9 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。

7 绝缘配合、防雷和接地

7.0.1 1000kV 线路直线杆塔上悬垂绝缘子串的绝缘子片数选择，一般需满足能够耐受长期工作电压的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 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所决定。

1 爬电比距法

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 DL/T 620-1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》中指出：几何爬电距离 290mm 的 XP-160 型绝缘子的 K_e 暂取为 1。采用其它型式绝缘子时， 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 型及其它型绝缘子的几何爬电距离；

$U_{50\%.1}$ 、 $U_{50\%.2}$ — 分别为 XP-160 型及其它型绝缘子的 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 9 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，报告中提供的常压下绝缘子的单片 $U_{50\%}$ 值，具体数据和相应绝缘子的有效系数 K_e 计算值见下表。

表 10 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	28	7.43	-	1
2	武高院	FC-400/205	0.1/1.0	566.4	48	11.8	7.2	0.84
3	武高院	CA590-EZ	0.1/0.5	537.6	48	11.2	7.7	0.87
4	武高院	FC300/195	0.1/0.5	513.6	48	10.8	4.8	0.86
5	武高院	CA596-EZ	0.1/0.5	609.6	48	12.7	7.4	0.9
6	武高院	CA887-EZ	0.1/0.5	561.6	48	11.7	7.5	0.94
7	750(2 [#])	双伞(459)	0.05/2.0	-	3	15.4	-	0.99

8	750(4#)	三伞(530)	0.05/2.0	-	3	17.8	-	0.97
---	---------	---------	----------	---	---	------	---	------

上表中盘型(钟罩型)绝缘子的有效系数 K_e 的计算值基本在 0.86-0.90 之间, 由于 3#-6# 绝缘子为灰密 $0.5\text{mg}/\text{cm}^2$ 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; 7#-8# 双伞和三伞绝缘子的有效系数 K_e 的计算值基本在 0.94-0.99 之间, 由于其 $U_{50\%}$ 无法进行灰密修正, 且 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 的取值, 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; 防污型绝缘子的有效系数 K_e 取值为 0.9; 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下表。

表 11 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	
		1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m
普通型 485mm	II 级 0.06~ 0.10mg/cm ² 2.5cm/kV	2500	2574	52	54	10140	10530
普通型 505mm		2500	2574	50	51	9750	9945
普通型 550mm		2500	2574	51	53	10455	10865
三、双伞型 485mm		2500	2574	52	54	10140	10530
三伞型 635mm		2500	2574	40	41	7800	7995
钟罩型 690mm		2500	2574	41	42	9840	10080
合成型		2500	2574				
普通型 485mm	III 级 0.10~ 0.25mg/cm ² 3.20cm/kV	3200	3295	70	72	13650	14040
普通型 505mm		3200	3295	67	69	13065	13455
普通型 550mm		3200	3295	62	64	12710	13120
三、双伞型 485mm		3200	3295	66	72	12870	14040
三伞型 635mm		3200	3295	54	55	10530	10725
钟罩型 690mm		3200	3295	55	57	13200	13680
合成型		3200	3295				
普通型 485mm	IV 级 >0.25mg/cm ² 3.80cm/kV	3800	3913	83	85	16185	16575
普通型 505mm		3800	3913	80	82	15600	15990
普通型 550mm		3800	3913	73	75	14965	15375

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	
		1000m及以下	1500m	1000m及以下	1500m	1000m及以下	1500m
三、双伞型 485mm		3800	3913	83	85	16185	16575
三伞型 635mm		3800	3913	63	65	12285	12675
钟罩型 690mm		3800	3913	65	67	15600	16080
合成型		3800	3913				

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，使选定的绝缘子串的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的污秽耐受能力直接联系在一起，是一种较好的绝缘子串长的确定方法，但人工污秽试验结果同自然污秽条件下的污秽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，仅是设计参数取值不同。不同的国家确定污耐压和污秽设计目标电压值也不同。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 $U_{\Phi\max}$ ， $U_{\Phi\max}$ 校正系数原苏联、美国、日本分别为 1、1、1.15~1.6。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下表所示。

表 12 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 $U_{\Phi\max}$
原苏联	$U_{50\%}$	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	1.15-1.6
中国	$U_{50\%}$	试验确定 (推荐 7%)	$3^{[1]}/1.04^{[2]}$	真型布置	1.1 (推荐 1.1-1.732)

注 1、500kV 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)；

2、1000kV 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 单片绝缘子最大耐受电压 U_{\max} 的确定；
- ④ 污秽设计目标电压值 $U_{\Phi\max}$ 的确定；

1000kV 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 绝缘子串片数 N 的求取 $N = U_{\phi\max} / U_{\max}$

⑥ 按下校核确定的 N。

表 13 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 1.1~1.3 倍,在消弧圈接地系统取 1.5~1.732
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。

注: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型式单片绝缘子 U_{\max} 见下表。

表 14 不同污秽等级下不同型式单片绝缘子 U_{\max} (kV)

污秽等级	SDD (mg/cm ²)	CA-590EZ		CA-596EZ		FC-300/195	
		$U_{50\%}$	$U_{\max 2}$	$U_{50\%}$	$U_{\max 2}$	$U_{50\%}$	$U_{\max 2}$
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)	11.2	10.4	12.5	11.6	10.5	9.8
	0.158	10.2	9.5	11.4	10.6	9.6	8.9
IV	0.217	9.6	8.9	10.7	9.9	9.0	8.4

注: SDD 为附盐密度(CaSO₄按 41%修正)。

按照污耐压法确定的悬垂单 I 串片数见下表。

表 15 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

注: 1 ESDD 为等值附盐密度(未修正);

2 N 为 ESDD 未进行修正后的片数, N_1 为 ESDD 按 41%CaSO₄ 修正后的片数,

N_2 为 ESDD 按 30%CaSO₄ 修正后的片数, N_3 为 ESDD 按 20%CaSO₄ 修正后的片数。

研究表明, 双伞型 300kN 瓷绝缘子在 SDD/NSDD 为 0.1/0.5mg/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 16 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	0.1	11.7	7.50
3	CA590-EZ 普通 300kN 单 V 串 48 片	0.1	11.8	7.40
4		0.15	10.6	6.60
5	CA887-EZ 双伞 300kN 单 V 串 48 片	0.1	13.3	7.90

注: 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下表所示。

表 17 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

注: 1 ESDD 为等值附盐密度(未修正);

2 ESDD 按 41%CaSO₄ 修正后的片数。

从表 11、17 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。由于试验示范工程没有 II 级以下污区, 经国家电网公司多次召开会议后确定 1000kV 特高压试验示范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 XP₃-160 绝缘子串单、双串结构的 U_{50%} 试验结果见表 18、19:

表 18 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 19 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	232.5	258.0	247.5
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 线路绝缘子串均压计算结果，当双串绝缘子间距 600mm 时，单片绝缘子承受的最大电压与 500kV 线路相当，因此，保证双联绝缘子串绝缘子间净距 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 270mm 左右时，可采用与单 I 串采用相同的绝缘配置。

4) 中相 V 串片数

CA590-EZ 普通型 300kN 瓷绝缘子，在 SDD/NSDD 分别为 0.1/0.5mg/cm² 和 0.15/0.5mg/cm² 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 0.1/0.5mg/cm² 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 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；在重污区不应小于盘型绝缘子限值的 3/4 且不小于 2.8 cm/kV。新建输电线路棒形悬式复合绝缘子的爬距可按如下原则配置：对 2.5cm/kV 及以下污区使用的复合绝缘子，其爬电比距选用 25mm/kV；对 25mm/kV 以上的污区，选用 2.8cm/kV。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。

7.0.4 耐张绝缘子串由于水平放置容易受雨水冲洗，因此其自洁性较悬垂绝缘子串要好，110~500kV 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。

7.0.5 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 表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，试验值如下表所示。

表 20 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 $u_{50.1.r}$ 。

$$u_{50.1.r} = \frac{u_m \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}}{(1 - Z\sigma_1^x)(1 - 3\sigma_m^x)} \quad (2)$$

式中 Z 和 β 取决于并联间隙数，按偏严格考虑 $m=500$ ， $Z=3$ ， $\beta = \frac{\sigma_m^x}{\sigma_1^x} = 0.35$ ；单间隙的变异系数， $\sigma_1^x = 0.03$ ，多间隙的变异系数 $\sigma_m^x = 0.0105$ 。

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

表 21 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
$U_{50.1.r}$ (峰值) (kV) (I 串)	1070	1138	1210	1286

表 22 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_1^x	工频放电电压要求值 (kV)
2.70	1186	2.5%	1138 (海拔 H=500m)
2.90	1240	1.1%	1210 (海拔 H=1000m)
3.10	1342	1.2%	1286 (海拔 H=1500m)

导线正对塔腿宽度约为 6.4m。

按上表的空气间隙距离可以满足安全运行要求。

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。试验结果见表 23~26。

表 23 真型塔中相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压

τ_f (μs)	250	1000	5000
U_{50} (kV)	1801	2015	2149
σ (%)	4.0	6.4	5.1

注：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 24 真型塔中相导线对塔的空气间隙的操作冲击放电电压

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

注：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 25 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
$U_{50} (kV)$	1789	1915	2125

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
$U_{50} (kV)$	1546	1789	1958	2113	2177

单空气间隙的操作冲击放电电压 $U_{50.1.c}$ 。

$$U_{50.1.c} = \frac{U_s}{(1 - Z\sigma_1^*)(1 - 3\sigma_m^*)} \quad (3)$$

式中 Z 和 β 取决于并联间隙数，考虑 $m=100$, $Z=2.45$, $\beta = \frac{\sigma_m^*}{\sigma_1^*} = 0.4$ ；单间隙的变异系数， $\sigma_1^* = 0.06$ ，多间隙的变异系数 $\sigma_m^* = \beta\sigma_1^* = 0.024$ 。

表 27 单间隙的操作冲击放电电压要求值

海拔高度 H (m)	0	500	1000	1500
海拔修正系数 K_a (悬垂串)	1.000	1.063	1.131	1.202
$U_{50.1.c}$ (峰值) (kV)	1929	1975	2022	2070

表 23 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% 左右。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 28 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^x	操作冲击放电电压要求值 (kV)
6.7 (7.9)	2015	6.4%	1975 (海拔 H=500m)
7.7 (8.1)	2119		2070 (海拔 H=1500m)

上表的比较结果显示可以满足操作过电压要求。

表 25 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， $\tau_f=1000 \mu s$ 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 7%； $\tau_f=2000 \mu s$ 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 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 18.8% 左右。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见下表。

表 29 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 (kV)	τ _f =1000 μs	1654	1915	2095	2261	2329
	τ _f =2000 μs	1730	2002	2191	2364	2436
	τ _f =5000 μs	1836	2125	2326	2510	2586

表 30 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)
	(τ _f =1000 μs)	(τ _f =2000 μs)	
5.6	1915	2002	1975 (海拔 H=500m)
6.0	1989	2080	2022 (海拔 H=1000m)
6.4	2065	2160	2070 (海拔 H=1500m)

τ_f=1000 μs 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；τ_f=2000 μs 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%}—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 7.0.5 条进行。

5 同塔双回线路反击计算结果

表 31 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。

7.0.7 高海拔修正是根据 IEC60071-2 规定确定的。

7.0.8 带电作业要求的空气间隙

在带电作业工具基本技术要求中，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的过电压。

表 32 单回线路带电作业间隙试验值（最小间隙距离/最小组合间隙）

海拔高度 H (m)		0	500	1000	1500	危险率*
间隙距离 d (m) 无分闸电阻 最大过电压 1.72p.u.	边相	6.1/6.6	6.4/6.9	6.7/7.2	7.0/7.5	9.04×10^{-6}
	中相	6.4/6.9	6.7/7.2	6.9/7.4	7.2/7.7	9.63×10^{-6}
	耐张	6.5/7.0	6.8/7.3	7.2/7.7	7.6/8.1	9.63×10^{-6}
间隙距离 d (m) 有分闸电阻 最大过电压 1.66p.u.	边相	5.8/6.3	6.0/6.5	6.3/6.8	6.6/7.1	8.84×10^{-6}
	中相	6.0/6.5	6.3/6.8	6.5/7.0	6.8/7.3	9.64×10^{-6}
	耐张	6.1/6.6	6.4/6.9	6.7/7.2	7.1/7.6	9.44×10^{-6}

*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》研究结论，确定同塔双回路带电作业时的校验间隙见下表。

表 33 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 34 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	6.16/4/7.5	6.92/8.28/9.25

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，可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，我国 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 线路跳闸的主要原因。在 1985 年至 1994 年十年期间,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是(大于 20°)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 线路雷击跳闸率 0.1 次/100km 年的要求。

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,见下表。

表 35 雷击跳闸率(次/100 公里.年)

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	0.02	0.049	0.069
ZB1	0	0.002	0.018	0.02	0.007	0.052	0.059
ZB1	-5	0.001	0.019	0.02	0.003	0.056	0.059
ZM1	10	0.022	0.02	0.042	0.079	0.06	0.139
ZM1	5	0.007	0.02	0.027	0.026	0.06	0.086
ZM1	0	0.002	0.02	0.022	0.008	0.061	0.069
ZM1	-5	0.001	0.022	0.023	0.003	0.067	0.07

从上表可以看出,在保护角 5°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 36、37。

表 36 酒杯塔雷击跳闸率(次/100 公里.年)

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 37 猫头塔雷击跳闸率(次/100 公里.年)

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	/

按照晋东南～南阳～荆门 1000kV 特高压线路地形比例，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.年，基本满足预期值。

因此对于单回路线路，杆塔上地线对边相导线的保护角，在平原地区不宜大于 5°，在山区不宜大于-5°。

3 同塔双回线路绕击计算结果

表 38 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 39 LPM 法同塔双回鼓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

因此，对于双回路线路，杆塔上地线对导线的保护角，在平原地区不宜大于-4°，在山区不宜大于-6°，双回路耐张塔地线对跳线保护角不大于 0°。

7.0.11 本条是根据档距中央导线与地线的距离是根据中华人民共和国国家标准化指导性技术文件 GB/T24842-2009《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》**第 7.1.2.6 条确定的。**

7.0.12 本条文根据 DL/T621《交流电气装置的接地规定》和运行经验而确定。对土壤电阻率大于 $2000\Omega\cdot\text{m}$ 地区，除采用加长接地体降低接地电阻外也可采用其他措施如降阻剂等。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，及适当的地线接地安排来限制地线上的静电、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具有一定影响，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。并且地线中的电压和电流的控制与导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到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，地线间隙也能击穿而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，还须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，并考虑好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电量变化的预计和对策。

设计文件中应明确提出施工、运行人员接触绝缘地线时的注意事项和保护措施。

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。这些都需要在设计文件中具体反映，需要对施工和运行单位提出必要的注意事项和防护措施。

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的运行经验总结的，而这些线路的档距和弧垂大部分并不很大。虽然 1968 年国际大电网会议收集各国公式并作比较时，将弧垂算到 200 米，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 1000 米以下档距中使用。

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。

导线呈三角型排列时，其工作状态介乎导线垂直排列和水平排列之间。水平排列的二相导线，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。这就是斜向线间距离化为等值水平线间距离的基本想法。

根据运行 500kV 及以下线路的运行经验，该公式是偏于安全的。

条文中 K_i 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 在晋东南—南阳—荆门 1000kV 交流特高压线路设计中，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。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 0m 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，酒杯塔上导地线间水平偏移宜取 1m。

8.0.3 在晋东南—南阳—荆门 1000kV 交流特高压线路设计时，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。

下表列出了按照晋东南—南阳—荆门线路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 40 1000kV 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
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

由上表可见，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 420 公里时不平衡度才超过 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干字型塔，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，故规定当采用水平排列时，线路长度大于 130km 时应换位，而对于采用三角型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，下图线路一次全换位示意图。计算一次全换位后线路不平衡度，结果如下表所示。

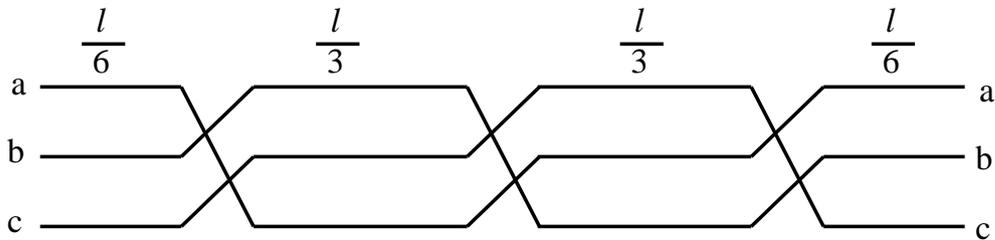


图 1 线路一次全换位示意图

表 41 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

从上表可以看出，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）输电线路同塔双回交流特高压输电工程设计中，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，结果如下表所示：

表 42 1000kV 线路不平衡度计算结果—EMTP 计算

1000kV 同塔双回不换位不平衡度											
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%

从上表可以看出，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 72 公里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 288 公里时不平衡度才超过 2% 的限值要求，对于采用异名相排列方式的线路在长度为 360 公里时不平衡度才 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，对于同相序和异名相，必须同向换位，而对于逆相序，则必须反向换位。

下表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 43 1000kV 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%

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

1000kV 淮南～上海（皖电东送）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长距离平行±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。

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）的杆塔外型或型式可能有多种，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，而且还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高低基础的结构型式，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，结果为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。当同一走廊内线路回路数较多时，采用同塔双回杆塔型式也是减小线路走廊的一种有效途径。

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。。

9.0.4 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，耐张绝缘子吨位大，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。

减少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，从

水平跳线到弓形跳线、从软跳线到刚性跳线、从一般耐张塔跳线到三柱耐张塔跳线等。而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。

1000kV 交流特高压试验示范工程专题报告《刚性跳线及线路金具研究》中对不同的跳线方式进行了分析、比较，主要结论如下：

表 44 中相绕引方式对地线横担长度及地线支架高度的影响

项目		两跳串软跳	三跳串软跳	笼式	铝管式
差值(m)	长度	2.3~3.5	0.6~2	0	0
	高度	1.6	0.5	0	-0.4

表 45 外相引流方式对耐张塔横担长度及杆塔呼高的影响

项目		单跳串软跳	两跳串软跳	三跳串软跳	笼式	铝管式
差值(m)	长度	3~4.8	0.8~1.1	-0.3	0	0.4
	高度	1	1.4	0.3	0	-0.5

表 46 内相引流方式对耐张塔横担长度及杆塔呼高的影响

项目		直跳	单跳串软跳	双跳串软跳	笼式	铝管式
差值(m)	长度	2.6~3.9	2.2~3.3	0~1.2	0	0.4
	高度	0~0.5	1	0.6	0	-0.5

表 47 不同跳线方式对耐张塔重量的影响

项目		单跳串软跳	两跳串软跳	三跳串软跳	笼式/铝管式
塔重增加(T/基)	中相	--	2.172	0.826	0
	外相	2.559	2.419	0.463	0
	内相	2.255	1.079	--	0
全线合计(T)	中相	--	427.88	162.72	0
	外相	504.12	476.56	91.31	0
	内相	245.83	117.57	--	0

表 48 经济比较

项目		增加塔重(T)	塔材费用(万元)	跳线费用(万元)	总费用(万元)	价差(万元)
中相	两跳串	427.884	385.1	753.28	1138.38	276.47
	三跳串	162.722	146.45	927.8	1074.25	212.34
	笼式	0	0	861.9	861.9	0
	铝管式	0	0	883.78	883.78	21.88
外相	单跳串	504.12	453.71	511.24	964.96	103.05

	两跳串	476.56	428.9	705.46	1134.36	272.46
	三跳串	91.31	82.18	884.32	966.5	104.6
	笼式	0	0	861.9	861.9	0
	铝管式	0	0	883.78	883.78	21.88
内相	直跳+单跳串	245.83	221.25	816.39	1037.63	385.59
	直跳+两跳串	117.57	105.81	1025.82	1131.63	479.58
	笼式	0	0	652.05	652.05	0
	铝管式	0	0	673.92	673.92	21.88

通过上述比较可以明显看出,采用刚性跳线比较经济。因此, 1000kV 交流特高压输电线路可根据具体情况采用铝管式或鼠笼式刚性跳线, 以达到既经济又可限制耐张塔尺寸的目的。

刚性跳线各部件的在正常运行及短路时温升均应小于等长引流导线。

刚性跳线用于海拔高于 1000m 地区时, 位于低海拔地区的试验室应将试验电压乘以海拔修正系数 k_H :

$$U_H = k_H \times U_0 \quad (5)$$

$$k_H = \frac{1}{1.1 - 0.1 \times H} \quad (6)$$

式中: H ——海拔高度 (km)。

无线电干扰电压不大于 $563 \mu V(55dB)$ 。

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 500、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下表。

表 49 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 沈大线南雁四回路采用铝管式硬跳线, 长度 10m, 日本 500kV 的铝管式硬跳线长度 5~14m, 我国第一条 750kV 输电线路刚性跳线长度 9~13m, 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 交流特高压刚性跳线长度取 9~16m 为宜。

10 杆塔荷载及材料

10.1 杆塔荷载

10.1.1 荷载分类

分类原则是根据《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068-2001，结合输电结构的特点，为简化荷载分类，不列偶然荷载，将属这类性质的断线张力及安装荷载等也列入了可变荷载，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 荷载作用方向

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零度风向，其它风向（ 90° 度或 45° 度）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°C 、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 对于终端杆塔，由于变电所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，应考虑纵向弯距组合情况，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到的现象不少。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，使杆塔承受最大弯矩情况。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

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。

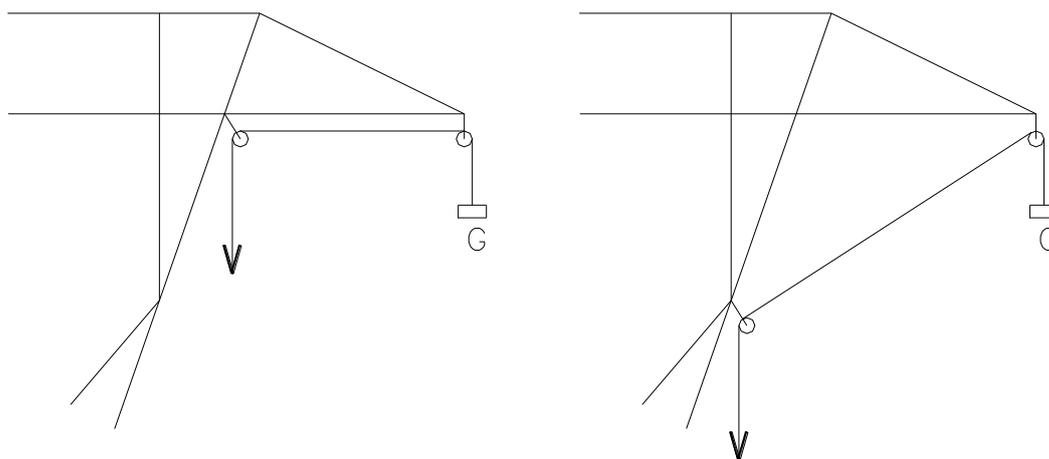


图 2 起吊导、地线时采用转向滑轮示意图

2 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;

3 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,而不与其它荷载组合。一般可将与水平面夹角不大于30度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《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、风偏角计算和其它电压等级线路的荷载计算都不必考虑 α ,即取 $\alpha=1.0$ 。

通过对各国风偏间隙校验用分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,档距小于200m取0.8,档距大于550m时取0.61,档距在200m~550m之间风压不均匀系数 α 按下式计算:

$$\alpha = 0.50 + \frac{60}{L_h} \quad (7)$$

式中 L_h —杆塔的水平档距(m)。

10.1.19 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《建筑结构荷载规范》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(例如横担、微波天线等)应给予适当加大。表10.1.19-2、10.1.19-3分别参照了±800kV向家坝至上海特高压直流线路工程和1000kV皖电东送特高压交流线路工程的取值,并做了局部调整。

当考虑杆件相互遮挡影响时,可按《建筑结构荷载规范》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,取对60m以下杆塔为1.0;对60m及以上杆塔为1.3。

10.1.20 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,B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。

10.1.21 参考《建筑结构荷载规范》(GB 50009—2001)第7.2.1条文。

表10.1.21风压高度变化系数 μ_z ，按下列公式计算得出：

$$\mu_z^A = 1.379 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.24} \quad (8)$$

$$\mu_z^B = 1.000 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.32} \quad (9)$$

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

$$\mu_z^D = 0.318 \left(\frac{Z}{10} \right)^{0.60} \quad (11)$$

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，国家标准《低合金高强度结构钢》GB/T 1591-94 已列入 Q460 高强度钢，有条件也可采用 Q460。

10.2.2 参考《钢结构设计规范》GB 50017-2003、《高层民用建筑钢结构技术规程》JGJ 99-98，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，当钢板与其它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。

我国《钢结构设计规范》(GB50017)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。

《建筑抗震设计规范》GB50011-2001 和《建筑钢结构焊接技术规程》JGJ 81-2002/J 218-2002 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进行考虑。

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 GB/T3098 的要求。

10.2.4 各个性能等级螺栓的材料必须满足最小抗拉应力(f_u)、最小屈服应力(f_y)及一定的硬度值(HR)。例如国家标准 GB3098.1 的 4.8 级螺栓： $f_u=400\text{N/mm}^2$ 、 $f_y=320\text{N/mm}^2$ 和 HR=70/95；5.8 级螺栓：

$f_u=500\text{N/mm}^2$ 、 $f_y=400\text{N/mm}^2$ 和 HR=83/95；6.8 级螺栓： $f_u=600\text{N/mm}^2$ 、 $f_y=480\text{N/mm}^2$ 和 HR=89/99……等。它们的保证应力分别是 310N/mm^2 、 380N/mm^2 和 440N/mm^2 。按照国家标准 GB3098.1 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。其中螺栓的抗剪强度设计值接近于原电力规程的标准(包括原电力规程的修正值)，本规范取原规定值的 1.5 倍取整。但钢材的孔壁承压强度设计值则高于原电力规程的规定，主要原因是参照国际上其它国家标准普遍采用的孔壁承压极限强度值是钢材抗拉强度的 1.5 倍，有的是采用 2.1 倍的钢材屈服应力(这两者是比较接近的)，本规范中的设计值是取 $1.0f_u$ 。

钢材设计值参考《钢结构设计规范》GB50017-2003。

11 杆塔结构

11.1 基本计算规定

11.1.1~11.1.3 根据《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068-2001 确定。

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《建筑结构可靠度设计统一标准》规定的有关原则确定的。其中的荷载效应分项系数 γ_G 、 γ_{Qi} 和抗力分基系数 γ_R 以及组合值系数 ψ 等的取值不仅与原电力规程规定的安全度有关，而且与可靠指标 β 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，其它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。

构件抗力分项系数(γ_R)一般是包含在构件的材料强度设计值(或者抗力设计值)之中，即材料强度设计值是由其标准值除以抗力分项系数(γ_R)后得出的。材料强度设计值(f)和标准值(f_k)一般都能在有关的国家规范中找到。当材料的 f_k 和 f 值确定之后，抗力分项系数(γ_R)也就可以通过计算确定。例如 Q235 钢， $\gamma_R=1.087$ ；其它钢， $\gamma_R=1.111$ 。一般混凝土的 γ_R 平均值为 1.354……。

在规范编制中，根据原电力规程的安全系数和容许应力与材料的强度标准值和设计值之间的上述关系，采用“校准法”来进行换算和比较结果表明，本规范中所采用的各项系数是能够满足原电力规程的安全水平的(在对悬垂型杆塔的比较时，其中的 γ_R 和 γ_{Qi} 所占比例是采用加权平均的计算方法，对于耐张型杆塔，则略去 γ_R 的影响)。

《建筑结构可靠度设计统一标准》(GB50068-2001)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50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51的规定。

表 50 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 51 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 30m/s(离地高 20m)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 GB50068-2001 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 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 2~3 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 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。

GB50068-2001 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。

对日咨询可知, 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 线路各类杆塔除安装工况取 $\gamma_0=1.0$ 外, 其它工况取 $\gamma_0=1.1$ 。

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《构筑物抗震设计规范》GB50191-93 和《电力设施抗震设计规范》GB50260-96 的有关规定和线路杆塔结构的特点制订的。 S_{GE} 为永久荷载代表值, 按照《建筑抗震设计规范》GB50011-2001 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 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, 一般可在地面上 8m 高度范围内的塔腿和导、地线挂线点上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。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。

2、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,基本上保持了原电力规程的安全度标准。表达式中的基础上拔或倾覆外力设计值,对可变荷载计入了荷载分项系数1.4,对永久荷载计入了荷载分项系数1.2或者1.0,也即大致较原电力规程大1.4倍左右。对于悬垂型杆塔,原电力规程要求上拔和倾覆稳定的安全系数为1.5,两者关系为 $1.5/1.4=1.071$,故本规范取附加数为1.1。其他类推。附录E数据基本上与原规定相一致,土壤分类与《建筑地基基础设计规范》GB50007 2002相一致。

12.0.4 如12.0.3所述,基础作用荷载大致较原电力规程大1.4倍左右。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)、(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《建筑地基基础设计规范》(GB 5007-2002)将地基承载力设计值改为地基承载力特征值。

12.0.5 根据《混凝土规范》第3.4和4.1条综合考虑制定。

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《建筑地基基础设计规范》(GB 50007-2002)的规定确定。多年冻土地区所涉及的区域较少,这里不做详细规定。

12.0.9 根据以往工程实践经验提出。防治措施可参照国家标准《构筑物抗震设计规范》和国家标准《电力设施抗震设计规范》。

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。如贵州六水、水盘线，云南的以东线，羊盘线、五镇线，湖南的双道线等均发生过这类事故。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。其产生的原因有测绘误差，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”。110千伏及以下线路不宜小于0.5米，220千伏及以上线路不宜小于0.8米，大跨越尚应适当增加。

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>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 线路经过居民区、非居民区及交通困难地区时导线对地面的最小距离

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线路可能造成的有害效应及影响程度，因此，在研究1000kV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 4 m，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，不对输电线路全线的场强规定一个统一的较小的限值，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、车站附近过往的人较多的地区。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 7 kV /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，1000 kV 线路在居民区的线下最大场强限值为 7 kV /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，对于部份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) 交通困难区的的场强限值

我国 500 kV 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，750 kV 线路在满足电气绝缘强度的前提下，最大地面场强低于 20 kV /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宜取 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 52 导线最小对地距离计算值 (m)

地区 \ 塔型	酒杯塔、猫头塔		双回塔 I 串	双回塔 V 串
	中相 V 串	三相 V 串	(逆相序)	(逆相序)
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。

上表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 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 及以上电压级线路暂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)，以策万全。

对被跨越的非长期住人建筑物和邻近民房，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 线路线距一般为 7、8 和 9m，若被跨越的民房高度为 4 或 5m，按规程规定，线路架线相应的高度为 11 或 12m，其相应的最大地面未畸变电场强如下表。

表 53 线下最大地面未畸变电场强

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电场强 (kV/m)	4.05	3.49	4.3	3.72	4.51	3.93

可见，330kV 线路跨越民房时，其最大地面未畸变电场强在 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 导线与建筑物之间的最小垂直距离、净空距离及水平距离

1000kV 线路不应跨越建筑物。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 220~750 kV 线路的规律，在交通困难地区对地距离的基础上增加 0.5 m，取为 15.5 m，并尚需满足房屋所在位置离地 1.5 m 高处最大未畸变电场不得超过 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，故风偏后的净距按跨越时按交通困难地区对地距离取值。

考虑到 1000kV 线路导线较高，影响范围较大，无风情况下，边导线与不在规划范围内城市建筑物之间的水平距离较超高压线路适当提高，取 7.0m，与前苏联规程基本一致。

13.0.5 导线与树木之间的交叉跨越距离

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，更好的保护生态环境。

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，一般生长的高大，果实数量与无电场作用地区没有差别，甚至有所提高。8~12 kV/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 20kV/m 以上，这种现象与电压等级并没有直接关系。

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

2 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。

3 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 16、15 m。

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 本条是根据建委颁发的《建筑设计防火规范》的要求，作了些补充和修改。

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 3 米。

2 散发可燃气体的甲类生产厂房如与明火接近，有可能发生燃烧或爆炸。考虑到输电线路运行过程有可能产生电弧或火花，为安全起见，参照《防火规范》第 16 条的要求，补充规定了输电线路与散发可燃气体的甲类生产厂房的防火间距还应大于 30 米的要求。

3 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。

13.0.11 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

1000kV 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 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 以上线路的规定如下表：

表 54 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
加拿大	735	13.7
中国	500	14
中国	750	19.5

考虑我国的实际情况，1000kV 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，单、双回路对应的导线对地距离分别为 27、25m。

单回路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《110~500kV 架空送电线路设计技术规程》中，一般均减少 1m，即取 26m，双回路不变仍为 25m

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，单、双回路对应的导线对地距离分别为 27、25m。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 10.0m，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，《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》中各级电压均为 30 m，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 3.1 米”。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 40 米。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 3.1 米，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：

- (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、地线不得设置有任何接头。
- (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9 kV / m，线下大型车辆感应的短路电流不超过5mA 电流的。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27、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15、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14、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24、23m。

6 导线与不通航河流的垂直距离

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

7 导线与河流的水平距离

沿用超高压线路的取值原则，边导线至斜坡上缘的最小水平距离，按最高塔高控制。

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

在开阔地区，电力线平行接近时，沿用超高压技术规定条文，边导线间的最小距离取最高塔

高。

在路径受限制地区，当二回平行的输电线路杆塔同步排列时，二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 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 $L_k=12.5m$ 。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 $L=600m$, $f_c=30m$ 。

$$D = k_i L_k + \frac{U}{110} + 0.65\sqrt{f_c} \quad (12)$$
$$= 0.4 \times 12.5 + 9.2 + 0.65 \sqrt{30} + 0.5$$
$$= 18.26m$$

考虑一定的裕度，取为 20m 或按协议取值。

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 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预度，同时按导线场强小于 20kV/m 考虑，即按步行可以到达山坡考虑，取为 13m。

对低压用电线路的感应问题见本节 12 条。

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，且经计算可知，随着被跨越物高度的降低，电场强度增大，单、双回路导线至弱电线的最小垂直距离分别取 18、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，所以需要考虑到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，暂取最高塔高。在路径受限制地区，暂按步行可以到达山坡考虑，单、双回路分别取 13、12m，或按协议取值。

对弱电线路的感应问题见 12 条。

12 对低压用电线路、弱电线路的平行接近距离

当特高压线路与低压用电线路、弱电线路平行时，电力科学研究院进行了感应耦合计算，计算结果如下表。计算条件：1000kV 线路：线路水平布置，采用酒杯塔，额定电流 4000A，故障负荷电流 40 kA；低压用电线 / 通信线高度 5m。

表 55 特高压线路与通信线平行接近，正常运行时由容性耦合产生的感应电压 V

与 UHV 线路边导线距离 m	7m	17m	27m	37m	47m	57m	67m	77m	87m	97m
--------------------	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

感应电压 V	31833	25145	17167	11375	7657	5309	3799	2798	2116	1636
与 UHV 线路边导线距离 m	107m	117m	127m	137m	147m	157m	167m	177m	187m	197m
感应电压 V	1290	1035	843.1	695.9	581.2	490.5	417.9	359	310.8	271
与 UHV 线路边导线距离 m	207m	217m	227m	237m	247m	257m	267m	277m	287m	297m
感应电压 V	237.8	209.8	186.2	166	148.7	133.8	120.9	109.6	99.68	90.97
与 UHV 线路边导线距离 m	307m	317m	327m	337m	347m	357m	367m	377m	387m	397m
感应电压 V	83.28	76.46	70.39	64.97	60.11	55.74	51.8	48.24	45.01	42.07
与 UHV 线路边导线距离 m	407m	417m	427m	437m	447m	457m	467m	477m	487m	497m
感应电压 V	39.4	36.96	34.73	32.68	30.8	29.07	27.48	26	24.64	23.37

表 56 特高压线路与低压配电线平行接近，正常运行时由容性耦合产生的感应电压 V

	7m	17m	27m	37m	47m	57m	67m	77m	87m	97m	107m	117m	127m	137m	147m	157m	167m	177m	187m	197m
0.4km	15.91	11.21	8.126	6.077	4.681	3.699	2.988	2.459	2.056	1.743	1.496	1.297	1.135	1.001	0.889	0.795	0.715	0.647	0.587	0.536
0.6km	23.86	16.82	12.19	9.116	7.021	5.548	4.481	3.688	3.084	2.615	2.244	1.945	1.702	1.502	1.334	1.193	1.073	0.97	0.881	0.804
0.8km	31.81	22.43	16.25	12.15	9.361	7.397	5.975	4.917	4.112	3.487	2.992	2.594	2.27	2.002	1.779	1.59	1.43	1.293	1.175	1.072
1km	39.77	28.03	20.32	15.19	11.7	9.246	7.469	6.147	5.14	4.358	3.74	3.242	2.837	2.502	2.223	1.988	1.788	1.616	1.468	1.34
1.2km	47.72	33.64	24.38	18.23	14.04	11.1	8.962	7.376	6.169	5.23	4.488	3.891	3.404	3.003	2.668	2.386	2.146	1.94	1.762	1.607
1.4km	55.67	39.25	28.44	21.27	16.38	12.95	10.46	8.605	7.197	6.102	5.236	4.539	3.972	3.503	3.113	2.783	2.503	2.263	2.056	1.875
1.6km	63.62	44.86	32.5	24.31	18.72	14.79	11.95	9.835	8.225	6.973	5.984	5.188	4.539	4.004	3.557	3.181	2.861	2.586	2.349	2.143
1.8km	71.58	50.46	36.57	27.35	21.06	16.64	13.44	11.06	9.253	7.845	6.731	5.836	5.107	4.504	4.002	3.578	3.218	2.91	2.643	2.411
2km	79.53	56.07	40.63	30.39	23.4	18.49	14.94	12.29	10.28	8.717	7.479	6.485	5.674	5.005	4.447	3.976	3.576	3.233	2.937	2.679
2.2km	87.48	61.68	44.69	33.43	25.74	20.34	16.43	13.52	11.31	9.589	8.227	7.133	6.241	5.505	4.891	4.374	3.933	3.556	3.23	2.947
2.4km	95.44	67.28	48.76	36.46	28.08	22.19	17.93	14.75	12.34	10.46	8.975	7.782	6.809	6.006	5.336	4.771	4.291	3.879	3.524	3.215
2.6km	103.4	72.89	52.82	39.5	30.42	24.04	19.42	15.98	13.37	11.33	9.723	8.43	7.376	6.506	5.78	5.169	4.649	4.203	3.818	3.483
2.8km	111.3	78.5	56.88	42.54	32.76	25.89	20.91	17.21	14.39	12.2	10.47	9.079	7.944	7.007	6.225	5.566	5.006	4.526	4.111	3.751
3km	119.3	84.1	60.95	45.58	35.1	27.74	22.41	18.44	15.42	13.08	11.22	9.727	8.511	7.507	6.67	5.964	5.364	4.849	4.405	4.019
3.2km	127.3	89.71	65.01	48.62	37.44	29.59	23.9	19.67	16.45	13.95	11.97	10.38	9.078	8.008	7.114	6.362	5.721	5.172	4.699	4.287
3.4km	135.2	95.32	69.07	51.66	39.79	31.44	25.39	20.9	17.48	14.82	12.72	11.02	9.646	8.508	7.559	6.759	6.079	5.496	4.992	4.554
3.6km	143.2	100.9	73.13	54.7	42.13	33.29	26.89	22.13	18.51	15.69	13.46	11.67	10.21	9.009	8.004	7.157	6.436	5.819	5.286	4.822
3.8km	151.1	106.5	77.2	57.73	44.47	35.14	28.38	23.36	19.53	16.56	14.21	12.32	10.78	9.509	8.448	7.554	6.794	6.142	5.579	5.09
4km	159.1	112.1	81.26	60.77	46.81	36.99	29.88	24.59	20.56	17.43	14.96	12.97	11.35	10.01	8.893	7.952	7.152	6.466	5.873	5.358
4.2km	167	117.7	85.32	63.81	49.15	38.84	31.37	25.82	21.59	18.31	15.71	13.62	11.92	10.51	9.338	8.349	7.509	6.789	6.167	5.626
4.4km	175	123.4	89.39	66.85	51.49	40.68	32.86	27.05	22.62	19.18	16.46	14.27	12.48	11.01	9.782	8.747	7.867	7.112	6.46	5.894
4.6km	182.9	129	93.45	69.89	53.83	42.53	34.36	28.28	23.65	20.05	17.2	14.92	13.05	11.51	10.23	9.145	8.224	7.435	6.754	6.162
4.8km	190.9	134.6	97.51	72.93	56.17	44.38	35.85	29.5	24.67	20.92	17.95	15.56	13.62	12.01	10.67	9.542	8.582	7.759	7.048	6.43
5km	198.8	140.2	101.6	75.97	58.51	46.23	37.34	30.73	25.7	21.79	18.7	16.21	14.19	12.51	11.12	9.94	8.939	8.082	7.341	6.698

表 57 特高压线路与低压配电网/通信线平行接近，正常运行时由容性耦合产生的感应电流 mA

	7m	17m	27m	37m	47m	57m	67m	77m	87m	97m	107m	117m	127m	137m	147m	157m	167m	177m	187m	197m
0.4km	11.93	8.41	6.095	4.558	3.51	2.774	2.241	1.844	1.542	1.308	1.122	0.973	0.851	0.751	0.667	0.596	0.536	0.485	0.44	0.402
0.6km	17.89	12.62	9.142	6.837	5.266	4.161	3.361	2.766	2.313	1.961	1.683	1.459	1.277	1.126	1.001	0.895	0.805	0.727	0.661	0.603
0.8km	23.86	16.82	12.19	9.116	7.021	5.548	4.481	3.688	3.084	2.615	2.244	1.945	1.702	1.502	1.334	1.193	1.073	0.97	0.881	0.804
1km	29.82	21.03	15.24	11.4	8.776	6.935	5.602	4.61	3.855	3.269	2.805	2.432	2.128	1.877	1.667	1.491	1.341	1.212	1.101	1.005
1.2km	35.79	25.23	18.28	13.67	10.53	8.322	6.722	5.532	4.626	3.923	3.366	2.918	2.553	2.252	2.001	1.789	1.609	1.455	1.321	1.206
1.4km	41.75	29.44	21.33	15.95	12.29	9.709	7.842	6.454	5.397	4.576	3.927	3.405	2.979	2.628	2.334	2.087	1.877	1.697	1.542	1.407
1.6km	47.72	33.64	24.38	18.23	14.04	11.1	8.962	7.376	6.169	5.23	4.488	3.891	3.404	3.003	2.668	2.386	2.146	1.94	1.762	1.607
1.8km	53.68	37.85	27.43	20.51	15.8	12.48	10.08	8.298	6.94	5.884	5.049	4.377	3.83	3.378	3.001	2.684	2.414	2.182	1.982	1.808
2km	59.65	42.05	30.47	22.79	17.55	13.87	11.2	9.22	7.711	6.538	5.61	4.864	4.256	3.754	3.335	2.982	2.682	2.425	2.202	2.009
2.2km	65.61	46.26	33.52	25.07	19.31	15.26	12.32	10.14	8.482	7.191	6.171	5.35	4.681	4.129	3.668	3.28	2.95	2.667	2.423	2.21
2.4km	71.58	50.46	36.57	27.35	21.06	16.64	13.44	11.06	9.253	7.845	6.731	5.836	5.107	4.504	4.002	3.578	3.218	2.91	2.643	2.411
2.6km	77.54	54.67	39.61	29.63	22.82	18.03	14.56	11.99	10.02	8.499	7.292	6.323	5.532	4.88	4.335	3.877	3.486	3.152	2.863	2.612
2.8km	83.51	58.87	42.66	31.91	24.57	19.42	15.68	12.91	10.8	9.153	7.853	6.809	5.958	5.255	4.669	4.175	3.755	3.394	3.083	2.813
3km	89.47	63.08	45.71	34.18	26.33	20.8	16.8	13.83	11.57	9.806	8.414	7.295	6.383	5.631	5.002	4.473	4.023	3.637	3.304	3.014
3.2km	95.44	67.28	48.76	36.46	28.08	22.19	17.93	14.75	12.34	10.46	8.975	7.782	6.809	6.006	5.336	4.771	4.291	3.879	3.524	3.215
3.4km	101.4	71.49	51.8	38.74	29.84	23.58	19.05	15.67	13.11	11.11	9.536	8.268	7.234	6.381	5.669	5.069	4.559	4.122	3.744	3.416
3.6km	107.4	75.69	54.85	41.02	31.59	24.97	20.17	16.6	13.88	11.77	10.1	8.754	7.66	6.757	6.003	5.368	4.827	4.364	3.964	3.617
3.8km	113.3	79.9	57.9	43.3	33.35	26.35	21.29	17.52	14.65	12.42	10.66	9.241	8.085	7.132	6.336	5.666	5.096	4.607	4.185	3.818
4km	119.3	84.1	60.95	45.58	35.1	27.74	22.41	18.44	15.42	13.08	11.22	9.727	8.511	7.507	6.67	5.964	5.364	4.849	4.405	4.019
4.2km	125.3	88.31	63.99	47.86	36.86	29.13	23.53	19.36	16.19	13.73	11.78	10.21	8.937	7.883	7.003	6.262	5.632	5.092	4.625	4.22
4.4km	131.2	92.51	67.04	50.14	38.61	30.51	24.65	20.28	16.96	14.38	12.34	10.7	9.362	8.258	7.337	6.56	5.9	5.334	4.845	4.42
4.6km	137.2	96.72	70.09	52.42	40.37	31.9	25.77	21.21	17.73	15.04	12.9	11.19	9.788	8.633	7.67	6.858	6.168	5.577	5.066	4.621
4.8km	143.2	100.9	73.13	54.7	42.13	33.29	26.89	22.13	18.51	15.69	13.46	11.67	10.21	9.009	8.004	7.157	6.436	5.819	5.286	4.822
5km	149.1	105.1	76.18	56.97	43.88	34.67	28.01	23.05	19.28	16.34	14.02	12.16	10.64	9.384	8.337	7.455	6.705	6.061	5.506	5.023

表 58 特高压线路与低压配电线/通信线平行接近，正常运行时由感性耦合产生的感应电势 V

	7m	37m	67m	97m	127m	157m	187m	217m	247m	277m	307m	337m	367m	427m	457m	487m	517m	547m	577m	607m
0.4km	58.04	49.63	37.83	29.74	24.23	20.3	17.38	15.12	13.33	11.87	10.65	9.628	8.749	7.322	6.734	6.212	5.745	5.326	4.947	4.604
0.6km	87.06	74.44	56.75	44.61	36.34	30.45	26.07	22.69	20	17.8	15.98	14.44	13.12	10.98	10.1	9.318	8.618	7.989	7.421	6.906
0.8km	116.1	99.25	75.67	59.48	48.46	40.6	34.76	30.25	26.66	23.74	21.31	19.26	17.5	14.64	13.47	12.42	11.49	10.65	9.894	9.208
1km	145.1	124.1	94.58	74.35	60.57	50.76	43.45	37.81	33.32	29.67	26.63	24.07	21.87	18.3	16.84	15.53	14.36	13.31	12.37	11.51
1.2km	174.1	148.9	113.5	89.23	72.69	60.91	52.14	45.37	39.99	35.61	31.96	28.88	26.25	21.97	20.2	18.64	17.24	15.98	14.84	13.81
1.4km	203.1	173.7	132.4	104.1	84.8	71.06	60.83	52.93	46.65	41.54	37.29	33.7	30.62	25.63	23.57	21.74	20.11	18.64	17.32	16.11
1.6km	232.2	198.5	151.3	119	96.92	81.21	69.52	60.5	53.32	47.47	42.62	38.51	35	29.29	26.94	24.85	22.98	21.3	19.79	18.42
1.8km	261.2	223.3	170.3	133.8	109	91.36	78.21	68.06	59.98	53.41	47.94	43.32	39.37	32.95	30.3	27.95	25.85	23.97	22.26	20.72
2km	290.2	248.1	189.2	148.7	121.1	101.5	86.9	75.62	66.65	59.34	53.27	48.14	43.74	36.61	33.67	31.06	28.73	26.63	24.74	23.02
2.2km	319.2	273	208.1	163.6	133.3	111.7	95.59	83.18	73.31	65.28	58.6	52.95	48.12	40.27	37.04	34.17	31.6	29.29	27.21	25.32
2.4km	348.2	297.8	227	178.5	145.4	121.8	104.3	90.74	79.98	71.21	63.92	57.77	52.49	43.93	40.4	37.27	34.47	31.95	29.68	27.62
2.6km	377.3	322.6	245.9	193.3	157.5	132	113	98.3	86.64	77.14	69.25	62.58	56.87	47.59	43.77	40.38	37.34	34.62	32.16	29.92
2.8km	406.3	347.4	264.8	208.2	169.6	142.1	121.7	105.9	93.31	83.08	74.58	67.39	61.24	51.25	47.14	43.48	40.22	37.28	34.63	32.23
3km	435.3	372.2	283.8	223.1	181.7	152.3	130.4	113.4	99.97	89.01	79.9	72.21	65.62	54.91	50.5	46.59	43.09	39.94	37.1	34.53
3.2km	464.3	397	302.7	237.9	193.8	162.4	139	121	106.6	94.95	85.23	77.02	69.99	58.57	53.87	49.7	45.96	42.61	39.58	36.83
3.4km	493.3	421.8	321.6	252.8	206	172.6	147.7	128.6	113.3	100.9	90.56	81.84	74.37	62.23	57.24	52.8	48.83	45.27	42.05	39.13
3.6km	522.4	446.6	340.5	267.7	218.1	182.7	156.4	136.1	120	106.8	95.88	86.65	78.74	65.89	60.61	55.91	51.71	47.93	44.52	41.43
3.8km	551.4	471.5	359.4	282.5	230.2	192.9	165.1	143.7	126.6	112.8	101.2	91.46	83.11	69.55	63.97	59.01	54.58	50.6	47	43.74
4km	580.4	496.3	378.3	297.4	242.3	203	173.8	151.2	133.3	118.7	106.5	96.28	87.49	73.22	67.34	62.12	57.45	53.26	49.47	46.04
4.2km	609.4	521.1	397.3	312.3	254.4	213.2	182.5	158.8	140	124.6	111.9	101.1	91.86	76.88	70.71	65.23	60.32	55.92	51.94	48.34
4.4km	638.4	545.9	416.2	327.2	266.5	223.3	191.2	166.4	146.6	130.6	117.2	105.9	96.24	80.54	74.07	68.33	63.2	58.58	54.42	50.64
4.6km	667.5	570.7	435.1	342	278.6	233.5	199.9	173.9	153.3	136.5	122.5	110.7	100.6	84.2	77.44	71.44	66.07	61.25	56.89	52.94
4.8km	696.5	595.5	454	356.9	290.8	243.6	208.6	181.5	160	142.4	127.8	115.5	105	87.86	80.81	74.54	68.94	63.91	59.37	55.25
5km	725.5	620.3	472.9	371.8	302.9	253.8	217.3	189.1	166.6	148.4	133.2	120.4	109.4	91.52	84.17	77.65	71.82	66.57	61.84	57.55

表 59 特高压线路与低压配电线/通信线平行接近，线路单相短路时由感性耦合产生的纵向电势 V

	7m	107m	207m	307m	407m	507m	607m	707m	807m	907m	1007m	1107m	1207m	1307m	1407m	1507m	1607m	1707m	1807m
0.4km	3231	2125	1584	1248	1011	835.3	699.7	592.8	507.1	437.6	380.5	333.2	293.7	260.4	232.2	208.1	187.4	169.6	154
0.6km	4847	3187	2376	1871	1517	1253	1050	889.2	760.7	656.3	570.7	499.8	440.5	390.6	348.3	312.2	281.2	254.3	231
0.8km	6462	4249	3169	2495	2022	1671	1399	1186	1014	875.1	760.9	666.4	587.4	520.8	464.4	416.2	374.9	339.1	308
1km	8078	5311	3961	3119	2528	2088	1749	1482	1268	1094	951.2	833	734.2	651	580.5	520.3	468.6	423.9	385
1.2km	9693	6374	4753	3743	3034	2506	2099	1778	1521	1313	1141	999.6	881	781.2	696.6	624.4	562.3	508.7	462
1.4km	11309	7436	5545	4366	3539	2923	2449	2075	1775	1531	1332	1166	1028	911.4	812.7	728.4	656	593.4	539
1.6km	12925	8498	6337	4990	4045	3341	2799	2371	2029	1750	1522	1333	1175	1042	928.8	832.5	749.7	678.2	616.1
1.8km	14540	9560	7129	5614	4550	3759	3149	2668	2282	1969	1712	1499	1322	1172	1045	936.5	843.4	763	693.1
2km	16156	10623	7921	6237	5056	4176	3498	2964	2536	2188	1902	1666	1468	1302	1161	1041	937.2	847.8	770.1
2.2km	17771	11685	8714	6861	5562	4594	3848	3260	2789	2407	2093	1833	1615	1432	1277	1145	1031	932.5	847.1
2.4km	19387	12747	9506	7485	6067	5012	4198	3557	3043	2625	2283	1999	1762	1563	1393	1249	1125	1017	924.1
2.6km	21002	13809	10298	8109	6573	5429	4548	3853	3296	2844	2473	2166	1909	1693	1509	1353	1218	1102	1001
2.8km	22618	14872	11090	8732	7078	5847	4898	4150	3550	3063	2663	2332	2056	1823	1625	1457	1312	1187	1078
3km	24234	15934	11882	9356	7584	6265	5248	4446	3803	3282	2854	2499	2203	1953	1742	1561	1406	1272	1155
3.2km	25849	16996	12674	9980	8090	6682	5598	4742	4057	3501	3044	2666	2349	2083	1858	1665	1499	1356	1232
3.4km	27465	18059	13466	10604	8595	7100	5947	5039	4311	3719	3234	2832	2496	2214	1974	1769	1593	1441	1309
3.6km	29080	19121	14259	11227	9101	7517	6297	5335	4564	3938	3424	2999	2643	2344	2090	1873	1687	1526	1386
3.8km	30696	20183	15051	11851	9606	7935	6647	5632	4818	4157	3615	3165	2790	2474	2206	1977	1781	1611	1463
4km	32311	21245	15843	12475	10112	8353	6997	5928	5071	4376	3805	3332	2937	2604	2322	2081	1874	1696	1540
4.2km	33927	22308	16635	13099	10617	8770	7347	6224	5325	4594	3995	3498	3084	2734	2438	2185	1968	1780	1617
4.4km	35543	23370	17427	13722	11123	9188	7697	6521	5578	4813	4185	3665	3230	2865	2554	2289	2062	1865	1694
4.6km	37158	24432	18219	14346	11629	9606	8046	6817	5832	5032	4375	3832	3377	2995	2670	2393	2156	1950	1771
4.8km	38774	25494	19011	14970	12134	10023	8396	7114	6085	5251	4566	3998	3524	3125	2786	2497	2249	2035	1848
5km	40389	26557	19804	15594	12640	10441	8746	7410	6339	5470	4756	4165	3671	3255	2903	2602	2343	2119	1925

续表 59

	1907m	2007m	2107m	2207m	2307m	2407m	2507m	2607m	2707m	2807m	2907m	3007m	3107m	3207m	3307m
0.4km	140.4	128.5	118	108.7	100.4	93.03	86.41	80.45	75.07	70.21	65.79	61.77	58.1	54.75	51.67
0.6km	210.7	192.8	177	163.1	150.6	139.6	129.6	120.7	112.6	105.3	98.69	92.66	87.15	82.12	77.5
0.8km	280.9	257.1	236	217.4	200.9	186.1	172.8	160.9	150.2	140.4	131.6	123.5	116.2	109.5	103.3
1km	351.1	321.3	295	271.8	251.1	232.6	216	201.1	187.7	175.5	164.5	154.4	145.3	136.9	129.2
1.2km	421.3	385.6	354	326.1	301.3	279.1	259.2	241.4	225.2	210.6	197.4	185.3	174.3	164.2	155
1.4km	491.5	449.8	413.1	380.5	351.5	325.6	302.4	281.6	262.8	245.7	230.3	216.2	203.4	191.6	180.8
1.6km	561.8	514.1	472.1	434.8	401.7	372.1	345.6	321.8	300.3	280.8	263.2	247.1	232.4	219	206.7
1.8km	632	578.4	531.1	489.2	451.9	418.7	388.8	362	337.8	315.9	296.1	278	261.5	246.4	232.5
2km	702.2	642.6	590.1	543.5	502.1	465.2	432	402.2	375.4	351	329	308.9	290.5	273.7	258.3
2.2km	772.4	706.9	649.1	597.9	552.3	511.7	475.2	442.5	412.9	386.1	361.9	339.7	319.6	301.1	284.2
2.4km	842.6	771.1	708.1	652.2	602.6	558.2	518.4	482.7	450.4	421.2	394.8	370.6	348.6	328.5	310
2.6km	912.9	835.4	767.1	706.6	652.8	604.7	561.6	522.9	488	456.4	427.6	401.5	377.7	355.9	335.8
2.8km	983.1	899.7	826.1	760.9	703	651.2	604.9	563.1	525.5	491.5	460.5	432.4	406.7	383.2	361.7
3km	1053	963.9	885.1	815.3	753.2	697.7	648.1	603.4	563.1	526.6	493.4	463.3	435.8	410.6	387.5
3.2km	1124	1028	944.1	869.6	803.4	744.3	691.3	643.6	600.6	561.7	526.3	494.2	464.8	438	413.3
3.4km	1194	1092	1003	924	853.6	790.8	734.5	683.8	638.1	596.8	559.2	525.1	493.9	465.3	439.2
3.6km	1264	1157	1062	978.4	903.8	837.3	777.7	724	675.7	631.9	592.1	555.9	522.9	492.7	465
3.8km	1334	1221	1121	1033	954	883.8	820.9	764.3	713.2	667	625	586.8	552	520.1	490.8
4km	1404	1285	1180	1087	1004	930.3	864.1	804.5	750.7	702.1	657.9	617.7	581	547.5	516.7
4.2km	1475	1350	1239	1141	1055	976.8	907.3	844.7	788.3	737.2	690.8	648.6	610.1	574.8	542.5
4.4km	1545	1414	1298	1196	1105	1023	950.5	884.9	825.8	772.3	723.7	679.5	639.1	602.2	568.3
4.6km	1615	1478	1357	1250	1155	1070	993.7	925.2	863.3	807.4	756.6	710.4	668.2	629.6	594.2
4.8km	1685	1542	1416	1305	1205	1116	1037	965.4	900.9	842.5	789.5	741.3	697.2	657	620
5km	1756	1607	1475	1359	1255	1163	1080	1006	938.4	877.6	822.4	772.1	726.3	684.3	645.8

注：横向表示与 UHV 线路边导线距离 m，纵向表示平行接近长度。

通过电科院计算可知，与送电线路（500kV）交叉时，当交叉角度大于 15°时，由 1000kV 线路容性耦合产生的感应电压迅速减小，此时感应电压大部分由 500kV 线路容性耦合产生，故暂定为交叉角应大于 15°。与低压用电线路、弱电线路平行时，正常运行情况下，由容性耦合产生的感应电压随着平行距离的增加而减小，参照计算结果，暂定为：特高压线路应尽量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，通信线路采取防护措施。对于正常运行时的感性耦合和单相故障时的感性耦合暂不予考虑。

13 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 线路按与跨越弱电线路相同，单、双回路分别取 18、16m，或按协议要求取值。

国网电力科学研究院给出了 1000kV 线路与特殊管道的允许平行长度的建议值，见下表：

表 60 1000kV 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 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。

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、水土保持和生态环境等相关法律、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到的标准和规范主要有：

- 1) GB16203—1996《作业场所工频电场卫生标准》对工频电场测量方法的规定；
- 2) GB/T14623—1993《城市区域环境噪声》中对环境噪声测量方法的规定；
- 3) HJ/T2.1~2.3—1993《环境影响评价技术导则》；
- 4) HJ/T2.4—1995《环境影响评价技术导则声环境》；
- 5) HJ/T19—1996《环境影响评价技术导则非污染生态影响》；

14.0.5~14.0.6 本条强调对自然环境和水土保持采取的防治措施，输电线路设计中应采取以下治理措施：

1 山区线路应采用全方位高低腿加高低基础相组合，以适应地形发生的变化，减少塔位处植被的破坏。

2 输电线路的选线和建设应符合国家《全国生态环境保护纲要》的有关要求。根据绿化规划因地制宜在输电线路塔基区、施工道路等周边地区种植草皮，恢复植被。

3 输电线路编制水土保持方案中采用的手段与方法所涉及到的标准、规范和规定：

- 1) 国务院国发〔2000〕第38号文《全国生态环境保护纲要》；
- 2) 关于印发《全国水土保持预防监督纲要》的通知，水保〔2004〕332号；
- 3) GB50201—94《防洪标准》；
- 4) GB/T16453.1~16453.6—1996《水土保持综合治理技术规范》；
- 5) SL204—98《开发建设项目水土保持方案技术规范》。

15 劳动安全和工业卫生

本章内容针对国家对劳动安全与工业卫生工作的要求，结合输电线路的具体特点，参照有关标准的相关内容编制。

16 附属设施

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

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，增加“设置高压危险，禁止攀爬杆塔和接近”，并增加“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”。

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。

附录 C 公路等级

按《公路工程技术标准》（JTG B01-2003）定义公路等级。