

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50697 - 2011

1000kV 变电站设计规范

Code for design of 1000kV substation

2011 - 02 - 18 发布

2012 - 03 - 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

1000kV 变电站设计规范

Code for design of 1000kV substation

GB 50697 - 2011

主编部门：中国电力企业联合会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2012年3月1日

中国计划出版社

2011 北 京

中华人民共和国国家标准
1000kV 变电站设计规范

GB 50697-2011

☆

中国计划出版社出版

(地址:北京市西城区木樨地北里甲11号国宏大厦C座4层)

(邮政编码:100038 电话:63906433 63906381)

新华书店北京发行所发行

世界知识印刷厂印刷

850×1168毫米 1/32 2.25印张 56千字

2011年11月第1版 2011年11月第1次印刷

印数1—10100册

☆

统一书号:1580177·688

定价:14.00元

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 932 号

关于发布国家标准 《1000kV 变电站设计规范》的公告

现批准《1000kV 变电站设计规范》为国家标准，编号为 GB 50697—2011，自 2012 年 3 月 1 日起实施。其中，第 11.1.2 条为强制性条文，必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

二〇一一年二月十八日

前 言

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

本规范共分12章,主要内容包括:总则、电气主接线、主变压器、1000kV并联电抗器、1000kV设备和导体选择、1000kV配电装置、110kV无功补偿装置、防雷接地、过电压保护和绝缘配合、二次部分、1000kV构支架、噪声控制等。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国电力企业联合会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团公司负责具体技术内容的解释。本规范在执行过程中,请各单位结合工程实践,认真总结经验,注意积累资料,随时将意见和建议反馈给中国电力工程顾问集团公司(地址:北京市西城区安德路65号,邮政编码:100120),供今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位: 中国电力工程顾问集团公司
国家电网公司

参 编 单 位: 中国电力工程顾问集团华北电力设计院工程有
限公司

中国电力工程顾问集团中南电力设计院
中国电力工程顾问集团华东电力设计院
中国电力工程顾问集团东北电力设计院
中国电力工程顾问集团西北电力设计院

中国电力工程顾问集团西南电力设计院

主要起草人：舒印彪 汪建平 李宝金 韩先才 王绍武
方 静 王 静 孙 岗 邱 宁 孟 轩
庞亚东 陈宏明 王晓京 王代荣 马侠宁
沈爱民 李 菁 巢 琼 林伟明 梁言桥
李志刚 吴克芬 穆华宁 梁学宇 杨怀远
郎旭海 薛 勤 张谢平 蔡德江 何 民
吴祎琼 何其武 梁 波 运志涛 陈海焱
主要审查人：谢国恩 俞 正 彭开军 黄宝莹 黄雄辉
周仲仁 宿志一 谷定燮 常乃超 罗 毅
张 云 白玉生 杨国富 项力恒 徐小丽
徐 菡 杜和颂 褚 农 钱 锋

目 次

| | | |
|------|----------------------|--------|
| 1 | 总 则 | (1) |
| 2 | 电气主接线 | (2) |
| 3 | 主变压器 | (4) |
| 4 | 1000kV 并联电抗器 | (5) |
| 5 | 1000kV 设备和导体选择 | (6) |
| 5.1 | 一般规定 | (6) |
| 5.2 | 断路器 | (7) |
| 5.3 | 隔离开关 | (7) |
| 5.4 | 互感器和避雷器 | (8) |
| 5.5 | 绝缘子 | (8) |
| 5.6 | 导体 | (8) |
| 6 | 1000kV 配电装置 | (10) |
| 7 | 110kV 无功补偿装置 | (13) |
| 7.1 | 一般规定 | (13) |
| 7.2 | 无功补偿装置及设备选择 | (13) |
| 8 | 防雷接地 | (15) |
| 9 | 过电压保护和绝缘配合 | (16) |
| 10 | 二次部分 | (18) |
| 10.1 | 计算机监控系统 | (18) |
| 10.2 | 二次设备布置 | (18) |
| 10.3 | 电磁抗干扰措施 | (18) |
| 10.4 | 继电保护 | (19) |
| 10.5 | 直流及交流不停电电源系统 | (20) |
| 10.6 | 辅助系统 | (20) |

| | |
|-------------------------|------|
| 10.7 对电流、电压互感器的要求 | (21) |
| 11 1000kV 构支架 | (22) |
| 11.1 一般规定 | (22) |
| 11.2 构造要求 | (23) |
| 12 噪声控制 | (24) |
| 本规范用词说明 | (25) |
| 引用标准名录 | (26) |
| 附:条文说明 | (27) |

Contents

| | | |
|------|---|-------|
| 1 | General provisions | (1) |
| 2 | Main electrical circuit connection | (2) |
| 3 | Main transformer | (4) |
| 4 | 1000kV shunt reactor | (5) |
| 5 | Selection of 1000kV equipments and conductors | (6) |
| 5.1 | General requirement | (6) |
| 5.2 | Circuit breaker | (7) |
| 5.3 | Disconnecter | (7) |
| 5.4 | Current and potential transformers and surge arrester | (8) |
| 5.5 | Insulator | (8) |
| 5.6 | Conductor | (8) |
| 6 | 1000kV switchgear installation | (10) |
| 7 | 110kV reactive power compensation device | (13) |
| 7.1 | General requirement | (13) |
| 7.2 | Reactive power compensation device and equipment selection | (13) |
| 8 | Lightning protection and grounding | (15) |
| 9 | Overvoltage protection and insulation coordination | (16) |
| 10 | Control and protection | (18) |
| 10.1 | Automation system | (18) |
| 10.2 | Control and protection equipment layout | (18) |
| 10.3 | Measures against electromagnetic disturbance | (18) |
| 10.4 | Relay protection | (19) |
| 10.5 | DC and AC uninterrupted power system | (20) |

| | | |
|------|--|------|
| 10.6 | Auxiliary system | (20) |
| 10.7 | Requirement for current and potential transformers | (21) |
| 11 | 1000kV gantry and support | (22) |
| 11.1 | General requirement | (22) |
| 11.2 | Structure requirement | (23) |
| 12 | Noise control | (24) |
| | Explanation of wording in this code | (25) |
| | List of quoted standards | (26) |
| | Addition; Explanation of provisions | (27) |

1 总 则

1.0.1 为规范 1000kV 变电站设计,使变电站的设计符合国家的有关政策、法规,达到安全可靠、先进适用、经济合理、环境友好的要求,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于电压为 1000kV 新建、扩建或改建变电站或开关站的设计。

1.0.3 1000kV 变电站的设计应结合工程特点,采用具备应用条件的新技术、新设备、新材料、新工艺。

1.0.4 1000kV 变电站的设计应采取切实有效的措施节约用地、保护环境、满足劳动安全要求。环境保护、水土保持及劳动安全卫生设施应与主体工程同步设计、同步施工、同步投产。

1.0.5 1000kV 变电站的设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 电气主接线

2.0.1 1000kV 变电站的电气主接线,应根据变电站在电力系统中的地位,以及变电站的规划容量、负荷性质、连接元件数、配电装置特点、设备制造和供货能力等因素,按满足供电可靠、运行灵活、检修方便、便于扩建、投资合理、节省占地的原则,通过技术经济比较后确定。

2.0.2 1000kV 配电装置的最终接线方式,当线路、变压器等连接元件的总数为 5 回及以上时,宜采用一个半断路器接线,同名回路应配置在不同串内,电源回路与负荷回路宜配对成串;当接线条件受限制时,同名回路可接于同一侧母线。当初期线路、变压器等连接元件较少时,可根据具体的元件总数采用角形接线或其他使用断路器数量较少的简化接线型式,但在布置上应便于过渡到最终接线。

2.0.3 1000kV 线路并联电抗器回路,宜采用不装设断路器和隔离开关的接线。

2.0.4 1000kV 变电站中主变压器第三绕组额定电压宜采用 110kV,最高运行电压可采用 126kV。当主变压器容量较大或系统对第三绕组配备无功补偿提出特殊要求时,可研究确定后采用其他电压等级。110kV 电气接线采用以主变压器为单元的单母线接线时,进线侧宜装设总断路器,中性点应采用不接地方式。

2.0.5 1000kV 避雷器和电压互感器不应装设隔离开关;当 1000kV 配电装置采用一个半断路器接线时,线路、变压器元件均不应装设出口隔离开关,但当变电站初期可能出现 2 个完整串运行时,线路、变压器元件宜装设出口隔离开关。

2.0.6 对于一个半断路器接线,在满足继电保护和计量要求的条

件下,当采用气体绝缘金属封闭开关设备、复合电器或罐式断路器时,宜在断路器两侧分别装设电流互感器。

2.0.7 在每回出线的三相上应装设电压互感器;在主变压器和每组母线上,应根据继电保护、计量和自动装置的要求,在一相或三相上装设电压互感器。

2.0.8 接地开关配置应满足检修安全要求,断路器的两侧、线路或变压器出口和 1000kV 配电装置的每段母线,应装设接地开关。

3 主 变 压 器

3.0.1 主变压器容量和组数的选择,应根据现行行业标准《电力系统设计技术规程》DL/T 5429 的有关规定和审定的电力系统规划设计方案确定。变电站同一电压网络内任一组变压器事故停运时,其他元件不应超过事故过负荷的规定。凡装有两组及以上主变压器的变电站,其中一组事故停运后,其余主变压器的容量应保证该站全部负荷的 70%。

3.0.2 主变压器宜选用单相自耦变压器,应根据系统和设备情况确定是否装设备用相。

3.0.3 主变压器公用绕组的容量,应根据系统潮流和自耦变压器第三绕组侧无功补偿容量的配置进行校核。

3.0.4 主变压器调压方式的选择,宜采用中性点无励磁调压方式。当采用有载调压时,应经过技术经济综合论证后确定。

4 1000kV 并联电抗器

4.0.1 1000kV 并联电抗器的容量和组数,应根据限制工频过电压、潜供电流、防止自励磁、同期并列及无功平衡等方面的要求,进行技术经济综合论证后确定。

4.0.2 1000kV 并联电抗器宜采用单相油浸铁芯式,应根据系统和设备情况确定是否装设备用相。

4.0.3 线路 1000kV 并联电抗器中性点应经电抗接地,中性点接地电抗应根据电力系统的情况按加速潜供电弧熄灭或抑制谐振过电压的要求选择电抗值。

5 1000kV 设备和导体选择

5.1 一般规定

5.1.1 1000kV 设备和导体选择,除应符合本节的要求外,尚应符合现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222 的有关规定。

5.1.2 选择导体和电器时所用的最大风速,应取离地面 10m 高、100 年一遇的 10min 平均最大风速,并应按实际安装高度对风速进行换算。

5.1.3 1000kV 设备的电晕及无线电干扰应符合下列规定:

1 在最高相电压的 1.1 倍时,屋外晴天夜晚应无可见电晕,晴天无线电干扰电压不应大于 $500\mu\text{V}$ 。

2 对于在分、合闸状态下的隔离开关,在最高相电压的 1.1 倍时,屋外晴天无线电干扰电压不应大于 $2000\mu\text{V}$ 。

5.1.4 1000kV 设备的噪声水平应满足环保标准的要求。变压器、电抗器和其他设备的连续性噪声水平不宜大于 75dB(A)。SF₆ 断路器的非连续性噪声水平,屋外不应大于 110dB(A)。

5.1.5 1000kV 变压器、电抗器、套管、电容式电压互感器和避雷器的局部放电量允许值,应按国家现行有关规定执行。

5.1.6 开关设备的额定电压为系统最高电压 1100kV 时,额定电流不应小于运行中出现的回路持续工作电流。变电站内电气设备的载流能力应计及太阳辐射的影响。

5.1.7 设备套管和支持绝缘子的机械荷载应根据各种不同的工况条件分别进行合理的组合,荷载组合方式可按表 5.1.7 采用。瓷套和支柱绝缘子的机械强度安全系数,按长期作用荷载校验时,不应小于 2.5;按短时作用荷载校验时,不应小于 1.67。

表 5.1.7 荷载组合方式

| 状态 | 风速 | 自重 | 引下线重 | 覆冰重量 | 短路电动力 | 地震力 |
|-----|------------------------|----|------|------|-------|-------------|
| 正常时 | 有冰时的风速 | √ | √ | √ | — | — |
| | 最大风速 | √ | √ | — | — | — |
| 短路时 | 50%最大风速， 且不小于 15m/s | √ | √ | — | √ | — |
| 地震时 | 25%最大风速 | √ | √ | — | — | 相应震级 地震力 |

注：√为计算时应采用的荷载条件。

5.1.8 设备及其瓷套、支柱绝缘子应能承受下列地震力：

1 地面水平加速度 $2\text{m/s}^2 \sim 3\text{m/s}^2$ ，地面垂直加速度按水平加速度的 65% 选取。

2 当仅对设备本体进行抗震设计时，应乘以设备支架的动力反应放大系数。

5.1.9 1000kV 电气设备电瓷外绝缘的泄漏比距应按现行国家标准《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》GB/T 16434 的有关规定执行。

5.2 断路器

5.2.1 断路器型式的选择应根据工程具体情况以及设备制造和供应条件，结合国家相关产业政策，经过技术经济比较后确定。可采用气体绝缘金属封闭开关设备、复合电器或罐式断路器。

5.2.2 断路器的参数要求应根据 1000kV 系统的特点，经系统研究后确定。

5.3 隔离开关

5.3.1 敞开式隔离开关型式的选择应结合 1000kV 配电装置布置特点，宜选用水平断口三柱式隔离开关。

5.3.2 气体绝缘金属封闭开关设备或复合电器中的隔离开关，应经过电压计算后确定是否装设投切电阻。

5.3.3 接地开关投切感应电流及感应电压的要求,应经系统研究确定。

5.4 互感器和避雷器

5.4.1 独立式电压互感器宜采用电容式、非叠装式电压互感器。

5.4.2 1000kV 系统应选用无间隙金属氧化物避雷器,并应满足过电压保护及绝缘配合的要求。

5.4.3 变压器侧及线路侧应设置避雷器。母线、并联电抗器是否装设避雷器应根据雷电过电压计算结果或模拟试验确定。避雷器与被保护设备之间的距离应满足绝缘配合要求。

5.5 绝缘子

5.5.1 变电站绝缘子串绝缘水平应按不低于变电站出线线路绝缘子串的原则确定。

5.5.2 变电站悬式绝缘子宜选用盘形瓷绝缘子,绝缘子串的片数应按爬电比距法计算、污耐压法校验,综合比较后确定。

5.5.3 绝缘子串应装设均压和屏蔽装置,宜选择起始电晕电压高的绝缘子。双 I 型和 V 型绝缘子串的片数选择应计及邻近效应。

5.5.4 支柱绝缘子应符合国家现行标准有关 1000 kV 交流系统用支柱绝缘子的规定。

5.6 导体

5.6.1 导体选型应根据 1000kV 配电装置的特点,结合制造能力、地震等因素进行综合技术经济比较后确定。

5.6.2 架空导线宜选用 4 分裂软导线,分裂间距宜取 600mm,单根软导线的最小直径不宜小于 66mm。

5.6.3 在满足地震安全要求条件下,1000kV 设备间连线可采用单根大直径铝合金管,铝合金管外径不应小于 200mm。

5.6.4 分裂结构软导线载流量的计算,应根据分裂导线的排列方

式、分裂根数、分裂间距等因素,计及邻近效应和热屏蔽的影响,对载流量加以修正。

5.6.5 分裂软导线间隔棒间距的确定,应满足构架和设备端子承受短路动态拉力的限值要求,宜按导线在非接触状态设计。

5.6.6 导体及金具的电晕临界电压应大于导体安装处的最高工作电压的 1.1 倍。

6 1000kV 配电装置

6.0.1 1000 kV 配电装置应采用气体绝缘金属封闭开关设备、复合电器或屋外敞开式布置。

6.0.2 1000 kV 屋外配电装置的最小安全净距不应小于表6.0.2的规定。

表 6.0.2 1000kV 屋外配电装置的最小安全净距(m)

| 符号 | 适用范围 | 最小安全净距 | |
|---------|---|-----------|-------|
| A_1' | 1. 分裂导线至接地部分之间 2. 管型导体至接地部分之间 | 6.80 | |
| A_1'' | 均压环至接地部分之间 | 7.50 | |
| A_2 | 带电导体相间 | 分裂导线至分裂导线 | 9.20 |
| | | 均压环至均压环 | 10.10 |
| | | 管型导体至管型导体 | 11.30 |
| B_1 | 1. 带电导体至栅栏 2. 运输设备外轮廓线至带电导体 3. 不同时停电检修的垂直交叉导体之间 | 8.25 | |
| B_2 | 网状遮栏至带电部分之间 | 7.60 | |
| C | 带电导体至地面 | 单根管型导体 | 17.50 |
| | | 分裂架空导线 | 19.50 |
| D | 1. 不同时停电检修的两平行回路之间水平距离 2. 带电导体至围墙顶部 3. 带电导体至建筑物边缘 | 9.50 | |

注:1 表中数据为海拔 1000m 时的安全净距;

2 交叉导体之间应同时满足 A_2 和 B_1 的要求;

3 平行的导体之间应同时满足 A_2 和 D 的要求;

4 当带电作业时,人体活动半径取 0.75m。

6.0.3 海拔高度不高于1000m,屋外配电装置使用软导线或管型导体时,在不同过电压条件下,带电部分至接地部分、不同相带电部分之间的最小安全净距,应根据表6.0.3进行校验,并应采用表6.0.3中的最大数值。

表 6.0.3 不同条件下的最小安全净距 (m)

| 条件 | A_1' | A_1'' | A_2 |
|-------|--------|---------|---|
| 雷电过电压 | 5.00 | | 5.50 |
| 操作过电压 | 6.80 | 7.50 | 9.20(分裂导线至分裂导线) 10.10(均压环至均压环) 11.30(管型导体至管型导体) |
| 工频过电压 | 4.20 | | 6.80 |

6.0.4 1000kV 屋外配电装置场地内的静电感应场强水平(距地面1.5m空间场强)不宜超过10kV/m,但部分地区可允许达到15kV/m。

6.0.5 在设计中降低静电感应场强可采取下列措施:

- 1 减少同相母线交叉与同相转角布置。
- 2 减少或避免同相的相邻布置。
- 3 控制箱等操作设备宜布置在较低场强区。
- 4 必要时可适当加屏蔽线或设备屏蔽环。
- 5 提高设备及引线的安装高度。

6.0.6 1000kV 屋外配电装置的母线及跨线宜满足导线上人要求,其荷载值应符合下列规定:

- 1 单相检修作业时,作用在导线上的人及工具重可按350kg设计,作用在梁上作业相处的人及工具重可按200kg设计。
- 2 三相停电检修时,作用在每相导线上的人及工具重可按200kg设计,作用在梁上的人及工具重可按200kg设计。
- 3 设备连线不应允许上人。

6.0.7 导线挂线应对施工方法提出要求,并应限制其过牵引值。

6.0.8 1000kV 屋外敞开式配电装置宜设相间运输通道,并根据

电气接线、设备布置和安全距离要求,确定相间距离、设备支架高度和道路转弯半径。

6.0.9 在晴天,干扰频率为 0.5MHz 时,1000kV 配电装置的电晕无线电干扰水平在围墙外 20m(非出线方向)地面处,不应超过 (55~58)dB($\mu\text{V}/\text{m}$)。

7 110kV 无功补偿装置

7.1 一般规定

7.1.1 系统的无功补偿原则应按就地分区电压基本平衡。

7.1.2 110kV 并联电容器、并联电抗器及其他无功补偿装置的设计,应符合国家现行标准《并联电容器装置设计规范》GB 50227 和《330~750kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》DL/T 5014 的有关规定。

7.1.3 110kV 并联电容器或电抗器补偿容量应根据电网结构和运行的需要计算确定。

7.1.4 110kV 并联电容器或电抗器补偿容量的确定,应满足主变压器第三绕组容量的限制。

7.1.5 110kV 无功补偿装置的分组容量应根据系统要求及设备制造能力确定。

7.1.6 110kV 并联电容器装置的串联电抗率,应根据电容器组合闸涌流、谐波放大对电网及电容器组的影响等方面的验算确定。

7.2 无功补偿装置及设备选择

7.2.1 110kV 并联电容器组应能在母线最高电压 126kV 下长期运行。接线宜采用单星形接线、桥差不平衡电流保护方式。

7.2.2 110kV 并联电抗器额定电压宜采用 105kV,最高运行电压宜采用 115kV 或根据系统计算确定。接线宜采用单星形接线。

7.2.3 110kV 并联电容器宜采用框架式结构,并联电容器装置的串联电抗器宜选用干式空心型式。

7.2.4 110kV 并联电抗器型式应经过技术经济比较后确定。

7.2.5 110kV 无功补偿装置应装设抑制操作过电压的避雷器,

避雷器连接应采用相对地方式。并联电容器装置的避雷器接入位置应紧靠电容器组的电源侧,吸收能量应满足通流容量的要求。

7.2.6 110kV 无功补偿装置回路的断路器宜安装在电源侧。

8 防雷接地

8.0.1 1000kV 变电站直击雷防护除应符合现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620 的有关规定外,尚应符合下列规定:

1 变电站的直击雷防护,宜采用电气几何模型法或滚球法进行核算。

2 装在构架上的避雷针应与接地网连接,并应在其附近装设集中接地装置。装有避雷针和避雷线的构架与 1000kV 带电部分间的空气中距离,不应小于 7m。

8.0.2 1100kV 气体绝缘金属封闭开关设备和复合电器设备可根据实际需要设置辅助接地网,气体绝缘金属封闭开关设备和复合电器设备的接地线应先引至辅助接地网后与变电站主接地网多点连接。

8.0.3 辅助接地网材质可采用铜或钢,其截面除应满足温升限值及热稳定的要求外,还需满足设备壳体感应电压限值等要求。

9 过电压保护和绝缘配合

9.0.1 1000kV 变电站过电压保护和绝缘配合的设计,除应符合本规范的规定外,尚应符合现行国家标准《1000kV 特高压交流输电工程过电压和绝缘配合》GB/Z 24842 的规定。

9.0.2 变电站设备在运行中可能受到的作用电压,可分为下列类型:

- 1 持续运行电压(其值不超过系统最高电压 U_m ,持续时间等于设备设计的运行寿命);
- 2 暂时过电压(包括工频过电压、谐振过电压);
- 3 操作(缓波前)过电压;
- 4 雷电(快波前)过电压;
- 5 特快速瞬态过电压。

9.0.3 工频过电压的基准电压 1.0p. u. 应为 $U_m/\sqrt{3}$,谐振过电压和操作过电压的基准电压 1.0p. u. 应为 $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$ 。

9.0.4 变电站的过电压水平宜符合下列规定:

1 相对地工频过电压水平不宜超过下列数值:

- 1)线路断路器的变电站侧:1.3p. u. ;
- 2)线路断路器的线路侧:1.4p. u. 。

2 最大的相对地统计操作过电压不宜大于 1.6p. u. ,最大的相间统计操作过电压不宜大于 2.9p. u. 。

9.0.5 1000kV 系统用氧化锌避雷器的保护水平应符合表 9.0.5 的规定。

9.0.6 1000kV 设备的额定绝缘水平应符合表 9.0.6 的规定。

表 9.0.5 1000kV 系统用氧化锌避雷器的保护水平 (kV)

| 电压类型 | 额定电压 (有效值) | 持续运行电压 (有效值) | 8/20 μ s、20kA 下雷电冲击残压 (峰值) | 1/10 μ s、20kA 下陡波冲击残压 (峰值) | 30/60 μ s、2kA 下操作冲击残压 (峰值) |
|------------|------------|--------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 线路侧 母线侧 | 828 | 638 | ≤ 1620 | ≤ 1782 | ≤ 1460 |

表 9.0.6 1000kV 设备的额定绝缘水平 (kV)

| 系统电压 | | 设备名称 | 额定雷电冲击耐受电压 (峰值) | 雷电截波 (峰值) | 额定操作冲击耐受电压 (峰值) | 工频耐受电压 (有效值) |
|------|------|------------------------|------------------|-----------|-----------------|----------------|
| 标称电压 | 最高电压 | | | | | |
| 1000 | 1100 | 变压器、并联电抗器 | 2250 | 2400 | 1800 | 1100(5min) |
| | | 气体绝缘金属封闭开关设备(断路器、隔离开关) | 2400 | — | 1800 | 1100(1min) |
| | | 支柱绝缘子、接地开关 | 2550 | — | 1800 | 1100(1min) |
| | | 避雷器 | 2400 | — | 1800 | 1100(1min) |
| | | 电压互感器(CVT) | 2400 | — | 1800 | 1200(5min) |
| | | 套管 (变压器、电抗器) | 2400 | 2760 | 1950 | 1200(5min) |
| | | 套管(气体绝缘金属封闭开关设备) | 2400 | — | 1800 | 1100(1min) |
| | | 开关设备纵绝缘 | 2400+900 | — | 1675+900 | 1100+635(1min) |
| | | 变压器中性点 | 325 | — | — | 140(1min) |
| | | 电抗器中性点 (经电抗接地) | 中性点绝缘水平应结合工程计算确定 | | | |
| 110 | 126 | 变压器低压侧 | 650 | — | — | 275(1min) |

注:1 表中数据适用于安装地点海拔高度不高于 1000m 的电气设备。

2 有机绝缘件均应进行 5min 工频耐受电压试验。

3 表中变压器中性点绝缘水平适用于中性点直接接地方式,当采用其他中性点接地方式,则应研究确定中性点绝缘水平。

10 二次部分

10.1 计算机监控系统

10.1.1 计算机监控系统和二次接线的设计应符合现行行业标准《220kV~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149、《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136 和《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 的有关规定。

10.1.2 1000kV 变电站应采用计算机监控的控制方式,监控系统主机和操作员工作站均宜单独配置,并按双重化原则设置。

10.1.3 全站宜集中配置一套公用的同步对时系统,时钟源宜按双重化配置,对时精度应满足控制、保护、故障测距及相角测量装置等二次系统要求。

10.1.4 电力二次系统的安全防护设计应符合“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则,并采取相应的隔离和认证措施。

10.2 二次设备布置

10.2.1 主控制室和计算机室设计应按规划建设规模在第一期工程中一次建成。二次屏柜屏位布置应结合远景规划,满足分期扩建的要求。

10.2.2 二次设备宜采用下放布置方式,并按相对集中的原则分散设置继电器小室。

10.3 电磁抗干扰措施

10.3.1 二次设备的抗扰度等级应符合国家现行标准《500kV 变

电所保护和控制设备抗扰度要求》DL/Z 713 的规定。

10.3.2 继电器小室应采取屏蔽措施。当毗邻高压配电装置布置时,宜采用金属网屏蔽方式,且整体屏蔽效能不宜小于 30dB。

10.3.3 主控制室及计算机室的屏蔽措施应根据其在变电站中的具体位置确定。一般远离高压配电装置布置的主控室和计算机室可不采取专用屏蔽措施。

10.3.4 主控制室、计算机室、继电器小室、敷设二次电缆的沟道和配电装置就地端子箱等处,宜采用截面不小于 100mm² 的裸铜排(缆)敷设与主接地网紧密相连的等电位接地网。

10.4 继电保护

10.4.1 继电保护和安全自动装置的设计应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB 14285 等的有关规定,并应符合下列规定:

1 应按“强化主保护,简化后备保护和二次回路”的原则进行保护配置、选型。

2 双重化配置的继电保护装置,两套保护的跳闸回路应与断路器的两个跳闸线圈分别一一对应;非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。

3 双重化配置的继电保护装置应分别组装在各自的保护屏(柜)内,保护装置退出消缺或试验时,宜整屏(柜)退出。

10.4.2 主变压器保护应配置两套完整、独立的电气量保护和一套非电气量保护,两套电气量保护和一套非电气量保护应使用各自独立的电源回路(包括直流空气小开关及其直流电源监视回路),在保护柜上的安装位置应相对独立。继电保护双重化包括保护装置的双重化以及与保护配合回路(含通道)的双重化,双重化配置的保护装置及其回路之间应完全独立,不应有直接的电气联系。

10.4.3 当主变压器调压部分(包括调压变压器和补偿变压器)与

变压器主体分别为独立箱体布置方式时,应为调压变压器和补偿变压器分别配置双重化差动保护,并应配置一套非电气量保护,后备保护可不配置。调压变压器和补偿变压器保护宜单独组屏。

10.5 直流及交流不停电电源系统

10.5.1 直流及交流不停电电源系统的设计应符合现行行业标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044、《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的有关规定。

10.5.2 直流系统宜根据继电器小室的位置、数量和相对集中的原则,按区域设置直流系统。

10.5.3 直流系统的电压宜采用 220V 或 110V。

10.5.4 每组蓄电池组的事事故放电时间应按 2h 计算。

10.5.5 直流系统两段母线间不应设置自动切换装置,负荷侧也不应设置自动切换装置。直流系统两段母线间可设置手动切换的分段开关,单套配置的重要保护装置宜在负荷端设置双电源进线的手动切换开关。

10.5.6 交流不间断电源系统(UPS)或逆变电源系统宜根据继电器小室的位置、数量和相对集中的原则,按区域设置,并宜采用单母线接线。每套 UPS 或逆变电源系统接于不同母线段,两段馈电母线之间宜配设可设置手动切换的分段断路器。

10.5.7 UPS 或逆变电源系统的直流电源应由变电站内的直流供电系统取得,供电时间宜按 2h 确定。

10.6 辅助系统

10.6.1 主变压器和 1000kV 并联电抗器宜配置油色谱状态监测,气体绝缘金属封闭开关设备、复合电器设备宜配置 SF₆ 气体状态监测,各状态监测装置宜通过网络接口与计算机监控系统实现通信。

10.6.2 火灾探测报警系统的设计应符合现行国家标准《火灾自

动报警系统设计规范》GB 50116 和《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的有关规定。

10.6.3 图像监视及安全警卫系统的设计应符合现行国家标准《工业电视系统工程设计规范》GB 50115 的有关规定。

10.7 对电流、电压互感器的要求

10.7.1 1000kV 电流互感器二次绕组宜配置中间抽头。

10.7.2 1000kV 线路电能计量宜采用电流互感器和电压互感器的专用二次绕组。

11 1000kV 构支架

11.1 一般规定

11.1.1 构支架的设计、计算应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 和《钢结构设计规范》GB 50017 等的有关规定。

11.1.2 结构的设计使用年限应不低于 50 年,安全等级应为一 级,结构的重要性系数应采用 1.1。

11.1.3 构支架应分别按承载能力极限状态和正常使用极限状态 进行设计,结构应满足整体稳定和局部稳定的要求。构架应按大 风、覆冰、安装、检修四种工况计算,支架应按运行工况计算。

11.1.4 构支架上的荷载可分为下列类型:

1 永久荷载:结构自重、导线及避雷线的自重和水平张力,固 定的设备重。

2 可变荷载:风荷载、冰荷载、安装及检修时临时性荷载、地 震作用、温度变化。

3 偶然荷载:短路电力。

11.1.5 构支架计算时,导线荷载的分项系数应按表 11.1.5 的规 定取值。

表 11.1.5 导线荷载的分项系数

| 项次 | 荷载名称 | 最大风工况 | 覆冰工况 | 检修安装工况 |
|----|------|-------|------|--------|
| 1 | 水平张力 | 1.3 | 1.3 | 1.2 |
| 2 | 垂直荷载 | 1.3 | 1.3 | 1.2 |
| 3 | 侧向风压 | 1.4 | 1.4 | 1.4 |

注:垂直荷载当其效应对结构有利时其荷载分项系数应取 1.0。

11.1.6 可变荷载的荷载组合值系数的选择应符合下列规定:

1 大风工况下,连续架构的温度作用组合值系数应取 0.85。

2 覆冰工况下,风荷载组合值系数应取 0.15(冰厚不大于 10mm)或 0.25(冰厚大于 10mm)。

3 其他工况下,风荷载组合值系数应取 0.15。

11.1.7 1000kV 构支架基本风压应采用 100 年一遇风压。构支架应计及风振的影响,构架风振系数宜分段计算。

11.1.8 构支架应采取镀锌或其他防护年限较长的防腐措施。

11.2 构造要求

11.2.1 构架柱宜采用变截面格构式钢管结构,构架梁宜采用等截面桁架梁。经技术经济综合比较后,也可根据实际结构布置采用其他形式的梁、柱结构。

11.2.2 支架可采用钢管格构式结构或单钢管结构。

11.2.3 格构式构架柱主材圆钢管的外径与壁厚之比不宜大于 60,钢管人字柱结构的外径与壁厚之比不应大于 $100(235/F_y)$,其中 F_y 为钢材的屈服强度。

11.2.4 格构式构架的主材与腹杆的连接宜采用节点板连接,节点与杆件连接的承载力不应小于被连接杆件的承载力的 1.05 倍。节点板顺弦杆轴向布置时,应至少设有一道均压板。

12 噪声控制

12.0.1 导线应根据变电站地理环境条件合理选用,并应采取措施降低导体和金具电晕噪声。

12.0.2 低噪声设备或外部降噪措施应通过技术经济比较合理选用。

12.0.3 外部降噪措施可通过设置隔声、吸声、消声和隔振等设施降低噪声的传播。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

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

引用标准名录

- 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 《钢结构设计规范》GB 50017
- 《工业电视系统工程设计规范》GB 50115
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 《并联电容器装置设计规范》GB 50227
- 《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229
- 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB 14285
- 《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》GB/T 16434
- 《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/Z 24842
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620
- 《500kV 变电所保护和控制设备抗扰度要求》DL/Z 713
- 《330~750kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》DL/T 5014
- 《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044
- 《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136
- 《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137
- 《220kV~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149
- 《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222
- 《电力系统设计技术规程》DL/T 5429

中华人民共和国国家标准

1000kV 变电站设计规范

GB 50697 - 2011

条文说明

制 订 说 明

《1000kV 变电站设计规范》GB 50697—2011,经住房和城乡建设部 2011 年 2 月 18 日以第 932 号公告批准发布。

本规范编制过程中,编制组总结了我国 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程的设计和运行经验,同时参考了国内外已有的同类工程技术资料和相关科研课题的研究成果,在此基础上进行分析和研究,提出本规范的技术原则。本规范提出的技术原则有待在今后特高压输变电工程的设计和运行实践中检验,并通过不断积累经验而加以完善。

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

目 次

| | | |
|------|----------------------|------|
| 1 | 总 则 | (33) |
| 2 | 电气主接线 | (34) |
| 3 | 主变压器 | (36) |
| 4 | 1000kV 并联电抗器 | (37) |
| 5 | 1000kV 设备和导体选择 | (38) |
| 5.1 | 一般规定 | (38) |
| 5.2 | 断路器 | (40) |
| 5.3 | 隔离开关 | (40) |
| 5.4 | 互感器和避雷器 | (41) |
| 5.5 | 绝缘子 | (41) |
| 5.6 | 导体 | (43) |
| 6 | 1000kV 配电装置 | (45) |
| 7 | 110kV 无功补偿装置 | (49) |
| 7.1 | 一般规定 | (49) |
| 7.2 | 无功补偿装置及设备选择 | (50) |
| 8 | 防雷接地 | (52) |
| 9 | 过电压保护和绝缘配合 | (53) |
| 10 | 二次部分 | (56) |
| 10.1 | 计算机监控系统 | (56) |
| 10.2 | 二次设备布置 | (57) |
| 10.3 | 电磁抗干扰措施 | (57) |
| 10.4 | 继电保护 | (58) |
| 10.5 | 直流及交流不停电电源系统 | (58) |
| 10.6 | 辅助系统 | (59) |

| | | |
|------|--------------------|------|
| 10.7 | 对电流、电压互感器的要求 | (59) |
| 11 | 1000kV 构支架 | (61) |
| 11.1 | 一般规定 | (61) |
| 11.2 | 构造要求 | (61) |
| 12 | 噪声控制 | (62) |

1 总 则

1.0.1 我国第一个特高压交流输变电工程——1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程于 2009 年 1 月 6 日完成试运行,1000kV 变电站建设在我国以及世界上尚无国家标准,为提供工程建设的主要技术原则和建设标准,特制定本规范。编制本规范的目的是为了贯彻国家的基本建设方针,体现国家的技术经济政策,规范 1000kV 变电站工程建设,使 1000kV 变电站工程设计符合安全可靠、先进适用、经济合理、环境友好的原则。

1.0.2 本规范仅对 1000kV 变电站设计特有技术内容作出规定。

2 电气主接线

2.0.1 本条提出 1000kV 变电站电气主接线设计应考虑的主要因素,除满足系统要求外,还应结合具体工程条件综合考虑,核心要求是满足运行安全和节约投资。具体工程主接线形式应经过综合论证分析后确定。

2.0.2 一个半断路器接线当元件总数为 5 回及以上时,接线串数将不少于 3 串,接线可使多个出线元件和 2 组母线组成多环形接线,各元件均可保证高度的可靠性。

当采用一个半断路器接线时,同名回路应配置在不同串内,电源回路与负荷回路配对成串,当母线故障时可保证各回供电。回路交叉进串可提高供电可靠性,但如因此造成布置接线复杂和增加投资造价,综合可靠性无明显提高,则不宜采用。

当初期连接元件数量较少时可考虑采用角形接线等简化接线型式,并当元件增加时在布置上应能够容易地过渡到一个半断路器接线。

2.0.3 1000kV 特高压适用大于功率、长距离送电,线路重载时的电压降低和轻载时的电压升高影响大,为限制工频过电压,当线路安装一组并联电抗器时,一般不允许退出运行,宜采用不装设断路器和隔离开关的接线,电抗器与线路同时停电作业。

2.0.4 主变压器第三绕组额定电压的选取主要取决于无功补偿容量要求、第三绕组短路水平及第三绕组侧设备的制造能力等因素。我国现有 500kV 变电站主变压器第三绕组额定电压选用 35kV 或 66kV;750kV 变电站主变压器第三绕组额定电压选用 66kV。受设备短路电流和额定电流水平的限制,必须提高 1000kV 特高压主变压器第三绕组的额定电压等级。对于 3000MVA 主变压器,通过对

110kV、132kV、145kV 适应性的研究,其相应的额定电流最大可达到 5249A、4374A 和 3982A,第三绕组短路电流均不超过 40kA,且可通过控制低压无功补偿分组容量使投切一组补偿设备所引起的变压器中压侧的母线电压变化值不超过其额定电压的 2.5%。但由于 132kV 和 145kV 电压等级不在我国标准电压等级系列范围内,因此采用 110kV 电压等级。当主变压器容量为 4500MVA 或更大容量,系统对第三绕组配备无功补偿提出特殊要求时,可研究确定采用其他电压等级。

为简化接线,110kV 电气接线采用以主变压器为单元的单母线接线。因 110kV 电压等级常规设备通流能力为 3150A,如因无功补偿容量大而超出单回设备通流能力时,可采用多回总断路器回路并设置多组单母线。110kV 采用中性点不接地系统,变压器 110kV 绕组、母线、断路器等设备的绝缘水平和断路器断口恢复电压值需要提高。当发生单相接地故障,允许短时单相接地运行,但应采取措施尽快切除接地故障点。

2.0.5 1000kV 避雷器因限制操作过电压而不允许单独退出运行,电压互感器因采用对应接线不能切换也不允许单独退出运行,所以这两个元件前不应装设隔离开关。1000kV 采用一个半断路器接线时,当变电站初期可能出现 2 个完整串运行时,为提高线路检修时供电可靠性,线路、变压器元件宜装设出口隔离开关。

2.0.8 本条对接地开关的配置提出明确要求。气体绝缘金属封闭开关设备接地开关的配置按设备停电维护、检修时实现强制三相金属接地短路的安全考虑。敞开式母线接地开关的配置由感应电压计算确定,实际停电检修时还应采取必要的防感应电击安全措施。

3 主 变 压 器

3.0.2 自耦变压器与同容量的普通变压器相比具有很多优点:消耗材料少,造价低;有功和无功损耗少,效率高;高中压线圈为自耦联系,阻抗小,对改善系统的稳定性有一定作用;可以扩大变压器极限制造容量,便于运输和安装。因此,1000kV 主变压器宜选用自耦变压器。考虑到主变压器的运输和制造难度,1000kV 主变压器推荐采用单相自耦变压器。

应根据变压器的参数、运输条件和系统情况等因素,确定是否设置站内或区域备用相。

3.0.3 自耦变压器的二次侧容量由两部分组成:一部分是通过自耦变压器的串联绕组直接传输过来;另一部分是通过公共绕组的电磁感应传输过来,该容量一般称为电磁容量或计算容量。当自耦变压器中压侧与低压侧的传输容量达到电磁容量时,高压侧便不能向中压侧送电。因此,应根据系统潮流和自耦变压器第三绕组侧的无功补偿容量配置,校核主变压器公用绕组的容量。

3.0.4 主变压器调压方式的选择,应符合现行国家标准《1000kV 交流系统电压和无功电力技术导则》GB/Z 24847 的有关要求。1000kV 主变压器的中压线端为 500kV,在中压侧线端调压无论是从绝缘可靠性还是开关的选择上,都存在很大困难。对变压器本身来说,500kV 调压线圈和调压引线也非常难处理,会影响变压器的绝缘可靠性。如采用外置调压器的方式,由于调压器线圈必然为 500kV 全绝缘结构,绝缘结构也较为复杂。因此,1000kV 主变压器推荐采用中性点调压方式。当主变压器采用有载调压时,应经过技术经济论证后确定。

4 1000kV 并联电抗器

4.0.1 1000kV 并联电抗器容量选择和线路长度相关,随着线路长度的不同,补偿的容量也不相同。在满足系统要求的前提下,需综合考虑 1000kV 并联电抗器容量系列、备品备件策略和设备研制难度等因素,进行技术经济比较后选择 1000kV 并联电抗器的容量和组数。1000kV 并联电抗器三相容量推荐系列为:1080Mvar、960Mvar、840Mvar、720Mvar、600Mvar。

4.0.2 从结构上看,电抗器主要有空心式和铁心式。空心式电抗器电感值小,且电感值不随通过电抗器电流的大小而改变;铁心式电抗器在其他参数相同的情况下,电感值比空心式大,但超过一定电流后,电感值由于铁心的饱和而逐渐减少。相同容量的铁心式电抗器体积比空心式的小。目前国外的超高压大容量电抗器普遍采用分段铁心式的结构,段间间隙用非线性绝缘材料构成,以达到在一定线性度下尽量减小电抗器体积的目的。由于 1000kV 并联电抗器的容量大,考虑散热和布置因素,推荐采用铁心式。由于 1000kV 配电装置的相间距离大,考虑设备布置和导线连接方便以及可靠性和经济性要求,宜采用单相油浸铁心式。

应根据 1000kV 并联电抗器的参数、运输条件和系统情况等因素,确定是否设置站内或区域备用相。

4.0.3 为了提高特高压线路的单相重合闸成功率,需将重合闸过程中的潜供电流和恢复电压限制在较小值。线路 1000kV 并联电抗器中性点通过电抗接地的方法,能有效限制线路的潜供电流和恢复电压。

5 1000kV 设备和导体选择

5.1 一般规定

5.1.2 500kV 和 750kV 设备选择,取离地面 10m 高、50 年一遇的 10min 平均最大风速。考虑到 1000kV 变电站在系统中的重要作用,其设备的最大风速应采用离地面 10m 高、100 年一遇的 10min 平均最大风速。1000kV 电气设备平均高度约 12m~13m,设备支架高度约 6m~7m,则设备离地面总高度约 18m。应按实际安装高度对风速进行换算。

5.1.3 电气设备在 1.1 倍最高运行相电压下无线电干扰电压要求为 $500\mu\text{V}$,考虑隔离开关在分、合闸状态下难于满足此要求,因此提高到 $2000\mu\text{V}$,目前 500kV 和 750kV 设备制造水平均能达到此标准,1000kV 设备采用相同标准。

5.1.4 根据现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222—2005,变压器、电抗器和其他设备的连续性噪声水平不应大于 85dB(A),屋外断路器非连续性噪声水平不应大于 110dB(A)。考虑电气设备的制造水平和实际情况,同时满足环保要求,1000kV 设备的连续性噪声水平不宜大于 75dB(A),屋外断路器非连续性噪声水平不应大于 110dB(A)。考虑到电抗器噪声随容量增加而增大,因此可根据容量予以调整。

5.1.5 由于 1000kV 电气设备的工作电压高,其内部带电部分电位梯度大,对变压器、互感器等油浸式电气设备,由于存在极不均匀的电场分布,会引起绝缘油的破坏,油中产生局部放电。考虑选用性能优良绝缘材料,变压器、电抗器的局部放电量可得到有效控制。结合设备制造水平,1000kV 变压器和电抗器的局部放电量允许值按现行国家标准《1000kV 单相油浸式自耦电力变压器技

术规范》GB/Z 24843—2009 和《1000kV 交流系统用油浸式并联电抗器技术规范》GB/Z 24844—2009 执行,即在规定的试验电压下,变压器各绕组线端的视在放电量应满足:高压不大于 100pC,中压不大于 200pC,低压不大于 300pC;在规定的试验电压下,电抗器的绕组线端视在放电量不应大于 100pC,中性点线端视在放电量不应大于 300pC。

1000kV 交流系统用套管局部放电量允许值按现行国家标准《1000kV 交流系统用套管技术规范》GB/Z 24840—2009 执行,即在 667kV 电压下不大于 5pC,在 953kV 电压下不大于 10pC。

1000kV 电容式电压互感器和避雷器的局部放电量允许值按现行国家标准《1000kV 交流系统用电容式电压互感器技术规范》GB/Z 24841—2009 和《1000kV 交流系统用无间隙金属氧化物避雷器技术规范》GB/Z 24845—2009 执行,即在规定的试验电压下,电容式电压互感器不大于 5pC,避雷器不大于 10pC。

5.1.6 由于 1000kV 电气设备有很多裸露在外面的金属部件,它们在日照条件下会使其本身的温度升高,裸露在外面的金属部分越多,其温度升高的现象越严重。因此在确定 1000kV 电气设备额定电流时,不仅需要考虑其环境年最高温度(年最高温度的多年平均值),还要考虑 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ (风速 $0.5\text{m}/\text{s}$) 的日照影响。日照对屋外电气设备的影响,应由制造部门在产品设计中考虑。当缺乏数据时,可按电器额定电流的 80% 选择设备。

5.1.8 由于地震烈度过高,将造成 1000kV 设备制造难度极大,因此 1000kV 电气设备按不超过 8 度设防,并通过合理选择站址的方式解决地震烈度过高的问题。参考 500kV 和 750kV 电气设备抗震要求,抗震设防烈度按 8 度考虑,应承受水平地震加速度在 $2\text{m}/\text{s}^2 \sim 3\text{m}/\text{s}^2$ 之间,具体根据工程实际情况取值。当需进行竖向地震作用的时程分析时,地面运动最大竖向加速度可取最大水平加速度的 65%。当设备采用支架安装时,应按动态带支架进行设计和试验。

5.1.9 1000kV 电气设备电瓷外绝缘的泄漏比距目前应按现行国家标准《高压架空线路和发电厂、变电所环境污秽分级及外绝缘选择标准》GB/T 16434—1996 中的规定执行。当条件具备时,可按照统一爬电比距考虑。

5.2 断 路 器

5.2.1 特高压交流试验示范工程经过充分论证,晋东南 1000kV 变电站 1000kV 设备采用气体绝缘金属封闭开关设备,南阳(开关站)、荆门 1000kV 变电站 1000kV 设备采用 HGIS。南阳 1000kV 开关站 1000kV 设备曾考虑采用 AIS,但综合考虑国内设备制造厂生产能力和设备安全运行、工程工期以及节约土地资源等因素,选用 HGIS。

5.2.2 由于 1000kV 系统短路电流的直流分量衰减慢,时间常数长,断路器快速开断直流分量,电流过零点延迟。断路器开断短路电流时的暂态恢复电压(TRV)也与超高压断路器有较大的区别。在端部故障的条件下,TRV 的上升率较延伸的 IEC 标准略高;在失步的条件下,开断 TRV 时的情况更加严重。断路器是否装设合闸、分闸电阻,电阻值及接入时间应考虑限制操作过电压要求及设备制造水平,进行技术经济综合论证后确定。

特高压交流试验示范工程的研究表明:对于采用一个半断路器接线的 1000kV 配电装置,主变压器的投切主要由 500kV 侧断路器完成,因此主变压器 1000kV 母线侧断路器可不装设合闸电阻。

5.3 隔 离 开 关

5.3.1 1000kV 配电装置采用分裂导线作为母线,因此,一般不宜采用垂直伸缩式隔离开关。双柱水平伸缩式采用单断口,开关动作时机械载荷较大;三柱水平旋转式和三柱水平伸缩式采用双断口,开关动作时机械载荷相对较小。因此,1000kV 隔离开关推

荐采用水平断口三柱式。

5.3.2 SF₆ 气体绝缘开关装置中隔离开关切合空载母线时,由于触头运动速度慢、隔离开关灭弧能力弱等原因,触头间可能会发生重击穿,产生波头很陡的行波,在 GIS 内发生多次折反射,形成特快速瞬态过电压(Very Fast Transient Overvoltage, VFTO)。1000kV 隔离开关装设投切电阻可抑制 VFTO 的影响,具体要求应经过电压计算后确定。

5.4 互感器和避雷器

5.4.1 为了便于调试和试验,独立式 1000kV 电压互感器采用电容式、非叠装式电压互感器,即电容分压器与电磁单元分离,具体内容可参见现行国家标准《1000kV 交流系统用电容式电压互感器技术规范》GB/Z 24841 的有关规定。

5.4.2 避雷器的选择可参照现行国家标准《1000kV 特高压交流输电变电工程过电压和绝缘配合》GB/Z 24842 的有关要求。

5.4.3 为限制雷电过电压及操作过电压,变压器侧及线路侧应设置避雷器。母线、并联电抗器是否装设避雷器及安装位置,应考虑启动方式、线路进线段保护角等因素,根据雷电过电压计算结果或模拟试验确定。

5.5 绝缘子

5.5.1 变电站绝缘子串的绝缘水平应等于或略高于变电站出线线路绝缘子串,因此变电站绝缘子串的片数可按与线路绝缘子串的绝缘水平配合法确定。

5.5.2 变电站悬式绝缘子一般选用盘形瓷绝缘子,污秽严重地区可选用防污双伞型或防污三伞型盘形绝缘子,以减小绝缘子串长度。

目前确定变电站绝缘子串通常有两种方法。一种是爬电比距法,此法简单易行,在工程设计中被广泛采用且经过实践的验证。

但是此方法没有和绝缘子的污秽耐受电压建立起直接的联系,而且不同绝缘子爬电距离的有效系数也还是由人工污闪电压的试验结果确定的。

另一种方法是污秽耐受电压法。该方法是根据试验得到绝缘子在不同污秽程度下的耐污闪电压,使选定的绝缘子串的耐污闪电压大于导线的最大工作电压,并留有一定的裕度。这种方法和实际绝缘子的污秽耐受能力直接联系在一起,但需要通过试验确定绝缘子的耐污特性,并且人工污秽试验结果和自然污秽下绝缘子的耐污闪电压还存在着等价性的问题。

工程设计中上述两种方法都需要进行计算,综合比较后确定。

1 按系统最高电压和爬电比距选择。计算方法应符合现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222 的要求。

2 按污秽耐受电压法选择。按污秽耐受电压法,绝缘子串的片数按下式计算:

$$n \geq \frac{K_1 U_m}{U_w} \quad (1)$$

式中: U_m ——系统最高运行相电压(kV);

U_w ——单片绝缘子污闪耐受电压(kV);

K_1 ——按系统的重要性考虑的修正系数,取 1.1。

单片绝缘子的污闪耐受电压 U_w 按下式确定:

$$U_w = U_{50\%} (1 - 3\sigma) \quad (2)$$

式中: $U_{50\%}$ ——给定污秽度下,绝缘子片的 50% 闪络电压(kV);

σ ——标准偏差,按 7% 计。

通过长串人工污秽试验,可得到各污秽等级下单片绝缘子的污闪耐受电压值。

5.5.3 根据科研单位研究结论,双 I 型绝缘子串的串间中心距不小于 600mm 时可不考虑邻近效应。

5.5.4 支柱绝缘子的选择应满足现行国家标准《1000kV 交流系统用支柱绝缘子技术规范》GB/Z 24839 的有关规定。

5.6 导 体

5.6.1 导体结构型式的选择,既要考虑导体载流量、热稳定、机械特性以及经济性等方面的影响和配电装置的特点,如电晕放电产生的可听噪声、无线电干扰及静电感应问题、对构架和设备的静态和动态作用力、对连接金具的结构型式影响以及安装的难易度和工程量大小等,又需根据国内厂家的制造能力、地震等条件,进行综合技术经济比较后确定。

5.6.2 1000kV 架空导线按修正后的载流量选择,按临界电晕起始电压、可听噪声、无线电干扰等校核。根据目前国内现有的大截面导线情况,经选择和计算,4×LGJQT-1400 和 4×JLHN58K-1600 均可满足晴天条件下的电晕和无线电干扰的要求,但 4×LGJQT-1400 导线在雨天不满足电晕要求,而 4×JLHN58K-1600 导线在雨天时也能满足电晕要求。跨距相同时,4×LGJQT-1400 导线对构架的拉力比 4×JLHN58K-1600 导线大,不利于采用轻型构架。因此,1000kV 导线推荐采用 4×JLHN58K-1600 扩径空心导线。

导线的分裂间距主要对导线表面最大电场强度产生影响。计算结果表明,导线表面最大电场强度随导线分裂间距的增大,先减小后增大,存在最佳分裂间距使导线表面电场强度最小。对于 4×JLHN58K-1600 导线,在海拔 1000m 及以下时,当分裂间距为 580mm 时,导线表面最大场强最小,因此分裂间距宜取 600mm。

当采用 4 分裂导线时,经计算校核,在海拔 1000m 及以下时,单根导线的最小直径为 66mm。

5.6.3 经计算,直径为 200mm 及以上的管母,在三相单根管母架空水平排列,管母中心距地面 17.5m 时,离地 1.5m 空间场强小于 10kV/m,且满足电晕临界电压和热稳定的要求。

5.6.4 在分裂导线中由于各次导线相互靠近,使次导线内电流密度分布不均匀而产生邻近效应。邻近效应使导线内总的允许电流下降,故应考虑导线排列方式、分裂根数、分裂间距等因素对导线

实际载流量的影响。

5.6.5 短路电流通过分裂导线时相互产生电动力,影响导线的状态,从而改变了导线的拉力。由于特高压导线的静态拉力比较大,因此,间隔棒的设置对动态时导线拉力影响较大,故需根据构架和设备端子的受力情况确定间隔棒的间距。1000kV 导线选用扩径空心导线,为了避免短路时次导线因相碰而产生形变损伤,架空导线间隔棒之间的距离按导线在非接触状态设计。

5.6.6 主要目的是减少电晕损耗以及降低无线电干扰水平和可听噪声。

6 1000kV 配电装置

6.0.2、6.0.3 这两条是 1000kV 屋外配电装置的最小安全净距的规定。

确定最小安全净距是 1000kV 配电装置设计的基础,也是配电装置安全、经济运行的保证之一。要确定最小安全净距,首先要确定空气间隙。确定空气间隙的基本方法是根据作用在空气间隙上的各种过电压值(工频过电压、雷电过电压、操作过电压),然后查取相应的放电试验曲线,就可以得到空气间隙的数值,即查放电曲线法。

1 工频放电电压的确定。作用在空气间隙上的工频电压一般按照系统暂时工频过电压确定。

2 空气间隙上的正极性雷电冲击放电电压确定。变电站中的雷电过电压取决于从架空导线侵入到变电站的过电压的幅值和波形以及变电站本身的行波特性。其中,雷电冲击波的陡度、避雷器的保护水平以及避雷器与被保护设备的电气距离是决定变电站中的雷电过电压的主要参数。一般采用 EMTP 计算变电站中的雷电过电压水平;为简化起见,也可采用 IEC71-2 推荐的简化计算方法。

3 空气间隙上的正极性操作冲击放电电压的确定。空气间隙上操作冲击过电压统计值的确定方法有两个,均是采用所谓的简化统计法。确定空气间隙上操作冲击过电压的方法简述如下:

1)DL/T 620 推荐的方法。现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620—1997 针对 500kV 及以下电力系统,按照简化统计法来确定空气间隙上操作冲击过电压,即以避雷器的保护水平为基础,对某类过电压在统计冲击耐受电压和

统计过电压之间选取一个统计配合系数,使得所确定的绝缘故障率从系统的可靠性和费用两方面来看是可以接受的。

按照这一方法确定的空气间隙上的过电压见表 1。

表 1 采用 DL/T 620 推荐方法确定的空气间隙上的过电压

| 电压类型 | 相 对 地 | | 相 间 |
|------|-----------------------------|--------|----------------------|
| | 算 式 | 耐受概率 | 算 式 |
| 工频 | $K_2 \frac{U_m}{\sqrt{3}}$ | — | $K_2 U_m$ |
| 操作 | 有风 $U_{p.s}/(1-2z); z=0.05$ | 97.8% | $K_8 U_{p.s}/(1-3z)$ |
| | 无风 $U_{p.s}/(1-3z); z=0.05$ | 99.92% | |
| 雷电 | 有风 $1.40U_{pl}$ | — | 1.1(相—地间隙) |

2) IEC 推荐的方法。IEC 认为,对外绝缘缓波前过电压的绝缘配合可以采用统计法。当过电压的频率分布以及相应绝缘的击穿概率分布给定时,相对地绝缘故障率 R_a 可按下式计算:

$$R_a = \int_0^{\infty} f(U) \times P(U) dU \quad (3)$$

式中: $f(U)$ ——过电压的概率密度;

$P(U)$ ——在数值为 U 的冲击波作用下的绝缘闪络概率。

简化统计法假定用各自曲线上的一个点代表过电压和绝缘强度的分布,并采用统计过电压标记过电压分布,超过该过电压的概率为 2%。用统计耐受电压标记绝缘强度分布,在该电压下绝缘呈现 90% 的耐受概率。统计配合因数 K_{cs} 定义为统计耐受电压与统计过电压之比。

IEC 认为设备可接受故障率 R_a 在 0.001/年~0.004/年范围内。由雷电引起的架空线路可接受的故障率在 0.1/(100km·a)~20/(100km·a) 范围内。由操作过电压引起的可接受的故障率在 0.01/次~0.001/次操作范围内。可接受的故障率值应该在这些数量级之内。

IEC 进行缓波前过电压绝缘配合时采用的可接受故障率为

10^{-4} , 对应的统计配合因数 K_s 取值为 1.15。

按照空气间隙上放电电压数值, 根据 50% 放电曲线确定最小空气间隙。50% 放电曲线由试验单位通过真型放电试验获得。放电试验采用的典型空气间隙包括: 四分裂导线—构架梁间隙、四分裂导线—构架柱间隙、管型母线—构架柱间隙、均压环—构架柱间隙、均压环—均压环间隙、四分裂导线—四分裂导线间隙以及管型母线—管型母线间隙等。

海拔 1000m 时, 1000kV 配电装置的最小空气间隙值见表 2。

表 2 1000kV 配电装置最小空气间隙值(m)

| 序号 | 放电电压类型 | A_1 | | A_2 |
|----|------------|--------|---------|---|
| | | A_1' | A_1'' | |
| 1 | 工频放电电压 | 4.20 | | 6.80 |
| 2 | 正极性操作冲击电压波 | 6.80 | 7.50 | 9.20(四分裂导线—四分裂导线) 10.1(均压环—均压环) 11.3(管型导体—管型导体) |
| 3 | 正极性雷电冲击电压波 | 5.00 | | 5.50 |

注: A_1 (A_1' 、 A_1'') 为相对地最小空气间隙, A_2 为相间最小空气间隙。装有避雷针(线)的构架对导线的距离为 7.0m。

6.0.4、6.0.5 关于静电感应场强水平, 目前在国际上尚无统一标准与规定。日本的超高压变电站, 一般控制场强在 7kV/m 以内(变电站外为 3kV/m)。欧美国家对变电站场强水平没有明确规定, 而实际采用一般在 10kV/m 以内, 部分达到 10kV/m~15kV/m。前苏联在设计变电站时, 对场强水平不加限制, 但按安全规则, 对运行人员在高场强区工作时间作了规定(如在 10kV/m 场强下, 24h 中允许人员停留时间为 180min)。

1980 年, 国际大电网会议报告中, 提出关于电场对生物的影响, 认为 10kV/m 是一个安全水平。最高允许场强在线路下可定为 15kV/m, 走廊边沿为 3kV/m~5kV/m。

我国曾对 330kV~500kV 变电站静电感应场强水平作了大量的实测及模拟与计算工作。实测结果表明, 大部分场强在

10kV/m 以内,10kV/m~15kV/m 场强水平在 2.5% 以下,各电气设备周围的最大空间场强大致为 3.4kV/m~13kV/m。

对场强水平的规定,一般是从两方面考虑,即稳态下的静电感应对人身健康等影响;静电感应暂态电击(主要是火花放电时电击)对人的影响。关于对人身健康的影响,国际大电网会上有初步结论,认为现存变电站的场强水平下,对人身健康无明显影响。关于暂态电击,场强愈高,暂态电击愈严重。虽暂态电击可采取一定措施,加以防止或减轻。例如采用降低或屏蔽场强措施,工作人员穿低绝缘电阻鞋等,但终究会给人们带来一些烦恼,如麻电刺痛等。

综上所述,根据国际大电网会议的意见和国内外 330kV~750kV 变电站设计运行经验,1000kV 变电站静电感应场强的设计标准确定为:距地面高度 1.5m 的场强水平不宜超过 10kV/m,少部分地区可允许达到 15kV/m。

6.0.6 根据 500kV 屋外配电装置检修经验,参照 750kV 配电装置的相关规定提出本条要求,可根据实际施工及运行维护要求调整。

6.0.7 1000kV 母线及跨线的拉力一般控制在 60kN~80kN,采用双串 240kN 或 300kN 的绝缘子串,架构水平载荷约为 500kV 的 2 倍,因此应对导线挂线施工方法提出要求,限制过牵引值,使过牵引力不成为构架结构强度的控制条件。

6.0.8 1000kV 屋外配电装置内通道的设置除满足运行、检修要求外,尚应符合消防要求。在可能的条件下,其道路应力求环形贯通,尽量减少尽头死道,以提供良好的行车条件,当无法贯通时则应具有回车条件。

1000kV 设备外形尺寸大,重量重,加上支架后设备离地高度可达 18m~20m。因此,设备的安装检修必须采用机械的方法。为了使施工、检修机械能够直接到达设备附近,配电装置的每个间隔应设相间纵向道路,以便于施工安装、运行及检修。

1000kV 配电装置区内相间运输检修道路宽度,一般取 3.5m,并联电抗器运输道路取 4.5m~5m。

7 110kV 无功补偿装置

7.1 一般规定

7.1.1 本条是 1000kV 电力系统无功补偿的总原则。根据现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 的规定,电网的无功补偿应以分层分区和就地平衡为原则,并应随负荷(或电压)变化进行调整,避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率,1000kV 电力系统也可参照这一规定。

7.1.3 110kV 并联电容器主要是补偿主变压器无功损耗以及输电线路输送容量较大时电网的无功缺额。

7.1.4 1000kV 变电站的主变压器与 500kV 变电站类似,采用自耦型式,第三绕组线圈的容量约为主变压器容量的 1/3,以往工程规定低压无功补偿装置容量宜为主变压器容量的 30% 以下,而实际都按 33% 以下规划。本条规定了无功补偿装置容量的限制条件。此外无功补偿装置还应根据无功负荷增长和电网结构变化分期装设。

7.1.5 110kV 侧电容器或电抗器无功补偿总容量确定以后,通常将电容器或电抗器分成若干组进行安装,分组原则主要是根据电压波动、负荷变化、电网背景谐波含量以及设备技术条件等因素来确定。超高压和特高压变电站由于系统容量的增大,系统无功扰动承受能力较强,无功补偿装置最大分组容量的约束条件主要是断路器投切电容器组和电抗器组的能力。根据断路器生产厂家的供货能力,目前供货的产品中,额定电流为 3150A、额定短路电流为 40kA 的 126kV 断路器,从技术上可满足最大分组容量为 240Mvar 电抗器和 210Mvar 电容器组的断流条件。

7.1.6 目前我国 500kV 变电站中,低压并联电容器装置的串联电抗器率,抑制 5 次及以上谐波,多选取 5%;抑制 3 次谐波,多选取 12%。为防止电容器组投入运行后,引起系统谐波放大,并保证电容器组自身运行安全,同时考虑节省投资与运行的灵活性,根据特高压交流试验示范工程的研究成果,110kV 并联电容器装置的串联电抗率采用的是 5%和 12%两种,其中 12%串联电抗率的电容器装置先投后切。但该配置方式并非标准模式,在变电站设计中,应根据工程实际情况由系统研究确定。

7.2 无功补偿装置及设备选择

7.2.1 并联电容器组不平衡保护种类较多,有单星形相间开口三角电压保护、单星形相电压差动电压保护、双星形中性点不平衡电流保护和单星形桥差不平衡电流保护,其中桥差电流保护灵敏度高,一次侧出口电流大,较易整定,而且受初始不平衡影响小,因此 110kV 并联电容器组宜采用桥差不平衡电流保护方式。为获得更高的保护灵敏度,特高压交流试验示范工程采用双桥差不平衡电流保护。变电站设计中,应根据工程实际情况研究确定。

7.2.2 特高压交流试验示范工程中,110kV 并联电抗器的额定电压确定为 105kV,最高运行电压为 115kV。在今后的工程设计中可根据具体情况通过计算确定。

7.2.3 并联电容器装置的串联电抗器基本有两种型式:干式空心型和油浸铁心型。由于串联电抗器对其电感特性的线性要求较高,因此宜采用干式空心型式。

7.2.4 110kV 并联电抗器包括干式空心型和油浸铁心两种类型。干式空心型的应用方案是将 2 台 66kV 等级的电抗器串联使用,每台容量为 40Mvar;油浸铁心三相型单台容量为 240Mvar,单相型单台为 80Mvar,目前国内尚无生产厂家制造。当出现两类设备可供选择时,需要在设备投资、占地、运行维护、防火等方面进行综合比较后确定。

7.2.5 随着系统无功需求的变化,需频繁投切容性和感性无功补偿装置。在投切过程中,可能因断路器的重击穿或截流而在容性或感性无功补偿装置上产生过电压,该过电压由避雷器进行限制。对于中性点不接地方式,单相接地故障时健全相电压升高到126kV(方均根值),避雷器持续运行可选126kV(方均根值),额定电压可为174kV(方均根值),雷电冲击残压为372kV(峰值)。

7.2.6 目前在500kV变电站中,无功补偿装置回路断路器有安装在电源侧,也有在中性点侧。根据目前的设备制造水平,110kV无功补偿装置回路的断路器宜安装在电源侧。

8 防雷接地

8.0.2 由于 1100kV GIS 和 HGIS 设备,三相母线分别装于不同的母线管道里,在正常运行时仍有较大的感应电流,例如晋东南 1100kV GIS 进出线套管处,其感应电流可达到额定电流的 30%,感应电流会引起外壳及金属结构发热,使设备的额定容量降低,二次回路受到干扰。因此,1100kV GIS 和 HGIS 外壳的接地非常重要,其接地线必须与主接地网连接,不允许元件的接地线串联之后接地。

由于 1100kV HGIS 相间距离较大,各相的感应电流需通过辅助接地网形成回路,所以,辅助接地网在正常运行时有较大工频电流流过。因此,1100kV HGIS 辅助接地网不仅要满足设备接地要求,而且还有汇流作用,宜优先选用铜接地材料。

1100kV GIS 相间距离相对较小,三相母线外壳间可配置短接板,辅助接地网材质可采用铜或扁钢。

8.0.3 当主接地网和辅助接地网采用不同材质时,应采取不同金属间电化学腐蚀的防护措施。

9 过电压保护和绝缘配合

9.0.1 1000kV 系统的过电压保护和绝缘配合设计,除应满足本规定要求外,应满足现行国家标准《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/Z 24842 的有关规定。

9.0.4 系统研究表明,1000kV 输变电系统中采用的限制系统过电压的方法为:采用 1000kV 并联电抗器限制工频过电压;采用装有合闸电阻的断路器限制操作过电压;采用金属氧化物避雷器限制雷电过电压,并作为限制操作过电压的后备保护。

根据 1000kV 系统无功补偿研究的相关结论,1000kV 输变电系统中 1000kV 并联电抗器的补偿度按 85%~90%考虑。根据系统分析计算,特高压交流试验示范工程中,在晋东南—南阳和南阳—荆门线路两端各设 1 组 1000kV 并联电抗器,分别安装在 3 个变电站(开关站)。晋东南站 1 组 1000kV 并联电抗器容量为 $3 \times 320\text{Mvar}$,南阳站两组 1000kV 并联电抗器容量均为 $3 \times 240\text{Mvar}$,荆门站 1 组 1000kV 并联电抗器容量为 $3 \times 200\text{Mvar}$ 。1000kV 并联电抗器中性点经电抗接地,中性点接地电抗值按 100%补偿相间电容原则进行选择。

根据系统过电压分析计算,1000kV 输变电系统中需采用装有合闸电阻的断路器和额定电压为 828kV 的金属氧化物避雷器限制合闸和单相重合闸操作过电压。同时分析计算表明,当合闸电阻阻值在 $400\Omega \sim 600\Omega$ 时,系统操作过电压均可限制在合理范围之内,合闸电阻投入时间 $8\text{ms} \sim 11\text{ms}$ 。在特高压交流试验示范工程中,1000kV 断路器采用的合闸电阻阻值分别为 600Ω (晋东南站)、 580Ω (南阳站)、 560Ω (荆门站),合闸电阻投入时间 $8\text{ms} \sim 11\text{ms}$ 。

金属氧化物避雷器是限制变电站过电压水平的有效手段之一。科研单位对 1000kV 变电站/开关站近区雷电侵入波过电压进行了分析计算,根据计算结果,1000kV 配电装置避雷器采用如下配置:每回 1000kV 出线安装 1 组避雷器;GIS/HGIS 管道与架空线路的连接处不单独装设避雷器;线路侧避雷器布置在电压互感器和 1000kV 并联电抗器之间;主变压器高、中、低压侧均装设避雷器,主变压器高压侧套管接线端子与高压侧出口处避雷器接线端子之间沿导体的距离不大于 20m。

9.0.5 经计算,变电站母线侧避雷器额定电压为 828kV,变电站线路侧避雷器额定电压为 888kV。但是,幅值在 1.3p. u. ~ 1.4p. u. 之间的工频过电压持续时间短,额定电压 828kV 的金属氧化物避雷器完全可以承受,而且有足够裕度。因此,全站可以采用单一额定电压为 828kV 的金属氧化物避雷器,从而降低了特高压变电站设备绝缘水平。

9.0.6 根据 1000kV 试验示范工程相关课题的研究成果,参照 IEC 标准中的相关规定,同时参考国内外超高压输变电工程运行经验和电气设备制造经验,确定了我国 1000kV 电气设备的额定绝缘水平。

1 工频暂态过电压下的绝缘水平。设备工频短时耐受电压的安全因数为 1.15,为保证变压器内绝缘在正常运行工频电压作用下的工作可靠性,应进行长时间(5min)工频耐压试验。变电站电气设备承受一定幅值和时间的工频过电压和谐振过电压的要求。

2 操作过电压下的绝缘水平:

1)内/外绝缘。变电站的相对地统计操作过电压 U ,以 1.60p. u. 计,参照 IEC 60071—2《绝缘配合 第 2 部分:应用导则》推荐方法进行计算,线路侧和母线侧设备的操作耐受电压均可选 1800kV。

2)纵绝缘。开关设备(断路器、隔离开关)纵绝缘(指断口间)

的额定操作冲击耐受电压由两个分量组成,其一为相对地的操作冲击电压,可取 1675kV;另一为反极性工频电压,其幅值为 $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$,可取 900kV。

3 雷电过电压下的绝缘配合:

1)内/外绝缘。根据 1000kV 变电站最大侵入波过电压计算值,选择设备雷电冲击耐受电压绝缘水平。其中,内绝缘的绝缘裕度大于或等于 1.15,外绝缘大于或等于 1.05。

2)纵绝缘。开关设备的纵绝缘(指断口间)的额定雷电冲击耐压电压由两个分量组成,一为相对地的额定雷电冲击耐受电压;另一为反极性的工频分量,其幅值为 $(0.7\sim 1.0)\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$ 。出现工频分量幅值大于 $0.7\sqrt{3}U_m/\sqrt{3}$ 的概率为 25%,因此工频幅值采用 $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$,约为 900kV。

3)变压器、并联电抗器及电流互感器截波额定雷电冲击耐压取相应设备全波额定雷电冲击耐压的 1.1 倍。

中性点绝缘水平与 1000kV 并联电抗器及其接地电抗器电抗值、中性点避雷器参数以及中性点过电压水平有关,应结合工程计算确定。

10 二次部分

10.1 计算机监控系统

10.1.2 主机和操作员工作站是兼用方式或是单独配置,在500kV变电站中均有采用,一般视变电站建设规模和运行要求等因素确定。考虑到1000kV变电站在系统中的重要地位,其监控功能要求和系统可靠性、可用率指标均应高于常规500kV变电站,故规定主机和操作员工作站均按双重化原则单独配置。

10.1.3 同步时钟系统有分散设置和集中设置两种模式。分散方式一般按控制楼和各继电器小室分别设置,系统构成简单,但无备用时钟,若某一继电器小室的同步时钟故障,则造成该小室测控、保护装置等二次设备的同步对时信号丢失。集中设置方式在高压直流换流站应用已较为广泛,即全站集中配设两套同步主时钟,采用双重化冗余配置互为热备用方式,当任一主时钟故障退出时,另一主时钟实现自动无缝切换,以保证测控、保护及自动化装置的同步对时精度和对时接口要求。

两套主时钟设备安装在主控楼或任两个继电器小室,其他继电器小室配置同步时钟信号扩展装置,主时钟与扩展装置通过光纤连接。

10.1.4 根据电力二次系统安全防护的整体部署要求,特高压变电站实时控制区(安全区Ⅰ)的典型应用包括计算机监控系统、五防系统、安控装置、保护装置等,非控制生产区(安全区Ⅱ)的典型应用包括故障录波及故障测距系统、电量计费系统、保护子站等,管理系统(安全区Ⅲ)的典型应用包括站长工作站、仿真培训工作站等。因此,为满足各安全区之间横向隔离及纵向安全认证的要求,在安全区Ⅰ和安全区Ⅱ之间采用逻辑隔离措施,在安全区Ⅰ、

Ⅱ与安全区Ⅲ之间采用反向安全隔离装置,安全区Ⅰ、Ⅱ与电力调度数据网之间采用纵向加密认证装置,安全区Ⅰ、安全区Ⅱ通过内部或公共电话网络实现与调度端的数据传输或远程维护时采用拨号安全认证装置。

10.2 二次设备布置

10.2.2 在各配电装置区域或一次设备集中安装处设置继电器小室,将二次设备分散布置在与一次设备毗邻的继电器小室的设计思想,在500kV、750kV变电站和高压直流换流站中均有广泛应用,大大节省了控制电缆的用量。1000kV变电站较常规500kV变电站相比,具有设备容量大、进出线回路多、配电装置占地面积大的特点,因此二次设备采用下放布置方式,按相对集中的原则分散设置继电器小室则具有更大的优越性,经济效益明显。

10.3 电磁抗干扰措施

10.3.1 根据国网电力科学研究院关于《1000kV变电站保护小室屏蔽措施研究》专题报告的研究结论和专家评审意见,1000kV变电站所具有的电磁骚扰源的种类与500kV变电站大体一致,现行行业标准《500kV变电所保护和控制设备抗扰度要求》DL/Z 713—2000所规定的10项试验项目,基本反映了1000kV变电站中的电磁骚扰现象,故二次设备抗干扰要求可继续沿用原有的10项试验项目。但1000kV变电站在开关操作中产生的电磁骚扰水平比500kV变电站要大,尤其是当采用敞开式配电装置时,在隔离开关操作空载母线时所产生的阻尼振荡磁场水平将有所提高。因此,对1000kV敞开式配电装置室外二次设备的阻尼振荡磁场抗扰度试验水平宜适当提高,阻尼振荡磁场抗扰度试验等级可按200A/m(峰值)考虑。

10.3.2 为下放在配电装置就地布置的继电器小室考虑一定程度屏蔽措施,以减弱空间电磁场对二次设备的电磁骚扰,这在

500kV 变电站工程设计中已证明是必需的。

国网电力科学研究院《1000kV 变电站保护小室屏蔽措施研究》专题研究报告提出 1000kV 继电器小室的屏蔽效能宜按 30dB 考虑,并推荐 1000kV 变电站继电器小室的屏蔽结构可采用钢筋混凝土建筑内衬金属板网方式或双层亚型钢板建筑方式。对于钢筋混凝土建筑内衬金属板网方式,考虑到施工的方便性和屏蔽效能的要求,推荐采用丝梗厚度为 1.2mm、孔眼宽度为 7mm、丝梗宽度为 1.2mm、节距为 25mm 的钢板网。

10.3.3 国网电力科学研究院在《1000kV 变电站保护小室屏蔽措施研究》专题报告中分析,变电站的电磁骚扰虽然很严重,但其影响范围较小。隔离开关等操作产生的骚扰衰减速度很快,以距离的平方或立方的倒数成比例衰减。因此,当主控室、计算机室位置距离高压设备较远时,由高压开关操作产生的空间电、磁场数值很小,不足以引起主控室及计算机室设备的工作异常,故可不考虑屏蔽措施。

10.4 继电保护

10.4.3 1000kV 变压器由主体、调压变压器和补偿变压器组成,其中调压变压器和补偿变压器共箱布置。根据中国电力科学研究院主变压器保护装置动模试验的结果,调压变压器、补偿变压器高、低压绕组发生匝间短路故障时,主变压器差动保护灵敏度不够。因此,应为调压变压器和补偿变压器单独配置主保护。为简化保护配置,调压变压器和补偿变压器不再单独配置后备保护。当调压变压器或补偿变压器故障时,变压器主体应能在退出调压变压器和补偿变压器后正常运行,因此调压变压器和补偿变压器保护采用单独组屏。

10.5 直流及交流不停电电源系统

10.5.2 由于 1000kV 配电装置间隔跨距长达 50m~60m 等因

素,直流系统若采用全站集中配置两组蓄电池组方案,直流主屏与分屏之间的馈电电缆最长可达 600m~700m,远大于 500kV 变电站供电距离,较大的电缆压降必将加大电缆截面,势必造成供电网络的设计不合理。因此,应根据继电器小室的位置、数量和相对集中的原则,按区域设置直流系统。

10.5.4 主要考虑在一定时间内,特高压工程均为跨区域建设的输变电工程,当发生全站停电事故时恢复供电所涉及的部门和单位较多,直流系统对快速恢复供电极为重要。

10.5.5 主要考虑绝大多数二次设备是冗余配置,任一装置短时失掉电源不会对设备的正常运行产生影响,失掉电源很可能是装置故障,设置自动切换装置很可能将事故扩大。

10.5.6 应尽量避免二次设备使用交流电源,对个别必须使用交流电源的设备可以设置 UPS 或逆变电源系统。

10.6 辅助系统

10.6.1 主变压器、1000kV 并联电抗器和 GIS、HGIS 等主要设备的安全可靠运行关系到变电站甚至整个特高压输变电系统的可靠与否,因此应配置必要的状态监测技术和诊断手段。在分析研究高压直流换流站、220kV~500kV 变电站状态监测技术成熟应用的基础上,为特高压关键设备主变压器和 1000kV 并联电抗器配置油色谱状态监测,对油中溶解气体和微水进行分析,为 GIS、HGIS 组合电器配置 SF₆ 气体状态监测,监测 SF₆ 气体压力、密度等。同时状态监测装置技术上应成熟可靠,功能完善,灵敏度高,安装维护方便,运行稳定,并宜通过网络接口与计算机监控系统实现通信,便于运行人员实时监测。

10.7 对电流、电压互感器的要求

10.7.1 1000kV 线路用电流互感器变比为 4000/1A~6000/1A,但工程建设初期或小负荷运行方式下,线路负荷电流通常较小,故

为满足调度有关保护整定和测量及计量精度要求,考虑在电流互感器二次侧设置中间抽头。

10.7.2 电能计量关口表引接专用的电流、电压互感器二次绕组或与测控、保护装置共用电流、电压互感器二次绕组,均可满足计量精度要求,专用引接方式则更方便运行管理部门,满足现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 有关贸易结算用电能计量点配置计量专用电流互感器和电压互感器二次绕组的要求。

11 1000kV 构支架

11.1 一般规定

11.1.2 鉴于 1000kV 变电站在系统中的重要作用,构支架的安全等级为一级。

11.1.3 根据构架计算研究结果,构架为柔性结构,地震作用不起控制作用,主要由大风、覆冰、安装、检修四种工况起控制作用,故工程设计时可不考虑此工况。与构架相比,设备支架不高,高度与设备相差不多,地震力对支架的影响较大,支架强度和稳定由地震作用控制。

11.2 构造要求

11.2.3 现行国家标准规定 Q345 级钢的外径与壁厚之比最大为 68,1000kV 构架的安全等级较高,且格构式构架柱的节间长度较长,主材基本采用 Q345 级钢,腹杆与主材连接一般存在偏心,为满足局部稳定,防止局部压曲,将格构式柱的标准定得稍高些,而钢管人字柱沿用国家标准的规定。

11.2.4 节点应力计算非常复杂,一般用构造来保证,节点应比杆件强壮才能保证结构安全。

12 噪声控制

12.0.1 1000kV 导线运行电压高,环境气候特征变化大,容易产生电晕噪声,因此应该更严格控制导线、金具电晕的发生条件。

12.0.2 变电站内主变压器和高压电抗器是主要的持续噪声发生源,受制造工艺限制,如降低设备本体噪声水平将增加设备制造难度及造价,增加设备体积并对受运输条件限制的工程产生颠覆性影响时,可采取外部降噪措施。

12.0.3 外部降噪措施,指可在强噪声设备旁或在噪声敏感点附近围墙上设置隔声屏障;对变压器和 1000kV 并联电抗器,通过设置将本体包容散热器外置的隔声罩可大幅度降低设备噪声影响。

S/N:1580177·688



9 158017 768800 >



统一书号:1580177·688

定 价:14.00 元