

330~500kV 变电所无功补偿装置设计技术规定

Technical regulation for designing or reactive for 330~500kV substations

DL 5014-92

主编部门：能源部东北电力设计院

批准部门：中华人民共和国能源部

施行日期：1993 年 10 月 1 日

第一章 总 则

第 1.0.1 条 本规定适用于 330、500kV 变电所内的 330、500kV 并联电抗器装置，10~63kV 并联电抗器和并联电容器装置，0.8~20kV 静止补偿装置的新建工程，扩建、改建工程可参照执行。

本规定不包括调相机。

第 1.0.2 条 无功补偿装置的设计必须执行国家的技术经济政策，并根据安装点的电网条件、谐波水平、自然环境、运行和检修要求等，合理地选择装置型式，容量，电压等级，接线方式，布置型式及控制、保护方式，做到安全可靠、技术经济合理和运行检修方便。

第 1.0.3 条 遵照本规定设计的无功补偿装置，尚应符合现行的国家和部的有关标准、规范、规程和规定。

第二章 系统要求

第 2.0.1 条 系统的无功补偿原则上应按就地分区电压基本平衡，以保证系统枢纽点的电压在正常和事故后均能满足规定的要求。

第 2.0.2 条 变电所内装设的高低压感性和容性无功设备的容量和型式，应根据电力系统近远期调相、调压、电力系统稳定、电压质量标准、工频过电压和潜供电流方面的需要选择。

无功补偿装置应首先考虑采用投资省、损耗小、分组投切的并联电容器组和低压并联电抗器组。由于系统稳定和满足电压质量标准而需装设静止补偿装置或调相机时，应通过技术经济综合比较确定。

第 2.0.3 条 并联电容器组和低压并联电抗器组的补偿容量，宜分别为主变压器容量的 30% 以下。

无功补偿装置，应根据无功负荷增长和电网结构变化分期装设。

第 2.0.4 条 并联电容器组和低压并联电抗器组的分组容量，应满足下列要求：

- 一、分组装置在不同组合方式下投切时，不得引起高次谐波谐振和有危害的谐波放大；
- 二、投切一组补偿设备所引起的变压器中压侧的母线电压变动值，不宜超过其额定电压的 2.5%；
- 三、应与断路器投切电容器组的能力相适应；
- 四、不超过单台电容器的爆破容量和熔断器的耐爆能量。

为简化接线和节省投资，宜加大分组容量和减少分组数。500kV 变电所电容补偿装置的分组容量可选为 30~60Mvar，330kV 变电所可选为 10~25Mvar。并联电抗器组的分组容量参照上述二、三两项要求，可适当增大。

第 2.0.5 条 分组投切的并联电容器组的串联电抗率，需根据电容器组合闸涌流，谐波放大对系统及电容器组的影响等方面的验算确定。由系统进入变电所母线的谐波量，在无实测值时，可按 SD126《电力系统谐波管理暂行规定》中规定的各级电压母线的电压波形畸变率及谐波电流允许值计算。一般情况下针对限制 5 次及以上谐波，串联电抗率可取 5%~6%；针对限制 3 次及以上谐波，串联电抗率可取 12%~13%。

第 2.0.6 条 静止补偿装置的型式应通过技术经济比较确定，宜采用晶闸管相控电抗器配合断路器投切的电容器组和电抗器组。相控电抗器的容量可按不小于电容器组和电抗器组两者中的最大分组容量选择。

第三章 接 线

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 无功补偿装置的额定电压应与其接入系统的各种运行方式下的运行电压相配合。

第 3.1.2 条 高压并联电抗器接入系统的电压等级一般为 500、330kV，接入主变压器三次侧的无功补偿装置的电压宜选用 35kV 级，在东北地区宜选用 63kV 级。静止补偿装置应连接在主变压器三次侧，主变压器三次侧电压等级可通过对主变压器及其三次侧的开关设备、晶闸管阀(包括是否加中间变压器)等组件进行综合技术经济比较确定。当主变压器三次侧长期只接有晶闸管阀控制(或投切)的静止补偿器时，宜采用 15.75kV 或 20kV 电压。

第 3.1.3 条 无功补偿装置的接线方式应根据补偿性质、设备特点和分组数等条件确定，并应满足安全可靠、节约投资、运行维护方便和有利于分期扩建、改建等要求。

第 3.1.4 条 接入主变压器三次侧的无功补偿装置的接线应满足下列可靠性要求：

- 一、任一组无功补偿装置故障不应导致主变压器切除；
- 二、当不装总断路器时，应采取措施减少母线故障，特别是相间故障的几率；
- 三、与第 2.0.4 条第一项的要求同。

第 3.1.5 条 无功补偿装置宜采用单母线接线，或按总断路器性能要求采用多段母线。

基于目前国产设备状况，主变压器三次侧无功补偿装置一般可有以下几种接线方式：

一、主变压器三次侧装总断路器，无功补偿各回路经或不经限流电抗器(兼作电容器回路的串联电抗器)装设负荷开关；

二、主变压器三次侧不装总断路器，无功补偿各回路装设断路器或晶闸管投切装置；

三、主变压器三次侧不装总断路器，在并联电抗器回路的中性点装设断路器(或负荷开关)或晶闸管投切装置，在并联电容器回路经限流电抗器(兼作电容器回路的串联电抗器)装设断路器；

四、主变压器三次侧不装总断路器，在并联电抗器、并联电容器回路经限流电抗器(兼作电容器回路的串联电抗器)装设断路器或晶闸管投切装置；

五、当具有较多组大容量并联电容器时，采用小值串联电抗器限制涌流(以串联电抗率为 0.5%~1%的串联电抗器代替串联电抗率为 6%的串联电抗器可节省投资)，另装设或不装设小容量谐波滤波器的接线方式。

第 3.1.6 条 为保证载波通信质量，330、500kV 并联电抗器宜装在阻波器的母线侧，如有布置等其它技术经济上的需要，经计算论证确能保证通信质量及继电保护可靠性时，也可

将电抗器装在阻波器的线路侧。

第 3.1.7 条 多组主变压器三次侧的无功补偿装置之间一般不考虑并联运行,并不宜装设相互切换的设施。

第 3.1.8 条 主变压器三次侧无馈线时总断路器的装设条件:

- 一、当选用单相户外空心干式串、并联电抗器且组数不超过 4 组时,宜不装设总断路器;
- 二、当本期仅出现单相并联电抗器组时可不装设总断路器,远期出现并联电容器且回路数较多时,则应按变电所实际的技术经济条件决定是否装设总断路器;
- 三、当由于各无功补偿回路的选型及布置等原因,难以大大降低发生相间短路的几率,且其开断电器又不能满足开断短路电流时,则应装设总断路器。

第 3.1.9 条 当总断路器检修期间无功补偿装置仍需继续运行时,宜有相应的旁路隔离开关回路供断路器检修时用。

第 3.1.10 条 当有静止补偿装置时,主变压器三次侧母线的接线方式原则上同第 3.1.5 条,并应符合下列条件:

一、当主回路装设具有切短路故障能力的总断路器,并在分支回路装设负荷开关时,相控电抗器回路可不装设负荷开关;当不装设总断路器时,各分支回路包括相控电抗器回路均应装设具有切短路故障能力的断路器。

二、相控电抗器回路与谐波滤波器回路宜固定连接在一起并为一个分支。

第二节 并联电抗器和并联电容器及其 配套设备的接线方式

第 3.2.1 条 低压并联电抗器回路的断路器或负荷开关应根据所供配套设备及最终接线等经技术经济比较确定。

第 3.2.2 条 当母线短路电流超过低压并联电抗器回路的断路器允许值时,可经技术经济比较选择下列接线方式:

- 一、断路器前加装限流电抗器;
- 二、选用较高电压等级、额定开断电流符合要求的断路器;
- 三、只装设大容量总断路器,用来开断短路及负荷电流,分支回路装设负荷开关;
- 四、断路器装于电抗器中性点侧。

第 3.2.3 条 当低压并联电抗器回路采用会产生较高截流过电压的断路器或负荷开关(含真空断路器或真空负荷开关)时,应加装金属氧化物避雷器加以保护。避雷器应装设在断路器的并联电抗器侧。

第 3.2.4 条 低压并联电抗器宜采用星形接线方式。

第 3.2.5 条 具有串联段的 15.75~63kV 大容量并联电容器组宜采用中性点不接地的双星形接线。

第 3.2.6 条 电容器装置每相为多段串联时,应采用先并联后串联的接线方式,并联电容器组每个串联段中并联电容器的并联台数应大于最小允许并联台数,同时应小于最大允许并联台数。最大允许并联台数由单个电容器的耐爆容量及熔断器的涌放电流开断能力决定。最小允许并联台数由一台电容器故障切除后其它并联电容器过电压不导致整组电容器停运而定。当在串联段中超过最大允许并联台数时,可在串联段间连接的均压母线处分列,以减少

并联台数，但分列后的并联台数仍应满足最小允许并联台数的要求。

第 3.2.7 条 电容器装置应设置满足电容器投切要求的专用断路器，分组断路器不能满足开断短路的要求时，应增设开断短路用的总断路器。

第 3.2.8 条 当合闸涌流超过回路设备允许值时，应在每组回路中设置串联电抗器。

当装设电容器装置引起的高次谐波含量超过规定允许值时，应在回路中设置限制谐波的串联电抗器。

限制谐波的串联电抗器，可兼作限制涌流的串联电抗器。

需要限制短路电流时，串联电抗器可兼作限流电抗器。

当具有较多组大容量并联电容器时，采用小值串联电抗限制涌流另装设或不装设小容量谐波滤波器的方式，应有技术经济论证，并确保变电所母线的谐波指标满足 SD126 的要求。

串联电抗器宜选用干式空心电抗器。

第 3.2.9 条 串联电抗器装设在电容器的中性点侧或电源侧，应根据电容器装置的接线方式、电抗器的动、热稳定电流及母线短路容量等经技术经济比较确定。

第 3.2.10 条 为防止过高的操作过电压，电容器回路应采用不重燃的断路器或负荷开关。当采用有重燃几率的断路器或负荷开关时，应装设避雷器进行保护。

并联电容器装置中的避雷器保护接线，应根据电容器装置的实际接线方式，通过计算或试验来确定。

第 3.2.11 条 电容器装置宜装设接地用隔离开关。

第 3.2.12 条 单台电容器宜装设专用的外部熔断器，当电容器的外壳直接接地时，保护单台电容器的熔断器应接于电源侧。

第 3.2.13 条 当电容器组需自动投切或单台电容器无内放电电阻时，必须加装专用放电装置，放电装置的三相及中性点宜与电容器组直接连接。

第三节 高压并联电抗器的接线方式

第 3.3.1 条 高压并联电抗器回路一般不装设断路器或负荷开关，但遇下列情况则可设置断路器或负荷开关：

一、两回线共用一组并联电抗器时；

二、并联电抗器退出运行，过电压水平在允许范围内，并为调相调压需投切并联电抗器的情况。但这种情况应尽量避免，应以低压并联电抗器替代高压并联电抗器；

三、当系统其他方面有特殊要求时。

第 3.3.2 条 高压并联电抗器带有套管型电流互感器，不专设电流互感器。

第 3.3.3 条 保护高压并联电抗器的避雷器应为线路型，并应尽量靠近电抗器装设。线路侧是否装设避雷器宜根据雷电过电压及操作过电压计算或模拟试验确定。

第 3.3.4 条 330、500kV 并联电抗器的中性点经小电抗接地，电抗器中性点侧应装设相应电压等级的避雷器。

第四节 静止补偿装置的接线方式

第 3.4.1 条 相控电抗器的型式宜为单相空心电抗器，每相晶闸管两侧各设一个线圈，两个线圈一般为上下叠装，宜采用 6 脉动三角形接线。

第 3.4.2 条 各次谐波滤波器中的电容器及电抗器装置接线可参照本章第二节中的有关条款要求。

第 3.4.3 条 谐波滤波器宜采用单调谐谐波滤波器。

第四章 电器和导体选择

第一节 一般规定

第 4.1.1 条 无功补偿装置的电器和导体,应根据其技术条件及安装地点的环境条件选择和校验。

第 4.1.2 条 无功补偿装置的电器和导体应满足正常运行、短路故障及操作过程的要求。

第 4.1.3 条 无功补偿装置总回路的电器和导体的长期允许电流,按下列原则取值:

一、不小于最终规模电容器总容量的额定电流,并计入实际可能出现的各次谐波电流的综合值;

二、不小于最终规模电抗器总容量的额定电流的 1.1 倍。

第 4.1.4 条 无功补偿装置中的导体和电器选择均应符合 SDGJ14《导体和电器选择设计技术规定》的有关条文。

第二节 并联电容器

第 4.2.1 条 电容器组的额定电压宜与安装处的母线实际运行电压计入因串联电抗器引起的稳态电压升高相适应。

第 4.2.2 条 电容器承受的长期过电压不应超过电容器额定电压的 1.1 倍。

第 4.2.3 条 电容器的稳态过电流允许值应为其额定电流的 1.3 倍。对于具有最大电容正偏差的电容器,其过电流允许值应为电容器额定电流的 1.43 倍。

第 4.2.4 条 单台电容器的容量选择应按电容器组单相容量和每相电容器的串、并联台数确定,并宜选用大容量的产品。

第 4.2.5 条 置放在绝缘台上的电容器宜选用单套管结构。

第 4.2.6 条 单台电容器的技术条件应满足 GB3983《并联电容器》、GB6915《高原电力电容器》、GB6916《湿热带电力电容器》、SD205《高压并联电容器技术条件》的规定。

第 4.2.7 条 电容器组宜采用成套设备。

第 4.2.8 条 半露天布置的电容器装置的电器应选用户外型设备。

第三节 高压并联电抗器

第 4.3.1 条 高压并联电抗器可采用单相式或三相式。当采用三相式时,应采用三相五柱式,并结合设备制造和运输条件综合考虑。

第 4.3.2 条 高压并联电抗器的主要技术条件应满足:

一、最高工作电压: $550/\sqrt{3}$ kV, $363/\sqrt{3}$ kV。

二、连接方式: 星形连接,中性点经小电抗接地。

三、励磁特性: 在 $1.4 \times 550/\sqrt{3}$ kV, $1.3 \times 363/\sqrt{3}$ kV 电压下励磁特性应为直线,大于上述电压时励磁特性曲线的斜率不应低于原斜率的 2/3。

四、谐波电流幅值: 在额定电压下,每相三次谐波电流的幅值不超过基波电流幅值的

3%。

五、感抗偏差：每相偏差不大于 $\pm 5\%$ ，三相间偏差不大于 $\pm 2\%$ 。

六、额定绝缘水平符合 GB311.1《高压输变电设备的绝缘配合》的规定。

七、噪声：不超过 80dB。

八、在额定电压下运行时，油箱振动的最大双振幅值不应大于 $200 \mu\text{m}$ 。

九、高压侧及中性点侧均应装套管式电流互感器。

第 4.3.3 条 高压并联电抗器中性点小电抗的主要技术条件应满足：

一、额定电压：根据出现在中性点的最大工频过电压值确定。

二、电抗：应根据 SDJ161《电力系统设计技术规程编制说明》，按限制潜供电流的要求选择，并应验算谐振过电压。

三、高压并联电抗器中性点和中性点小电抗器的绝缘水平应根据不同中性点小电抗值下出现在中性点的最大工频过电压来确定。

四、高压侧装设套管式电流互感器。

五、噪声：不超过 80dB。

第四节 低 压 并 联 电 抗 器

第 4.4.1 条 可采用并联层式结构的单相户外干式空心低压并联电抗器或三相油浸铁心低压并联电抗器，当有条件时优先采用干式空心电抗器。

第 4.4.2 条 并联电抗器三相间感抗偏差不大于 $\pm 2\%$ ，每相偏差不大于 $\pm 5\%$ 。

第 4.4.3 条 低压并联电抗器的最高运行电压宜为主变压器三次额定电压的 1.0~1.05 倍。

第 4.4.4 条 低压并联电抗器总损耗一般不宜大于额定容量的 0.5%。

第 4.4.5 条 低压并联电抗器在外施电压为 1.1 倍最高工作电压时，其伏安特性仍为线性。

第 4.4.6 条 低压并联电抗器的绝缘水平符合 GB311.1《高压输变电设备的绝缘配合》规定，其中性点为线端全绝缘水平。

第 4.4.7 条 低压并联电抗器的噪声水平，对铁心油浸式不超过 75dB；对空心式不超过 60dB。

第五节 串 联 电 抗 器

第 4.5.1 条 限制合闸涌流的串联电抗器的电抗值，应按断路器、电流互感器等设备所允许的涌流值进行选择。

第 4.5.2 条 串联电抗器的电抗值允许偏差：

一、在额定电流下电抗值的允许偏差为额定值的 0~+5.0%；

二、空心干式电抗器在所允许的过电流下的电抗值应等于其额定电流下的电抗值；

三、油浸铁心电抗器在 1.35 倍额定电流下的电抗值应不低于额定值，在 1.8 倍额定电流下其电抗值下降应不超过 5%；

四、电抗器每相电抗值的偏差应不超过三相平均值的 $\pm 2\%$ 。

第 4.5.3 条 串联电抗器的过负荷能力：

一、应能在 1.1 倍额定电压下连续运行；

二、应能在 1.35 倍额定电流下连续运行，其谐波电流含量应根据系统具体情况及电抗器型式与制造厂协商确定。

第 4.5.4 条 串联电抗器的最大短时允许电流：

一、装于电源侧的串联电抗率在 $4\%X_C$ 以上的串联电抗器，应能承受 25 倍额定电流、持续 2s 而不产生任何热的和机械的损伤；

二、装于电源侧的串联电抗率小于 $4\%X_C$ 的串联电抗器，应与制造厂协商确定最大短时允许电流值。

第 4.5.5 条 串联电抗器的绝缘水平：

一、地面安装的串联电抗器绝缘水平应符合表 4.5.5-1 的要求。

表 4.5.5-1 地面安装的串联电抗器绝缘水平

回路额定电压 (kV)	额定短时工频耐受电压 (干、湿, 1min, 有效值) (kV)	额定雷电冲击耐受电压 (1.2/50 μ s, 峰值) (kV)
15	40	105
20	50	125
35	80	200
63	140	325

二、安装于绝缘台架上的油浸铁心串联电抗器的绝缘水平应符合表 4.5.5-2 的要求。

表 4.5.5-2 绝缘台架上安装的油浸铁心串联电抗器绝缘水平

回路额定电 压 (kV)	额定短时工频耐受电压 (干、湿, 1min, 有效值) (kV)	额定雷电冲击耐受电压 (1.2/50 μ s, 峰值) (kV)
35	50	125
63	80	200

第 4.5.6 条 串联电抗器的损耗宜根据容量与型式经技术经济比较选定。

第 4.5.7 条 串联电抗器的噪声水平不超过 65dB。

第六节 断 路 器

第 4.6.1 条 用于无功补偿装置回路的断路器，除应满足一般断路器的技术条件(GB1984《高压断路器》)外，尚应符合下列要求：

- 一、合闸时触头不应有弹跳；
- 二、分闸时不应重击穿；
- 三、应有承受合闸涌流的能力；
- 四、经常投切的断路器应具有频繁操作的能力；

五、当需开断短路电流时，断路器的开断能力应满足由回路固有振荡频率所确定的恢复电压上升速率的要求。

当所选择设备难以满足上述一、二项要求时，必须有操作过电压的防护措施。

第 4.6.2 条 用于并联电容器装置的断路器的长期允许电流，应不小于电容器组额定电流的 1.35 倍。

第 4.6.3 条 无功补偿装置的总断路器应具有投切其所连接的全部无功补偿装置最大输

出电流和短路电流的能力。

第 4.6.4 条 用于无功补偿装置的断路器，除应考虑开断系统短路电流外，还需考虑并联电容器组的放电电流的影响。在选择其动稳定电流时应叠加电容器的放电冲击电流值。在选择其遮断容量时，应叠加电容器相应的放电衰减电流值。

第 4.6.5 条 当回路额定电流、短路开断能力、恢复电压上升速率等要求不能满足时，可采用较高电压等级断口的断路器，必要时也可采取加装并联小电容的方法满足恢复电压上升速率。

第七节 熔断器

第 4.7.1 条 保护单台电容器的熔断器宜采用专用外部熔断器。

第 4.7.2 条 熔断器的额定电压不应低于电容器的额定电压，最高工作电压应为额定电压的 1.1 倍。

第 4.7.3 条 熔断器熔体的额定电流可按电容器额定电流的 1.5~2.0 倍选择。

第 4.7.4 条 熔断器的耐爆能量应大于并联段全部电容器在 1.1 倍额定电压下的贮能。

第 4.7.5 条 熔断器应具有开断下列电流的能力，且无重燃：

一、1.5 倍熔断器额定电流；

二、当某一个电容器故障短路时通过该电容器的熔断器的故障电流，以及 1.1 倍电容器额定电压时，并联支路的全部电容器向金属性短路点的放电电流。

第 4.7.6 条 熔断器在合闸涌流时不应误熔断。

第 4.7.7 条 保护单台电容器的熔断器其它技术性能均应满足能源部颁布的《高压并联电容器单台保护用熔断器技术条件》要求。

第八节 电容器放电装置

第 4.8.1 条 当用单相电压互感器代替专用放电线圈时，其技术特性应满足放电装置的要求。

第 4.8.2 条 放电装置的额定电压不应低于电容器组的额定电压，其稳态过电压允许值应与电容器组相一致。

第 4.8.3 条 放电装置的放电特性应满足下列要求：

一、手动投切的电容器组的放电装置，应能使电容器组三相及中性点的剩余电压在 5min 内自额定电压峰值降至 50V 以下；

二、自动投切的电容器组的放电装置，应能使电容器组三相及中性点的剩余电压在 5s 内自电容器组额定电压峰值降至 0.1 倍电容器组额定电压及以下。

第 4.8.4 条 放电装置的容量应满足在最大放电容量下放电时的热稳定要求，当选用带有二次线圈的放电装置时尚应满足二次负荷及电压变比误差的要求。

第 4.8.5 条 放电装置的中性点应为全绝缘，并有套管引出。

第九节 避雷器

第 4.9.1 条 选择保护并联电容器装置的金属氧化物避雷器额定电压应考虑系统单相接地引起的工频电压升高，并留有一定的裕度。

第 4.9.2 条 设计中应校验避雷器的通流容量以确保运行安全。对保护并联电容器组单相重燃过电压的金属氧化物避雷器应以电源侧单相接地时，断路器发生操作重燃过电压为校验

其通流量的条件。

第 4.9.3 条 高压并联电抗器及中性点小电抗器的保护避雷器按第 3.3.3 条及第 3.3.4 条选择。

第十节 静止补偿装置

第 4.10.1 条 静止补偿装置中各部件应能保证该装置的可靠运行，各部件应符合有关标准和设计规定的要求。

第 4.10.2 条 应对静止补偿装置在最严重运行情况下引起的电压畸变和谐波电流值作出评价，包括非特征谐波的影响，应合理选择谐波滤波器的电气参数，以保证在正常运行时的谐波指标满足 SD126《电力系统谐波管理暂行规定》有关条款的要求。

第 4.10.3 条 滤波电容器组额定电压的选取应考虑下列因素：

- 一、串联电抗器引起的滤波电容器工频电压升高；
- 二、谐波滤波器接入点的系统最高运行电压；
- 三、谐波引起的滤波电容器电压升高。

第 4.10.4 条 谐波滤波器装置中的滤波电容器稳态过电流允许值应满足第 4.2.3 条的要求，或由用户和制造厂协商确定；其它电器的稳态过电流允许值不应小于滤波电容器的稳态过电流允许值。

第 4.10.5 条 晶闸管元件的动态特性和静态特性应能保证静止无功补偿装置的正常运行。通态电流临界上升率不宜小于 $100\text{A}/\mu\text{s}$ 。断态电压临界上升率不宜小 $500\text{V}/\mu\text{s}$ 。

第 4.10.6 条 晶闸管元件额定电压的选取应考虑其安装点的最高运行电压等因素，并留有一定的裕度。

第 4.10.7 条 晶闸管元件的触发方式宜采用电光电触发，并设置防止晶闸管元件过电压的可靠保护装置。

第 4.10.8 条 晶闸管装置冷却系统必须保证晶闸管元件的正常运行，冷却方式可采用水冷或其它介质的冷却，冷却系统中用的风扇和水泵应设有 100% 的备用。

第 4.10.9 条 为降低静止补偿装置的运行费用，在选型时，应考虑其损耗特性。

第十一节 导体及其它

第 4.11.1 条 单台电容器至母线或熔断器的连接线的长期允许电流，不应小于单台电容器额定电流的 1.43 倍，并应考虑机械强度的要求。

第 4.11.2 条 电容器装置的电器和导体的长期允许电流，不应小于电容器组额定电流的 1.35 倍。

第 4.11.3 条 相控电抗器回路和滤波器回路的连接线的长期允许电流不应小于该回路的最大允许稳态过电流，并满足机械强度的要求。

第 4.11.4 条 为防止并联电容器回路合闸涌流在互感器一、二次绕组产生较大的过电压引起的绝缘事故，应对电容器回路及其中性点侧的电流互感器进行验算，确定是否需采取必要的措施，包括加强匝间绝缘或其他保护设备。

第五章 安装与布置

第一节 一般规定

第 5.1.1 条 无功补偿装置及其配电装置的带电距离应满足 SDJ5《高压配电装置设计技

术规程》的要求。

第二节 并联电容器组的安装与布置

第 5.2.1 条 电容器装置应根据环境条件、设备技术参数及当地的实践经验，选择户外、半露天(即户外搭遮阳棚)或户内布置型式。户外布置的电容器宜使它的小面积侧朝向太阳直射方向。在空气污秽和鸟类、小动物危害严重的地区，宜采用户内布置。

第 5.2.2 条 设计电容器装置的构架时，应考虑便于维护和更换设备，每层不应超过两排，当电容器竖放时分层布置一般不宜超过 3 层，四周及层间不应设置隔板，以利通风散热。

第 5.2.3 条 每组电容器装置宜分相布置。

第 5.2.4 条 电容器装置的安装尺寸不应小于表 5.2.4 所列数值。

表 5.2.4 电容器装置的安装尺寸

名 称	电 容 器		电容器底部距地面		装置顶部至屋顶净距
	间 距	排间距离	户 内	户 外	
最小尺寸 (mm)	100	200	200	300	1000

第 5.2.5 条 电容器装置半露天布置时，应按户外安装尺寸布置。

第 5.2.6 条 电容器装置应设置供正常时巡视，停电后进行检修及更换设备的维护通道。其宽度(净距)不宜小于 1200mm。维护通道与电容器间应设置网状遮拦。

电容器框架与墙或框架之间设置检修走道，停电后打开网门方能进行检修和更换设备的走道，其宽度不宜小于 1000mm。

第 5.2.7 条 电容器组的绝缘水平应与电网的绝缘水平相配合。电容器与电网绝缘水平一致时，应将电容器外壳与构架可靠连接并接地；电容器绝缘水平低于电网时，应将电容器安装在与电网绝缘水平相一致的绝缘构架上，电容器外壳应与构架可靠连接。连接并联段各台电容器的母线与构架间的绝缘水平应与电容器的绝缘等级相同。电容器为单套管时各并联段构架之间应无电的连接。35、63kV 电容器组的绝缘构架应分相设置。

第 5.2.8 条 电容器装置应按具体情况采取防止小动物进入的措施。

第 5.2.9 条 电容器套管与母线间应用软导线连接，不得利用电容器套管支承母线。单套管电容器外壳间的连接，就由外壳端子间的专用线连接。

第 5.2.10 条 熔断器应安装在通道侧，熔断后应有明显的标志，并应避免熔丝熔断时波及邻近设备而引起事故。

第 5.2.11 条 未装设接地开关的电容器装置应设便于挂接地线的端子。

第 5.2.12 条 电容器装置的钢构架应采取镀锌等防锈措施。

第 5.2.13 条 电容器铭牌应面向巡视走廊。

第 5.2.14 条 大容量并联电容器装置宜采用多层、分相布置方式。当电容器超过 3 层时，宜采用横放电容器及相应布置结构。

第 5.2.15 条 设计电容器组构架时，应验算抗地震能力，当不能满足要求时应采取防震措施。

第三节 高压并联电抗器组的安装与布置

第 5.3.1 条 高压并联电抗器的布置应根据电气主接线、配电装置场地条件而定，可有以

下几种方式：

- 一、对于双母线带旁路母线的接线，宜将高压并联电抗器布置在主变压器同一侧；
- 二、对于一个半断路器的接线，宜将高压并联电抗器布置在出线侧。

第 5.3.2 条 高压并联电抗器附近应有运输道路。

第四节 低压串、并联电抗器组的安装与布置

第 5.4.1 条 空心并联电抗器宜低型品字型布置，空心串联电抗器宜分相中型布置。

第 5.4.2 条 空心串、并联电抗器的围网、围栏、支架、基础内钢筋、接地导体及二次接线应避免形成闭环连接，它们还应满足制造厂所要求的防电磁感应的空间距离。

第 5.4.3 条 低于电网绝缘水平的串联油浸铁心电抗器及空心串、并联电抗器应装设在与电网绝缘水平相一致的绝缘平台上。

第 5.4.4 条 空心串、并联电抗器的板型引接线宜立放布置，电抗器所有组件的零部件宜用不锈钢螺栓。

第五节 静止补偿装置的安装与布置

第 5.5.1 条 静止补偿装置的晶闸管元件及其冷却系统，除冷却器外，均宜采用户内布置。

第 5.5.2 条 晶闸管元件宜采用立式结构。

第六章 二次接线、继电保护和自动投切

第一节 一般规定

第 6.1.1 条 变电所中的并联电容器，高、低压并联电抗器和静止补偿装置等设备的二次接线(包括控制、信号、测量仪表)，继电保护和自动投切等，在设计时应与变电所其他设备的相应回路作统一考虑，务求达到安全可靠、协调配合和便于使用的目的。

第二节 控制回路

第 6.2.1 条 并联电容器和高、低压并联电抗器，宜在主控制室集中控制；静止补偿装置宜采用就地控制，但在主控制室应具有远方投切和调整功能；静止补偿装置冷却系统(例如晶闸管用的冷却系统电动机)宜就地控制。

第 6.2.2 条 无功补偿装置的断路器宜采用强电或弱电一对一控制方式。当采用弱电一对一控制时，宜采用 48V 直流控制电压。

第 6.2.3 条 无功补偿装置的隔离开关和接地开关的操作，应具有安全闭锁(电气的或机械的)，以达到防止误操作的目的。

第 6.2.4 条 无功补偿装置的直流电源应使用变电所内的直流电源。

第 6.2.5 条 控制电缆应采用带屏蔽的电缆，其屏蔽层应两端可靠接地。

第三节 信号回路

第 6.3.1 条 并联电容器和高、低压并联电抗器应使用变电所内的信号系统。静止补偿装置可根据需要设置专用信号系统。在设置专用信号系统时，除发出就地信号外，还应将有关信号发往主控制室。

第 6.3.2 条 无功补偿装置应分别装设反映事故跳闸的信号、异常运行的预告信号及设备状态的位置信号。

第 6.3.3 条 当变电所设有微机监测装置时，与各种无功补偿装置有关的模拟量、脉冲量和开关量宜输入微机监测装置。

第 6.3.4 条 对需要远距离传输至网调和省调的信息，可根据 SDGJ29《电力系统远动设计技术规定》和所属调度自动化系统功能的要求执行。

第四节 测量表计

第 6.4.1 条 并联电容器和低压并联电抗器应设置下列测量表计：

- 一、总回路应分相设置电流表，分组回路中每组可只设一只电流表。
- 二、中性点非有效接地系统的母线上，接有无功补偿装置时，应装设绝缘检查用的三只电压表和一只相间电压表。
- 三、总回路应设置无功功率表和无功电能表。当总回路之下既有并联电容器又有低压并联电抗器时，无功功率表应采用双方向表计。总回路无功电能表应有两只，每个均带逆止机构分别记录容性和感性的无功电能量。

第 6.4.2 条 测量表计的量程应满足各无功补偿设备允许通过的最大电流和允许耐受的最高电压的要求。对并联电容器组的电流测量应考虑持续通过的电流为电容器额定电流的 1.35 倍。

第 6.4.3 条 高压并联电抗器应分相设置电流表。当采用二次仪表测量时，可采用一只电流表和一只转换开关切换。

第 6.4.4 条 高压并联电抗器中性点的接地小电抗中电流，可装设一只电流表进行测量，也可在微机监测系统进行检测或采用电流记录表进行测量并记录。

第 6.4.5 条 当变电所装有微机监测系统时，测量仪表、遥测装置、微机监测系统三者宜共用电流型变送器。

第 6.4.6 条 静止补偿装置就地可装设下列测量表计：

- 一、参考电压表一只(一般为中压侧)。
- 二、主变压器中压侧装设电压表一只。
- 三、静止补偿装置用的中间变压器高压侧宜分相设置电流表。当采用二次仪表测量时，可采用一只电流表和一只转换开关切换。
- 四、分组电容器回路可装设电流表一只。
- 五、总回路应装设双方向无功功率表。
- 六、静止补偿装置所接母线装设电压表一只。

第 6.4.7 条 静止补偿装置在主控制室可装设下列测量表计：

- 一、参考电压表一只(一般为中压侧)。
- 二、静止补偿装置用的中间变压器高压侧可装设电流表一只。
- 三、分组电容器回路可装设电流表一只。
- 四、总回路装设的测量表计，可参照本规定第 6.4.1 条装设。

第五节 并联电容器组保护

第 6.5.1 条 并联电容器组的继电保护装置，应对下列故障和异常运行方式，分别作出有选择性的切除或发出信号：

- 一、并联电容器组的过负荷及引线、套管的短路故障，可装设电流保护，保护分为速断和过流两段。

速断保护动作值按最小运行方式下电容器组端部引线两相短路时灵敏系数为 2 整定，动
厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

作时限应大于电容器组充电涌流时间。

过流保护动作值按电容器组长期允许的最大工作电流整定，动作后带时限切除故障电容器组。

二、并联电容器组内部故障，按并联电容器组的不同接线方式，分别采用下列类型保护装置：

- 1.单星形接线的电容器组可采用开口三角零序电压保护；
- 2.多段串并联星形电容器组可采用桥式差电流保护或采用电压差动保护；
- 3.双星形接线的电容器组可采用中性点不平衡电流保护或不平衡电压保护。

第 6.5.2 条 单台电容器当设置专用的外熔断器作为内部故障及引出线的短路保护时，熔断器应有动作指示。

第 6.5.3 条 并联电容器组应设置母线过电压保护，保护动作值按电容器额定电压的 1.1~1.2 倍整定，动作后带时限切除全部电容器组。

第 6.5.4 条 并联电容器组应设置母线失压保护。当母线电压降到额定值的 60%时，失压保护动作后带时限切除全部失压的电容器组。

第 6.5.5 条 中性点非有效接地低压系统中的电容器、电抗器等无功补偿系统发生一点接地故障时应发出信号。

第六节 高压并联电抗器保护

第 6.6.1 条 油浸式的高压并联电抗器应装设瓦斯保护，重瓦斯动作于跳闸，轻瓦斯动作于信号。

第 6.6.2 条 高压并联电抗器应装设纵联差动保护。保护动作值按避越最大不平衡电流整定。当高压并联电抗器内部及其引线发生相间短路故障和单相接地时，该保护动作瞬时切除高压并联电抗器。

第 6.6.3 条 对高压并联电抗器应装设匝间短路保护，动作后带时限切除高压并联电抗器。

第 6.6.4 条 并联电抗器应装设过电流保护作为差动保护的后备。保护动作值按避越最大可能的负荷电流整定。动作后带时限切除高压并联电抗器。

第 6.6.5 条 为防止电源电压升高引起高压并联电抗器过负荷，应装设过负荷保护。保护动作后带时限发出信号。

在过电压运行情况下不应切除高压并联电抗器。

第 6.6.6 条 当高压并联电抗器装有温度监视装置及油位监视装置时，动作后发出信号。当高压并联电抗器装有冷却系统及压力监视装置时，应根据设备的技术要求动作时发出信号或跳闸。

第 6.6.7 条 接于高压并联电抗器中性点的油浸式接地小电抗应装设瓦斯保护。重瓦斯动作于跳闸，轻瓦斯动作于信号。

第 6.6.8 条 当有可能由于三相不对称等原因引起中性点接地小电抗过负荷时，宜装设中性点电抗器的过负荷保护，保护动作后带时限发出信号。

第 6.6.9 条 当高压并联电抗器无专用断路器时，其动作于跳闸的保护，应使线路对侧断路器跳闸。

第七节 低压并联电抗器保护

第 6.7.1 条 油浸式低压并联电抗器应装设瓦斯保护，轻瓦斯动作于信号，重瓦斯动作于跳闸。

第 6.7.2 条 低压并联电抗器应装设电流速断保护，保护动作电流值可按最小运行方式下，低压并联电抗器端部两相短路时灵敏系数为 2 整定，动作后瞬时切除低压并联电抗器。

第 6.7.3 条 作为电流速断保护的后备保护，低压并联电抗器应装设过流保护。保护动作值按避越最大可能的负荷电流整定。动作后带时限切除低压并联电抗器。

第 6.7.4 条 为防止电源电压升高引起低压并联电抗器过负荷，应装设过负荷保护。保护动作后带时限发出信号。

在过电压运行情况下不应切除低压并联电抗器。

第 6.7.5 条 对于双星形接线的低压干式空心并联电抗器组，可装设中性点不平衡电流保护，作为低压并联电抗器组内部匝间短路的主保护。保护设有两个动作值，小动作值动作于信号，大动作值带时限切除低压并联电抗器组。

第八节 静止补偿装置保护

第 6.8.1 条 静止补偿装置用的并联电容器、滤波器和干式可控电抗器的继电保护，与第五节和第七节对普通并联电容器和低压并联电抗器规定的保护配置原则相同。三角形接线的可控电抗器可装设差动保护。

第 6.8.2 条 当静止补偿装置经中间变压器与变电所的主变压器连接时，中间变压器的保护配置宜与同容量的电力变压器相同。

第 6.8.3 条 静止补偿装置中的高压晶闸管元件应装设完善的过电压、过电流保护和触发回路的抗干扰保护，防止由于暂态或稳态的过电压或过电流引起晶闸管元件损坏，保护装置动作于切除故障或发出信号。

第 6.8.4 条 静止补偿装置应装设反应高压晶闸管元件冷却系统故障的保护装置。当冷却系统故障，不能保障高压晶闸管元件有效冷却时，应瞬时将高压晶闸管断开。

第 6.8.5 条 静止补偿装置的高压晶闸管触发用的不停电电源必须备有电压监视装置。当该回路由于断线或其它原因造成失去电压时，应立即切除受控的晶闸管或切除全部静止补偿装置。

第九节 自动投切

第 6.9.1 条 负担电力系统无功功率和电压调节的并联电容器和并联电抗器，可采用按无功功率的流向和大小、电压高低以及适当的整定时间等条件进行分组自动投切。

第 6.9.2 条 自动投切回路，应有防止继电保护跳闸时误投电容器的闭锁回路，并应设置操作解除开关。

第 6.9.3 条 并联电容器回路严禁设置自动重合闸。

第 6.9.4 条 当主变压器或其三次侧母线手动或自动接入电网时，应将接在母线上的无功补偿装置联锁切除，并闭锁其自动投入回路。

第 6.9.5 条 在设计分组的并联电容器和并联电抗器自动投切时，应使各组无功补偿设备及其断路器轮换进行工作，防止部分无功设备及其断路器使用过于频繁，缩短使用寿命。

第七章 防火及采暖通风

第一节 防 火

第 7.1.1 条 电容器室及半露天布置的遮阳棚为丙类生产建筑物，其耐火等级为二级。

电容器装置的支架及遮阳棚的支架、盖板均采用非燃烧性材料制作。

第 7.1.2 条 电容器装置与其它生产建筑物或主要电气设备之间的防火距离不应小于 10m，否则应设防火隔墙；当电容器装置与其它生产建筑物毗连布置时，应设置不开门、窗、洞口的防火隔墙，防火隔墙距两侧的门、窗距离不得小于 2m。

注：电容器的防火间距系指设备凸形外缘与建筑物的墙体外缘的距离。

第 7.1.3 条 电容器装置必须就近设置消防设施，并应设有总的消防通道。

第 7.1.4 条 连接电容器室内的沟管道出入口，应设置防止液体溢流或火势蔓延的保护设施。

第 7.1.5 条 电容器室不宜设置采光玻璃窗。

电容器室的门应向外开启；相邻两电容器室之间的防火隔墙如需开门时，应安装乙级防火门，并能向两个方向开启。

第 7.1.6 条 电容器装置的地面处理：

一、室内宜采用水泥砂浆抹面并压光的作法，也可以采用铺沙处理的作法；

二、室外地面应采取措施防止杂草生长，也可铺碎石或卵石。

第 7.1.7 条 油浸铁心并联电抗器下应设置事故油坑。单相油浸铁心并联电抗器之间应设防火隔墙，并宜利用防火隔墙兼作抑制噪音的措施。

第 7.1.8 条 高、低压油浸电抗器及户内晶闸管装置的防火要求应满足 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》第 4.4.1 条～第 4.4.8 条的规定。

第二节 采 暖 通 风

第 7.2.1 条 电容器室的通风量应按消除室内余热考虑。余热包括设备散热量和通过围护结构传入的太阳辐射热。

第 7.2.2 条 电容器室的夏季排风温度应根据电容器的环境温度类别确定，并且不应超过电容器所允许的最高环境空气温度(见表 7.2.2)。

表 7.2.2 电容器允许的最高环境空气温度

电容器环境温度类别	A	B	C	D
最高环境空气温度	40	45	50	55

第 7.2.3 条 电容器室和静止补偿装置室的冷却水泵房应优先采用自然通风。当采用自然通风不能满足要求时，可采用自然进风、机械排风。

第 7.2.4 条 位于集中采暖区的静止补偿装置的控制室，晶闸管阀室和冷却水泵房应设置采暖系统，室内采暖计算温度取 10℃。

第 7.2.5 条 对于日平均温度低于或等于+5℃的天数每年在 70～89 天的地区，静止补偿装置的晶闸管阀室宜设置电热采暖。室内采暖计算温度取+5℃。

设置电热采暖时，不得使用直接裸露在空气中的电阻丝的电加热器具，并且应具有良好的接地措施。

第 7.2.6 条 静止补偿装置的配电装置室应设置不少于 10 次/h 换气次数的事故排风装置。事故排风机可兼作通风用。

事故排风机的开关应装在门口便于操作的地点。室内宜安装电源插座，作为检修临时通风的电源。

第 7.2.7 条 静止补偿装置的控制室和晶闸管阀室应设置自然进风、机械排风装置，通风换气次数不宜少于 5 次/h。

对于夏季室外通风计算温度高于或等于 32℃ 的地区，静止补偿装置的控制室和晶闸管阀室还应设置以降温为主的空调系统。空调机型宜选用风冷式。

第 7.2.8 条 静止补偿装置的控制室和晶闸管阀室的夏季计算热负荷包括以下几项：

- 一、围护结构传热量和太阳辐射热量；
- 二、电子仪表及电气设备散热量；
- 三、照明散热量。

在上述计算中，室内空气计算温度取 35℃。

第 7.2.9 条 如果电气设备对环境参数有特殊要求，则应根据电气设备的要求设置采暖和空调系统。

第 7.2.10 条 电容器室和静止补偿装置室各个房间的进排风口应有防止雨雪和小动物进入的设施。在风沙较大的地区，进风宜设过滤装置。在严寒地区，进排风口宜有防寒措施。

附录一 谐振容量计算

发生 n 次谐波谐振的电容器容量，按下面近似计算式计算

$$Q_{CX} = S_d \left(\frac{1}{n^2} - A \right) \quad (\text{附 1.1})$$

式中 Q_{CX} ——发生 n 次谐波谐振的电容器容量(Mvar)；

S_d ——电容器装置安装处的母线短路容量(MVA)；

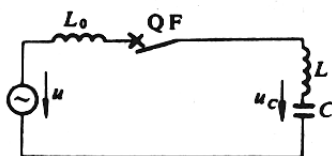
n ——谐波次数，即谐振频率与电网频率之比；

A ——电容器装置每相感抗(X_L)与每相容抗(X_C)的比值，即 $A=X_L/X_C$ 。

附录二 电容器组投入电网时的涌流计算

一、单组电容器投入电网时涌流的计算

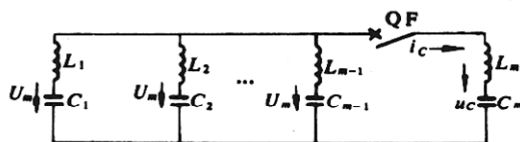
单组电容器涌流计算的等值电路如附图 2.1 所示。由等值电路可列出回路微分方程，经推导整理可得出合闸瞬间涌流的最大值 $I_{y \max}$ 为



附图 2.1 单组电容器涌流计算等值电路图

L_0 —网络每相等值电感； L —串联电抗器和接线每相电感；

C —电容器组每相电容； QF —断路器



附图 2.2 并联电容器组涌流计算等值电路图

$L_1 \sim L_m$ —第 1 组~第 m 组电容器组每相串联电抗器及接线的电感;

$C_1 \sim C_m$ —第 1 组~第 m 组电容器组每相电容; QF—断路器

$$I_{y \max} = \sqrt{2} I_e \left(1 + \sqrt{\frac{X_C}{X'_L}} \right) \quad (\text{附 2.1})$$

$$f_y = f \sqrt{\frac{X_C}{X'_L}} \quad (\text{附 2.2})$$

上二式中 $I_{y \max}$ ——合闸涌流峰值(kA);

I_e ——电容器组额定电流(kA);

X_C ——电容器组每相容抗(Ω);

X'_L ——网络感抗(ωL_0)与电容器组串联电抗器感抗(ωL)的综合值(Ω);

f_y ——涌流频率(Hz);

f ——电网基波频率(Hz)。

二、并联电容器组追加投入时涌流的计算

设有 m 组电容器, 最后一组(即第 m 组)在电源电压为最大值 U_{\max} 时投入, 电源产生的涌流不计, 母线电感合并到各电容器组串联电抗器电感内, 计算第 m 组投入时的合闸涌流。由等值电路图(见图 2.2)可导出下列公式

$$I_{y \max} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_e \sqrt{\frac{C_\Sigma}{L_\Sigma}} \quad (\text{附 2.3})$$

$$f_y = \frac{10^6}{2\pi \sqrt{L_\Sigma C_\Sigma}} \quad (\text{附 2.4})$$

式中 U_e ——电容器组额定线电压有效值(kV);

C_Σ ——并联电容器组的等值电容(μF), 等于已运行的各组电容器的电容并联再与投入电容器组的电容串联;

L_Σ ——等值电感(μH), 可按等值电容的类似方法求得, 当计及母线电感时按 $1 \mu\text{H/m}$ 考虑。

当并联各组电容器容量相等时, 式(附 2.3)可改写为

$$I_{y \max} = \frac{m-1}{m} \sqrt{\frac{2000 Q_{Cd}}{3\omega L}} \quad (\text{附 2.5})$$

$$f_y = \frac{10^6}{2\pi \sqrt{LC}} \quad (\text{附 2.6})$$

式中 m ——电容器分组数, $m=2, 3, 4, \dots$;

Q_{Cd} ——单组电容器容量(kvar);

ω ——电网基波角频率, $\omega=314\text{rad/s}$;

L ——串联电抗器及连接线每相电感(μH);

C ——每组电容器每相电容(μF)。

附录三 稳态电压升高(或降低)的计算

(一)电容器(或电抗器)组接入母线后,引起的稳态电压升高(或降低)值可按下式计算

$$\Delta U \approx U_{zM} \frac{Q_C}{S_d} \quad (\text{附 3.1})$$

式中 ΔU ——电压升高值(kV);

U_{zM} ——电容器(或电抗器)组未接入时的母线电压(kV);

Q_C ——接入母线的电容器(或电抗器)组总容量(Mvar);

S_d ——电容器(或电抗器)组安装处的母线短路容量(MVA)。

(二)电容器组接入串联电抗器后,电容器的端电压将升高,其值可按下式计算

$$U_C = \frac{U_{eM}}{\sqrt{3N}} \times \frac{1}{1-A} \quad (\text{附 3.2})$$

式中 U_C ——电容器的端子运行电压(kV);

U_{eM} ——电容器装置的母线电压(kV);

N ——每相电容器的串联段数;

A ——电容器装置每相感抗(X_L)与每相容抗(X_C)的比值,即 $A = X_L / X_C$ 。

附录四 放电装置放电时间的计算

当断路器断开电容器组的电源后,电容器的电容 C 通过回路电感 L_f 及电阻 R_f 进行放电。

若 $R_f = 2\sqrt{\frac{L_f}{C}}$ 时, 则

$$i = -\alpha^2 CU_{ex} E^{-\alpha t}$$

$$U_r = CU_{ex} (1 + \alpha t) L^{-\alpha t}$$

$$\alpha = R_f / 2L_f$$

若 $R_f > 2\sqrt{\frac{L_f}{C}}$ 时, 则

$$i = -\frac{2U_{ex}}{\sqrt{R_f^2 - \frac{4L_f}{C}}} E^{-\alpha t} \sin \omega t$$

$$U_r = \frac{2\sqrt{L_f C U_{ex}}}{\sqrt{R_f^2 - \frac{4L_f}{C}}} E^{-\alpha} \sin(\omega_0 t + \beta)$$

若

$$R_f < 2\sqrt{\frac{L_f}{C}} \text{ 时, 则}$$

$$i = -\frac{2U_{ex}}{\sqrt{\frac{4L_f}{C} - R_f^2}} E^{-\alpha} \sin \omega t$$

$$U_r = \frac{2\sqrt{L_f C U_{ex}}}{\sqrt{\frac{4L_f}{C} - R_f^2}} E^{-\alpha} \sin(\omega_0 t + \beta)$$

采用放电线圈或电压互感器放电时, 放电电流通常是衰减振荡波 $\left(R_f > 2\sqrt{\frac{L_f}{C}}\right)$, 此时放电时间 t 可按下列式计算

$$t = 4.6 \frac{L_f}{R_f} \lg \frac{\sqrt{2} U_{ex}}{U_r}$$

式中 t ——从 $\sqrt{2} U_{ex}$ 降到 U_r 的放电时间 (s);

X_f ——放电回路的电感 (H);

R_f ——放电回路的电阻 (Ω);

U_{ex} ——电容器组的额定相电压 (V);

U_r ——允许剩余电压 (V)。

附录五 电容器装置继电保护整定计算

一、过电流保护

(一) 动作电流

$$I_{dz} = \frac{K_k K_{jx} I_{e \max}}{N_i} \quad (\text{附 5.1})$$

式中 I_{dz} ——动作电流(A);

k_k ——可靠系数;

K_{jx} ——接线系数, 当电流互感器接成星形时为 1;

$I_{e \max}$ ——电容器组长期允许的最大电流(A);

N_i ——电流互感器变比。

(二) 灵敏度校验

$$K_{lm} = \frac{\sqrt{3} I_{d\min}^{(3)}}{2 i_{dz}} \geq 1.2 \sim 1.5 \quad (\text{附 5.2})$$

式中 K_{lm} ——保护装置的灵敏系数;

$I_{d\min}^{(3)}$ ——系统最小运行方式下,保护装置安装处的三相短路电流稳态值(二次值, (A))。

保护装置应带 0.2s 以上时限以躲过涌流。

二、电容器组内部故障保护

(一)零序(开口三角)电压保护

$$U_{dz} = \frac{U_{ch}}{N_u K_{lm}} \quad (\text{附 5.3})$$

$$U_{ch} = \frac{3K}{3N(M-K)+2K} U_{ex} \quad (\text{附 5.4})$$

$$U_{ch} = \frac{3\beta}{3N[m(1-\beta)+\beta]-2\beta} U_{ex} \quad (\text{附 5.4a})$$

上三式中 U_{dz} ——动作电压(V);

N_u ——电压互感器变比;

K_{lm} ——灵敏系数, 取 1.25~1.5;

U_{ch} ——差电压(V);

K ——因故障而切除的电容器台数;

β ——任意一台电容器击穿元件的百分数;

N ——每相电容器的串联段数;

M ——每相各串联段电容器并联台数。

由于三相电容的不平衡及电网电压的不对称,正常时存在不平衡零序电压 U_{0bp} ,故应进行校验,即

$$U_{dz} \geq K_k U_{0bp} \quad (\text{附 5.5})$$

(二)双星形接线中性点不平衡电压保护和不平衡电流保护

1.不平衡电压保护

$$U_{dx} = \frac{U_0}{N_u K_{lm}} \quad (\text{附 5.6})$$

$$U_0 = \frac{K}{3N(M_b - K) + 2K} U_{ex} \quad (\text{附 5.7})$$

$$U_0 = \frac{\beta}{3N[M_b(1-\beta) + \beta] - 2\beta} U_{ex} \quad (\text{附 5.7a})$$

上三式中 N_u ——电压互感器变比；

U_0 ——中性点不平衡电压(V)；

K_{lm} ——灵敏系数，取 1.25~1.5；

N ——每相电容器的串联段数；

M_b ——双星形接线每臂各串联段的电容器并联台数。

当采用星形中性点电压偏移保护时，零序电压计算公式与上式同。

2.不平衡电流保护

$$I_{dz} = \frac{1}{N_i K_{lm}} I_0 \quad (\text{附 5.8})$$

$$I_0 = \frac{3MK}{6N(M-K)+5K} I_{ed} \quad (\text{附 5.9})$$

$$I_0 = \frac{3M\beta}{6N[M(1-\beta)+\beta]-5\beta} I_{ed} \quad (\text{附 5.9a})$$

上三式中 I_0 ——中性点间流过的电流(A)；

I_{ed} ——每台电容器额定电流(A)。

为了躲开正常情况下的不平衡电压和不平衡电流，均应校验动作值

$$U_{dz} \geq K_k \frac{U_{0bp}}{N_u} \quad (\text{附 5.10})$$

$$I_{dz} \geq K_k \frac{U_{0bp}}{N_i} \quad (\text{附 5.11})$$

(三) 电压差动保护

$$U_{dz} = \frac{\Delta U_c}{N_u K_{lm}} \quad (\text{附 5.12})$$

$$\Delta U_c = \frac{3K}{3N(M-K)+2K} U_{ex} \quad (\text{附 5.13})$$

$$\Delta U_c = \frac{3\beta}{3N[M(1-\beta)+\beta]-2\beta} U_{ex} \quad (\text{附 5.13a})$$

当 $N=2$ 时，有

$$\Delta U_c = \frac{3N}{6M-4K} U_{ex} \quad (\text{附 5.14})$$

$$\Delta U_c = \frac{3\beta}{6M(1-\beta)+4\beta} U_{ex} \quad (\text{附 5.14a})$$

上五式中 ΔU_c ——故障相的故障段与非故障段的电压差(V)。

(四)桥式差电流保护

$$I_{dz} = \frac{\Delta I}{N_i K_{lm}} \tag{附 5.15}$$

$$\Delta I = \frac{3MK}{3N(M-2K)+8K} I_{ed} \tag{附 5.16}$$

$$\Delta I = \frac{3M\beta}{3N[M(1-\beta)+2\beta]-8\beta} I_{ed} \tag{附 5.16a}$$

上三式中 ΔI ——故障切除部分电容器后，桥路中通过的电流(A)。

式(附 5.4)、(附 5.7)、(附 5.9)、(附 5.13)、(附 5.14)及式(附 5.16)适用于有专用单台熔断器保护的电容器装置；而式(附 5.4a)、(附 5.7a)、(附 5.9a)、(附 5.13a)、(附 5.14a)及式(附 5.16a) 则适用于未设置专用单台熔断器保护的电容器装置。

三、电容器装置母线过电压保护

$$U_{dz} = \frac{K_u(1-A)}{N_u} U_{eM} \tag{附 5.17}$$

式中 K_u ——电容器长期允许过电压倍数；

U_{eM} ——电容器装置接入母线的额定电压(V)。

四、电容器装置失压保护

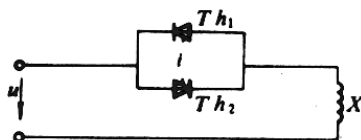
$$U_{dz} = \frac{K_{min}}{N_u} U_{em} \tag{附 5.18}$$

式中 K_{min} ——系统正常运行可能出现的最低电压系数，一般取 0.5。

附录六 相控电抗器(TCR)产生的谐波电流计算

在理想情况下，如附图 6.1 所示，TCR 每相产生的特征谐波电流计算如下

$$i = \begin{cases} 0 & \left(\frac{\pi}{2} < \omega t < \alpha\right) \\ \frac{U_m}{X}(\cos \alpha - \cos \omega t) & (\alpha \leq \omega t \leq 2\pi - \alpha) \\ 0 & \left(2\pi - \alpha < \omega t < \frac{3}{2}\pi\right) \end{cases} \tag{附 6.1}$$



附图 6.1 TCR 等效接线图

Th—晶闸管阀；X—电抗器电抗

利用傅里叶级数分谐，得

$$i_n = \sum I_{nm} \cos n\omega t \quad (n=1, 3, 5, \dots) \tag{附 6.2}$$

基波幅值

$$I_{1m} = \frac{2U_m}{\pi X} \left(\pi - \alpha + \frac{1}{2} \sin 2\alpha \right) \tag{附 6.3}$$

谐波幅值

$$I_{nm} = \frac{U_m}{\pi X} \times \frac{4}{n(n^2 - 1)} (\cos \alpha \sin n\alpha - n \sin \alpha \cos n\alpha) \tag{附 6.4}$$

(n=3, 5, 7, ...)

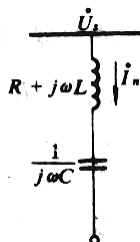
计算得出的特征谐波最大值及其相应的导通角列于附表 6.1 中。

附表 6.1 最大特征谐波电流值(p.u.)

谐波次数	3	5	7	9
谐波幅值	0.1378	0.0545	0.0257	0.0156
导通角	120°	108°	102°	100°
谐波次数	11	13	15	17
谐波幅值	0.0105	0.0078	0.0027	0.0022
导通角	98°	96°	95°	95°

附录七 单调谐滤波电容器额定电压的计算

对单调谐滤波电容器的额定电压可采用下式进行计算(见附图 7.1)



附图 7.1 单调谐滤波器接线图

$$U_e = \frac{n^2}{n^2 - 1} \left(1 + \frac{I_n}{nI_1} \right) U_s \tag{附 7.1}$$

式中 U_e ——滤波电容器额定电压(kV);

n ——谐波次数;

I_n ——流过滤波器的 n 次谐波电流 (A);

I_1 ——流过滤波器的基波电流 (A);

U_s ——当滤波器投入时电网最高运行电压 (kV)。

附录八 单调谐滤波电容器容量的计算

滤波电容器最小安装容量为

$$S_{\min} = \frac{6U_1 I_n}{\sqrt{n}} \times \frac{n^2}{n^2 - 1} \quad (\text{附 8.1})$$

式中 S_{\min} ——滤波电容器最小安装容量 (MVA);

U_1 ——滤波器母线基波相电压 (kV);

I_n ——流过滤波器的 n 次谐波电流 (kA);

n ——谐波次数。

滤波电容器容量利用率最高时的安装容量为

$$S_n = \sqrt{n} \times \frac{n^2 + 1}{n^2 - 1} \times 3U_1 I_n \quad (\text{附 8.2})$$

式中 S_n ——滤波电容器容量利用率最高时所需的安装容量 (MVA)。

式中其它符号的意义同式 (附 8.1)。

附录九 单调谐滤波器品质因数的确定

单调谐滤波器(见附图 7.1)品质因数可由下列公式初步确定

$$Q = \frac{\cos \varphi_m + 1}{2\sigma_m \sin \varphi_m} \quad (\text{附 9.1})$$

$$\text{tg} \varphi_m = \frac{X_s}{R_s}$$

式中 φ_m ——系统网络的最大等值谐波阻抗角;

R_s ——系统等值谐波电阻;

X_s ——系统等值谐波电抗;

σ_m ——滤波器的最大等值频率失谐度, 当额定工频角频率 ω_1 的偏差为 $\Delta\omega$ 、电感 L 的

偏差为 ΔL 、电容 C 的偏差为 ΔC 时, 有 $\sigma_\omega = \frac{\Delta\omega}{\omega_1}$, $\sigma_L = \frac{\Delta L}{L}$, $\sigma_C = \frac{\Delta C}{C}$, 则 $\sigma_m = \sigma_\omega + \frac{\sigma_L}{2} + \frac{\sigma_C}{2}$;

Q ——滤波器的品质因数。

当忽略系统电阻时, 限 R_s 为零, 则有

$$Q = \frac{1}{2\sigma_m} \quad (\text{附 9.2})$$

附录十 本标准用词说明

执行本规定条文时, 要求严格程度的用词, 说明如下, 以便在执行中区别对待。

1.表示很严格, 非这样作不可的用词:

厂址: 湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编: 430023

网址: www.sy750kv.com

联系电话: 027-82667700、83511721 手机: 13507122058

正面词采用“必须”；

反面词采用“严禁”。

2.表示严格，在正常情况下均应这样作的用词：

正面词采用“应”；

反面词采用“不应”或“不得”。

3.表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样作的用词：

正面词采用“宜”或“可”；

反面词采用“不宜”。

附加说明：

本标准主编单位：能源部东北电力设计院。

本标准主要起草人：王善钧、何善瑾、王进洪、王子春、康慧、车锦泉。

330~500kV 变电所无功补偿装置设计技术规定

DL 5014—92

条文说明

前 言

为便于广大设计、施工、科研、学校等有关单位人员在使用本规定时能正确理解和执行条文规定，编制组根据国家计委关于编制标准、规范条文说明的统一要求，按本规定的章、节、条的顺序，编制了“330~500kV 变电所无功补偿装置设计暂行技术规定条文说明”，供国内各有关部门和单位参考。在使用过程中如发现本条文说明有欠妥之处，请将意见函寄东北电力设计院(长春斯大林大街 96 号，邮政编码 130021)。

第一章 总 则

本章主要内容包括《330~500kV 变电所无功补偿装置设计技术规定》(以下简称《技术规定》)的总的指导思想、适用范围、无功补偿装置总容量选择原则以及本规定与其它标准、规范、规程和规定的关系。

第 1.0.1 条 本条阐述《技术规定》的适用范围。

本规定的适用范围是根据 1988 年电力规划设计总院下达本规定任务的适用范围及本规定编制大纲讨论会的讨论意见定下来的。电力规划设计总院于 1988 年(88)水电电规计字第 14 号文中明确本规定内容与要求为“适用于 330~500kV 变电所中带投切电抗器电容器组和静止补偿装置的无功补偿装置设计的有关规定，不包括调相机。同年，在本规定编制大纲讨论会会议纪要中要求“本规定这次编制适应范围应包括 500kV 并联电抗器部分内容(不包括系统部分)。电力规划设计总院于同年(88)水电电规技便字第 15 号文中明确“关于《330~500kV 变电所无功补偿装置设计暂行技术规定》请按下达任务的适用范围和编制大纲讨论会会议纪要的有关要求开展工作。”

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

网址：www.sy750kv.com

第 1.0.2 条 本条阐述《技术规定》的指导思想及主要设计原则。

(1)首先强调装置的设计必须执行国家的技术经济政策。

(2)在总的设计思想中突出了安全可靠。由于无功补偿装置节能的经济效益很显著。与调相机比较,电容器总的投资费用要节省得多。但近几年,电容器爆炸起火事故较多,对电力系统的安全影响很大,所以,在设计中,经济与安全二者权衡,应将安全可靠摆在首位,要做到“安全可靠、技术经济合理和运行及检修方便。”

(3)随着电力系统的发展,系统中晶闸管、电气化机车、电弧炉等产生谐波的负荷不断增长,使电网中波形畸变加重,而并联电容器对高次谐波分量有放大作用,当参数匹配时,还将产生高次谐波谐振。因此,谐波问题也是并联电容器设计中必须考虑的重要问题之一,设计应符合 SD126《电力系统谐波管理暂行规定》的要求。

第 1.0.3 条 本条阐述本规定与相关标准、规范、规程和规定之间关系的处理。

(1)按本规定编制大纲讨论会会议纪要规定:

1)为了保持《技术规定》的独立性和完整性。对有关规程、规定、导则中适用于本规定的条文,可以移植过来做为本规定的条文。

2)应与有关规程、规定、导则相协调。

(2)在无功补偿装置设计中,涉及的有关规程规范主要有:SDJ2《220~500kV 变电所设计技术规程》、SDJ5《高压配电装置设计技术规程》、SDJ9《电测量仪表装置设计技术规程》、GBJ16《建筑设计防火规范》、DLGJ14《导体和电器选择设计技术规定》等。

无功补偿装置抗震内容将纳入西北电力设计院编制的《电力设施抗震设计标准》中。

第二章 系统要求

第 2.0.1 条 本条是 330~500kV 电力系统无功补偿的总原则。根据 SDJ161《电力系统设计技术规程》、SD131《电力系统技术导则》和 SD325《电力系统电压和无功电力技术导则》制定本条文。

第 2.0.2 条 由于静止补偿装置和调相机单位造价高、损耗大等原因,当需要采用静止补偿装置和调相机时应作技术经济论证。条文中明确应首先考虑采用分组投切的并联电容器组和低压并联电抗器组。

第 2.0.3 条 一般 330~500kV 变电所电容器组补偿的目的是:

(1)补偿主变压器无功损耗;

(2)向 110~220kV 电网输送部分无功;

(3)补偿 330~500kV 电网的无功缺额(特别是在事故情况下)。

750MVA 和 500MVA 变压器满载时无功损耗一般分别为 90Mvar 和 60Mvar 左右。

针对前两个目的,750MVA 和 500MVA 变压器的补偿容量分别为 240Mvar 和 160Mvar。

第三个目的要看具体情况。当线路输送容量超过自然功率,特别是当装有高压电抗器时,线路充电功率不足以补偿线路的无功损耗,需由低压侧向高压侧补充无功,中压侧输出无功将减少,功率因数需提高。在事故情况下,地区电压下降,电网处于事故方式下的无功平衡状态,送给中压侧的无功小于正常方式下送出的无功。如果事故使电压下降超过额定电压的 5%时,330~500kV 变电所再增加补偿容量作备用,或另作无功电源安排,以提高事故状态的电压水平。

针对上述补偿目的, 330~500kV 变电所低压侧补偿容量一般为主变压器容量的 30% 以下为宜; 对于距电厂较近的变电所, 在经济合理的前提下应多吸收电厂无功, 减少补偿容量, 节省投资。

高压并联电抗器的主要功能是限制工频过电压和潜供电流, 以及平衡线路的充电无功。低压并联电抗器则主要是为了平衡超高压线路的充电功率, 以保证电网运行在要求的电压范围内。高低压电抗器补偿总容量一般要求为线路充电功率总和的 90% 以上。在超高压电网投运初期负荷轻, 特别是在最小负荷运行方式下, 输送容量小, 是高低压电抗器需要量最大的时期。它决定变电所需装电抗器的总容量。

按就地平衡原则, 变电所装设电抗器的最大补偿容量, 一般为其所接线路充电功率的 1/2。目前低压电抗器安装容量一般在变压器容量的 30% 以下。

在 330~500kV 电网投运初期, 由于轻载, 电容器安装容量较少, 甚至不装电容器。随着负荷增长和电网发展, 安装容量相应增加。这些情况在变电所平面布置和控制室设计中, 应考虑分批安装无功设备的需要。

第 2.0.4 条 分组容量在各种组合方式下投切时引起高次谐波不应超过规定的放大量, 不应引起谐振。

330~500kV 变电所低压侧一般无负荷, 投切电容器或电抗器组引起低压母线电压波动范围可大于 2.5%, 为此本条按中压侧电压波动不超过 2.5% 考虑。对 500kV 变电所而言, 本条规定意义不大, 因中压侧短路容量在 5000MVA 以上, 分组容量大小主要决定于开关设备。对 330kV 变电所, 中压 110kV 侧短路容量可在 1000~2000MVA, 中压侧母线电压波动不超过 2.5% 的要求有一定的约束力, 是控制分组容量的一个因素。

断路器是目前限制分组容量大小的主要制约条件, 分组容量不应超过断路器的技术性能。

由于断路器投切电抗器的容量比投切电容器的容量大, 因此电抗器分组容量可加大。

第 2.0.5 条 原则上 330~500kV 变电所的电容器组均需装设串联电抗器, 以防止合闸涌流及高次谐波放大。因设计变电所时, 不可能预计投产年的谐波量, 而且电网结构也不可能完全按照审定的方案实现。为此本条对串联电抗率提出了一般性要求。具体串联电抗器是否安装和数值大小, 可根据具体工程情况验算和测试确定。

串联电抗率为 5%~6% 的电抗器后, 对 5 次及以上各次谐波不会引起放大; 经论证, 当有必要时, 对 3 次谐波可串联电抗率为 12%~13% 的电抗器。

第 2.0.6 条 由于国内电力系统使用静止补偿装置不多, 运行时间尚短, 本条只根据国内引进工程情况和研究结果提出建议。

选用断路器投切电抗器组(BSR)和电容器组(BSC)与相控电抗器(TCR)配合使用的方案, 主要考虑以下几个方面优点:

(1)相控电抗器(TCR)与晶闸管投切电容器组(TSC)相比, 其晶闸管阀造价及综合投资较低, 可靠性也较高, 晶闸管阀损坏率低;

2)与饱和电抗器相比, 噪声小, 灵活性高, 可分相调节, 适合输电系统采用;

(3)断路器投切电抗器组和电容器组造价低, 如果采用缩短断路器投切时间, 某些情况下也能对提高系统稳定起作用, 特别是与 TCR 配合, 可快速灵活控制电压和无功;

(4)现已投运的沈阳、江门、郑州和株洲等变电所，均采用相控电抗器。

相控电抗器容量应大于电容器和电抗器分组容量，以便投切电容器组和电抗器组时，相控电抗器有能力适应因它们投切而引起的无功波动。条文提出相控电抗器容量不应小于电容器和电抗器组两者中的最大分组容量，当然从减少投资和降低电能损耗来讲相控电抗器容量也不宜过大。

第三章 接 线

第一节 一般规定

第 3.1.1 条 本条规定为电压配合的原则要求。

电容器的无功容量与施加电压的平方和频率成正比($Q_C=2\pi fCU^2$)。一般系统频率变化很小，所以电容器端子上若施加的是额定电压，则它的输出亦为额定功率；如果降低电压运行，电容器无功输出将大大减少，影响无功补偿效果。

电容器过电压运行，将增加无功出力，造成电容器过负荷，其危害也很大。因为过电压运行将促使电容器场强增高，引起介损增加，长期过负荷运行会使电容器失去热平衡，形成热击穿而损坏，从而影响电容器的使用寿命。所以电容器的过电压运行也是应该避免的。因此，在设计中应尽量做到使电容器既能输出额定功率又不过载，以符合既安全又经济的要求。

在选择单台电容器额定电压时应考虑串联电抗器使电容器端电压升高的影响。

为了使国产电容器的额定电压与系统电压相配合，电容器装置(装设 6%串联电抗器)的工作电压通常采取的组合方式主要有以下几种：

- (1)11/3kV 的电容器接成星形，用于 10kV 系统；
- (2)11/23kV 的电容器两段串连接成星形，用于 10kV 系统；
- (3)10.5kV 或 11kV 的电容器两段串连接成星形，用于 35kV 系统；
- (4)19~20kV 的电容器两段串连接成星形，用于 63kV 系统。

还应指出，电容器虽然可以在 1.1 倍额定电压下长期运行，但在考虑接线方式时，尽可能少利用这个裕度。

第 3.1.2 条 本条首先规定无功补偿装置接入系统的电压等级，这是由目前已建成或已有设计的 330、500kV 变电所统计得出的。同时本条强调“进行综合技术经济比较确定”。这是因为选择各类无功补偿装置的电压等级最终对变电所综合造价及补偿效果影响较大。

就分组数量、占地面积、配套设备难易及综合投资方面而论，20kV(15.75kV)较 63kV 及 35kV 为差；63kV 技术性能最优；35kV 综合投资最小。

因此，当主变压器三次侧不装总断路器时，从解决断路器技术性能的要求、适应高寒地区并留有裕度、占地面积及配套设备等方面看，高电压等级均较低电压等级为好。对于今后主变压器三次侧要装设总断路器时，也是高电压等级较易解决总断路器供货问题，例如 20(15.75)kV 总断路器，在国内较难解决，而且造价昂贵。

可结合我国各地区具体情况，在东北地区 500kV 变电所中主变压器三次侧电压选用 63kV 级，有利于断路器的解决，并留有裕度。一般 500kV 变电所中主变压器三次侧电压可选用 35kV 级。

主变压器三次侧 15.75(20)kV 电压等级适用于调相机补偿方式或静止补偿器方式。

目前国内静止补偿装置的电压等级一般为 8~20kV(国外有 30kV)，连接在主变压器低
厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

压侧。由于配套设备的原因，电压等级过高则费用增高，有时甚至难以满足技术要求。当主变压器三次侧电压等级过高时，可采用中间变压器使静止补偿装置的电压降低。具体工程中对主变压器三次侧电压等级的选取可通过对不同电压等级下各组件的综合技术经济比较确定。这些组件包括：1)主变压器；2)开关设备；3)晶闸管装置及是否带中间变压器；4)电容器、电抗器组；5)所用电源设备；6)其它辅助设备。

对于新建变电工程，在做近、远期技术经济比较的基础上，应尽量使主变压器三次侧电压与静止补偿装置的电压相配合，以避免采用中间变压器。

第 3.1.3 条 本条明确提出了进行无功补偿装置的主接线设计中应考虑的主要条件和基本要求，其中供电可靠和节约投资应是最主要的基本要求。针对无功补偿装置的补偿性质和安装容量与负荷增长情况密切相关，需要分期分批投资建设的特点，在设计主接线及总布置时要考虑有利于分期扩建、改建等要求。设计中应根据方针政策，结合工程具体情况，综合考虑对主接线的要求，并通过技术经济比较确定。

第 3.1.4 条 本条文规定了主接线可靠性的基本要求。对主接线可靠性的评价，最好是通过可靠性计算，但由于目前缺乏计算用的基本参数，因此，还不能以计算作为判据来决定主接线的方案，只作为设计时的参考。

330~500kV 变电所中的无功补偿装置，除了要求装置本身有较高的可靠性外，更重要的是应考虑补偿装置对整个变电所及系统的安全运行可靠性的要求，因为 330~500kV 变电所牵涉的系统范围较大，出现不正常运行或故障后所带来的损失与后果较大。本条列出的涉及可靠性的三条原则性要求也是本着这个原则，并结合历年来运行和设计所积累的经验与教训提出的。

首先是要保证变电所主变压器的安全持续运行。因为主变压器三次侧装设多组无功补偿装置，一般为单母线接线，母线三相短路电流达 40~50kA，主变压器三次侧总的容性电流达数千安。目前国内尚无适合于主变压器第三绕组出口技术要求的总断路器，因此很多工程只能不装设此总断路器。

在主接线设计时，应首先考虑在此种情况下任一组无功补偿装置出现故障时不影响主变压器的连续运行，同时在母线及其所连接的分支设备的本体布置设计时，也要尽量减少发生两相短路的几率，保证主变压器的连续运行。

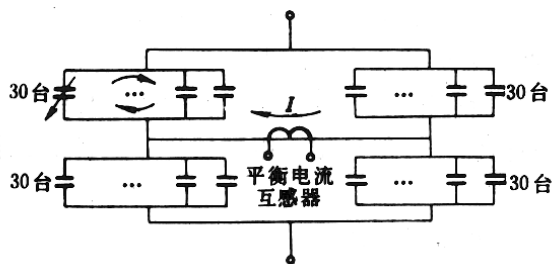


图 3.1.4 单相桥差保护接线图

近年来，单台大容量并联电容器爆炸事故较多(见表 5.2.3.1)，所造成的损失较大。例如：1988 年 10 月 16 日，凤凰山 500kV 变电所发生 120 台 334kvar 并联电容器因 2 台电容器爆炸及桥差电流互感器爆炸起火而全部烧毁，损失惨重。这次事故的事故报告中指出：单相桥差保护接线方式(接线示意图见图 3.1.4)的并联电容器组，“……由于电容器上产生了 2 倍以

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

上的过电压……先有一台电容器在过电压下首先击穿。一台电容器全击穿，全组电容器向它放电，同时，并联的另一组电容器(30台每台334kvar)经平衡电流互感器向它放电，电流互感器内有大电流流过，大能量耗散于平衡电流互感器中，致使一声巨响使该电流互感器和电容器爆炸，破损后，短路电弧使有机绝缘物和绝缘油燃烧起火……其余电容器也先后烧坏。”

从中看出，该组电容器的接线是将60台334kvar电容器并接于一段中，致使对故障电容器的放电能量(该报告计算得出为248kJ)远大于电容器的耐爆能量，同时又由于采用单相桥差平衡电流互感器保护接线，致使发生这类事故时，平衡电流互感器承受30台334kvar电容器放电冲击过电流，致使其爆炸。这是单相桥差保护接线的缺点。对于大容量并联电容器组，为了减少并联段电容器过多引起放电能量过大，应选用双星形接线方式。另外在主接线设计时也要十分注意合理选择无功补偿装置中的配套设备。

无功补偿装置的容性或感性参数与各种运行方式下的系统综合阻抗的配合不当，可能出现对某次谐波的谐振或谐波放大，其后果重则发生重大事故，轻则影响输送电能的波形质量。因此，合理选择无功补偿装置的分组容量以避免可能导致危害的谐振及谐波放大，应作为主接线设计可靠性要求之一。

第3.1.5条 本条规定是根据330~500kV变电所要求其主变压器三次侧装设无功补偿装置最终规模为2组并联电抗器，4组并联电容器，一个所用间隔，连同主变压器出线间隔及其旁路间隔，总共为9个元件，无功补偿装置又允许暂时停止运行的条件制定的。因此，参照变电所设计技术规程规定，对于63kV及以下的电压等级，母线上总元件数为9个，一般应为单母线接线方式或按总断路器性能要求可采用单母线分段接线方式，一般以隔离开关分段。这是因为总回路通过总负荷电流(在全部无功补偿装置投入运行时)大于单台断路器切合能力。例如有的工程中采用两台总断路器，并兼作互为检修备用。东北地区的海城变电所及华北地区的房山变电所即为此种接线方式。

10~63kV无功补偿装置在选择接线方式时首先要基于以下几点原则：

(1)立足于当前国产设备；

(2)满足第3.1.4条规定的可靠性要求；

(3)串、并联电抗器、电容器及其电流互感器、隔离开关的分相布置方式和提高主变压器三次侧母线相对地绝缘水平和相间距离的设计标准，以此作为尽量避免主变压器三次侧发生相间短路的有效措施。

根据这些原则，总结现有工程设计经验，可有以下几种接线方式供工程设计中进行技术经济比较时参考：

(1)主变压器三次侧装总断路器，无功补偿各支路经或不经限流电抗器(兼作电容器支路串联电抗器)装设负荷开关。此种接线方式一般适用于能解决总断路器的供货，且无功补偿装置组数较多，三相铁心电抗器及并联电容器均为非分相布置情况。

(2)主变压器三次侧不装总断路器，无功补偿各支路装设断路器或晶闸管投切装置。此种接线方式要求分支断路器能开断母线三相短路电流，一般适用于组数较少，三相铁心电抗器或并联电容器为非分相布置情况。

(3)主变压器三次侧不装总断路器，在并联电抗器支路的中性点装设断路器(或负荷开关)或晶闸管投切装置，在并联电容器支路经限流电抗器(兼作电容器支路串联电抗器)装设断路

器(对于单星形接线的电容器组限流电抗器可装在中性点侧)。此种接线方式对三次侧母线的相对地绝缘水平和相间距离的设计标准均比常规标准高,以尽量避免发生相间短路的可能,一般适用于单相空心串、并联电抗器,且电抗器、电容器及其电流互感器、隔离开关均为分相布置的情况。此种接线方式美国 G/C 设计公司等已广泛采用。

(4)主变压器三次侧不装总断路器,在并联电抗器、并联电容器支路经限流电抗器(兼作电容器回路的串联电抗器)装设断路器或晶闸管投切装置。此种接线方式一般适用于当断路器不能开断母线短路电流且分组数较少,采用单相空心串联电抗器或并联电容器为非分相布置(三相多层布置)的情况。东北的吉林省长春合心变电所及黑龙江省的哈南变电所即为此种接线方式。

(5)当具有较多组大容量并联电容器时,在满足回路设备所允许短路电流时,采用小值串联电抗限制涌流(以 0.5%~1%的串联电抗器代替 6%串联电抗器可节省投资),另装设或不装设小容量谐波滤波器的接线方式。选用此种接线方式应有技术经济论证,确保变电所母线的谐波指标满足 SD126《电力系统谐波管理暂行规定》的要求。东北的辽宁省沈阳 500kV 变电所即为此种接线方式。

第 3.1.6 条 本条规定的原则是表明,在决定高压并联电抗器安装接线位置时,应根据布置条件、占地面积、载波通信质量及载波、继电保护可靠性等技术经济综合比较后决定。在某些情况下,经验算能保证通信质量时(或在电抗器回路另加阻波器措施后),将电抗器装在阻波器的线路侧有可能缩小配电装置纵向尺寸。

第 3.1.7 条 基于每组主变压器三次侧安装的无功补偿装置主要是补偿本组变压器本身及其 220kV 母线侧所需要的无功容量,又由于配电装置布置不易实现的原因,因此各组变压器三次侧无功补偿装置之间一般不考虑并联运行,也不宜装设相互切换的设施。

第 3.1.8 条 500kV 变电所中的无功补偿装置,一般装设在主变压器的三次电压侧(15.75~63kV),其分支及总断路器较难解决,特别是总断路器在工程设计时是否设置及如何选用至关重要。其原因是:

(1)开断短路电流较大,为 130~35kA;

(2)能投切 8.8~2kA 的容性工频电流(此值对应于额定电压 15.75~63kV、240Mvar 的容性负荷)且不发生重燃;

(3)回路的固有频率极高(10~20kHz),断路器应能承受极高的恢复电压上升速率。

断路器满足上述那样苛刻的技术条件是十分困难的,造价也十分昂贵,它们均是进口设备,需要大量外汇。在工程设计考虑无功补偿装置主接线时如何解决此断路器是较突出的问题。为此国内也有一些变电所设计中省去了这个总断路器。其主要理由是:

(1)主变压器三次侧电压 15.75~63kV 均是不接地系统,即便发生单相接地也不会使断路器跳闸。

(2)主变压器三次侧的低压电抗器和隔离开关选用单相式的分相布置,避免发生相间短路,提高供电可靠性。如:经不完全统计约 30 个 500kV 变电所的初步设计中省去主变压器三次侧总断路器的就有长春合心、哈南、江都、南京、黄渡等五个变电所,它们均选用单相户外空心干式并联电抗器,可避免发生相间短路,其可靠性优于三相油浸铁心式电抗器。

(3)主变压器三次侧电压母线的相间距离一般比常规的高,当必要时也可提高其绝缘水

平。

(4)国内 500kV 变电所中的低压并联电容器组用的断路器，绝大部分是选用引进技术制造的或进口的设备，投切电容器组的可靠性较高。

基于以上几点原因，可能使主变压器三次侧发生相间故障几率较小，因此也就可以考虑省去既昂贵又难以解决的总断路器。

但是，经向大多数运行单位调查表明，他们很难接受省去 500kV 变电所主变压器三次侧出口总断路器的设计方案。其理由是一旦这一侧母线及其所连接的设备发生相间故障(尤其对于无功补偿装置组数超过 4 组时)，将使 500kV 变电所全停电，这对系统造成的损失可能是很大的。

第 3.1.9 条 330~500kV 变电所内的感性无功补偿，主要是补偿 500kV 线路的充电功率，而容性补偿是为供给主变压器及 220kV 侧的无功需要，这两种补偿往往不允许长时间中断。本条规定中明确不要因为总断路器检修而将补偿装置退出运行，影响系统的正常运行。

第 3.1.10 条 相控电抗器回路中的晶闸管装置为控制电抗器运行的设备，能起到负荷开关的作用，可用于正常运行条件下的操作。故当主回路装设具有切短路故障能力的总断路器，并在其他分支回路装设负荷开关时，在相控电抗器回路可不装设负荷开关。静止无功补偿装置在我国尚属新技术，国内尚在试制阶段，相控电抗器的可靠性有待实践考验。因此，为保证主变压器及变电所的运行可靠性，当不装设总断路器时，各分支回路包括相控电抗器回路均应装设具有切短路故障能力的断路器。

由于静止无功补偿装置中的谐波滤波器主要是吸收相控电抗器产生的谐波分量，故相控电抗器支路与谐波滤波器支路应固定连接在一起并作为一个分支。

当谐波滤波器容量较大时，也可研究在该回路设分支断路器，因为谐波分量的大小取决于晶闸管装置中阀的导通角。当导通角为 90° 时，相控电抗器满发感性无功功率，但无谐波分量产生，故可不必投入谐波滤波器，以增加感性无功的有效输出。若谐波滤波器容量较大且无分支断路器，则谐波滤波器的容性无功功率将抵消一部分相控电抗器的感性无功功率，从而造成浪费。如设有分支断路器，此时就可将谐波滤波器切除，避免浪费。若谐波滤波器容量较小，造成的浪费较少，可不必花投资来装设分支断路器。在实际工程中，谐波滤波器支路是否装设分支断路器需根据不同运行方式下的技术经济比较确定。

第二节 并联电抗器和并联电容器及其配套设备的接线方式

第 3.2.1 条 如何合理选用低压并联电抗器回路投切电器，要根据电气接线方式、单组电抗器容量操作过电压倍数及母线三相短路电流大小等因素，经技术经济比较后选定。目前国内尚未生产 15.75~63kV 的大容量负荷开关，对于主变压器三次侧设有总断路器的接线方式，并联电抗器回路断路器只作投切电感电流用，不作开断三相短路电流用，这样可选用低开断容量的断路器(以此作负荷开关用)，从而降低设备投资。

第 3.2.2 条 在主变压器三次侧电压低于 35kV 以下时，将会出现本条的情况。目前 500kV 变电所通用设计表明，35kV 侧母线三相短路电流已为 43.01kA(主变压器容量为 750MVA)，因此就要选用开断 50kA 三相短路电流的断路器。目前国产设备只有 126kV 级的 SF₆ 断路器才有此能力，即要提高两个电压等级。用此种方式，还是采用加装限流电抗器，或装设总断路器

器，或电抗器中性点侧装断路器，则要作技术经济比较确定。例如：东北黑龙江省的哈南 500kV 变电所 35kV 并联电抗器回路，经技术经济比较后采用断路器前加装限流电抗器的接线方式，而且将限流电抗器的电抗值计入电抗器回路的总电抗。

第 3.2.3 条 断路器开断低压并联电抗器时，由于断路器截流，电抗器上储存的能量将通过电抗器入口端的等值电容释放，并产生振荡，在电抗器上形成截流过电压。空气断路器产生的截流过电压较大，真空断路器次之，六氟化硫断路器产生的截流过电压最小。

从我国 500kV 变电所中低压并联电抗器的接线来看，当采用六氟化硫断路器时，基本上不设避雷器；当采用真空断路器或负荷开关时，均设有避雷器（即使 ABB 公司也如此建议）。如东丰 500kV 变电所切、合低压并联电抗器试验中，用六氟化硫断路器切一台 30MVA 的电抗器，产生的截流过电压一般为 1.9~2.3 倍稳态运行电压，最大截流过电压在 2.6 倍以下，故不需要装设避雷器。

本条间接地说明真空断路器（或负荷开关）用于并联电抗器回路的缺点。

因断路器操作并联电抗器产生的截流过电压发生在并联电抗器端部，要限制此过电压，则应将避雷器装设在断路器的并联电抗器侧，这样才能起到保护并联电抗器的作用。

第 3.2.4 条 由于空心户外干式并联电抗器选用双星形中性点差流保护接线方式，可检测其内部匝间短路。此种保护接线方式已在华北的房山变电所、黑龙江省的哈南变电所 35kV 并联电抗器中应用。由于双星形中性点差流保护接线方式要求单相并联电抗器线圈内部分裂并联绕制，对制造要求的精度极高，往往致使三相两中性点之间出现不平衡电位，正常差流值大，华北房山变电所即出现此种情况；又由于空习户外干式电抗器一般匝间电压仅数百伏，而其绝缘耐压达 3kV 以上（一般为 B 级绝缘），因此出现匝间击穿的可能性极小。为简化保护及一次设备的制造工艺，使运行维护简单，华东地区选用高一级绝缘（F 级绝缘）的单相单星形接线方式（华东任庄、洛河变电所 35kV、45Mvar 并联电抗器），东北锦州董家变电所 35kV 并联电抗器也选用此种接线方式。

第 3.2.5 条 由于 500kV 变电所主变压器三次侧是中性点非直接接地系统，因此，并联电容器的中性点为全绝缘，其内部接线基本上分两种，单星形接线方式及双星形接线方式，国内设计中也均选用其中之一。并联电容器组内部接线方式的选择取决于单组电容器容量大小、组成内部电气设备的性能、参数以及运行和设计中所提出的要求等因素。

500kV 变电所中的大容量并联电容器组一般选用并联电容器单组容量为 30~60Mvar。对此大容量电容器组其内部接线选为双星形接线有以下优点：

(1)就每段并联台数而言，双星形接线比单星形接线少 1 倍。对 60Mvar 容量，前者为 15 台 334kvar 电容器，后者则为 30 台；前者放电能量为 $19.306\text{kW}\cdot\text{s}$ ，后者为 $2\times 19.306=38.612\text{kW}\cdot\text{s}$ ；单台电容器耐爆能量为 $13\text{kW}\cdot\text{s}$ ，加上保护熔断器上的能量消耗（熔断器耐爆能量的试验通过值为 $15.06\text{kW}\cdot\text{s}$ ）尚允许 15 台 334kvar 单台电容器并联，而 30 台并联是不允许的。

(2)双星形接线的中性点不平衡电流保护用的电流互感器较单星形接线每相不平衡流保护用的电流互感器安全。当某台电容器发生极间短路时后者电容器的放电电流及经不平衡电流保护用的电流互感器的放电电流均较前者大得多。此时在后者电流互感器两端造成极高的过电压，可能使电流互感器发生绝缘事故，甚至引起爆炸（1988 年 8 月凤凰山变电所就发生厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com 联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

此类事故)。

(3)平衡保护所需的差电流互感器双星形接线比单星形接线的少 2 个。

(4)双星形接线的本体布置较清晰,电容器框架上的引线较单星形接线少,因为单星形每相差流互感器均需要高电压引接线,因此双星形接线所需的支持绝缘子数量较少,可能发生的绝缘事故点也较少,相对而言提高了运行可靠性。

双星形接线在我国已有成熟的设计和运行经验。对于单组容量为 30Mvar 及以上的并联电容器组,在国外,尤其是美国,均优先选用双星形接线,从 50 年代至今已有大量的运行经验。此种接线已作为美国电容器标准化委员会的推荐接线。

第 3.2.6 条 在国内,每相多段的电容器组主要是两段串接。

对于电容器组每相的接线方式,目前有两种意见:先并后串,先串后并。持后一种意见的人数较少,工程中采用得也少,在工程中用得多的接线还是先并后串的接线方式。

采用先并后串接线方式时,当任一台电容器故障击穿后,故障电流由两部分组成:系统供给的工频故障电流,其余健全电容器的充放电电流。由于通过故障电容器的电流大,熔丝能迅速熔断,切除故障电容器,从而排除故障,使电容器组继续运行。采用先串后并的接线方式时,当一台电容器故障击穿时,故障电流要受与它串联的健全电容器容抗的限制,故障电流比先并后串小,熔丝不能尽快熔断,故障延续的时间长,与故障电容器串联的健全电容器还可能因过电压而损坏。

为满足特殊要求,有些电容器组每相采用几个并联部分组成不完全属于先并后串的接线方式。

最小并联合数是为保证如果并联电容器组中任一台电容器因故障被熔断器切除后,该故障段中剩余的电容器端电压的升高值不超过电容器长期工频稳态过电压允许值。计算公式见 DL5014 附录三。

最大并联合数由一台电容器全击穿时,熔断器所能开断的故障段中健全电容器的最大放电电流确定。当未装设熔断器时,最大并联合数由电容器外壳的允许爆破能量确定。由于最大放电电流目前尚无准确的计算方法,工程设计中一般以电容器的最小允许爆破能量确定最大并联合数。

第 3.2.7 条 电容器组在电网中的运行方式随无功负荷及电压的变化而改变,高峰负荷电压偏低时投入,低谷负荷电压偏高时切除,从而起到节能和调节电压的作用。因此电容器组的断路器通常操作较为频繁,电容器组合闸时将产生涌流,断路器在开断电容电流时,又容易产生电弧重燃,合闸时的高频涌流和开断时的重燃产生的过电压,将会对电容器及回路中其他设备的绝缘造成损害。限制电容器组分闸过电压或降低其倍数的关键是消除或减少断路器断口的重燃,我国对此也作了不少研究工作并改进了此类断路器的性能。选用不重燃的断路器是限制过电压的首要措施,为此电容器装置必须设置适合电容器组投切要求的专用断路器。

当开断短路及投切用断路器在价格上有明显差别时,通常采用价格便宜的投切用断路器用于各分组,而选用一台能开断短路及全部电容器组的断路器作各分组电容器的总断路器,某些情况下可以节省总投资。

第 3.2.8 条 本条规定明确装设串联电抗器的原则及区分串联电抗器的作用。

(1)变电所中只装一组电容器时,一般合闸涌流不大,当母线短路容量小于 80 倍电容器组容量时,涌流将不会超过电容器组额定电流的 10 倍。由于 10 倍以内的涌流不足以对回路设备造成损害,因此,可以不装限制涌流的串联电抗器;当并联电容器组追加投入合闸时,合闸涌流将大大增加,这个电流将会达到回路设备所不能允许的程度,在此种情况下应装设限制涌流的串联电抗器。东北、华东电业管理局规定:“变电所有两组或两组以上的电容器并列运行,为调整电网运行电压,有分别投切电容器组的操作时,电容器组必须装设限制涌流的串联电抗器。”天津电力局还规定“……当母线上仅接有两组电容器时,应尽可能将两组电容器布置在母线的两端。”其目的也是为了限制合闸涌流。母线上只接一组电容器该处谐波分量又不大,则可不装设串联电抗器。并联电容器组合闸涌流及涌流频率可以按照 DL5014 附录二的公式计算。

(2)当系统的高次谐波含量超过规定时,应优先考虑在谐波源处采取限制措施;若母线上原有的高次谐波含量在《电力系统高次谐波管理暂行技术规定》的允许范围以内,装设电容器装置后,因容性阻抗将原有高次谐波含量放大,超过了允许值,则应在电容器回路装设串联电抗器,以改变回路阻抗参数,达到限制谐波的目的。

(3)串联电抗器的作用是多功能的,归纳起来主要有:①减少网络中谐波源对电容器过负荷的影响;②减小电容器组涌流的倍数和涌流频率;③减小电容器侧的短路容量;④抑制电容器回路中产生高次谐波谐振及谐波的过分放大;⑤减少电容器组断路器在两相电弧重燃时的涌流以利灭弧。但其主要作用是抑制高次谐波和涌流。电容器组因频繁操作即使采用专用的负荷开关(包括真空断路器)开断短路电流仍有困难,所以用电抗器来限制电容器回路的短路电流是一个比较经济的办法,为此需要采用不易饱和的空心电抗器。油浸铁心式电抗器易于饱和,当通过 25 倍额定电流时,其电抗值降为其额定值的 20%左右,所以它不能作限流电抗器使用。

当具有较多组大容量并联电容器时,可考虑只用小值串联电抗($X_L < 1\% X_C$)限制涌流,另根据谐波水平状况决定是否装设小容量谐波滤波器。这是因为若在每个电容器回路串联兼有谐波滤波作用的串联电抗器,其电抗值均在 $6\% X_C$ 以上,从而使投资增大(目前串联电抗器每千乏在 80~120 元之间),而且还损失并联电容器的安装容量或使电容器运行条件恶化。当然,此种接线方式需有综合技术经济论证后采用。如东北的沈阳 500kV 变电所中就是采用此种方式。

由综合技术经济分析比较得出,并联层式结构的户外空心干式串联电抗器在技术性能上、运行维护上较三相(或单相)油浸铁心电抗器有很多优点。尤其是它所具有的良好线性、噪音低、无局部过热、基本不需维护、重量轻、无防火要求、具有较强的抗短路能力等性能,是油浸铁心串联电抗器所不能比拟的。经调查,我国目前有数家厂家已批量生产此类空心串联电抗器,并已通过挂网试运行及专业技术鉴定。因此,本规定推荐选用并联层式结构的户外空心干式串联电抗器。

第 3.2.9 条 对于星形接线的电容器组,限制合闸涌流或抑制谐波的串联电抗器,无论接在电容器组的电源侧或中性点侧,其阻抗特性是完全一样的,可以起相同的作用。串联电抗器接电源侧,当电容器组的母线侧短路时,串联电抗器必须承受系统短路电流,因此要求它具有较高的动、热稳定性。串联电抗器装于中性点侧,可以不受系统短路电流的作用,从而

降低了对串联电抗器动、热稳定的要求，机械强度要求可以降低，产品价格也相应低一些。

对于双星形接线的电容器组，若把串联电抗器装在中性点侧，电抗器的技术经济指标虽可降低，但要装两组；而装在电源侧虽需提高电抗器的电气性能，提高价格，但只需装一组，又可兼作限流电抗器，发挥其多功能作用。

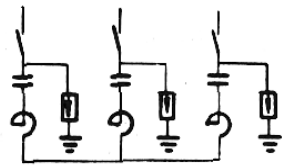
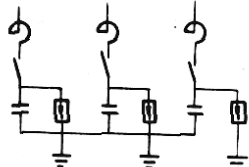
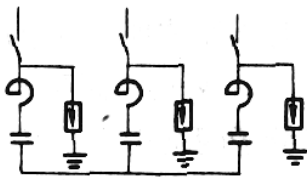
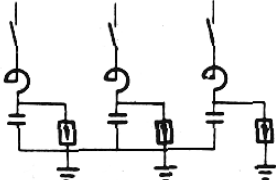
综上所述，串联电抗器在电容器装置回路中的装设位置，应根据工程实际情况经技术经济比较确定。

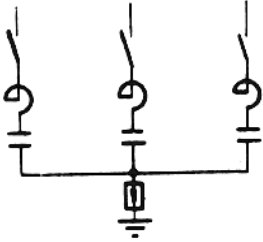
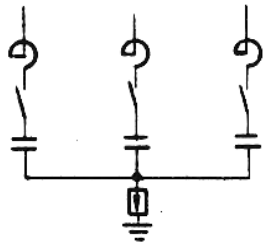
第 3.2.10 条 电容器组的操作过电压主要是由断路器重燃产生的。从国内使用情况来看，国产真空断路器具有 3%~6% 的重燃率。1977 年以来，先后在 10 多个变电所，对国产几种型号的 30 多台真空断路器进行投切试验，重燃率达 4.23%，其中多相重燃率为 1.98%，对地过电压超过 4 倍的为 9.3%。在国外，如日本、美国的真空断路器灭弧性能较好，重燃率一般都在 0.1% 以下，但仍然配合氧化锌避雷器加以保护。故真空断路器应装设避雷器保护，而六氟化硫断路器重燃率极低，可不设避雷器保护。

断路器在切电容器组时，单相重燃可在电容器的相对地之间产生 4 倍以上的过电压，两相重燃可在电容器极间产生 3 倍以上的过电压。例如 1978 年 12 月华北侯家庙变电所电容器组，在试验第 8 组断路器时，由于没有避雷器保护，在较高的重燃过电压下，发生断路器闪络，而此时断路器断口又没有熄弧，造成母线短路。辽宁灯塔一次变电所 10kV 电容器组，未装避雷器之前，在切合 4 次电容器组的操作中发生过 2 次过电压；装上氧化锌避雷器后，进行了 10 次切合试验，出现的过电压不超过 1.4 倍。1981 年 9 月天津陈塘庄变电所电容器组在投运试验中，发生两相重燃，出现 4.2 倍的重燃过电压，A、C 两相的阀型避雷器(FS-10 型)当即动作，但因通流容量不够而爆炸，电容器的支持绝缘子闪络击穿。又如苏州平门变电所电容器组在做投切试验时，第一次投切 30 次试验中，因氧化锌避雷器未到货，未能限制投切试验中的重燃过电压，损坏了一台电容器；第二次投切试验 150 次中，由于安装了氧化锌避雷器，断路器分闸重燃时氧化锌避雷器动作(已录波)有效地防止了电容器损坏事故。据华北电力试验研究所报导，在切电容器组试验的 54 相次重燃数据的统计中，电容器侧的过电压倍数较母线侧高。例如，断路器重燃时的电容器侧出现 2 倍过电压的几率有 50%，出现 5 倍过电压的几率仍有 2.5%。因此本条规定氧化锌避雷器应装设在电容器附近。

在并联电容器装置中，当电容器、串联电抗器和断路器之间的相对位置不同时，可采用不同的避雷器保护方式。根据断路器重燃几率，如仅需要限制单相重燃过电压，则可采用表 3.2.10-1 中接线方案 1~6 所示的保护接线。能源部武汉高压研究所在 TNA 上做的试验表明(见表 3.2.10-1)，这 6 种保护接线均可将电容器对地过电压限制在 4 倍以下，只有接线方案 6 所示的保护接线中电抗器对地电压超过 4 倍，不满足要求。华北电力试验研究所用 EMTP 计算结果(见表 3.2.10-1)与能源部武汉高压研究所在 TNA 上的试验结果基本一致，不同之处是，接线方案 3 所示保护接线中电容器对地过电压的计算值超过 4 倍。由于计算和试验中考虑的因素有所不同，各种条件也有差异，使得出的结果有所不同。这也说明对电容器的重燃过电压还需要进行更全面深入的分析研究。从我国目前应用情况来看，接线方案 3 所示保护接线应用最广泛。自 1977 年华北电网许多变电所陆续投运的并联电容器组也多采用接线方案 3 所示的保护接线，10 年来运行情况良好。这说明接线方案 3 所示的保护方式在限制单相重燃过电压的同时，也使两相重燃的几率大大减少。

表 3.2.10-1 单相重燃过电压保护接线方案及过电压倍数

接线方案 1			接线方案 2		
					
项 目	武汉高压研究所 TNA 试验结果	华北电力试验研究所 EMTP 计算结果	项 目	武汉高压研究所 TNA 试验结果	华北电力试验研究所 EMTP 计算结果
电容器对地过电压倍数	3.263		电容器对地过电压倍数	3.142	
电容器对地过电压倍数	3.166		电容器对地过电压倍数		
接线方案 3			接线方案 4		
					
项 目	武汉高压研究所 TNA 试验结果	华北电力试验研究所 EMTP 计算结果	项 目	武汉高压研究所 TNA 试验结果	华北电力试验研究所 EMTP 计算结果
电容器对地过电压倍数	3.700	4.10	电容器对地过电压倍数	3.142	3.31
电容器对地过电压倍数	3.150	3.50	电容器对地过电压倍数	3.941	3.36
接线方案 5			接线方案 6		

					
项 目	武汉高压研究所 TNA 试验结果	华北电力试验研究所 EMTP 计算结果	项 目	武汉高压研究所 TNA 试验结果	华北电力试验研究所 EMTP 计算结果
电抗器对地过电压倍数	3.302		电抗器对地过电压倍数	3.306	3.39
电抗器对地过电压倍数			电抗器对地过电压倍数	4.305	4.23

试验结果分析表明：要限制两相重燃过电压，必须将避雷器直接并联在电容器两端，表 3.2.10-2 中接线方案 1~接线方案 3 示出的保护接线可同时保护电容器对地和极间及电抗器对地过电压。接线方案 1、接线方案 2 所示的保护接线使用的避雷器数目少，更适宜采用。

综上所述，由于电容器组的接线方式、容量和电压等级等具体条件各不相同，目前试验数据尚不全面，计算结果也不完全一致，尚无条件作出恰当的具体规定。因此对保护电容器组操作过电压的避雷器接线方式应通过具体工程计算或试验来确定。在满足过电压保护要求的前提下，应尽可能采用简便的保护接线方式。当仅需限制单相重燃过电压时，宜优先采用接线方案 5 和接线方案 6 所示的保护接线，其次采用接线方案 3 和接线方案 1 所示的保护接线。若同时需要限制单相和两相重燃过电压时宜优先采用表 3.2.10-2 的接线方案 1 和接线方案 2 所示的保护接线。

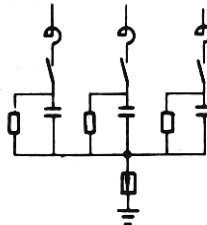
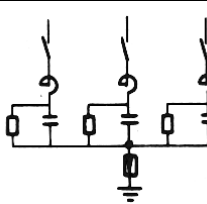
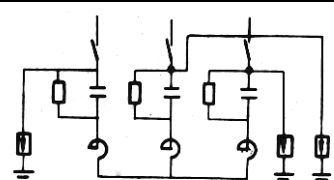
此外，电容器组母线侧的过电压保护，应按 SDJ7《电力设备过电压保护设计技术规程》的规定执行。

第 3.2.11 条 我国国家标准 GB3983《并联电容器》A.10 中规定：“虽然已有放电装置，在人接触电容器组的带电部分之前，仍应把电容器端子或母线短接起来并且接地”。考虑到检修时接地方便，宜采用装设接地开关的方式，将电容器组的电源侧星形接线的中性点同时接地。此外，为使检修工作开始前可靠接地，应考虑装设防止误操作的机械联锁。

天津电力局规定：“电容器组的电源侧及中性点侧均应装设接地开关”。因为，星形接线的电容器组，长时间运行后中性点积有电荷，电源侧经接地放电后，中性点仍会具有一定电

位，威胁检修人员的安全。广州供电局曾发生一例这样的事故：某变电所的电容器组检修时，在电容器组的电源侧已挂了接地线，检修人员认为已有安全措施，开始进行检修，当检修人员的手臂碰到中性点时，发生了触电事故。所以，检修前中性点与电源侧均应接地。考虑到有时候装设接地刀闸有困难，有些地区有挂接地线的习惯，采用装设接地刀闸和挂接地线两种措施均可，故本条规定允许在这两种措施中进行选择。

表 3.2.10-2 两相重燃过电压保护接线方案及过电压倍数

接线方案 1			
			
接线方案 2			
			
华北电力试验 研究所 EMTP 计 算结果	电容器对地过电压倍 数(单相重燃)	电容器对地过电压倍 数(单相重燃)	电容器极间过电压倍 数(两相重燃)
	3.50	3.67	2.65
接线方案 3			
			

此外，由于熔断器熔断，内部连接断脱，在多段串联的电容器组内部连接处，有时可能残留剩余电荷，因此在接触之前也应将这些连接点对地短接放电，以保证检修人员安全。

第 3.2.12 条 大容量并联电容器装置的安全可靠性，不仅与并联电容器的制造质量、并联电容器组的内部接线方式、配套设备的制造水平及合理选用以及运行条件有着密切的关系，而且与并联电容器组配置的保护装置的选择性、灵敏性等有着直接关系。

并联电容器组是由若干台并联电容器按要求串、并联组合而成的，在运行中由于某种原因引起的过电压、过电流和高温的影响，均可能使其内部元件击穿，若不及时将故障电容器切除退出运行，将导致内部元件全击穿，致使箱壳发生爆裂，进而波及邻近健全电容器，甚至使整组电容器烧毁。近年来这类事故例子不少。因此，对于电容器内部故障保护的基本要求是：

(1) 在内部串联元件未全部击穿之前，保护装置应能灵敏地反映并迅速加以切除。

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

(2)在切除故障的同时应能确定和隔离发生故障的单台电容器，并保证其余健全电容器能在不过电压的情况下继续运行。

国内外实践统计资料表明，按严格工艺制造的质量性能过关的单台电容器外部专用熔断器能满足上述基本要求。

强调要装设单台电容器外部专用熔断器的要求，还因有下列原因：

(1)若只装设整组继电保护，而无单台保护熔断器时，虽能迅速反应内部部分元件故障而将整组电容器切除，但却不能立即隔离故障的单台电容器，不利于整组电容器的连续运行和及时恢复投运。北京地区双星形接线电容器组只采用中性线电流平衡保护就曾有这样的运行缺陷。此外，对并联合数较多的大容量电容器组，若无单台熔断器保护，则在整组保护切断电源以后，仍将有来自其它电容器的放电电流通过故障点，可能将故障扩大。

(2)装有内熔丝的电容器尚不能保护内部极间(两引线通过介质油放电)短路可能导致的外壳爆裂。

(3)装设分组熔断器的保护效果较差，一般不宜采用。用一个分组熔断器保护几台并联电容器的方式，虽可节约部分投资，但由于它对于单台电容器的低能量长时间的层间故障反应迟钝，甚至不能反应，因而其保护效果不佳，运行中有大量爆裂事故发生。此外，分组熔断器保护还存在组内任一电容器发生内部短路故障时，其它健全电容器向故障电容器放电的问题，此放电电流不经过保护熔断器，有可能加剧故障电容器损坏。分组熔断器动作后还将使整个分组内的完好电容器退出运行，造成不必要的停运。

国内不少电业管理局颁布的《并联电容器组安装设计和运行的技术规定》、水利电力部颁布的《继电保护和自动装置设计技术规程》、《供用电继电保护》等技术规定规程中均规定每台电容器必须有专用熔断器进行保护。

但是，经调查表明，目前国内有不少并联电容器组虽然均装有专用保护单台电容器的喷逐式熔断器，仍发生不少电容器爆裂事故。不少运行单位反映由于对熔断器性能要求十分苛刻，目前生产厂家的产品质量又难以满足这些要求，因此他们不装专用单台电容器保护熔断器，而只用继电保护装置，经多年运行也有成功的经验。例如河北电力局、北京供电局均有此种经验。因此本规定不作必须装设外部熔断器的规定，而只作宜装设外部熔断器的规定。

本条还规定：“当电容器的外壳直接接地时，保护单台电容器的熔断器应接于电源侧”。这是针对双套管电容器所作的规定。据调查，有少数运行中的某些制造厂的电容器装置，可能是为了布置上方便接线，把单台电容器的熔断器接在星形接线的中性点侧。当然这在发生电容器极间短路故障时，熔断器起的作用与装在电源侧是一样的；但是，当发生电容器套管闪络和极对壳击穿事故时，故障电容电流将不通过装在中性点侧的熔断器，若熔断器装在电容器的电源侧，当故障电容电流足够大时，熔断器将被熔断而切除故障。另一种情况是：当中性点侧连接线上的任何一点发生接地时(星形，特别是双星形接线的中性点连接线通常是很长的，发生一点接地有一定的几率)，此时若再发生电容器套管闪络或极对壳击穿事故，相当于出现两点接地，装在中性点侧的熔断器被短接，而装在电源侧的熔断器却能够切断故障。

第 3.2.13 条 电容器是储能元件，断电后两极之间的最高电压可达额定电压峰值

$\sqrt{2} U_{ce}$ (U_{ce} 为电容器额定电压), 因此最大储能为 CU_c^2 , 不能靠自身的高绝缘电阻放电至安全电压。为了避免合闸过电压, 必须并接放电设备, 在短时间内使残压降至安全电压, 以保障再次合闸时的设备安全及检修人员安全。同时, 对自动投切的电容器组加装了外放电装置, 可降低单相重燃过电压倍数。如果只靠电容器内附的放电电阻, 其放电速度太慢, 重燃过电压将比装了外放电装置的电容器组为高。鉴于电容器组的放电, 关系到电容器的安全运行, 所以本条强调电容器的外放电装置回路必须完整, 不允许在放电回路中串接熔断器及其他开关设备, 不能因某种原因使回路断开终止放电。为了保证人身和设备安全, 我国国家标准GB3983《并联电容器》和国际电工委员会(IEC)推荐标准出版物 70 第 2 版 1967《电力电容器》中均规定放电装置与电容器组直接连接。

电容器组放电装置的中性点应与电容器组的中性点直接相接。

电容器组的外放电装置, 在过去工程中不少是选用同一电压等级的单相电压互感器代用, 或由某些厂家生产专用放电线圈。它们虽然按有关规程要求将放电装置三相直接与电容器连接, 但其中性点并不与电容器组的中性点相连。四平一次变电所电容器投运试验时, 发现电容器组已从电网切除很长时间后, 尚有电荷放电现象。北京供电局等运行单位反应也存在类似现象。这是由于电容器组的残余电荷通过放电线圈和三相短路开关进行再分配, 电荷短期难以放尽的缘故。

另外, 就单组容量为 30~60Mvar 的电容器, 其放电热容量已超过电压互感器的承受能力, 因此需用专用放电装置。要求制造厂在生产这种装置时将其中性点引出, 以利与电容器组的中性点直接连接, 尽快将电荷放尽。

第三节 高压并联电抗器的接线方式

第 3.3.1 条 线路装设并联电抗器主要用于限制工频过电压和潜供电流。因此本节所指的高压并联电抗器均为装在线路上的。在 500kV 电网建设初期, 只要线路投入运行, 一般不允许并联电抗器退出运行, 因而没有设置断路器或负荷开关的必要。若系统在某些运行方式下, 当并联电抗器退出运行时, 过电压水平在允许范围内, 以及两回线共用一组并联电抗器时, 则为调相调压的需要可设置断路器或负荷开关。

供货条件许可时, 应以负荷开关代替断路器, 可以降低造价。

由于低压并联电抗器造价远低于高压并联电抗器, 并具有可分组投切及减少无功补偿容量的优点, 因此在工频过电压及潜供电流允许的情况下, 尽量以低压电抗器代替高压电抗器, 特别是当高压电抗器需装断路器的情况。

第 3.3.2 条 为节省一次设备投资, 减少占地面积, 制造上也完全可能做到, 因此订立此条。

第 3.3.3 条 当电抗器回路不装断路器时, 一般可用一组线路型避雷器同时保护高压并联电抗器及作为线路的过电压保护, 但宜通过计算或模拟试验确定。当电抗器回路装有断路器时, 操作并联电抗器的主要问题是分闸时产生截流过电压, 因而除线路本身装有避雷器外, 还应装设电抗器专用避雷器。断路器开断电抗器的感性电流时, 其铁心的磁场能量将转换成电能, 并与电抗器的杂散电容形成电磁振荡, 在电抗器的端部产生截流过电压, 严重时, 截流过电压可能将电抗器的绝缘击穿。截流过电压的大小取决于断路器的开断特性和截流的

大小。

不同型式的断路器开断电感电流时截流过电压有较大差别。国外曾用少油、空气、真空和六氟化硫气体等四种型式的断路器进行截流过电压研究,证明用真空断路器及空气断路器开断并联电抗器时,电弧不稳定,截流过电压高。东北董家变电所一台 500kV 空气断路器曾经在开断并联电抗器时发生爆炸,也说明空气断路器断开电抗器的性能差,后改用六氟化硫断路器,使截流过电压尽量降低,以减轻专用于保护并联电抗器的避雷器的负担。

此外,应该指出:当高压电抗器回路装有断路器时,如果避雷器装在靠近电抗器,且位于断路器的线路侧时,在正常情况下能保护电抗器及线路,但在断路器断开时产生的截流过电压是否会超过电抗器的绝缘水平,与采用的断路器的型式和电抗器的电压等级有关。当采用空气断路器(或用较低电压的真空断路器装于电抗器中性点侧)时,其截流过电压高,则电抗器侧必须另装设避雷器。当采用六氟化硫(SF₆)断路器时,对于 10~63kV 并联电抗器,经试验说明可不另装设避雷器。对于 330kV 及 500kV 并联电抗器,由于电压等级高,绝缘裕度小,目前工程中也均另装设避雷器,但目前尚缺试验根据,有待进一步研究及积累经验。

第 3.3.4 条 为了限制潜供电流,一般在高压并联电抗器的中性点接入小电抗。

高压并联电抗器中性点及中性点小电抗器的绝缘水平及避雷器保护问题见第 4.3.3 条的说明。

第四节 静止补偿装置接线方式

第 3.4.1 条 相控电抗器有两种型式:干式空心电抗器和油浸铁心电抗器。我国引进的 500kV 变电所用静止无功补偿装置均采用干式空心电抗器,国外也基本如此。干式空心电抗器的主要优点如下:

(1)干式空心电抗器不存在磁饱和现象,消除了由于饱和引起的谐波和谐振现象,避免引起阀体过负荷。铁心电抗器若要避开动态磁饱和点,则电抗器磁密要设计得很低,使其体积和造价很高。

(2)占地面积小,运行维护方便。

每相电抗器采用双绕组接在晶闸管装置两侧,可限制阀体两端的电流上升率,以改善阀体的动态工作条件,限制故障电流。两个绕组上下叠装布置可减少占地面积。

国内外相控电抗器的接线均为三角形接线。采用三角形接线可消除相控电抗器产生的 3 次谐波。在 6 脉动三角形接线的基础上,为进一步减少谐波可采用下面两种方法:一是采用 12 脉动相控电抗器,采用二组等参数的 6 脉动相控电抗器分别接到主变压器或降压变压器的两个低压绕组上,其中一个低压绕组为星形接线,另一个低压绕组为三角形接线,这样两组相控电抗器相位差 30°,消除了进入主变压器中的 $6(2n-1)\pm 1$ 次的谐波;二是采用二组等参数 6 脉动顺序控制的相控电抗器,这样可减少谐波 50%,降低滤波器容量。

从技术和经济上看,采用 12 脉动或 6 脉动顺序控制的相控电抗器将增加一套晶闸管装置及相应的配套设备,造价太高,且技术难度大,特别是当相控电抗器容量不是很大时,以采用普通的 6 脉动相控电抗器为宜。

第 3.4.3 条 谐波滤波器主要有以下几种形式:

(1)单调谐谐波滤波器;

(2)双调谐谐波滤波器;

(3)高通谐波滤波器。

双调谐谐波滤波器与两个单调谐谐波滤波器相比基波损耗小,但结构复杂,在系统频率变化稍大时,很难同时满足两种频率的调谐,故在静止无功补偿装置中很少采用。从6脉动相控电抗器产生的谐波来看(见DL5014附录六),高次谐波量很小,在实际工程应用中11次以上的谐波一般很容易满足有关谐波要求的规定,因此高通谐波滤波器也很少采用。国内工程均采用单调谐谐波滤波器,国外也基本上采用单调谐谐波滤波器,必要时配以高通谐波滤波器。故本条规定谐波滤波器宜采用单调谐谐波滤波器。

第四章 电器和导体选择

第一节 一般规定

第4.1.1条 本条是选择无功补偿装置的电器和导体的原则要求。对电器和导体的其他特殊要求在以下各节中有具体规定。无功补偿装置的电器和导体的有关技术条件和对环境条件的一般要求不再一一列出。本规定未列入的其他电器(如隔离开关、母线电压互感器、电流互感器、支柱绝缘子等)以及导体选择的其他要求,均参照SDGJ14《导体和电器选择设计技术规定》的有关规定执行。

第4.1.2条 本条为电容器装置的电器和导体选择必须满足的技术要求。为保证安全运行,电器和导体应满足长期允许电流及运行电压、短路时的动、热稳定要求以及操作过程的特殊要求。操作过程的特殊要求包括:合闸过程的高频涌流、分闸过程可能产生的重燃以及重燃引起的过电压、频繁操作性能等。

在电器选择和校验中,尚应考虑在电力系统中集中装设大容量的并联电容器组,将会使其装设地点的系统网络性质有所改变。电容器组对其装设地点的短路暂态电流起着助增的作用,而且这种影响还会随着电容器组容量的增大及电容器性能的改进(如介质损耗减小、有效电阻降低以及开关动作时间加快等)而有所增加。成都科技大学对此进行了分析研究;浙江省电力试验研究所和浙江省绍兴电力局系统试验站进行了模拟试验,验证了成都科技大学在理论研究所使用的电路模型、分析计算方法及其结论是正确的。因此建议,当系统中装设的电容器组总容量与安装地点的短路容量之比超过5%时,应考虑并联电容器组向短路点放电所导致的短路电流和动稳定电流幅值的增加,并应据此校核变电所其它电气设备的动稳定和断流能力,还应根据电容器放电电流值校验母线的机械振荡。

理论研究表明,电容器组对短路电流的影响主要是产生了按指数规律衰减的谐波电流,其最大值为 n 倍电容器的正常工作电流(n 为谐波次数),其衰减速度决定于电容器回路的时间常数。电容器组对短路暂态过程的影响,与短路地点、电容器回路时间常数及短路计算时间有密切关系。短路点离电容器组装设的母线越远,时间常数越小,计算时间越长,其影响越小,因此,在短路计算中一般只计及短路点附近的电容器组的影响。在电容器组母线附近的负载支路短路,应根据电容器组放电电流影响的严重程度,决定是否予以考虑。根据成都科技大学的研究,系统中装设大容量电容器组后,仍可用常规的方法计算短路电流,需要计及电容器组的影响时,可以乘上一个校正系数。

第4.1.3条 对于330~500kV变电所,因最终规模安装的电容器组总容量较大,约100~240Mvar,其相应的总电流也较大,从系统来的回路总电流不可能达到额定电流的1.3倍,如果总回路的电器和导体的长期允许电流按最终规模电容器组总容量的额定电流的1.35倍

考虑,显然将造成设备选择的浪费,因此,应按实际工程中可能出现的各次谐波电流的综合值来选择。

对于感性负荷电流,总回路的电器和导体的长期允许电流应按不小于最终规模电抗器总容量的额定电流的 1.1 倍选择,因为并联电抗器允许长期在 1.1 倍额定电流下持续运行。

第二节 并联电容器

第 4.2.1 条 电容器组接入串联电抗器后,电容器的端电压将升高,如串联电抗值为 6% 电容器组的电抗值时,电容器组的端电压将升高 1.0638 倍。在选择电容器组的额定电压时宜计及这个升高值,这是为了使电容器组避免在过电压下长期运行可能导致的不利影响。过去有的工程设计不考虑这种影响,使电容器长期处于过高电压下运行,因此正常运行情况下不应较多占去电容器允许 1.1 倍过电压长期运行的裕度,当出现非正常运行时其端电压可能超过 1.1 倍额定电压,从而促使电容器组退出运行。为避免这种不合理情况的出现,在设计选择电容器组的额定电压时应考虑此因素。

第 4.2.2 条 电容器的输出容量与其端子上承受的电压的平方成正比(即 $Q_c = \omega CU^2$)。当电容器在低于额定电压下运行时,输出无功功率按平方关系下降;反之,在高于额定电压下运行时,其输出无功功率则按平方关系上升。在下述情况下其端子电压均有升高:

- (1) 电容器装置接入电网后引起的电网电压升高;
- (2) 高次谐波引起的电网电压升高;
- (3) 电容器组相间电容差引起的装置过电压;
- (4) 装设串联电抗器后引起的装置过电压;
- (5) 系统电压调整和波动引起的系统工频过电压;
- (6) 轻负荷引起的工频电压升高。

考虑以上因素的影响,选择电容器的额定电压时,应使其略高于接入电网的实际运行电压。一般制造厂为达到此特性指标,降低生产成本,电容器元件的工作场强往往取得较高。电容器在过电压下运行将使其介质场强增高而影响电容器的性能和寿命;当过电压的幅值及作用时间超过允许值时,将使电容器内介质产生局部放电。局部放电对绝缘介质的危害很大,由于电子和离子直接撞击介质,使固体和液体介质分解产生臭氧和氮的氧化物等气体,使介质受到化学腐蚀,并使介损增大,局部过热,并可能发展到绝缘全击穿。

IEC 标准《电力电容器》第 17 条对额定电压的选择有下列规定。“原则上,电容器的额定电压应等于该电容器要接入的电网的实际运行电压,且计入电容器本身所产生的影响。”

我国 GB3983《并联电容器》附录 A 安装运行说明 A4 条对额定电压的选择解释是:“电容器的额定电压应等于该电容器接入的电网的运行电压,并注意接入电容器后所引起的电压升高。因此,所选用的电容器的额定电压应略高于电网的额定电压。但是,安全裕度不宜过高,以免容量亏损过多。在有些情况下,电网的实际电压和额定值相差较大,在安装电容器前后最好实际测量一下电网电压。”

按 IEC 标准和我国国家标准规定,电容器的最高长期允许过电压应做到:电容器单元应适合于当端头间的电压有效值升到不超过 1.1 倍额定电压值的电压(过渡过程除外)下连续运行。但是,选择电容器的额定电压时,不宜将此裕度全部考虑进去。

第 4.2.3 条 本条系对选用电容器基本技术条件的规定。

根据 IEC 标准《电力电容器》第四节第 15.2 条规定：“电容器单元应适合在线电流有效值不超过 1.30 倍于在额定正弦电压和额定频率下无过渡过程时所产生的电流下连续运行。”

按我国国家标准 GB3983《并联电容器》第 5.3 条对稳定过电流的规定：“电容器应能在有效值 1.30 倍额定电流的稳定过电压下运行。这种过电流是过电压和高次谐波造成的。对于电容具有最大正偏差的电容器，这个过电流允许达到 1.43 倍电容器的额定电流。”

基于上述标准的规定，本规程作出了相应的规定，要求选用的电容器满足这一规定，使在允许过电流和谐波的作用下，电容器能正常运行。

第 4.2.4 条 在 330~500kV 变电所中，并联电容器组单组容量在断路器开断容性电流的能力范围内，尽可能选得大些，以利减少分组组数，降低综合造价及运行维护工作量。对于大容量的单组电容器，尽量选用大容量单台电容器，以利减少占地面积、简化电容器组框架结构及减少电容器安装维护工作量。

第 4.2.5 条 放在绝缘台上的电容器，因为电容器外壳对地的绝缘已有支持绝缘子承担，电容器外壳有条件作为其引出的一极，这样可带来两个好处：其一是减少了内部极对壳的绝缘材料；其二是电容器外壳设接线端，作为电容器引出的一极，另一极用单套管引出，这使引出套管数量减少一半，同时也减少了套管与箱壳间因密封不良引起的漏油概率。因此选用单套管结构的电容器，对于降低电容器造价及提高运行可靠性均是有利的。

第 4.2.7 条 在 330~500kV 变电所内的并联电容器组容量较大，串并联合数较多，配套附属设备较齐全，其中很多零部件若由用户自己设计加工，难以保证质量，台框架的制作及电镀、金具的配套、地震状况的校验等，这些若由制造厂设计、配套加工成整组的成套设备必然能增强其合理性，同时便于用户选用及施工。国内现有的 500kV 变电所内的并联电容器组大部分均与制造厂协商选用成套设备。一般成套设备内包括：电容器、单台熔断器、安装框构架(不包括地脚螺丝)、支持绝缘子、配电母线、电容器接线、金具及安装区的安全围网。

第 4.2.8 条 本条规定了环境条件对电容器设备选型的要求。半露天布置的设备与室内布置的设备二者所处的环境不同，因为遮阳棚不能完全遮住雨，更不用说挡住雾和灰尘了。据南京供电局介绍：某半露天电容器组的遮阳棚的屋檐虽然考虑了雨滴的最大倾角，暴风雨时，雨滴被风吹散，仍能飘进网状遮栏；另外积灰尘无雨洗的效果，绝缘套管表面受潮后，引起过污闪事故。所以半露天布置的设备，电容器、放电装置、互感器、熔断器等也应选户外型设备。

第三节 高压并联电抗器

第 4.3.1 条 在系统非全相运行时，三相三柱式电抗器曾发生过工频谐振现象。理论分析和模拟试验表明：三相三柱式电抗器容易在线路两相运行时产生工频谐振，而单相电抗器在并联补偿度较高时也可能产生工频谐振，如在补偿度为 80%~90%时开断两相线路和补偿度为 90%~100%时开断一相线路，均发生工频谐振。工频谐振过电压的产生与否，不决定于电抗器的型式，而主要决定于电抗器的补偿。模拟和现场试验还表明，无论是单相或三相电抗器，只要在中性点接入适当阻抗的小电抗，都可以抑制工频谐振。以上说明，从使用并联电抗器目的来看，单相与三相并无区别，电抗器型式选择主要应从保证电网安全运行和技术经济来考虑。三相电抗器比单相电抗器材料、投资均省很多。但三相三柱式电抗器零序阻抗

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

小，为了将工频谐振过电压和潜供电流限制到同一水平，三相三柱式电抗器中性点小电抗的数值要求较大，中性点绝缘水平要求较高；三相三柱式电抗器的零序阻抗难于精确掌握，给小电抗参数选择带来困难。因此三相高压并联电抗器应采用三相五柱式。

第 4.3.2 条 我国过去参照苏联的标准，分别规定了设备的额定电压和最高工作电压，这对并联电抗器的选择是很重要的，其值得注意的特点是：

(1)并联电抗器的实际容量与运行电压的平方成正比，这将确定电网无功平衡的有效容量。

(2)并联电抗器必须能在可能出现的最高电压下连续运行，这将决定电抗器的制造容量。现以 500、330、63 及 35kV 并联电抗器为例，列表说明如下：

表 4.3.2 并联电抗器允许最高连续运行电压

电网额定电压 (kV)	500	330	63	35
主变压器三次侧额定电压 (kV)			63	35
电抗器最高工作电压 (kV)/相应的容量 (Mvar)	550/150	363/90	66/60	36.75/60
电抗器实际工作电压 (kV)/相应的容量 (Mvar)	525/136.7	345/81.3	60~63/49.6~54.7	33.3~35/49.3~54.4

表 4.3.2 说明正确选定并联电抗器的最高工作电压对电抗器作用的发挥意义很大。500kV 并联电抗器铭牌容量为 150Mvar(在 550kV 时)，在工作电压为 525kV 时的实际容量只有 136.7Mvar。铭牌容量为 60Mvar(在 66kV 时)的 63kV 并联电抗器，由于主变压器压降，电抗器投入时母线电压可能在 60~63kV 之间，则电抗器运行时的有效容量约在 49.6~54.7Mvar 之间。

由此看来，并联电抗器的选择可以有如下两种方法：

(1)分别规定并联电抗器的额定电压及最高工作电压，设计按其额定电压时的容量作无功平衡，并按可能出现的最高工作电压作校验。

(2)规定并联电抗器的最高工作电压，即为其额定电压，电网设计中按其实际工作电压下的无功出力作无功平衡。

以上两种方法的含义基本相同：

(1)在制造方面并联电抗器的温升和材料消耗，由最高工作电压所确定，并不因为另规定一个额定电压(及其相应的容量)造价会有所降低。电网设计只能按接入电抗器后可能出现的最高工作电压作校验，而按实际工作电压时的容量作无功平衡。

(2)最近电抗器国标中定义额定电压为：在三相电抗器的一个绕组的端子间或在单相电抗器的一个绕组的端子间指定施加的电压。额定电压作为设计、制造的保证和试验的基础。定义额定容量为：在额定电压下运行时的无功功率。定义最高运行电压为：电抗器能够连续运行而不超过规定温升的最高电压。但它加两个注解：

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

1)额定电压可规定为等于最高运行电压。

2)最高运行电压和额定电压由订货方提出。

由此可见,国标的规定是灵活的,并不支持我国对设备电压的传统规定方法,也可将电抗器的最高运行电压视为电抗器的额定电压。

但是必须指出:并联电抗器最高工作电压的确定应慎重,特别对于装在330~500kV主变压器三次侧的。如果最高工作电压确定得保守(过高),运行中将不能充分发挥其有效出力,造成浪费。本规定建议并联电抗器最高运行电压宜为主变压器三次侧额定电压的1.0~1.05倍。

第 4.3.3 条 并联电抗器中性点和中性点小电抗的绝缘水平主要取决于中性点出现的最大工频过电压。

在东北500kV元辽线上进行了内模试验,元辽线长368km,首末端按各装160Mvar电抗器,补偿度为76%,中性点经420Ω小电抗接地进行试验。试验结果表明:各种操作方式下测得中性点工频暂态过电压最高达112kV(有效值);当元辽线上出现500kV锦州变电所后,并联电抗器中性点的工频过电压降为76.2kV(有效值)。

500kV平武输变电工程模拟计算的结果为:补偿度为60%时,工频过电压在90kV(有效值)以下。

对500kV变电所,我国SDGJ69《500kV变电所设计暂行技术规定(电气部分)》中规定:“并联电抗器中性点的绝缘水平应根据中性点小电抗值确定。冲击试验电压宜取750kV(峰值),工频试验电压宜取325kV(有效值)”。该规定中的绝缘耐压值是根据上述试验结果,但基于采用磁吹避雷器保护确定的,受磁吹避雷器灭弧电压的限制,绝缘耐压值取得很高,而目前已广泛使用金属氧化物避雷器,残压较低。根据上述试验结果,当采用金属氧化物避雷器时,电抗器中性点的绝缘耐压是可以降低的,可降低到110kV级,一般能满足线路高压并联电抗器补偿度较高的情况。

最大工频过电压与电抗器的补偿度和小电抗值有直接关系,补偿度愈低(当以低压并联电抗器代替高压电抗器时,就是这种情况),中性点小电抗值愈大,中性点的工频过电压愈高。对具体工程,补偿度和小电抗值会有所不同,还应通过试验或计算来确定其绝缘水平。

330kV变电所中的关联电抗器中性点及小电抗器的绝缘水平,可参照上述原则确定。

中性点小电抗值的选择,与线路长度及其并联电抗器的补偿度(并联电抗器的容量与线路充电功率的比值)有关,以限制潜供电流为目的,并需验算谐振过电压。线路的并联电抗器补偿度越高,小电抗值越小。如果并联电抗器容量已确定,则线路越长,小电抗值需要越大,过大的小电抗值将增加小电抗造价和绝缘。只要满足限制潜供电流规定的要求,可不追求最佳的小电抗值。具体的选择方法,请参见SDJ161《电力系统设计技术规定编制说明》。

电抗器的噪音,过去工程设计中是指距外壳体一定距离处的噪音水平。此距离为2~3m,各工程不一致。因此本规定只规定允许噪音值,并应按照GB7328《变压器和电抗器的声级测量》规定的方法进行测量。

第四节 低压并联电抗器

第 4.4.1 条 如第3.2.8条说明所述,并联层式结构的户外空心干式并联电抗器在技术性上、运行维护上较三相(或单相)油浸铁心电抗器有很多优点是油浸铁心电抗器所不能比拟
厂址:湖北省武汉市汉口发展大道26号 邮编:430023 网址:www.sy750kv.com
联系电话:027-82667700、83511721 手机:13507122058

的。在经济造价方面，目前据某些厂家估计，单相空心电抗器与三相油浸铁心电抗器相当，比同容量的单相油浸铁心电抗器便宜，经调查国外 TE 公司生产的单相空心户外干式电抗器比同容量的油浸铁心电抗器出厂价格低 1/3，因此在经济造价方面也是可取的。经调查：这种类型的电抗器的生产技术及有关材料我国已开始解决，但由于它的制造难度及技术要求较高，估计要在 1992 年后才有国产产品。

另经调查统计，国内生产油浸铁心并联电抗器厂家较少，在技术上，至今对漏磁通的控制仍无把握，表现在经常发生内部漏磁引起局部过热，个别甚至引起烧毁。由于大型并联电抗器在铁心中有许多气隙存在，使磁路磁阻大大增加，加上线圈的漏磁通道比较大，因此，不经过磁路闭合的漏磁通比一般同容量的变压器大得多，这样大的漏磁通被限制在油箱所包围的空间中，极易在各种结构件中引起严重发热，这本身是一个很大的难题。经了解到目前为止国内对此技术问题研究进展甚微，致使产品也未过关，投运后产生不少意想不到的问题。例如，我国东北海城、东丰两变电所中均装有 63kV、30Mvar 户外油浸铁心并联电抗器，发生漏油、绝缘油质不合格、内部金属性短路及油箱发热、噪音水平大大超出规定标准等情况，均回厂改造返修，长期停运，给运行单位带来损失。

由上述情况得出：对于国产低压并联电抗器无论是户外空心干式或油浸铁心式，均有待通过制造和运行实践考验，目前暂按两者并存，而且宜优先考虑采用空心电抗器，根据我国产品发展，逐步以空心式取代油浸铁心式。

第 4.4.2 条 本条中的数值是 GB10229《电抗器》中所采取的数值。

第 4.4.3 条 详见第 4.3.2 条说明。

第 4.4.4 条 并联电抗器的总损耗值，与其本身造价及年运行费用有着直接关系，此值取得过低，将使造价直线上升，但年运行费用下降，原则上应按综合经济比较后选定最佳合理值。本条所列之值是按我国电价与电抗器造价、以往工程订货时制造厂与用户均能接受的指标选定的。

第 4.4.5 条 本条是针对油浸铁心电抗器制订的。选定在外施电压 1.1 倍最高工作电压时其伏安特性仍为线性，就能保证电抗器在正常运行时铁心不饱和，避免过高的谐波电流和出现谐振等问题。

第 4.4.6 条 用于中性点不接地系统的并联电抗器，其中性点的绝缘水平同变压器一样，是按线端全绝缘水平要求的。

第 4.4.7 条 本条中的数值是根据国内已有工程设计中所采用的且被制造厂所接受的数值。

第五节 串联电抗器

第 4.5.1 条 本条规定是为了明确选择限制合闸涌流的串联电抗器电抗值的原则。涌流应小于断路器所允许的额定关合电流。

电容器抗涌流能力按我国 GB3983《并联电容器》规定为：“电容器应能承受第一个峰值不超过 $2\sqrt{2}$ 倍额定电压有效值，最长持续 1/2 周期的过渡过电压。用不重燃的开关切合电容器组时，此过电压通常是在关合时发生，此时过电流的最高峰值允许达到 100 倍额定电流，在这种情况下，每年允许作 1000 次切合。其中若干次切合是在电容器的温度低于 0℃，但

在下限温度之内进行的。”对于电容器的专用熔断器，大部分制造厂家均参照西安电力电容器研究所提出的有关涌流参数的建议标准，此标准是根据1975年3月召开的切合电容器开关座谈会纪要提出的。

(1)涌流第一半波幅值为额定电流幅值的70倍(即有效值的100倍)；

(2)涌流频率为工频的70倍，即3500Hz；

(3)涌流振荡衰减时间为1/5(工频)周波，即4ms。

这就是国内现行的专用保护熔断器抗涌流能力的考核试验条件。虽然这些参数与IEC标准相比较，频率值较低，而且频率和衰减时间未给定一个允许误差范围，以致给实际试验带来困难，但这并不妨碍把它们作为限制涌流的参数标准。

电容器组投入时的高频涌流通过变比较小的电流互感器时，由于电流互感器一次侧绕组电感较大，在合闸过程中有较大的过电压产生，可能将电流互感器一次侧绕组的绝缘击穿。张家口地区的候家庙变电所及山西、江苏等省的变电所均发生过此类事故。涌流越大，过电压也越高。张家口供电局曾试验用低压避雷器跨接于电流互感器一次侧两端，但未成功，其结果是低压避雷器与互感器同时爆炸。为防上述事故，制造时应加强匝间绝缘并研究限制匝间过电压的保护措施。另外，涌流也能在电流互感器二次侧端子间感应出高电压，以至放电而损坏二次设备。例如原天津白庙变电所的电容器组就曾由于断路器合闸多次发生互感器损坏而使保护误动。涌流过大可能造成断路器触头熔焊、烧损，重燃时的冲击涌流还可能使断路器灭弧腔由于冲击膨胀而损坏。涌流产生的电动力会给开关设备、母线和绝缘子等设备以很大的冲击，还可能造成电容器绝缘损伤，并使串联电抗器和电流互感器产生严重的过电压而使绝缘击穿。

一般的铁心电抗器，由于投入时的饱和作用，实际上电抗值比额定值减少很多。国产的铁心电抗器，大约在3倍额定电流下铁心就饱和。例如，良乡变电所的CKS-300/10型电抗器，额定容量300kVA，每相额定电抗 1.34Ω ，合闸瞬间动态电抗的理论计算值为：

$\frac{250}{50} \times 1.34 = 6.7(\Omega)$ ，其中250Hz为电容器组合闸涌流频率，但由于合闸涌流引起电抗器磁通

饱和，动态电抗的实测值为 2.75Ω ，较理论值减小 $\frac{6.7-2.75}{6.7} \times 100\% = 59\%$ 。因此，国产铁心

串联电抗器在合闸涌流下的实际电抗值只有额定电抗值的30%~60%。宁波变压器厂[生产的CKS(CKD)型串联电抗器的厂家]来信声明：当通过电流为额定电流的25倍时，电抗值将降为额定电抗的20%左右。虽然日产HM型串联电抗器的特性较好，但也存在此问题。例如北京供电局采用的HM型600VA串联电抗器，每相额定电抗 0.726Ω ，该电容器组合闸涌

流频率为167Hz，合闸瞬间动态电抗的理论计算值为： $\frac{167}{50} \times 0.726 = 2.42(\Omega)$ ，由于合闸涌流引

起电抗器磁通饱和，动态电抗的实测值为 1.94Ω ，较理论值小 $\frac{2.42-1.94}{2.42} \times 100\% = 20\%$ 。所以，

从限制涌流的角度来看可选取空心电抗器，以获得良好的线性特性。

经调查统计表明，串联电抗器对限制电容器的合闸涌流的效果十分明显。东北电力试验研究院于1989年5月在辽阳500kV变电所(装有6% X_C 串联电抗器的大容量并联电容器)用SFE24-25-25断路器投切电容器组，测得的最高涌流倍数K值统计如下：

厂址：湖北省武汉市汉口发展大道26号 邮编：430023

网址：www.sy750kv.com

联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

(1)单合、单分 30Mvar 电容器组 10 次, 涌流倍数 $K=4.1$ 。

(2)合—0.1—分 30Mvar 电容器组 5 次, $K=3.8$ 。

(3)当被试断路器的母线已运行一组或多组电容器的条件下, 进行被试断路器合、分电容器组的试验: 合、分 30Mvar 电容器组 3 次, $K=4.7$ 。

(4)合、分 60Mvar 电容器组 5 次, $K=3.5$ 。

(5)单合、单分 120Mvar 电容器组 10 次, $K=4.5$ 。

上述试验结果与理论公式(见 DL5104 附录二)基本一致。

经向厂家调查表明, 我国目前生产的断路器, 电流互感器技术性能上均无耐受电容器合闸涌流的保证值, 型式试验及出厂试验中均无此项指标, 产品行业标准中无规定。因此本技术规定认为目前尚无条件列出用于电容器回路的断路器及电流互感器的耐涌流具体数值。

由理论计算及大量现场测试表明, 电容器回路加入低值串联电抗器对限制电容器合闸涌流具有明显效果。例如: 1990 年在沈阳沙岭 500kV 变电所 60Mvar 并联电容器投切试验表明, 其串联电抗值仅为 $0.082\%X_C$, 测得合闸涌流值为 16~17 倍, 回路中的 SF₆ 断路器及电流互感器均能承受此涌流值。

第 4.5.2 条 本条中的数值是参照了有关标准中的推荐值, 以及国内部分工程设计中所采用的且被制造厂所接受的数值。

第 4.5.3 条 本条是根据电容器允许长期过电流运行的条件, 同时考虑铁心电抗器的饱和和作用而规定的。

1.35 倍额定电流中的谐波含量对电抗器制造关系很大, 特别是对铁心电抗器。对此国标及 IEC 标准(1989)并未作出明确规定, 日本工业标准(JIS—C4801.1977)规定: 最大工作电流应可在电抗器回路含有 5 次谐波电流, 且其含有率为基波的 35% 以下, 其合成电流均方根值为额定电流的 120% 以下的情况, 电抗器可以无故障地使用, 这相当于等值谐波电流为 $I_h = \sqrt{1.2^2 - 1^2} \sim \sqrt{1.2^2 - 1.06^2} = 0.663 \sim 0.562$ (即 66.3%~56.2%)(式中 1.06 系考虑串联电抗为 $6\%X_C$ 电抗器时的工频电流的增大)。当综合电流在 1.35 倍额定电流下, 等值谐波电流含量相当于 $I_h = \sqrt{1.35^2 - 1.06^2} \sim \sqrt{1.35^2 - 1.1^2} = 0.836 \sim 0.78$ (即 83.6%~78%), 这在制造上会增大造价, 尤其对于铁心电抗器。由于当前我国生产的空心电抗器尚在试制阶段, 国标又未作出规定, 因此对谐波含有量尚无明确规定。根据上述情况等值谐波含有量值宜按工程系统具体情况及电抗器型式确定, 可在 60%~80% 之间选择。

第 4.5.4 条 当串联电抗值在 $4\%X_C$ 以上时, 在电抗器后的短路电流为其额定电流的 25 倍或以下, 持续时间 2s 是按制造标准及目前工程中惯用之值。当电抗值小于 $4\%X_C$ 时, 其后的短路电流按其电抗率倒数倍的额定电流计算, 可能很大, 此时电抗绕组要承受很高的动、热稳定和要求高的匝间绝缘, 可能使电抗器造价过大, 应与制造厂协商确定最大短时允许电流值。

第 4.5.5 条 本条与 GB311.1《高压输变电设备的绝缘配合》相一致。

第 4.5.6 条 串联电抗器的损耗值与其型式及额定容量有关, 容量越大, 其损耗百分值越小, 对用于 330~500kV 变电所内并联电容器组前的串联电抗器容量一般在 300kvar 以上,

其损耗一般宜不超过额定容量的 1.5%，对容量在 100kvar 以下，其损耗一般不超过额定容量的 2.5%，理由同第 4.5.2 条的条文说明。

第 4.5.7 条 经调查，国产油浸铁心电抗器，运行中噪音均较大，有的甚至使运行部门难以承受，这是由于铁心块和气隙组成的铁心柱、金属构件、油箱，因电磁力产生的振动，形成噪音。应有合理的结构设计和严格的装配工艺，将铁心电抗器的噪音限制在允许的水平范围内。对于空心电抗器，其噪音十分小。本条所列噪音水平是根据环保要求列出，且在过去工程设计中已被制造厂接受。

电抗器的噪音水平在过去工程设计中是指对外壳体一定距离处的噪音水平。此距离为 2~3m，各工程不一致。因此，本条只规定允许噪音值，并应按照 GB7328《变压器和电抗器的声级测量》规定的方法进行测量。

第六节 断路器

第 4.6.1 条 经调查，各地区安装的用于操作电容器组的断路器种类较多，鉴于目前国内尚无用于操作电容器组的专用断路器，对于适于操作不同电压等级不同容量电容器组的断路器很难一一作具体规定。因此本条仅对此类断路器所要求的性能作出规定，以供具体选用时有所遵循。

根据对并联电容器组过电压和放电能量的研究分析，投入电容器组时产生的合闸过电压最大值可能超过 $2U_{Ce}$ ；如 ZN-10 真空断路器为 $2.73U_{Ce}$ ；DW2-35 多油断路器为 $3.2U_{Ce}$ ；C-50 多油断路器为 $4.86U_{Ce}$ 。这样高的合闸过电压，对电容器的安全运行是极不利的。众所周知，电容器的局部游离放电是电容器损坏的一个重要原因，如电容器的终止游离放电电压较低时，在合闸过电压下产生的游离放电就将持续下去，这样会加速电容器的损坏。

要求断路器合闸时触头无弹跳就是为了限制电容器组投入时所产生的合闸过电压。

根据理论分析及试验结果统计，如断路器发生多次重燃，其过电压可达 $5.87U_{Ce}$ 。为避免断路器在开断电容器组时的重燃过电压，无论是“单分”或“合分”操作方式，均不应发生重燃现象。对于我国目前系统情况，在 330~500kV 变电所内装设的并联电容器，现有国产断路器一般能开断电容器的容量为：

10kV 级，不小于 10Mvar；

15.75kV 级，不小于 25Mvar；

35kV 级，不小于 20Mvar，争取达到 80Mvar；

63kV 级，不小于 30Mvar，争取达到 120Mvar。

投切电容器组用断路器，其正常操作方式是“单合”、“单分”，但“合分”这种操作方式在实际运行中确是可能遇到的。例如，电容器组按系统电压高低自动投切、继电保护未躲过涌流、开关发生跳跃等，均可能发生“合分”操作。

由于 330~500kV 变电所的主变压器及所接系统容量较大，电感 L 较小，又由于其母线和变压器电容 C 也很小，所以出现较高的振荡频率。因此，当断路器开断短路时，为防止重燃发生，断路器性能应能满足回路固有振荡频率所确定的恢复电压上升速率，以保证其开断能力。

第 4.6.2 条 GB3983《并联电容器》第 5.3 条规定“电容器应能在有效值为 $1.30I_e$ 和稳定过电流下运行。”考虑到电容器组各相有正的容差，其配套断路器的额定电流应大于电容器

组额定电流的 1.35 倍。

第 4.6.3 条 本条规定是为了更合理地选择电容器投切装置。尤其在选择 330~500kV 变电所中装设的多组并联电容器投切装置时对本条规定应加以考虑。当总断路器因两相短路而跳闸时，其中有一相还要切除电容电流，因此，对整组断路器来说应具有切除全部电容器的能力。总断路器还应能开断回路的短路故障。

第 4.6.4 条 在电力系统中装有大容量并联电容器组时，可能改变了接入处电力系统的网络性质，因而，通常分析和计算电力系统短路的一些前提和方法有重新考虑的必要。当并联电容器组装置的母线及邻近的电源支路或厂用变压器支路发生短路时，电容器的端电压和网络短路电流的变化规律及其实用的工程计算方法，成都科技大学电力系统教研室进行了深入的理论研究工作，找出了在电力系统短路计算中是否需要计及电容器组的影响的判据，建立了有效值校正系数和冲击校正系数，将装有大量并联电容器组的短路计算问题转化成常规的短路计算问题。这些结论和计算方法经浙江省电力试验研究所系统试验站进行系统模拟试验证实。

第 4.6.5 条 主变压器三次侧断路器切母线或出口短路时，振荡频率较高，其值可按下式计算

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

由于系统和变压器容量很大，与电感 L 相应的恢复电压上升速率为

$$\frac{du}{dt} = \frac{2\sqrt{2}}{3} K_m K_1 U_e f_0 (V/\mu s)$$

式中 K_m ——振幅系数；

K_1 ——首相开断系数；

U_e ——额定电压。

由于系统和变压器容量很大，所以电感 L 很小，由于无出线，变压器和母线电容 C 也很小(对于电容器回路断路器当无其它电容器组投运时，在切除电容器出口短路时，情况也相同)，因此恢复电压的振荡频率 f_0 很大，恢复电压上升速率极高。按日本 500kV 变电所实测， f_0 约在 10~20kHz 之间，大大超过标准规定值，采用了大容量较高电压断口的断路器，或在回路中接入并联小电容的办法解决。我国东北地区辽宁省的辽阳 500kV 变电所中也采用了此方法。

第七节 熔断器

第 4.7.1 条 单台熔断器具有动作迅速、结构简单、价格低廉、减少断路器跳闸次数并保证无功功率的连续供应等优点，对于中性点不接地的单串联段星形电容器组，熔断器的开断电流仅为电容器额定电流的 3 倍，可选用尺寸小、重量轻和价格低廉的喷逐式高压熔断器。但目前国内喷逐式熔断器产品的性能尚不能完全满足要求，运行中尚有拒熔断或误熔断现象，应引起厂家的足够重视，尽快改进产品质量。

第 4.7.2 条 本条规定系根据《并联电容器单台保护用高压熔断器》标准制订。

第 4.7.3 条 高压熔断器与被保护的电容器工作在一个串联电路中，因此高压熔断器的额

定电流应与并联电容器的最大过电流允许值相配合。电容值具有最大正偏差时，其最大过电流允许值为额定电流的 1.43 倍。

目前国内各电容器专用熔断器制造厂虽然基本上符合《并联电容器单台保护用高压熔断器》标准，通过了试验，但是各制造厂提供的安秒特性只是熔断特性而不是开断特性，而且也未提出安秒特性曲线的上下包络线，即标准偏差值，根据低压熔丝试验情况可知，其误差高达±50%，国外也达 25%左右。高压熔断器的熔丝可能会好一些，但是总存在不小的分散性，同时各制造厂目前生产的喷逐式高压熔断器，由于小电流开断特性定得过于灵敏，以致误动率较高(各地都经常出现)，故本规定仍用 SDGJ14《导体和电器选择设计技术规定》中的规定，即熔断器熔体的额定电流可按电容器额定电流的 1.5~2.0 倍选择。

第 4.7.4 条 本条是根据 GB3983《并联电容器》的 A.9 条中要求“与这种熔断器保护的电容器相并联的电容器中贮存的总能量应少于熔断器能断开而不爆裂的限度”及第 5.1 条电容器应能在长期持续电压为 $1.1U_c$ 下运行的要求而制订的。

第 4.7.5 条 本条是按照保护单台电容器的外熔断器要求开断最小及最大容性电流范围而制订的。

第 4.7.6 条 根据运行单位多年统计表明，熔断器误熔断现象普遍存在。大容量电容器组中，熔断器数量较多，更应从设计上及制造技术上严格控制熔断器的制造质量，减少分散性，特此列入本条规定。

第八节 电容器放电装置

第 4.8.1 条 经计算表明，单相电压互感器可满足对放电装置的放电特性要求，而三相五柱式电压互感器，由于其一次侧中性点接地，在分闸后一次绕组各相电感与各相电容及母线对地电容，将构成高频振荡回路，电压互感器铁心中储存的电磁能量释放后产生振荡，将引起幅值很高的振荡过电压。据东北电管局介绍，电容器的对地电压最高达 5.3 倍额定相电压，断路器触头间的恢复电压达 5.8 倍额定相电压。因此，不应以三相五柱式电压互感器作为放电装置。

第 4.8.2 条 因为放电装置直接跨接于电容器组端子上，所以将承受与电容器组相同的工作电压。

第 4.8.3 条 手动投切的电容器组不需要在很短的时间间隔内开断和关合，所以只需从人身安全方面对放电装置放电特性提出要求。并联电容器的 IEC 标准，美国标准、日本标准、英国标准及苏联标准均为 5min 内将电容器上剩余电压自电容器额定电压峰值降至 50V。我国国家标准《并联电容器》规定“与电容器直接连接的放电装置应能使电容器上的剩余电压在 10min 内自 $2U_c$ (U_c 系指额定电压) 降至 75V 以下”。以上均系对电容器的内附放电电阻的要求。安装在变电所内的单组容量为 2000kvar 及以上的电容器组一般均单独装设放电装置，因为电容器内附放电电阻后不仅占了箱内容积，增加了损耗，使温升提高，而且往往电阻的热容量不易满足要求，易于损坏而又不易被发现，所以一般只在单台容量较大的(例如 100kvar 以上)电容器才内附放电电阻。

同时，GB3983《并联电容器》A.10 条还规定“虽然已有放电装置，在人接触电容器组的带电部分之前，仍应把电容器端子或母线短接起来并且接地。”因此，手动投切的电容器组的外接放电装置只须与内附放电电阻的要求一致，就能确保人身安全。

上述国标附录还规定：“当电容器可能在很短的时间间隔内开断和关合时，电容器组的设计应使开合时间间隔和放电装置的放电效能相配合，使电容器在再次接上电压时，其端子上的电压不高于额定电压有效值的 10%。”因此，本条第二款对有自动投切的电容器组的放电装置，应能使电容器组自额定电压峰值降至 0.1 倍电容器组额定电压及以下，以便使额定电压再次加上时，电容器组上的电压亦不致超过 1.1 倍额定电压。放电时间规定为 5s 是考虑到自动投切的电容器装置从开断到再关合的时间一般大于 5s。

经上述分析表明：若能满足上述放电特性要求，同时也可满足人身安全方面的要求。

第 4.8.4 条 放电装置的额定容量是从其线圈的热稳定要求提出来的。当放电装置兼作继电保护装置电源的检测装置时应带二次线圈，以节省一组保护用电压互感器，其电压变比误差应小于 $\pm 1\%$ ，以满足继电保护装置要求。

第 4.8.5 条 根据第 3.2.13 条的要求，放电装置的三相及中性点宜与电容器组直接连接。为满足此要求，放电装置的中性点应有套管引出，并为全绝缘。

第九节 避雷器

第 4.9.1 条 避雷器额定电压应大于其安装点出现的最大暂时过电压。对于中性点不接地系统，允许单相接地故障 2h，故最大暂时过电压为系统发生单相接地故障时健全相的电压升高。

表 3.2.10-1 中方案 1~4 的保护接线中避雷器正常时承受相电压，当系统发生单相接地时，健全相避雷器承受线电压。方案 5~6 中正常时电容器中性点电压接近零，避雷器不承受电压；系统发生单相接地时，中性点电压升到相电压，避雷器承受相电压。表 3.2.10-2 方案 1~3 中并于电容器极间的避雷器，正常时承受相电压，系统发生单相接地时，健全相承受线电压。

从保护电容器组的金属氧化物避雷器运行情况来看，金属氧化物避雷器损坏的一个主要原因是其额定电压选取不当。在保证绝缘配合的前提下应将避雷器的额定电压选得高些，从而提高避雷器的通流能力。具体对额定电压参数的选取可参照 SD177 《3~500kV 交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》中建议的数值，见表 4.9.1。

第 4.9.2 条 避雷器的吸收能量，一般应通过计算或试验确定，对保护单相重燃过电压的金属氧化物避雷器，应考虑带故障单相重燃的情况，其原因如下：

(1)带故障单相重燃时避雷器的吸收能量远大于无故障单相重燃时避雷器的吸收能量，以带故障单相重燃为校验条件对避雷器要求更高，有利于安全运行。

(2)因中性点不接地系统允许单相接地故障 2h，在此期间内，断路器的投切是难以避免的。

(3)用 EMTP 进行的计算分析表明：对 35kV 等级的电容器组，当电容量为 208 μF 时，避雷器的吸收能量可达 500kJ，对金属氧化物避雷器允许吸收能量假定为 13kJ/kV，对 35kV 级的避雷器其允许吸收能量约为 585kJ，大于 500kJ，所以按带故障单相重燃来校验避雷器的通流容量是可行的。

表 4.9.1 金属氧化物避雷器电参数表

系统额定电压 (有效值) (kV)	避雷器额定电压 (有效值)	避雷器最大残压(峰值) (kV)
----------------------	------------------	---------------------

	(kV)	雷电冲击电流 (8/20 μ s, 5kA)	操作冲击电流 (1000A)
3	4.2	13	9
6	8.4	26	18
10	14.0	44	30
35	45.1	140	96
63	75.9	234	162

当没有条件进行计算机计算或试验时，可参照下列经验公式计算：

(1)对于主要用来限制带故障单相重燃过电压的接于相一地之间的避雷器，其最大吸收能量为

$$W = 52.22 \left(\frac{U_m}{U_r} - 0.26 \right) \left[1 + 3.6 \left(\frac{X_L}{X_C} - 0.06 \right) \right] C^{0.643} U_m^2$$

式中 W ——避雷器的吸收能量(J)；

U_m ——电源母线最高工作电压(峰值，kV)；

U_r ——避雷器的参考电压(kV)；

X_L ——限流电抗器的电抗(Ω)；

X_C ——电容器组的电抗(Ω)；

C ——电容器组的电容量(μ F)。

(2)对于主要用来限制带故障单相重燃过电压的接于中性点一地之间的避雷器，其最大吸收能量为

$$W = 21.73 \left(\frac{U_m}{U_r} - 0.3 \right) \left[1 + 2.024 \left(\frac{X_L}{X_C} - 0.06 \right) \right] C^{0.73} U_m^2$$

式中各符号意义同上。

(3)对于用来限制两相重燃过电压的直接接于电容器两端的避雷器，其最大吸收能量为

$$W = 4.31(H - 0.2) \left[1 - 2.61 \left(\frac{X_L}{X_C} - 0.06 \right) \right] C U_m^2$$

式中 H ——避雷器的荷电率；

其余符号意义同上。

第十节 静止补偿装置

第 4.10.1 条 静止补偿装置是一个包括了多种电气和电子设备及其辅助设施的成套装置，一般包括：电抗器组、电容器组、中间变压器、晶闸管阀、冷却系统、控制调节器、辅

助电源等。任何一个组成部件出现问题都会直接影响到静止补偿装置甚至整个变电所的运行可靠性。因此，各部件以及部件之间的电气和机械连接性能都应安全可靠。

目前国内外还未见有专门的关于静止补偿装置的设计规定。1985 年国际大电网会议第 38—01 工作组对静止补偿装置做了专题论述，指出：组成静止补偿装置的各部件应按照各自的国家和国际标准设计。我国现仅有凤凰山、株洲、江门、郑州和沈阳等 5 个 500kV 变电所中装有静止补偿装置，且均为国外引进，运行经验也不多，要对静止补偿装置的设计做出全面正确的规定目前还不具备条件，但考虑到本技术规定在内容上的完整性，需要包括有关静止补偿装置的设计要求。因此，根据我国实际情况，本节以及其它章节中关于静止补偿装置的设计要求均为较原则性且较成熟的内容，待今后设计和运行经验丰富时再不断完善。

第 4.10.2 条 静止补偿装置中相控电抗器在正常运行时，除回路接线所决定的特征谐波以外，还有由于以下主要原因产生的非特征谐波：

- (1)相控电抗器各相参数不相等；
- (2)变压器各相参数不相等；
- (3)晶闸管阀三相之间的触发脉冲不平衡；
- (4)电源电压三相不平衡；
- (5)每相晶闸管阀正负半周的触发脉冲不对称。

这些特征和非特征谐波量将引起系统中各点电压的畸变，对电力设备产生不利影响。随着系统和静止补偿装置的运行方式不同，产生的特征和非特征谐波量将有所变化。因此在设计静止补偿装置时，将对各种情况下的谐波特性进行计算分析，以便采取措施，保证在最严重运行情况下，谐波指标满足谐波规定的要求。满足谐波规定的重要措施之一，就是采用优化设计的谐波滤波器。

目前我国电力系统频率基本上都不低于 49Hz，因此在设计谐波滤波器时，其允许频率变化范围不应选得过大，以避免增加谐波滤波器的容量及投资。但当系统在异常或事故时，频率将可能短时超出允许变化范围，这样注入系统的谐波电流或各点电压畸变可能会超出谐波规定的要求。

第 4.10.3 条 根据 IEC Publ v871-1 《额定电压 660V 以上交流电力系统用并联电 容器》中有关规定，电容器的额定电压应不低于该电容器所投入电网的最高运行电压，且要计入电容器本身的影响。谐波电流流经电容器回路中串联感性元件时，使电容器端子上电压增长到高于电网的运行电压，也需要对电容器的额定电压作相应增加。因此在确定滤波电容器额定电压时，应考虑下列主要因素：

- (1)串联电抗器引起的滤波电容器电压升高；
- (2)电容器装置接入点的电网最高运行电压；
- (3)谐波引起的电容器电压升高。

电容器的额定电压可参照下式选择

$$U_{Ce} = \frac{n^2}{n^2 - 1} \left(1 + \frac{I_n}{nI_1} \right) U_s$$

式中 U_{Ce} ——电容器额定电压；

n ——谐波次数；

I_n —— n 次谐波电流；

I_1 ——基波电流；

U_s ——电容器装置接入点的系统最高运行电压。

因电容器的输出容量与其电压的平方成正比，所以在实际工程中选取电容器装置的额定电压时应避免安全裕度过大，使输出容量降低。

第 4.10.4 条 参考第 4.2.3 条编制说明。

我国能源部标准《高压交流滤波电容器技术条件》中规定：“滤波电容器应能在有效值为 $1.3I_c$ 的稳定过电流下运行，这种过电流是由于过电压和谐波共同引起的，对于电容值具有最大正偏差的电容器，这种过电流允许达到约 $1.43I_c$ ”。

IEC Publ 871—1《额定电压 660V 以上交流电力系统用并联电容器》中规定：“对于滤波电容器，最大允许电流应由制造厂和购买方协商确定”。

为保证谐波滤波器装置安全可靠运行，该装置中其它电器的稳态过电流允许值(即最大允许电流)不应小于滤波电容器的稳态过电流允许值。

第 4.10.5 条 晶闸管元件是静止补偿装置中最重要的元件之一，在实际工程中出现故障的几率也较大。因此合理地选择晶闸管元件使其静态特性和动态特性满足运行要求是十分重要的。晶闸管元件的静态特性和动态特性中主要参数是：反向重复峰值电压和断态重复峰值电压、门极触发电压和门极触发电流、通态电流临界上升率和断态电压临界上升率。

反向重复峰值电压和断态重复峰值电压是决定晶闸管阀额定电压的主要因素之一，原则上应尽量选得大些，这样在确定晶闸管阀的额定电压时可减少晶闸管阀的串联数，以提高晶闸管装置的运行可靠性，缩小晶闸管装置的体积。目前我国西安电力整流器厂生产的晶闸管阀最大反向重复峰值电压和断态重复峰值电压可达 2500V。

门极触发电压和门极触发电流是衡量晶闸管元件门极性能好坏的重要参数，直接关系到晶闸管元件工作的稳定性和可靠性，这两个参数太大可能导致晶闸管元件触发困难，太小又容易受到干扰而造成误触发。根据我国一机部 1975 年标准和目前工程实际应用情况及制造水平，门极触发电压一般可在 2~5V，使门极触发电流保持在 400mA 左右。

每个晶闸管元件都有一个电流上升率 $\frac{di}{dt}$ 和电压上升率 $\frac{du}{dt}$ 的承受能力问题。 $\frac{du}{dt}$ 太大会使晶闸管元件误开通；而 $\frac{di}{dt}$ 太大会造成局部开通区域的强烈发热，导致晶闸管元件永久性损坏或烧毁。在实际应用中，一方面要保证 $\frac{du}{dt}$ 和 $\frac{di}{dt}$ 在晶闸管元件允许的范围内，另一方面应尽量选用有较高 $\frac{di}{dt}$ 和 $\frac{du}{dt}$ 允许值的晶闸管元件。从我国目前引进的静止补偿装置来看，其晶闸管元件允许的 $\frac{du}{dt}$ 和 $\frac{di}{dt}$ 分别为 500V/ μ s 和 100A/ μ s(AESA 产品)。凤凰山变电所运行情况表明，除 TSC 的晶闸管元件有过几次因误触发导致 $\frac{di}{dt}$ 过大而被损坏外，基本上能满足要

求。我国西安电力整流器厂生产的晶闸管元件，其 $\frac{du}{dt}$ 和 $\frac{di}{dt}$ 允许值已达到 $1000\text{V}/\mu\text{s}$ 和 $100\text{A}/\mu\text{s}$ ，并已用于实际工程。故本条规定了晶闸管元件的电流上升率不宜小于 $100\text{A}/\mu\text{s}$ ，电压上升率不宜小于 $500\text{V}/\mu\text{s}$ 。

第 4.10.6 条 晶闸管阀是由多只晶闸管元件串联组成，晶闸管元件的额定电压选取实质上就是确定晶闸管阀的绝缘水平，正确的选取对安全经济有很大关系。在选取晶闸管元件额定电压时主要考虑下列因素：

- (1)晶闸管元件在运行中的最大过电压倍数；
- (2)晶闸管元件之间的均压系数；
- (3)换相过程中因振荡导致元件端电压升高，需计及过冲系数；
- (4)考虑在运行时，由于事故或维修等因素允许一定数量的晶闸管元件退出运行，即取一定的安全备用裕量。

TCR 可参照下式进行计算并选取晶闸管元件的额定电压

$$U_e = \frac{\sqrt{2}U_s K_1 K_2 K_3}{K_4 N}$$

式中 U_e ——晶闸管元件的额定电压；

U_s ——晶闸管元件接入点的系统额定电压；

K_1 ——最大过电压倍数；

K_2 ——过冲系数，一般取 1.35 左右，当阻尼参数选择合适时，可降到 1.25；

K_3 ——均压系数，通常取 1.1~1.15；

K_4 ——安全备用裕量，可取 0.9；

N ——晶闸管元件串联数。

第 4.10.7 条 晶闸管元件主要有三种触发方式：电磁触发、电光电触发和光触发。电磁触发是最早应用的触发方式，其特点是价格便宜，触发原理简单，特别是在容量不大的静止补偿装置中采用有一定优越性；电光电触发目前在静止补偿装置中日趋广泛应用，该方式具有良好的电位隔离作用和抗干扰能力；光触发是近几年新研制的一种触发方式，可靠性很高，但技术难度大，从经济上看目前难以推广应用。三种触发方式中，电光电触发具有明显的优点和可行性，我国江门和株洲 500kV 变电所引进的静止补偿装置其触发方式即为电光电触发，已有一定的运行经验。西安电力整流器厂也于 1983 年引进了 BBC 公司的电光电触发制作技术，并用于大冶钢厂的静止补偿工程。综合其先进性和可行性，故在本条中推荐采用电光电触发。

第 4.10.8 条 晶闸管元件的冷却方式较多，但主要有以下几种：水冷、油冷、风冷及乙二醇冷等。水、油和空气的热交换系数之比为 100：10：1，水和油的热容量远比空气大，所以采用液体冷却可大大改善冷却效果。风冷的特点是空气流量的控制简单，易于维护、修理和更换，但体积和重量较大，且噪音对周围环境干扰严重，一般用于小容量的晶闸管装置。油冷与风冷相比能提高运行可靠性、噪音小，但油有燃点低、易老化、不干净等缺点，在静止补偿装置中极少采用。乙二醇低温性能好，且具有绝缘特性，缺点是价格贵。水冷是在风

冷和油冷基础上发展起来的，水冷具有良好的冷却特性，噪音小，无污染，特别是对大容量的晶闸管装置更具有优越性，目前国外普遍采用水冷方式。我国引进的 5 套静止补偿装置也均采用水冷。西安电力整流器厂 1983 年引进了 BBC 公司的水冷系统制造技术，并已有投入运行的水冷设备，故本条推荐采用水冷方式。

冷却系统是保证晶闸管装置可靠运行的重要设备，运行中出现故障的几率也较大。如凤凰山 500kV 变电所的静止补偿装置中，水冷系统从 1982 年元月至 1985 年 12 月 4 年的运行期间的故障率占静止补偿装置总故障的 33%，达 48 次。主要存在两方面问题：一是冷却水的水质问题，水质不好易造成冷却效率下降，使晶闸管装置无法运行；二是在夏季高温季节，由于运行方式的变化使冷却容量加大，造成回水温度过高引起跳闸。在设计冷却系统时应注意各方面可能出现的问题，以保证晶闸管装置正常运行。

考虑到冷却系统对整个静止补偿装置运行的重要性，根据国内外工程的实际经验，因此本条中规定冷却系统用的水泵、风扇和电动机有 100% 的备用。

第 4.10.9 条 损耗特性是静止补偿装置的重要特性之一，运行时损耗的费用对静止补偿装置的总费用有很大影响。可通过损耗曲线来进行损耗估价。

静止补偿装置的损耗应包括下列设备的损耗：晶闸管装置、变压器、电抗器组、电容器组、冷却系统及其它辅助设备。

第十一节 导体及其它

第 4.11.1 条 单台电容器至母线或熔断器的连接线的长期允许电流，应与单台电容器的持续工作电流相一致。国家标准《并联电容器》第 5.3 条规定：“电容器应能在有效值为 $1.30I_e$ 的稳定过电流下运行。这种过电流是过电压和高次谐波造成的。对于电容具有最大正偏差的电容器，这个过电流允许达到 $1.43I_e$ ”。因此，单台电容器至母线或熔断器的连接线的长期允许电流，不应小于 1.43 倍单台电容器的额定电流，以满足具有最大正容差的电容器的运行要求。按上述条件选出的连接线，尚应满足正常运行及事故情况下的机械强度要求。

第 4.11.2 条 本条根据 SDJ25《并联电容器装置设计技术规程》第 3.1.3 条制定。近年来在 500kV 变电所的并联电容器装置设计中也均满足此条要求。

第 4.11.3 条 为保证相控电抗器回路和滤波器回路安全可靠运行，回路连接线的长期允许电流不应小于该回路最大允许稳态过电流。

相控电抗器和滤波器回路正常运行时有谐波分量，当某次谐波电流的频率接近导体的固有振动频率时，会引起导体强烈的机械振动，在设计中应予以避免，使导体的机械强度满足运行要求。

第 4.11.4 条 本条规定的目的在于防止双星形电容器组的中性线电流互感器发生事故。据调查，各地曾发生多起双星形电容器组的中性线电流互感器爆裂事故，如侯家庙变电所和天津的武清变电所就发生过这类事故。事故分析说明，这类事故主要是由于高频涌流引起的过电压，使互感器绕组匝间绝缘击穿而造成的。为了防止此类事故，张家口供电局在侯家庙变电所的电容器组上，曾采取了电流互感器上装低压避雷器的措施，但发生了低压避雷器和电流互感器同时爆炸的事故。沈阳供电局提出，在双星形中性线电流互感器的二次侧并接低压非线性电阻或氧化锌压敏电阻，但尚缺少这方面的运行经验。目前厂家已生产出匝间绝缘加强型电流互感器，可供选用。此外，天津电力局提出：“在满足保护整定值的前提下，中厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

性线电流互感器的变比尽可能选得大些，以便减少绕组匝间击穿的可能性”。此办法也可供设计时考虑。

第五章 安装与布置

第一节 一般规定

第 5.1.1 条 无功补偿装置及其配电装置的带电距离应满足 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》的要求。

第二节 并联电容器组的安装与布置

第 5.2.1 条 电容器装置有户外、半露天及户内三种布置型式。我国幅员广阔，自然条件相差悬殊，究竟采用那一种布置型式好，各地的实践经验和看法不一致，难于作出统一规定，有部分单位要求把这一条写灵活些，希望能根据各地特点自行选择布置型式。

电容器在户外露天安装，土建工作量小，工期可缩短，安装费用省，特别是通风散热条件好，风和雨水可对电容器进行自然清洗。这种布置的缺点是受天气和环境污染的影响大。前几年曾统计过，户外电容器组的夏季损坏率高，尤以酷暑天暴雨期为甚，究其原因主要是电容器质量的问题造成的。近几年随着电容器产品质量的提高，安装在户外的电容器组，年损坏率大大下降。

户内布置的电容器组，不受天气和环境污染的影响，防止鸟害和小动物侵袭的效果好。其主要缺点是土建投资大，安装费用高，工期长，设有机械通风的户内电容器组还会增加运行费用。

半户外布置的电容器组，运行条件比户外好一些，在总投资和工期上优于户内布置，通风散热条件好，同时又能防止太阳直晒，但是失去了雨水自然清洗的条件，干燥地区容易积灰，石棉瓦棚易破裂漏雨，由于遮阳棚的强度不高，被大风吹掉棚顶的事故曾有发生。

鉴于上述情况，各地的看法和规定是不同的。东北电管局规定：“变电所应尽可能采用适于户外安装的电容器，在露天安装。但如受设备条件限制和周围环境有困难时，如高寒地带、污秽地区等可装在户内，或在露天搭凉棚”。华北地区担心电容器装在户外会缩短使用寿命，北京南苑变电所和保定的高碑店变电所两个大型电容器组，都采用半户外布置，山西也有几组半户外布置的电容器组。总之，华北地区是采用半户外布置比较多的地区，运行情况都比较好。天津市电力局规定：“变电所电容器组一般选用户内型电容器，安装在电容器室内。环境条件较好或受客观条件限制时，亦可选用户外型电容器，采用完全露天安装方式”。

湖南省鉴于电容器安装在户外造成大量损坏的教训，已全部拆除户外电容器组，改为户内布置，特别注意了通风散热问题，适当加大房屋的空间和电容器的间距，获得了良好的运行效果。因此，湖南省电力局认为，根据该地区气候特点，不宜采用户外布置型式。广州供电局根据本地区运行经验认为，湿热气候，多暴雨地区不适宜采用户外布置。上海供电局认为，如变电所只装一组电容器，还是装户内好。城郊临近居民区的变电所，宜采用户内布置，这样有利于防止乱丢东西和小动物形成的事故，对泄漏比距不够的电容器，还可减少污闪事故。

综合各地的意见，在严寒、亚热带暴风雨较多的地区，潮湿及污秽的环境宜采用户内布置；黄河流域多风沙地区不宜采用半露天布置；高海拔地区过去以户内布置为主，若要采用户外及半露天布置需要试点及总结经验；气候条件较好的地区应优先采用户外及半露天布置

型式。根据国产电容器产品质量不断提高的情况，应逐步推广户外布置型式。

第 5.2.2 条 设计电容器组的构架时，应考虑以下几点要求：

(1)给维护、更换设备创造条件。构架设计要便于巡视设备的运行状况和停电后的检查、清扫工作，以及设备损坏后的更换工作。调查时有的运行人员反映，放置电容器的构架设计未考虑维护条件，构架上没有站脚的地方，更换上层电容器、换熔丝及清扫工作均感不便。特别是在设计有外绝缘台的多层构架时应该注意这个问题。

(2)节约占地。为了节约占地，电容器应采用在构架上分层布置方式。一般总层数不超过三层，超过三层将给设计、安装、运行带来困难。通常每层放置的电容器不超过两排，因为超过两排后，中间一排电容器的维护更换很不方便，散热条件也差。究竟多大的单台容量可以采用三层布置，这要根据构架高度和检修更换设备的措施来确定。一般来说，采用立放的电容器单台容量超过 100kvar 时，不宜超过两层布置，因为若构架高了，上层电容器的运行状况巡视时看不清，但制造厂设计为横放的电容器，仍可采用三层布置。构架设计既要考虑到节约占地，更要考虑给运行创造方便条件。

(3)利于通风散热。据调查，有少数单位怕上层电容器漏油时滴到下层电容器上，在层间加了隔板，认为这样还可防止电容器爆裂时损坏相邻层电容器。这是不适宜的。因为隔板阻碍空气流通，不利于散热。同样电容器四周也不应设置隔板，如有的厂家生产的成套装置，采用柜式结构，影响通风散热。所以本条规定：“四周及层间不应设置隔板，以利通风散热”。

第 5.2.3 条 本条规定是为尽量缩小电容器爆炸起火，致使整相或整组电容器烧毁事故的波及范围而制订的。由下列的调查概况表明，大容量并联电容器组采取分相布置是十分必要的。

近几年来，大容量电容器每年发生多起油箱爆炸起火，使整组电容器烧毁事故。从表 5.2.3-1 和表 5.2.3-2 可见，近年来发生在 220kV 变电所内的电容器爆炸事故比较严重，仅就东北地区连续 9 年统计来看，电容器爆炸及鼓肚的损坏数平均占整个电容器损坏数的 35.39%。从表 5.2.3-1 和表 5.2.3-2 中分析，发生这类事故的电容器组，配套设备均较齐全，其中除了武汉地区凤凰山 500kV 变电所中发生爆炸故障的电容器回路，仅有内熔丝保护 (ASEA 产品)，未装专用外熔断器外，其它变电所中均装有单台电容器的外熔断器保护，即使这样，仍然发生电容器鼓肚及爆炸事故。这证明单台电容器的外部专用喷逐式熔断器没有起到应有的保护作用，迫切需要制造厂提供性能过关的此种熔断器。综上所述，电容器组宜采取分相布置。

第 5.2.4 条 本条对电容器安装的几个主要尺寸作了具体规定，现说明如下：

(1)电容器间距。GB3983《并联电容器》A3.1 条中规定：“为了通风良好，应在电容器之间留出适当的空隙。在没有制造厂提供的数据时，间隙可取 100mm”。电容器内部介质损耗产生的热量，将主要依靠对流来散发。电容器发热功率的大小是随单台容量增大而增加。因此，不同容量的电容器在构架上放置时，彼此间距取多大合适，严格地讲，应通过温升试验来确定。从表 5.2.4 所示的一个温升试验结果可以看出电容器间距对温升的影响。

表中百分比数据的基准是以一台单独运行的电容器稳定温升为 100%。试验条件是在电容器四周放薄铁板。从表中可以看出，下层电容器温升较上层低，如果是装在户外的电容器组，各层的温升差别就没有这样大了。还可看出，电容器间距愈大，温升愈低，当间距超过

100mm 后，下层温升与一台单独运行的电容器已比较接近。因此，如制造厂未提供数据，则电容器的安装间距不应小于 100mm，单台容量大的电容器宜适当加大间距。

表 5.2.3-1 近年来大容量并联电容器爆炸事故典型实例概况表

序号	电业局、变电所名称	爆炸时间	电压等级单组容量	爆炸台数	事故概况	备注
1	沈阳电业局浑河 220kV 一次变电所	1989. 7. 11	66kV 30Mvar	日新产 334kvar 1 台	在正常运行时, 1 台电容器爆炸, 上盖鼓开, 熔丝及套管炸碎, 故障相熔丝全部爆断, 保护电流互感器内部故障喷油, 另一相电容器套管闪络	事故起因: 电器绝缘劣化, 熔断器性能不良, 事故扩大
2	东北辽阳电业局耿家 220kV 一次变电所	1986. 11	66kV 20Mvar	西安产 100kvar 1 台	电容器组投入 3h 后, 1 台电容器绝缘击穿套管炸坏, 熔丝全部爆断, 桥差电流互感器炸坏	
3	东北营口电业局盘山 220kV 一次变电所	1988. 6	66kV 20Mvar	日新产 334kvar 1 台	1 台电容器爆炸, 上盖鼓开起火, 邻近两台电容器套管烧坏, 熔断器炸碎, 熔丝群爆	
4	东北丹东电业局丹东 220kV 一次变电所	1988. 7	66kV 30Mvar	上海全膜 334kvar 1 台	1 台电容器上盖鼓开, 邻近 1 台套管烧坏, 熔丝全部群爆, 桥差电流互感器内保护避雷器烧坏	事故起因: 电容器内部元件焊接不良
5	东北营口电业局大石桥 220kV 一次变电所	1988. 11	66kV 20Mvar	桂林产 334kvar 1 台	1 台电容器爆炸, 箱底炸开, 套管烧坏, 熔丝全部爆断, 桥差电流互感器内保护避雷器炸坏	事故起因: 电容器绝缘劣化, 熔断器性能不良

6	黑龙江电管局大庆电业局让胡路220kV一次变电所	近年	66kV	日新产334kvar 2台爆炸、12台损坏	2台电容器正常运行时爆炸	事故起因：设计场强偏高，未用铝箔折边术，套管爬距小，熔断器性能差
7	辽宁省锦西电业局锦西220kV一次变电所	近年	66kV	日新产334kvar 2台	绝缘击穿鼓肚	
8	大连电业局岔山220kV一次变电所	近年	66kV	日新产334kvar 1台		
9	四川德阳供电局德阳变电所	1988.5.26	10kV	联邦德国生产334kvar 4台	在电容器组合闸时，发生4台334kvar电容器爆炸，母线电压互感器前熔丝熔断	事故原因：由于真空断路器合闸弹跳过电压引起，熔断器性能不良
10	武汉供电局凤凰山500kV变电所静止补偿器中的并联电容器组CA相	1988.10.16	8kV	ASEA产品334kvar 120台(只有内熔丝保护)	由于晶闸管误触发导通，产生过电压，将2台电容器全击穿爆裂，进一步引起120台全部爆裂烧毁，串联电抗器烧坏，平衡保护电流互感器瓷套粉碎性爆炸	事故原因：过电压使电容器全击穿，无外熔断器保护
11	鞍山电业局王石500kV变电所	1989年	66kV 30Mvar	西安电容器厂生产334kvar 1台	试投时1台334kvar电容器爆炸	

表 5.2.3-2 1980~1988 年并联电容器鼓肚、爆炸统计表

(东北地区)

统计 数字 年份	故障种类			(1) + (2) + (3) (%)
	(1) 油箱爆炸 (台)	(2) 油箱变形鼓肚 (台)	(3) 漏油、绝缘不良、 套管闪络及其它 (台)	
1980	35	397	475	47.63
1981	4	151	253	38
1982	8	130	597	18.8
1983	22	235	325	44.16
1984	1	123	157	44.13
1985	4	118	98	55.46
1986	4	46	149	25.13
1987	1	47	114	29.63
1988	2	13	87	15.14
9年平均				35.39

表 5.2.4 电容器安装间距对其温升的影响

电容器间距 (mm)	电容器油箱壁温升的百分比 (%)		
	下层	中层	上层
12.7	191	216	233
25	161	181	198
50	136	155	170
100	123	140	153
200	118	135	148

(2)排间距离。电容器在构架上作双排布置时，两排电容器之间也应留出一定距离，以利于通风散热、方便电容器的维护和更换。据调查，各地成双列布置的 10kV 电容器装置，排间距离不小于 200mm。天津电力局规定：“排间距离不小于 200mm”。本规定对排间距离的规定最小也是 200mm。

(3)电容器底部距地面距离。为了通风冷却，安装时不能把电容器直接放在地面上。此外放在地面上也容易造成电容器底部锈蚀。为了防止积雪及下雨时泥水溅到电容器上，户外布置的电容器底部距地应比户内布置的高一些，这样做对防止爬行小动物爬上电容器也是有利的。据调查，各地的电容器装置的电容器底部距地面：户内装置多为 300mm、户外装置多为 400mm。本条规定的是最小尺寸，户内装置为 200mm、户外装置为 300mm。

(4)装置顶部距屋顶净距。户内或半露天安装的电容器组，电容器对屋顶须保持一定距离，因为电容器上方通常有母线，母线又有支柱绝缘子正装及倒装两种固定方式，所以本条

规定用了装置顶部至屋顶的净距这个名称。由于热空气是向上流动的，所以这个距离要取大一点，以利于空气的对流和散热，从而降低上层电容器的温升。清扫和更换上层电容器时，检修人员通常站在放置电容器的层面上，电容器的高度加上电容器到装置顶部的距离，再加1m，其总高度应保证检修人员站立时，头不致碰到屋顶。对于设计为横放的电容器，也应满足上述要求。电容器的安装尺寸如图 5.2.4 所示。

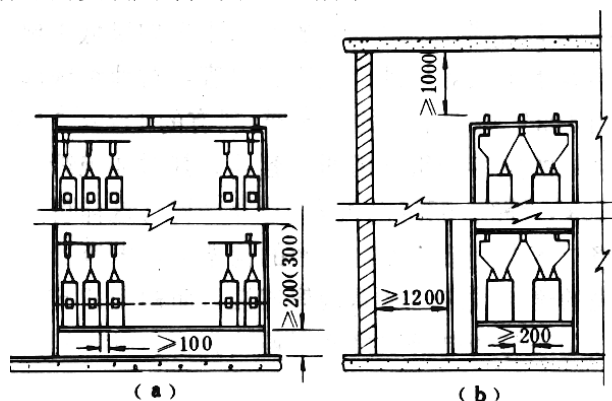


图 5.2.4 电容器的安装示意图(括号中数值适用于室外布置)

用三层及以上构架安装的户外电容器组总高度较高，宜选用横放结构的电容器，并采用横放安装方式，以降低构架高度，提高构架本体的抗地震性能及便于安装、维护、检修单台电容器。华北地区的房山变电所即采用此种方式。

第 5.2.5 条 半露天布置的电容器装置运行条件毕竟不如屋内电容器装置优越。遮阳棚内的电容器和配套的电气设备，可能受到雨雪、灰尘的侵袭，应选用户外型电容器以满足泄漏比距的要求，安装布置的电气距离应采用户外装置的尺寸，以满足运行条件的要求。

第 5.2.6 条 目前全国各地运行的电容器装置设置的通道，可分为两种：一种是正常运行时巡视用的主通道，为和 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》统一名称，定名为维护通道；另一种是正常运行时不能进入(走道与电容器间无安全隔离措施)的走道，停电后打开网门或遮栏才能进入，进行检修和更换设备的工作，这种走道在 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》中无相应的名称，参照各地的习惯叫法，本规定称为检修走道。如在电容器四周都设维护通道，将会多占地，因此，一般只在电容器构架的一侧设置维护通道，构架另一侧与墙或相邻构架之间设置比维护通道稍窄的检修走道。从各地的调查情况看，屋内布置的电容器组，只有一排电容器构架时，构架一侧与墙间设维护通道，另一侧与墙间设检修走道。有两排构架时，通道设置有两种情况：在两排构架之间设维护通道，构架与墙间设检修走道；构架与墙间设维护通道，构架之间设检修走道。第二种情况比第一种情况占地稍多一点。以上均为每层构架放置两排电容器的情况。当每层构架只放一排电容器时，构架的一侧可以靠墙布置，巡视、检修及更换设备均在另一侧的维护通道中进行。通道及走道设置如图 5.2.6-1 及图 5.2.6-2 所示。维护通道宽度应使运行人员巡视时，易于观察设备运行状况(如熔断器是否熔断，电容器是否渗、漏油及鼓肚等)，因此，多层布置构架较高时，维护通道应适当加宽。

本条规定的维护通道及检修走道宽度，系根据各地区的规定和工程中采用值定出来的。例如：广州供电局规定维护通道为 1.5m，武汉供电局规定 1.5~ 2m，天津电力局和大连电业局规定为不小于 1.2m。工程中采用情况是：天津陈塘庄变电所是 1.6m，张家口地区的

侯家庙变电所为 1.8m，上海太和变电所为 1.3m，吉林省的公主岭变电所为 2m，苏州的平门变电所为 1.5m，广州供电局典型设计图中的维护通道为 1.5m。检修走道的宽度，各地的 10kV 电容器装置一般为 1m，少数不足 1m。

据调查，有部分 3 层布置的构架，为了维护和更换上层设备方便，在构架一侧的中间部位，用钢筋焊制一个简易走道，宽度约为 300mm，广州供电局把它叫上层维护走道。6~10kV 电容器装置构架是否需要设置上层维护走道，不作统一规定。35kV 以上电容器装置的绝缘构架应考虑维护及更换设备的措施，如选用检修工具或设置爬梯等。

维护通道与电容器间应设置网状遮栏，其高度按《高压配电装置设计技术规程》规定不低于 1.7m。

第 5.2.7 条 GB3983《并联电容器》A11 条中规定：“电容器的绝缘水平应按接入系统的绝缘水平来选择。电容器的绝缘水平如果低于电力系统的绝缘水平，则应采用与该电力系统的绝缘水平相等的外部绝缘将电容器对地绝缘起来”。例如，接入 10kV 系统的电容器组，应选用 10kV 绝缘水平的电容器。现有的 $11/\sqrt{3}$ kV 的电容器，就是供 10kV 系统采用不接地星形接线的电容器组选用的电容器，其对地绝缘为 10kV 等级，额定电压为 $11/\sqrt{3}$ kV。这样可以将电容器直接装设在接地的构架上，电容器外壳的连接线应与金属构架连接，而构架的接地线还应与变电所主接地网连接。

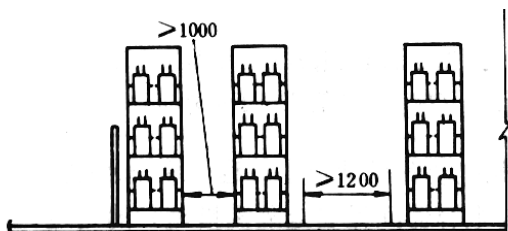


图 5.2.6-1 屋外电容器组通道(走道)设置示意图

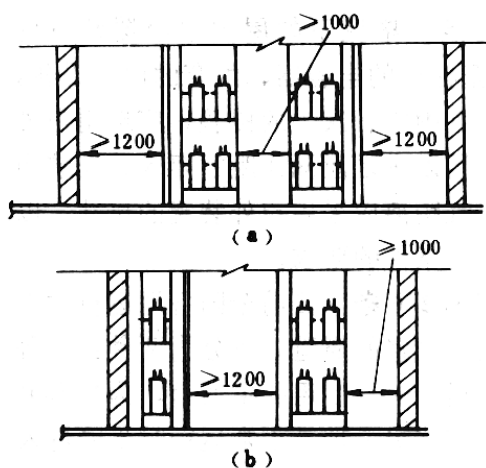


图 5.2.6-2 屋内电容器组通道(走道)设置示意图

IEC《电力电容器》第 23 条(b)中规定：单元的绝缘水平低于组套的绝缘水平(通常采用的串联单元的情况就是这样)时，对于单元就需要另外绝缘。如果单元与外绝缘上的电压分

布是不确定的，则外绝缘应符合组套的全绝缘水平。

对于 35、63kV 的电容器组，因无 35、63kV 对地绝缘的电容器产品，需要采用两段串联的连接方式，这样就必须将电容器安装在绝缘台上，外绝缘台的水平不应低于电容器组的额定电压。35、63kV 电容器组的绝缘构架应分相设置的目的在于限制由于绝缘台架发生绝缘损坏的事故范围。

按 IEC《电力电容器》第二节安全要求中第五条规定：“必须把电容器的金属外壳作可靠的连接，以使外壳的电位固定”，装在绝缘构架上的电容器，其外壳也应彼此可靠地连接起来。应当指出，绝缘构架上安装的电容器，外壳也具有一定电位，正常运行时，人不能接触，安装时可以注明带电标记，以示警戒。

第 5.2.8 条 本条明确提出电容器装置应有防止小动物进入的措施。据调查，小动物进入电容器装置造成的短路事故，各地都有发生。例如：黄鼠狼进入旅顺变电所电容器组，引起断路器跳闸。牡丹江牡北一次变电所和北京城子变电所发生过野猫进入电容器组，形成的短路事故。武汉供电局的乌龙泉变电所，由于鸟飞进半露天布置的电容器装置也造成了事故。

防止小动物进入电容器装置的措施有以下几种：

(1)屋外电容器装置通常在其四周设置网状遮栏，如考虑防止飞鸟进入，需采用全封闭网笼(象长春电站变电所那样)，但这种形式较少。

(2)半露天电容器装置通常在其四周设置网状遮栏，也可下部砌砖上部装设网状遮栏。遮栏是否封到棚顶，可以根据鸟类活动情况确定。据南京供电局介绍，网状遮栏不封到顶，飞鸟可以自由进出，冬天电容器比较暖和，经常有麻雀栖息，招引了黄鼠狼和猫进入捕捉，曾发生几起短路跳闸事故。又如，武汉供电局的乌龙泉变电所，处于市郊农村，半露天电容器组的遮栏原来只有 1.8m 高，投运后不到半年就发生了两次鸟害事故，后来将四周的网状遮栏加高到棚顶，鸟飞不进去了，鸟害事故也就没有了。网状遮栏的网孔，一般不宜大于 10mm×10mm。

(3)电容器室的进排风口应装金属网，电缆沟口要封堵。为了防老鼠钻进电容器室，有的地区采用设门坎、堵洞的措施。一般来说，电容器装置采用屋内布置比屋外布置防止小动物进入效果好一些。

第 5.2.9 条 电容器在正常运行及事故情况下，均应避免套管受力而使其焊缝开裂渗漏油。因此电容器套管与母线或熔断器的连接线应使用软导线，同时也不应利用电容器套管支撑母线。

电容器的套管与箱壳连接处是薄弱环节，承受的应力过大时，就会发生焊缝开裂，继而出现电容器渗漏油现象。据调查，不少运行单位有过这种教训，用硬母线连接的电容器组，曾发生多起漏油事故。东北地区发生的因连接不良而造成的发热损坏事故，也是由于电容器端子(套管)与铝母线直接连接(硬连接)形成的。用硬母线连接的电容器组，当其中一台电容器发生爆裂时，邻近的电容器瓷套管会受牵连而被拉断，从而造成多台电容器损坏。这种事故在南京供电局、广州供电局都发生过。使用软导线连接可以避免套管受到意外的机械力而损坏，因此，许多单位明确规定，要用软导线连接。天津电力局还规定，安装接线时也应避免用力过大而使焊口开裂。最好使用力矩扳手。这些规定是实践经验的总结，可供借鉴。

关于铜铝导体的连接要求，由于在 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》中已有规定，
厂址：湖北省武汉市汉口发展大道 26 号 邮编：430023 网址：www.sy750kv.com
联系电话：027-82667700、83511721 手机：13507122058

本条虽未对此作相应规定，但应参照执行。

单套管电容器的接壳端子虽然与外壳是连接在一起的，但为了保持回路接触良好，不能用外壳连接线代替接壳导线。接壳导线应由接壳端子引出，以保证接触良好。

第 5.2.10 条 熔断器安装在通道侧，主要是为了方便熔丝的更换。熔断器的安装位置不但要考虑正常运行，而且要考虑事故状态，即熔丝在熔断时及熔断后跌落的整个过程中都应满足安全要求。例如，喷逐式熔断器喷出的气体不应损坏邻近设备或引起相间、极间闪络，熔丝熔断后的引线不应搭在电容器外壳上，否则会造成接地故障。

第 5.2.11 条 本条规定的目的，是给未装设接地开关的电容器装置考虑一个挂接地线的位置，以方便检修工作。

第 5.2.12 条 户内、外及半露天布置的电容器组的钢构架，均应有防锈措施。如：镀锌处理或刷漆。镀锌防锈的效果比刷漆好，但镀锌成本高，而且要有镀锌条件。刷漆比较简便，没有条件限制。如户外、半露天和比较潮湿的户内等容易锈蚀的环境的钢构架，凡有镀锌条件的应尽量采用镀锌的方法防锈。

第 5.1.14 条 500kV 变电所从总布置合理性考虑往往将无功补偿装置放在主变压器低压侧，而这块地方面积有限，要容纳 240Mvar 并联电容器及 60~120Mvar 并联电抗器，每组装置布置要紧凑。每组容量在 20Mvar 以上的并联电容器，选用 100kvar 以上单台电容器，数量较多，因此宜采用多层构架布置才能节省占地面积。目前设计一般为 2~3 层，上海南桥变电所为国外设计，多达 5 层。电容器多层构架布置国内外已有成熟的运行经验。当层数达到 3 层以上时，为控制电容器构架总高度，单台电容器宜采取横放布置，如华北房山变电所。

为限制电容器故障(渗漏油及爆裂)波及范围，并使本体布置清晰，便于运行、维护及检修，大容量并联电容器组宜采用分相布置方式。国内已有工程几乎均为这种方式。

第 5.2.15 条 大容量并联电容器组一般设计均为户外构架式，其构架高度一般在 5m 以上，每台电容器一般在 100kg 以上，分散均布在构架各层上，其整组构架重心高。为保证出现地震时构架的稳定性，避免损坏设备及发生电气事故，在设计构架时必需按其所在地区的地震等级水平验算构架耐受地震能力。尤其是由支持绝缘子支撑起来的构架结构，更应验算构架及支持绝缘子整体耐受地震的能力。例如：华北房山 500kV 变电所，除了进行验算外，还进行了电容器构架耐地震能力的模拟试验。

第三节 高压并联电抗器组的安装与布置

第 5.3.1 条 高压并联电抗器布置的选择原则，是在满足电气主接线要求，符合配电装置场地条件的前提下，尽量使总体布置合理，节约占地面积，一般有布置在主变压器同一侧与布置在出线侧两种位置。

对于双母线带旁路母线的接线，配电装置横向距离较大，主变压器侧有较多空余面积，可供布置并联电抗器，并可利用共同的运输通道，以节省占地和投资。例如 500kV 锦州等变电所的高压并联电抗器即为此种布置方式。

对于一个半断路器接线的 330~500kV 配电装置，如若采用断路器三列式布置，由于配电装置朝相反方向对侧出线，两条线路回路合用一个间隔，间隔数量最少，对于此种接线可将高压并联电抗器布置在线路侧。出线间隔纵向尺寸顺线路方向长约 50m 左右，可布置高

压并联电抗器等电气设备。此种布置方式的优点是出于高压出线回路和并联电抗器回路共用一个间隔，因此布置紧凑，节省占地。

第四节 低压串并联电抗器组的安装与布置

第 5.4.1 条 330~500kV 变电所内用的低压空心并联电抗器，单相容量较大，在 10~20Mvar 之间，单相重量(达数吨)和体积均较大，为达到抗地震能力及减少支撑件投资，宜采用低型布置方式，另外，为减少占地面积及便于电抗器引出线，三相电抗器宜按品字型布置方式。例如华北地区的房山变电所 35kV 并联电抗器及东北地区的东丰变电所 63kV、哈南变电所 35kV 并联电抗器均采用此种布置方式。

串联空心电抗器的容量、体积、重量均较并联的小得多，宜采用中型布置。为避免发生相间短路应分相布置。

第 5.4.2 条 由于空心电抗器的特点是绕组中的磁力线均经空气成回路，为避免它在邻近导体中(包括接地体)引起严重的电磁感应发热及电动力效应，在本体布置安装设计中必须满足厂家提出的防电磁感应的空间范围要求。

第 5.4.3 条 根据目前串联电抗器的生产情况，10kV 的油浸铁心式串联电抗器，对地绝缘为正常绝缘，可以直接安放在基础上。35、63kV 的油浸铁心式电抗器，对地绝缘有两种方式：正常绝缘型和支撑绝缘型(通常是单相结构)。空心串、并联电抗器对地为支撑绝缘型(单相)。按绝缘配合要求，应将支撑绝缘的产品安装在不低于该级电压的绝缘平台上，以满足安全运行的要求，此时设备外壳是带电的，安装时应注明红色带电标记，以示警戒。

第 5.4.4 条 本条规定是为了尽量降低空心电抗器的空间磁场在板型接线及连接用螺栓上的涡流损耗，避免它们超过允许温升。

第五节 静止补偿装置的安装与布置

第 5.5.1 条 静止补偿装置的晶闸管元件及其冷却系统环境温度一般要求在+5~+40℃，采用户内安装有利于温度控制，使晶闸管元件的运行条件极大地改善，提高安全运行可靠性。为加强散热效果，冷却器应安装在户外。

第 5.5.2 条 晶闸管元件过去基本沿用高压直流输电用的卧式结构，后来才研制出立式结构。立式结构与卧式结构相比结构简单紧凑、易于维修和更换元件，元件对地电容小、减少了开通时电流上升率、有利于晶闸管元件的动态均压，加工装配简单、成本低。我国引进的静止补偿装置的晶闸管元件基本上为立式结构。我国西安电力整流器厂已引进了 BBC 公司晶闸管元件立式结构的生产技术，并用于大冶钢厂的静止补偿装置。

第六章 二次接线、继电保护和自动投切

第一节 一般规定

第 6.1.1 条 本条主要明确对本规定适用范围内的无功补偿装置的继电保护、二次接线的设计应与变电所其他电力设备的相应回路作统一考虑，以便于安全运行。

第二节 控制回路

第 6.2.1 条 本条主要就无功补偿装置的控制地点作了规定。目前国内 330~500kV 变电所安装的静止补偿装置均为进口设备，大都采用就地控制，而国产静止补偿装置尚未在变电所中使用。

第 6.2.2 条 无功补偿装置的断路器的控制方式应与整个变电所控制方式相协调。

第 6.2.3 条 本条明确了无功补偿装置的隔离开关和接地开关防止误操作的要求。

第 6.2.4 条 本条就无功补偿装置的直流电源作了规定。

第 6.2.5 条 针对 330~500kV 变电所内抗干扰的要求,对无功补偿装置的控制电缆作了明确规定。详见 DL400《继电保护和安全自动装置技术规程》。

第三节 信号回路

第 6.3.1 条 330~500kV 变电所信号系统较为完善,一般情况下,为使全所信号系统协调一致,无功补偿装置不再另设专用信号系统。对于静止补偿装置的信号系统仅根据进口设备的情况写进了条文,待国产设备投入运行后,需进一步总结完善。

第 6.3.2 条 本条就无功补偿装置的信号装置作了具体规定。

第 6.3.3 条 330~500kV 变电所大都装设微机监测装置,本条对微机监测装置所需信号作了规定。

第 6.3.4 条 本条规定系根据远动专业要求列出。

第四节 测量表计

第 6.4.1 条 本条主要规定并联电容器和低压并联电抗器应设置的测量表计。

分相装设电流表的目的在于监察各相电流的平衡,但为避免电流表过多,使控制屏面布置发生困难,允许在分组回路中只设置一只电流表。

第 6.4.2 条 本条针对无功补偿设备,除规定有额定电流和额定电压外,尚规定有最大允许稳态过电流和最高运行电压。因此,测量表计的量程不仅要满足额定电压、电流的要求,还应满足最大允许电流和最高允许电压的要求。故仪表指示宜在仪表量限的 2/3 以上,并应考虑在过负荷运行时,能有适当的指示。

第 6.4.3 条 本条针对高压并联电抗器的电流测量而设。当采用二次仪表测量电流时,只用变送器、转换开关和一只电流表就可检测三相电流,不必配置三只电流表来监视三相电流。

第 6.4.4 条 本条适用于高压并联电抗器量中性点的接地小电抗。

第 6.4.5 条 微型计算机、遥测装置、测量仪表(二次仪表)三者共用电流型变送器是充分利用设备功能,防止互感器二次过负荷,降低测量综合误差的好措施。国内亦有运行经验可借鉴。因此,在本规定中推荐采用。

第 6.4.6 条 本条规定是参照目前进口设备配置的测量表计而定的。

第五节 并联电容器保护

第 6.5.1 条 本条主要明确对本规定适用范围内的并联电容器组的各类故障和异常运行方式应装设的保护的种类和方式。

(1)为防止电容器装置的外部引线相间短路及附属设备的短路,本条规定对并联电容器组装设带有短时限的电流速断保护。

在由总断路器与分组断路器控制多组分别投切的电容器组时,该保护也可装在总回路上。保护可配置两段式,第一段为限时速断保护(时限为 0.1~0.2s),第二段为过流保护,与分组过流保护相配合。当串联电抗器设置在电源侧时,分组回路保护跳开本回路断路器,电抗器前短路时应跳开总断路器(分组断路器不满足短路容量要求时)。当电抗器设置在中性点侧时,短路故障时均应跳开总断路器。

(2)电容器发生故障以后,将引起电容器组三相电容不平衡。由于一组电容器中个别电

容器故障切除或短路,串联电容器间的容抗发生变化,电容器之间的电压分配比例发生变化,引起部分电容器端电压升高。对于这种由于内部故障而引起部分电容器过电压的情况,称为内部故障过电压。对于这种内部故障过电压引起的故障而设置的保护,称为内部故障保护。

在 330~500kV 变电所中,500kV 变压器的低压侧电压一般为 35~63kV,多数采用中性点不接地的双星形接线。这种接线方式常用的内过电压保护有两种,都是利用故障电容器被切除以后,因电容值不平衡而产生的电压和电流不平衡来启动继电器。

电容器组较理想的保护方式,应该是电容器故障击穿时,由保护熔丝只将故障电容器切除。少数电容器损坏后,虽然产生电容不平衡,只要对其它健全电容器没有危害,将故障电容器切除后,电容器组应能继续运行;而当健全电容器电压升高超过允许值时,则保护装置应动作于断路器带时限切断电源。基于这个观点,我们采用单台熔丝和继电保护配合对电容器进行保护。但是,在国产专用熔断器的性能尚不能完全满足要求的情况下,有的地区在某些电容器上未装设熔断器,或虽然已有熔断器,但仍将内部故障保护的保护区伸进单台电容器内部,此时,保护按电容器内部元件击穿 50%~70%整定。在这种情况下,继电保护与熔断器的时限是难于配合的,往往继电保护要先于熔断器动作。今后希望能促进制造厂提供配合曲线。

实践证明,分组熔断器效果不好,不宜采用。由于分组熔断器的熔体是按整组电容器的电流(一般为单台电容器的额定电流的好几倍)选择的,因而它对于单台电容器的低能量长时间的层间故障反应迟钝,甚至不能反应,运行中曾发生过大量爆裂事故。此外,一台电容器内部短路时,同组其它健全电容器向故障电容器放电,此放电电流不流经熔断器,有可能加剧电容器的损坏,且分组熔断器熔断时,将使整组电容器退出,增加了电容器的停运机会。因此,各地区均已禁止采用分组熔断器。

第 6.5.3 条 本条规定的目的是保证电容器装置在不超过最高允许电压和规定的时间范围内安全运行。

电力电容器的过电压可能由以下两种原因产生:第一,由于系统出现工频过电压,电容器所在的母线电压升高,使电容器承受过电压;第二,由于一组电容器中个别电容器故障切除或短路,引起部分电容器端电压升高。前者是由于电容器组外部施加的电压升高而引起的,称为外过电压,后者则是由于电容器组内部故障引起的,称为内部故障过电压。

过电压保护是专为保护电容器外过电压而设置的,电容器的最高允许电压按 IEC 规定是:“电容器单元应适合于当端头间的电压有效值升到不超过 1.10 倍额定电压(过渡过程除外)下延续运行”。国家标准《并联电容器》中规定工频长期过电压值最高应不超过 1.10 倍额定电压。电压过高时,内部游离增大,将产生局部放电,发热量上升,寿命将降低,甚至导致热击穿,造成电容器损坏。

过电压保护的电压继电器一般接于专用放电线圈或放电电压互感器的二次侧,保护约带 1min 时限。当接于母线电压互感器的二次侧时,应经由电容器装置的断路器或隔离开关的触点闭锁,以使电容器装置断开电源后,保护能自动返回。过电压继电器应选用返回系数较高(0.98 以上)的晶体管继电器。当设置有按电压自动投切装置时,电压检测继电器接于电容器装置所接电压,可不另设过电压保护,但应注意当自动投切装置停用时,应保留过电压跳闸功能。

第 6.5.4 条 电容器装置装设失压保护的目的在于防止所连接的母线失压对电容器产生的危害。从电容器本身的特点来看,运行中的电容器如果失去电压,电容器本身并不会损坏,而它的危害在于:

(1)电容器装置失压后立即复电(有电源的线路装设的自动重合闸重合)将造成电容器带电荷合闸,致使电容器因过电压而损坏;

(2)变电所失电后复电,可能造成变压器带电容器合闸,变压器与电容器的合闸涌流与过电压将使它们受到损害;

(3)失电后的复电可能因无负荷而使电压过高。

失压保护在电源断电时,应能自动将电容器装置从电网切除。失压保护应带适当时限以躲开线路故障引起的电压波动。

第 6.5.5 条 对中性点非有效接地低压系统中的无功补偿系统的单相接地故障应发出信号。

根据系统稳定的要求,无功补偿装置所连接的母线应装设母线保护,以尽快切除故障。因母线保护不属该规定范畴,故条文中未正式列出。

第六节 高压并联电抗器保护

第 6.6.1 条 如同变压器的瓦斯保护一样,电抗器的瓦斯保护是油箱内各种故障最灵敏、快速的保护,所以本条规定了油浸式电抗器应装设瓦斯保护。

第 6.6.2 条 本条中规定,对高压并联电抗器内部及其引出线的单相接地和相间短路,应装设纵差保护。

第 6.6.3 条 电抗器的匝间短路有两种情况:一种是伴随有接地的匝间短路,此时可由反应接地故障的保护动作;另一种是不伴随接地的纯匝间短路,这种情况下,由于一相中的匝间短路而引起的三相电流不平衡有可能小于或等于正常允许值,虽然短路回路中的电流很大,可是反应到绕组线端的电流变化却很小,这就使得反应电气量的继电器很难检测出匝间短路故障。

根据目前国内产品的生产情况,500kV 并联电抗器的匝间短路保护已经过鉴定并投入生产,故本条中对高压并联电抗器的匝间短路保护作了明确规定。

第 6.6.4 条 作为差动保护的后备,本条规定了并联电抗器应装设过电流保护。

第 6.6.5 条 在某些情况下,电源电压可能升高,由此而引起电抗器过负荷。为此,本条对并联电抗器装设过负荷保护作了规定。

第 6.6.6 条 本条就并联电抗器的温度升高和冷却系统故障,规定了按厂家的技术要求装设动作于信号或跳闸的保护装置。

第 6.6.7 条、第 6.6.8 条 该两条是关于中性点小电抗保护的规定。

根据系统限制潜供电流的需要,在高压并联电抗器中性点接有中性点小电抗。对此小电抗的内部故障,规定装设瓦斯保护;而对由于外部系统三相不对称引起的过负荷,规定装设过负荷保护。

第 6.6.9 条 本条针对 330~500kV 线路并联电抗器无专用断路器的情况,对其动作于跳闸的保护切开对侧断路器作了规定。

第七节 低压并联电抗器保护

第 6.7.1 条 此条规定原则同第 6.6.1 条。

第 6.7.2 条 由于目前国产的低压并联电抗器，一般为三相油浸自冷式电抗器，单台容量为 30~60Mvar，电抗器三相线圈的中性点一般不单独引出，不能装设纵差保护。故本条规定对低压并联电抗器引线的相间短路应装设电流速断保护。

第 6.7.3 条 此条规定原则同第 6.6.4 条。

第 6.7.4 条 此条规定原则同第 6.6.5 条。

第 6.7.5 条 低压干式空心并联电抗器目前国内正在试制，本条规定系根据国内选用的进口干式空心并联电抗器的保护配置情况而定，待国产设备正式通过鉴定后，本条将根据国产设备的具体技术要求进一步修改。

第八节 静止补偿装置保护

鉴于静止补偿装置目前均为进口设备，故本节条文的编写均系参照国外进口静止补偿装置的保护配置情况而定。

静止补偿装置保护的设置，主要考虑到静止补偿装置运行中可能发生各种故障和正常运行方式，如电容器、电抗器的内部和引线的各种短路故障，瞬间的和持续的过电压，晶闸管控制回路的故障，冷却系统的故障，自动投切回路的故障等等。根据具体工程中系统和设备的实际情况来确定需装设的保护种类、接线和动作状态。

国产适用于电力系统的静止补偿装置将在近年内问世，为了制订适合我国国情的有关静止补偿装置保护的有关规定，今后，需加强与厂家密切配合，结合国情，制定出完善的规定。

第九节 自动投切

第 6.9.1 条 变电所中的无功补偿装置采用自动投切，可以使输出的无功容量自动适应负荷变化的需要，而且可减轻运行人员繁重的手动操作劳动，国外已大量采用。在我国，按无功功率、电压、时间三因素综合控制的自动投切装置已在某些变电所投入运行，使变电所的无功和电压的调节手段更趋完善。因此，本条规定在 330~500kV 变电所中的无功补偿装置应具有自动投切的功能。

第 6.9.2 条 本条规定是为了保证自动投切装置的正确动作而制订的。

当电容器组内部或引出线故障时，保护动作于跳开电容器装置的断路器，同时利用保护出口继电器启动闭锁中间继电器，从而由闭锁中间继电器的触点断开断路器的合闸回路。只有当故障排除，手动解除保护闭锁后，才能再次投入电容器装置。因此，从回路上避免了将故障电容器重新投入电网的可能性。

设置操作解除开关的作用是使停役的电容器组退出控制。

第 6.9.3 条 由于断开的电容器往往不能在一次重合闸前将所有电荷放完，如果设置了自动重合闸，将使电容器在带有一定电荷的情况下，又重新充电，致使电容器因超过能承受的允许过电压倍数而遭到损坏。因此，本规定对并联电容器回路设置自动重合闸的用词采用了一级严格词“严禁”。

第 6.9.4 条 本条规定的目的在于避免未经放电的电容器和不应投入的无功补偿装置承受过电压冲击等。

第 6.9.5 条 为了避免无功补偿装置的断路器频繁动作，造成寿命缩短及维修工作量的增加，作出了本条规定。

第七章 防火及采暖通风

第一节 防火

第 7.1.1 条 据调查，电容器设备曾多次发生爆炸事故，引起火灾，由于火势蔓延迅速，扑救困难，以致造成整个电容器室被烧毁。

单台电容器充油量虽然较小(一般容量为 100kvar 以下的电容器只有几千克)，但电容器多为成组成串布置，其总油量则可能大于 60kg。参照配电装置室火灾危险性类别(配电装置室的火灾危险性类别，按每台设备充油量而定，大于 60kg 为丙类，小于 60kg 为丁类)，电容器室定为丙类二级生产建筑物。

电容器装置的构架也应采用与丙类二级建筑物相应的非燃烧材料。

第 7.1.2 条 电容器与其它生产建筑，电气设备之间防火间距不小于 10m，是根据 GBJ16《建筑设计防火规范》、SDJ2《变电所设计技术规程》、《总平面布置设计技术规定》等确定的。这个数值是考虑了我国现有消防设施的消防扑救因素后确定的，在没有新的证据和更充分的理由之前，应认真执行这一数值。

考虑到征地困难和布置上的某些实际问题，在不能满足这一间距要求或与其它建筑物毗连布置时，应设置防火隔墙来解决。防火隔墙不设置门、窗，防火隔墙到两侧的门或窗距离不得小于 2m。

防火间距应按相邻两建、构筑物外墙的最近距离计算。如外墙有凸出的燃烧构件，则应从其凸出部分外缘算起。

防火间距能否按电容器介质的可燃性区别对待?通过调查了解，在现有的电容器介质中，十二烷基苯和 S 油都是可燃的，只有硅油，有的定为不燃，有的定为难燃。充硅油电容器的可燃性究竟如何，还有待进一步研究。所以在对它的可燃性和防爆性能都还认识不足的情况下，暂按最不利情况考虑，待以后有新的认识时，再作修改。

第 7.1.3 条 这里应强调的是电容器装置必须设置有效的消防设施，结合电容器的特点，就是要设置能灭油火的消防设施。用沙灭火应注意积水问题，以免夏天结块，冬天结冰，影响灭火效果。灭火器材应放置在电容器装置门外近旁，不要远离电容器装置，也不要放置在电容器室内。

为了便于消防车及防火设施进入事故现场，在考虑布置时，应注意留有消防通道。

第 7.1.4 条 连接电容器室的沟管孔洞应在设备安装完毕后用耐火材料砌封，防止火灾事故时的蔓延。

第 7.1.5 条 电容器室设置采光玻璃窗，可以在发生事故时起泄压作用，但也造成人为破坏的可能性；同时，事故发生时，玻璃窗可能危及室外人员或设备的安全；由于阳光的辐射作用，还增加了室内的阳光辐射热。在具体工程中，根据实际情况，如果位置较安全(不靠主要通道)，朝向也较好(不西晒)，也可设置小窗或在外侧加装钢板拉网，既可防止外界破坏，也可防止小动物进入。

在过去发生的电容器爆炸而引起的火灾事故中，曾发生过气浪将电容器室门、窗框推出或将玻璃冲碎的现象。所以电容器室应该考虑一定的泄压措施。在 GBJ16《建筑设计防火规范》中，对丙类生产建筑物的泄压面积，没做具体规定，本规定也不做具体规定。推荐意见是：可结合电容器室通风窗孔的设置，在布置的位置和窗孔的面积上适当考虑火灾事故时的

泄压作用，同时，玻璃厚度不超过 3mm。

第 7.1.6 条 对于电容器装置下方地面的处理，各地区意见分歧较大。东北地区提出不可用沙铺设，因沙很脏，特别是刮风的时候，主张采用水泥地面。而华东地区室内布置的电容器，又多铺设沙或碎石。他们认为这样可避免或减少事故时电容器油的流散，减小火势蔓延；另一方面，水泥地面还存在着热反射强的问题。所以本规定对此未作统一规定，而应根据各地区具体情况、气候特点、布置形式，就地取材。推荐意见是：户内宜采用水泥沙浆抹面并压光，也可铺沙，户外宜采用水泥沙浆抹面，也可铺碎石。

第 7.1.7 条 油浸铁心并联电抗器的贮油量与防火要求基本上与变压器的要求相同。

第 7.1.8 条 SDJ5《高压配电装置设计技术规程》第 4.4.1 条～第 4.4.8 条规定中已对高低压油浸电抗器及户内晶闸管装置的防火要求提出要求，可参照执行，故本规定不再赘述。

第二节 采 暖 通 风

第 7.2.1 条 电容器室设备散热量是设备运行时功率损耗所转换的热量。功率损失有三项：介质损失(一般占总损失的 98%以上)，极板、载流部分损失，集肤效应产生的附加损失。

$$\text{介质损失} = Q \operatorname{tg} \delta \times 10^3 (W)$$

式中 Q ——电容器的无功功率(kvar)；

$\operatorname{tg} \delta$ ——介质损失角正切值。

Q 和 $\operatorname{tg} \delta$ 值可从电容器生产厂家的样本中查出。

第 7.2.2 条 排风温度的确定是排热通风计算中一个比较关键的问题，同时也是一个比较复杂的问题，可根据实测确定，但目前尚无任何实测数据可供参考。在计算方法中，对散热比较均匀，散热强度又不是很大的车间，用得较多的是温度梯度法，即

$$t_p = t_g + a(h-2)$$

式中 t_p ——排风温度 (°C)；

t_g ——室内工作地点温度 (°C)；

h ——排风口中心高度 (m)；

a ——温度梯度系数。

对电容器室来说， t_g 应为电容器所允许的最高环境空气温度。当电容器为 2 层或 3 层布置时， t_g 则应为处于最不利条件下的最上层电容器周围的空气温度。 $(h-2)$ 应为 $(h$ 为最上层电容器布置高度)。 a 值在这里约等于 1(根据车间散热强度和厂房高度确定)。这样一来，公式的后半部分 $a(h-2)$ 就没有多大意义了。所以在条文中，就把排风温度直接定为电容器所允许的最高环境空气的温度。

在 SDJ2《变电所设计技术规程》中，规定电容器室排风温度不超过 40°C，本规定考虑到不同温度类别的电容器对温度的不同要求，如第 II 类产品所允许的最高环境空气温度为 45°C，排风温度按 40°C 设计就没有必要了。

第 7.2.3 条 自然通风是最有效、最节能的一种通风方式，所以，在工程设计中，首先应充分利用自然通风。当只靠自然通风不能达到所需的换气量时，才设置机械通风装置。对于电容器室，由于电容器布置上的特点(设备多，且分散)，建议采用自然进风、机械排风的通

风方式，这样只要均匀地多设置进风口，就能使电容器的通风散热较为均匀。相反，机械进风则存在着各电容器受风不均匀，有较大死角的缺点。

第 7.2.4 条 根据变电二次线专业工艺要求：静止补偿装置的晶闸管阀室、控制室和冷却水泵房三个房间的室温不允许低于+5℃。上述三房间室内无人值班，要求不低于+5℃是为了保证设备正常运行。位于集中采暖区的变电所，按规定已设置了集中采暖锅炉房，为上述三个房间供暖并把室内计算温度提高到 10℃，并不会增加多少投资。

第 7.2.5 条 日平均温度低于等于+5℃的天数每年在 70~89 天的地区就是所谓“过渡区”，由于在国家规范中已取消了这一名词，故本规定也避免出现这一名词(严格来讲，“过渡区”还应有相对湿度和日照率等标准，但这里仅讨论温度问题)。

位于“过渡区”的变电所，没有集中采暖锅炉房，专门晶闸管阀室、控制室、冷却水泵房的供暖设置采暖锅炉有些浪费，但如果不设采暖，某些“过渡区”冬季室外温度比较低，很难保证室内温度高于+5℃。静止补偿装置的各房间中，晶闸管阀室对环境温度要求较严格，室温过低会影响晶闸管阀的正常运行。因此规定在“过渡区”宜为晶闸管阀室设置电热采暖。电热采暖节省初投资，设计上比较简单，使用时也比较灵活。由于“过渡区”在冬季寒冷天气并不多，电热采暖运行的时间不会很长。至于控制室、冷却水泵房是否要设置电热采暖，可根据当地气候条件灵活掌握。

第 7.2.7 条 根据变电二次线专业工艺要求：静止补偿装置的晶闸管阀室和控制室夏季室温不允许高于 40℃。在我国黄河以北大部分地区，夏季室外通风计算温度低于 30℃，利用上述房间的机械通风系统，进排风温差超过 10℃，可以满足室温不高于 40℃的要求。但在黄河以南的广大地区，夏季室外通风计算温度高于 30℃(如金华市达 34℃)，而且气候湿热，太阳辐射热大，只利用机械通风系统不够保险。目前，国内已建成的静止补偿装置的晶闸管阀室和控制室都设置了空调系统。因此本条规定对于夏季室外通风计算温度高于或等于 32℃的地区，晶闸管阀室和控制室除了要设机械通风外，还应设置空调系统。在运行中，大部分时间利用机械通风系统，只在室外气温较高时，启动空调系统。

以什么标准作为设或不设空调的分界，是一个涉及到设计标准的敏感问题。如果单纯的以地理纬度分界，在执行中不太好掌握，有些高纬度地区夏季温度要比低纬度地区还高。因此，规定中采用夏季室外通风计算温度作为分界，在设计中容易执行。

由于为上述房间所设的空调系统是为降温而设的小型系统，因此规定采用比较容易管理的风冷式空调机，而不推荐采用需要冷却水的柜式空调机。

第 7.2.8 条 晶闸管阀室和控制室内无人值班，室内无散热量，上述二房间的空调系统是为保证室温不超过 40℃而设置的。因此，规定在计算热负荷时，室内空气计算温度取 35℃，这样做既有一定保险性，又有利节能。

第 7.2.9 条 考虑有些进口机组对室温有特殊要求(如郑州小刘庄 500kV 变电所静止补偿装置电气设备为瑞典进口，要求晶闸管阀室及控制室的室内温度不超过 25℃)，而且以后很有可能电气设备会对环境有恒温、恒湿的要求。出于以上两点考虑，故作出本条规定。

第 7.2.10 条 进、排风口防雨雪和小动物进入的问题是一个比较重要的问题。上海西郊变电所曾因排风百叶窗飘雨造成过母线故障。为此可用木板挡住窗外飘雨，但这样又影响了室内通风。所以，最好能在设计时就予以考虑，这对沿海地区特别重要，因沿海地区台风较

多，台风来临时，往往形成大风大雨天气。现在用得较多的方法是，采用双层百叶窗和百叶窗外搭雨棚，但由于小动物能进入室内，所以造成设备短路事故的情况较多。虽然各地区气候条件不同，小动物的种类不同，但都有防小动物的问题。目前进排风口一般都通过加设铁丝网的办法来解决，铁丝网的网孔一般为 $10\text{mm} \times 10\text{mm}$ 。除进排风口外，其它和室外相通的地下沟道(如电缆沟等)，也应采取相应的措施(如在进口处用堵料堵塞等)，防止小动物进入室内。