

ICS 27.100

P 62

备案号: J434—2005

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5222 — 2005

导体和电器选择设计技术规定

**Design technical rule for selecting conductor
and electrical equipment**

2005-02-14 发布

2005-06-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 总则	4
4 名词术语及定义	5
5 基本规定	6
6 环境条件	9
7 导体	12
7.1 基本规定	12
7.2 软导线	16
7.3 硬导体	16
7.4 离相封闭母线	19
7.5 共箱封闭母线	21
7.6 电缆母线	23
7.7 SF ₆ 气体绝缘母线	24
7.8 电力电缆	27
8 电力变压器	31
9 高压开关设备	36
9.1 基本规定	36
9.2 高压断路器	37
9.3 发电机断路器	39
10 负荷开关	42
10.1 基本规定	42
10.2 高压负荷开关	43

DL/T 5222 — 2005

10.3	重合器	43
10.4	分段器	44
10.5	真空接触器	44
11	高压隔离开关	46
12	72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备	49
13	交流金属封闭开关设备	54
14	电抗器	57
14.1	基本规定	57
14.2	限流电抗器	57
14.3	并联电抗器	59
14.4	并联电抗器中性点小电抗器	59
15	电流互感器	61
16	电压互感器	64
17	高压熔断器	66
18	中性点接地设备	68
18.1	消弧线圈	68
18.2	接地电阻	72
18.3	接地变压器	73
19	变频装置	76
20	过电压保护设备	78
20.1	避雷器	78
20.2	阻容吸收器	82
21	绝缘子及穿墙套管	83
附录 A (规范性附录)	本规定用词说明	86
附录 B (规范性附录)	高压输变电设备的绝缘水平	87
附录 C (规范性附录)	线路和发电厂、变电站污秽 分级标准	92
附录 D (资料性附录)	裸导体的长期允许载流量及其	

	修正系数	94
附录 E (资料性附录)	导体的经济电流密度	106
附录 F (规范性附录)	短路电流实用计算	113
附录 G (资料性附录)	有关法定计量单位名称、符号 及换算表	132
条文说明		135

前 言

本规定根据原国家经贸委《关于确认 1998 年度电力行业标准制、修订计划项目的通知》（国经贸电力 [1999] 40 号）的安排，对《导体和电器选择设计技术规定》（SDGJ 14—1986）进行修订。

本次修订工作，是根据当前我国的技术经济政策和近几年来我国的建设和生产运行实践经验，结合当前的实际情况并尽可能吸收国外先进技术进行的。本规定较修订前的规定除对某些条款进行调整和修改以外，还增加了共箱封闭母线、电缆母线、SF₆ 充气母线、电力电缆、发电机断路器、重合器、分段器、真空接触器、高压负荷开关、交流金属封闭开关设备、并联电抗器、中性点接地设备、变频装置和阻容吸收器等章节。

本规定实施后代替 SDGJ 14—1986。

本规定的附录 A、附录 B、附录 C、附录 F 为规范性附录。

本规定的附录 D、附录 E、附录 G 为资料性附录。

本规定由中国电力企业联合会提出。

本规定由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口并负责解释。

本规定主要起草单位：东北电力设计院。

本规定参加起草单位：中南电力设计院。

本规定主要起草人：王鑫、吴德仁、李标、刘钢、李岩山、万里宁、彭开军、安力群。

1 范 围

1.0.1 本规定规定了发电厂和变电站新建工程选择(3~500)kV的导体和电器的基本要求。

1.0.2 本规定适用于发电厂和变电站新建工程选择(3~500)kV的导体和电器,对扩建和改建工程可参照使用。

1.0.3 涉外工程要考虑供货方或订货方所在国国情,并结合工程的具体情况参照使用。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本规定的引用而成为本规定的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本规定，然而，鼓励根据本规定达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本规定。

GB 156 标准电压（IEC 60038:1983, neq）

GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合（IEC 60071-1:1993, neq）

GB 2536 变压器油（IEC 60296:1982, neq）

GB 7674 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备（IEC 60517:1990, eqv）

GB 50217 电力工程电缆设计规范

GB 50227 并联电容器装置设计规范

DL/T 620 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

GB/T 1179—1999 圆线同心绞架空导线（IEC 61089:1991, eqv）

GB/T 2900.1 电工术语 基本术语（IEC 60050, neq）

GB/T 2900.15 电工术语 变压器、互感器、调压器和电抗器（IEC 60050（421）:1990, neq）

GB/T 2900.19 电工术语 高电压试验技术和绝缘配合（IEC 60060-1, neq）

GB/T 2900.20 电工术语 高压开关设备[IEC 60050（IEV）, neq]

DL/T 5153 火力发电厂厂用电设计技术规定

DL/T 5136 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程

GB/T 6451 三相油浸式电力变压器技术参数和要求

GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则 (IEC 60480:1974, neq)

GB/T 10228 干式电力变压器技术参数和要求

GB/T 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法

GB/T 14549 电能质量公用电网谐波

GB/T 15544 三相交流系统短路电流计算 (IEC 60909:1988, eqv)

GB/T 16274 油浸式电力变压器技术参数和要求 500kV 级

GB/T 16434—1996 高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准

3 总 则

- 3.0.1 导体和电器选择设计必须贯彻国家的经济技术政策，要考虑工程发展规划和分期建设的可能，以达到技术先进、安全可靠、经济适用、符合国情的要求。
- 3.0.2 应满足正常运行、检修、短路和过电压情况下的要求，并考虑远景发展。
- 3.0.3 应按当地使用环境条件校核。
- 3.0.4 应与整个工程的建设标准协调一致。
- 3.0.5 选择的导体和电气设备规格品种不宜太多。
- 3.0.6 在设计中要积极慎重地采用通过试验并经过工业试运行考验的新技术、新设备。
- 3.0.7 导体和电器选择设计除执行本规定外，尚应执行国家、行业的有关标准、规范、规定。

4 名词术语及定义

GB/T 2900.1、GB/T 2900.15、GB/T 2900.19、GB/T 2900.20 规定的名词术语适用于本规定。

5 基本规定

5.0.1 选用电器的最高工作电压不应低于所在系统的系统最高电压值，电压值应按照 GB 156 的规定选取。

5.0.2 选用导体的长期允许电流不得小于该回路的持续工作电流。对于断路器、隔离开关、组合电器、封闭式组合电器、金属封闭开关设备、负荷开关、高压接触器等长期工作制电器，在选择其额定电流时，应满足各种可能运行方式下回路持续工作电流的要求。

5.0.3 电器的正常使用环境条件规定为：周围空气温度不高于 40℃，海拔不超过 1000m。当电器使用在周围空气温度高于 40℃（但不高于 60℃）时，允许降低负荷长期工作。推荐周围空气温度每增高 1K，减少额定电流负荷的 1.8%；当电器使用在周围空气温度低于 +40℃ 时，推荐周围空气温度每降低 1K，增加额定电流负荷的 0.5%，但其最大过负荷不得超过额定电流负荷的 20%；当电器使用在海拔超过 1000m（但不超过 4000m）且最高周围空气温度为 40℃ 时，其规定的海拔每超过 100m（以海拔 1000m 为起点）允许温升降低 0.3%。

5.0.4 校验导体和电器动稳定、热稳定以及电器开断电流所用的短路电流，应按系统最大运行方式下可能流经被校验导体和电器的最大短路电流。系统容量应按具体工程的设计规划容量计算，并考虑电力系统的远景发展规划（宜按该工程投产后 5~10 年规划）。

确定短路电流时，应按可能发生最大短路电流的正常运行方式，不应按仅在切换过程中可能并列运行的接线方式。

5.0.5 校验导体和电器用的短路电流应符合 GB/T 15544 的规定，并应在下列基本假设下进行：

- 1 突然短路发生前，三相交流系统对称运行；
- 2 所有电源的电动势相位角相同；
- 3 同步和异步电机的转子结构完全对称，定子三相绕组结构完全相同，空间位置相差 120° 电气角度；
- 4 各静止元件的磁路不饱和，电气设备的参数不随电流大小发生变化；
- 5 短路发生在对称短路电流为最大值的瞬间；
- 6 不考虑短路点的电弧电阻和变压器的励磁电流；
- 7 具有分接开关的变压器，其开关位置均在主分接位置；
- 8 在短路持续时间内，短路类型不变。

5.0.6 用最大短路电流校验导体和电器的动稳定和热稳定时，应选取被校验导体或电器通过最大短路电流的短路点，选取短路点应遵守下列规定：

- 1 对不带电抗器的回路，短路点应选在正常接线方式时短路电流为最大的地点；

- 2 对带电抗器的 (3~10) kV 出线和厂用分支回路，校验母线与母线隔离开关之间隔板前的引线和套管时，短路点应选在电抗器前；校验其他导体和电器时，短路点宜选在电抗器之后。

5.0.7 计算分裂导线次档距长度和软导线短路摇摆时，应选取计算导线通过最大短路电流的短路点。

5.0.8 用最大短路电流校验开关设备和高压熔断器的开断能力时，应选取使被校验开关设备和熔断器通过的最大短路电流的短路点。短路点应选在被校验开关设备和熔断器出线端子上。

5.0.9 校验电器的开断电流，应按最严重短路型式验算。

5.0.10 仅用熔断器保护的导体和电器可不验算热稳定；除用有限流作用的熔断器保护者外，导体和电器的动稳定仍应验算。

用熔断器保护的电压互感器回路，可不验算动、热稳定。

5.0.11 在校核开关设备开断能力时，短路开断电流计算时间宜采用开关设备实际开断时间（主保护动作时间加断路器开断时

间)。

5.0.12 校验跌落式高压熔断器开断能力和灵敏性时, 不对称短路分断电流计算时间应取 0.01s。

5.0.13 确定短路电流热效应计算时间时, 应遵守下列规定:

1 对导体(不包括电缆), 宜采用主保护动作时间加相应断路器开断时间。主保护有死区时, 可采用能对该死区起作用的后备保护动作时间, 并采用相应处的短路电流值。

2 对电器, 宜采用后备保护动作时间加相应断路器的开断时间。

5.0.14 电器的绝缘水平应按附录 B 所列数值选取。在进行绝缘配合时, 考虑所采用的过电压保护措施后, 决定设备上可能的作用电压, 并根据设备的绝缘特性及可能影响绝缘特性的因素, 从安全运行和技术经济合理性两方面确定设备的绝缘水平。

5.0.15 在正常运行和短路时, 电器引线的最大作用力不应大于电器端子允许的荷载。

屋外配电装置的导体、套管、绝缘子和金具, 应根据当地气象条件和不同受力状态进行力学计算, 其安全系数不应小于表 5.0.15 所列数值。

表 5.0.15 导体和绝缘子的安全系数

类 别	荷载长期作用时	荷载短期作用时
套管, 支持绝缘子及其金具	2.5	1.67
悬式绝缘子及其金具 ^a	4	2.5
软导线	4	2.5
硬导体 ^b	2.0	1.67

a 悬式绝缘子的安全系数对应于 1h 机电试验荷载, 而不是破坏荷载。若是后者, 安全系数则分别为 5.3 和 3.3。

b 硬导体的安全系数对应于破坏应力, 而不是屈服点应力。若是后者, 安全系数则分别为 1.6 和 1.4。

6 环 境 条 件

6.0.1 选择导体和电器时，应按当地环境条件校核。当气温、风速、湿度、污秽、海拔、地震、覆冰等环境条件超出一般电器的基本使用条件时，应通过技术经济比较分别采取下列措施：

- 1 向制造部门提出补充要求，制订符合当地环境条件的产品；
- 2 在设计或运行中采用相应的防护措施，如采用屋内配电装置、水冲洗、减震器等。

6.0.2 选择导体和电器的环境温度宜采用表 6.0.2 所列数值。

表 6.0.2 选择导体和电器的环境温度

类 别	安装场所	环境温度 ℃	
		最 高	最 低
裸导体	屋外	最热月平均最高温度	
	屋内	该处通风设计温度。当无资料时，可取最热月平均最高温度加 5℃	
电器	屋外	年最高温度	年最低温度
	屋内电抗器	该处通风设计最高排风温度	
	屋内其他	该处通风设计温度。当无资料时，可取最热月平均最高温度加 5℃	
注 1：年最高（或最低）温度为一年中所测得的最高（或最低）温度的多年平均值。			
注 2：最热月平均最高温度为最热月每日最高温度的月平均值，取多年平均值。			

6.0.3 选择屋外导体时，应考虑日照的影响。对于按经济电流密度选择的屋外导体，如发电机引出线的封闭母线、组合导线等，可不校验日照的影响。

计算导体日照的附加温升时，日照强度取 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ ，风速取 $0.5\text{m}/\text{s}$ 。

日照对屋外电器的影响，应由制造部门在产品设计中考虑。当缺乏数据时，可按电器额定电流的 80% 选择设备。

6.0.4 选择导体和电器时所用的最大风速，可取离地面 10m 高、30 年一遇的 10min 平均最大风速。最大设计风速超过 $35\text{m}/\text{s}$ 的地区，可在屋外配电装置的布置中采取措施。阵风对屋外电器及电瓷产品的影响，应由制造部门在产品设计中考虑。

500kV 电器宜采用离地面 10m 高、50 年一遇 10min 平均最大风速。

6.0.5 在积雪、覆冰严重地区，应尽量采取防止冰雪引起事故的措施。隔离开关的破冰厚度，应大于安装场所最大覆冰厚度。

6.0.6 选择导体和电器的相对湿度，应采用当地湿度最高月份的平均相对湿度。对湿度较高的场所，应采用该处实际相对湿度。当无资料时，相对湿度可比当地湿度最高月份的平均相对湿度高 5%。

6.0.7 为保证空气污秽地区导体和电器的安全运行，在工程设计中应根据污秽情况选用下列措施：

1 增大电瓷外绝缘的有效爬电比距，选用有利于防污的材料或电瓷造型，如采用硅橡胶、大小伞、大倾角、钟罩式等特制绝缘子。

2 采用热缩增爬裙增大电瓷外绝缘的有效爬电比距。

3 采用六氟化硫全封闭组合电器（GIS）或屋内配电装置。

发电厂、变电站污秽分级标准见附录 C。

6.0.8 对安装在海拔高度超过 1000m 地区的电器外绝缘应予校验。当海拔高度在 4000m 以下时，其试验电压应乘以系数 K ，系数 K 的计算公式如下：

$$K = \frac{1}{1.1 - \frac{H}{10000}} \quad (6.0.8)$$

式中：

H ——安装地点的海拔高度，m。

6.0.9 对环境空气温度高于 40°C 的设备，其外绝缘在干燥状态下的试验电压应取其额定耐受电压乘以温度校正系数 K_t 。

$$K_t = 1 + 0.0033(T - 40) \quad (6.0.9)$$

式中：

T ——环境空气温度， $^{\circ}\text{C}$ 。

6.0.10 选择导体和电器时，应根据当地的地震烈度选用能够满足地震要求的产品。

对 8 度及以上的一般设备和 7 度及以上的重要设备应该核对其抗震能力，必要时进行抗震强度验算。

在安装时，应考虑支架对地震力的放大作用。电器的辅助设备应具有与主设备相同的抗震能力。

6.0.11 电器及金具在 1.1 倍最高工作相电压下，晴天夜晚不应出现可见电晕，110kV 及以上电压户外晴天无线电干扰电压不宜大于 $500\mu\text{V}$ ，并应由制造部门在产品设计中考虑。

6.0.12 电器噪声水平应满足环保标准要求。电器的连续噪声水平不应大于 85dB。断路器的非连续噪声水平，屋内不宜大于 90dB；屋外不应大于 110dB [测试位置距声源设备外沿垂直面的水平距离为 2m，离地高度 (1~1.5) m 处]。

7 导 体

7.1 基 本 规 定

7.1.1 导体应根据具体情况，按下列技术条件进行选择或校验：

- 1 电流；
- 2 电晕；
- 3 动稳定或机械强度；
- 4 热稳定；
- 5 允许电压降；
- 6 经济电流密度；

注：当选择的导体为非裸导体时，可不校验 2 款。

7.1.2 导体尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日照；
- 3 风速；
- 4 污秽；
- 5 海拔高度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3、4 款。

7.1.3 载流导体一般选用铝、铝合金或铜材料；对持续工作电流较大且位置特别狭窄的发电机出线端部或污秽对铝有较严重腐蚀的场所宜选铜导体；钢母线只在额定电流小而短路电动力大或不重要的场合下使用。

7.1.4 普通导体的正常最高工作温度不宜超过+70℃，在计及日照影响时，钢芯铝线及管形导体可按不超过+80℃考虑。

当普通导体接触面处有镀（搪）锡的可靠覆盖层时，可提高到+85℃。

特种耐热导体的最高工作温度可根据制造厂提供的数据选择使用，但要考虑高温导体对连接设备的影响，并采取防护措施。

7.1.5 在按回路正常工作电流选择导体截面时，导体的长期允许载流量，应按所在地区的海拔及环境温度进行修正。

导体的长期允许载流量及其修正系数可采用附录D所列数值。

导体采用多导体结构时，应考虑邻近效应和热屏蔽对载流量的影响。

7.1.6 除配电装置的汇流母线外，较长导体的截面宜按经济电流密度选择。导体的经济电流密度可参照附录E所列数值选取。

当无合适规格导体时，导体面积可按经济电流密度计算截面的相邻下一档选取。

7.1.7 110kV及以上导体的电晕临界电压应大于导体安装处的最高工作电压。

单根导线和分裂导线的电晕临界电压可按下式计算：

$$U_0 = 84 m_1 m_2 K \delta^{\frac{2}{3}} \frac{n r_0}{K_0} \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{r_0 \delta}} \right) \lg \frac{a_{ij}}{r_d} \quad (7.1.7)$$

$$\delta = \frac{2.895 p}{273 + t} \times 10^{-3}$$

$$K_0 = 1 + \frac{r_0}{d} 2(n-1) \sin \frac{\pi}{n}$$

式中：

U_0 ——电晕临界电压（线电压有效值），kV；

K ——三相导线水平排列时，考虑中间导线电容比平均电容大的不均匀系数，一般取 0.96；

K_0 ——次导线电场强度附加影响系数；

n ——分裂导线根数，对单根导线 $n=1$ ；

d ——分裂间距，cm；

m_1 ——导线表面粗糙系数，一般取 0.9；

m_2 ——天气系数，晴天取 1.0，雨天取 0.85；

r_0 ——导线半径，cm；

r_d ——分裂导线等效半径，cm，

单根导线： $r_d=r_0$ ，

双分裂导线： $r_d=\sqrt{r_0 d}$ ，

三分裂导线： $r_d=\sqrt[3]{r_0 d^2}$ ，

四分裂导线： $r_d=\sqrt[4]{r_0 \sqrt{2} d^3}$ ；

a_{ij} ——导线相间几何均距，三相导线水平排列时 $a_{ij}=1.26a$ ；

a ——相间距离，cm；

δ ——相对空气密度；

p ——大气压力，Pa；

t ——空气温度， $^{\circ}\text{C}$ ， $t=25-0.005H$ ；

H ——海拔高度，m。

海拔高度不超过 1000m 的地区，在常用相间距离情况下，如导体型号或外径不小于表 7.1.7 所列数值时，可不进行电晕校验。

表 7.1.7 可不进行电晕校验的最小导体型号及外径

电压 kV	110	220	330	500
软导线型号	LGJ-70	LGJ-300	LGKK-600 2×LGJ-300	2×LGKK600 3×LGI500
管型导体外径 mm	φ20	φ30	φ40	φ60

7.1.8 验算短路热稳定时，导体的最高允许温度，对硬铝及铝镁（锰）合金可取 200°C ；硬铜可取 300°C ，短路前的导体温度应采用额定负荷下的工作温度。

裸导体的热稳定可用下式验算：

$$S \geq \frac{\sqrt{Q_d}}{C} \quad (7.1.8)$$

$$C = \sqrt{K \ln \frac{\tau + t_2}{\tau + t_1} \times 10^{-4}}$$

式中：

- S ——裸导体的载流截面， mm^2 ；
 Q_d ——短路电流的热效应， A^2S ；
 C ——热稳定系数；
 K ——常数， $\text{WS}/(\Omega\text{cm}^4)$ ，铜为 522×10^6 ，铝为 222×10^6 ；
 τ ——常数， $^{\circ}\text{C}$ ，铜为 235，铝为 245；
 t_1 ——导体短路前的发热温度， $^{\circ}\text{C}$ ；
 t_2 ——短路时导体最高允许温度， $^{\circ}\text{C}$ ，铝及铝镁（锰）合金可取 200，铜导体取 300。

在不同的工作温度、不同材料下， C 值可取表 7.1.8 所列数值。

表 7.1.8 不同工作温度、不同材料下 C 值

工作温度 $^{\circ}\text{C}$	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105
硬铝及铝 镁合金	95	93	91	89	87	85	83	81	79	77	75	73
硬铜	181	179	176	174	171	169	166	164	161	159	157	155

7.1.9 导体和导体、导体和电器的连接处，应有可靠的连接接头。

硬导体间的连接应尽量采用焊接，需要断开的接头及导体与电器端子的连接处，应采用螺栓连接。

不同金属的螺栓连接接头，在屋外或特殊潮湿的屋内，应有特殊的结构措施和适当的防腐蚀措施。

金具应选用合适的标准产品。

7.1.10 导体无镀层接头接触面的电流密度，不宜超过表 7.1.10 所列数值。矩形导体接头的搭接长度不应小于导体的宽度。

表 7.1.10 无镀层接头接触面的电流密度 A/mm²

工作电流 A	J_{Cu} (铜-铜)	J_{Al} (铝-铝)
<200	0.31	$J_{Al}=0.78J_{Cu}$
200~2000	$0.31-1.05(I-200) \times 10^{-4}$	
>2000	0.12	

注：I 为回路工作电流。

7.2 软 导 线

7.2.1 220kV 及以下软导线宜选用钢芯铝绞线；330kV 软导线宜选用空心扩径导线；500kV 软导线宜选用双分裂导线。

7.2.2 220kV 及以下双分裂导线的间距可取（100~200）mm，330kV 及以上双分裂导线的分裂间距可取（200~400）mm。

载流量较小的回路，如电压互感器、耦合电容器等回路，可采用较小截面的导线。

在确定分裂导线间隔棒的间距时，应考虑短路动态拉力的大小、时间对构架和电器接线端子的影响，避开动态拉力最大值的临界点。对架空导线间隔棒的间距可取较大的数值，对设备间的连接导线，间距可取较小的数值。

7.2.3 在空气中含有盐量较大的沿海地区或周围气体对铝有明显腐蚀的场所，宜选用防腐型铝绞线或铜绞线。

7.3 硬 导 体

7.3.1 硬导体除满足工作电流、机械强度和电晕等要求外，导体形状还应满足下列要求：

- 1 电流分布均匀；

- 2 机械强度高；
- 3 散热良好；
- 4 有利于提高电晕起始电压；
- 5 安装检修简单，连接方便。

常用的导体型式的有矩形、双槽形和圆管形。

7.3.2 20kV 及以下回路的正常工作电流在 4000A 及以下时，宜选用矩形导体；在(4000~8000)A 时，宜选用槽形导体；在 8000A 以上时，宜选用圆管形导体。

110kV 及以上高压配电装置，当采用硬导体时，宜用铝合金管形导体。

500kV 硬导体可采用单根大直径圆管或多根小直径圆管组成的分裂结构，固定方式可采用支持式或悬吊式。

7.3.3 验算短路动稳定时，硬导体的最大应力不应大于表 7.3.3 所列数值。

表 7.3.3 硬导体的最大允许应力 MPa

项目	导体材料及牌号和状态							
	铜/硬铜	铝及铝合金						
		1060 H112	1R35 H112	1035 H112	3A21 H18	6063 T6	6061 T6	6R05 T6
最大允许应力	120/170	30	30	35	100	120	115	125
注：表内所列数值为计及安全系数后的最大允许应力。安全系数一般取 1.7（对应于材料破坏应力）或 1.4（对应于屈服点应力）。								

重要回路（如发电机、主变压器回路及配电装置汇流母线等）的硬导体应力计算，还应考虑共振的影响。

7.3.4 校验槽形导体动稳定时，其片间电动力可按形状系数法进行计算。

7.3.5 屋外管形导体荷载组合可采用表 7.3.5 所列条件。

表 7.3.5 荷载组合条件

状态	风速	自重	引下线重	覆冰重量	短路电动力	地震力
正常时	有冰时的风速 最大风速	√ √	√ √	√		
短路时	50%最大风速 且不小 15m/s	√	√		√	
地震时	25%最大风速	√	√			相应震级 的地震力
注：√为计算时应采用的荷载条件。						

7.3.6 屋外管形导体的微风振动，可按下式校验：

$$v_{js} = f \frac{D}{A} \quad (7.3.6)$$

式中：

v_{js} ——管形导体产生微风共振的计算风速，m/s；

f ——导体各阶固有频率，Hz；

D ——铝管外径，m；

A ——频率系数，圆管可取 0.214。

当计算风速小于 6m/s 时，可采用下列措施消除微风振动：

- 1 在管内加装阻尼线；
- 2 加装动力消振器；
- 3 采用长托架。

7.3.7 管形导体在无冰无风正常状态下的挠度，一般不大于 $(0.5 \sim 1) D$ (D 为导体直径)。

7.3.8 为消除 220kV 及以上管形导体的端部效应，可适当延长导体端部或在端部加装屏蔽电极。

7.3.9 为减少钢构发热，当裸导体工作电流大于 1500A 时，不应使每相导体的支持钢构及导体支持夹板的零件（套管板、双头螺栓、压板、垫板等）构成闭合磁路。对于工作电流大于 4000A 的

裸导体的邻近钢构，应采取避免构成闭合磁路或装设短路环等措施。

7.3.10 在有可能发生不同沉陷和振动的场所，硬导体和电器连接处，应装设伸缩接头或采取防振措施。

为了消除由于温度变化引起的危险应力，矩形硬铝导体的直线段一般每隔 20m 左右安装一个伸缩接头。对滑动支持式铝管母线一般每隔 (30~40) m 安装一个伸缩接头；对滚动支持式铝管母线应根据计算确定。

7.3.11 导体伸缩接头的截面不应小于其所连接导体截面的 1.2 倍，也可采用定型伸缩接头产品。

7.4 离相封闭母线

7.4.1 离相封闭母线及其成套设备应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 频率；
- 4 绝缘水平；
- 5 动稳定电流；
- 6 热稳定电流和持续时间；
- 7 各部位的允许温度和温升；
- 8 绝缘材料耐热等级；
- 9 冷却方式。

7.4.2 离相封闭母线尚应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 海拔高度；
- 3 相对湿度；
- 4 地震烈度；
- 5 风压；
- 6 覆冰厚度；

7 日照强度。

7.4.3 离相封闭母线的导体和外壳宜采用纯铝圆形结构。每相导体同一断面上允许用一个或多个绝缘子支撑。支持跨距应避免共振区。

7.4.4 离相封闭母线外壳宜选用全连式，可根据安装条件选用一点或多点接地方式。一点接地时，必须在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点；多点接地时，可在每处但至少在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点。接地回路应能满足短路电流动稳定、热稳定的要求。

离相封闭母线外壳的防护等级一般为 IP54。

7.4.5 当母线通过短路电流时，外壳的感应电压应不超过 24V。

7.4.6 对于较长垂直段的离相封闭母线应要求厂家进行热平衡计算，计算时应计及垂直段对温升的影响，且整个垂直段部分的最高温度点与最低温度点温度之差不得超过 5℃。

7.4.7 当离相封闭母线采用垂直布置方式时，应对导体和外壳支持强度进行详细的力学计算、校验，确定支架、支柱绝缘子、母线、外壳的强度。并应考虑热胀冷缩对固定方式的影响。

7.4.8 当离相封闭母线的额定电流小于 25kA 时，宜采用空气自然冷却方式，当离相封闭母线的额定电流大于 25kA 时，可采用强制通风冷却方式。

在日环境温度变化比较大或湿度较大的场所宜采用微正压充气离相封闭母线。

7.4.9 为便于现场焊接和安装调试，离相封闭母线相间的外壳净距一般不小于 230mm，边相外壳边缘距墙一般不小于 500mm。当回路中装有断路器时，上列尺寸还应与断路器外形尺寸相协调。

7.4.10 离相封闭母线与设备连接应符合下列条件：

为便于拆卸，连接处应采用螺栓连接，螺栓连接的导电接触面应镀银。当导体额定电流不大于 3000A 时，可采用普通碳素钢紧固件，当导体额定电流大于 3000A 时应采用非磁性材料紧固件。

离相封闭母线外壳和设备外壳之间应绝缘并隔振，但离相封闭母线外壳按全连式要求保证完整回路，且设备应采用封闭母线型设备。

离相封闭母线因设备分段后应在离相封闭母线最低处设置排水阀，以便定期排放壳内凝结水。

7.4.11 在封闭母线的适当位置设检修孔，以便进入壳内进行检修和维护。

7.4.12 对于实行状态检修的电厂可选用在线巡回检测温度报警装置。且在下列地点设置温度传感器：

- 1 离相封闭母线与发电机连接处；
- 2 离相封闭母线与主变压器连接处；
- 3 离相封闭母线与高压厂用变压器连接处；
- 4 离相封闭母线与发电机出口断路器、隔离开关连接处。

在发电机出线和离相封闭母线连接处设置氢气传感器。

7.4.13 附属设备的选择

所有设备柜体的防护等级应大于 IP54（户外）、IP31（户内）。

所有设备柜体应将电气本体设备和电气控制设备布置于金属封闭的不同小室内。

离相封闭母线应设置三相短路试验装置、伸缩补偿装置。

封闭母线与电器的连接处，导体和外壳应设置可拆卸的伸缩接头。当直线段长度在 20m 左右时以及有可能发生不同沉陷的场所，导体和外壳一般设置焊接的伸缩接头。由屋内引至屋外的穿墙处，一般设置具有密封性能的穿墙套管。

7.4.14 氢冷发电机出线端子箱上应设置排氢孔，端子箱与离相封闭母线连接处应采取密封隔氢措施。

7.5 共箱封闭母线

7.5.1 共箱封闭母线及其成套设备应按下列技术条件选择：

- 1 电压；

- 2 电流;
- 3 频率;
- 4 绝缘水平;
- 5 动稳定电流;
- 6 热稳定电流;
- 7 绝缘材料耐热等级;
- 8 各部位的允许温度和温升。

7.5.2 共箱封闭母线尚应按下列环境条件校验:

- 1 环境温度;
- 2 海拔高度;
- 3 相对湿度;
- 4 地震烈度;
- 5 风压;
- 6 覆冰厚度;
- 7 日照强度。

7.5.3 共箱封闭母线是指三相导体封闭在同一外壳中的金属封闭母线, 主要应用于发电厂厂用高压变压器低压侧到高压厂用配电装置之间的连接, 也可应用于交流主励磁机出线端子至整流柜间, 以及励磁开关柜至发电机转子滑环之间的电气连接。

7.5.4 中小容量的发电机引出线可选用共箱隔相式封闭母线以提高发电机回路的可靠性。

7.5.5 共箱封闭母线在穿外墙处, 宜装设户外型导体穿墙套管及密封隔板。

7.5.6 当额定电流大于 2500A 时, 宜采用铝外壳。

7.5.7 对于有水、汽、导电尘埃等的场所, 应采用相应防护等级的产品。

7.5.8 母线导体表面宜浸涂或包敷绝缘材料。

7.5.9 导体可采用瓷性或非瓷性材料支持, 但非瓷性材料除进行力学计算外, 尚应进行保证寿命 20 年以上的试验。

7.5.10 对于共箱封闭母线内导体的搭接面积及处理工艺应提出要求，并应满足 7.3 节中的要求。

7.5.11 共箱封闭母线超过 20m 长的直线段、不同基础连接段及设备连接处等部位，应设置热胀冷缩或基础沉降的补偿装置。

7.5.12 共箱封闭母线的外壳各段间必须有可靠的电气连接，其中至少有一段外壳应可靠接地。共箱母线箱体宜采用多点接地。

7.5.13 共箱封闭母线应避免共振。

7.5.14 各制造段间导体的连接可采用焊接或螺栓连接，与设备的连接应采用螺栓连接。

电流不小于 3000A 的导体，其螺栓连接的导电接触面应镀银。

当导体额定电流不大于 3000A 时，可采用普通碳素钢紧固件；当导体额定电流大于 3000A 时应采用非磁性材料紧固件。

7.5.15 共箱封闭母线的外壳段间可采用焊接或可拆连接，并便于检修。

7.5.16 共箱封闭母线宜在适当部位设置防结露装置。

7.5.17 共箱封闭母线在穿越防火隔墙处或楼板处，其壳外应设防火隔板或用防火材料封堵，防止烟火蔓延。

7.6 电 缆 母 线

7.6.1 电缆母线及其成套设备应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 频率；
- 4 绝缘水平；
- 5 动稳定电流；
- 6 热稳定电流。

7.6.2 电缆母线尚应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 海拔高度；

- 3 相对湿度;
- 4 地震烈度;
- 5 风压;
- 6 覆冰厚度;
- 7 日照强度。

7.6.3 电缆母线的电缆宜采用铜芯, 芯数宜选用单芯。

7.6.4 当电缆母线中每一个相由多根(或芯)组成时应有保证电流均匀分布的措施。

7.6.5 电缆母线与设备连接应有连接装置。

7.6.6 按工程需要设置: 伸缩段、温度补偿段、可调段、换位段。

7.6.7 电缆母线的罩箱应设置防止火焰延燃的阻火设施, 施工图中标明阻火分区。

7.6.8 电缆母线中电缆选择按 GB 50217 要求进行。

7.6.9 单芯电缆的屏蔽层的接地方式应根据电缆母线长短和缆芯荷载的裕度来确定, 可采用一点或多点接地方式。

7.6.10 电缆母线的罩箱宜采用多点接地。

7.6.11 电缆母线内电缆支架应采用阻燃材料制作。

7.6.12 防火要求适用于 7.5.17 条。

7.7 SF₆ 气体绝缘母线

7.7.1 SF₆ 气体绝缘母线及其成套设备应按下列技术条件进行选择:

- 1 电压;
- 2 电流;
- 3 频率;
- 4 绝缘水平;
- 5 动稳定电流;
- 6 热稳定电流;
- 7 额定短路持续时间;

- 8 绝缘材料耐热等级；
- 9 各部位的允许温度和温升；
- 10 绝缘气体密度；
- 11 年泄漏率。

7.7.2 SF₆ 气体绝缘母线尚应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 最大风速；
- 4 相对湿度；
- 5 污秽等级；
- 6 覆冰厚度；
- 7 海拔高度；
- 8 地震烈度。

注：当在屋内或地下使用时，可不校验 2、3、5、6 款。

7.7.3 在技术经济比较合理时，下列场所的 330kV 及以上回路宜选用 SF₆ 气体绝缘母线：

- 1 出线场所特别狭窄的地方；
- 2 和其他电压等级的出线回路交叉时；
- 3 对可靠性要求特别高的场所（如核电站的主变压器出线回路）。

7.7.4 SF₆ 气体绝缘母线的导体材质为电解铜或铝合金。铝合金母线的导电接触部位应镀银。

7.7.5 导电回路的相互连接其结构上应做到：

- 1 固定连接应有可靠的紧力补偿结构，不允许采用螺纹部位导电的结构方式。
- 2 触指插入式结构应保证触指压力均匀。

7.7.6 外壳可以是钢板焊接、铝合金板焊接。并按压力容器有关标准设计、制造与检验。

7.7.7 外壳的厚度，应以设计压力和在下述最小耐受时间内外壳

不烧穿为依据:

- 1 电流等于或大于 40kA, 0.1s;
- 2 电流小于 40kA, 0.2s。

设计外壳时, 尚应考虑以下各因素:

- 1 外壳充气以前需要抽真空;
- 2 全部压力差可能施加在外壳壁或隔板上;
- 3 发生内部故障的可能性。

7.7.8 SF₆ 气体绝缘母线应划分成若干隔室, 以达到满足正常使用条件和限制隔室内部电弧影响的要求。

为此, 当相邻隔室因漏气或维修作业而使压力下降时, 隔板应能确保本隔室的绝缘性能不发生显著的变化。隔板通常由绝缘材料制成, 单隔板本身不用来对人身提供电气安全性; 然而, 对相邻隔室中还存在的正常气体压力, 隔板应提供机械安全性。

充有绝缘气体的隔室和充有液体的相邻隔室(例如电缆终端或变压器)间的隔板, 不应出现任何影响两种介质绝缘性能的泄漏。

SF₆ 气体绝缘母线隔室的划分应有利于维修和气体管理。最大气体隔室的容积应和气体服务小车的储气罐容量相匹配。

7.7.9 每个封闭压力系统(隔室)应设置密度监视装置, 制造厂应给出补气报警密度值。

7.7.10 SF₆ 气体绝缘母线外壳要求高度密封性。制造厂宜按 GB/T 11023 确定每个气体隔室允许的相对年泄漏率。每个隔室的相对年泄漏率应不大于 1%。

7.7.11 SF₆ 气体绝缘母线的允许温升应按 GB 7674 的要求执行。

7.7.12 母线中 SF₆ 气体的质量标准应符合 GB/T 8905 的规定。

7.7.13 伸缩节主要用于装配调整(安装伸缩节), 吸收基础间的相对位移或热胀冷缩(温度伸缩节)的伸缩量等。制造厂应根据使用的目的、允许的位移量等来选定伸缩节的结构和位置。

在 SF₆ 气体绝缘母线和所连接的设备分开的基础之间允许的

相对位移（不均匀下沉）应由制造厂和用户协商确定。

7.7.14 SF₆气体绝缘母线宜采用多点接地方式。同一相气体绝缘母线各节外壳之间宜采用铜或铝母线进行电气连接，气体绝缘母线在两端和中间（可根据母线的长度确定中间接地点的数量）三相互连后用一根接地线接地。

7.7.15 接地导线应有足够的截面，具有通过短路电流的能力。

7.7.16 在发生短路故障的情况下，外壳的感应电压不应超过24V。

7.8 电力电缆

7.8.1 电力电缆应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压；
- 2 工作电流；
- 3 热稳定电流；
- 4 系统频率；
- 5 绝缘水平；
- 6 系统接地方式；
- 7 电缆线路压降；
- 8 护层接地方式；
- 9 经济电流密度；
- 10 敷设方式及路径。

7.8.2 电力电缆尚应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 海拔高度；
- 3 日照强度。

注：当在户内或地下使用时可不校验3款。

7.8.3 电力电缆的选择应满足 GB 50217 的要求。

7.8.4 35kV 以上高压单芯电缆长期允许载流量一般可按制造厂给出的载流量表查得出或请制造厂提出计算书，当需要进行校核

计算时，可按下式进行计算：

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} \quad (7.8.4)$$

式中：

I ——一根导体中流过的电流；

$\Delta\theta$ ——高于环境温度的导体温升；

注：环境温度是在正常状态下周围介质的温度，在敷设或即将敷设电缆的场合下，任何局部热源会有影响，但不考虑由此产生的热量会使电缆周围温度升高。

R ——最高工作温度下导体单位长度的交流电阻， Ω/m ；

W_d ——导体绝缘单位长度的介质损耗， W/m ；

λ_1 ——电缆金属套损耗相对于该电缆所有导体总损耗的比率；

λ_2 ——电缆铠装损耗相对于该电缆所有导体总损耗的比率；

T_1 ——一根导体和金属套之间单位长度热阻， $(K \cdot m) / W$ ；

T_2 ——金属套和铠装衬垫层之间单位长度热阻， $(K \cdot m) / W$ ；

T_3 ——电缆外护层单位长度热阻， $(K \cdot m) / W$ ；

T_4 ——电缆表面和周围介质之间单位长度热阻， $(K \cdot m) / W$ 。

7.8.5 10kV 及以下电力电缆可选用铜芯或铝芯。但在下列情况下应采用铜芯：

- 1 电机励磁、重要电源、移动式电气设备等需要保持连接具有高可靠性的回路；
- 2 震动剧烈、有爆炸危险或对铝有腐蚀等严酷的工作环境；
- 3 耐火电缆。

用于下列情况的电力电缆，宜采用铜芯：

- 1 紧靠高温设备配置；
- 2 安全性要求高的重要公共设施中；
- 3 水下敷设当工作电流较大需增多电缆根数时。

7.8.6 35kV 及以上电力电缆宜采用铜芯。

7.8.7 6kV 及以上电力电缆宜采用交联聚乙烯绝缘。

7.8.8 交流系统中电力电缆缆芯与绝缘屏蔽或金属套之间额定电压的选择，应符合下列规定：

1 中性点直接接地或经低阻抗接地的系统，当接地保护动作不超过 1min 切除故障时，应按 100% 的使用回路工作相电压。

2 对于 a 项外的供电系统，不宜低于 133% 的使用回路工作相电压；在单相接地故障可能持续 8h 以上，或发电机回路等安全性要求较高的情况，宜采取 173% 的使用回路工作相电压。

7.8.9 电缆截面应按缆芯持续工作的最高温度和短路时的最高温度不超过允许值的条件选择。持续工作的最高温度和短路时的最高温度应满足 GB 50217 的规定。

7.8.10 选择短路计算条件应符合下列规定：

1 计算用系统接线，应采取正常运行方式，且宜按工程建成后（5~10）年规划发展考虑。

2 短路点应选取在通过电缆回路最大短路电流可能发生处。

3 宜按三相短路计算。

4 短路电流作用时间，应取保护切除时间与断路器开断时间之和。对电动机等直馈线，应采取主保护时间；其他情况，宜按后备保护计。

7.8.11 电缆终端的选择原则：

1 终端的额定电压等级及其绝缘水平，不得低于所连接电缆的额定电压等级及其绝缘水平，户外终端外绝缘还应满足所设置环境条件（如污秽、海拔等）要求。

2 终端型式与电缆所连接电器的特点必须适应。

3 与充油电缆连接的终端应能承受最高工作油压。

4 与六氟化硫全封闭电器相连的电缆终端应采用全封闭式终端，与高压变压器直接相连的电缆终端应采用象鼻式终端，其接口应能相互配合。

5 电缆终端的机械强度，应满足安置处引线拉力、风力和地

震力的要求。

7.8.12 交流单相电力电缆金属护层，必须直接接地，且在金属护层上任一点非接地的正常感应电压，应符合下列规定：

1 未采取不能任意接触金属护层的安全措施时，不得大于 50V。

2 除 1 款情况外，不得大于 100V。

7.8.13 交流单相电力电缆金属护层的接地方式选择，应符合下列规定：

1 线路不长，能满足本标准第 7.8.12 条要求时，宜采取在线路一端直接接地（单点互联接地）。

2 线路较长，一端直接接地不能满足本标准第 7.8.12 条要求时，35kV 以上高压电缆输送容量较小时，可采用在线路两端直接接地（全接地）。35kV 以上高压电缆线路较短或利用率很低时，也可采用全接地方式。

3 除 1、2 款外的较长线路，宜划分适当的单元设置绝缘接头，使电缆金属护层分隔在三个区段以交叉互联接地。每单元系统中三个分隔区段的长度宜均等。

7.8.14 当 35kV 以上交流单相电缆金属护层的电气通路仅有单点互联接地时，在位于远距离未直接接地端，应经护层绝缘保护器（金属护层电压限制器）接地。

7.8.15 交流 110kV 及以上单芯电缆在下列情况下宜沿电缆邻近配置并行回流线。

1 可能出现的工频或冲击感应电压，超过电缆护层绝缘的耐受强度时；

2 需抑制对电缆邻近弱电线路的电气干扰强度时。

7.8.16 对重要回路且可能有过热部位的电缆线路，宜设有温度检测装置。

7.8.17 重要回路单相交流电缆金属屏蔽层以一端直接接地或交叉互联接地时，该电缆线路宜设有护层绝缘监察装置。

8 电力变压器

8.0.1 电力变压器及其附属设备应按下列技术条件选择：

- 1 型式；
- 2 容量；
- 3 绕组电压；
- 4 相数；
- 5 频率；
- 6 冷却方式；
- 7 联接组别；
- 8 短路阻抗；
- 9 绝缘水平；
- 10 调压方式；
- 11 调压范围；
- 12 励磁涌流；
- 13 并联运行特性；
- 14 损耗；
- 15 温升；
- 16 过载能力；
- 17 噪声水平；
- 18 中性点接地方式；
- 19 附属设备；
- 20 特殊要求。

8.0.2 变压器及其附属设备尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 最大风速；

- 4 相对湿度;
- 5 污秽;
- 6 海拔高度;
- 7 地震烈度;
- 8 系统电压波形及谐波含量。

注：当在屋内使用时，可不检验 2、3、5 款；在屋外使用时，则不检验 4 款。

8.0.3 以下所列环境条件为特殊使用条件，工程设计时应采取相应防护措施，否则应与制造厂协商。

- 1 有害的烟或蒸汽，灰尘过多或带有腐蚀性，易爆的灰尘或气体的混合物、蒸汽、盐雾、过潮或滴水等；
- 2 异常振动、倾斜、碰撞和冲击；
- 3 环境温度超出正常使用范围；
- 4 特殊运输条件；
- 5 特殊安装位置和空间限制；
- 6 特殊维护问题；
- 7 特殊的工作方式或负载周期，如冲击负载；
- 8 三相交流电压不对称或电压波形中总的谐波含量大于 5%，偶次谐波含量大于 1%；
- 9 异常强大的核子辐射。

8.0.4 对于湿热带、工业污秽严重及沿海地区户外的产品，应考虑潮湿、污秽及盐雾的影响，变压器的外绝缘应选用加强绝缘型或防污秽型产品。热带产品气候类型分为湿热型（TH）、干热型（TA）、干湿热合型（T）三种。

8.0.5 变压器可根据安装位置条件，按用途、绝缘介质、绕组型式、相数、调压方式及冷却方式确定选用变压器的类型。在可能的条件下，优先选用三相变压器、自耦变压器、低损耗变压器、无激磁调压变压器。对大型变压器选型应进行技术经济论证。

8.0.6 选择变压器容量时，应根据变压器用途确定变压器负载特

性，并参考相关标准中给定的正常周期负载图所推荐的变压器在正常寿命损失下变压器的容量，同时还应考虑负荷发展，额定容量取值应尽可能选用标准容量系列。对大型变压器宜进行经济运行计算。

对三绕组变压器的高、中、低压绕组容量的分配，应考虑各侧绕组所带实际负荷，且绕组额定容量取值应尽可能选用标准系列。

8.0.7 电力变压器宜按 GB/T 6451、GB/T 10228、GB/T 16274 的参数优先选择。

8.0.8 除受运输、制造水平或其他特殊原因限制外应尽可能选用三相电力变压器。

8.0.9 对于检修条件较困难和环境条件限制（低温、高潮湿、高海拔）地区的电力变压器宜选用寿命期内免维护或少维护型。

8.0.10 短路阻抗选择。

1 选择变压器短路阻抗时，应根据变压器所在系统条件尽可能选用相关标准规定的标准阻抗值。

2 为限制过大的系统短路电流，应通过技术经济比较确定选用高阻抗变压器或限流电抗器，选择高阻抗变压器时应按电压分档设置，并应校核系统电压调整率和无功补偿容量。

8.0.11 对于 500kV 电力变压器主绝缘（高——低或高——中）的尺寸、油流静电、线圈抗短路机械强度、耐运输冲撞的能力应由产品设计部门给出详细算据。

8.0.12 分接头及调压方式的选择。

1 分接头一般按以下原则设置：

- 1) 在高压绕组或中压绕组上，而不是在低压绕组上；
- 2) 尽量在星形联接绕组上，而不是在三角形联接的绕组上；
- 3) 在网络电压变化最大的绕组上。

2 调压方式选择原则：

- 1) 无励磁调压变压器一般用于电压及频率波动范围较小的场所。
- 2) 有载调压变压器一般用于电压波动范围大，且电压变化频繁的场所。
- 3) 在满足运行要求的前提下，能用无载调压的尽量不用有载调压。无励磁分接开关应尽量减少分接头数目，可根据系统电压变化范围只设最大、最小和额定分接。
- 4) 自耦变压器采用公共绕组调压时，应验算第三绕组电压波动不超过允许值。在调压范围大，第三绕组电压不允许波动范围大时，推荐采用中压侧线端调压。

8.0.13 电力变压器套管电流互感器参数的选择要求详见电流互感器部分。

8.0.14 电力变压器油应满足 GB 2536 的要求，330kV 以上电压等级的变压器油应满足超高压变压器油标准。

8.0.15 在下述几种情况下一般可选用自耦变压器：

- 1 单机容量在 125MW 及以下，且两级升高电压均为直接接地系统，其送电方向主要由低压送向高、中压侧，或从低压和中压送向高压侧，而无高压和低压同时向中压侧送电要求者，此时自耦变压器可作发电机升压之用。

- 2 当单机容量在 200MW 及以上时，用来做高压和中压系统之间联络用的变压器。

- 3 在 220kV 及以上的变电站中，宜优先选用自耦变压器。

8.0.16 容量为 200MW 及以上的机组，主厂房及网控楼内的低压厂用变压器宜采用干式变压器。其他受布置条件限制的场所也可采用干式变压器。

在地下变电站、市区变电站等防火要求高或布置条件受限制的地方宜采用干式变压器。

8.0.17 对于新型变压器经技术经济比较，确认技术先进合理可

选用。

8.0.18 优先选用环保、节能的电力变压器消防方式（如充氮灭火等）。

8.0.19 城市变电站宜采用低噪声变压器。

9 高压开关设备

9.1 基本规定

9.1.1 开关设备及其操动机构应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 极数；
- 4 频率；
- 5 绝缘水平；
- 6 开断电流；
- 7 短路关合电流；
- 8 失步开断电流；
- 9 动稳定电流；
- 10 热稳定电流；
- 11 特殊开断性能；
- 12 操作顺序；
- 13 端子机械载荷；
- 14 机械和电气寿命；
- 15 分、合闸时间；
- 16 过电压；
- 17 操动机构型式，操作气压、操作电压，相数；
- 18 噪声水平。

9.1.2 开关设备尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 最大风速；

- 4 相对湿度;
- 5 污秽等级;
- 6 海拔高度;
- 7 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3、5 款；在屋外使用时，则不校验 4 款。

9.2 高压断路器

9.2.1 断路器的额定电压应不低于系统的最高电压；额定电流应大于运行中可能出现的任何负荷电流。

9.2.2 在校核断路器的断流能力时，宜取断路器实际开断时间（主保护动作时间与断路器分闸时间之和）的短路电流作为校验条件。

9.2.3 在中性点直接接地或经小阻抗接地的系统中选择断路器时，首相开断系数应取 1.3；在 110kV 及以下的中性点非直接接地的系统中，则首相开断系数应取 1.5。

9.2.4 断路器的额定短时耐受电流等于额定短路开断电流，其持续时间额定值在 110kV 及以下为 4s；在 220kV 及以上为 2s。

对于装有直接过电流脱扣器的断路器不一定规定短路持续时间，如果断路器接到预期开断电流等于其额定短路开断电流的回路中，则当断路器的过电流脱扣器整定到最大时延时，该断路器应能在按照额定操作顺序操作，且在与该延时相应的开断时间内，承载通过的电流。

9.2.5 当断路器安装地点的短路电流直流分量不超过断路器额定短路开断电流幅值的 20% 时，额定短路开断电流仅由交流分量来表征，不必校验断路器的直流分断能力。如果短路电流直流分量超过 20% 时，应与制造厂协商，并在技术协议书中明确所要求的直流分量百分数。

9.2.6 断路器的额定关合电流，不应小于短路电流最大冲击值（第一个大半波电流峰值）。

9.2.7 对于 110kV 以上的系统，当电力系统稳定要求快速切除故障时，应选用分闸时间不大于 0.04s 的断路器；当采用单相重合闸或综合重合闸时，应选用能分相操作的断路器。

9.2.8 对于 330kV 及以上系统，在选择断路器时，其操作过电压倍数应满足 DL/T 620 的要求。

9.2.9 对担负调峰任务的水电厂、蓄能机组、并联电容器组等需要频繁操作的回路，应选用适合频繁操作的断路器。

9.2.10 用于为提高系统动稳定装设的电气制动回路中的断路器，其合闸时间不宜大于 (0.04~0.06) s。

9.2.11 用于切合并联补偿电容器组的断路器，应校验操作时的过电压倍数，并采取相应的限制过电压措施。(3~10) kV 宜用真空断路器或 SF₆ 断路器。容量较小的电容器组，也可使用开断性能优良的少油断路器。35kV 及以上电压级的电容器组，宜选用 SF₆ 断路器或真空断路器。

9.2.12 用于串联电容补偿装置的断路器，其断口电压与补偿装置的容量有关，而对地绝缘则取决于线路的额定电压，220kV 及以上电压等级应根据所需断口数量特殊订货；110kV 及以下电压等级可选用同一电压等级的断路器。

9.2.13 当断路器的两端为互不联系的电源时，设计中应按以下要求校验：

- 1 断路器断口间的绝缘水平满足另一侧出现工频反相电压的要求；

- 2 在失步下操作时的开断电流不超过断路器的额定反相开断性能；

- 3 断路器同极断口间的公称爬电比距与对地公称爬电比距之比一般取为 1.15~1.3。

- 4 当断路器起联络作用时，其断口的公称爬电比距与对地公称爬电比距之比，应选取较大的数值，一般不低于 1.2。

当缺乏上述技术参数时，应要求制造部门进行补充试验。

9.2.14 断路器尚应根据其使用条件校验下列开断性能：

- 1 近区故障条件下的开合性能；
- 2 异相接地条件下的开合性能；
- 3 失步条件下的开合性能；
- 4 小电感电流开合性能；
- 5 容性电流开合性能；
- 6 二次侧短路开断性能。

9.2.15 选择断路器接线端子的机械荷载，应满足正常运行和短路情况下的要求。一般情况下断路器接线端子的机械荷载不应大于表 9.2.15 所列数值。

表 9.2.15 断路器接线端子允许的机械荷载

额定电压 kV	额定电流 A	水平拉力 N		垂直力（向上 及向下） N
		纵向	横向	
12		500	250	300
40.5~72.5	≤1250	500	400	500
	≥1600	750	500	750
126	≤2000	1000	750	750
	≥2500	1250	750	1000
252~363	1250~3150	1500	1000	1250
550		2000	1500	1500

注：当机械荷载计算值大于表 9.2.15 所列数值时，应与制造厂商定。

9.2.16 当系统单相短路电流计算值在一定条件下有可能大于三相短路电流值时，所选择断路器的额定开断电流值应不小于所计算的单相短路电流值。

9.3 发电机断路器

9.3.1 发电机断路器灭弧及绝缘介质可以选用 SF₆、压缩空气或

真空，也可以选用少油式。

9.3.2 为减轻因发电机断路器三相不同期合、分而产生负序电流对发电机的影响，发电机断路器宜选用机械三相联动操动机构。

9.3.3 发电机断路器三相不同期合闸时间应不大于 10ms，不同期分闸时间应不大于 5ms。

9.3.4 发电机断路器可以根据工程具体情况选用卧式或立式布置；安装位置不应存在有害烟雾、水蒸气、盐雾及细菌生长；为减轻发电机断路器异常热应力对断路器套管、基础及母线的影响，宜在断路器与母线连接处增加软连接装置。

9.3.5 在不同的环境和负荷条件下，发电机断路器应能承载发电机最大连续容量时的持续电流，且各部位温度极限不超过规定值。对装有强制冷却装置断路器，当断路器强制冷却系统故障时必须考虑发电机减出力，并校核负荷电流降低速率，允许电流值和允许时间。

9.3.6 在校核发电机断路器开断能力时，应分别校核系统源和发电源在主弧触头分离时对称短路电流值、非对称短路电流值及非对称短路电流的直流分量值；在校核系统源对称短路电流时应考虑厂用高压电动机的影响。

对发电机断路器而言，系统直流分量衰减时间常数 τ 可能大于 60ms，因此选择发电机出口断路器时必须校验断路器的直流分断能力。

9.3.7 发电机断路器应具有失步开断能力，其额定失步开断电流应为额定短路开断电流的 25% 或 50%；应校核各种失步状态下的电流值，必要时应采取适当的措施（如装设电流闭锁装置）以保证发电机断路器开断时的电流不超过额定失步开断电流；全反相条件下的开断可以不作为发电机断路器的失步开断校核条件。

9.3.8 发电机断路器开断短路电流、负荷电流及失步电流时，暂态恢复电压应满足相应标准规定，首相开断系数和幅值系数可取 1.5。

9.3.9 如发电机断路器在某些情况下兼起隔离开关的作用，应设置观察窗，以便监视断口的状态。

大容量发电机断路器应具有内部空气温度的监测装置，反映断路器分、合闸位置是否正常的监测装置。

10 负 荷 开 关

10.1 基 本 规 定

10.1.1 负荷开关及其操作机构应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 频率；
- 4 绝缘水平；
- 5 动稳定电流；
- 6 热稳定电流；
- 7 开断电流；
- 8 关合电流；
- 9 机械荷载；
- 10 操作次数；
- 11 过电压；
- 12 操动机构型式，操作电压，相数；
- 13 噪声水平。

10.1.2 负荷开关尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 最大风速；
- 3 相对湿度；
- 4 覆冰厚度；
- 5 污秽；
- 6 海拔高度；
- 7 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、4、5 款；在屋外使用时，则不校

验 3 款。

10.2 高压负荷开关

10.2.1 当负荷开关与熔断器组合使用时，负荷开关应能关合组合电器中可能配用熔断器的最大截止电流。

10.2.2 当负荷开关与熔断器组合使用时，负荷开关的开断电流应大于转移电流和交接电流。

10.2.3 负荷开关的有功负荷开断能力和闭环电流开断能力应不小于回路的额定电流。

10.2.4 选用的负荷开关应具有切合电感、电容性小电流的能力。应能开断不超过 10A [(3~35) kV]、25A (63kV) 的电缆电容电流或限定长度的架空线充电电流，以及开断 1250kVA [(3~35) kV]、5600kVA (63kV) 配电变压器的空载电流。

10.2.5 当开断电流超过 10.2.4 条的限额或开断其电容电流为额定电流 80% 以上的电容器组时，应与制造部门协商，选用专用的负荷开关。

10.3 重合器

10.3.1 重合器灭弧及绝缘介质可以选用油、真空和 SF₆。

10.3.2 重合器应具有明显的电源侧或负荷侧标志，保护用电流互感器装在重合器电源侧，测量用电流互感器装在重合器负荷侧。

10.3.3 重合器应能开断与额定短路开断电流对应的非对称短路电流。

10.3.4 重合器的额定短路关合电流和额定动稳定电流峰值均为其额定短路开断电流的 2.5 倍。

10.3.5 重合器首相开断系数应取 1.5。

10.3.6 重合器的额定操作顺序中含有四个单元操作，即：

分—*t*—合分—*t*—合分—*t*—合分—闭锁

其中每一单元操作应有快慢两种 A-s 曲线以供选择。*t* 为产品

技术条件规定的最短重合间隔。

10.3.7 额定短路持续时间分 2s 和 4s 两档。对装有串联分闸线圈的重合器，不规定短路持续时间，但当重合器按照其额定操作顺序操作而分闸整定在最慢速时，在开断时间内，重合器应能连续 4 次通过额定短路开断电流。

10.4 分段器

10.4.1 分段器的额定关合电流不宜小于短路电流最大冲击值。

10.4.2 分段器的计数次数为 3 次，并根据需要可调节为 1 或 2 次。跌落式分段器计数次数为 2 次。

10.4.3 分段器没有标准的过负荷电流能力，但制造厂应提供分段器允许的过负荷范围及其运行特性。

10.5 真空接触器

10.5.1 真空接触器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压；
- 2 额定电流；
- 3 额定开断电流；
- 4 额定关合电流；
- 5 额定动稳定电流；
- 6 额定热稳定电流；
- 7 额定热稳定时间；
- 8 半波允许通过电流；
- 9 极限开断电流；
- 10 绝缘水平；
- 11 机械寿命；
- 12 真空接触器合闸电流；
- 13 真空接触器分闸电流；
- 14 电气寿命。

10.5.2 真空接触器尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 相对湿度；
- 3 海拔高度；
- 4 地震烈度。

10.5.3 真空接触器应具有很高的可靠性，能频繁操作，在使用中不应出现误分、误合或拒分、拒合。

10.5.4 真空接触器应具有可靠的机械锁扣装置。

10.5.5 真空接触器应具有动作计数和分合位置指示功能。

11 高压隔离开关

11.0.1 隔离开关及其操作机构应按下列技术条件选择:

- 1 电压;
- 2 电流;
- 3 频率;
- 4 绝缘水平;
- 5 动稳定电流;
- 6 热稳定电流;
- 7 分合小电流、旁路电流和母线环流;
- 8 接线端机械荷载;
- 9 单柱式隔离开关的接触区;
- 10 分、合闸装置及电磁闭锁装置操作电压;
- 11 操动机构型式, 气动机构的操作气压。

11.0.2 隔离开关尚应按下列使用环境条件校验:

- 1 环境温度;
- 2 最大风速;
- 3 覆冰厚度;
- 4 相对湿度;
- 5 污秽;
- 6 海拔高度;
- 7 地震烈度。

注: 当在屋内使用时, 可不校验 2、3、5 款; 在屋外使用时, 则不校验 4 款。

11.0.3 对隔离开关的型式选择应根据配电装置的布置特点和使用要求等因素, 进行综合技术经济比较后确定。

11.0.4 隔离开关应根据负荷条件和故障条件所要求的各个额定值来选择，并应留有适当裕度，以满足电力系统未来发展的要求。

11.0.5 隔离开关没有规定承受持续过电流的能力，当回路中有可能出现经常性断续过电流的情况时，应与制造厂协商。

11.0.6 当安装的 63kV 及以下隔离开关的相间距离小于产品规定的最小相间距离时，应要求制造厂根据使用条件进行动、热稳定性试验。原则上应进行三相试验，当试验条件不具备时，允许进行单相试验。

11.0.7 单柱垂直开启式隔离开关在分闸状态下，动静触头间的最小电气距离不应小于配电装置的最小安全净距 B 值。

11.0.8 为保证检修安全，63kV 及以上断路器两侧的隔离开关和线路隔离开关的线路侧宜配置接地开关。

隔离开关的接地开关，应根据其安装处的短路电流进行动、热稳定校验。

11.0.9 选用的隔离开关应具有切合电感、电容性小电流的能力，应使电压互感器、避雷器、空载母线、励磁电流不超过 2A 的空载变压器及电容电流不超过 5A 的空载线路等，在正常情况下操作时能可靠切断，并符合有关电力工业技术管理的规定。当隔离开关的技术性能不能满足上述要求时，应向制造部门提出，否则不得进行相应的操作。

隔离开关尚应能可靠切断断路器的旁路电流及母线环流。

11.0.10 屋外隔离开关接线端的机械荷载不应大于表 11.0.10 所列数值。机械荷载应考虑母线（或引下线）的自重、张力、风力和冰雪等施加于接线端的最大水平静拉力。当引下线采用软导线时，接线端机械荷载中不需再计入短路电流产生的电动力。但对采用硬导体或扩径空心导线的设备间连线，则应考虑短路电动力。

表 11.0.10 屋外隔离开关接线端允许的机械荷载

额定电压 kV	额定电流 A	水平拉力 N		垂直力(向上、下) N	
		纵向	横向		
12		500	250	300	
40.5~72.5	≤1250	750	400	500	
	≥1600	750	500	750	
126	≤2000	1000	750	750	
	≥3150	1250	750	1000	
252~363	单柱式	1250~3150	2000	1500	1000
	多柱式	1250~3150	1500	1000	1000
550	单柱式	2500~4000	3000	2000	1500
	多柱式	2500~4000	2000	1500	1500

注 1: 如果机械荷载计算值超过本表规定值时, 应和制造厂协商另定。
注 2: 安全系数为: 静态不小于 3.5, 动态不小于 1.7。

11.0.11 隔离开关操作机构的型式宜根据工程实际情况选择电动或手动操作机构。

12 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备

12.0.1 气体绝缘金属封闭开关设备及其操动机构应按下列技术条件选择:

- 1 电压;
- 2 电流 (主回路的);
- 3 频率;
- 4 绝缘水平;
- 5 热稳定电流 (主回路的和接地回路的);
- 6 开断电流;
- 7 动稳定电流 (主回路的和接地回路的);
- 8 短路持续时间;
- 9 操作顺序;
- 10 机械荷载;
- 11 机械和电气寿命;
- 12 分、合闸时间;
- 13 绝缘气体密度;
- 14 年漏气率;
- 15 各组成元件 (包括它们的操作机构和辅助设备) 的额定值。

12.0.2 气体绝缘金属封闭开关设备尚应按下列使用环境条件校验:

- 1 环境温度;
- 2 日温差;
- 3 最大风速;
- 4 相对湿度;
- 5 污秽;

6 覆冰厚度；

7 海拔高度；

8 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3、5、6 款，当在屋外使用时，则不校验 4 款。

12.0.3 在经济技术比较合理时，气体绝缘金属封闭开关设备宜用于下列情况的 63kV 及以上系统：

- 1 城市内的变电站。
- 2 布置场所特别狭窄地区；
- 3 地下式配电装置；
- 4 重污秽地区；
- 5 高海拔地区；
- 6 高烈度地震区。

12.0.4 气体绝缘金属封闭开关设备的各元件按其工作特点尚应满足下列要求：

- 1 负荷开关元件
 - 1) 开断负荷电流；
 - 2) 关合负荷电流；
 - 3) 动稳定电流；
 - 4) 热稳定电流；
 - 5) 操作次数；
 - 6) 分、合闸时间；
 - 7) 允许切、合空载线路的长度和空载变压器的容量；
 - 8) 允许关合短路电流；
 - 9) 操作机构型式。
- 2 接地开关和快速接地开关元件
 - 1) 关合短路电流；
 - 2) 关合时间；
 - 3) 关合短路电流次数；

- 4) 切断感应电流能力;
- 5) 操作机构型式, 操作气压, 操作电压, 相数。

注: 如不能预先确定回路不带电, 应采用关合能力等于相应的额定峰值耐受能力的接地开关; 如能预先确定回路不带电, 可采用不具有关合能力或关合能力低于相应的额定峰值耐受电流的接地开关。一般情况下不宜采用可移动的接地装置。

3 电缆终端与引线套管

- 1) 动稳定电流;
- 2) 热稳定电流;
- 3) 安装时的允许倾角。

注: 当气体绝缘金属封闭开关设备与电缆或变压器高压出线端直接连接时, 如有必要, 宜在两者接口的外壳上设置直流和/或交流试验用套管的安装孔, 制造厂应根据用户的要求, 提供试验用套管或给出套管安装的有关资料。

其他元件的选择, 见本规定有关章节。

12.0.5 选择气体绝缘金属封闭开关设备内的元件时, 尚应考虑下列情况:

1 断路器元件的断口布置形式需根据场地情况及检修条件确定, 当需降低高度时, 宜选用水平布置; 当需减少宽度时, 可选用垂直布置。

灭弧室宜选用单压式。

2 负荷开关元件在操作时应三相联动, 其三相合闸不同期性不应大于 10ms, 分闸不同期性不应大于 5ms。

3 隔离开关和接地开关应具有表示其分、合位置的可靠和便于巡视的指示装置, 如该位置指示器足够可靠的话, 可不设置观察触头位置的观察窗。

4 在气体绝缘金属封闭开关设备停电回路的最先接地点(不能预先确定该回路不带电)或利用接地装置保护封闭电器外壳时, 应选择快速接地开关; 而在其他情况下则选用一般接地开关。接

地开关或快速接地开关的导电杆应与外壳绝缘。

5 电压互感器元件宜选用电磁式,如需兼作现场工频实验变压器时,应在订货中予以说明。

6 在气体绝缘金属封闭开关设备母线上安装的避雷器宜选用 SF₆ 气体作绝缘和灭弧介质的避雷器,在出线端安装的避雷器一般宜选用敞开式避雷器。SF₆ 避雷器应做成单独的气隔,并应装设防爆装置、监视压力的压力表(或密度继电器)和补气用的阀门。

7 如气体绝缘金属封闭开关设备将分期建设时,宜在将来的扩建接口处装设隔离开关和隔离气室,以便将来不停电扩建。

12.0.6 为防止因温度变化引起伸缩,以及因基础不均匀下沉,造成气体绝缘金属封闭开关设备漏气与操作机构失灵,在气体绝缘金属封闭开关设备的适当部位应加装伸缩节。

伸缩节主要用于装配调整(安装伸缩节),吸收基础间的相对位移或热胀冷缩(温度伸缩节)的伸缩量等。

在气体绝缘金属封闭开关设备分开的基础之间允许的相对位移(不均匀下沉)应由制造厂和用户协商确定。

12.0.7 气体绝缘金属封闭开关设备在同一回路的断路器、隔离开关、接地开关之间应设置联锁装置。线路侧的接地开关宜加装带电指示和闭锁装置。

12.0.8 气体绝缘金属封闭开关设备内各元件应分成若干气隔。气隔的具体划分可根据布置条件和检修要求,在订货技术条款中由用户与制造厂商定。气体系统的压力,除断路器外,其余部分宜采用相同气压。

长母线应分成几个隔室,以利于维修和气体管理。

12.0.9 外壳的厚度,应以设计压力和在下述最小耐受时间内外壳不烧穿为依据。

- 1 电流等于或大于 40kA, 0.1s;
- 2 电流小于 40kA, 0.2s。

12.0.10 气体绝缘金属封闭开关设备应设置防止外壳破坏的保护措施，制造厂应提供关于所用的保护措施方面的充足资料。

制造厂和用户可商定一个允许的内部故障电弧持续时间。在此时间内，当短路电流不超过某一数值时，将不发生电弧的外部效应。此时可不装设防爆膜或压力释放阀。

12.0.11 气体绝缘金属封闭开关设备外壳要求高度密封性。制造厂宜按 GB/T 11023 确定每个气体隔室允许的相对年泄漏率。每个隔室的相对年泄漏率应不大于 1%。

12.0.12 气体绝缘金属封闭开关设备的允许温升应按 GB 7674 的要求执行。

12.0.13 气体绝缘金属封闭开关设备中 SF₆ 气体的质量标准应符合 GB/T 8905 的规定。

12.0.14 气体绝缘金属封闭开关设备的外壳应接地。

凡不属于主回路或辅助回路的且需要接地的所有金属部分都应接地。外壳、构架等的相互电气连接宜采用紧固连接（如螺栓连接或焊接），以保证电气上连通。

接地回路导体应有足够的截面，具有通过接地短路电流的能力。

在短路情况下，外壳的感应电压不应超过 24V。

13 交流金属封闭开关设备

13.0.1 交流金属封闭开关设备（以下简称开关柜）应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 频率；
- 4 绝缘水平；
- 5 温升；
- 6 开断电流；
- 7 短路关合电流；
- 8 动稳定电流；
- 9 热稳定电流和持续时间；
- 10 分、合闸机构和辅助回路电压；
- 11 系统接地方式；
- 12 防护等级。

13.0.2 开关柜尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 相对湿度；
- 4 海拔高度；
- 5 地震烈度。

13.0.3 开关柜的型式选择应遵照 DL/T 5153 的有关条款执行。

13.0.4 开关柜的防护等级应满足环境条件的要求。

13.0.5 当环境温度高于+40℃时，开关柜内的电器应按 5.0.3 条的要求降容使用，母线的允许电流可按下式计算：

$$I_t = I_{40} \sqrt{\frac{40}{t}} \quad (13.0.5)$$

式中：

t ——环境温度，℃；

I_t ——环境温度 t 下的允许电流；

I_{40} ——环境温度 40℃ 时的允许电流。

13.0.6 沿开关柜的整个长度延伸方向应设有专用的接地导体，专用接地导体所承受的动、热稳定电流应为额定短路开断电流的 86.6%。

13.0.7 开关柜内装有电压互感器时，电压互感器高压侧应有防止内部故障的高压熔断器，其开断电流应与开关柜参数相匹配。

13.0.8 高压开关柜中各组件及其支持绝缘件的外绝缘爬电比距（高压电器组件外绝缘的爬电距离与最高电压之比）应符合如下规定：

1 凝露型的爬电比距。瓷质绝缘不小于 14/18mm/kV（I / II 级污秽等级），有机绝缘不小于 16/20mm/kV（I / II 级污秽等级）。

2 不凝露型的爬电比距。瓷质绝缘不小于 12mm/kV，有机绝缘不小于 14mm/kV。

13.0.9 单纯以空气作为绝缘介质时，开关内各相导体的相间与对地净距必须符合表 13.0.9 的要求。

表 13.0.9 开关内各相导体的相间与对地净距 mm

额定电压 kV	7.2	12 (11.5)	24	40.5
1 导体至接地间净距	100	125	180	300
2 不同相导体之间的净距	100	125	180	300
3 导体至无孔遮拦间净距	130	155	210	330
4 导体至网状遮拦间净距	200	225	280	400

注：海拔超过 1000m 时本表所列 1、2 项值按每升高 100m 增大 1% 进行修正，3、4 项之值应分别增加 1 或 2 项值的修正值。

13.0.10 高压开关柜应具备防止误拉、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关（或隔离插头），防止带接地开关（或接地线）送电，防止带电合接地开关（或挂接地线），防止误入带电间隔等五项措施。

14 电抗器

14.1 基本规定

14.1.1 电抗器应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 频率；
- 4 电抗百分数；
- 5 电抗器额定容量；
- 6 动稳定电流；
- 7 热稳定电流；
- 8 安装方式；
- 9 进出线型式；
- 10 绝缘水平；
- 11 噪声水平。

14.1.2 电抗器尚应按下列使用环境校验：

- 1 环境温度；
- 2 相对湿度；
- 3 海拔高度；
- 4 地震烈度。

14.2 限流电抗器

14.2.1 普通限流电抗器的额定电流应按下列条件选择：

- 1 主变压器或馈线回路的最大可能工作电流。
- 2 发电厂母线分段回路的限流电抗器，应根据母线上事故切断最大一台发电机时，可能通过电抗器的电流选择，一般取该台

发电机额定电流的（50~80）%。

3 变电站母线回路的限流电抗器应满足用户的一级负荷和大部分二级负荷的要求。

14.2.2 分裂限流电抗器的额定电流按下类条件选择：

1 当用于发电厂的发电机或主变压器回路时，一般按发电机或主变压器额定电流的 70% 选择。

2 当用于变电站主变压器回路时，应按负荷电流大的一臂中通过的最大负荷电流选择。当无负荷资料时，可按主变压器额定电流的 70% 选择。

14.2.3 普通电抗器的电抗百分值应按下列条件选择和校验：

1 将短路电流限制到要求值。

2 正常工作时，电抗器的电压损失不得大于母线额定电压的 5%，对于出线电抗器，尚应计及出线上的电压损失。

3 当出线电抗器未装设无时限继电保护装置时，应按电抗器后发生短路，母线剩余电压不低于额定值的（60~70）% 校验。若此电抗器接在 6kV 发电机主母线上，则母线剩余电压应尽量取上限值。

对于母线分段电抗器、带几回出线的电抗器及其他具有无时限继电保护的出线电抗器不必校验短路时的母线剩余电压。

14.2.4 分裂电抗器的自感电抗百分值，应按将短路电流限制到要求值选择，并按正常工作时分裂电抗器两臂母线电压波动不大于母线额定电压的 5% 校验。

14.2.5 分裂电抗器的互感系数，当无制造部门资料时，一般取 0.5。

14.2.6 对于分裂电抗器在正常工作时两臂母线电压的波动计算，若无两臂母线实际负荷资料，则可取一臂为分裂电抗器额定电流的 30%，另一臂为分裂电抗器额定电流的 70%。

14.2.7 分裂电抗器应分别按单臂流过短路电流和两臂同时流过反向短路电流两种情况进行动稳定校验。

14.3 并联电抗器

14.3.1 高压并联电抗器除 14.1 节规定外, 还应按下列技术条件选择:

- 1 最高工作电压;
- 2 连接方式;
- 3 励磁特性;
- 4 谐波电流幅值;
- 5 感抗偏差;
- 6 油箱振动的最大双振幅值;
- 7 中性点电抗器;
- 8 中性点的绝缘水平;
- 9 各侧套管式电流互感器。

14.3.2 低压并联电抗器中性点应为线端全绝缘水平。

14.3.3 三相高压并联电抗器应采用三相五柱式。

14.3.4 对于可按系统运行情况投切的并联电抗器应选用自动投切方式。

14.4 并联电抗器中性点小电抗器

14.4.1 中性点小电抗应根据电力系统的情况按加速潜供电弧熄灭或抑制谐振过电压的要求选择小电抗值。

14.4.2 中性点小电抗的额定电流按下列条件选择:

- 1 潜供电流不应大于 20A;
- 2 输电线路三相不平衡引起的零序电流, 一般取线路最大工作电流的 0.2%;
- 3 并联电抗器三相电抗不平衡引起的中性点电流, 一般取并联电抗器额定电流的 (5~8) %。

14.4.3 按故障状况校验小电抗的温升, 故障电流可取 (200~300) A, 时间可取 10s。

14.4.4 中性点小电抗的绝缘水平主要取决于出现在中性点上的最大过电压，应根据实际计算的最大过电压确定小电抗的绝缘水平。

15 电 流 互 感 器

15.0.1 电流互感器应按下列技术条件选择和校验：

- 1 一次回路电压；
- 2 一次回路电流；
- 3 二次负荷；
- 4 二次回路电流；
- 5 准确度等级和暂态特性；
- 6 继电保护及测量的要求；
- 7 动稳定倍数；
- 8 热稳定倍数；
- 9 机械荷载；
- 10 温升。

15.0.2 电流互感器尚应按下列使用环境校验：

- 1 环境温度；
- 2 最大风速；
- 3 相对湿度；
- 4 污秽；
- 5 海拔高度；
- 6 地震烈度；
- 7 系统接地方式。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、4 款；当在屋外使用时，可不校验 3 款。

15.0.3 电流互感器的型式按下列使用条件选择：

- 1 (3~35) kV 屋内配电装置的电流互感器，根据安装使用条件及产品情况，宜选用树脂浇注绝缘结构。
- 2 35kV 及以上配电装置的电流互感器，宜采用油浸瓷箱式、

树脂浇注式、SF₆ 气体绝缘结构或光纤式的独立式电流互感器。在有条件时，应采用套管式电流互感器。

15.0.4 保护用电流互感器选择

1 330kV、500kV 系统及大型发电厂的保护用电流互感器应考虑短路暂态的影响，宜选用具有暂态特性的 TP 类互感器，某些保护装置本身具有克服电流互感器暂态饱和影响的能力，则可按保护装置具体要求选择适当的 P 类电流互感器。

2 对 220kV 及以下系统的电流互感器一般可不考虑暂态影响，可采用 P 类电流互感器。对某些重要回路可适当提高所选互感器的准确限值系数或饱和电压，以减缓暂态影响。

15.0.5 测量用电流互感器选择

选择测量用电流互感器应根据电力系统测量和计量系统的实际需要合理选择互感器的类型。要求在较大工作电流范围内作准确测量时可选用 S 类电流互感器。为保证二次电流在合适的范围内，可采用复变比或二次绕组带抽头的电流互感器。

电能计量用仪表与一般测量仪表在满足准确级条件下，可共用一个二次绕组。

15.0.6 电力变压器中性点电流互感器的一次额定电流，应大于变压器允许的不平衡电流，一般可按变压器额定电流的 30% 选择。安装在放电间隙回路中的电流互感器，一次额定电流可按 100A 选择。

15.0.7 供自耦变压器零序差动保护用的电流互感器，其各侧变比均应一致，一般按中压侧的额定电流选择。

15.0.8 在自耦变压器公共绕组上作过负荷保护和测量用的电流互感器，应按公共绕组的允许负荷电流选择。

15.0.9 中性点的零序电流互感器应按下列条件选择和校验：

1 对中性点非直接接地系统，由二次电流及保护灵敏度确定一次回路起动电流；对中性点直接接地或经电阻接地系统，由接地电流和电流互感器准确限值系数确定电流互感器额定一次电

流，由二次负载和电流互感器的容量确定二次额定电流；

- 2 按电缆根数及外径选择电缆式零序电流互感器窗口直径；
- 3 按一次额定电流选择母线式零序电流互感器母线截面。

15.0.10 选择母线式电流互感器时，尚应校核窗口允许穿过的母线尺寸。

15.0.11 发电机横联差动保护用电流互感器的一次电流应按下列情况选择：

- 1 安装于各绕组出口处时，宜按定子绕组每个支路的电流选择；

- 2 安装于中性点连接线上时，按发电机允许的最大不平衡电流选择，一般可取发电机额定电流的（20~30）%。

15.0.12 火力发电厂和变电站的电流互感器选择应符合 DL/T 5136 的要求。

16 电压互感器

16.0.1 电压互感器应按下列技术条件选择和校验：

- 1 一次回路电压；
- 2 二次电压；
- 3 二次负荷；
- 4 准确度等级；
- 5 继电保护及测量的要求；
- 6 兼用于载波通讯时电容式电压互感器的高频特性；
- 7 绝缘水平；
- 8 温升；
- 9 电压因数；
- 10 系统接地方式；
- 11 机械荷载。

16.0.2 电压互感器尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 最大风速；
- 3 相对湿度；
- 4 污秽；
- 5 海拔高度；
- 6 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、4 款；当在屋外使用时，可不校验 3 款。

16.0.3 电压互感器的型式按下列使用条件选择：

- 1 (3~35) kV 屋内配电装置，宜采用树脂浇注绝缘结构的电磁式电压互感器。
- 2 35kV 屋外配电装置，宜采用油浸绝缘结构的电磁式电压

互感器。

3 110kV 及以上配电装置，当容量和准确度等级满足要求时，宜采用电容式电压互感器。

4 SF₆全封闭组合电器的电压互感器宜采用电磁式。

16.0.4 在满足二次电压和负荷要求的条件下，电压互感器宜采用简单接线，当需要零序电压时，(3~20) kV 宜采用三相五柱电压互感器或三个单相式电压互感器。

当发电机采用附加直流的定子绕组 100% 接地保护装置，而利用电压互感器向定子绕组注入直流时，则所用接于发电机电压的电压互感器一次侧中性点都不得直接接地，如要求接地时，必须经过电容器接地以隔离直流。

16.0.5 在中性点非直接接地系统中的电压互感器，为了防止铁磁谐振过电压，应采取消谐措施，并应选用全绝缘。

16.0.6 当电容式电压互感器由于开口三角绕组的不平衡电压较高，而影响零序保护装置的灵敏度时，应要求制造部门装设高次谐波滤过器。

16.0.7 用于中性点直接接地系统的电压互感器，其剩余绕组额定电压应为 100V；用于中性点非直接接地系统的电压互感器，其剩余绕组额定电压应为 100/3V。

16.0.8 电磁式电压互感器可以兼作并联电容器的泄能设备，但此电压互感器与电容器组之间，不应有开断点。

16.0.9 火电厂和变电站的电压互感器选择还应符合 DL/T 5136 的要求。

17 高压熔断器

17.0.1 高压熔断器应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 开断电流；
- 4 保护熔断特性。

17.0.2 高压熔断器尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 最大风速；
- 3 污秽；
- 4 海拔高度；
- 5 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3 款。

17.0.3 高压熔断器的额定开断电流应大于回路中可能出现的最大预期短路电流周期分量有效值。

17.0.4 限流式高压熔断器不宜使用在工作电压低于其额定电压的电网中，以免因过电压而使电网中的电器损坏。

17.0.5 高压熔断器熔管的额定电流应大于或等于熔体的额定电流。熔体的额定电流应按高压熔断器的保护熔断特性选择。

17.0.6 选择熔体时，应保证前后两极熔断器之间，熔断器与电源侧继电保护之间，以及熔断器与负荷侧继电保护之间动作的选择性。

17.0.7 高压熔断器熔体在满足可靠性和下一段保护选择性的前提下，当在本段保护范围内发生短路时，应能在最短的时间内切断故障，以防止熔断时间过长而加剧被保护电器的损坏。

17.0.8 保护电压互感器的熔断器，只需按额定电压和开断电流

选择。

17.0.9 发电机出口电压互感器高压侧熔断器的额定电流应与发电机定子接地保护相配合，以免电压互感器二次侧故障引起发电机定子接地保护误动作。

17.0.10 变压器回路熔断器的选择应符合下列规定：

1 熔断器应能承受变压器的容许过负荷电流及低压侧电动机成组起动所产生的过电流；

2 变压器突然投入时的励磁涌流不应损伤熔断器，变压器的励磁涌流通过熔断器产生的热效应可按（10~20）倍的变压器满载电流持续 0.1s 计算，当需要时可按（20~25）倍的变压器满载电流持续 0.01s 校验。

3 熔断器对变压器低压侧的短路故障进行保护，熔断器的最小开断电流应低于预期短路电流。

17.0.11 电动机回路熔断器的选择应符合下列规定：

1 熔断器应能安全通过电动机的容许过负荷电流；

2 电动机的起动电流不应损伤熔断器；

3 电动机在频繁地投入、开断或反转时，其反复变化的电流不应损伤熔断器。

17.0.12 保护电力电容器的高压熔断器选择，应符合 GB 50227 的规定。

17.0.13 跌落式高压熔断器的断流容量应分别按上、下限值校验，开断电流应以短路全电流校验。

17.0.14 除保护防雷用电容器的熔断器外，当高压熔断器的断流容量不能满足被保护回路短路容量要求时，可采用在被保护回路中装设限流电阻等措施来限制短路电流。

18 中性点接地设备

18.1 消 弧 线 圈

18.1.1 消弧线圈应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 频率；
- 3 容量；
- 4 补偿度；
- 5 电流分接头；
- 6 中性点位移电压。

18.1.2 消弧线圈尚应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 相对湿度；
- 4 污秽；
- 5 海拔高度；
- 6 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、4 款；在屋外使用时，则不校验 3 款。

18.1.3 消弧线圈宜选用油浸式。装设在屋内相对湿度小于 80% 场所的消弧线圈，也可选用干式。在电容电流变化较大的场所，宜选用自动跟踪动态补偿式消弧线圈。

18.1.4 消弧线圈的补偿容量，可按下列式计算：

$$Q = KI_c \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (18.1.4)$$

式中：

Q ——补偿容量, kVA;

K ——系数, 过补偿取 1.35, 欠补偿按脱谐度确定;

I_C ——电网或发电机回路的电容电流, A;

U_N ——电网或发电机回路的额定线电压, kV。

为便于运行调谐, 宜选用容量接近于计算值的消弧线圈。

18.1.5 电网的电容电流, 应包括有电气连接的所有架空线路、电缆线路的电容电流, 并计及厂、所母线和电器的影响。该电容电流应取最大运行方式下的电流。

发电机电压回路的电容电流, 应包括发电机、变压器和连接导体的电容电流, 当回路装有直配线或电容器时, 尚应计及这部分电容电流。

计算电网的电容电流时, 应考虑电网 (5~10) 年的发展。

18.1.6 装在电网的变压器中性点的消弧线圈, 以及具有直配线的发电机中性点的消弧线圈应采用过补偿方式。

对于采用单元连接的发电机中性点的消弧线圈, 为了限制电容耦合传递过电压以及频率变动等对发电机中性点位移电压的影响, 宜采用欠补偿方式。

18.1.7 中性点经消弧线圈接地的电网, 在正常情况下, 长时间中性点位移电压不应超过额定相电压的 15%, 脱谐度一般不大于 10% (绝对值), 消弧线圈分接头宜选用 5 个。

中性点经消弧线圈接地的发电机, 在正常情况下, 长时间中性点位移电压不应超过额定相电压 10%, 考虑到限制传递过电压等因素, 脱谐度不宜超过 $\pm 30\%$, 消弧线圈的分接头应满足脱谐度的要求。

中性点位移电压可按下式计算:

$$U_0 = \frac{U_{\text{hd}}}{\sqrt{d^2 + v^2}} \quad (18.1.7)$$

$$v = \frac{I_C - I_L}{I_C}$$

式中：

U_0 ——中性点位移电压，kV；

U_{bd} ——消弧线圈投入前电网或发电机回路中性点不对称电压，可取0.8%相电压；

d ——阻尼率，一般对(60~110)kV架空线路取3%，35kV及以下架空线路取5%，电缆线路取(2~4)%；

ν ——脱谐度；

I_C ——电网或发电机回路的电容电流，A；

I_L ——消弧线圈电感电流，A。

18.1.8 在选择消弧线圈的台数和容量时，应考虑消弧线圈的安装地点，并按下列原则进行：

1 在任何运行方式下，大部分电网不得失去消弧线圈的补偿。不应将多台消弧线圈集中安装在一处，并应避免电网仅装一台消弧线圈。

2 在发电厂中，发电机电压消弧线圈可装在发电机中性点上，也可装在厂用变压器中性点上。当发电机与变压器为单元连接时，消弧线圈应装在发电机中性点上。在变电站中，消弧线圈宜装在变压器中性点上，(6~10)kV消弧线圈也可装在调相机的中性点上。

3 安装在YNd接线双绕组或YNynd接线三绕组变压器中性点上的消弧线圈的容量，不应超过变压器三相总容量的50%，并且不得大于三绕组变压器的任一绕组容量。

4 安装在YNyn接线的内铁心式变压器中性点上的消弧线圈容量，不应超过变压器三相绕组总容量的20%。

消弧线圈不应接于零序磁通经铁心闭路的YNyn接线变压器的中性点上（例如单相变压器组或外铁型变压器）。

5 如变压器无中性点或中性点未引出，应装设容量相当的专用接地变压器，接地变压器可与消弧线圈采用相同的额定工作时间。

18.2 接 地 电 阻

18.2.1 接地电阻应按下列技术条件选择和校验：

- 1 电压；
- 2 正常运行电流；
- 3 短时耐受电流及耐受时间；
- 4 电阻值；
- 5 频率；
- 6 中性点位移电压。

18.2.2 接地电阻尚应按下列环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 相对湿度；
- 4 污秽；
- 5 海拔高度；
- 6 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、4 款；在屋外使用时，则不校验 3 款。

18.2.3 中性点电阻材质可选用金属、非金属或金属氧化物线性电阻。

18.2.4 系统中性点经电阻接地方式，可根据系统单相对地电容电流值来确定。当接地电容电流小于规定值时，可采用高电阻接地方式，当接地电容电流值大于规定值时，可采用低电阻接地方式。

18.2.5 当中性点采用高电阻接地方式时，高电阻选择计算如下：

- 1 经高电阻直接接地
电阻的额定电压：

$$U_R \geq 1.05 \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (18.2.5-1)$$

电阻值:

$$R = \frac{U_N}{I_R \sqrt{3}} \times 10^3 = \frac{U_N}{K I_C \sqrt{3}} \times 10^3 \quad (18.2.5-2)$$

电阻消耗功率:

$$P_R = \frac{U_N}{\sqrt{3}} \times I_R \quad (18.2.5-3)$$

式中:

R ——中性点接地电阻值, Ω ;

U_N ——系统额定线电压, kV;

U_R ——电阻额定电压, kV;

I_R ——电阻电流, A;

I_C ——系统单相对地短路时电容电流, A;

K ——单相对地短路时电阻电流与电容电流的比值, 一般取 1.1。

2 经单相配电变压器接地

电阻的额定电压应不小于变压器二次侧电压, 一般选用 110V 或 220V。

电阻值:

$$R_{N2} = \frac{U_N \times 10^3}{1.1 \times \sqrt{3} I_C n_\phi^2} \quad (18.2.5-4)$$

接地电阻消耗功率:

$$P_R = I_{R2} \times U_{N2} \times 10^{-3} = \frac{U_N \times 10^3}{\sqrt{3} n_\phi R_{N2}} \times \frac{U_N}{\sqrt{3} n_\phi} = \frac{U_N^2}{3 n_\phi^2 R_{N2}} \times 10^3 \quad (18.2.5-5)$$

$$n_\phi = \frac{U_N \times 10^3}{\sqrt{3} U_{N2}}$$

式中:

n_{ϕ} ——降压变压器一、二次之间的变比；

I_{R2} ——二次电阻上流过的电流，A；

U_{N2} ——单相配电变压器的二次电压，V；

R_{N2} ——间接接入的电阻值， Ω 。

18.2.6 当中性点采用低阻接地方式时，接地电阻选择计算如下：
电阻的额定电压：

$$U_R \geq 1.05 \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (18.2.6-1)$$

电阻值：

$$R_N = \frac{U_N}{\sqrt{3}I_d} \quad (18.2.6-2)$$

接地电阻消耗功率：

$$P_R = I_d \times U_R \quad (18.2.6-3)$$

式中：

R_N ——中性点接地电阻值， Ω ；

U_N ——系统线电压，V；

I_d ——选定的单相接地电流，A。

18.3 接地变压器

18.3.1 接地变压器应按下列技术条件选择和校验：

- 1 型式；
- 2 容量；
- 3 绕组电压；
- 4 频率；
- 5 电流；
- 6 绝缘水平；
- 7 温升；
- 8 过载能力。

18.3.2 接地变压器尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 最大风速；
- 4 相对湿度；
- 5 污秽；
- 6 海拔高度；
- 7 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3、5 款，当在屋外使用时，则可不校验 4 款。

18.3.3 当系统中性点可以引出时宜选用单相接地变压器，系统中性点不能引出时应选用三相变压器。有条件时宜选用干式无激磁调压接地变压器。

18.3.4 接地变压器参数选择

1 接地变压器的额定电压

安装在发电机或变压器中性点的单相接地变压器额定一次电压：

$$U_{Nb}=U_N \quad (18.3.4-1)$$

式中：

U_N ——发电机或变压器额定一次线电压，kV。

接于系统母线三相接地变压器额定一次电压应与系统额定电压一致。接地变压器二次电压可根据负载特性确定。

2 接地变压器的绝缘水平应与连接系统绝缘水平相一致。

3 接地变压器的额定容量：

单相接地变压器 (kVA)：

$$S_N \geq \frac{1}{K} U_2 I_2 = \frac{U_N}{\sqrt{3} K n_\phi} I_2 \quad (18.3.4-2)$$

式中：

U_N ——接地变压器二次侧电压，kV；

I_2 ——二次电阻电流，A；

K ——变压器的过负荷系数（由变压器制造厂提供）。

三相接地变压器，其额定容量应与消弧线圈或接地电阻容量相匹配。若带有二次绕组还应考虑二次负荷容量。

对 Z 型或 YNd 结线三相接地变压器，若中性点接消弧线圈或电阻的话，接地变压器容量为：

$$S_N \geq Q_x \quad S_N \geq P_r \quad (18.3.4-3)$$

式中：

Q_x ——消弧线圈额定容量；

P_r ——接地电阻额定容量。

对 Y/开口 d 结线接地变压器（三台单相），若中性点接消弧线圈或电阻的话，接地变压器容量为：

$$S_N \geq \sqrt{3} Q_x / 3 \quad S_N \geq \sqrt{3} P_r / 3 \quad (18.3.4-4)$$

19 变频装置

19.0.1 变频装置应按下列技术条件选择：

- 1 型式；
- 2 容量；
- 3 输入、输出电压；
- 4 频率；
- 5 控制方法；
- 6 起动制动与加/减速特性；
- 7 频率输出范围；
- 8 过载能力；
- 9 温升及冷却方式；
- 10 旁路功能；
- 11 接口要求；
- 12 保护和测量功能；
- 13 防护等级；
- 14 效率；
- 15 功率因数；
- 16 装置辅助电源电压；
- 17 噪声。

19.0.2 变频装置尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 相对湿度；
- 3 海拔高度；
- 4 地震烈度。

19.0.3 装置的输入变压器、旁路接触器等配套一次设备尚应按

本规定及其相关标准进行选择校验。

19.0.4 装置除具有本身的各种保护外，还应对电动机及出口相间短路、单相接地短路、断相及过负荷提供保护。此外，装置还宜具有瞬时失电恢复供电后自启动的能力。

19.0.5 装置输入输出两侧电流电压谐波指标应满足 GB/T14549 的有关规定。当装置对安装地点附近的弱电系统有可能造成干扰时，用户在订货时应提出。

19.0.6 在选择确定变频装置时，尚应考虑装置安装地点至电动机之间的距离因素。

19.0.7 在工作环境温度大于 40℃或海拔高度大于 1000m 时，装置宜降容使用。降容修正系数由制造部门给出。

20 过电压保护设备

20.1 避雷器

20.1.1 阀式避雷器应按下列技术条件选择：

- 1 避雷器额定电压 (U_T)；
- 2 避雷器持续运行电压 (U_C)；
- 3 工频放电电压；
- 4 冲击放电电压和残压；
- 5 通流容量；
- 6 额定频率；
- 7 机械载荷。

20.1.2 避雷器尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 最大风速；
- 3 污秽；
- 4 海拔高度；
- 5 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3 款。

20.1.3 采用阀式避雷器进行雷电过电压保护时，除旋转电机外，对不同电压范围，不同系统接地方式的避雷器选型如下：

1 有效接地系统，范围 II 应该选用金属氧化物避雷器；范围 I 宜采用金属氧化物避雷器。

2 气体绝缘全封闭组合电器和低电阻接地系统应选用金属氧化物避雷器。

3 不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统，根据系统中谐振过电压和间歇性电弧接地过电压等发生的可能性及其严重程

度，可任选金属氧化物避雷器或碳化硅普通阀式避雷器。

20.1.4 旋转电机的雷电侵入波过电压保护，宜采用旋转电机金属氧化物避雷器或旋转电机磁吹阀式避雷器。

20.1.5 阀式避雷器标称放电电流下的残压 (U_{res})，不应大于被保护电气设备(旋转电机除外)标准雷电冲击全波耐受电压(BIL)的71%。

20.1.6 有串联间隙金属氧化物避雷器和碳化硅阀式避雷器的额定电压，在一般情况下应符合下列要求：

1 110kV 及 220kV 有效接地系统不低于 $0.8U_m$ 。

2 (3~10) kV 和 35kV、66kV 系统分别不低于 $1.1U_m$ 和 U_m ；3kV 及以上具有发电机的系统不低于 1.1 倍发电机最高运行电压。

3 中性点避雷器的额定电压，对 (3~20) kV 和 35kV、66kV 系统，分别不低于 $0.64U_m$ 和 $0.58U_m$ ；对 (3~20) kV 发电机，不低于 0.64 倍发电机最高运行电压。

20.1.7 采用无间隙金属氧化物避雷器作为雷电过电压保护装置时，应符合下列要求：

1 避雷器的持续运行电压和额定电压应不低于表 20.1.7 所列数值。

2 避雷器能承受所在系统作用的暂时过电压和操作过电压能量。

表 20.1.7 无间隙金属氧化物避雷器持续运行电压和额定电压

系统接地方式		持续运行电压 kV		额定电压 kV	
		相地	中性点	相地	中性点
有效 接地	110kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.45U_m$	$0.75U_m$	$0.57U_m$
	220kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.13U_m (0.45U_m)$	$0.75U_m$	$0.17U_m (0.57U_m)$
	330kV、500kV	$U_m/\sqrt{3}$ ($0.59U_m$)	$0.13U_m$	$0.75U_m$ ($0.8U_m$)	$0.17U_m$

表 20.1.7 (续)

系统接地方式		持续运行电压 kV		额定电压 kV	
		相地	中性点	相地	中性点
不 接 地	(3~20) kV	$1.1U_m; U_{mg}$	$0.64U_m; U_{mg}/\sqrt{3}$	$1.38U_m; 1.25U_{mg}$	$0.8U_m; 0.72U_{mg}$
	35kV、66kV	U_m	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25U_m$	$0.72U_{mg}$
消弧线圈		$U_m; U_{mg}$	$U_m/\sqrt{3}$ $U_{mg}/\sqrt{3}$	$1.25U_m; 1.25U_{mg}$	$0.72U_m; 0.72U_{mg}$
低电阻		$0.8U_m$		U_m	
高电阻		$1.1U_m; U_{mg}$	$1.1U_m/\sqrt{3}$ $U_{mg}/\sqrt{3}$	$1.38U_m; 1.25U_{mg}$	$0.8U_m; 0.72U_{mg}$

注 1: 220kV 括号外、内数据分别对应变压器中性点经接地电抗器接地和不接地。
注 2: 330kV、500kV 括号外、内数据分别与工频过电压 1.3p.u. 和 1.4p.u. 对应。
注 3: 220kV 变压器中性点经接地电抗器接地和 330kV、500kV 变压器或高压并联电抗器中性点经接地电抗器接地时, 接地电抗器的电抗与变压器或高压并联电抗器的零序电抗之比不大于 1/3。
注 4: 110kV、220kV 变压器中性点不接地且绝缘水平低于标准时, 避雷器的参数需另行确定。
注 5: U_m 为系统最高电压, U_{mg} 为发电机最高运行电压。

20.1.8 保护变压器中性点绝缘的避雷器型式, 按表 20.1.8-1 和表 20.1.8-2 选择。

表 20.1.8-1 中性点非直接接地系统中保护变压器中性点绝缘的避雷器

变压器额定电压 kV	35	63
避雷器型式	FZ—15+FZ—10 FZ—30 FZ—35 Y1.5W—55	FZ—40 FZ—60 Y1.5W—55 Y1.5W—60 Y1.5W—72

注: 避雷器尚应与消弧线圈的绝缘水平相配合。

表 20.1.8-2 中性点直接接地系统中保护变压器中性点绝缘的避雷器

变压器额定电压 kV	110		220	330	500
中性点绝缘	110kV 级	35kV 级	110kV 级	154kV 级	63kV 级
避雷器型式	FZ—110J FZ—60 Y1.5W—72	Y1.5W—72	FCZ—110 FZ—110J Y1.5W—144	FCZ—154J FZ—154 Y1.5W—84	Y1.5W—96 Y1.5W—102
注：330kV、550kV 变压器中性点所选的氧化锌避雷器是按中性点经小电抗接地来选择的。					

20.1.9 对中性点为分级绝缘的 220kV 变压器，如使用同期性能不良的断路器，变压器中性点宜用金属氧化物避雷器保护。当采用阀型避雷器时，变压器中性点宜增设棒型保护间隙，并与阀型避雷器并联。

20.1.10 无间隙金属氧化物避雷器按其标称放电电流的分类，见表 20.1.10。

表 20.1.10 避雷器按其标称放电电流的分类

标称放电电流 I_n	避雷器额定电压 U_r (有效值) kV	备 注
20kA	$420 \leq U_r \leq 468$	电站用避雷器
10kA	$90 \leq U_r \leq 468$	
5kA	$4 \leq U_r \leq 25$	发电机用避雷器
	$5 \leq U_r \leq 17$	配电用避雷器
	$5 \leq U_r \leq 90$	并联补偿电容器用避雷器
	$5 \leq U_r \leq 108$	电站用避雷器
	$42 \leq U_r \leq 84$	电气化铁道用避雷器
2.5kA	$4 \leq U_r \leq 13.5$	电动机用避雷器
1.5kA	$0.28 \leq U_r \leq 0.50$	低压避雷器
	$2.4 \leq U_r \leq 15.2$	电机中性点用避雷器
	$60 \leq U_r \leq 207$	变压器中性点用避雷器

20.1.11 系统额定电压 35kV 及以上的避雷器宜配备放电动作记录器。保护旋转电机的避雷器，应采用残压低的动作记录器。

20.2 阻容吸收器

20.2.1 阻容吸收器应按下列技术条件选择：

- 1 额定电压；
- 2 电阻值；
- 3 电容值；
- 4 额定频率；
- 5 绝缘水平；
- 6 布置型式。

20.2.2 阻容吸收器尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 海拔高度。

20.2.3 当用于中性点不接地系统时，应校验所装阻容吸收器电容值，不应影响系统的中性点接地方式。

20.2.4 当用于易产生高次谐波的电力系统时，应注意选用能适应谐波影响的阻容吸收器。

20.2.5 应校验所在回路的过电压水平，使其始终被限制在设备允许值之内。

21 绝缘子及穿墙套管

21.0.1 绝缘子应按下列技术条件选择：

- 1 电压；
- 2 动稳定；
- 3 绝缘水平；
- 4 机械荷载。

注：悬式绝缘子不校验 2 款。

21.0.2 穿墙套管应按下列技术条件选择和校验：

- 1 电压；
- 2 电流；
- 3 动稳定；
- 4 热稳定电流及持续时间。

21.0.3 绝缘子及穿墙套管尚应按下列使用环境条件校验：

- 1 环境温度；
- 2 日温差；
- 3 最大风速；
- 4 相对湿度；
- 5 污秽；
- 6 海拔高度；
- 7 地震烈度。

注：当在屋内使用时，可不校验 2、3、5 款；在屋外使用时，则不校验 4 款。

21.0.4 发电厂与变电所的 (3~20) kV 屋外支柱绝缘子和穿墙套管，当有冰雪时，宜采用高一级电压的产品。对 (3~6) kV 者，也可采用提高两级电压的产品。

21.0.5 校验支柱绝缘子机械强度时，应将作用在母线截面重心

上的母线短路电动力换算到绝缘子顶部。

21.0.6 在校验 35kV 及以上非垂直安装的支柱绝缘子的机械强度时，应计及绝缘子自重、母线重量和短路电动力的联合作用。

支柱绝缘子，除校验抗弯机械强度外，尚应校验抗扭机械强度。

21.0.7 屋外支柱绝缘子宜采用棒式支柱绝缘子。屋外支柱绝缘子需倒装时，可用悬挂式支柱绝缘子。屋内支柱绝缘子一般采用联合胶装的多棱式支柱绝缘子。

21.0.8 屋内配电装置宜采用铝导体穿墙套管。对于母线型穿墙套管应校核窗口允许穿过的母线尺寸。

21.0.9 悬式绝缘子型式及每串的片数，可按下列条件选择：

1 按系统最高电压和爬电比距选择

绝缘子串的有效爬电比距不得小于附录 C 所列数值。在空气污秽地区宜采用防污型绝缘子，并与其他电器采用相同的防污措施。

2 按内过电压选择

220kV 及以下电压，按内过电压倍数和绝缘子串的工频湿闪电压选择。

330kV 及以上电压，按避雷器的操作过电压保护水平和绝缘子串正极性操作冲击 50% 放电电压选择。

3 按大气过电压选择

由避雷器冲击保护水平确定，且不低于隔离开关和支柱绝缘子的相应值。

选择悬式绝缘子应考虑绝缘子的老化，每串绝缘子要预留的零值绝缘子为：

(35~220) kV

耐张串 2 片；

悬垂串 1 片；

330kV 及以上

耐张串 (2~3) 片；

悬垂片 (1~2) 片。

21.0.10 选择 V 型悬挂的绝缘子串片数时，应考虑临近效应对放电电压的影响。

21.0.11 在海拔高度为 1000m 及以下的 I 级污秽地区，当采用 X—4.5 或 XP—6 型悬式绝缘子时，耐张绝缘子串的绝缘子片数一般不小于表 21.0.11 数值。

表 21.0.11 X—4.5 或 XP—6 型绝缘子耐张串片数

电 压 kV	35	63	110	220	330	500
绝缘子片数	4	6	8	13	20	30
注：(330~500) kV 可用 XP—10 型绝缘子。						

21.0.12 在海拔高度为 (1000~4000) m 地区，当需要增加绝缘子数量来加强绝缘时，耐张绝缘子串的片数应按下式修正：

$$N_H = N [1 + 0.1(H - 1)] \quad (21.0.12)$$

式中：

N_H ——修正后的绝缘子片数；

N ——海拔 1000m 及以下地区绝缘子片数；

H ——海拔高度，km。

21.0.13 在空气清洁无明显污秽的地区，悬垂绝缘子串的绝缘子片数可比耐张绝缘子串的同型绝缘子少一片。污秽地区的悬垂绝缘子串的绝缘子片数应与耐张绝缘子串相同。

21.0.14 330kV 及以上电压的绝缘子串应装设均压和屏蔽装置，以改善绝缘子串的电压分布和防止连接金具发生电晕。

附 录 A
(规范性附录)
本规定用词说明

- A.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”。
- A.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”。
- A.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”。
- A.4 表示有选择，在一定条件下可这样做的用词：**
采用“可”。

附录 B
(规范性附录)
高压输变电设备的绝缘水平

表 B.1 电压范围 I ($1\text{kV} < U_m \leq 252\text{kV}$) 的设备的标准绝缘水平

kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时工频 耐受电压 (有效值)
		系统 I	系列 II	
3	3.5	20	40	18
6	6.9	40	60	25
10	11.5	60	75 95	30/42 ^c ; 35
15	17.5	75	95 105	40; 45
20	23.0	95	125	50; 55
35	40.5	185/200 ^a		80/95 ^c ; 85
66	72.5	325		140
110	126	450/480 ^a		185; 200
220	252	(750) ^b		(325) ^b
		850		360
		950		395
		(1050) ^b		(460) ^b

注：系统标称电压 (3~15) kV 所对应设备的系列 I 绝缘水平，在我国仅用于中性点直接接地系统。

a 该栏斜线下之数据仅用于变压器类设备的内绝缘。

b 220kV 设备，括号内的数据不推荐选用。

c 为设备外绝缘在干燥状态下之耐受电压。

表 B.2 电压范围 II ($U_m > 252\text{kV}$) 的设备的标准绝缘水平

kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定操作冲击耐受电压 (峰值)					额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时工频耐受电压 (有效值)
		相对地	相间	相间与相对地之比	纵绝缘 ^b		相对地	纵绝缘	相对地
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 ^c
330	363	850	1300	1.50	950	850 (+295) ^a	1050	注	(460)
		950	1425	1.50			1175		(510)
500	550	1050	1675	1.60	1175	1050 (+450) ^a	1425		(630)
		1175	1800	1.50			1550		(680)
							1675	(740)	

注：设备纵绝缘的额定冲击耐受电压由两个分量组成，一为相对地的额定雷电冲击耐受电压；另一为反极性的工频耐受电压，其幅值为 $(0.7 \sim 1.0) \sqrt{\frac{2}{3}} U_m$ 。

a 栏 7 中括号中之数值是加在同一极对应相端子上的反极性工频电压的峰值。

b 纵绝缘的操作冲击耐受电压选取栏 6 或栏 7 之数值，决定于设备的工作条件，在有关设备标准中规定。

c 栏 10 括号内之短时工频耐受电压值，仅供参考。

表 B.3 各类设备的雷电冲击耐受电压

kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击 (内、外绝缘) 耐受电压 (峰值)						截断雷电冲击耐受电压 (峰值)
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、电压互感器	高压电力电缆 ^b	高压电器	母线支柱绝缘子、穿墙套管	变压器类设备的内绝缘
3	3.5	40	40	40		40	40	45
6	6.9	60	60	60		60	60	65
10	11.5	75	75	75		75	75	85

表 B.3 (续)

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击(内、外绝缘)耐受电压(峰值)						截断雷电冲击耐受电压 (峰值)	
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、电压互感器	高压电力电缆 ^b	高压电器	母线支柱绝缘子、穿墙套管	变压器类设备的内绝缘	
15	17.5	105	105	105	105	105	105	115	
20	23.0	125	125	125	125	125	125	140	
35	40.5	185/200 ^a	185/200 ^a	185/200 ^a	200	185	185	220	
66	72.5	325	325	325	325	325	325	360	
		350	350	350	350	350	350	385	
110	126	450/480 ^a	450/480 ^a	450/480 ^a	450	450	450	530	
		550	550	550	550				
220	252	850	850	850	850	850	935	950	
		950	950	950	950	1050	950	950	1050
330	363	1050				1050	1050	1175	
		1175	1175	1175	1175	1175	1175	1175	1300
500	550	1425			1425	1425	1425	1550	
		1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1675
			1675	1675	1675	1675	1675	1675	

a 斜线下之数据仅用于该类设备的内绝缘。

b 对高压电力电缆是指热状态下的耐受电压值。

表 B.4 各类设备的短时(1min)工频耐受电压(有效值) kV

系统标称电压(有效值)	设备最高电压(有效值)	内、外绝缘(干试与湿试)				母线支柱绝缘子	
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、高压电抗器、电压互感器和穿墙套管	高压电力电缆	湿试	干试
1	2					7	8
3	3.5	18	18	18/25		18	25
6	6.9	25	25	23/30		23	32
10	11.5	30/35	30/35	30/42		30	42
15	17.5	40/45	40/45	40/55	45/45	40	57
20	23.0	50/55	50/55	50/65	50/55	50	68
35	40.5	80/85	80/85	80/95	80/85	80	100
66	72.5	140	140	140	140	140	165
		160	160	160	160	160	185
110	126.0	185/200	185/200	185/200	185/200	185	265
220	252.0	360	360	360	360	360	450
		395	395	395	395	395	495
					460		
330	363.0	460	460	460	460		
		510	510	510	510		
					570		
500	550.0	630	630	630	630		
		680	680	680	680		
				740	740		

注：表中给出的(330~500)kV设备之短时工频耐受电压仅供参考。

a 该栏中斜线下的数据为该类设备的内绝缘和外绝缘干状态之耐受电压。

b 该栏中斜线下的数据为该类设备的外绝缘干耐受电压。

表 B.5 电力变压器中性点绝缘水平

kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	中性点接地方式	雷电冲击全波和截波耐受电压 (峰值)	短时工频耐受电压 (有效值) (内、外绝缘, 干试与湿试)
110	126	不固定接地	250	95
220	252	固定接地	185	85
		不固定接地	400	200
330	363	固定接地	185	85
		不固定接地	550	230
500	550	固定接地	185	85
		经小电抗接地	325	140

附录 B 中所列各表引自 GB311.1—1997。

附 录 C

(规范性附录)

线路和发电厂、变电站污秽分级标准

表 C.1 线路和发电厂、变电站污秽等级

污秽等级	污秽特征	盐 密 mg/cm ²	
		线路	发电厂、变电站
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污秽地区	≤0.03	
I	大气轻度污秽地区, 工业区和人口低密集区, 离海岸盐场 (10~50) km 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	≤0.06
II	大气中等污秽地区, 轻盐碱和炉烟污秽地区, 离海岸盐场 (3~10) km 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	>0.06~0.10
III	大气污染较严重地区, 重雾和重盐碱地区, 近海岸盐场 (1~3) km 地区, 工业与人口密度较大地区, 离化学污染源和炉烟污秽 (300~1500) m 的较严重污秽地区	>0.10~0.25	>0.10~0.25
IV	大气特别严重污染地区, 离海岸盐场 1km 以内, 离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区	>0.25~0.35	>0.25~0.35

表 C.2 各级污秽等级下的爬电比距分级数值

污秽等级	爬电比距 cm/kV			
	线 路		发电厂、变电站	
	220kV 及以下	330kV 及以上	220kV 及以下	330kV 及以上
0	1.39 (1.60)	1.45 (1.60)		

表 C.2 (续)

污秽等级	爬电比距 cm/kV			
	线 路		发电厂、变电站	
	220kV 及以下	330kV 及以上	220kV 及以下	330kV 及以上
I	1.39~1.74	1.45~1.82	1.60	1.60
	(1.60~2.00)	(1.60~2.00)	(1.84)	(1.76)
II	1.74~2.17	1.82~2.72	2.00	2.00
	(2.00~2.50)	(2.00~2.50)	(2.30)	(2.20)
III	2.17~2.78	2.27~2.91	2.50	2.50
	(2.50~3.20)	(2.50~3.20)	(2.88)	(2.75)
IV	2.78~3.30	2.91~3.45	3.10	3.10
	(3.20~3.80)	(3.20~3.80)	(3.57)	(3.41)

注 1: 线路和发电厂、变电站爬电比距计算时取系统最高工作电压。表中括号内数字为按额定电压计算值。

注 2: 对电站设备 0 级 (220kV 及以下爬电比距为 1.48cm/kV、330kV 及以上爬电比距为 1.55cm/kV), 目前保留作为过渡时期的污级。

注 3: 对处于污秽环境中用于中性点绝缘和经消弧线圈接地系统的电力设备, 其外绝缘水平一般可按高一级选取。

注 4: 附录 C 所列各表引自 GB/T 16434—1996。

附录 D

(资料性附录)

裸导体的长期允许载流量及其修正系数

表 D.1 铝镁硅系 (6063) 管形母线长期允许载流量及计算用数据

导体尺寸 D/d mm	导体截面 mm^2	导体最高允许温度 为下值时的载流量 A		截面系数 W cm^3	惯性半径 r_1 cm	截面惯性矩 I cm^4
		+70℃	+80℃			
$\phi 30/25$	216	578	624	1.37	0.976	2.06
$\phi 40/35$	294	735	804	2.60	1.33	5.20
$\phi 50/45$	373	925	977	4.22	1.68	10.6
$\phi 60/54$	539	1218	1251	7.29	2.02	21.9
$\phi 70/64$	631	1410	1428	10.2	2.37	35.5
$\phi 80/72$	954	1888	1841	17.3	2.69	69.2
$\phi 100/90$	1491	2652	2485	33.8	3.36	169
$\phi 110/100$	1649	2940	2693	41.4	3.72	228
$\phi 120/110$	1806	3166	2915	49.9	4.07	299
$\phi 130/116$	2705	3974	3661	79.0	4.36	513
$\phi 150/136$	3145	4719	4159	107	5.06	806
$\phi 170/154$	4072	5696	4952	158	5.73	1339
$\phi 200/184$	4825	6674	5687	223	6.79	2227
$\phi 250/230$	7540	9139	7635	435	8.49	5438

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、无风、无日照、辐射散热系数与吸热系数为 0.5、不涂漆条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 、风速 $0.5\text{m}/\text{s}$ 且与管形导体垂直、海拔 1000m、辐射散热系数与吸热系数为 0.5、不涂漆条件计算的。

注 3: 导体尺寸中, D 为外径, d 为内径。

表 D.2 铝镁系 (LDRE) 管形母线长期允许载流量及计算用数据

导体尺寸 D/d mm	导体截面 mm^2	导体最高允许温度 为下值时的载流量 A		截面系数 W cm^3	惯性半径 r_1 cm	截面惯性矩 I cm^4
		+70℃	+80℃			
$\phi 30/25$	216	491	561	1.37	0.976	2.06
$\phi 40/35$	294	662	724	2.60	1.33	5.20
$\phi 50/45$	373	834	877	4.22	1.68	10.6
$\phi 60/54$	539	1094	1125	7.29	2.02	21.9
$\phi 70/64$	631	1281	1284	10.2	2.37	35.5
$\phi 80/72$	954	1700	1654	17.3	2.69	69.2
$\phi 100/90$	1491	2360	2234	33.8	3.36	169
$\phi 110/100$	1649	2585	2463	41.4	3.72	228
$\phi 120/110$	1806	2831	2663	49.9	4.07	299
$\phi 130/116$	2705	3655	3274	79.0	4.36	513
$\phi 150/136$	3145	4269	3720	107	5.06	806
$\phi 170/154$	4072	5052	4491	158	5.73	1339
$\phi 200/184$	4825	5969	5144	223	6.79	2227
$\phi 250/230$	7540	8342	6914	435	8.49	5438

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、无风、无日照、辐射散热系数与吸热系数为 0.5、不涂漆条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 、风速 $0.5\text{m}/\text{s}$ 且与管形导体垂直、海拔 1000m 、辐射散热系数与吸热系数为 0.5、不涂漆条件计算的。

注 3: 导体尺寸中, D 为外径, d 为内径。

表 D.3 JL 型铝绞线长期允许载流量

A

导线规格号	最高允许温度 ℃	
	+70	+80
10	55	81
16	77	109
25	106	144
40	147	194
63	204	260
100	284	348
125	334	402
160	399	470
200	468	542
250	549	626
315	647	725
400	770	846
450	833	908
500	899	972
560	975	1046
630	1062	1128
710	1156	1218
800	1261	1316
900	1372	1419
1000	1480	1519
1120	1606	1635
1250	1740	1756
1400	1884	1887
1500	1981	1974

表 D.4 JLHA2 (JLHA1^a) 型铝合金绞线长期允许载流量

导线规格号	最高允许温度为下值时的载流量 A	
	+70℃	+80℃
16	79	110
25	108	146
40	152	197
63	210	263
100	293	354
125	343	408
160	410	478
200	480	551
250	564	636
315	665	737
400	788	856
450	857	924
500	925	988
560	1002	1062
630	1092	1147
710	1189	1238
800	1297	1338
900	1410	1443
1000	1521	1544
1120	1651	1662
1250	1789	1786

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm²、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 3: JLHA2 (JLHA1) 型铝合金绞线性能见 GB/T1179—1999 附表 D2、附表 D3。

a JLHA1 型铝合金绞线单线截面、额定拉断力比 JLHA2 略大, 个别规格导线载流量也略大; 但均在 5A 以内。

表 D.5 JL/G1A、JL/G1B、JL/G2A、JL/G2B、JL/G3A 型
钢芯铝绞线长期允许载流量

线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 A	
	+70℃	+80℃
16 (17%)	79	111
25 (17%)	109	147
40 (17%)	152	198
63 (17%)	211	265
100 (17%)	293	355
125 (6%)	338	405
125 (16%)	345	410
160 (6%)	403	473
160 (16%)	411	480
200 (6%)	473	546
200 (16%)	483	553
250 (10%)	561	634
250 (16%)	568	639
315 (7%)	658	732
315 (16%)	670	741
400 (7%)	781	854
400 (13%)	789	859
450 (7%)	846	917
450 (13%)	855	923
500 (7%)	913	981
500 (13%)	923	989
560 (7%)	990	1055
560 (13%)	1002	1064
630 (7%)	1078	1139

表 D.5 (续)

线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 A	
	+70℃	+80℃
630 (13%)	1090	1147
710 (7%)	1175	1231
710 (13%)	1188	1240
800 (4%)	1273	1324
800 (8%)	1282	1330
800 (13%)	1294	1338
900 (4%)	1386	1429
900 (8%)	1395	1434
1000 (4%)	1496	1530
1120 (4%)	1622	1646
1120 (8%)	1635	1654
1250 (4%)	1756	1767
1250 (8%)	1767	1773

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度为+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm²、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 3: JL/G1A、JL/G1B、JL/G2A、JL/G2B、JL/G3A 型铝合金绞线性能见 GB/T 1179—1999 附表 D4。

表 D.6 JLHA2/G1A、JLHA2/G1B、JLHA2/G3A (JLHA1/G1A、JLHA1/G1B、JLHA1/G3A^{*}) 型钢芯铝合金绞线长期允许载流量

导线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 A	
	+70℃	+80℃
16 (17%)	81	112
25 (17%)	112	149
40 (17%)	156	201
63 (17%)	217	269
100 (6%)	296	356

表 D.6 (续)

导线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 A	
	+70℃	+80℃
125 (6%)	347	411
125 (16%)	354	416
160 (6%)	414	481
160 (16%)	423	487
200 (6%)	485	554
200 (16%)	497	563
250 (10%)	576	644
250 (16%)	583	649
315 (7%)	675	744
315 (16%)	688	753
400 (7%)	800	864
400 (13%)	809	871
450 (7%)	869	932
450 (13%)	880	939
500 (7%)	938	998
500 (13%)	950	1005
560 (7%)	1018	1073
560 (13%)	1030	1081
630 (4%)	1101	1153
630 (13%)	1120	1166
710 (4%)	1201	1246
710 (13%)	1221	1260
800 (4%)	1310	1347
800 (8%)	1318	1352
900 (4%)	1424	1453

表 D.6 (续)

导线规格号 (钢比%)	最高允许温度为下值时的载流量 A	
	+70℃	+80℃
900 (8%)	1434	1458
1000 (8%)	1548	1563
1120 (8%)	1680	1682

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm²、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 3: JLHA2/G1A、JLHA2/G1B、JLHA2/G3A (JLHA1/G1A、JLHA1/G1B、JLHA1/G3A) JLHA2 型钢芯铝合金绞线性能见 GB/T1179—1999 附表 D5、附表 D6。

a JLHA2/G1A、JLHA2/G1B、JLHA2/G3A 型钢芯铝合金绞线单线截面、额定拉断力比 JLHA1/G1A、JLHA1/G1B、JLHA1/G3A 略大, 个别规格导线载流量也略大, 但均在 5A 以内。

表 D.7 耐热铝合金钢芯绞线 (导电率 60%IACS) 长期允许载流量

A

标称截面 (铝/钢) mm ²	最高允许温度 ℃								
	+70	+80	+90	+100	+110	+120	+130	+140	+150
400/50	783	853	949	1034	1112	1184	1251	1314	1374
500/65	918	983	1096	1197	1288	1373	1451	1526	1597
630/80	1088	1144	1278	1398	1506	1606	1700	1788	1873
800/100	1279	1323	1481	1622	1749	1867	1978	2082	2181
1440/120	1938	1925	2167	2381	2576	2756	2925	3084	3236

注 1: 最高允许温度+70℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、无日照、无风、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

注 2: 最高允许温度+80℃~+150℃的载流量, 系按基准环境温度+25℃、日照 0.1W/cm²、风速 0.5m/s、海拔 1000m、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

表 D.8 扩径导线主要技术参数和长期允许载流量

项 目	截 面 mm ²			外径 mm	拉断力 N	弹性系数 N/mm ²	线胀系数 1/°C	20°C直流电阻 Ω/km	导线载流量 A		单位重量 kg/km
	铝	钢	总						70°C	80°C	
扩径钢芯铝绞线											
LGJK—300	301	72	373	27.4	143000	86500	18.1×10^{-6}	0.100	669	729	1420
LGJK—630	630	150	780	48	206000	71000	18.1×10^{-6}	0.04666	1247	1251	2985
LGJK—800	800	150	950	49	215000	67000	18.1×10^{-6}	0.03656	1422	1422	3467
LGJK—1000	1000	150	1150	51	225000	63800	19.3×10^{-6}	0.02948	1612	1603	3997
LGJK—1250	1250	150	1400	52	235000	60800	19.9×10^{-6}	0.02317	1833	1818	4712
铝钢扩径空心导线											
LGKK—600	587	49.5	636	51	152000	73000	19.9×10^{-6}	0.0506	1230	1223	2690
LGKK—900	906.4	84.83	991.23	49	209000	59900	20.4×10^{-6}	0.03317	1493	1493	3620
LGKK—1400	1387.8	106	1493.8	57	295000	59200	20.8×10^{-6}	0.02163	1976	1934	5129
特轻型铝合金线											
LQJQT—1400	1399.6	134.3	1533.9	51	336000	57300	20.4×10^{-6}	0.02138	1892	1882	4962

注 1: 最高允许温度+70°C的载流量系按基准环境温度+25°C、无日照、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。
注 2: 最高允许温度+80°C的载流量系按基准环境温度+25°C、风速 0.5m/s、日照 0.1W/cm²、海拔高度 1000m 及以下、导线表面黑度为 0.9 条件计算的。

表 D.9 矩形铝导体长期允许载流量

A

导体尺寸 $h \times b$ mm \times mm	单条		双条		三条		四条	
	平放	竖放	平放	竖放	平放	竖放	平放	竖放
40 \times 4	480	503						
40 \times 5	542	562						
50 \times 4	586	613						
50 \times 5	661	692						
63 \times 6.3	910	952	1409	1547	1866	2111		
63 \times 8	1038	1085	1623	1777	2113	2379		
63 \times 10	1168	1221	1825	1994	2381	2665		
80 \times 6.3	1128	1178	1724	1892	2211	2505	2558	3411
80 \times 8	1274	1330	1946	2131	2491	2809	2863	3817
80 \times 10	1472	1490	2175	2373	2774	3114	3167	4222
100 \times 6.3	1371	1430	2054	2253	2633	2985	3032	4043
100 \times 8	1542	1609	2298	2516	2933	3311	3359	4479
100 \times 10	1278	1803	2558	2796	3181	3578	3622	4829
125 \times 6.3	1674	1744	2446	2680	2079	3490	3525	4700
125 \times 8	1876	1955	2725	2982	3375	3813	3847	5129
125 \times 10	2089	2177	3005	3282	3725	4194	4225	5633

注 1: 载流量系按最高允许温度+70℃, 基准环境温度+25℃、无风、无日照条件计算的。

注 2: 导体尺寸中, h 为宽度, b 为厚度。

注 3: 当导体为四条时, 平放、竖放第 2、3 片间距离皆为 50mm。

表 D.10 槽形铝导体长期允许载流量及计算数据

截面尺寸 mm				双槽导 体截面 mm ²	集肤 效应 系数 K ₁	导体载 流量 A	□ □ □			□ □ □			双槽焊成整体时				共振最大 允许距离 cm	
<i>h</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>r</i>				截面 系数 W _y ² cm ²	截面惯 性矩 I _y cm ⁴	惯性 半径 r _y cm	截面 系数 W _x ² cm ²	截面 惯性 矩 I _x ⁴ cm ⁴	惯性 半径 r _x cm	截面 系数 W _{y0} ² cm ²	截面惯 性矩 I _{y0} cm ⁴	惯性 半径 r _{y0} cm	静力 矩 S _{y0} ³ cm ³	双槽 实连 时绝 缘子 间距	双槽 不 实连 时绝 缘子 间距
75	35	4	6	1040	1.012	2280	2.52	6.2	1.09	10.1	41.6	2.83	23.7	89	2.93	14.1		
75	35	5.5	6	1390	1.025	2620	3.17	7.6	1.05	14.1	53.1	2.76	30.1	113	2.85	18.4	178	114
100	45	4.5	8	1550	1.02	2740	4.51	14.5	1.33	22.2	111	3.78	48.6	243	3.96	28.8	205	125
100	45	6	8	2020	1.038	3590	5.9	18.5	1.37	27	135	3.7	58	290	3.85	36	203	123
125	55	6.5	10	2740	1.05	4620	9.5	37	1.65	50	290	4.7	100	620	4.8	63	228	139
150	65	7	10	3570	1.075	5650	14.7	68	1.97	74	560	5.65	167	1260	6.0	98	252	150
175	80	8	12	4880	1.103	6600	25	144	2.4	122	1070	6.05	250	2300	6.9	156	263	147
200	90	10	14	6870	1.175	7550	40	254	2.75	193	1930	7.55	422	4220	7.9	252	285	157
200	90	12	16	8080	1.237	8800	46.5	294	2.7	225	2250	7.6	490	4900	7.9	290	283	157
220	105	12.5	16	9760	1.285	10150	66.5	490	3.2	307	3450	8.5	645	7240	8.7	390	299	163
250	115	12.5	16	10900	1.313	11200	81	660	3.52	360	4500	9.2	824	10300	9.82	495	321	200

注 1: 载流量系按最高允许温度+70℃, 基准环境温度+25℃、无风、无日照条件计算的。
注 2: 截面尺寸中, *h* 为槽形铝导体高度、*b* 为宽度、*c* 为壁厚、*r* 为弯曲半径。

表 D.11 裸导体载流量在不同海拔高度及环境温度下的综合校正系数

导体最高 允许温度 ℃	适用范围	海拔高度 m	实际环境温度 ℃						
			+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+70	屋内矩形、 槽形、管形 导体和不计 日照的屋外 软导线		1.05	1.00	0.94	0.88	0.81	0.74	0.67
+80	计及日照 时屋外软导 线	1000 及以下	1.05	1.00	0.94	0.89	0.83	0.76	0.69
		2000	1.01	0.96	0.91	0.85	0.79		
		3000	0.97	0.92	0.87	0.81	0.75		
		4000	0.93	0.89	0.84	0.77	0.71		
	计及日照 时屋外管形 导体	1000 及以下	1.05	1.00	0.94	0.87	0.80	0.72	0.63
		2000	1.00	0.94	0.88	0.81	0.74		
		3000	0.95	0.90	0.84	0.76	0.69		
		4000	0.91	0.86	0.80	0.72	0.65		

附录 E
(资料性附录)
导体的经济电流密度

E.1 公 式

$$j = \frac{I_{\max}}{S_{ec}} = \sqrt{\frac{A}{F \rho_{20} B \times [1 + \alpha_{20} (\theta_m - 20)]}} \quad (\text{E.1-1})$$

$$CT = CI + I_{\max}^2 RLF \quad (\text{E.1-2})$$

$$F = \frac{N_p N_c \times (\tau P + D) \times \Phi}{1 + i/100} \quad (\text{E.1-3})$$

$$\Phi = \sum_{n=1}^N (r^{n-1}) = \frac{1 - r^N}{1 - r} \quad (\text{E.1-4})$$

$$r = \frac{(1 + a/100)^2 \times (1 + b/100)}{1 + i/100} \quad (\text{E.1-5})$$

以上式中:

j ——导体的经济电流密度, A/mm^2 ;

A ——与导体尺寸有关的单位长度成本的可变部分, 元
 $/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$;

S_{ec} ——导体的经济截面, mm^2 ;

I_{\max} ——第一年导体最大负荷电流, A ;

R ——单位长度的视在交流电阻, Ω/m , $R = \rho_{20} B K_1$, Ω/m ;

- ρ_{20} ——20℃下的电阻率, Ωm ;
 B ——为导体损耗系数, $B = (1+Y_p+Y_s)(1+\lambda_1+\lambda_2)$;
 Y_p ——集肤效应系数;
 Y_s ——邻近效应系数;
 λ_1 ——金属护套的损耗系数;
 λ_2 ——铠装的损耗系数;
 K_1 ——温度系数, $K_1 = 1 + \alpha_{20}(\theta_m - 20)$;
 α_{20} ——导体材料 20℃下电阻的温度系数, $1/^\circ\text{C}$;
 θ_m ——平均导体运行温度, $^\circ\text{C}$ 。
 N_p ——每回路相线数目;
 N_c ——传输同样型号和负荷值的回路数;
 τ ——最大负荷损耗时间, h, $\tau = 0.85T$;
 T ——最大负荷利用时间, h;
 i ——贴现率;
 N ——经济寿命, a;
 a ——负荷增长率;
 b ——能源成本增长率;
 D ——由于线路损耗额外的供电容量的成本, 元/(kW·a);
 CI ——导体本体及安装成本, 元;
 CT ——导体总成本, 元;
 P ——在相关电压水平上 1kWh 的成本, 元/kWh;
 F ——由式 (E.1-3) 定义的辅助量;
 Φ ——由式 (E.1-4) 定义的辅助量;
 r ——由式 (E.1-5) 定义的辅助量。

E.2 经济电流密度曲线

E.2.1 电缆的经济电流密度

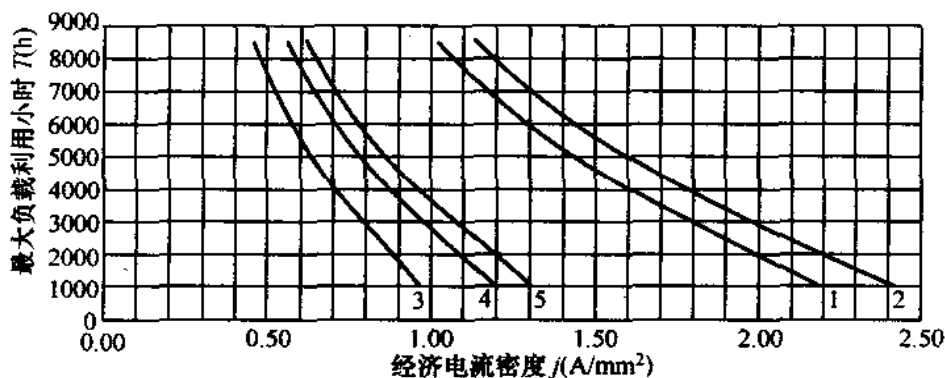
图 E.1 适用于发电厂, 图 E.2 适用于供电单位, 图 E.3 适用于低电价的电力用户, 图 E.4 适用于中电价的电力用户, 图 E.5

适用于高电价的电力用户。

图中曲线 1 适用于 VV-1 三芯、四芯及 VV22-1 三芯型电力电缆。曲线 2 适用于 YJV-10、VV22-1 四芯、YJV-6、YJV22-6 及 YJV22-10 型电力电缆。曲线 3 适用于 VLV-1 三芯、四芯及 VLV22-1 型电力电缆。曲线 4 适用于 YJLV-10、YJLV-6 及 VLV22-1 四芯型电力电缆。曲线 5 适用于 YJLV22-10、YJLV22-6 型电力电缆。

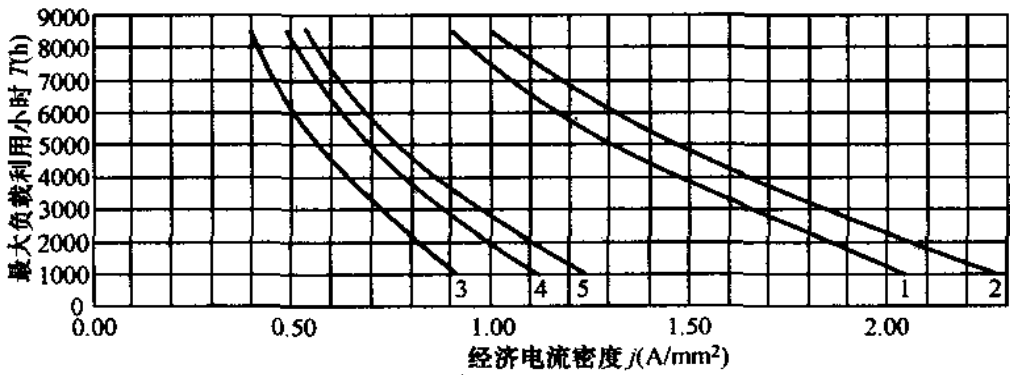
E.2.2 母线的经济电流密度

图 E.6 适用于发电厂，图 E.7 适用于供电单位，图 E.8 适用于低电价的电力用户，图 E.9 适用于中电价的电力用户，图 E.10 适用于高电价的电力用户。各图中曲线 1 适用于矩形铜母线。曲线 2 适用于共箱铜母线。曲线 3 适用于封闭母线。曲线 4 适用于铝锰合金及铝镁合金管形母线。曲线 5 适用于矩形铝母线及槽形母线。曲线 6 适用于铝绞线、钢芯铝绞线、防腐性钢芯铝绞线及轻型钢芯铝绞线，并同样适用于以上型号的分裂导线。曲线 7 适用于共箱铝母线。



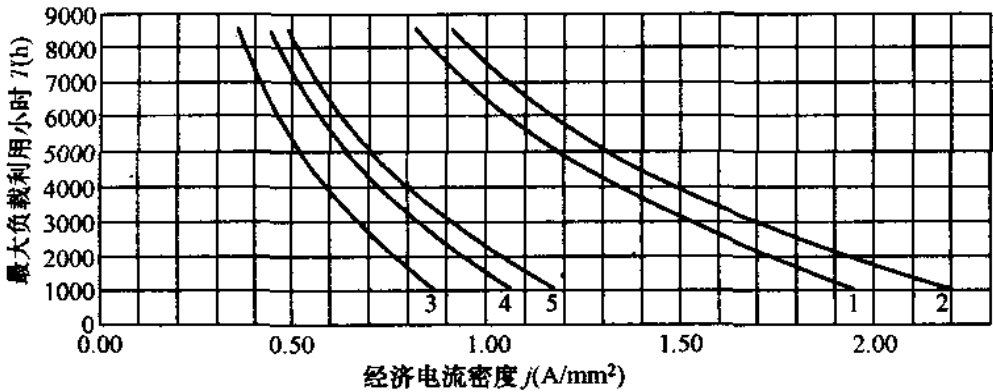
1—VV-1; 2—YJV-10; 3—VLV-1; 4—YJLV-10; 5—YJLV22-10

图 E.1 铜、铝电缆经济电流密度 ($P=0.2$ 元/kWh)



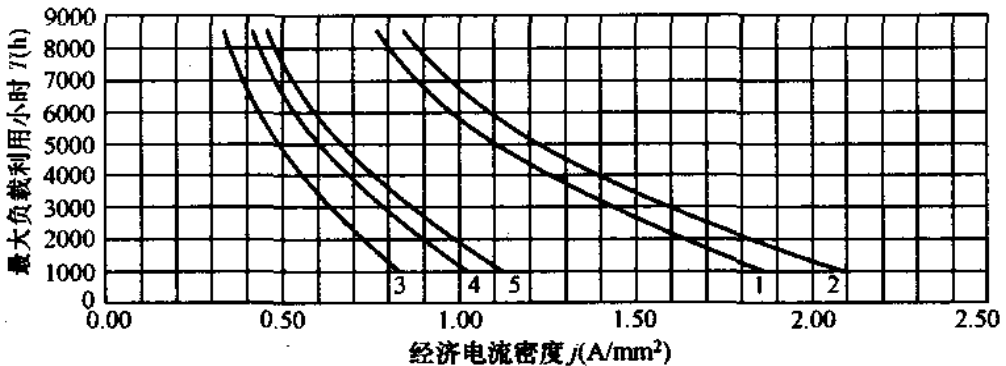
1—VV-1; 2—YJV-10; 3—VLV-1; 4—YJLV-10; 5—YJLV22-10

图 E.2 铜、铝电缆经济电流密度 ($P=0.27$ 元/kWh)



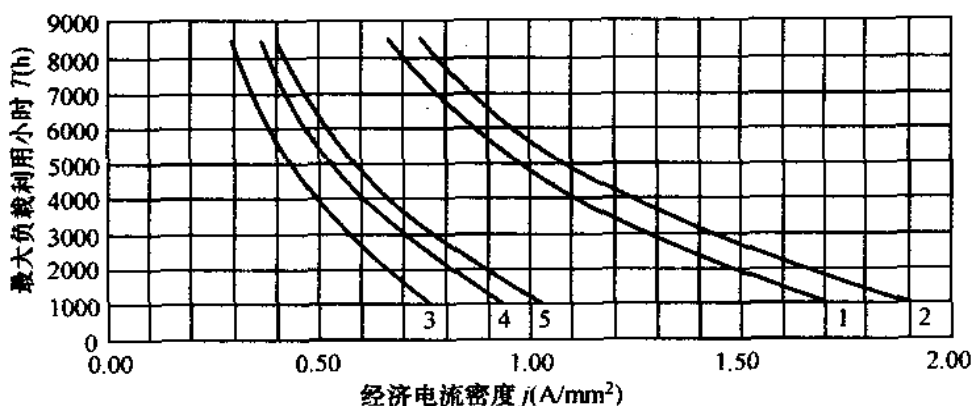
1—VV-1; 2—YJV-10; 3—VLV-1; 4—YJLV-10; 5—YJLV22-10

图 E.3 铜、铝电缆经济电流密度 ($P=0.327$ 元/kWh)



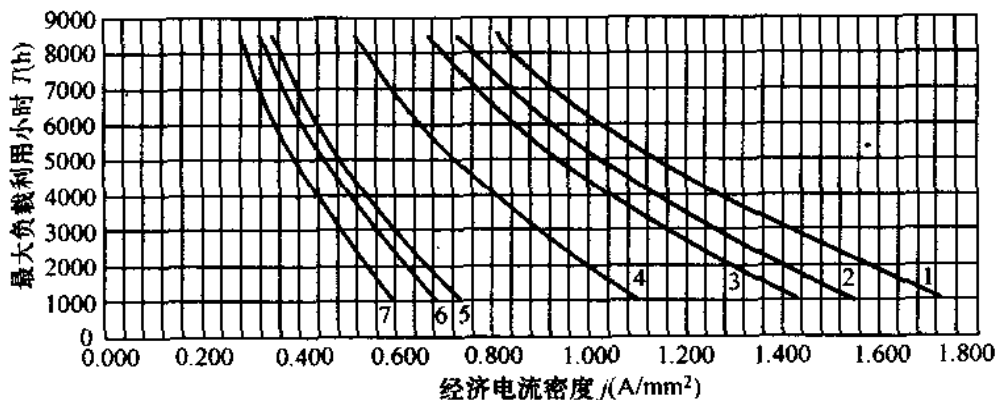
1—VV-1; 2—YJV-10; 3—VLV-1; 4—YJLV-10; 5—YJLV22-10

图 E.4 铜、铝电缆经济电流密度 ($P=0.383$ 元/kWh)



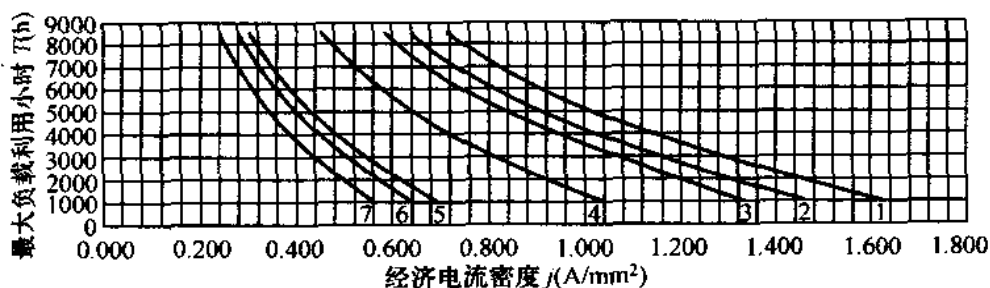
1—VV-1; 2—YJV-10; 3—VLV-1; 4—YJLV-10; 5—YJLV22-10

图 E.5 铜、铝电缆经济电流密度 ($P=0.514$ 元/kWh)



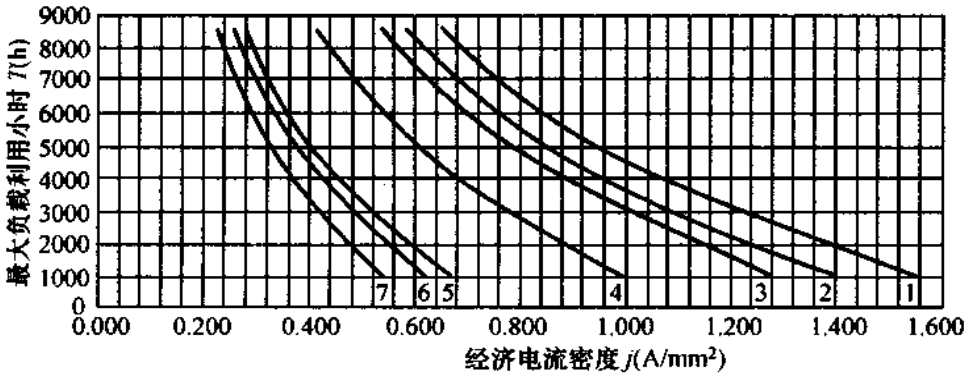
1—矩形铜母线; 2—共箱铜母线; 3—封闭母线; 4—铝锰合金管形母线;
5—矩形铝母线; 6—铝绞线; 7—共箱铝母线

图 E.6 铜、铝母线经济电流密度 ($P=0.2$ 元/kWh)



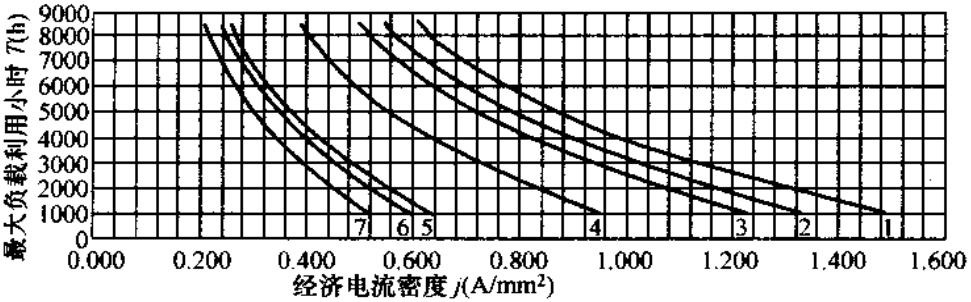
1—矩形铜母线; 2—共箱铜母线; 3—封闭母线; 4—铝锰合金管形母线;
5—矩形铝母线; 6—铝绞线; 7—共箱铝母线

图 E.7 铜、铝母线经济电流密度 ($P=0.27$ 元/kWh)



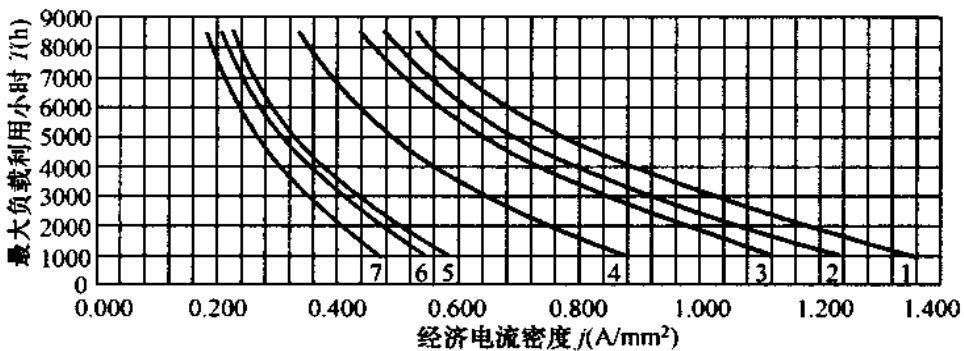
- 1—矩形铜母线；2—共箱铜母线；3—封闭母线；4—铝锰合金管形母线；
5—矩形铝母线；6—铝绞线；7—共箱铝母线

图 E.8 铜、铝母线经济电流密度 ($P=0.327$ 元/kWh)



- 1—矩形铜母线；2—共箱铜母线；3—封闭母线；4—铝锰合金管形母线；
5—矩形铝母线；6—铝绞线；7—共箱铝母线

图 E.9 铜、铝母线经济电流密度 ($P=0.383$ 元/kWh)



- 1—矩形铜母线；2—共箱铜母线；3—封闭母线；4—铝锰合金管形母线；
5—矩形铝母线；6—铝绞线；7—共箱铝母线

图 E.10 铜、铝母线经济电流密度 ($P=0.514$ 元/kWh)

E.3 说 明

E.3.1 经济电流密度是寻求使导体在寿命期内具有最佳经济性的截面，在选择导体时只作为参考。

E.3.2 在大电流和年运行小时数大的回路中，选择铜导体比铝导体更能同时满足经济性最佳和技术性合理的双重要求。

附 录 F
(规范性附录)
短路电流实用计算

F.1 短路电流计算条件

短路电流实用计算中, 采用以下假设条件和原则:

- F.1.1** 正常工作时三相系统对称运行。
- F.1.2** 所有电源的电动势相位角相同。
- F.1.3** 系统中的同步和异步电动机均为理想电动机, 不考虑电机磁饱和、磁滞、涡流及导体集肤效应等影响; 转子结构完全对称; 定子三相绕组结构完全相同, 空间位置相差 120° 电气角度。
- F.1.4** 电气系统中各元件的磁路不饱和, 即带铁心的电气设备电抗值不随电流大小发生变化。
- F.1.5** 电力系统中所有电源都在额定负荷下运行, 其中 50% 负荷接在高压母线上。
- F.1.6** 同步电机都具有自动调整励磁装置 (包括强行励磁)。
- F.1.7** 短路发生在短路电流最大值的瞬间。
- F.1.8** 不考虑短路点的电弧阻抗和变压器的励磁电流。
- F.1.9** 除计算短路电流的衰减时间常数和低压网络的短路电流外, 元件的电阻都略去不计。
- F.1.10** 元件的计算参数均取其额定值, 不考虑参数的误差和调整范围。
- F.1.11** 输电线路的电容略去不计。
- F.1.12** 用概率统计法制定短路电流运算曲线。

F.2 三相短路电流周期分量计算

F.2.1 网络简化

F.2.1.1 高压短路电流计算宜用标么值计算，基准容量可取 $S_j=100\text{MVA}$ 或 $S_j=1000\text{MVA}$ ；基准电压可取 $U_j=1.05U_N$ （额定电压）。

F.2.1.2 对短路点的电气距离大致相等的同类型发电机可合并为一台等值发电机。

F.2.1.3 同电位的点可以短接，其间的电抗可以略去。

F.2.1.4 计算电抗 X_{js} 可按式 (F.2.1.4) 计算：

$$X_{js} = X_* \frac{S_N}{S_j} \quad (\text{F.2.1.4})$$

式中：

X_* ——电源到短路点的合成阻抗标么值；

S_N ——电源额定容量，MVA；

S_j ——基准容量，MVA。

F.2.2 无限大电源供给的短路电流

当供电电源为无穷大或计算电抗 $X_{js} \geq 3$ 时，不考虑短路电流周期分量的衰减，此时：

$$I_{zt} = I'' = I_\infty = \frac{I_j}{X_{js}} \quad (\text{F.2.2})$$

式中：

I_{zt} ——短路电流 t_s 周期分量的有效值，kA；

I'' ——短路电流周期分量的起始有效值，kA；

I_∞ ——时间为无穷大短路电流周期分量的有效值，kA；

I_j ——标么制计算中的电流基准值，kA。

F.2.3 有限电源供给的短路电流

根据 X_{js} 查用相应的发电机运算曲线（参见图 F.1～图 F.9），

即可得短路电流周期分量的标么值 I_s ，有名值按下式计算：

$$I'' = I''_0 I_N \quad (\text{F.2.3-1})$$

$$I_{zt} = I_{*zt} I_N \quad (\text{F.2.3-2})$$

式中：

I_N —— 电源的额定电流，kA；

I''_0 —— 0s 周期分量标么值；

I_{*zt} —— $t\text{s}$ 周期分量标么值。

F.2.4 关于同步调相机和同步电动机

在电网中，如果接有同步调相机和同步电动机，应将其视作附加电源，短路电流的计算方式与发电机相同。

F.2.5 励磁参数对计算结果的修正

制定运算曲线时，强励顶值倍数取 1.8 倍，励磁回路时间常数，汽轮发电机取 0.25s ，水轮发电机取 0.02s ，能够代表当前电

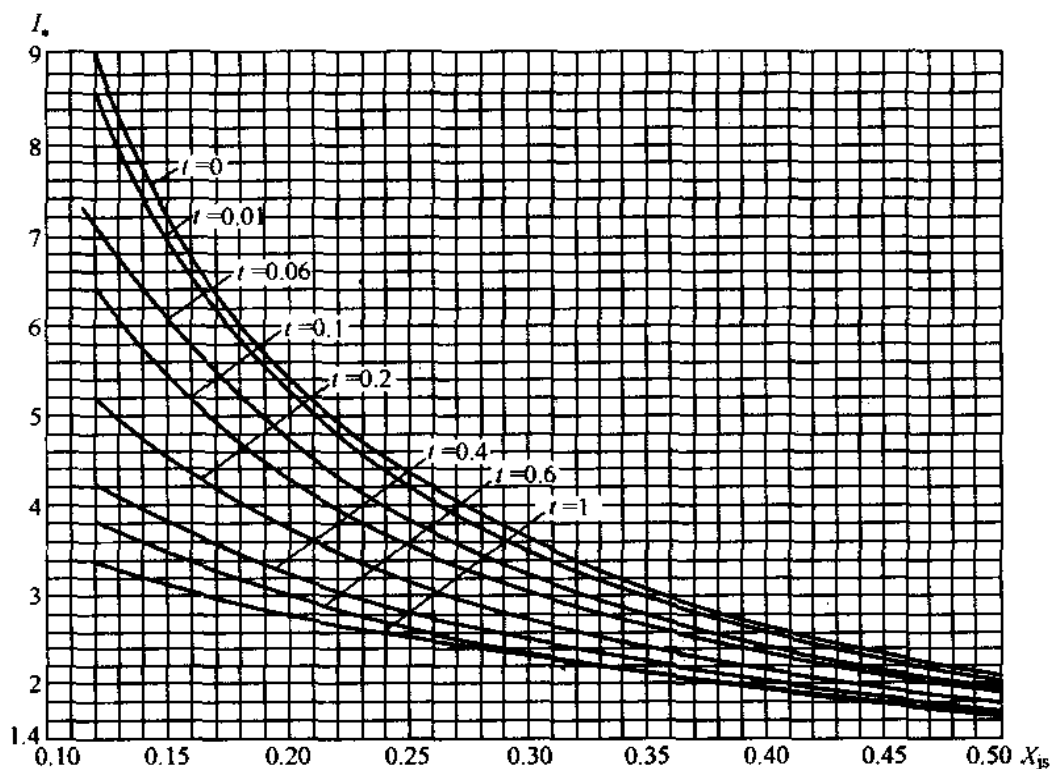


图 F.1 汽轮发电机运算曲线（一）（ $X_{js}=0.12\sim 0.50$ ）

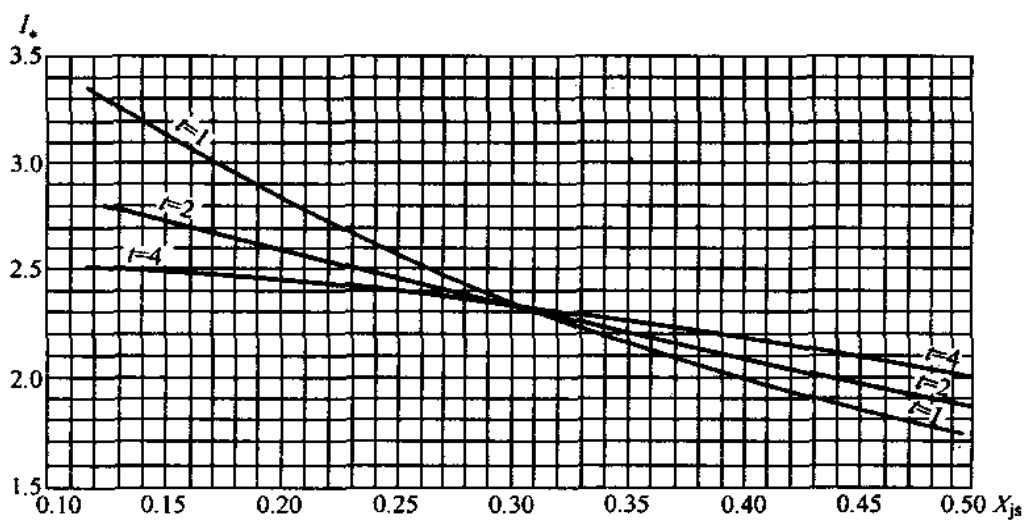


图 F.2 汽轮发电机运算曲线 (二) ($X_{js}=0.12\sim 0.50$)

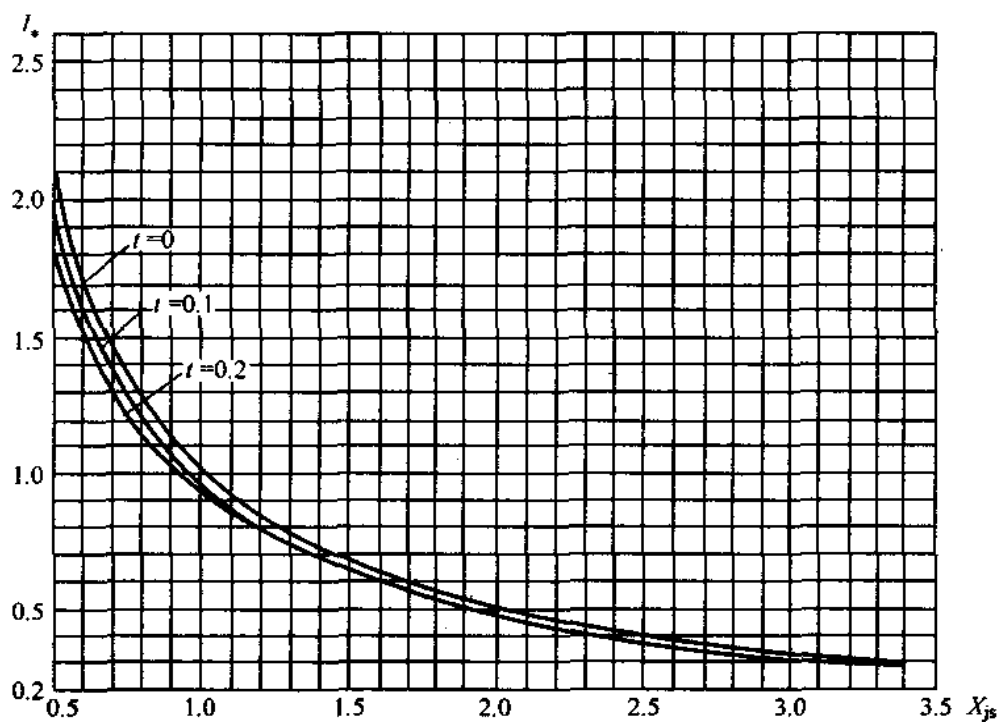
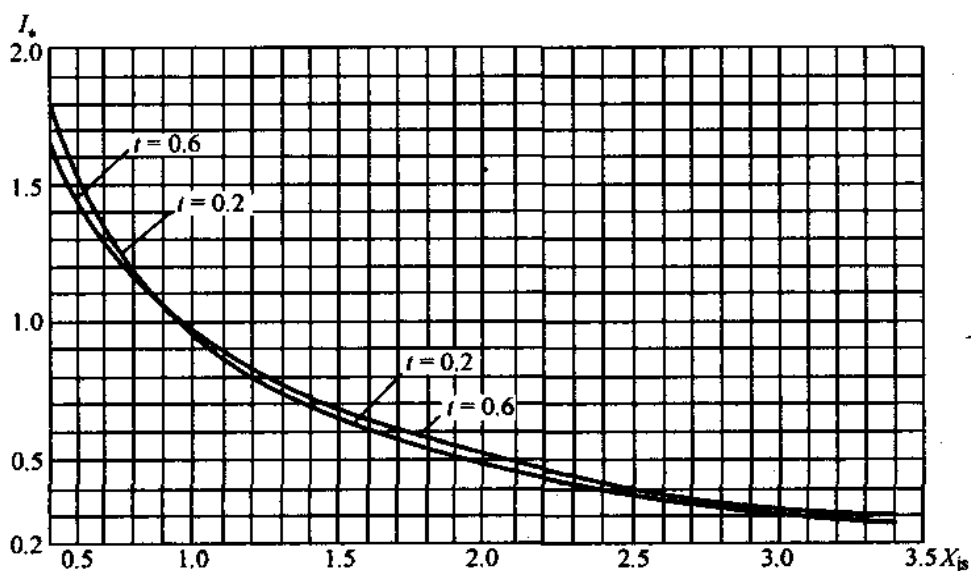
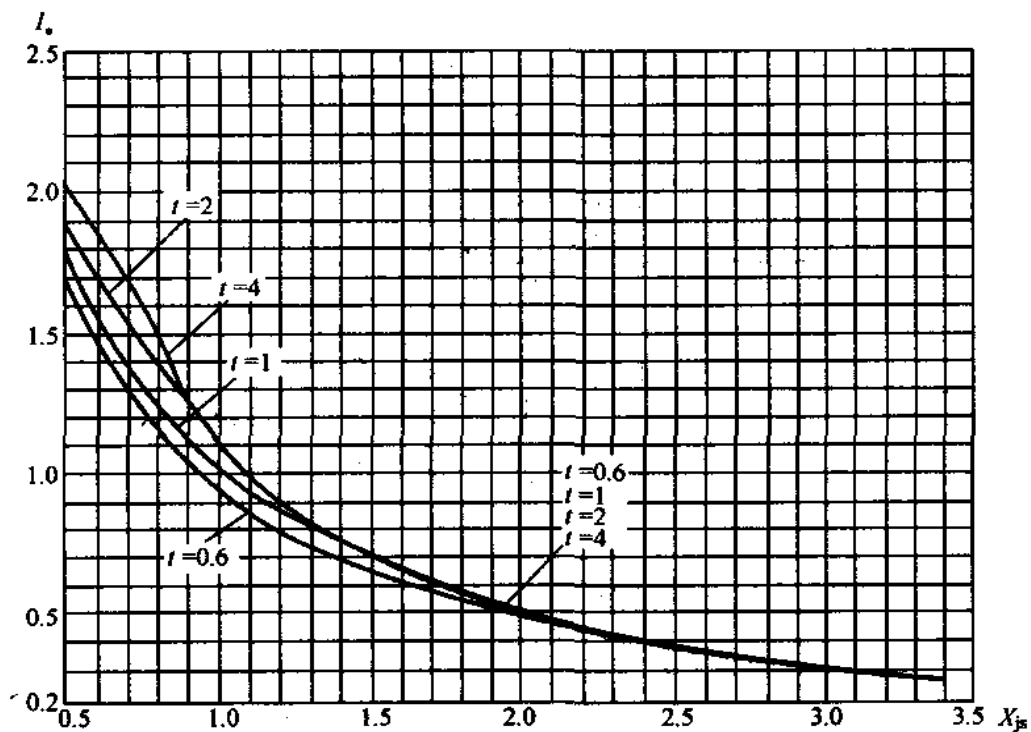


图 F.3 汽轮发电机运算曲线 (三) ($X_{js}=0.50\sim 3.45$)

图 F.4 汽轮发电机运算曲线 (四) ($X_{js}=0.50\sim 3.45$)图 F.5 汽轮发电机运算曲线 (五) ($X_{js}=0.50\sim 3.45$)

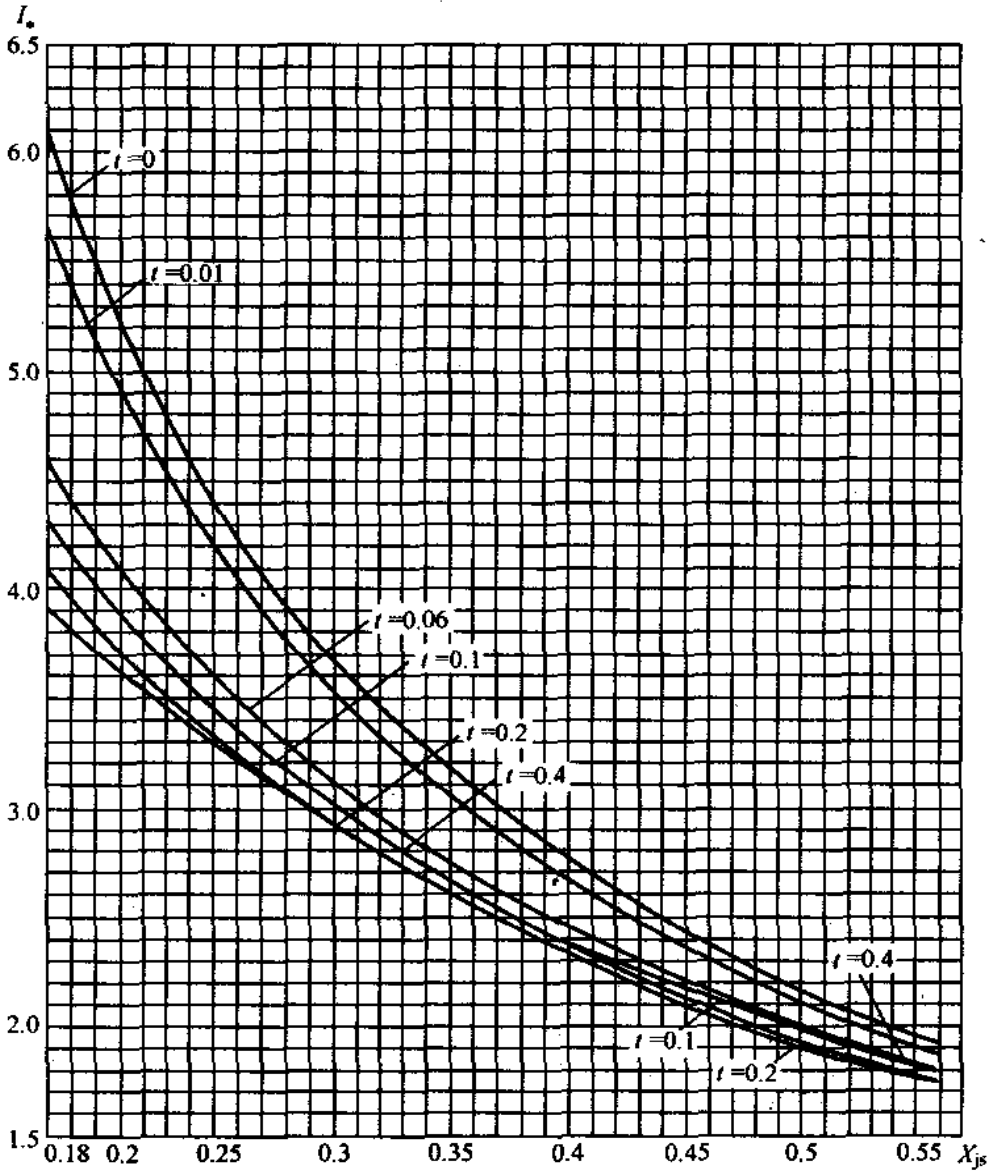


图 F.6 水轮发电机运算曲线 (一) ($X_{js}=0.18\sim 0.56$)

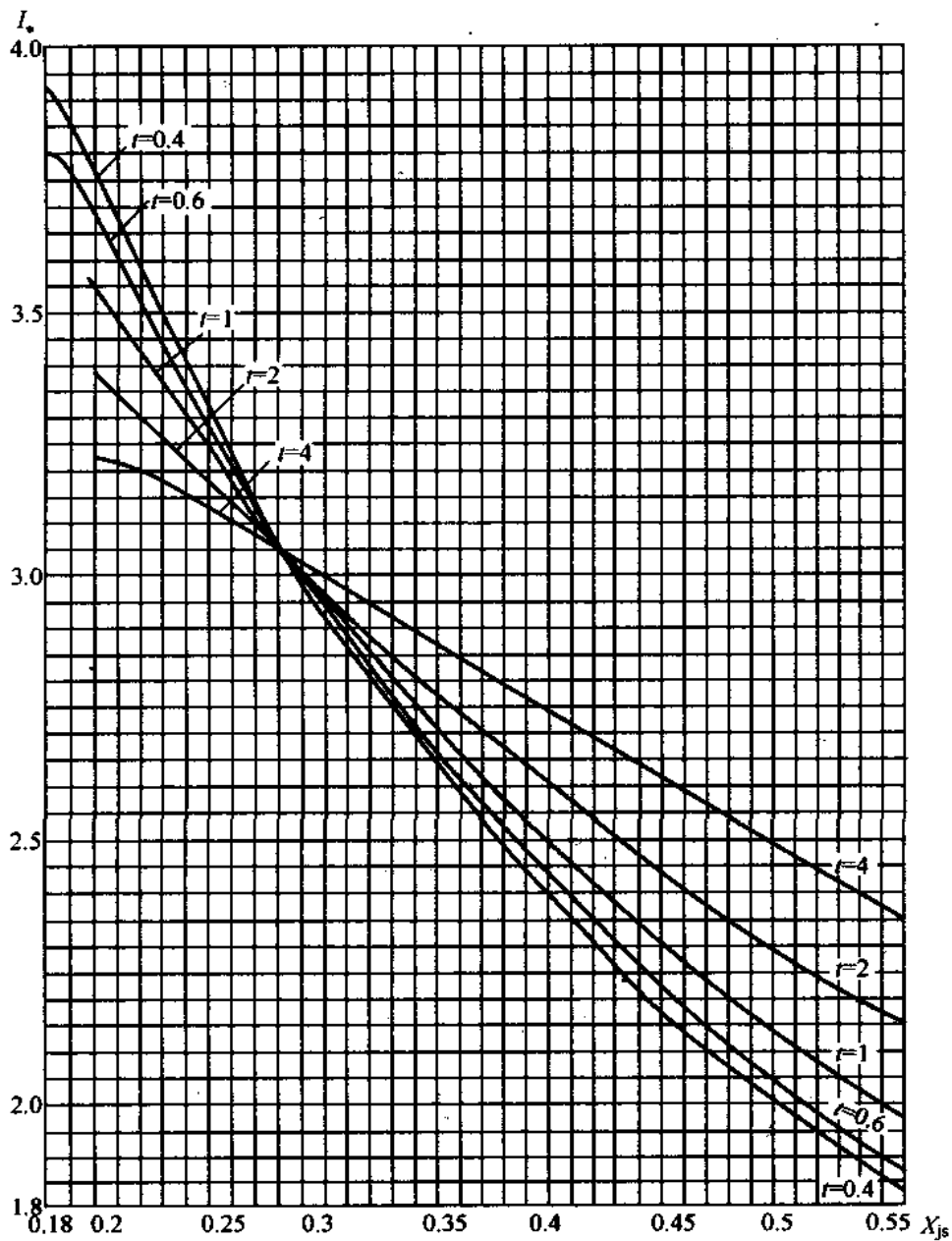


图 F.7 水轮发电机运算曲线 (二) ($X_{js}=0.18\sim 0.56$)

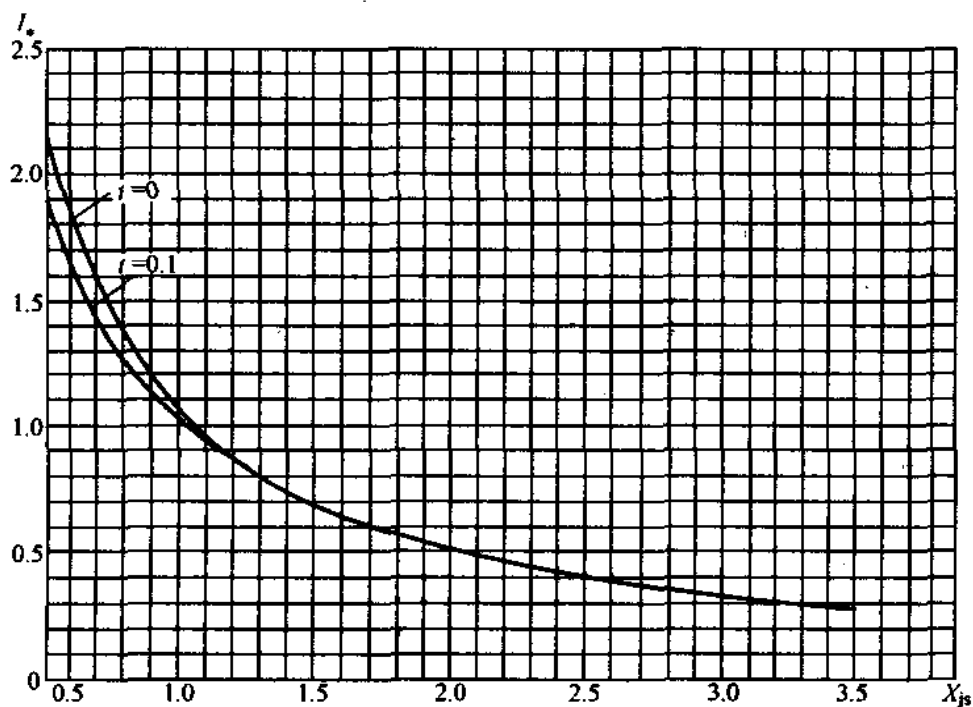


图 F.8 水轮发电机运算曲线 (三) ($X_{js}=0.50\sim 3.50$)

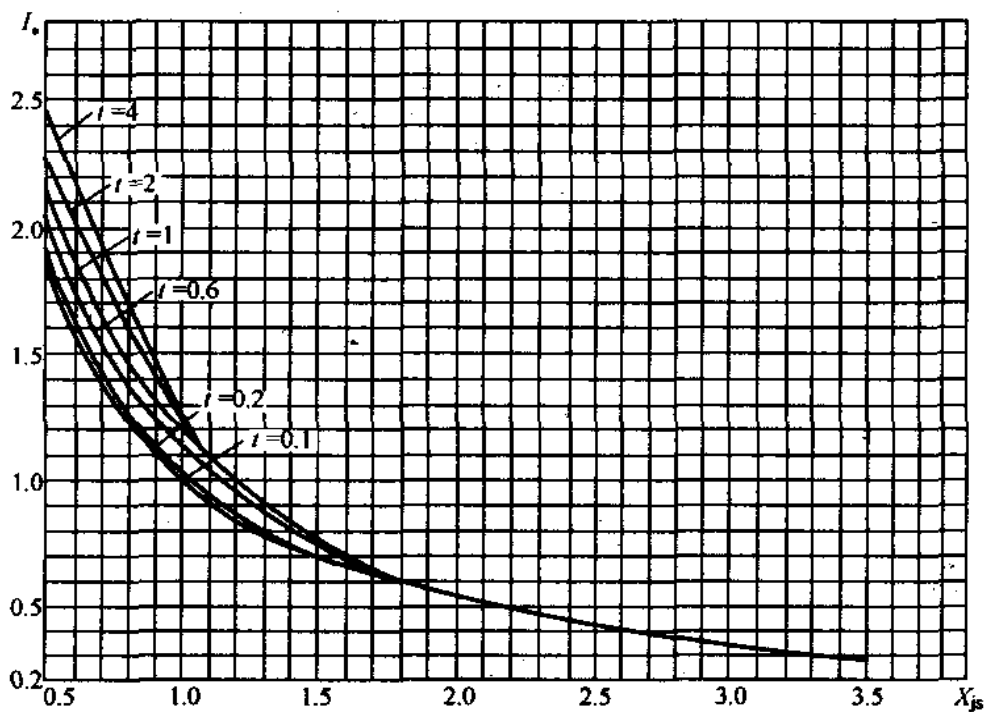


图 F.9 水轮发电机运算曲线 (四) ($X_{js}=0.50\sim 3.50$)

力系统机组的状况，一般情况下，不必进行修正。当机组励磁方式特殊，其励磁顶值倍数大于 2.0 倍时，可用下式进行校正：

$$\Delta I_{*zt} = (U_{Lmax} - 1.8) \Delta K_L I_{*zt} \quad (F.2.5)$$

式中：

ΔI_{*zt} —— 强励倍数大于 1.8 时，引起短路电流的增量标么值；

U_{Lmax} —— 机组的强励顶值倍数；

I_{*zt} —— 根据计算电抗查运算曲线所得的 t_s 周期分量标么值；

ΔK_L —— 励磁顶值校正系数，可由表 F.2.5 查取。

表 F.2.5 发电机励磁顶值校正系数 ΔK_L

发电机	t s	计算电抗 X_{js}	ΔK_L	备注
汽轮	0.6	≤ 0.15	0.1	X_{js} 小者用较大的 ΔK_L 值
	1	≤ 0.5	0.2	
	2	≤ 0.55	0.4~0.3	
	4	≤ 0.55	0.5~0.4	
水轮	0.6	≤ 1	0.12~0.18	X_{js} 小者用较大的 ΔK_L 值
	1	≤ 0.8	0.25	
	2	≤ 0.8	0.35	
	4	≤ 0.6	0.5	

注：计算电抗不在表中计算范围以内可不校正。

励磁回路的时间常数，在 (0.02~0.56) s 的范围内，其对短路电流的影响不超过 5%。因此，计算时可不修正。

F.2.6 时间常数引起的修正

制作曲线时，同步发电机的标准参数如表 F.2.6 所示。当实际发电机的时间常数与标准参数差异较大时，应对短路时间 t 进行修正换算，然后用换算过的时间 t'' (或 t') 查曲线，以求得 t s 实际短路电流。

当 $t \leq 0.06$ s 时：

$$t'' = \frac{T_d''(B)}{T_d''} t \quad (\text{F.2.6-1})$$

$$\left. \begin{aligned} T_d''(B) &= \frac{X_d''(B)}{X_d'(B)} T_{d0}''(B) \\ T_d'' &= \frac{X_d''}{X_d'} T_{d0}'' \end{aligned} \right\} \quad (\text{F.2.6-2})$$

式中:

T_{d0}'' , $T_{d0}''(B)$ ——发电机的开路次暂态时间常数;

T_d'' , $T_d''(B)$ ——发电机的短路次暂态时间常数;

X_d'' , $X_d''(B)$ ——发电机的次暂态电抗;

X_d' , $X_d'(B)$ ——发电机的暂态电抗。

当 $t > 0.06\text{s}$ 时:

$$t' = \frac{T_d'(B)}{T_d'} t \quad (\text{F.2.6-3})$$

$$\left. \begin{aligned} T_d'(B) &= \frac{X_d'(B)}{X_d(B)} T_{d0}'(B) \\ T_d' &= \frac{X_d'}{X_d} T_{d0}' \end{aligned} \right\} \quad (\text{F.2.6-4})$$

式中:

T_{d0}' , $T_{d0}'(B)$ ——发电机的开路暂态时间常数;

T_d' , $T_d'(B)$ ——发电机的短路暂态时间常数;

X_d' , $X_d'(B)$ ——发电机的暂态电抗;

X_d , $X_d(B)$ ——发电机的同步电抗。

以上各式带有标号 (B) 者是标准参数; 不带标号 (B) 者是发电机的实际参数。

表 F.2.6 同步发电机的标准参数

机型	$X_d(B)$	$X'_d(B)$	$X''_d(B)$	$T'_{d0}(B)$	$T''_{d0}(B)$	$T'_d(B)$	$T''_d(B)$
汽轮发电机	1.9040	0.2150	0.1385	9.0283	0.1819	1.0195	0.1172
水轮发电机	0.9851	0.3025	0.2055	5.9000	0.0673	1.8117	0.0457

F.3 三相短路电流非周期分量

F.3.1 基本公式

一个支路的短路电流非周期分量可按下式计算。

起始值:

$$i_{fz0} = -\sqrt{2}I'' \quad (\text{F.3.1-1})$$

t s 值:

$$i_{fz} = i_{fz0} e^{-\frac{\omega t}{T_a}} = -\sqrt{2}I'' e^{-\frac{\omega t}{T_a}} \quad (\text{F.3.1-2})$$

式中:

ω ——角频率, $\omega = 2\pi f = 314.16$;

T_a ——衰减时间常数, $T_a = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma}$ 。

F.3.2 多支路迭加法

复杂网络中各独立支路的 T_a 值相差较大时, 不宜采用极限法, 而应分别进行计算。

衰减时间常数 T_a 相近的分支可以归并化简。复杂网络常常能够近似地化简为具有 (3~4) 个独立分支的等效网络, 多数情况下甚至可以化简为二支等效网络, 一支是系统支路, 通常 $T_a \leq 15$; 另一支路是发电机支路, 通常 $15 < T_a < 80$ 。

两个以上支路的短路电流非周期分量可按下式计算。

起始值:

$$i_{fz0} = -\sqrt{2}(I''_1 + I''_2 + \dots + I''_n) \quad (\text{F.3.2-1})$$

t s 值:

$$i_{fz} = -\sqrt{2}(I_1'' e^{-\frac{\alpha t}{T_{a1}}} + I_2'' e^{-\frac{\alpha t}{T_{a2}}} + \dots + I_n'' e^{-\frac{\alpha t}{T_{an}}}) \quad (\text{F.3.2-2})$$

式中:

I_1'' , I_2'' , I_n'' ——各支路短路电流周期分量起始值, kA;

T_{a1} , T_{a2} , T_{an} ——各支路衰减时间常数。

F.3.3 衰减时间常数 T_a

在进行各个支路衰减时间常数计算时, 其电抗应取归并到短路点的等值电抗(归并时, 假定各元件的电阻为零), 其电阻应取归并到短路点的等值电阻(归并时, 假定各元件的电抗为零)。

若需要计算短路点的综合的等效时间常数 T_a , 可将由式(F.3.2-2)所算出之 i_{fz} 代入式(F.3.1-2)中求算。在做粗略计算时, T_a 可直接选用表 F.3.3-1 中推荐的数值。

表 F.3.3-1 不同短路点等效时间常数的推荐值

短 路 点	T_a	短 路 点	T_a
汽轮发电机端	80	高压侧母线 [主变压器在 (10~100) MVA 之间]	35
水轮发电机端	60	远离发电厂的短路点	15
高压侧母线 (主变压器在 100MVA 以上)	40	发电机在出线电抗器之后	40

在求算短路点各支路的衰减时间常数时, 如果缺乏电力系统各元件本身的 X/R 数据时, 可选用表 F.3.3-2 所列推荐值。

表 F.3.3-2 电力系统各元件的 X/R 值

名 称	变化范围	推荐值
有阻尼绕组的水轮发电机	35~95	60
75MW 及以上的汽轮发电机	65~120	90
75MW 以下的汽轮发电机	40~95	70
变压器 (100~360) MVA	17~36	25
变压器 (10~90) MVA	10~20	15
电抗器 1000A 及以下	15~52	25

表 F.3.3-2 (续)

名 称	变化范围	推荐值
电抗器大于 1000A	40~65	40
架空线路	0.2~14	6
三芯电缆	0.1~1.1	0.8
同步调相机	34~56	40
同步电动机	9~34	20

F.4 三相短路电流的冲击电流和全电流计算

F.4.1 冲击电流

冲击电流 i_{ch} 按式 (F.4.1-1) 计算:

$$i_{ch} = \sqrt{2} K_{ch} I'' \quad (F.4.1-1)$$

$$K_{ch} = 1 + e^{-\frac{0.01\omega}{T_s}} \quad (F.4.1-2)$$

式中:

K_{ch} ——冲击系数, 可按表 F.4.1 选用。

表 F.4.1 不同短路点的冲击系数推荐值

短 路 点	推 荐 值
发电机端	1.90
发电厂高压侧母线及发电机电压电抗器后	1.85
远离发电厂的地点	1.80

F.4.2 全电流

短路电流全电流最大有效值 I_{ch} 按式 (F.4.2) 计算:

$$I_{ch} = I'' \sqrt{1 + 2(K_{ch} - 1)^2} \quad (F.4.2)$$

F.5 不对称短路电流计算

F.5.1 序网

不对称短路电流计算宜采用对称分量法。正序和负序网络与

三相短路时的网络相同。零序网络由电力系统元件的零序阻抗构成，在零序闭合回路中，至少应有一个中性点直接接地。

正序阻抗和不旋转元件（变压器、电抗器等）的负序阻抗，均取计算三相短路的阻抗；零序阻抗和旋转元件（发电机、调相机等）的负序阻抗取制造厂提供的数据。

发电机和变压器的中性点若系经过阻抗接地，则必须将阻抗增加 3 倍后始能并入零序网络。

变压器的零序阻抗不仅与构造有关，尚与各绕组的连接方式有关，计算时应根据工程实际情况确定。

F.5.2 合成阻抗

计算不对称短路，首先应求出正序短路电流。正序短路电流的合成阻抗标么值可由式 (F.5.2-1) 计算：

$$X_* = X_{1\Sigma} + X_{\Delta}^{(n)} \quad (\text{F.5.2-1})$$

$$\text{三相短路: } X_{\Delta}^{(3)} = 0$$

$$\text{二相短路: } X_{\Delta}^{(2)} = X_{2\Sigma}$$

$$\text{单相短路: } X_{\Delta}^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$$

$$\text{二相接地短路: } X_{\Delta}^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$$

式中：

$X_{1\Sigma}$ —— 正序网络的合成阻抗标么值；

$X_{2\Sigma}$ —— 负序网络的合成阻抗标么值；

$X_{0\Sigma}$ —— 零序网络的合成阻抗标么值；

$X_{\Delta}^{(n)}$ —— 附加阻抗，与短路类型有关，上角符号表示短路的类型。

计算电抗的算式为：

$$X_{js}^{(n)} = \left(1 + \frac{X_{\Delta}^{(n)}}{X_{1\Sigma}} \right) X_{js}^{(3)} = X_* \frac{S_N}{S_j} \quad (\text{F.5.2-2})$$

F.5.3 正序短路电流 $I_{d1}^{(n)}$

各种短路型式的正序短路电流 $I_{d1}^{(n)}$ 的计算方法与三相短路电流相同。在计算电抗 $X_{js}^{(n)} \geq 3$ 时，按式 (F.2.2) 计算；在有限电源系统中，查发电机运算电线，按式 (F.2.3-1) 和式 (F.2.3-2) 计算。

F.5.4 合成电流 I_d

短路点的短路电流合成电流 I_d 可用式 (F.5.4) 计算：

$$I_d^{(n)} = m I_{d1}^{(n)} \quad (\text{F.5.4})$$

三相短路： $m = 1$

二相短路： $m = \sqrt{3}$

单相短路： $m = 3$

二相接地短路： $m = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$

式中：

m —— I_d 与正序电流之比。

在小接地电流电网中，两相接地短路电流的计算方法与两相短路的情况相同。

在计算非周期分量时，非周期分量的衰减时间常数，理论上是不同的。但一般取 $T_a^{(1)} \approx T_a^{(2)} \approx T_a^{(1.1)} \approx T_a^{(3)}$ 。

F.6 短路电流热效应计算

F.6.1 基本公式

短路电流在导体和电器中引起的热效应 Q_f 按式 (F.6.1) 计算：

$$Q_f = \int_0^t i_{\omega}^2 dt \quad (\text{F.6.1})$$

$$\approx Q_z + Q_f$$

式中：

Q_z —— 短路电流周期分量引起的热效应, kA^2s ;

Q_f —— 短路电流非周期分量引起的热效应, kA^2s ;

i_{dt} —— 短路电流瞬时值, kA ;

t —— 短路持续时间, s 。

F.6.2 短路电流周期分量热效应 Q_z

短路电流周期分量引起的热效应 Q_z 按式 (F.6.2) 计算:

$$Q_z = \frac{(I''^2 + 10I_{u/2}^2 + I_u^2)t}{12} \quad (\text{F.6.2})$$

式中:

$I_{u/2}$ —— 短路电流在 $(t/2)$ s 时的周期分量有效值, kA 。

当为多支路向短路点供给短路电流时, I'' 、 $I_{u/2}$ 和 I_u 分别为各个支路短路电流之和。

F.6.3 短路电流非周期分量热效应 Q_f

表 F.6.3 非周期分量等效时间

s

短 路 点	T	
	$t \leq 0.1$	$t > 0.1$
发电机出口及母线	0.15	0.2
发电厂升高电压母线及出线发电机 电压电抗器后	0.08	0.1
变电所各级电压母线及出线	0.05	

短路电流非周期分量引起的热效应 Q_f 按式 (F.6.3) 计算:

$$Q_f = \frac{T}{\omega} (1 - e^{-\frac{2\omega T}{T_s}}) I''^2 = T I''^2 \quad (\text{F.6.3})$$

式中:

T —— 等效时间, s , 为简化工程计算, 可按表 F.6.3 查得。

F.6.4 校验热效应的计算时间

校验热效应的计算时间取短路持续时间 t , 并按式 (F.6.4) 计算:

$$t = t_b + t_d \quad (\text{F.6.4})$$

式中:

t_b ——继电保护装置动作时间, s;

t_d ——断路器的全分闸时间, s。

F.7 大容量并联电容器组的短路电流计算

F.7.1 一般规定

下列情况可不考虑并联电容器组对短路电流的影响:

- 1 短路点在出线电抗器后;
- 2 短路点在主变压器的高压侧;
- 3 不对称短路;
- 4 计算 t_s 周期分量有效值, 当 $M = \frac{X_s}{X_L} < 0.7$ 时;

或者

对于采用 (5~6) % 串联电抗器的电容器装置 $\frac{Q_c}{S_d} < 5\%$ 时;

对于采用 (12~13) % 串联电抗器的电容器装置 $\frac{Q_c}{S_d} < 10\%$ 时。

式中:

Q_c ——并联电容器装置的总容量, Mvar;

S_d ——并联电容器装置安装地点的短路容量, MVA;

M ——系统电抗与电容器装置串联电抗的比值;

X_s ——归算到短路点的系统电抗;

X_L ——电容器装置的串联电抗。

采用阻尼措施 (例如在串联电抗器两端并入一个不大的电阻), 使得电容器组的衰减时间常数 $T_c < 0.025\text{s}$ 时, 能够有效地抑制并联电容器组对短路电流的影响。

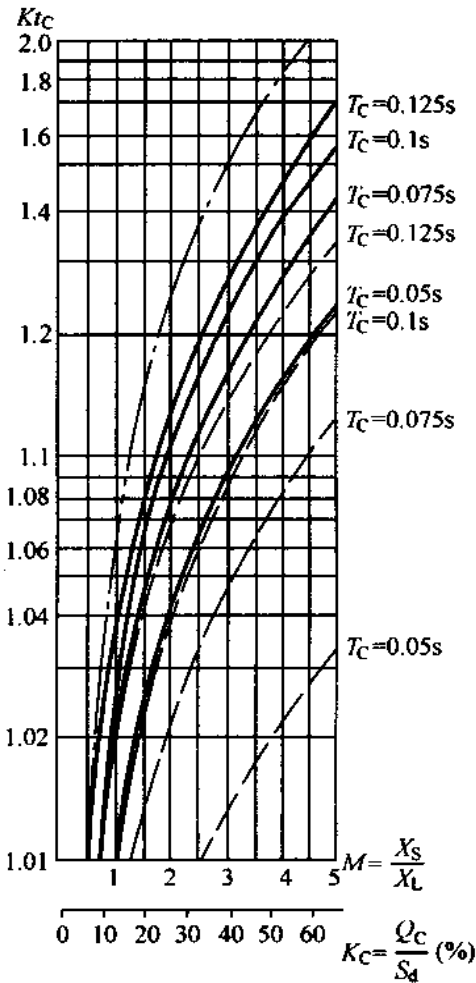
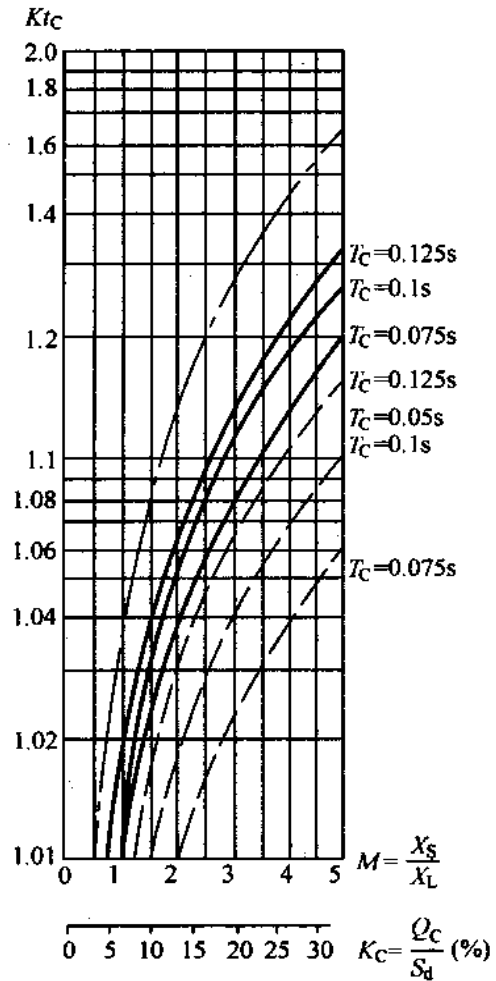
F.7.2 t_s 短路电流的计算

短路点的 t_s 短路电流周期分量按下式计算:

$$I_{zt} = K_{tc} I_{ts}$$

(F.7.2)

式中:

 I_{ts} ——系统供给的三相短路电流 t_s 周期分量有效值, kA; K_{tc} ——考虑电容器助增作用的校正系数, 由图 F.10 和图 F.11 查得。图 F.10 电容器装置助增
校正系数曲线 $M = 12\%$ 图 F.11 电容器装置助增
校正系数曲线 $M = 6\%$

F.7.3 冲击电流计算

短路点的冲击短路电流按式 (F.7.3) 计算:

$$i_{ch} = K_{chc} i_{chs} \quad (\text{F.7.3})$$

式中:

i_{chs} ——系统供给的冲击电流, kA;

K_{chc} ——考虑电容器助增作用的冲击校正系数, 由图 F.12 和图 F.13 查得。

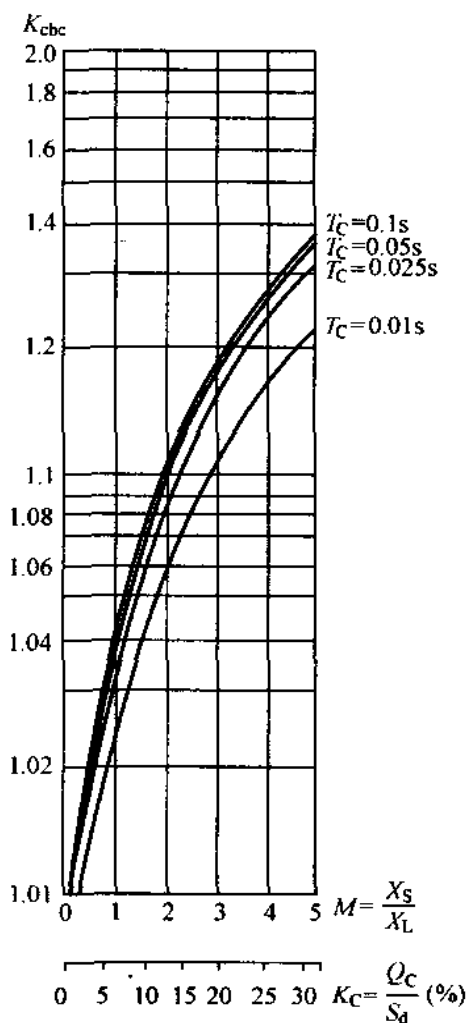


图 F.12 电容器装置助增
冲击校正系数曲线
 $M = 6\%$

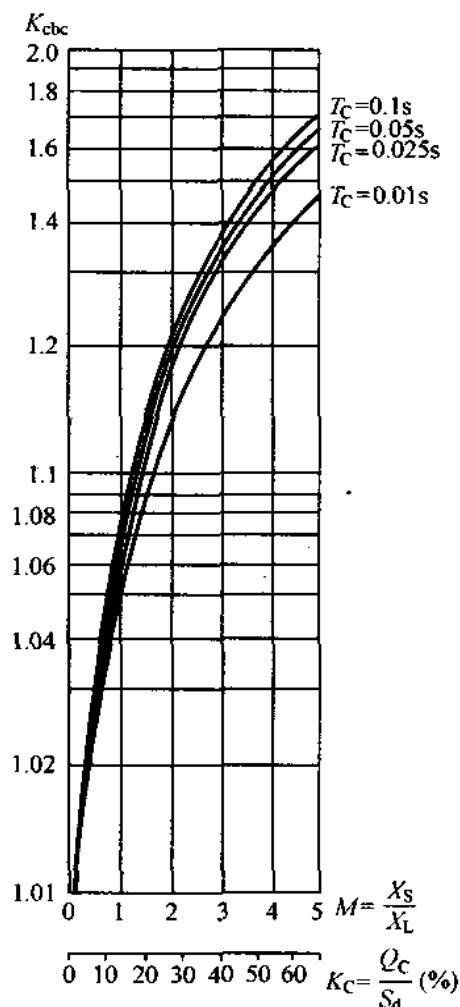


图 F.13 电容器装置助增
冲击校正系数曲线
 $M = 13\%$

附录 G

(资料性附录)

有关法定计量单位名称、符号及换算表

表 G.1 有关法定计量单位名称、符号及换算

量的名称及符号	单位名称	单位符号	换算关系						
时间 <i>t</i>	天(日) (小)时 分 秒 毫秒	d h min s ms	1d=24h=86400s 1h=60min=3600s 1s=1000ms						
长度 <i>l, (L)</i>	米 厘米 毫米	m cm mm	米 m	毫米 mm	英寸 in	英尺 ft	海里 n.mile	英里 mile	码 yd
			1	1×10^3	39.37	3.281	0.54×10^{-3}	6.2137×10^{-4}	1.0936
			10^{-3}	1	3.937×10^{-2}	3.281×10^{-3}	0.54×10^{-6}	6.2137×10^{-7}	1.0936×10^{-3}
			2.54×10^{-2}	25.4	1	8.333×10^{-2}	1.371×10^{-5}	1.5783×10^{-5}	2.7778×10^{-2}
			0.3048	304.8	12	1	0.1646×10^{-3}	1.8939×10^{-4}	0.3333
			1.825×10^3	1.825×10^6	7.291×10^4	6076	1	1.1508	2.0254×10^{-3}
			1.6093×10^3	1.6093×10^6	63360	5280	0.869	1	1760
			0.9144	914.4	36	3	4.9374×10^{-4}	5.6818×10^{-4}	1
面积 <i>A, (S)</i>	平方米 平方厘米	m ² cm ²	1m ² =10000cm ² 1hm ² =100 公顷=15 市亩=1 顷=10 ⁴ m ² 1 英亩=4.047×10 ³ m ² =6.070 市亩 1 市亩=60 平方丈=6.667×10 ² m ² 1 圆密耳=7.854×10 ⁻⁷ in ² =5.067×10 ⁻¹⁰ m ²						
体积 <i>V</i>	立方米 升	m ³ L (l)	1m ³ =35.315ft ³ =2.20×10 ² 加仑(英)(Ukgal) 1 加仑(英)=1.201 加仑(美)(Usgal)=4.546×10 ⁻³ m ³ 1 升(L)=1 立方米(dm ³)=10 ⁻³ 立方米(m ³)						

表 G.1 (续)

量的名称及符号	单位名称	单位符号	换算关系					
速度 v	米每秒	m/s						
质量 m	千克 吨	kg t	千克 kg	磅 lb	吨 t	英吨 UK ton	美吨 US ton	格令 gr
			1	2.20462	10^{-3}	9.842×10^{-4}	1.102×10^{-3}	1.543×10^4
			0.4536	1	4.53593×10^{-4}	4.46429×10^{-4}	5×10^{-4}	7000.03
			1000	2204.62	1	0.9842	1.10231	1.54324×10^7
			1.01605×10^3	2240	1.01605	1	1.12	1.56801×10^7
			9.07186×10^2	2000	0.90719	0.89286	1	1.40001×10^7
			6.47987×10^{-5}	0.14286×10^{-3}	6.47987×10^{-8}	6.37751×10^{-8}	7.14283×10^{-8}	1
力 F , 重力 W	牛 (顿)	N	1N=0.102kgf					
压力 P 应力	帕 兆帕	Pa MPa	1Pa=1N/m ² =1.02×10 ⁻⁵ kgf/cm ² (工程大气压) =0.0075mmHg 1bar=10 ⁵ Pa=750.064mmHg=10.1972mH ₂ O=0.9869 标准大气压 1mmHg=1 托, 1mmH ₂ O=1kgf/m ²					
功率 P	兆瓦 千瓦 瓦	MW kW W	1MW=1000kW=10 ⁶ W 1W=1.34102×10 ⁻³ 马力 (hp)					
电压 U	伏 千伏	V kV						
级差 L	分贝	dB						
摄氏温度 t, θ	摄氏度	℃						
电流 I	安 (培) 毫安	A mA	1A=1000mA					

导体和电器选择设计 技 术 规 定

条 文 说 明

目 次

1 范围	138
2 规范性引用文件	139
3 总则	140
4 名词术语及定义	141
5 基本规定	142
6 环境条件	144
7 导体	145
7.1 基本规定	145
7.2 软导线	145
7.3 硬导体	146
7.4 离相封闭母线	147
7.5 共箱封闭母线	148
7.6 电缆母线	149
7.7 SF ₆ 气体绝缘母线	150
7.8 电力电缆	151
8 电力变压器	155
9 高压开关设备	158
9.1 基本规定	158
9.2 高压断路器	158
9.3 发电机断路器	167
10 负荷开关	170
10.1 基本规定	170
10.2 高压负荷开关	170
10.3 重合器	170
10.4 分段器	171

10.5	真空接触器	171
11	高压隔离开关	172
12	72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备	176
13	交流金属封闭开关设备	184
14	电抗器	188
14.1	基本规定	188
14.2	限流电抗器	189
14.3	并联电抗器	191
14.4	并联电抗器中性点小电抗器	194
15	电流互感器	197
16	电压互感器	206
17	高压熔断器	212
18	中性点接地设备	215
18.1	消弧线圈	215
18.2	接地电阻	218
18.3	接地变压器	219
19	变频装置	221
20	过电压保护设备	222
20.1	避雷器	222
20.2	阻容吸收器	229
21	绝缘子及穿墙套管	231

1 范 围

1.0.2 系原规定第 1.1.1 条的保留条文。

1.0.3 系新增条文。

对引进或国外工程项目设计（设备）可参照使用本规定。

2 规范性引用文件

系新增条文，主要引用了有关设计和设备的标准、规范、规程和规定。

3 总 则

3.0.1 系新增条文。

明确设备选择要满足“安全、可靠、经济实用、符合国情”的要求。

3.0.2~3.0.5

系新增条文。

明确了导体和电器选择的基本原则。

3.0.6 系新增条文。

明确在工程中采用的新设备、新技术必须通过试验和工业试运行考验，对新产品鉴定可不要求必须进行。

4 名词术语及定义

系新增条文，主要引用了本规定所用名词术语的标准。

5 基本规定

5.0.1 系原规定第 1.1.3 条的修改条文。

明确了电压值的选择标准。

5.0.2~5.0.3 系原规定第 1.1.4 条的修改条文。

由于高压开断电器没有连续过载的能力，因此明确了长期工作制开断电器，其额定电流应满足各种可能运行方式下回路持续工作电流的要求。

5.0.4 系原规定第 1.1.5 条的补充条文。

5.0.5 系原规定第 1.1.6 条的修改条文。

短路电流计算应符合 GB/T 15544 的规定。但 SDGJ 14—1986《导体和电器选择设计技术规定》中“短路电流实用计算”在工程中仍可参考使用，详见附录 F。

5.0.6 系原规定第 1.1.7 条的补充条文。

5.0.7 系新增条文。

短路点应选在被计算导线上。

5.0.8 系新增条文。

短路点应选在被校验开关设备和熔断器出线端子上。

5.0.9 系原规定第 1.1.8 条的修改条文。

一般情况下可按三相短路电流校验。但在发电机出口的两相短路，或在中性点直接接地系统，自耦变压器等回路中的单相、两相接地短路可能较三相短路严重，此时应按严重情况校验。

根据行标 DL/T 615—1997《交流高压断路器参数选用导则》对三相开断条件和单相开断条件分析如下：

在三相短路电流的开断中，首开极的电压因数为 1.3（超高压系统中性点都直接接地），在开断单相接地短路电流时的电压因数为 1.0。因此开断单相短路电流应该轻于三相短路电流（当两种电

流值相同时)。

但是，当单相短路电流超过三相短路电流时，在近区故障条件下，其 L_{90} 、 L_{75} 的数值将超过以原三相短路电流所核算的近区故障电流值。因此，这新的较大的 L_{90} 、 L_{75} 并未经受考验。

近区故障是一种严格工作条件，也是断路器的必试项目，近区故障的影响在于其电压恢复初始阶段出现了锯齿波。锯齿波的频率由短线阻抗所决定，与单相或三相无关。锯齿波的高度为电流与短线阻抗乘积所决定，单相短路电流增加了，锯齿波高度增加了，开断更为困难。

因此，较大的单相短路电流出现后，其近区故障条件超过了原定试验条件。在此情况下，即使开断单相短路电流（端部短路）的条件较轻，也不能随意增大对“单相短路（端部短路）”的开断电流值。

其结论只能是：所选择的断路器的三相短路电流值应大于所计算的单相短路电流值。

5.0.10 系原规定的保留条文。

在厂用电 F—C 回路中，由于采用两级保护，因此需要校验导体和电器的热稳定。

5.0.11 系新增条文。

5.0.12 系新增条文。

熔丝的安-秒特性试验规定的时间测量范围下限为 0.01s。

5.0.13 系原规定第 1.1.10 条的修改条文。

根据断路器标准将断路器的全分闸时间修改为开断时间。

5.0.14 系原规定第 1.1.11 条的修改条文。

5.0.15 系原规定的保留条文。

6 环 境 条 件

6.0.1~6.0.6 系原规定的保留条文。

6.0.7 系原规定第 1.2.7 条的修改条文。

6.0.8 系原规定的保留条文。

6.0.9 系新增条文。

本条系根据 GB 311.1—1997 的要求新增。

6.0.10 根据 DLGJ 160—2003《高压电气设备减震技术规定》的要求修改了电气设备抗震设防标准。

6.0.11 系原规定第 1.2.10 条的修改条文。

目前绝大多数 110kV 及以上电气设备的无线电干扰电压都小于 $500\mu\text{V}$ ，DL/T 593—1996《高压开关设备的共用订货技术导则》已按此要求修改。因此，本标准将无线电干扰电压水平修改为小于 $500\mu\text{V}$ 。但考虑到部分产品不能满足此要求（如 220kV 变压器、隔离开关），在这种情况下供需双方可以协商解决，但无线电干扰电压水平不应大于 $2500\mu\text{V}$ 。

6.0.12 系原规定的修改条文。

增加了电器噪声应满足环保标准的要求。随着社会的进步，很多高压变电所设在居民区或城市的中心，此时电气设备的噪声水平应满足环保标准的要求。如不能满足环保标准的要求时，应由供需双方协商解决，或采取隔音降噪的措施。

(63~220) kV 断路器的非连续噪声（操作噪声）大于 90dB，因此将其安装于屋内时无法降低其非连续噪声，故本条将屋内不应大于 90dB 修改为不宜大于 90dB，但鼓励在工程设计选型时选择低噪声的产品。

7 导 体

7.1 基 本 规 定

7.1.1 系原规定第 2.1.1 条的修改条文。

增加了非裸导体可不校验电晕的要求。

7.1.2 系原规定第 2.1.2 条的修改条文。

将裸导体修改为导体，因本节包含绝缘导体的选择要求。

7.1.3 系原规定第 2.1.3 条的修改条文。

因铜的产量增加，其技术经济性能优于铝材，本条将铜材列入常用的导体选材。

7.1.4 系原规定第 2.1.4 条的修改条文。

当选择特种耐热导体时应选用配套的特种散热金具，以使其连接的电气设备的温升能满足设备标准的要求。

7.1.5 系原规定的保留条文。

7.1.6 系原规定第 2.1.6 条的修改条文。

按经济电流密度选择导体不作强制执行标准要求，可根据工程的具体情况执行。

7.1.7 系原规定第 2.1.7 条的修改条文。

补充了四分裂导线等效半径的计算公式和 500kV 可不进行校验的最小导体型号及外径。

7.1.8 系原规定第 2.1.8 条的修改补充条文。

7.1.9~7.1.10 系原规定的保留条文。

7.2 软 导 线

7.2.1~7.2.3 系原规定的保留条文。

7.3 硬 导 体

7.3.1 系新增条文。

7.3.2 系原规定第 2.3.1 条的修改补充条文。

7.3.3 系原规定第 2.3.2 条的修改补充条文。

本条系根据中华人民共和国有色金属行业标准《铝及铝合金管形及板形导体》统一了铝及铝合金导体的牌号及允许应力。如 3A21 (H18) 原牌号为 LF21, 6R05 (T6) 原牌号为 LDRE。

某些厂家生产的材料可能达不到或超过表 7.3.3 中所列数值, 具体选择导体时, 应向制造部门咨询。

7.3.4~7.3.6 系原规定的保留条文。

7.3.7 系原规定第 2.3.6 条的保留条文。

当采用 500kV 支持式单根大直径铝合金管形导体时, 如挠度不满足本标准的要求, 可在管形导体内部采用钢丝绳施加预应力的结构以减少管形导体的挠度。因为 250mm 大直径铝合金管在某发电厂、某变电站等工程项目中采用以后, 随着运行时间的增长, 挠度变大, 超过 $1D$ 的要求。某变电站在生产改造中采用在管形导体内部用钢丝绳施加预应力的方法解决了此问题。

挠度的标准主要根据工程中的运行经验确定。各国采用的标准不一, 我国在 1973 年开始设计的一些采用铝管母线的工程, 挠度大多取 $(0.5\sim 1)D$ (D 为导体直径), 运行良好。

在运行中, 挠度主要影响铝管在伸缩节滑动金具中的工作状态。挠度太大, 正常热胀冷缩时铝管在滑动金具中被顶住, 引起滑动金具工作失常。如采用滚动伸缩金具的话, 挠度可适当放大。其次是挠度太大影响美观, 因此当工程中采用单根大直径 (大于 200mm) 铝合金管形导体时, 建议在铝管内部采用钢丝绳施加预应力的结构以减少挠度, 提高配电装置的美观程度。

7.3.8~7.3.10 系原规定的保留条文。

7.3.11 系原规定第 2.3.10 条的修改条文。

本条系根据国标 GBJ 149—1990《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》的要求修改。该规范要求母线伸缩节不得有裂纹、断股和折皱现象；其总截面不应小于母线截面的 1.2 倍。

7.4 离相封闭母线

7.4.1~7.4.2 系新增条文。

7.4.3 系原规定第 2.4.4 条和 2.4.6 条的修改补充条文。

目前国内外定型生产的封闭母线其导体支持结构即有三个支持绝缘子支持的方案，同时也有一个绝缘子支持的方案。当封闭母线采用单个绝缘子支持时，该绝缘子应具有弹性固定结构，并进行母线应力、弹性固定结构应力和绝缘子抗弯计算；当采用三个绝缘子支持时，可不进行绝缘子的抗弯计算。

7.4.4 系原规定第 2.4.4 条的修改补充条文。

本条系根据国标 GB/T 8349—2000《金属封闭母线》的要求修改，增加了一点接地的要求。

关于封闭母线外壳接地方式问题，国内外机组封闭母线外壳接地方式有两种，一种是一点接地（短路板处），其他外壳支座均对地绝缘；另一种是多点接地，每一处外壳支座及短路板均与接地网相连。一点接地方式可保证无地中电流，不影响电厂内通讯及计算机等设备的工作。但支座对地绝缘，结构很复杂，不易处理，且封闭母线较长时，一点接地外壳可能会有电位差；多点接地结构简单，但可能会对通讯及计算机设备有影响，因此，当采用多点接地时，计算机系统的接地网宜单独设置或采取隔离措施。

7.4.5 系新增条文。

本条系根据国标 GB/T 8349—2000《金属封闭母线》的要求增加。

7.4.6 系原规定第 2.4.5 条的修改条文。

7.4.7 系新增条文。

当工程中出现较长的垂直布置的封闭母线时，应要求制造厂

对该段母线进行计算。

7.4.8 系新增条文。

本条考虑 900MW 级以上机组宜采用强迫空气冷却离相封闭母线，以减小封闭母线的尺寸。

7.4.9 系新增条文。

7.4.10 系新增条文。

本条系根据国标 GB/T 8349—2000《金属封闭母线》的要求增加。

7.4.11 系新增条文。

考虑到封闭母线内部元件需要更换，如 A 排墙处的密封穿墙管的更换，因此规定封闭母线要设检修孔，检修孔的大小要满足更换元件的需要。

7.4.12 系新增条文。

考虑到新建大型电厂运行维护人员的减少，为保证电厂的安全运行，因此提出对于实行状态检修的电厂或容量大于 300MW 的机组宜选用在线巡回检测温度报警装置。

7.4.13 系原规定第 2.4.7 条的修改补充条文。

7.4.14 系新增条文。

本条系根据国标 GB/T 8349—2000《金属封闭母线》的要求增加。目的是防止发电机泄漏的氢气在出线端子箱积聚发生爆炸。

7.5 共箱封闭母线

本节系新增章节。

7.5.3 共箱封闭母线主要用于单机容量为 200MW 及以上的发电厂的厂用回路。

共箱封闭母线在发电厂中主要用于厂用高压变压器低压侧到厂用高压配电装置之间的连接线。这是因为厂用高压变压器高压侧分支上一般不设断路器，需要防止由于外界因素造成低压侧引出线上的短路故障；同时又要求能够经济可靠地输送较大的厂用

电功率。

共箱封闭母线也可用于交流主励磁机出线端子至整流柜的交流母线和励磁开关柜至发电机转子滑环的直流母线。

7.5.4 单机容量为(3~125) MW的中小容量发电机组,当引出线空间比较狭小时宜选用共箱隔相式封闭母线以提高发电机回路的可靠性。

7.5.5 当共箱封闭母线穿越外墙(如A排墙)时,由于该处温差较大宜产生结露现象,导致闪络故障发生。为避免出现闪络故障,宜在该处设置户外型导体穿墙套管及密封隔板,避免户内外冷热空气对流产生结露。

7.5.7 美国和英国标准对封闭母线外壳的防护等级未做规定,IEC标准对防护虽有规定,但该标准主要不是针对封闭母线。新修订的国标GB/T 8349—2000《金属封闭母线》对共箱封闭母线的防护等级未作规定,而是由供需双方商定。因此本规定未对共箱封闭母线的防护等级做明确的规定,而是在确保安全运行的前提下,根据环境采用相应防护等级的产品。

7.5.8 共箱封闭母线导体表面浸涂或包敷绝缘材料可提高运行可靠性,同时也能提高导体的载流量。

7.5.12 共箱封闭母线因三相有共同的屏蔽外壳,在非对称短路故障时对外界的影响非常小,同时多点接地可以降低外壳的感应电压,因此共箱封闭母线外壳宜采用多点接地方式。

7.5.14~7.5.17 系根据国标GB/T 8349—2000《金属封闭母线》的要求增加。

7.6 电 缆 母 线

本节系新增章节

电缆母线装置的作用与共箱封闭母线相同,但它比共箱封闭母线具有以下优点:

1 安全可靠。共箱封闭母线中导体使用的是长度有限的铝母

线，接头个数随母线总长度的增加而增加；而电缆母线装置中的导体采用长度基本不受限制的铜芯电缆，一般不允许有中直接头。由于电缆芯线绝缘，也根除了人员触电的危险。

2 装置内部布置紧凑。其横断面相对较小，占用空间比较小，易于布置。

3 有较好的“柔软”性。敷设时能因地制宜的充分利用现有空间，路径选择时也可以比较容易地越过“障碍物”。

4 适应性较强。只要需要，便可通过一定的连接装置比较方便地和现有的或将来的设备或别的电缆母线相连接。也可通过一定的连接装置（如 T 形接头）从电缆母线线路中间部位分支。

5 一经投入运行，基本上无需进行维护、检修。

但和共箱封闭母线相比，电缆母线装置第一次投资较大，布置上直角转弯较难，母线较长时还需换相换位。

电缆母线主要用于厂用高压电源母线，技术经济合理时可取代共箱封闭母线。

7.7 SF₆ 气体绝缘母线

本节系新增章节。

7.7.3 SF₆ 气体绝缘母线一般应用在出线场所特别狭窄，对可靠性要求比高的场所，如核电站的主变压器出线回路。SF₆ 气体绝缘母线在国内由于价格较高应用的比较少，江苏连云港核电站的主变 500kV 出线回路采用了 SF₆ 气体绝缘母线。

500kV SF₆ 气体绝缘母线和 XLPE 电缆从技术上比较特点如下：对 SF₆ 气体绝缘母线可靠性高、易维护、寿命长、损耗低、本身的绝缘和温度可以监查、易于其他设备连接。缺点是土建构筑物尺寸大，价格高；XLPE 电缆所需土建构筑物尺寸小、价格低、安装周期短、运行维护工作量低。缺点是需采用终端设备和其他设备连接、损耗高、本身的绝缘和温度不易监查、40 年运行寿命有待实践检验。

虽然电缆比较便宜，但电缆终端的费用却比较高，这样在一定的长度内，从经济上讲，SF₆ 气体绝缘母线比较便宜，超出这个范围，电缆就比较便宜。该长度区间大约 120m 左右。

7.7.4~7.7.6 系根据电力行标 DL/T 728—2000《气体绝缘金属封闭开关设备订货技术导则》编制。

由于目前国内外没有专门的 SF₆ 气体绝缘母线方面标准，而且 SF₆ 气体绝缘母线的制造厂均为 GIS 生产厂，工厂执行的标准也是 GIS 制造标准。

因为 SF₆ 气体绝缘母线主要应用于 330kV 及以上超高压系统中，其额定电流相对较小，因此其外壳可以采用钢板焊接、铝合金板焊接。外壳选材主要考虑其机械性能和气密性，铸铝外壳可以在 GIS 中采用，但其气密性较焊接结构差（由铸造工艺决定），主要用于结构比较特殊的地方，因此不易用于 SF₆ 气体绝缘母线的外壳。

7.7.7 系根据国标 GB 7674—1997 编制。

7.7.8 SF₆ 气体绝缘母线隔室划分的目的是限制隔室内部电弧对其他隔室的影响，并且便于检修和维护。一般情况下，最大隔室气体的容积应和气体服务小车的储气罐容量相匹配，以便于检修时气体的回收和管理。如不能满足此要求时应增加隔室数量，减小隔室容量，或设置检修用的储气罐。

7.7.9 一般密度监视装置采用密度继电器或温度补偿式压力表。制造厂应给出气体压力额定值、报警值。

7.7.10 年泄漏率 1% 是指体积比。

7.7.14 由于 SF₆ 气体绝缘母线额定电流相对比较小，当采用多点接地时地中电流相对较小，对通信和计算机的工作不会有什么影响，而且可以简化结构，降低外壳的感应电压，因此推荐 SF₆ 气体绝缘母线采用多点接地的方式。

7.8 电 力 电 缆

7.8.1~7.8.2 明确了电缆的选择条件。

7.8.4 由于近年来 35kV 以上高压单芯电缆，特别是 220kV 和 500kV 高压单芯电缆的普遍采用，增加该条文。该载流量计算公式引自部标 JB/T 10181—2000《电缆载流量计算》。

7.8.5 引自 GB 50217—1994。

电力电缆导体材质的选择，既需考虑其较大截面的特点和包含连接部位的可靠安全性，又要统筹兼顾经济性，宜区别对待。

同样条件下铜与铜导体比铝与铝导体连接的接触电阻要小约 (10~30) 倍，据美国消费品安全委员会 (CPCS) 统计的火灾事故率，铜芯线缆占铝芯线缆的 1/55，可以确认铜芯电缆比铝芯电缆的连接可靠和安全性较高。

此外，电源回路一般电流较大，同一回路往往需多根电缆，采用铝芯更增加电缆数量，造成柜、盘内连接拥挤，曾多次因连接处发生故障导致严重事故。现明确重要的电源回路需用铜芯电缆，可提高电缆回路的整体安全可靠性能。

耐火电缆需具有在经受 (750~1000) °C 作用下维持通电的功能。铝的熔融温度为 600°C，而铜可达 1080°C。

水下敷设电缆比路上敷设电缆的费用高许多，采用铜芯有助于减少电缆根数提高系统的安全可靠性，从经济性和加快工程进度方面来看显然是有利的。

采用铜芯电缆的优越性很多，但铜材中国的进口量较大，铜材价格受国际市场价格波动影响较大，而且我国铜资源有限，因此，除上述回路应使用铜芯电缆以外，其他电缆芯线如何选择需经技术经济比较确定。

7.8.6 因 35kV 以上电缆用量相对较少，而可靠性要求较高，一旦出现故障维修费用高周期长，因此 35kV 以上电缆宜采用铜芯。

7.8.7 6kV 级 PVC 绝缘电缆于 20 世纪 70 年代问世曾有批量生产应用，实践后反映发热较为突出，泄露电流变化大且三相不平衡系数超过容许值 1.5。此外，能生产 PVC 电缆的厂家众多，其中有的质量保证条件差，整体上的可靠性不及 XLPE 电缆。

PVC 单价虽较低，但计入它与 XLPE 的容重差别、允许工作温度和短路温度较 XLPE 低，就意味着同样条件下，选用 PVC 电缆要较 XLPE 电缆截面增大（1~3）级，现择例列示对比电缆单价于表 1，可了解梗概。

表 1 6kV 全塑铜芯电缆单价示例

绝缘类型	PVC			XLPE
	三芯截面 (mm ²)	185	150	120
出厂单价 (元/km)	246000	212000	173000	210000
注 1: 本价格系按 1998 年 2 月机械部编的电线电缆产品出厂价格目录。				
注 2: 额定电压两者不全等, PVC 电缆为 3.6kV/6kV, XLPE 电缆为 6kV/6kV。				

6kV 以上电压等级不用普通聚氯乙烯电缆，是基于其介电率和介质损耗正切值均较高，随电压平方变化的有功损耗就将显增，且耐电特性不及交联聚乙烯电缆。

7.8.8 引自 GB 50217—1994。

7.8.9 引自 GB 50217—1994。

电力电缆持续工作的最高温度和短路时的最高温度应满足表 2 的要求。

表 2 常用电力电缆最高允许温度

电缆类型	电压 kV	最高允许温度 ℃	
		额定负荷时	短路时
黏性浸渍纸绝缘	3	80	250
	6	65	
	10	60	
	35	50	175
不滴流纸绝缘	6	80	250
	10	65	
	35	65	175
交联聚乙烯绝缘	≤10	90	250
	>10	80	

表 2 (续)

电缆类型	电压 kV	最高允许温度 ℃	
		额定负荷时	短路时
聚氯乙烯绝缘		70	160
自容式充油	63~500	75	160
注 1: 对发电厂、变电站等重要回路铝芯电缆, 短路最高允许温度为 200℃。			
注 2: 含有锡焊中间接头的电缆, 短路最高允许温度为 160℃。			

7.8.10 引自 GB 50217—1994。但考虑到和电厂的规划时间相统一, 因此规定宜按工程建成后 (5~10) 年以上规划发展考虑。

7.8.12~7.8.13 引自 GB 50217—1994。

7.8.14 电缆金属护层一端直接接地或交叉互联接地时, 在未直接接地侧护层与大地间的感应电压, 可能达到侵入波的 60% 以上; 在绝缘接头两侧护层间的感应电压, 可达侵入波的 120% 以上, 一般要超出电缆护层绝缘耐压水平, 故拟本条要求。

7.8.15 引自 GB 50217—1994。

日本《地中送电规程》把设置回流线与配置护层绝缘保护器, 同时作为电缆护层绝缘保护的基本措施。但对电缆非直埋敷设且有接地线可构成接地回路的情况下, 并非必须配置回流线。本条款给出设置回流线的前提条件, 较为经济合理。

7.8.16~7.8.17 随着电厂等电力设施由事故检修改为状态检修, 因此要求重要的设备和回路设置事故预诊断装置, 电缆由于接头等部位发热累积可能导致火灾事故的发生。为避免此类故障造成不必要停电损失, 宜在 6kV 以上或重要回路电缆的可能过热部位设置温度检测报警装置。

对重要回路单相交流电缆金属屏蔽层以一端直接接地或交叉互联接地时, 该电缆线路宜设有护层绝缘监察装置的要求, 也是为了提供事故预诊断报警保证供电可靠性。

8 电力变压器

8.0.4 湿热型 (TH)、干热型 (TA) 和干湿热合型 (T) 三种气候防护类型热带产品使用环境条件见表 3:

表 3 环境条件分类表

环境参数		气候防护类型		
		湿热型 TH	干热型 TA	干湿热合型 T
海拔 m		1000 及以下	1000 及以下	1000 及以下
空气温度 ℃	年最高	40	50 ^a	50 ^a
	年最低	-5	-5	-5
	年平均	25	30	30
	月平均最高 (最 热月)	35	45	45
	日平均	35	40	40
	最大日温差		30	30
空气相对湿度 %	最湿月平均最大 相对湿度	95 (25℃时) ^b		95 (25℃时) ^b
	最干月平均最大 相对湿度		10 (40℃时) ^c	10 (40℃时) ^c
露		有	有 ^d	有
雾		有		有
含盐空气		有 ^e	有 ^a	有 ^{de}
最大降雨强度 mm/min		6		6
太阳辐射最大强度 cm ² ·min		5.86	6.7	6.7
阳光直射下黑色物体表面最高温度 ℃		80	90	90
冷却水最高温度 ℃		33	35	35

表 3 (续)

环境参数	气候防护类型		
	湿热型 TH	干热型 TA	干湿热合型 T
1m 土壤最高温度 ℃	32	32	32
最大风速 m/s	35	40	40
沙尘		有	有
雷暴	频繁		频繁
有害动物	有	有	有
<p>a 当需要适用于年最高温度 55℃ 的产品时，由供需双方协商商定。</p> <p>b 指该月的月平均最低温度为 25℃。</p> <p>c 指该月的月平均最高温度为 40℃。</p> <p>d 在订货时提出作特殊考虑。</p> <p>e 指沿海户外地区。</p> <p>工程设计时可根据变压器安装位置的主要环境条件对照表中规定的参数确定变压器气候防护类型。</p>			

8.0.5 条文中“在可能的条件下”主要指变压器运输条件、安装位置的系统条件、变压器制造和价格因素。对大型变压器选型应进行技术经济比较，大型变压器一般指导单机容量为 600MW 及以上机组配套的主变压器以及 500kV 交流变电站的主变压器。

8.0.6 三绕组变压器的高、中、低压绕组容量分配，除应考虑各侧绕组所带实际负荷以外，还应尽可能选用国家标准中推荐的容量分配，即 100/100/100、100/100/50 和 100/50/100。对于 100/100/30 或 100/30/100 的容量分配不宜选用，其原因是这种容量变压器绕组机械强度及抗短路能力较差。

但目前有的工程如 220kV JM 变电站，主变压器参数如下：

型号：SFPSZ—K—180000/220；

绕组容量：180/180/60 (MVA)，即 100/100/30；

变比：220_{±6}⁺¹⁰ × 1.5%/121/11 (kV)。

第三绕组容量受实际负荷及出线断路器额定电流限制不能再加大。因此，这种容量分配变压器即不推荐选用也暂不将这一要求写入规定的条文。

8.0.13 电力变压器套管电流互感器应按下列条件选择校验。

- 1 额定一次电流；
- 2 额定二次电流；
- 3 电流变比；
- 4 准确级：测量用应满足测量仪表装置对电流互感器的要求，保护用应满足 P 类或 TP 类要求；
- 5 准确限值系数；
- 6 额定容量；
- 7 热稳定电流；
- 8 多电流比套管式电流互感器的性能额定值。

电力变压器中性点电流互感器的一次额定电流应按大于变压器允许的不平衡电流选择，一般情况下，可按变压器额定电流的 1/3 进行选择。

8.0.14 因 GB 2536 并为对超高压变压器油做出相应规定，因此国产超高压变压器油评价可按中国石化行业标准 SH 0040 执行。

8.0.17 新型变压器主要是指变压器结构或所采用的材料不同于常规电力变压器的产品，如波纹油箱式、壳式和非晶金式变压器等。新型变压器一般情况下性能优于常规变压器，但价格较贵，因此需进行技术经济比较后选用。

9 高压开关设备

9.1 基本规定

9.1.1~9.1.2 系原规定第 3.0.1 条和 3.0.2 条的修改补充条文。

本章节新增了发电机断路器的选择技术规定，因此将原规定的上述条款修改成开关设备选择基本规定。

9.2 高压断路器

9.2.1 系新增条文。

开关额定电流是开关在规定使用和性能条件下能持续通过的电流有效值。

额定电流应从 R10 数系中选取。

应注意，断路器没有规定的持续过电流能力，在选定断路器的额定电流时应计及运行中可能出现的任何负荷电流，把它们当作长期作用对待。如果运行中的负荷电流波动，有时超过预期额定值（短时或周期性的），应由用户与制造厂双方协商确定。

在 DL/T 593—1996《高压开关设备的共用订货技术导则》的 6.3.7 条中，虽然规定了提高温升试验电流值（户内提高 10%；户外提高 20%），不得将此误解为可以持续地提高运行负荷电流（即额定电流）。

9.2.2 系原规定第 3.0.3 条的修改补充条文。

过去采用断流容量考核断路器的断流能力。因断流容量与电压有关，对几种不同情况下的电压，在使用中容易混淆，当断路器用于不同电压等级的场合时，还必须进行断流容量换算。为使用方便并与断路器国家标准取得一致，统一采用额定开断电流代替断流容量。因各设计院对使用额定开断电流来选择断路器已成

常规，故本次修编时取消了“应用开断电流代替断流容量”的要求。

过去，一般是采用短路电流的超瞬变电流周期分量有效值选择断路器。由于断路器多在(2~3)个周波之后开断，此时短路电流的周期分量和非周期分量已有所衰减，故用实际开断时间较为符合实际情况。而且，按此时间计算的非周期分量所占周期分量的百分比亦较正确。在断路器的额定开断电流较系统的短路电流大出很多时，为了简化计算，也可用超瞬变电流进行选择。

应该相信目前铭牌上标定的开断能力。现代交流高压断路器已经过反复试验，确证它能达到铭牌上标定的开断能力，不需要再留裕度。

9.2.3 系原规定的保留条文。

三相断路器在开断短路故障时，由于动作的不同期性，首相开断的断口触头间所承受的工频恢复电压将要增高。增高的数值用首相开断系数来表征。在对三相断路器进行单相试验时，应将其工频恢复电压乘以此系数，以反映实际的开断情况。

首相开断系数是指三相系统当两相短路时，在断路器安装处的完好相对另两项间的工频电压与短路去掉后在同一处获得的相对中性点电压之比。

分析系统中经常发生的各种短路形式，第一开断相断口间的工频恢复电压，中性点不接地系统者多为1.5倍相电压；中性点接地系统多为1.3倍相电压。因此，一方面制造部门应分别给出首相开断系数为1.3和1.5时的开断电流；另一方面，设计选择中也要区别情况分别对待，特别是在中性点非直接接地的110kV系统中，选择断路器时，应取首相开断系数为1.5的额定开断电流。

9.2.4 系新增条文。

本条采用DL/T 402—1999《交流高压断路器订货技术条件》中4.7条的规定，系根据电力行业标准提出。国标GB 11022—1989《高压开关设备通用技术条件》中5.6条要求，额定短路持续时间

为 2s；如需大于 2s，推荐 3s。该标准备注中明确，经用户和制造厂双方协商，也可选用 1s 或 4s。由于现代断路器和保护装置的动作速度很快，保护的级差可以减少到 0.2s，后备保护的动作时间一般情况下不会大于 1.5s，因此额定短路持续时间按 2s 取值基本可以满足要求，如果选择的断路器动作较慢，保护装置是由分离元件组成的情况下，建议按行标选择较长的短路持续时间。

9.2.5 系原规定第 3.0.6 条的修改条文。

根据国标和制造厂的生产水平，现代断路器都具有分断 20% 以上直流分量的能力，因此，当直流分量不超过 20% 时，直流分量对开断性能的影响是可以忽略的，不必校核直流分量对开断性能的影响。

由于微机类保护动作速度非常快，现代断路器本身动作时间的缩短，导致断路器分断时直流分量大于 20%，因此，必须和制造厂协商断路器的分断能力能否满足要求。

一般情况下，当断路器安装在电气上离发电机足够远时，交流分量的衰减可以忽略，此时，选用的断路器的额定短路开断电流不小于安装处的系统短路电流有效值就足够了。

在某些情况下，直流分量衰减更慢。例如，当断路器临近发电中心，交流分量可能比一般情况衰减的更快，以致短路电流甚至几个周波内都不过零。在这种情况下可以用下述各法减轻断路器的负担，例如：断路器延时分闸，或有另外的辅助触头接入附加的阻尼装置，并使触头依次分闸。如果要求的直流分量百分数大于常规值，则应在订货时特别提出，并应同时考虑其瞬态恢复电压特性的变化。

短路电流中的直流分量是以断路器的额定短路开断电流值为 100% 核算的。例如，断路器的额定短路开断电流为 50kA，但断路器安装地点的短路电流值仅能达到 30kA，当机构快速动作致使开断电流中的直流分量达到 60% 时，直流分量值达到 $30 \times 0.6\sqrt{2} = 18\sqrt{2}$ kA，以 50kA 核算其直流分量百分数仅为 $18\sqrt{2}/50\sqrt{2} =$

36%。应按 36% 向制造厂提出技术要求，而不是 60%。

9.2.6 系原规定第 3.0.7 条的修改补充条文。

额定短路关合电流峰值=2.5×额定短路开断电流。

这一计算式中系数 2.5 是基于电力系统中的直流分量衰减时间常数 τ 定为 45ms。由于系统的发展，特别是大型发电机和大容量自耦变的投入，系统直流分量衰减时间常数 τ 变大了，IEC 在其 1995 年的修订意见中已规定出 $\tau=60\text{ms}$ 的情况下，上述系数 2.5 应增大为 2.6。

如果是发电机断路器，该系数可能上升为 2.7~2.8，在极端情况下可能更高，短路电流在初期几个半波没有过零点。这些情况要区别对待：

其一，核算出的系统短路电流峰值超过 2.5×额定短路开断电流时，应选择大一级的“额定短路开断电流”的断路器，使其 2.5 倍数值超过计算出的系统短路关合电流峰值。

其二，在某些地点，当起动感应电动机的过程中出现异常状态，以致起动电流最大峰值超过了额定短路开断电流的 2.5 倍，则应选择额定短路开断电流更高的断路器。

9.2.7 系原规定的保留条文。

快速切断短路故障，可以提高电力系统的稳定度。尤其是远距离输电，此问题更为突出。因此，对超高压长距离系统联络线的断路器往往要求高速切断。

单相重合闸或综合重合闸也是提高稳定性和保持供电连续性措施之一。当系统继电保护要求采用这种重合闸方式时，断路器应能分相操作。

9.2.8 系原规定第 3.0.13 条的修改条文。

对 110kV 以下的电网，因为绝缘有一定裕度，操作空载长线时不必对断路器提出特殊要求；对 220kV 以上的电网，开断空载架空线路宜采用不重击穿的断路器，开断电缆线路应该采用不重击穿的断路器来限制切断空载长线引起的过电压；对 330kV 以上

的超高压电网，在切空载长线过电压受到控制之后，还要抑制合闸、单向重合闸和成功的三项重合闸过电压对断路器提出的要求。

影响操作过电压幅值的因素是很多的，除了断路器的技术特性之外，其中一个重要因素就是线路长度。限制线路合闸和重合闸过电压的最有效措施是在断路器上安装合闸电阻。对 220kV 以上电网，当系统的工频过电压不超过 1.3p.u.（线路断路器的变电站侧）和 1.4p.u.（线路断路器的线路侧）时且符合以下参考条件时，可仅用安装于线路两端（线路断路器的线路侧）上的金属氧化物避雷器（MOA）将操作引起的线路的相对地统计过电压限制到要求值以下。这些参考条件是：

1 发电机—变压器—线路单元接线时的参考条件

表 4 仅用 MOA 限制合闸、重合闸过电压的条件

系统标称电压 kV	发电机容量 MW	线路长度 km	系统标称电压 kV	发电机容量 MW	线路长度 km
330	200	<100	500	200	<100
	300	<200		300	<150
				≥500	<200

2 系统中变电所出线的参考条件

330kV <200km

500kV <200km

在其他条件下，可否仅用金属氧化物避雷器限制合闸和重合闸过电压，需经校验确定。

小于 220kV 线路断路器合闸和重合闸过电压一般不超过 3.0p.u.，通常无需采取限制措施。

9.2.9 系原规定的保留条文。

机械操作次数对断路器的使用寿命很有影响，在我国运行中矛盾较为突出。例如一些调峰电厂，每天操作（2~4）次，每年高达 1500 次。断路器的绝大多数事故是由于断路器的机械事故引

起的，它占断路器事故的（40~60）%或更多，个别类型的断路器高达80%以上。因此，对于预期将要进行频繁操作的场合，应注意选用可频繁操作的断路器，例如真空断路器、六氟化硫断路器等。

9.2.10 系原规定的保留条文。

电力系统受到扰动之后，各发电机的功率平衡受到破坏，一部分发电机组在过剩的功率作用下将加速；另一部分则减速，从而造成各发电机相对角度的增大，破坏系统相对稳定性。为了提高系统的动态稳定，有时需在故障切除以前短时给发电机接入加载电阻（例如水电厂采用水电阻器），大量消耗发电机功率，减少加速期间的过剩功率，实行电气制动，也是常用的措施之一。因此，从提高动态稳定出发，希望电阻器快速投入系统，要求断路器的合闸时间越短越好，一般不大于（0.04~0.06）s。

9.2.11 系原规定的保留条文。

并联电容器组做为无功补偿装置，已在大量使用。但国内尚无专门操作电容器组的断路器。操作并联电容补偿装置，应采用开断时不重击穿断路器，对于需频繁投切的补偿装置，应装设并联电容补偿装置金属氧化物避雷器限制过电压。

运行经验表明，（3~10）kV电压等级真空断路器和六氟化硫断路器具有良好的容性电流分断能力，少油断路器可以切合10000kvar以下的电容器组。对35kV及以上电压等级，标准中要求作切合容性电流的开合试验（型式试验），现代六氟化硫断路器大多都具有开合容性电流的能力，应根据制造厂的实验数据选择适合的断路器。

9.2.12 系原规定的保留条文。

串联电容补偿装置由若干个电容器串并联组成。该装置两端可能出现的最高电压，系由短路电流通过这些电容器而引起的电压将所决定。串联电容补偿装置的断路器一般与该装置采用并联连结，因而断路器端口间的绝缘水平与补偿装置串连的电容器的

数量有关。在一般情况下，同一级电压的断路器均可满足使用要求。在 220kV 及以上电压中，断路器每相可能有两个以上的灭弧室 [每个灭弧室根据结构不同，可有 (1~2) 个断口]。当串连的电容器数量不多时，有可能采用一个灭弧室便能满足要求。因此，在具体工程中应进行验算，向厂家特殊订货。

9.2.13 系原规定的保留条文。

关于断路器端口间的绝缘水平，大多是按相对地过电压设计的。只有部分断路器能够满足端口另一侧出现工频反相电压的试验条件。当断路器所处的位置，例如发电机出口、系统联络线等处，出现并车、解列或失步开断等情况时，有可能在断路器断口的另一侧出现工频反相过电压。在选择时应要求制造部门提供这方面的数据。

关于失步开断，当断路器用作两个电源之间或两个系统之间的联络断路器时，会遇到失步开断条件。如并车失败、误接相序时合闸以及两个系统失步开断等。其特点是开断电流不大，但恢复电压较高。所谓失步开断条件主要是指开断电流及其所承受的恢复电压。DL/T 615—1997《交流高压断路器参数选用导则》规定失步条件下的试验要求为：

- 1 失步开断电流额定值为额定短路开断电流值的 25%；
- 2 中性点直接接地系统单相试验时的工频恢复电压值为产品额定相电压（即最高相电压）的 2 倍；中性点绝缘接地系统单相试验时的工频恢复电压值为产品额定相电压（即最高相电压）的 2.5 倍。

失步前系统处于正常运行状态，断路器两侧系统电压等值矢量之间的夹角为 θ ，一般地，它小于 60° ，一旦发生事故，处于联络位置的断路器分闸，目前的高压、超高压断路器的分闸时间都很短，0.04s 上下，计及电弧燃烧时间，继电保护动作时间，整个开断过程不超过 (0.08~0.1) s。

在此时间之末，系统角度 θ 由其初值摆动到 180° 所需的时间

以秒计。因此，断路器两端的矢量相角差尚难达到“全反相”，断路器即已开断。因此，失步开断电压倍数不易取它的极值（直接接地系统为 2.6，中性点绝缘系统为 3.0）。

专门的计算表明，失步摇摆电流达到额定短路开断电流的 25% 已能概括多数情况，特别是现代断路器的额定短路开断电流值已上升到（40~63）kA。

有下列诸因素使失步短路电流难于达到极端情况：

- 并车。在发电机并入电网时，有可能遇见高比值的失步操作电流，但是，这个电流必须通过待并网的发电机，发电机的阻抗值相当大，限制了失步电流的数值；
- 处于联络位置的断路器因失灵延误动作，使开断瞬间正好系统的夹角 $\theta = 180^\circ$ 。但是，一般地讲，事故属于不正常情况，属于稀有事例，在开断失步时又正好延误到 $\theta = 180^\circ$ 出现属低概率事故。

当预期上述事件发生的概率较大时，应采取措施，以防止 $\theta = 180^\circ$ 出现（例如用专门的继电器来控制开断瞬间使不致出现 $\theta = 180^\circ$ 的情况，即超前或滞后）。

对发电机断路器应专门计算其失步工作条件。如前所述，由于失步电流要通过该台发电机，其 $X'_d(X''_d)$ 严重限制了失步电流。一般地，在这种情况下的失步电流均小于断路器额定开断电流的 25%。

9.2.14 系原规定第 3.0.17 条的修改条文。

由于断路器在系统中所处的位置不同，其所要求的开断性能也不相同，应根据其具体工程情况校核其特殊开断性能，但本次规定修编取消了并联开断和发展性故障开断的考核要求。主要是因为，对近代断路器而言，都不是自能灭弧断路器，开断这两类故障不存在困难。IEC 自 1979 年已取消了为此制定的相应标准。我国在 20 世纪 80 年代，为了取得本国经验，曾由沈阳高压开关厂进行过相应的试验，试验结果表明，开断这类故障未引起特殊

现象。电力部高压开关设备标准化技术委员会也于 20 世纪 90 年代初提出停止这一试验要求。

9.2.15 系原规定第 3.0.19 条的修改条文。

该条引自 DL/T 402—1999《交流高压断路器订货技术条件》。

9.2.16 系新增条文。

断路器的三相开断能力与单相开断能力之间没有等值的换算关系。如果有专门的试验报告做出论证，可按专门的试验结论处理。

随着系统容量日增，自耦变压器的容量越来越大，单相短路电流计算值在一定条件下有可能大于三相短路电流值。对三相开断条件和单相开断条件分析如下：在三相短路电流开断中，首开级电压因数为 1.3（超高压系统中性点都直接接地），在开断单相接地短路电流时的电压因数为 1.0。因此开断单相短路电流应该轻于三相短路电流（当两种电流值相同时）。

但是，当单相短路电流超过三相短路电流时，在近区故障条件下， L_{90} 、 L_{75} 的数值将超过以原三相短路电流所核算的近区故障电流值。因此这新的较大的 L_{90} 、 L_{75} 并未经受考验。

近区故障是一种严格工作条件，也是断路器的必试项目，近区故障的影响在于其电压恢复初始阶段出现了锯齿波。锯齿波的频率由短线阻抗所决定，与单相或三相无关。锯齿波的高度为电流与短线阻抗乘积所决定，单相短路电流增加了，锯齿波高度增加了，开断更为困难。

因此，较大单相短路电流出现后，其近区故障条件超过了原定试验条件。在此情况下，即使开断单相短路电流（端部短路）的条件较轻，也不能随意增大对“单相短路（端部短路）”的开断电流值。

其结论只能是：所选择的断路器的三相短路电流值应大于所计算的单相短路电流值。

9.3 发电机断路器

本节系新增条文。

9.3.1 现代发电机断路器的灭弧和绝缘介质大多为真空和六氟化硫，但小容量机组也有选用少油断路器的情况，选择少油断路器时应注意，断路器的实际分断能力达不到厂家样本上给出的数值，应按实际试验结果进行选择。

9.3.2 发电机断路器的操作方式必须是三相联动，三相联动的操作机构分为电气联动和机械联动两种，为提高三相联动的可靠性，发电机断路器宜选用机械三相联动操作机构。

9.3.3 引自 DL 427—1991《户内型发电机断路器订货技术条件》中的条文。

9.3.5 发电机断路器温升试验按 GB 763《交流高压电器在长期工作时的发热》的规定进行。

在周围空气温度不超过+40℃的条件下，长期通过额定电流的温升不得超过下列数值：

表 5 发电机断路器各部位允许温升

空气中的铜触头	有银层 无银层	65K 35K
外接线端子	有银层 无银层	65K 50K
外壳和机架		25K
SF ₆ 中的铜触头	有银层	50K

注意，当温升为 65K 时，应注意不得损伤周围绝缘材料的性能。采用强制冷却方式时，制造单位应标明停止强制冷却方式后的运行方式——通流能力和允许的通流时间的分级规定。

如果发电机断路器和封闭母线进行连接时，应注意其温升试

验时是否与封闭母线或与其等价元件连接在一起进行的。

9.3.6 由于发电机断路器临近发电机，因此在短路时，短路电流直流分量衰减更慢，交流分量衰减的更快，导致短路电流在几个周波内都不过零，从而使发电机回路短路电流的直流分量远高于其他地点短路电流的直流分量。因此必须校核发电机断路器直流分断能力。

DL 427—1991《户内型发电机断路器订货技术条件》中规定：发电机断路器直流分量额定值应大于 60%、80%。

9.3.7 DL 427—1991 引自《户内型发电机断路器订货技术条件》中的条文。全反相条件下的开断可以不作为发电机断路器的失步校核条件的原因为条文说明 9.2.13 条。

9.3.8 在 100% 额定短路开断电流下的额定瞬态恢复电压特性与电源侧设备类型有关。

根据 DL 427—1991《户内型发电机断路器订货技术条件》的要求，发电机额定瞬态恢复电压（TRV）应符合下面的规定：

表 6 当短路电流来自变压器组时，TRV 特征值

变压器组三相容量 MVA	TRV 特征值	
	幅值	上升陡度 kV/ μ s
100 及以下	1.84U	3.5
101~200	1.84U	4.0
201~400	1.84U	4.5
401~600	1.84U	5.0
601~1000	1.84U	5.5
1001 以上	1.84U	6.0

注：U 为断路器的最高电压，TRV 的时延不得超过 1 μ s。

表 7 当短路电流来自发电机时, *TRV* 特征值

发电机组三相容量 MVA	<i>TRV</i> 特征值	
	幅值	上升陡度 kV/ μ s
100 及以下	1.84 <i>U</i>	1.6
101~400	1.84 <i>U</i>	1.8
401~800	1.84 <i>U</i>	2.0
801 以上	1.84 <i>U</i>	2.2

注: *U* 为断路器的最高电压, *TRV* 的时延不得超过 0.5 μ s。幅值系数为 1.5, 首开系数为 1.5。

对它能灭弧原理的发电机断路器只进行 100% 方式下的试验; 对自能灭弧原理的发电机断路器应进行 30%、60% 和 100% 方式下的试验。这些试验方式下的 *TRV* 特征值一律按 100% 方式的要求整定。

10 负 荷 开 关

10.1 基 本 规 定

10.1.1~10.1.2 明确了负荷开关选择的基本条件。

10.2 高 压 负 荷 开 关

本节系新增条文

10.2.3~10.2.4 引自 GB 3804—1990《3~63kV 交流高压负荷开关》。

10.2.5 10.2.3、10.2.4 条提出的开断能力是针对通用负荷开关提出的，如不能满足要求时，应选用专用负荷开关或特殊用途的负荷开关，例如：电动机负荷开关、单个和背对背电容器组负荷开关、频繁操作负荷开关、隔离负荷开关等。

10.3 重 合 器

本节系新增条文。

10.3.1 目前各厂生产的重合器有如下几种型式：少油型（绝缘和灭弧介质均为油）、真空型（灭弧介质是真空，绝缘介质为油或六氟化硫气体）和六氟化硫型（绝缘和灭弧介质均为六氟化硫气体）。目前因真空型维护工作量小，价格适中，市场应用比较广泛。

如采用六氟化硫气体作为灭弧和绝缘介质，应注意其低温性能能否满足要求。

10.3.2~10.3.6 引自 SD 317—1989《10kV 交流自动重合器技术条件》。

10.4 分段器

本节系新增条文。

10.4.1 分段器是一种能够记忆线路故障电流出现的次数，并完成整定的次数后在无电压或无电流下自动分闸的开关设备。某些分段器具有关合短路电流及开断与关合负荷电流的能力，但无开断短路电流能力。但为保证当设备合到短路故障上时不损坏设备，制定此要求。

10.4.2~10.4.3 引自 DL 406—1991《交流自动分段器订货技术条件》。

10.5 真空接触器

本节系新增条文。

11 高压隔离开关

11.0.1~11.0.3 系原规定的保留条文。

11.0.4 系新增条文。

由于隔离开关所安装的位置不同，对其要求的技术条件也是不一样的，如开、合电容电流能力，开、合电感电流能力，开、合母线转换电流能力等，同时应考虑系统将来的发展需要。

11.0.5 系新增条文。

西安高压电器研究所认为：屋外隔离开关的触头暴露在露天，受到污秽的直接影响，长期运行以后，触头发热严重而氧化，将引起弹簧退火，使触头温度升高。有些型号隔离开关保证通过额定电流都十分困难，所以隔离开关是没有过载能力的。选择隔离开关额定电流时宜稍留裕度，特别是大电流隔离开关，制造厂的产品裕度极小，安装设计时更应留有裕度。当回路中有可能出现持续过电流的情况时，应和制造厂协商重新做实验还是选择大一级的产品。

11.0.6 系原规定第 4.0.4 条的修改条文。

我国发热标准 GB 763 规定“60 千伏及以上的电器可以单相单相电流试验”。在国际电工委员会 IEC 第 56 号会刊（1971）之 14 短路电流试验中规定，做单相试验时，当额定电压高于 72.5kV 时，返回母线可不予考虑。西安高压电器研究所根据上述两个规定，认为 110kV 及以上电器因为相间距离较大，临近效应与热影响很小，相间距离对动稳定没有什么影响。60kV 及以下产品相间距离对动稳定的影响，需要通过实验才能明确，不宜直接用公式换算。

11.0.7 系新增条文。

根据 SDJ—1985《高压配电装置设计技术规程》要求，隔离

开关的断口两侧引线带电部分间距离为 A_2 值,但单柱垂直开启式隔离开关在分闸状态下检修时的安全净距应满足交叉不同时停电检修的要求,因此要求动静触头间的最小电气距离不应小于配电装置的最小安全净距 B 值。

但某些制造厂生产的老型号产品不能满足此要求(如 220kV 大剪刀式隔离开关),在设计选型时应注意。对某些扩建工程,原有的产品不能满足此要求,新上的间隔必须按原有产品选择时,应注意检修时的安全防护措施。

11.0.8 系原规定的保留条文。

《交流高压隔离开关》国标规定:“接地开关在合闸位置时应能承受一次一定数值的动、热稳定电流(具体数值由产品技术条件规定),而导体回路不得熔断,触头不得分离但允许焊牢”。电力设计单位认为上述规定不能保证运行检修安全,故标准又加注如下:“当产品技术条件所规定的接地开关动、热稳定数值不能满足使用要求时,由用户与制造厂协商解决”。

DL 486—1992《交流高压隔离开关订货技术条件》规定:对接地开关进行动、热稳定试验时触头不得分离,不致熔断,但允许有轻微的熔焊。接地开关进行额定短路关合能力试验时,关合电流值取额定动稳定电流,试验后,接地开关不得过度损坏,只允许触头有轻微的熔焊。

在工程设计时,可根据安装处的短路电流和制造部门产品技术条件提供的接地开关动热稳定电流保证值进行校验。

11.0.9 系原规定的保留条文。

目前国标并未对隔离开关开、合小电流能力进行规定。1980年试行的《电力工业技术管理法规》第 4-4-18 条明确了当回路中未装设断路器时,可使用隔离开关进行操作的范围,明确隔离开关可“开、合励磁电流不超过 2A 的空载变压器和电容电流不超过 5A 的无负荷线路”,因隔离开关分、合小电流的能力与额定电压有关,故应结合运行实践与型式试验确定。根据多年运行实践

经验，220kV 及以下隔离开关宜按《电力工业技术管理法规》规定的数值校验。

DL 486—1992《交流高压隔离开关订货技术条件》中明确：“对隔离开关应进行开、合小电流能力的实验，包括感性小电流和容性小电流的试验，其数值和判据正在考虑中”。

DL/T 405—1996《进口 252（245）～550kV 交流高压断路器和隔离开关技术规范》中明确：“在额定电压下隔离开关应能可靠地开合电感电流 0.5A，电容电流 2A”。

根据多年运行实践经验，220kV 及以下隔离开关宜按《电力工业技术管理法规》规定数值校验。

切环流、切电压互感器、切母线等电容电流，在运行中是必要的，根据东北电网的实践，对 220kV 及以下隔离开关在运行中切环流、切电压互感器从未发生过问题，不需要另提要求。但对 330kV 以上隔离开关则应根据需要向制造部门提出要求。DL 486—1992《交流高压隔离开关订货技术条件》中明确隔离开关进行开、合母线转移电流的试验条件如下：

对一般隔离开关的开断电流为 $0.8I_n$ （ I_n 为产品的额定电流），开合次数 100 次，开合电压为：

10kV 级产品——50V；

（35～110）kV 级产品——100V；

220kV 级以上产品——300V、400V。

开、合过程中的燃弧时间不限，但不能危及相间绝缘和操作人员安全，试后产品仍能正常运行，不需要检修。

11.0.10 系原规定第 4.0.7 条的修改条文。

引自 DL 486—1992《交流高压隔离开关订货技术条件》。

11.0.11 系原规定第 4.0.8 条的修改条文。

据有关单位调查，对各级电流隔离开关采用手动、电动者均有，没有明确的分界线。参照制造部门的意见，建议屋内 8000A 及以上隔离开关一般采用电动操作机构，8000A 以下隔离开关一

一般采用手动操作机构。

根据设计总结及运行单位意见，220kV 及以下隔离开关宜采用手动操作机构，布置在高型或半高型配电装置上层的 220kV 隔离开关和 330kV 以上隔离开关宜采用电动机构，当采用变电站综合自动化系统时，为便于远方操作，隔离开关应采用电动操作机构。其他屋外隔离开关一般采用手动操作机构。

12 72.5kV 及以上气体绝缘金属 封闭开关设备

12.0.1 系原规定第 5.0.1 条的修改条文。

12.0.2~12.0.3 系原规定的保留条文。

12.0.4 系原规定第 5.0.4 条的修改条文。

根据国标 GB 7674—1997《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》统一了部分名词术语，为方便对电缆进行试验增加了 12.0.4.3 款的注解。

12.0.5 系原规定第 5.0.5 条的修改条文。

1 系原规定的保留条文。

断路器元件断口的布置目前有两种形式，即水平布置和垂直布置。当为水平布置时，可以在断路器两侧检修断口，能够减小配电装置的高度，还能防止垂直下落的灰尘进入灭弧室，因此宜在屋外型的配电装置和增大配电装置宽度影响不大的场所采用。当端口为垂直布置时，检修时需将断路器灭弧室垂直吊出，要求高度比较高，但宽度可以缩小，特别适用于地下开关站。

2 系原规定的保留条文。

当负荷开关需要切合空载线路或空载变压器时，应和断路器有同样的电气参数要求，以保证过电压不超过允许值。但对切合空载线路的长度和空载变压器的容量不能提出和断路器同样的要求，订货时需和制造部门协商。

负荷开关具有一定的切合负荷能力。因其结构轻巧，所需的操作力比断路器小，因此操作机构寿命较长。一般将它串接与切合负荷而操作频繁的回路中，如调峰电厂，以减少断路器的操作次数，延长断路器检修周期。同时，负荷开关也使用在终端变电所或城市环形供电系统中，以代替价格昂贵的断路器元件。

3 系新增条款。

国标 GB 7674—1997《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》中规定，“隔离开关和接地开关应有表示其分、合闸位置的可靠和便于巡视的指示装置。如用户要求，隔离开关和接地开关可设置观察触头位置的观察窗”。

日本 SF₆ 封闭组合电器标准化专门委员会出版的《SF₆ 封闭式组合电器的标准化》一文中明确：“对于构成 GIS 的断路器、隔离开关、接地开关等元件，可设置用机械方式表示开关合分状态的分合指示器，是附属于本体的操作装置，应设置在从检查通道上容易看到的地方。在控制室或 GIS 监视盘上应设置电气信号指示，但在 GIS 的元件——断路器、隔离开关、接地开关等元件上只用机械指示装置。”

考虑到观察窗在布置位置上不易观察，而且观察窗将增加泄漏故障点，因此规定如该位置指示器足够可靠的话，可不设置观察触头位置的观察窗。如需设置需用户和制造厂协商确定。

4 系原规定的保留条文。

下列情况需装设快速接地开关：

- 1) 停电回路的最先接地点。用来防止可能出现的带电误合接地造成封闭电器的损坏。
- 2) 利用接地开关来短路封闭电器内部故障电弧，一般为分相操作。其动作时间小于封闭电器外壳所能承受电弧燃烧时间。其投入时间一般不小于接地飞弧后 1s。

部分或全部接地开关的导体应有可能与外壳绝缘，以便将测量电源引入主回路，进行某些测量试验工作，如，绝缘电阻测量、主回路电阻测量、工频耐压试验等。

5 系原规定的保留条文。

6 系新增条款。

对于 GIS 配电装置过电压保护均要配置避雷器，但由于 SF₆ 气体绝缘避雷器价格约为敞开式避雷器的 (6~10) 倍，为此应首

先考虑采用敞开式避雷器进行 GIS 及相关设备的保护。避雷器的配置宜首先采用与架空线连接的出口处装设敞开式避雷器，经雷电侵入波过电压计算不能满足要求时再配置 SF₆ 气体绝缘避雷器。

一般情况下下列地点应配置 SF₆ 气体绝缘避雷器：

- 1) GIS 配电装置母线上的避雷器；
- 2) 当 GIS 和变压器间采用 SF₆ 母线连接时，保护变压器的避雷器；
- 3) 当 GIS 和变压器间采用高压电缆直接连接没有架空线时，保护变压器的避雷器。

7 系新增条款。

为了保证扩建工程施工时原有 GIS 设备不停电以及施工人员的人身安全，宜在扩建端母线处设置隔离开关和隔离气室。

12.0.6 系原规定第 5.0.6 条的修改条文。

引自国标 GB 7674—1997《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》中的规定。

日本 SF₆ 封闭组合电器标准化专门委员会出版的《SF₆ 封闭式组合电器的标准化》一文中对伸缩节的设置作如下规定：

伸缩节主要用于装配调整，吸收基础间的相对位移、热胀冷缩、地震时的过度位移等，根据不同的使用目的选定允许的位移量、位移方向和允许的位移次数。

此外，一个伸缩节往往兼有几种功能，所以，需要对标准值逐个进行研究，然后选用，其标准示例如表 8 所示。

表 8 伸缩节的种类和允许位移量

种类	允许位移量 mm		备 注
	轴向	径向	
装配调整用	±10~15	±5	除装配调整外，大都兼有局部解体、组装及防止震动传播等功能

表 8 (续)

种类	允许位移量 mm		备 注
	轴向	径向	
吸收基础间的 相对位移	-10~+50	±20~50	1 吸收分开基础间的相对位移(不均匀下沉) 2 为了防止相对位移, GIS 及其与之直接连接元件的基础最好是一个整体,但作为整体施工受混凝土耗量及基础规模过大的限制,所以基础适宜分开,在 GIS 上设伸缩节,这在经济上是有利的 3 采用分开基础时,减少相对位移的措施如下:在一个地基上打基础;在基础的分开部分加连接梁
吸收热胀 冷缩	±20		1 吸收因环温、通电、日照等温度变化引起的热伸缩分量 2 决定伸缩量的主要因素是材质(膨胀系数)、母线长度、温度变化幅度 3 伸缩量较小时,有时用来吸收罐体和底架的弹性变形和安装部分的滑动等
吸收地震时的 过度位移	个别研究		在 GIS 元件和变压器的直接连接部分,有时需吸收地震时的过度位移

伸缩节的选择标准如下:

1 用于装配调整。

用于吸收 GIS 制造上的尺寸误差和安装误差,其标准主要由制造厂决定。

2 用于吸收基础间的相对位移。

指分开基础间的相对位移(不均匀下沉)。

如果基础十分牢固,就能减轻伸缩节负担,反之亦增加负担,所以,这是由综合经济指标所决定的,其标准应由制造厂家和用户协商决定。

3 用于吸收热胀冷缩的伸缩节。

根据温度的变化幅度、使用的材质、单位长度决定其标准。

这些条件是由 GIS 的额定电压、额定电流、运输方面的尺寸

限制等所决定的。

4 用于吸收地震时的过度位移量。

主要用于与变压器等的连接部分及伸缩节的安装高度很高的情况，其允许位移量应根据连接元件的地震分析求得。

12.0.7 系原规定第 5.0.7 条的修改补充条文。

线路侧的接地开关，由于两侧都有电源，当其误投入时，将通过断路器的额定关合电流。虽然，线路侧的接地开关采用具有关合短路电流能力的快速接地开关，但其误合后对设备必将造成一定的损坏。由于接地开关是组合在 GIS 内部，检修比较复杂，因此为避免其误合操作，建议线路侧的接地开关宜加装带电指示和闭锁装置。

12.0.8 系原规定第 5.0.8 条的修改补充条文。

封闭电器的每一个回路，并不是运行于一个气体系统中。一般分为数个独立的气体系统，多用盆形绝缘子隔开，称为气隔。这样可以：

- 1 防止扩大故障，减少停电范围；
- 2 把使用不同压力的各个元件隔开；
- 3 便于进行 SF₆ 气体的回收处理。

气体隔室划分方法既要满足正常运行条件，又要使隔室内部的电弧效应得到限制。GIS 在结构布置上应使内部故障电弧对其继续工作能力的影响降至最小。电弧效应限制在起弧的隔室或故障段的另一些隔室（若该段的隔室之间有压力释放措施时）之内，将故障隔室或故障段隔离以后，余下的设备应具有继续正常工作的能力。

12.0.9 系新增条款。

引自国标 GB 7674—1997《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》中的规定。

现在国标中尚无 GIS 外壳的设计标准，但不论焊接或铸造的外壳，它的结构和厚度的计算方法应参照类似压力容器的标

准, 所依据的设计温度和设计压力按 GB 7674 确定。对焊接的外壳, 制造厂应规定焊缝质量的要求以及焊缝无损探伤方法和范围。

设计外壳时, 尚应考虑以下因素:

- 1 外壳充气以前需要抽真空;
- 2 全部压力差可能施加在外壳壁或隔板上;
- 3 在相邻隔室运行压力不同的情况下, 因隔室间意外漏气所造成的压力升高;
- 4 发生内部故障的可能性。

12.0.10 系原规定第 5.0.9 条的修改补充条文。

DL/T 728—2000《气体绝缘金属封闭开关设备订货技术导则》中规定, 每个气室应设防爆装置, 但满足如下条件之一的也可以不设防爆装置:

- 1 气室分隔容积足够大, 在内部故障电弧发生的允许时间内, 压力升高为外壳承受所允许, 而不会发生爆裂。
- 2 制造厂与用户达成协议。

日本 SF₆ 封闭组合电器标准化专门委员会出版的《SF₆ 封闭式组合电器的标准化》一文中对防爆膜的设置作如下规定:

由于 GIS 的罐体强度设计成能耐受内部故障时的压力升高, 所以标准规定不设置防爆膜。在罐的容积非常小或故障电流非常大, 而且无后备保护开断, 燃弧时间特别长的情况下, 也可能出现压力升高超过罐体强度的情况, 但综合判断下列事项后仍然决定不设置防爆膜。

3 现在设计的罐体强度, 除容积较小的 72kV/84kV 用的一部分罐体外, 其他基本上都能满足用户的故障电流、故障持续时间要求。

4 到目前为止, 几乎还没有发生故障证明设置防爆膜的必要性。

5 安装防爆膜会给可靠性带来影响(气体密封部位和零件数

量增加)。

6 制造成本高。

因此，本规定建议在内部故障电弧实验时不发生电弧的外部效应时，可不设置防爆装置。

12.0.11 系新增条款。

引自国标 GB 7674—1997《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》中的规定。

如用户要求，制造厂应说明通过隔板的允许漏气量，以便在相邻隔室充有一定压力气体的情况下对某一隔室进行维修。

12.0.12~12.0.13 系新增条款。

12.0.14 系新增条款。

引自国标 GB 7674—1997《72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》中的规定。

GIS 罐体的接地方式，按三相共箱式和分相式区分，其标准如下：

- 1 三相共箱式：多点接地方式。
- 2 分相式：多点接地方式或一点接地方式。

三相共箱式采用多点接地方式是有利的，在这种情况下，由于外部漏磁场很小，即使罐体采用多点接地，罐体上流过的电流也很小，所以无需考虑温升问题。另一方面，分相式在分别考虑各自的利弊后，采用多点接地或一点接地方式。此时，如从减少外部漏磁场和降低感应过电压方面考虑，仍希望采用多点接地方式，但需要考虑防止电磁感应电流流入基础部分的措施。

还有，分相式产品和三相共箱式母线构成的 GIS，适于采用混合的接地方式。这种场合实现接地方式的标准化是相当困难的，实践中也都是多点接地方式和一点接地方式混合使用。

此外，在分相式中，有多点接地方式，有减少电磁感应电流流入接地线的措施，也有一点接地方式时为降低电位采用相间分流方式的例子。

目前使用的实例中，(72~245) kV 的三相共箱式 GIS 绝大多数是采用多点接地方式，在 245kV 以上的高压大容量级，除一部分母线外，均由分相式元件购成，所以采用多点接地或一点接地方式。

13 交流金属封闭开关设备

本节系新增条文。

13.0.4 国标 GB 4208—1984《外壳防护等级分类》中规定：表示防护等级的代号通常由特征字母和二个特征数字组成，表示为：IPXX。特征数字的含义分别见表 9、表 10。

表 9 第一位特征数字所代表的防护等级

第一位特征数字	防护等级		备注
	简要说明	含义	
0	无防护	没有专门的防护	
1	防大于 50mm 的固体异物	能防止直径大于 50mm 的固体异物进入壳内，能防止人体的某一大面积部分（如手）偶然或意外地触及壳内带电部分或运动部件，不能防止有意识的接近	
2	防大于 12mm 的固体异物	能防止直径大于 12mm，长度不大于 80mm 的固体异物进入壳内。能防止手指触及壳内带电部分或运动部件	
3	防大于 2.5mm 的固体异物	能防止直径大于 2.5mm 的固体异物进入壳内，能防止厚度（或直径）大于 2.5mm 的工具、金属线等触及壳内带电部分或运动部件	
4	防大于 1mm 的固体异物	能防止直径大于 1mm 的固体异物进入壳内，能防止厚度（或直径）大于 1mm 的工具、金属线等触及壳内带电部分或运动部件	
5	防尘	不能完全防止尘埃进入，但进入量不能达到妨碍设备正常运行的程度	
6	尘密	无尘埃进入	

注 1：表中第 2 栏“简要说明”不应用来规定防护形式，只能作为概要介绍。

注 2：第一位特征数字为 1 至 4 的设备应能防止的固体异物，系包括形状规则或不规则的物体，其 3 个相互垂直的尺寸均超过“含义”栏中相应规定的数值。

注 3：对具有泄水孔或通风孔设备第一位特征数字为 3 和 4 时，其具体要求由有关专业的相应标准规定。

注 4：对具有泄水孔设备第一位特征数字为 5 时，其具体要求由有关专业的相应标准规定。

表 10 第二位特征数字所代表的防护等级

第二位特征数字	防护等级		备注
	简要说明	含义	
0	无防护	没有专门的防护	
1	防滴	滴水（垂直滴水）无有害影响	
2	15° 防滴	当外壳从正常位置倾斜在 15° 以内时，垂直滴水无有害影响	
3	防淋水	与垂直成 60° 范围以内的淋水无有害影响	
4	防溅水	任何方向溅水无有害影响	
5	防喷水	任何方向喷水无有害影响	
6	防猛烈海浪	猛烈海浪或强烈喷水时，进入外壳水量不致达到有害程度	
7	防浸水影响	进入规定压力的水中经规定时间后进入外壳水量不致达到有害程度	
8	防潜水影响	能按制造厂规定的条件长期潜水	
注 1：表中第 2 栏“简要说明”不应用来规定防护形式，只能作为概要介绍。			
注 2：表中第二为特征数字为 8，通常指水密型，但对某些类型设备也可以允许水进入，但不应达到有害程度。			

DL 404—1991《户内交流高压开关柜订货技术条件》规定防护等级的定义为：高压开关柜的外壳、隔板防止人体接近带电部分或触及运动部分，并且防止固体物体侵入设备的保护程度。防护等级分类见表 11。

表 11 防护等级分类

防护等级	能防止物体接近带电部分和触及运动部分
IP2X	能阻挡手指或直径大于 12mm、长度不超过 80mm 的物体进入
IP3X	能阻拦直径或厚度大于 2.5mm 的工具、金属丝等物体进入
IP4X	能阻拦直径大于 1.0mm 的金属丝或厚度大于 1.0mm 的窄条物体进入
IP5X	能防止影响设备安全运行的大量尘埃进入，但不能完全防止一般的灰尘进入

开关柜的防护等级应根据环境条件按上面的要求选择防护等级，但如果所选择的防护等级超过 IP4X 时，应注意开关柜内部元件的降容使用问题。

13.0.6 引自 DL 404—1991《户内交流高压开关柜订货技术条件》。

沿所有高压开关柜的整个长度延伸方向应设有专用的接地导体，如果是铜质的，其电流密度在规定的接地故障时不应超过 $200\text{A}/\text{mm}^2$ ，其最小截面不得小于 30mm^2 ，该接地导体应设有与接地网相连的固定的连接端子，并有明显的接地标志。如果接地导体不是铜质的，也应满足相同的动热稳定要求。

13.0.7 引自 DL 404—1991《户内交流高压开关柜订货技术条件》。

13.0.8 DL 404—1991《户内交流高压开关柜订货技术条件》规定高压开关柜中各组件及其支持绝缘件的外绝缘爬电比距（高压电器组件外绝缘的爬电距离与最高电压之比）应符合如下规定：

1 凝露型的爬电比距：瓷质绝缘不小于 $14\text{mm}/\text{kV}$ ，有机绝缘不小于 $16\text{mm}/\text{kV}$ 。

2 不凝露型的爬电比距：瓷质绝缘不小于 $12\text{mm}/\text{kV}$ ，有机绝缘不小于 $14\text{mm}/\text{kV}$ 。

DL/T 593—1996《高压开关设备的共用订货技术导则》规定户内开关设备的公称爬电比距如表 12 所示：

表 12 户内开关设备外绝缘最小公称爬电比距要求

污秽等级	污秽导电率 μs		等值盐密 mg/cm^2		最小公称爬电比距 mm/kV	
	范围	参考值	范围	参考值	瓷质材料	有机材料
I	5~10	7	0.01~0.02	0.015	14	16
II	12~16	14	0.02~0.04	0.03	18	20

注：根据实验室试验的经验，表列最小公称爬电比距值允许减小（例如，对特殊形式的耐污绝缘子）。

公称爬电比距为外绝缘爬电距离与其额定电压(即最高电压)之比, 单位 mm/kV。

实际爬电比距要求为最小公称爬电比距乘以应用系数 a , a 值见表 13。

表 13 最小公称爬电比距的应用系数

绝缘的应用	应用系数 a
相对地	1.0
相 间	$\sqrt{3}$
断路器断口间	1.0
隔离断口间 (包括起联络作用的断路器断口和起隔离作用的负荷 开关断口)	1.15

本规定是综合上述两个技术规定的要求制定的, 工程实际应用时应根据实际的污秽情况选择合适的外绝缘爬电比距。

13.0.9 引自 DL/T 593—1996《高压开关设备的共用订货技术导则》。

13.0.10 高压开关柜的闭锁装置应具有“五防”功能。除防止“误分、误合断路器”可采用提示性的措施外, 其他“四防”应采用强制性闭锁。

当采用电气闭锁方案时, 闭锁元件的电源应与继电保护回路分开。

各种闭锁装置均应有专用的解锁工具, 非专用工具不得解锁。

14 电 抗 器

本节新增并联电抗器和并联电抗器中性点小电抗器选择内容。

14.1 基 本 规 定

14.1.1 本节仅适用于选择限制短路电流的限流电抗器、并联电抗器和并联电抗器中性点小电抗器，不适用于选择调相机起动电抗器和并联电容器补偿装置中的串联电抗器等。

关于限流电抗器的动稳定校验问题，制造部门规定 $X_k\% > 3\%$ 时，已考虑连接无穷大电源下，在限流电抗器端头发生短路的情况。所以只有当 $X_k\% = 3\%$ 时才需进行动稳定校验。制造部门在计算电抗器的动稳定允许电流时，虽然已考虑了在无穷大电源下及在电抗器端部发生短路的情况，但是母线电压是按电抗器额定电压（6kV 或 10kV）计算的，而实际在短路电流计算中是以母线平均电压即基准电压（6.3kV 或 10.5kV）计算的，两者相差 5%。所以制造部门提供的动稳定允许电流并不能保证在无穷大电源下和在电抗器端头发生短路时的动稳定。因此，本规定认为 $X_k\%$ 大于或等于 3% 均需进行动稳定校验。

对于分裂限流电抗器的电抗百分值，制造部门提供的是一臂自感电抗百分值，应根据分裂限流电抗器的连接方式和不同短路地点来确定相应的等值电抗百分值。

目前，沈阳变压器厂生产的分裂电抗器的额定电压与普通电抗器一样，均为 6kV 或 10kV。所以按将短路电流限制到要求值 I'' 所必需的分裂电抗器的等值电抗百分值 $X_k\%$ ，与普通电抗器的电抗百分值的计算公式一样为：

$$X_k \% \geq \left(\frac{I_j}{I''} - X_{sj} \right) \frac{I_{nk} U_j}{I_j U_{nk}} \times 100 \quad (1)$$

式中：

U_j —— 基准电压，kV；

I_j —— 基准电流，A；

I'' —— 超瞬变短路电流有效值，A；

X_{sj} —— 以 U_j 、 I_j 为基准的计算到电抗器前的网络电抗标么值；

U_{nk} —— 电抗器的额定电压，kV；

I_{nk} —— 电抗器的额定电流，A。

14.2 限流电抗器

14.2.1 系原规定的保留条文。

由于电抗器几乎没有什么过负荷能力，所以主变压器或出线回路的普通电抗器的额定电流应按回路最大工作电流选择，而不能用最大持续工作电流选择。母线分段电抗器额定电流选择是依据 GB 50049—1994《小型火力发电厂设计规范》要求编写的。

14.2.2 系原规定的保留条文。

为了使分裂电抗器所接的两段母线的电压差别减小，应该使分裂电抗器两臂通过的负荷电流尽量相等或接近。但是由于两段母线负荷实际上的不平衡，分裂电抗器的两臂负荷电流实际上存在着差别，一般取两臂的负荷波动不超过 $I_1 = 0.7I_n$ 、 $I_2 = 0.3I_n$ ，或反之。

对于发电厂的发电机或主变压器回路所连接的分裂电抗器，其所通过的负荷电流就是发电机或变压器的额定电流，为了在一段母线负荷较低时，还能使发电机或变压器最大限度送出电能，故本规定按发电机或主变压器额定电流的 70% 来选择分裂电抗器的额定电流。

对于变电所主变压器回路，为了选用较小额定电流的分裂电抗器，最好是按实际负荷电流大的一臂的额定电流来选择电抗器的额定电流。当负荷资料不明确时，也可按主变压器额定电流的70%来选择分列电抗器的额定电流。

在调查中了解到，经分裂电抗器后的母线电压波动值一般约为(100~200)V，为额定电压的(1.6~3.2)%，均比计算值为小，特别是在发电厂中，由于直接接于主母线的发电机自动励磁调整装置的调节作用，数值还会更小些。分裂电抗器两臂母线电压差也不大，一般约为100V左右。

14.2.3 系原规定的保留条文。

在正常工作时，经普通电抗器的电压损失不大于5%的校验条件，是为保证电力用户母线电压为额定值而确定的。故对于出线电抗器不仅要计及经限流电抗器的电压损失，尚应计及出线上的电压损失。

对于带电抗器的出线，因其断路器的断流容量一般按照在电抗器后短路选择，对电抗器前的短路故障，则由母线保护来切除，故出线保护时间需与母线保护时间相配合，一般装设带时限的过电流保护。为防止高压电动机因低电压误跳闸，电力系统和发电厂厂用电系统不允许长时间低电压运行，必须保证在电抗器后短路时有一定的母线剩余电压。本规定要求母线剩余电压不低于额定值的(60~70)%。这是因为DL/T 5153—2002《火力发电厂厂用电设计技术规定》中规定：对成组电动机自启动时，6kV厂用母线电压水平，中温中压发电厂为额定电压的(60~65)%，高温高压发电厂为额定电压的(65~70)%。它是相对于厂用电母线额定电压6.0kV的百分数。本规定对额定电压为(6.3~10.5)kV的主母线规定为(60~70)%，要求6kV发电机主母线应尽量取上限值70%，在考虑主母线与厂用母线之间厂用电抗器的电压损失5%左右后，仍能满足厂用母线电压的最低要求，从而不致使电动机因电压过低而制动及使其回路跳闸。

对于母线分段电抗器，由于其所连接的（6~10）kV 分段母线一般都装设不完全母线差动保护作为专用母线保护，即使不设专用母线保护，分段断路器也得装设瞬时电流速断装置。对于一组电抗器带几回出线的所谓集合电抗器的接线，其各回出线按不带电抗器的出线原则，均装设有瞬时电流速断装置。它们与装设无时限继电保护的出线电抗器一样，都不会引起电力用户所不允许的长时间低电压运行，故不必校验短路时母线剩余电压。

14.2.4 系原规定的保留条文。

14.2.5 系原规定的保留条文。

制造部门规定的分裂电抗器互感系数标准为 0.4~0.6，实际出厂的产品一般在 0.47~0.52 之间，所以当无制造部门资料时，为简便计算，互感系数一般取 0.5。

14.2.6 系原规定的保留条文。

本条规定分裂电抗器正常工作时两臂母线的电压波动应按负荷资料计算，当无实际负荷资料时，可按本假设条件校验，理由参见第 14.2.2 条。

14.2.7 系原规定的保留条文。

14.3 并联电抗器

系新增条文。

14.3.1 SD 327—1989《进口 330、500kV 并联电抗器技术规范》规定并联电抗器的励磁特性为：在 1.4 倍额定电压下应基本上为线性，1.4 倍额定电压下的电流不应大于 1.4 倍额定电流的 3%；在伏安特性曲线上，对应于 1.4 倍和 1.7 倍电压连线的平均斜率不得小于原斜率的 50%。

原国家电力公司电力规划设计总院编制的 G-YC 99-63-1《油浸式并联电抗器技术规范书》中规定：在 $1.5 \times 550 / \sqrt{3}$ kV ($1.5 \times 363 / \sqrt{3}$ kV) 电压下磁化特性曲线应为线性，大于上述电压时磁化特性曲线的斜率不应低于原斜率的 33%。

并联电抗器的伏安特性可近似地由两条折线表示，如图 1 所示。

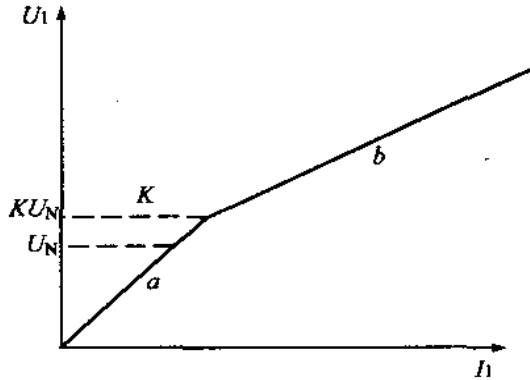


图 1 并联电抗器的伏安特性

工程设计应对并联电抗器的伏安特性提出要求。制造厂对铁心磁密取值过高，图 1 中饱和曲线的拐点 K 较低， b 段斜率较小，在电网中容易激发非线性谐振过电压。

拐点 K 的电压应保证 KU_N 大于工频过电压。若拐点 K 以下 a 段的斜率为 1，拐点 K 以上的 b 段斜率 $\Delta U_1/\Delta I_1$ ，不宜低于 a 段的 $1/3$ ，最好达到 $2/3$ 。

表 14 为我国及部分国外并联电抗器的伏安特性，供工程设计时参考。

表 14 国内外部分并联电抗器的伏安特性

特性	中国	中国	瑞典	法国	苏联
电压 (kV)	330	500	500	500	500
拐点电压 (倍)	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5
拐点以下斜率	1	1	1	1	1
拐点以上斜率	28%~30%	28%	44%	2/3	44%

注：拐点以下斜率取 1 为针对拐点以上斜率而取的相对值，实际斜率由电抗器容量确定；拐点以上斜率系针对拐点以下斜率的百分值，并非实际斜率。

电抗器电流的允许谐波力量，对直接接地的并联电抗器，当施加正弦波形的额定电压时，电抗器电流的三次谐波分量的最大允许峰值为基波分量峰值的 3%。

在额定电压和额定频率下，电抗器外壳各部位最大振幅（峰-峰）应小于 $200\mu\text{m}$ 。

在额定电压和频率下，并联电抗器每相电抗容许偏差 $\pm 5\%$ ，三相并联电抗器或单相并联电抗器组成的三相，若连接到具有对称电压的系统上，当三个相的电抗偏差都是在 $\pm 5\%$ 容许范围内时，每相电抗与三相电抗平均值的偏差不应超过 $\pm 2\%$ 。

14.3.3 如果选用三相电抗器，应选用三相五柱结构，而不宜采用三相三柱结构。因为三相三柱式有以下两个缺点：

1 当采用单相重合闸时，单相断开后，另外两相的磁通通过断开相的铁心柱，使断开相上感应一个电压，使得故障点的潜供电流加大而不利灭弧。

2 三相三柱式电抗器要求在中性点联接的小电抗具有较大的阻抗值，中性点绝缘水平较高。

采用三相五柱式结构的电抗器，其有绕组的三个铁心柱磁阻很大（铁心加隔磁材料），另外两个旁轭铁心磁柱磁阻做得很小。单相断开时，磁通极少通过断开相铁心柱，避免了相互感应。三相五柱式结构电抗器的零序电抗与单相电抗器的零序电抗相同，因此，它们可选择相同的中性点小电抗和绝缘水平。

14.3.4 并联电抗器接入线路后，在线路满载或重载情况下，将会出现以下情况：

- 1 线路上电能损耗增加；
- 2 线路少送有功功率；
- 3 受端需增加无功补偿装置，例如调相机或并联电容器装置，以求得无功平衡。

所以，从经济运行的角度出发，希望轻载或空载时将并联电抗器投入；满载或重载时将并联电抗器退出，故障时瞬时投入。即可节约部分无功补偿设备，又可满足过电压的要求。因此，要求对于可按系统运行情况投切的并联电抗器应选用自动投切方式。

14.4 并联电抗器中性点小电抗器

14.4.1 中性点小电抗应根据电力系统的情况按加速潜供电弧熄灭或抑制谐振过电压的要求选择小电抗值。

1 按加速潜供电弧熄灭的要求选择小电抗。

超高压线路常采用单相重合闸作为提高动稳定的措施。但在发生单相接地故障时，由于线路的电容耦合和互感耦合，接地点的潜供电流难以自熄，降低了单相重合闸的成功率。

在并联电抗器中性点连接小电抗后，可以补偿相间电容，并部分地补偿互感分量，降低潜供电流的幅值。当小电抗中附加小电阻后，还可以改变相位，从而加速潜供电弧的熄灭。

小电抗的最佳补偿与系统参数、并联电抗器的补偿度、安装位置和故障方式有关。工程设计应由系统专业对各种方案进行潜供电电流和恢复电压计算，选择最佳电抗值。潜供电流应小于(15~20) A。

单从补偿相间电容的角度出发可按式(2)对小电抗值进行近似估算：

$$X_0 = \frac{X_L^2}{X_{12} - 3X_L} \quad (2)$$

式中：

X_0 ——中性点小电抗的电抗值， Ω ；

X_L ——并联电抗器的正序电抗值， Ω ；

X_{12} ——线路的相间容抗值， Ω 。

2 按抑制谐振过电压的要求选择小电抗。

为抑制工频传递谐振过电压，中性点小电抗可按式(3)计算：

$$X_0 = \frac{X_L^2}{X_{12} - 3X_L} + \frac{X_L - X_{L0}}{3} \quad (3)$$

式中：

X_{L0} ——并联电抗器的零序电抗值 (Ω)。对单相电抗器, $X_{L0} = X_L$; 对三相三柱式电抗器, $X_{L0} = X_L/2$ 。

为阻尼分频谐振过电压, 在中性点小电抗回路中串接的电阻宜为百欧级。中性点仅安装小电抗, 可以减少激发分频谐振的或然率, 但不能防止激发。

14.4.2~14.4.3 引自《电力工程电气设计手册》, 本条要求系根据 IEC 标准编制。

14.4.4 并联电抗器中性点和中性点小电抗的绝缘水平主要决定于出现在中性点上的最大工频过电压 U_{og} , 因为 U_{og} 实际上决定了避雷器的保护水平。

小电抗 X_0 随补偿度 K_1 的增大而减小。随着小电抗 X_0 的减小, U_{og} 将相应降低。因此, 绝缘水平的选择与系统所取补偿度有关。

中性点上出现的最大工频过电压 U_{og} , 是由各种不对称故障形式决定的。其中以并联电抗器的两相分闸和空线中的不对称接地两种情况引起的最大工频过电压最高。

表 15 给出了各种情况下 U_{og} 的计算公式, 可供工程设计时参考。

表 15 并联电抗器中性点工频过电压的计算公式

序号	不对称情况	计算公式	近似公式
1	运行的电抗器的单相分闸	$\frac{U_{xg}}{2 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{U_{xg}}{\frac{3K_1}{T_{k0}} - 1}$
2	运行的电抗器的两相分闸	$\frac{U_{xg}}{1 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{U_{xg}}{\frac{3K_1}{T_{k0}} - 2}$
3	运行下的单相线路断开	$\frac{U_{xg}}{3 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{T_{k0} U_{xg}}{3K_1}$
4	空线中的单相接地	$\sqrt{2(\rho_B^2 + \rho_C^2) - 3} \times \frac{K_0 U_{xg}}{3 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{T_{k0} K_0 U_{xg}}{3K_1} \times \sqrt{2(\rho_B^2 + \rho_C^2) - 3}$

表 15 (续)

序号	不对称情况	计算公式	近似公式
5	空线中的 两相接地	$\frac{\rho_A K_0 U_{xg}}{3 + \frac{X_L}{X_0}}$	$\frac{\rho_A T_{k0} K_0 U_{xg}}{3K_1}$
<p>注：U_{xg} —— 电网最高相电压，kV； X_L —— 并联电抗器的正序电抗值，Ω； X_0 —— 中性点小电抗的电抗值，Ω； K_1 —— 并联电抗器的补偿度，$K_1 = \frac{1}{X_L \omega C}$； C —— 线路的正序电容； T_{k0} —— 线路相间电容 C_{12} 与正序电容 C_1 的比值，$T_{k0} = 3C_{12}/C_1$； K_0 —— 电容效应系数与等效电源系数（即等效电势与 U_{xg} 之比）的乘积； ρ_A、ρ_B、ρ_C —— 健全相的单相接地系数。</p>			

15 电 流 互 感 器

15.0.1 系原规定的保留条文。

本条为选择电流互感器时的主要参数，除个别情况如主变压器中性点、发电机出口励磁变压器高压侧的电流互感器外，一般均应首先满足本条规定。

电流互感器一次参数可按如下要求选择：

1 电流互感器应根据其所属一次设备的额定电流或最大工作电流选择适当的额定一次电流。额定一次电流 (I_{pm}) 的标准值为：10A、12.5A、15A、20A、30A、40A、50A、60A、75A 以及它们的十进位倍数或小数。

2 电流互感器的额定连续热电流 (I_{cth})、额定短时热电流 (I_{th}) 和额定动稳定电流 (I_{dyn}) 应能满足所在一次回路的最大负荷电流和短路电流的要求，并应适当考虑系统的发展情况。当互感器一次绕组可串、并联切换时，应按其接线状态下实际短路电流进行 I_{th} 及 I_{dyn} 校验。

3 选择额定一次电流时，应使得在额定电流比条件下的二次电流满足该回路测量仪表和保护装置的准确性要求。

4 为适应不同要求，在某些情况在同一组电流互感器中，保护用二次绕组与测量用二次绕组可采用不同变比。

电流互感器二次参数可按如下要求选择：

1 二次电流选择。

电流互感器额定二次电流 (I_{sn}) 有 1A 和 5A 两类。

1) 对于新建发电厂和变电站，有条件时电流互感器额定二次电流宜选用 1A。

2) 如有利于互感器安装或扩建工程原有电流互感器采用 5A 时，以及某些情况下为降低电流互感器二次开路电

压，额定二次电流可选用 5A。

3) 一个厂站内的电流互感器额定二次电流允许同时采用 1A 和 5A。

2 二次负荷的选择和计算。

1) 电流互感器的二次负荷可用阻抗 $Z_b(\Omega)$ 或容量 $S_b(\text{VA})$ 表示。两者之间的关系为：

$$Z_b = \frac{S_b}{I_{sn}^2} \quad (4)$$

电流互感器的二次负荷额定值 (S_{bn}) 可根据实际负荷需要选用 2.5VA、5VA、7.5VA、10VA、15VA、20VA、30VA。在某些特殊情况下，也可选用更大的额定值。对保护用 TP 类电流互感器，其二次负荷用负荷电阻 R_b 表示。

2) 电流互感器的负荷通常由两部分组成：一部分是所连接的测量仪表或保护装置，另一部分是连接导线。计算电流互感器负荷时应注意在不同接线方式和故障形态下的阻抗换算系数。

3) 计算连接导线的负荷时，一般情况下可忽略导线电抗，而仅计及其电阻 R_1 ：

$$R_1 = \frac{L}{\gamma A} \quad (5)$$

式中：

L ——电缆长度，m；

A ——导线截面，电流回路采用 2.5mm^2 及以上截面积的铜导线， mm^2 ；

γ ——电导率，铜取 $57 [\text{m}/(\Omega\text{mm}^2)]$ 。

动稳定校验的内容有二：一是校验冲击电流倍数应等于或小于制造部门给出的允许动稳定倍数，这是校验短路电流作用在电

流互感器内部的力。校验按下式计算：

$$K_d \geq \frac{i_{ch}}{\sqrt{2}I_{1n}} \quad (6)$$

式中：

K_d ——动稳定倍数，由制造部门提供；

i_{ch} ——短路冲击电流瞬时值，A；

I_{1n} ——电流互感器一次额定电流，A。

另一校验是相间电流的相互作用使互感器绝缘瓷套顶部受到的外作用力，也称外部动稳定校验。其校验公式与支柱绝缘子相同，即：

$$F_{max} = 1.76i_{ch}^2 \frac{l_m}{a} \times 10^{-1} \quad (7)$$

$$l_m = \frac{l_1 + l_2}{2}$$

式中：

a ——回路相间距离，cm；

l_m ——计算长度，cm；

l_1 ——电流互感器出线端部至最近一个母线支柱绝缘子的距离，cm；

l_2 ——电流互感器两端瓷帽的距离，(当电流互感器为非母线式瓷绝缘时， $l_2=0$)，cm。

有的产品样本未标明出线端部允许作用力，而只给出动稳定倍数 K_d 。 K_d 一般是在相间距离为 40cm，计算长度为 50cm 的条件下取得的。此时，可按下式进行校验：

$$K_d \times \sqrt{\frac{50a}{40l_m}} \geq \frac{i_{ch}}{\sqrt{2}I_{1n}} \times 10^3 \quad (8)$$

动稳定校验只对产品本身带有一次导体的电流互感器进行。

热稳定校验是验算互感器承受短路电流发热的能力。制造部

在产品样本中给出的是 1s 或 5s 热稳定电流倍数，校验按下式进行：

$$K_r \geq \frac{\sqrt{Q_d / t}}{I_{ln}} \quad (9)$$

式中：

K_r —— 电流互感器热稳定电流倍数，由制造部门提供；

Q_d —— 短路电流引起的热效应 (A^2s)；

t —— 制造部门提供的热稳定计算采用的时间， $t=1s$ 或 $5s$ 。

当动热稳定不够时，例如有时由于回路中的工作电流较小，互感器按工作电流选择后不能满足系统短路时的动、热稳定要求。则可选择额定电流较大的电流互感器，增大变流比。若此时 5A 元件的电流表读数太小时，可选用 (1~2.5) A 元件的电流表，也可采用复式变比或二次带抽头电流互感器。

15.0.2 系原规定的补充修改条文。

根据国标 GB 1208—1997《电流互感器》规定增加系统接地方式的要求，系统接地方式分为如下几种情况：

- 1 中性点绝缘系统；
- 2 共振接地系统；
- 3 中性点接地系统；
 - 1) 中性点有效接地系统；
 - 2) 中性点非有效接地系统。

电流互感器允许的环境温度根据国标 GB 1208—1997《电流互感器》规定：最高允许温度+40℃，日平均不能超过+30℃，最低允许温度户内式-5℃、户外式-25℃。

15.0.3 原规定第 9.0.3 条的补充修改条文。

35kV 以下屋内配电装置的电流互感器，以往多采用瓷绝缘结构型，现在则较多地使用环氧树脂浇注绝缘型。后者体积较小，重量也较轻，地位紧凑时更显优越性。浇注型电流互感器的动稳

定性能较好，但热稳定则比瓷绝缘型的差，这是因为浇注体本身的散热情况较差，故运行中应注意改善通风。随着浇注工艺水平的提高浇注式电流互感器应用范围越来越广，考虑到 35kV 及以下配电装置多为开关柜式结构，空间比较狭小，因此，推荐 35kV 以下电流互感器宜采用浇注式电流互感器。

对 35kV 以上电流互感器，考虑到现有电流互感器制造技术的发展水平，增加了可选用 SF₆ 气体绝缘结构或光纤式绝缘结构的独立式电流互感器的要求。

15.0.4 系新增条款。

1 超高压系统的发展，短路电流倍数的提高，发电机和变压器容量的增大以及非周期分量的时间常数增加都使暂态过程延长了；为了缩小短路故障影响及提高系统稳定性，要求更快的切除故障。但在暂态过程中非周期分量的存在引起互感器磁通感应强度剧增而使铁心饱和，一次电流几乎全部用来维持铁心磁通，二次电流误差增大，波形严重畸变、缺损、甚至没有输出。如果故障电流非周期分量很大时，第一次故障切除后铁心剩磁也可能很大，则在第二次故障时，剩磁和故障电流非周期分量的磁感应强度同相叠加，使铁心更快饱和。两种情况都将使保护不能正确动作。试验证明，在系统短路且时间常数较大时，互感器的暂态过程对快速的继电保护有较大影响。阻抗元件对暂态过程的反映最敏感，按相比原理工作的继电器又较按其他原理工作的继电器更易受到影响。为了减少暂态过程所引起的互感器饱和，可采用 TP 类保护用电流互感器以减小暂态磁通和铁心剩磁，从而改善暂态特性。目前能满足短路电流具有非周期分量的暂态过程性能要求的 TP 类保护用电流互感器分为如下级别：

TPS 级：低漏磁电流互感器，其性能由二次励磁特性和匝数比误差限值规定。对剩磁无限制。

TPX 级：准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差。对剩磁无限制。

TPY 级：准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差。剩磁不超过饱和磁通的 10%。

TPZ 级：准确限值规定为在指定的二次回路时间常数下，具有最大直流偏移的单次通电时的峰值瞬时交流分量误差。无直流分量误差限值要求。剩磁实际上可以忽略。

上述电流互感器统称为 TP 类（TP——为暂态保护）电流互感器。该类互感器的准确限值是考虑一次电流中同时具有周期分量和非周期分量，并按某种规定的暂态工作循环时的峰值误差来确定的。该类电流互感器适用于考虑短路电流中非周期分量暂态影响的情况。

解决电流互感器饱和对保护动作性能的影响，可采用下述两类措施：

- 1) 选择适当类型和参数的电流互感器，保证电流互感器饱和特性不致影响保护动作性能。对电流互感器的基本要求是保证在稳态短路电流下的误差不超过规定值。对短路电流非周期分量和互感器剩磁等引起的暂态饱和影响，则应根据具体情况和运行经验，妥当处理。
- 2) 保护装置采取减轻饱和影响的措施，保证电流互感器在特定饱和条件下不致影响保护性能。保护装置采取措施减缓电流互感器饱和影响，特别是暂态饱和影响，对降低电流互感器造价及提高保护动作的安全性和可信赖性具有重要意义，应成为保护装置的发展方向。特别是微机保护具有较大的潜力可资利用。当前母线差动保护装置一般都采取抗饱和措施，取得了良好效果。对其他保护装置也宜提出适当的抗饱和要求。

2 根据 DL/T 866—2004《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》的要求：220kV 系统保护、高压侧为 220kV 的变压器差动保护、(100~200) MW 级发电机变压器组及大容量电动机

差动保护用的电流互感器，暂态饱和问题及其影响后果相对较轻，可按稳态短路条件进行计算选择，并为减轻可能发生的暂态饱和影响而给定适当的暂态系数。宜选用 P 类、PR 类或 PX 类电流互感器。PR 类能限制剩磁影响，有条件时可推广使用。给定暂态系数 $K=K_{alf}/K_{pcf}$ (K_{alf} 为准确限制系数， K_{pcf} 为保护校验系数)，应根据应用情况和运行经验确定：

- 1) (100~200) MW 级机组外部故障的给定暂态系数不宜低于 10。
- 2) 220kV 系统的给定暂态系数不宜低于 2。

110kV 及以下系统保护用电流互感器一般按稳态条件选择，选用 P 类电流互感器。

高压母线差动保护用电流互感器的选择，由于母线故障时短路电流很大，而且外部短路时流过各互感器的电流差别也很大。即使各侧选用特性相同的电流互感器，其暂态饱和程度也可能很不一致。为此，母线差动保护应具有抗互感器暂态饱和的能力。在工程应用中可按稳态短路电流或保护装置的要求选用适当的互感器。

15.0.5 引自 DL/T 866—2004《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》。

15.0.6 原规定的保留条款。

安装于变压器中性点做零序保护用的电流互感器，其一次电流按变压器允许的不平衡电流选择。变压器允许的不平衡电流，在 DL/T 572—1995《电力变压器运行规程》中规定“接线为 YNyn0 的大、中型变压器允许的中性线电流，按制造厂及有关规定。接线为 Yyn0（或 YNyn0）和 YZn11（或 YNZn11）的配电变压器，中性线电流的允许值分别为额定电流的 25% 和 40%，或按制造厂规定。”但该规定并未给出大、中型变压器和 YOz 连接的变压器允许的不平衡电流。沈阳变压器厂认为，三相电流不平衡近似于三相阻抗不平衡。根据国标《电力变压器》的规定：变压器绕组

三相直流电阻的不平衡率在 630kVA 及以下者为线 2%、相 4%；其他所有变压器为相（无中性点引出时为线）2%，三相电抗的不平衡率为±10%。即电抗的正负最大不平衡可达 20%，略去电阻不平衡的影响，则变压器的不平衡电流在 20%左右。由于系统阻抗远较变压器阻抗为大，变压器阻抗 20%的不平衡率在整个电网阻抗中所占比例很小，不足以引起变压器三相电流很大的不平衡。变压器三相电流不平衡应从整个电网的阻抗不平衡来考虑。为正确地选择变压器中性点电流互感器，应根据该变压器安装处可能的最大零序电流来考虑。

目前，各制造厂生产的 Ynz 连接的变压器，若运行部门未提出特殊要求，中性点引出线的截面大都为各相截面的 1/4~1/3。例如沈阳变压器厂 Ynz 连接变压器中性点引出线的截面为相截面的 25%；西安变压器厂则为相截面的 1/3。在一般情况下，中性点截面按上述考虑完全能满足运行中不平衡电流的要求。

根据上述情况，若系统未提供最大零序电流，则变压器中性点电流互感器可按变压器额定电流的 30%来选择。

15.0.7 系原规定的保留条文。

由于保护装置的构成特点，自耦变压器的零序差动保护装置各臂的正常工作电流应该平衡，故要求所用的电流互感器各侧变比应该一致。例如当在自耦变压器高压侧保护范围外接地时，零序电流通过接地点经自耦变压器中性点构成回路，为避免保护误动，要求中性点和高压侧互感器变比相同；同理，在中压侧保护范围外接地时，为避免保护误动，要求中性点和中压侧互感器变比相同。故各侧互感器变比均应一致，且按电流较大的中压侧的额定电流来选择。

15.0.8 系原规定的保留条文。

在自耦变压器公共绕组上流过的最大允许负荷电流，系发生在低压侧开断，而高-中压侧传输自耦变压器的额定容量时。此时，公共绕组上的电流为中压侧和高压侧额定电流之差。

15.0.9 系原规定的修改补充条文。

由于零序电流互感器的一次安匝很小，励磁安匝占一次安匝的比例很大，故其电流和匝数不成反比关系，二次绕组匝数不能按电流比来确定，所以零序电流互感器的额定变比没有实际意义。在实际工作中要计算互感器的一次起动电流是困难的，现在采用的方法是先根据所选用的继电器动作电流求出互感器的二次绕组端电压，然后利用制造部门提供的曲线查出保护灵敏度（即一次起动电流）。

在校验母线式零序电流互感器窗口尺寸时尚应考虑有一根继电保护用二次电缆要从窗口穿过。

15.0.10 系原规定的保留条文。

15.0.11 系原规定的保留条文。

安装于中性点连接线上的电流互感器按发电机允许的最大不平衡电流选择。由于实际不平衡电流很难确定，根据运行积累的经验，现在一般按发电机额定电流的（20~30）%来选择互感器的一次电流。

16 电压互感器

16.0.1 系原规定的修改补充条文。

本条为选择电压互感器时的主要参数。

电压互感器一般允许在 115% 额定电压下长期运行，有的产品允许在 110% 额定电压下长期运行，选用时应予注意。

电压互感器的额定二次负荷是在某一准确度等级下的最佳值，当实际负荷低于或超过此值过多时，就影响到准确度等级，故实际负荷应尽量与额定负荷相接近。额定二次负荷以伏安值表示。

作为测量用或保护用的电压互感器，其性能是以额定一次电压为基准的，但其额定绝缘水平则是以 GB 156 或 IEC38 标准中所列出的设备最高电压为基准的。

系统接地方式系指电力系统中性点的接地方式，分为如下几种情况：

- 1 中性点绝缘系统；
- 2 共振接地系统；
- 3 中性点接地系统。
 - 1) 中性点有效接地系统；
 - 2) 中性点非有效接地系统。

16.0.2 系原规定的保留条文。

国标 GB 1207—1997《电压互感器》规定：最高环境温度为 40℃，日平均不超过 30℃，最低环境温度户内为 -5℃、户外为 -25℃。

国标未对电压互感器运行时的相对湿度提出数据，故高湿地区的用户应向制造部门提出咨询。

16.0.3 系原规定的修改补充条文。

由于(3~35) kV的配电装置多采用户内柜式结构,因柜内设备布置比较紧凑,要求体积小的电压互感器。浇注式电压互感器经多年运行经验证明是可靠的,体积较油浸式电压互感器小,适用于开关柜内使用。同时浇注式电压互感器的使用也满足了开关柜向无油化方向发展的要求。因此,推荐(3~35) kV屋内配电装置采用树脂浇注式电压互感器。

110kV以上电网中电压互感器的选择问题,由于电容式电压互感器冲击绝缘水平高,且电容分压装置的电容较大,从而对冲击波的波头能起到缓冲作用。其次,还可以代替耦合电容器兼做载波通信用。在结构上,电容式电压互感器对误差的调整比较灵活,利用调整电抗器和中间变压器一次线圈的抽头来改变电感,使互感器的电抗尽量与容抗相等,使互感器内阻抗最小,从而达到调整准确度的比值差和相角差。电容式电压互感器的容量较电磁式互感器小一些,但一般都能满足要求。电磁式电压互感器的励磁特性为非线性特性,与电力网中的分布电容或杂散电容在一定条件下可能形成铁磁谐振。通常是电磁式电压互感器的感性电抗大于电容的容性电抗,当电力系统操作或其他暂态过程引起互感器暂态饱和而感抗降低就可能出现铁磁谐振。这种谐振可能发生于不接地系统,也可能发生于直接接地系统。随着电容值的不同,谐振频率可以是工频和较高和较低的谐波。铁磁谐振产生的过电流和/或过电压可能造成互感器损坏,特别是低频谐振时,互感器相应的励磁阻抗大为降低而导致铁心深度饱和,励磁电流急剧增大,高达额定值的数十倍至百倍以上,从而严重损坏互感器。因此,对110kV及以上电压,当电容式电压互感器容量满足要求时,考虑其优点较多,建议优先采用电容式电压互感器。

对SF₆全封闭组合电器的电压互感器由于制造技术的原因目前只能生产电磁式电压互感器,国外某些公司正在研制电容式SF₆全封闭组合电器的电压互感器,但造价太高,不适合工程中采用,故推荐SF₆全封闭组合电器的电压互感器宜采用电磁式。

16.0.4 系原规定的保留条款。

本条是根据目前各种接线的电压互感器及其适用范围而定，具体的适用范围如表 16 所示。

表 16 电压互感器的接线及使用范围

序号	接线图	采用的电压互感器	使用范围	备注
1		两个单相电压互感器接成 V-V 形	用于表计和继电器的绕组接入 a-b 和 c-b 两相间电压	
2		三个单相电压互感器接成星形-星形。高压侧中性点不接地	用于表计和继电器的绕组接入相间电压和相电压。此种接线不能用来供电给绝缘检查电压表	
3		三个单相电压互感器接成星形-星形。高压侧中性点接地	用于供电给要求相间电压的表计和继电器以及供电给绝缘检查电压表，如果高压侧系统为中性点直接接地系统，则可接入要求相电压的测量表计；如果高压侧系统中性点与地绝缘或经阻抗接地，则不允许接入要求相电压的测量表计	
4		一个三相三柱式电压互感器	用于表计和继电器的绕组接入相间电压和相电压。此种接线不能用来供电给绝缘检查电压表	不允许将电压互感器高压侧中性点接地

表 16 (续)

序号	接线图	采用的电压互感器	使用范围	备注
5		一个三相五柱式电压互感器	主二次绕组连接成星形以供电给测量表计、继电器以及绝缘检查电压表, 对于要求相电压的测量表计只有在系统中性点直接接地时才能接入。附加的二次绕组接成开口三角形, 构成零序电压滤过器供电给保护继电器和接地信号(绝缘检查)继电器	应优先采用三相五柱式电压互感器, 只有在要求容量较大的情况下或 110kV 以上无三相式电压互感器时, 才采用三个单相三绕组电压互感器
		三个单相三线圈电压互感器		

因为附加直流的定子接地保护装置接在电压互感器一次侧中性点与大地之间, 故中性点不能接地。但是为了电压互感器的安全运行, 中性点需要接地。为此, 在中性点与地之间接入电容, 既满足了电压互感器中性点接地的要求, 又隔断了直流。

16.0.5 系原规定的保留条款

在中性点不接地系统中, 电磁式电压互感器与母线或线路对地电容形成的回路在一定激发条件下可能发生铁磁谐振而产生过电压和过电流, 使电压互感器损坏, 因此应采取消谐措施。这些措施有: 在电压互感器开口三角或互感器中性点与地之间接专用的消谐器, 选用三相防谐振电压互感器, 增加对地电容破坏谐振条件等。

16.0.6 系原规定的保留条款。

电容式电压互感器在正常运行时的零序不平衡电压较高, 在

330kV 电网中实测的结果，开口三角绕组不平衡电压一般在(0.9~1.3) V 之间，最高达到 1.9V。这对零序方向保护和零序电压继电器的灵敏度是有影响的。

造成开口三角绕组不平衡电压较高的原因，分析起来有以下几点：

1 电压互感器本身三相误差不平衡，三相电压变化及相角误差不一样，互感器二次绕组三相工频电压的合成向量不为零；

2 电网电源及负荷产生的高次谐波的影响，其中尤其是三次谐波影响最大；

3 电网电源及负荷产生的三相电压和相位不平衡，如变压器有变比误差，并有较大的漏抗差异等；

4 互感器在制造上参数的差异，特别是辅助绕组的等值电容、等值电感的差异等，因而在频率变化及温度变化时，各台互感器误差不一样，从而产生附加工频分量进入开口三角绕组回路。

虽然经过设计、制造和运行各方面的共同努力，但有时还不能完全平衡，如果零序不平衡电压较高，只好考虑采取附加装置的措施。采用高次谐波滤波器和阻波器来抑制开口三角中的高次谐波分量，而又要求其对于工频的衰耗及相位移尽量小。滤波器的基本原理是用两个分别对不同频率表现出最大阻抗的阻抗元件串联，使基波分量大部分落在负载阻抗上，而谐波分量有效地落在另一阻抗上，从而有效地限制三次以上的高次谐波。在 330kV 的互感器上，装设了西安电力电容器厂制造的阻波器和浙江省中试所制造的滤波器后，开口三角绕组上的端电压 $3U_0$ 由(1~1.9) V 降至(0.15~0.7) V 左右。但是在系统故障时，高次谐波同样也被抑制，故除非保护灵敏度不能满足时，才不得已而采用之。

16.0.7 系原规定的保留条款。

中性点直接接地系统单相接地时，非接地相仍为相电压，互感器第三绕组开口处电压为 100V。中性点非直接接地系统单相接地时，互感器一次绕组非故障相电压升高 $\sqrt{3}$ 倍，第三绕组开口处

电压升高 3 倍，为保证开口三角电压仍为 100V，故第三绕组电压应为 $100/3\text{V}$ 。

16.0.8 系原规定的保留条款。

在并联电容器组被断开后，电容器上的残留电荷应在 30s 内泄放到允许值以下，以保证人身安全和防止再投入时的过电流和过电压。

国外为此制造了专门的放电线圈。国内大部分变电所都利用电压互感器作为放电线圈。电压互感器的二次侧还可以用来装设放电的监视设备。一般用两台单相电压互感器按 V 型接法支接于电容器组端部。

17 高压熔断器

17.0.1~17.0.2 原规定的保留条款。

本条的技术条件是按本规定的适用范围拟订的，即仅适用于发电厂和变电站中保护电压互感器、厂（所）用变压器、电力变压器、电动机和电力电容器的高压熔断器。

17.0.3 系新增条款。

引自《高压熔断器加真空接触器回路设计技术规定》（送审稿），考虑到熔断器必须具有能充分开断设置地点的短路电流的断流容量，而熔断器的预期开断电流是指熔断器开断动作时，电弧起始瞬间测定的电流的对称分量有效值。因此要求熔断器的额定开断电流应大于回路中可能出现的最大预期短路电流周期分量有效值。

17.0.4 系原规定第 6.0.3 条的保留条款。

限流式高压熔断器在限制和截断短路电流的动作过程中会产生过电压。此过电压的幅值与开断电流和熔体结构有关，而与工作电压关系不是很大。制造部门在设计熔断器的熔体结构时，往往需要采取措施（例如把熔体设计成锯齿形状），把熔断器熔断时产生的最大过电压倍数限制在规定的 2.5 倍相电压以内。此值并未超过同一电压等级电器的绝缘水平，所以正常使用时没有危险。但是，熔断器如果使用在工作电压低于其额定电压的电网中，过电压就有可能大大超过电器绝缘的耐受水平。

经过验算，当电网中的绝缘强度可以承受由于熔断器熔断产生的过电压时，也可以使用额定电压高于工作电压的熔断器，但此时应按电压比折算，降低其额定断流容量。

17.0.5 系原规定第 6.0.4 条的保留条款。

本条是选择熔断器额定电流的总的要求。高压熔断器熔体额

定电流的选择，与其熔断特性有关，应满足保护的可靠性、选择性和灵敏度的要求。当熔体额定电流选择过大时，将延长熔断时间，降低灵敏度；当选择过小时，则不能保证保护的可靠性和选择性。

对于跌落式高压熔断器，尚需校验三相断流容量的下限值，以保证熔断器有足够的熔断电流。

17.0.6 系原规定第 6.0.5 条的保留条款。

17.0.7 系原规定第 6.0.6 条的保留条款。

17.0.8 系原规定第 6.0.7 条的保留条款。

17.0.9 系新增条文。

发电机出口电压互感器高压侧的熔断器主要是保护电压互感器单相接地故障，如额定电流选择过大将导致熔断时间过长，将引起发电机定子接地保护误动作。因此，发电机出口电压互感器高压侧熔断器的额定电流应与发电机定子接地保护相配合，选择尽可能小的额定电流，国内生产厂家已开发出 20kV、0.2A/0.35A 的熔断器可满足大机组保护的要求。

17.0.10 系新增条款。

引自《高压熔断器加真空接触器回路设计技术规定》（送审稿）。本条适用于高压熔断器加真空接触器回路（F-C 回路）中变压器回路熔断器的选择。

17.0.11 系新增条款。

引自《高压熔断器加真空接触器回路设计技术规定》（送审稿）。本条适用于高压熔断器加真空接触器回路（F-C 回路）中电动机回路熔断器的选择。

本条要求为选择电动机回路熔断器的总体要求，但应注意该熔断器应与本回路的真空接触器相配合，配合原则如下：

- 1 电动机的满载电流应小于熔断器的额定电流；
- 2 真空接触器的额定开断电流应大于保护继电器的最小特性与熔断器全开断特性的交点电流；
- 3 熔断器最小开断电流以下的电流应由真空接触器开断；

4 电动机的堵转电流应在真空接触器的开断范围以内,熔断器不应开断;

5 起动电流或突然投入电流的时间特性应在保护继电器的最小动作特性以下;

6 真空接触器应能耐受熔断器的最大限流峰值,在热稳定方面应能耐受开断能量。

17.0.12 系原规定第 6.0.9 条的保留条款。

17.0.13 系原规定第 6.0.10 条的保留条款。

跌落式高压熔断器没有限流作用,在制造厂提供的技术条件中,其极限开断电流均以全电流计算。因此,在选择时,开断电流中应包括非周期分量,以短路电流的全电流进行校验。

跌落式高压熔断器从熔体熔化到熔管跌落,需要至少(0.07~0.14)s的时间,才能保证熔管再跌落过程中不拉弧、触头不烧毛。因此,技术条件中有开断电流下限值的要求。小于此电流,就有可能延长灭弧和熔管跌落的时间,损伤熔断器或造成保护越级跳闸。在校验开断电流的下限值时,应用系统的最小运行方式;校验上限值时,应用系统最大运行方式。

17.0.14 系原规定第 6.0.11 条的保留条款。

在高压熔断器回路中装设限流电阻,系陕西、上海、南京等一些地区为限制短路电流而采取的措施之一。一般认为线性限流电阻对熔断特性影响不大。各地区多采用自绕的线性电阻,根据需要限制的短路容量,阻值取(0.55~8) Ω 不等,电压为(6~35)kV。所用变压器回路和可控硅整流装置用的变压器回路用得较多。上述地区在采用这一限流措施时,均未做过动热稳定试验,多年来运行情况良好。这一措施耗电量不大,又能节约投资、节省设备、简化接线和保护,可以作为解决高压熔断器断流容量不够时的权宜之计。

这一措施不宜使用在保护防雷用电容器的熔断器回路中,因为限流电阻将会降低电容器的保护效果。

18 中性点接地设备

8.1 消 弧 线 圈

18.1.1~18.1.2 系原规定第 8.0.1 条和 8.0.2 条的保留条款。

18.1.3 系原规定第 8.0.3 条的修改补充条款。

由于现在自动跟踪动态补偿式消弧线圈技术比较成熟，国内用户运行的业绩反映较好，可以减轻运行人员的劳动强度，因此，本条增加在电容电流变化较大的场所，宜选用自动跟踪动态补偿式消弧线圈的内容。

18.1.4 系原规定的第 8.0.4 条保留条款。

18.1.5 系原规定的第 8.0.5 条保留条款。

连接导体的电容电流一般采用实测值，无实测值时，对敞开式可按每 100m 三相电容电流（0.05~0.1）A 考虑。变压器低压线圈电容电流一般采用制造部门提供的实测值，无实测值时，可按（0.1~0.2）A 考虑。当发电机电容电流较大时，这两部分电容电流的影响可以忽略不计。

18.1.6 系原规定的第 8.0.6 条保留条款。

装在电网的变压器中性点和有直配线的发电机中性点的消弧线圈采用过补偿运行方式，是考虑电网运行方式变化较大，如断路器分闸、线路故障、检修以及分区运行等，电网电容电流都将可能减少。若采用欠补偿运行方式，电容值的改变有可能使消弧线圈处于谐振点运行，这是不允许的。

采用单元连接的发电机，其运行方式固定，装在此发电机中性点的消弧线圈可以用欠补偿，也可以用过补偿，但为了限制变压器高压侧单相接地时对低压侧产生的传递过电压引起发电机中性点位移电压升高，以采用欠补偿运行方式较为有利。

无论采用过补偿或欠补偿运行方式，都应根据发电机的容量和电压限制残余电流。因为单相接地通过故障点的能量与电压和电流有关，为了不使因发电机电压等级的增高而增大通过故障点的能量，对额定电压等级高于 10kV 的大容量发电机，单相接地时通过故障点的电流值应小于 5A。表 17 具体列出不同容量和电压等级的允许电流值供参考。

表 17 不同容量和电压等级发电机单相接地时流过故障点电流允许值

发电机容量 MW	100 以下	125	200	300
发电机额定电压 kV	6~10	13.8	15.75	18~20
单相接地电流允许值 A	5	3.7	3.3	2.9

18.1.7 系原规定的第 8.0.7 条保留条款。

中性点经消弧线圈接地的电网和发电机，其长时间中性点位移电压允许值由变压器或发电机最大工作电压来决定。一般电网变压器最大工作电压不大于额定电压的 1.15 倍。而发电机最大工作电压不大于额定电压的 1.10 倍。

为了提高电网变压器中性点消弧线圈补偿的成功率，必须使通过故障点的残流不要过大。为使残流最小，应将消弧线圈调整到接近于谐振点。但因实际电网的三相对地电容不对称，中性点存在不对称电压，消弧线圈处在谐振点附近运行，可能产生串联谐振，使中性点位移电压过高而绝缘损坏。因此脱谐度不能太小。运行经验证明不大于 10% 时消弧线圈补偿成功率较高。

对于发电机中性点的脱谐度，主要是从限制传递过电压等因素考虑，取不大于 ±30% 的脱谐度，传递过电压最多只会引起虚幻接地现象，不会危害发电机的铁心和绝缘。

一般消弧线圈分接头为 5 个。发电机中性点的消弧线圈由于调谐要求较高，有条件时选用 9 个分接头较为方便。

一般只对中性点经消弧线圈接地的电网进行中性点位移电压计算。发电机在正常运行情况下，中性点长时间位移电压不会大于允许值，故中性点位移电压一般可不计算。

18.1.8 系原规定的第 8.0.8 条修改补充条款。

本规定根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》第 3.1.6 条内容编写，对于变压器中性点的消弧线圈的容量选择原则是：

对于 YNd 接线的心式变压器，消弧线圈容量的限制条件是变压器的允许温升。当消弧线圈容量不超过变压器额定容量的 50% 时，可以符合电力变压器 2h 过负荷 30% 的温升规定。但因为有的 YNyd 三绕组变压器，各侧容量之比是 100%：33.3%：100%，为满足变压器 2h 过负荷 30% 的规定，消弧线圈的容量不能大于变压器容量的 33.3%。故本条 c 款作了相应的规定。

对于 YNy 接线的内铁心型变压器，消弧线圈容量的限制条件是零序电压降和箱壁的附加损耗。根据实验和计算得知，当零序电流分量 $I_0=I_n$ (I_n 为变压器的额定电流) 时，其电压降变化范围为 (35~120)%。在接有消弧线圈的 YNy 接线内铁心型变压器中，零序电流产生的零序磁通将在铁心和箱壁中引起相当大的附加损耗。故消弧线圈的容量不应超过变压器额定容量的 20%。若 YNy 接线变压器的冷却方式不决定于经箱壁的热量交换，消弧线圈的容量可以超过 20% 的规定。

具有自由回路(如单相变压器组或外铁心型三相变压器)YNy 接线变压器，因其零序阻抗太大，故不应将消弧线圈接于这种类型的变压器中性点。

当主变压器的容量和接法不宜连接消弧线圈时，可用专用的接地变压器来连接消弧线圈。接地变压器的特性要求是：零序阻抗低，空载阻抗高，损耗小。采用曲折形接法的变压器能满足这些要求。接地变压器可与消弧线圈采用相同的定额时间(例如 2h)，而不是连续时间。

18.2 接 地 电 阻

本节系新增条款，本节仅适用于中性点接地用电阻。

18.2.1 给出了中性点接地电阻选择的基本要求。

接地电阻的额定电压应根据其接入系统的方式来确定。电阻器直接接入系统的中性点，对电阻器要求耐压高、阻值大，但电流小，电阻器额定电压应达到所接入系统的额定相电压的要求；电阻器经单相变压器变换后接入系统的中性点，对电阻器要求耐压低、阻值小，但电流大，电阻器的额定电压可取单相变压器的二次侧电压 220V 或 110V。

电阻器的容量应按流过电阻的工作电流和持续时间来确定，在该时间内电阻应保持足够的热稳定。当采用高电阻接地时，持续时间可达数小时，如采用低电阻接地方式时，由于单相接地保护装置动作于跳闸，接地电流的持续时间按 10s 考虑即可满足要求。

18.2.3 目前接地电阻器按电阻采用的材质可以分为三种：金属电阻、金属氧化物阀片式电阻和非金属电阻。金属电阻又可以分为：镍铬合金、铜合金和不锈钢电阻。金属电阻由于其通流时间长、耐高温性能好，适用于高电阻接地系统；阀片式电阻和非金属电阻其电阻率高、性能稳定、体积小，并可和互感器组合在一个柜中，安装布置简单方便，且价格比金属电阻低，但通流持续时间较短，适用于低电阻接地系统。非金属电阻是西安明创电器有限公司近几年研制出来的新产品，其体积小、阻值范围大、且可配备电流互感器和动作记录仪，正常时可监视中性点的不平衡电流，单相接地故障时，可记录动作次数，且可给保护和监控系统提供模拟量输出。

18.2.4 本条根据 DL/T 5153—2002《火力发电厂厂用电设计技术规定》第 4.2.1 条的要求编写。

当高压厂用电系统中性点的接地电容电流小于或等于 7A 时，

其中性点宜采用高电阻接地方式；当接地电容电流大于 7A 时，其中性点宜采用低电阻接地方式。

18.2.5~18.2.6 本条根据 DL/T 5153—2002《火力发电厂厂用电设计技术规定》附录 C 的要求编写。

18.3 接地变压器

本节系新增条款，本节仅适用于中性点接地用变压器。

18.3.1 给出了中性点接地变压器选择的基本要求。

接地变压器的型式以选用干式配电变压器为宜。在确定其容量时，可以按接地保护动作于跳闸的时间，利用变压器的过负荷能力。当无厂家资料时，可取表 18 所列数据。

表 18 干式变压器事故过负荷能力

过负荷量/额定容量	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
过负荷持续时间 min	60	45	32	18	5

18.3.3 系统中性点的确定应优先采用工作变压器负载侧的中性点。如负载侧的中性点不能引出时，可采用专用的三相接地变压器，构成人为的中性点。如选用高压厂用电系统供电的低压厂用工作变压器高压侧的中性点，要考虑低压厂用工作变压器退出运行的工况，所以应选用 2 台变压器的中性点。变压器的接线组别可采用 YNyn12，但容量应大于 100 倍的接地设备容量。

18.3.4 接地变压器一次侧电压不小于高压厂用电系统额定相电压，二次侧电压决定于变压器的供货和接地继电器的技术规范，一般为 (100~120) V。

由于中性点经高电阻接地系统允许带单相接地故障运行，因此，接地变压器的容量应大于接地电阻的容量。当接地变压器一次侧电压采用线电压时，变压器容量应为电阻容量的 $\sqrt{3}$ 倍。

对发电机接地用变压器，其一次电压取发电机的额定线电压，

DL / T 5222 — 2005

这样可在发生单相接地，中性点有 1.6 倍相电压的过渡电压时，不致使变压器饱和。二次侧电压可取 220V 和 100V。当接地保护需要 100V 电压，而变压器二次电压因供货原因而选用 220V 时，可在电阻中增加分压抽头。

19 变 频 装 置

本节系新增条款。

19.0.1 高压变频装置分为三种类型：高一高型、高一低—高型和高一低型。高一高型的特点是：技术先进、效率高、占地面积小，但价格高；高一低—高型特点是：可靠性高、价格低，缺点是占地面积大、效率低；高一低型相当于高一低—高型去掉升压变压器直接低压电动机。工程中选择哪种类型变频装置需经技术经济比较后确定。

变频装置的输出电压可以与输入电压相同，如高一高型，也可以与输入电压不同，如高一低型，视工程具体情况而定。

19.0.5 发电厂的厂用电网对电力系统来说是相对独立的，其厂内电气设备所产生的谐波对电力系统其他用户没有影响，因此，如果变频器所产生的谐波不影响厂内电气设备及控制保护系统的安全运行时，可以适当放宽对谐波指标的要求。

19.0.6 多数变频装置对至电动机电缆的长度都有要求，不同的变频装置允许的电缆长度不尽相同，用户在订货时应注意。

19.0.7 变频装置与一般电器不同，在降容使用时不能简单地套用 5.0.4 条。由于目前市场上变频装置尚无比较一致的降容标准，故在变频装置降容使用时，宜由制造部门根据其产品情况给出容量修正系数或降容曲线。

20 过电压保护设备

20.1 避雷器

20.1.1 原规定第 12.0.1 的修改条文

选择避雷器的一般原则。

1 配电装置和电气设备的绝缘水平,在大多数情况下均已按避雷器的保护水平进行选择 and 配合,所以通常只需按额定电压和机械荷载来选择避雷器。

1) 额定电压

表 19 无间隙金属氧化物避雷器额定电压级差 kV

额定电压范围	额定电压级数
<3	正在考虑中
3~30	1
30~54	3
54~96	6
96~288	12
288~396	18
396~756	24

注:其他额定电压值也可接受,但需是 6 的倍数。

表 20 碳化硅阀式避雷器的额定电压值 kV

0.25	0.50	2.3*	3.8	4.6*	7.6
12.7	16.7	19			41
(50)	51*	69	(75)	100	(126)
(177)	200	290	310	420	444
468					

注:括号内数值不推荐使用,*表示为中性点保护用避雷器额定电压。

2) 水平拉力 F_1

表 21 无间隙金属氧化物避雷器顶端最大允许水平拉力 N

避雷器额定电压 kV	2.4~25	42~90	96~216	288~468
无间隙金属 氧化物避雷器	147	294	490, 980	980, 1471

表 22 碳化硅阀式避雷器顶端最大允许水平拉力 N

避雷器额定电压 kV	3.8~25	41~75	100~200	290~468
磁吹阀式避雷器	147	294	490	1471
其他阀式避雷器	147	294	196	

3) 作用在避雷器上的风压力 F_2 按下式计算

$$F_2 = (v_0^2 a S / 16) \times 9.8 \text{ (N)} \quad (10)$$

式中:

v_0 ——最大风速, m/s;

S ——避雷器的迎风面积(应考虑表面覆冰厚度 20mm), m^2 ;

a ——空气动力系数, 它依风速大小而定。当 $v_0 \leq 35m/s$ 时,
 $a=0.8$ 。

2 一般在下列情况下要进行绝缘配合计算, 此时应逐项按避雷器的电气性能选择:

- 1) 弱绝缘或需要降低绝缘水平者;
- 2) 在高海拔地区;
- 3) 升压运行地区;
- 4) 新设计的电气设备、新试制的避雷器或进行非标准元件组合时;
- 5) 其他情况, 如二相一地运行、变压器中性点等;
- 6) 与 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》规定的条件不符时。

3 通流容量

无间隙金属氧化物避雷器按通流容量的分类见表 23。

表 23 无间隙金属氧化物避雷器按其标称放电电流的分类表

标称放电 电流 I_n kA	20	10	5				2.5	1.5			
避雷器额 定电压 U_r , kV(有 效值)	$420 \leq U_r \leq 468$	$90 \leq U_r \leq 468$	$4 \leq U_r \leq 25$	$5 \leq U_r \leq 17$	$5 \leq U_r \leq 90$	$5 \leq U_r \leq 108$	$42 \leq U_r \leq 84$	$5 \leq U_r \leq 13.5$	$0.28 \leq U_r \leq 0.50$	$2.4 \leq U_r \leq 15.2$	$60 \leq U_r \leq 207$
备注	电站用避雷器		发电 机用 避雷器	配 电 用 雷 击 器	并 联 补 偿 电 容 器 用 雷 击 器	电 站 用 雷 击 器	电 气 化 铁 道 用 雷 击 器	电 动 机 用 雷 击 器	低 压 雷 击 器	电 机 中 性 点 用 雷 击 器	变 压 器 中 性 点 用 雷 击 器
注：表 23 在遵循 IEC60099-4 表 1 分类原则的前提下，根据我国电网实际情况增附了备注。											

20.1.2 原规定的保留条文。

阀式避雷器（氧化锌、碳化硅）一般均适用于户内和户外，环境温度允许（ $-40 \sim +40$ ） $^{\circ}\text{C}$ ，但某些保护旋转电机用磁吹阀式 FCD₃ 系列产品仅适用于户内和开关柜内。

严重污秽地区，瓷套表面污染，不仅降低外绝缘强度，且恶化内部串联间隙的电压分布，导致放电电压下降。此时应注明选用耐污型。

在高海拔地区，避雷器除与其他电气产品一样需要加强外绝缘以外，还会遇到避雷器放电电压降低的问题。一般通过改进密封结构和调节放电电压来解决。此时应注明选用高原型避雷器。

阀型避雷器体形细高，不宜在大地震裂度地区使用。在这些地区使用的避雷器需特殊定货。此时应注明选用抗震型避雷器。

20.1.3 本条系新增条文。

本条根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝

缘配合》的要求编写。目前阀式避雷器的种类较多，为指导工程选用故予制定。规定中的范围 I 为 $3.6\text{kV} \leq U_m \leq 252\text{kV}$ ，范围 II 为 $U_m > 252\text{kV}$ 。

有效接地系统逐步实现全面采用无间隙金属氧化物避雷器，已成为国内外公认的技术方向。在条件允许时，首先应选择这种避雷器。

对于 SF₆ 全封闭组合电器（GIS），不论系统接地方式如何，应选无间隙金属氧化物避雷器。因 SF₆ 绝缘设备对较陡的雷电波比较敏感，而这种避雷器限制陡波特性优于其他型式避雷器之故。

低电阻接地系统中发生单相接地故障后的瞬时跳闸以及较少谐振过电压问题等原因，为无间隙金属氧化物避雷器的应用提供了较轻松的环境条件。而且，选用这种避雷器有利于该种接地系统采用较低绝缘水平的电气设备和电缆等的绝缘配合。

至于不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统，因单相接地后不立即跳闸，健全相上的阀式避雷器长时间被施加以系统最高电压。加之某些不接地系统易于发生铁磁谐振过电压，间歇性电弧接地过电压较为严重，在这种情况下，选用价格较高且标称雷电电流下残压并非特别优越的无间隙金属氧化物避雷器的意义已不大。因而可选用有串联间隙金属氧化物避雷器或碳化硅普通阀式避雷器（后者的电站型在系统中出现谐振时，其间隙上的并联电阻宜烧损，则不如选前者）。当然如系统条件较好，如消弧线圈接地、高电阻接地系统等，采用无间隙金属氧化物避雷器也是可行的。

20.1.4 本条系新增条文。

本条根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求编写。

旋转电机的绝缘比其他电力设备薄弱，所以要选择专用避雷器。根据国标 GB 11032—2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》，保护旋转电机的无间隙金属氧化物避雷器与磁吹阀式避雷器在标

称雷电流下的残压相同，但因其“动作”电压低等优点，所以工程中应优先选用前者。

20.1.5 本条系新增条文。

本条根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求编写。

根据我国电力系统绝缘配合的工程实践经验，电气设备标准雷电冲击全波耐受电压与避雷器标称放电电流下的残压之比不小于 1.4 倍，并参照过电压保护的规程规定的保护范围布置避雷器时，可满足安全运行的要求。至于变压器中性点，虽然理论分析和试验研究表明，雷电过电压入侵变压器绕组后，其中性点的冲击电压波实际上已成为操作波波形。但考虑到变压器绝缘在操作波下的耐压强度约为全波雷电冲击耐压强度的 0.83，以及操作波的绝缘配合系数可取 1.15，故对变压器中性点也可按条文中的 71% 一样要求。

20.1.6 本条系新增条文。

本条根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求编写。

国标 GB 7327—1987《交流系统用碳化硅阀式避雷器》中已用“避雷器额定电压”代替灭弧电压，所以本标准中也相应作了改动。

有串联间隙金属氧化物避雷器与碳化硅阀式避雷器的额定电压，二者的要求显然是相同的。

20.1.7 本条系新增条文。

本条根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求编写。

选择无间隙金属氧化物避雷器时，要考虑避雷器的持续运行电压和额定电压。

避雷器持续运行电压应大于系统实际持续作用的电压。对于后者（110~500）kV 有效接地系统即为 $U_m/\sqrt{3}$ 。（3~10）kV 不

接地系统和高电阻接地系统，单相接地后仍继续运行，健全相电压可达 $1.1U_m$ 。在低电阻接地系统中，单相接地后健全相电压虽然一般接近 U_m ，但于接地后立即跳闸，根据无间隙金属氧化物避雷器耐受暂时过电压的时间特性，可取避雷器的持续运行电压等于 0.8 倍避雷器额定电压。参见下述，对这种系统避雷器的额定电压可取不低于 U_m ，这样就得到避雷器持续运行电压不低于 $0.8U_m$ 。

对于额定电压，按 IEC 标准草案《IEC/TC37 (Central office), SURGE ARRESTERS PART 1: METAL OXIDE SURG ARRESTERS WITHOUT GAPS FOR A.C.SYSTEMS, 1990-02-28》的规定，避雷器被加热到 60°C ，并且注入按标准规定的高能量后，必须能耐受其额定电压至少 10s。由此可见，按该标准草案，10s 暂时过电压能力必须至少等于额定电压。由此，对于 (110~500) kV 有效接地系统和低电阻接地系统，因单相接地后立即跳闸，健全相上暂时过电压作用时间比 10s 小得多，偏安全计对这两种系统避雷器额定电压应分别不低于 $0.8U_m$ 及 U_m 。其余接地方式下，单相接地不立即跳闸，健全相上暂时过电压作用时间可超过 2h。按照无间隙金属氧化物避雷器耐受暂时过电电压的时间特性，一般 10s 比 2h 的耐受电压高 (15~25) %。为此，对于这类系统的避雷器额定电压应比作用的暂时过电压高出如上的百分数。

对于安装于发电机和变压器中性点的避雷器，(3~10) kV 不接地系统、高电阻接地系统和 (35~66) kV 消弧线圈接地系统避雷器持续运行电压，应不低于相对地避雷器持续运行电压的 $1/\sqrt{3}$ 。中性点避雷器的额定电压，对于 110kV 及 220kV 有效接地系统因单相接地时，中性点上的暂时过电压不大于 $0.35U_m$ ，故取不低于该值。对 330kV 及 500kV 系统，因中性点经接地电抗器接地时中性点上的暂时过电压不大于 $0.17U_m$ ，故取不低于该值。其他单相接地不立即跳闸系统，中性点避雷器额定电压取相对地避雷器相应值的 $1/\sqrt{3}$ 。

应该指出，所选无间隙金属氧化物避雷器，应通过按照 IEC 相应标准规定的试验方法进行的型式试验。

由于无间隙金属氧化物避雷器的阀片持久地接入系统，因此为了保证其可靠运行，必须对其在运行中可能吸收的暂时过电压和操作过电压能量进行核算（核算时需考虑系统中有多支避雷器分担的实际情况），为此引入本条 2 款的规定。

20.1.8 原规定第 12.0.11 条的补充条文。

根据国内氧化锌避雷器的发展水平，补充了变压器中性点保护用氧化锌避雷器的型号。330kV、500kV 变压器中性点所选氧化锌避雷器系按中性点经小电抗接地的绝缘水平来选择的。

根据国内电网现在情况，110kV 电网为中性点有效接地电网，因此，取消了 110kV 中性点非直接接地系统中保护变压器中性点绝缘避雷器的要求。

本条表中所列碳化硅阀式避雷器系原规定的保留部分，考虑到系统的现有情况和部分扩建用户仍然选用碳化硅阀式避雷器，故保留此部分规定，但新建工程应优先选用无间隙氧化锌避雷器。

20.1.9 原规定第 12.0.12 条的保留条文。

当采用棒型保护间隙时，可用直径为 12mm 的半圆头棒间隙水平布置。间隙距离可取下列数值：

220kV (250~350) mm;

110kV (90~110) mm。

为了扩大间隙的保护范围和提高保护的可靠性，国内有些地区用间隙和避雷器并联，来保护 110kV 和 220kV 变压器的中性点绝缘，并取得良好效果。

20.1.10 系新增条文。

引自国标 GB 11032—2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》。

20.1.11 原规定第 12.0.13 条的修改条文。

动作记录器是监视避雷器动作次数的主要仪器，一般均应装设。工程设计可按表 24 选择。

表 24 动作记录器的型号选择

记录器型号	试用避雷器型号
JS—2, JS—5 JS—3 JS—8, JS—9, JS—11	FZ—15~220J 型普通阀型避雷器 FCZ—15~330J 型磁吹阀型避雷器 (6~500) kV 各种系列避雷器

上表只列出常规避雷器动作记录器的型号，国内电瓷厂根据避雷器的发展研制出许多新型避雷器放电计数器和运行监视器，如 JC-10/20、JCQ1-10/20 系列避雷器监视器和 JS10Y5、JS20Y5 计数器等，在工程中可根据实际情况选用。

避雷器监视器除能记录动作次数外，还能监视泄漏电流的变化并报警。适用于超高压、大容量电力系统中强电、多雷、频繁动作的地区使用。

系统额定电压 35kV 及以上的避雷器宜配备动作记录器。安装记录器时应注意读数时的方便。不要因为装设记录器过分地加长避雷器的接地线。

动作记录器的上限电流值用以表征记录器在避雷器标称放点电流下能可靠动作；下限电流值是规定记录器必须达到的灵敏度。记录器只能记录放电次数。

记录器的残压是附加在避雷器残压上的一个增量，因此，要求残压低的避雷器（如保护旋转电机的避雷器）应选用残压低的动作记录器。记录器的冲击电流耐受能力应不低于相应避雷器的冲击耐受电流。

在系统额定电压 10kV 及以下避雷器上安装动作记录器时，应注意其残压的影响，需要降低记录器的残压时，应由供需双方协商解决。

20.2 阻容吸收器

本条系新增条款，本条款仅适用于安装在开关柜内用于限制

操作过电压的阻容吸收器。

20.2.1 给出了选择阻容吸收器的一般条件。

20.2.2 阻容吸收器一般安装在户内开关柜中。高海拔（超过1000m）和高地震烈度（超过8度）时，应向用户提出，专门订货。

20.2.3 由于阻容吸收器并联于系统中，所以它的电容值直接影响系统对地电容电流的大小，从而影响接地方式的选择。

在高电阻接地系统中使用阻容吸收器时将导致系统接地电容电流增大，进而影响中性点接地方式的选择。此时，可选用具有串联间隙或其他隔离措施的阻容吸收器，通过串联间隙等隔离措施将电容在系统正常运行时和系统隔离，以保证系统对地电容电流不因阻容吸收器的采用而增加，从而满足高电阻接地的要求。

20.2.4 阻容吸收器安装于易产生谐波的系统（如冶炼厂的配电系统）时，由于高次谐波的影响，将导致电容器过热损坏甚至爆炸，因此，在此类系统中要注意选用能耐受谐波影响的阻容吸收器或选择其他过电压保护器。

21 绝缘子及穿墙套管

21.0.1 原规定的补充条文，补充了绝缘水平的要求。

支柱绝缘子一般按此四项选择。悬式绝缘子只需按系统最高电压、额定耐受电压和机械荷载选择。

21.0.2 原规定第 11.0.2 条的保留条文。

穿墙套管一般按此四项选择。母线型穿墙套管不校验电流，只考虑导体尺寸与套管窗口的配合。

穿墙套管除充油套管以外，近几年一些制造厂生产电瓷或硅橡胶绝缘的干式套管，技术上完全可以替代充油套管，并且可以减轻运行维护工作量。但干式套管的价格远高于充油套管，工程中需经技术经济比较后选用。

21.0.3 原规定第 11.0.3 条的保留条款。

21.0.4 原规定第 11.0.4 条的保留条款。

本条系根据 SDJ 5—1985《高压配电装置设计技术规程》第 3.0.7 条编写。但南方水电厂没有污秽与冰雪时，也可以不采用高一级的产品。

21.0.5 原规定第 11.0.5 条的保留条款。

将作用在母线上的电动力对绝缘子产生的弯矩，按弯矩相等等效到支柱绝缘子顶部的受力为：

$$F' = F \frac{H'}{H} \quad (11)$$

$$H' = H + \frac{h}{2} + b$$

式中：

F ——作用于母线截面重心上的短路电动力，N；

H ——绝缘子高度，mm；

h ——母线高度, mm;

b ——金具厚度, mm。

21.0.6 原规定第 11.0.6 条的保留条款。

35kV 及以上支柱绝缘子在水平、倒挂安装时, 应计及绝缘子自重、母线重量和短路电力的联合作用, 这样绝缘子的允许机械强度将减小。绝缘子自重对抗弯破坏荷载影响可参照下述公式及图 2 修正:

$$F'_{ph} = \frac{F_{ph}H - PH'}{H} \quad (12)$$

式中:

P ——绝缘子自重, kg;

H' ——水平安装时, 绝缘子重心至瓷件危险断面距离, cm;

F_{ph} ——竖直安装时抗弯破坏荷载, kN;

F'_{ph} ——水平安装时且荷载向下时可承受的抗弯荷载, kN。

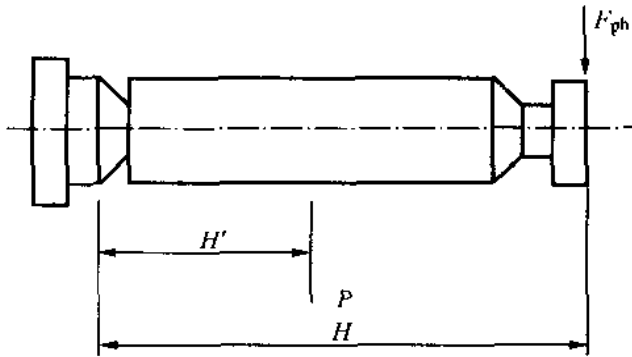


图 2 支柱绝缘子水平安装时的抗弯破坏荷载

支柱绝缘子, 在安装于母线端部或其他复杂的安装条件下时, 将受到扭矩的考验。

21.0.7 原规定第 11.0.7 条的补充条文。

本条补充了屋内支柱绝缘子的选择型式。屋内支柱绝缘子按瓷件主体结构可分为, 有空腔隔板(可击穿型)结构和实心(不可击穿型)结构两种; 按胶装结构可分为, 外胶装、内胶装和联

合胶装三种结构型式。

外胶装结构是两端金属附件胶在瓷件外面，机械强度较高，但在放电距离一定的情况下，安装时所占空间位置较大。

内胶装结构是两端金属附件全部胶入瓷件孔内，相应的增加了绝缘距离，提高了电气性能，同时也缩小了安装时所占空间位置，但内胶装对提高机械强度不利。

联合胶装吸收了外胶装结构和内胶装结构的优点，上部金属附件胶入瓷件孔内，下部金属附件胶在瓷件外面。这种胶装结构所占空间位置比外胶装结构小，而机械强度却比内胶装结构高。

联合胶装支柱绝缘子一般属实心不可击穿结构，比空心结构提高了安全可靠性和减少了维护测试工作量。

绝缘子瓷件外形有多棱和少棱两种。多棱形增加了沿面距离，电气性能优于少棱形，除将逐步淘汰的外胶装支柱绝缘子外，其余产品均为多棱形。

所以，发电厂和变电所支持母线的屋内绝缘子一般选用联合胶装多棱形绝缘子。

21.0.8 原规定第 11.0.8 条的保留条款。

除了考虑以铝代铜是我国的经济政策外，由于配电装置的连接导体基本采用铝母线或铝绞线，为便于和穿墙套管连接，故推荐屋内配电装置宜采用铝导体穿墙套管。

21.0.9 原规定第 11.0.9 条的修改条款。

根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》的要求，清洁区变电所绝缘子串应同时符合工频电压（系统最高电压）爬电距离、变电所操作过电压和雷电过电压的要求。原规定悬式绝缘子串一般按额定电压和泄漏比距、内部过电压和大气过电压三个条件进行选择 and 校验，并取其最大值。本次修改将额定电压改成系统最高电压。

按照 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》第 10.3.1 条的规定，变电所绝缘子串应同时符合以下三种电

压要求:

1 按工频电压爬电距离, 每串绝缘子片数符合下列要求:

$$m \geq \frac{\lambda U_m}{K_e L_0} \quad (13)$$

式中:

m —— 每串绝缘子片数;

λ —— 爬电比距, cm/kV;

U_m —— 系统最高电压, kV;

K_e —— 绝缘子爬电距离的有效系数, 按下面的要求计算取值;

L_0 —— 每片绝缘子的几何爬电距离, cm。

2 变电所操作过电压要求的变电所绝缘子串正极性操作冲击电压波 50% 放电电压 $\bar{u}_{s.s.i}$ 应符合下式要求且不得低于变电所电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值。

$$\bar{u}_{s.s.i} = \frac{U_{p.1}}{1 - 3\sigma_s} \geq K_4 U_{p.1} \quad (14)$$

式中:

$U_{p.1}$ —— 对范围 II 为线路型避雷器操作过电压保护水平; 对范围 I 则代之以计算用最大操作过电压, kV;

σ_s —— 绝缘子串在操作过电压下放电电压的变异系数, 取 5%;

K_4 —— 变电站绝缘子串操作过电压配合系数, 取 1.18。

3 雷电过电压要求的变电站绝缘子串正极性雷电冲击电压波 50% 放电电压 \bar{u}_1 应符合下式要求, 且不得低于变电站电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值。

$$\bar{u}_1 \geq K_5 U_R \quad (15)$$

式中:

U_R —— 避雷器 (对范围 II 为线路型) 在标称雷电流下的额定

残压值[对 500kV、330kV、220kV 以及 (3~110) kV 分别取标称雷电流为 20kA、10kA 和 5kA], kV;

K_5 ——变电站绝缘子串雷电过电压配合系数, 取 1.45。

根据国标 GB/T 16434—1996《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》附录 D 的规定, 悬式绝缘子爬电距离有效利用系数 K 按下面的方法估算, 采用相当于在相同的自然条件下, 在相同的积污时间内被试绝缘子和基准绝缘子的积污盐密值的人工污闪电压梯度相比较的方法来求取 K 值。

$$K = E_{c1}/E_{c2} \quad (16)$$

式中:

E_{c1} ——相当于在相同自然条件下, 在相同积污时间内被试绝缘子积污盐密值的人工污闪电压梯度;

E_{c2} ——相当于在相同自然条件下, 在相同积污时间内基准绝缘子积污盐密值的人工污闪电压梯度。

表 25 给出了各种绝缘子的人工污秽污闪电压回归方程和污闪电压梯度。已知各种绝缘子的人工污秽污闪电压梯度后, 各地区可根据绝缘子的自然积污特性, 按上述 K 值计算公式, 即可求出。

表 25 各种绝缘子的人工污秽污闪电压回归方程和污闪电压梯度

绝缘子 型号	回归方程 kV/片	用回归方程计算各盐密下的污闪电压 U_f 和污闪电压梯度 E_c kV/m							
		0.05mg/cm ²		0.1mg/cm ²		0.2mg/cm ²		0.4mg/cm ²	
		U_f	E_c	U_f	E_c	U_f	E_c	U_f	E_c
X-4.5	$5.227P^{-0.271}$	11.77	40.58	9.75	33.62	8.08	27.86	6.70	23.10
XP-70	$5.319P^{-0.244}$	11.05	37.46	9.33	31.63	7.88	26.71	6.65	22.54
LXP-70	$6.064P^{-0.223}$	11.83	40.10	10.13	34.34	8.68	29.42	7.44	25.22
XH1-4.5	$5.954P^{-0.275}$	13.57	33.93	11.22	28.05	9.27	23.18	7.66	19.15
XWP-70	$5.509P^{-0.292}$	13.21	33.02	10.79	27.00	8.81	22.02	7.19	17.97
XP-160	$4.610P^{-0.278}$	10.60	34.75	8.74	28.66	7.21	23.64	5.95	19.51
XP3-160	$5.230P^{-0.289}$	11.36	32.46	9.50	27.14	7.93	22.66	6.63	18.94
XP4-160	$6.123P^{-0.253}$	13.06	32.65	10.96	27.40	9.20	23.00	7.72	19.30

表 25 (续)

绝缘子 型号	回归方程 kV/片	用回归方程计算各盐密下的污闪电压 U_f 和污闪电压梯度 E_c kV/m							
		0.05mg/cm ²		0.1mg/cm ²		0.2mg/cm ²		0.4mg/cm ²	
		U_f	E_c	U_f	E_c	U_f	E_c	U_f	E_c
XWP-160	6.223P ^{-0.233}	12.51	31.27	10.64	26.60	9.05	22.62	7.70	19.25
XWP2-160	7.255P ^{-0.219}	13.98	31.07	12.01	26.69	10.32	22.93	8.87	19.71
XWP5-160	5.919P ^{-0.311}	15.02	33.38	12.11	26.91	9.76	21.69	7.87	17.49
LXP-160	5.466P ^{-0.287}	12.91	39.12	10.58	32.06	8.68	26.30	7.11	21.54
XP-210	6.158P ^{-0.244}	12.79	38.18	10.80	32.24	9.12	27.22	7.70	22.98

21.0.10 原规定第 11.0.10 条的保留条款。

21.0.11 原规定第 11.0.11 条的保留条款。

21.0.12 原规定第 11.0.12 条的保留条款。

21.0.13 原规定第 11.0.13 条的保留条款。

污秽地区发电厂和变电站的耐张绝缘子串从未发生过污闪，而悬垂绝缘子串因不便于雨水冲洗，发生污闪多次，故本规定要求在污秽地区悬垂绝缘子串的绝缘子片数应与耐张绝缘子串相同。

21.0.14 原规定第 11.0.14 条的保留条款。

在 330kV 及以上电压的绝缘子串上的电压分布是很不均匀的，两端绝缘子承受的电压较大，绝缘子串越长，电压分布的不均匀程度越严重，而靠近导线的绝缘子所承受的电压最大。当超过超始电晕的场强时，将在绝缘子上引起电晕，甚至滑闪放电，电压愈高则愈严重。因此采用均压环以改善绝缘子串上的电压分布。