

超高压输变电技术

总 1000 号

运行 82037 号

超高压输变电专业技术情报网
华东电管局科学技术情报所

超高压输变电技术专辑

目 录

华东电网 500 千伏输电技术.....	钱如瑛 (1)
消除电力系统次同步谐振的危害.....	邱宜国 (7)
北美 500、750 千伏输电线路下的感应电击纪录.....	(16)
西德 420 千伏电网切合变压器与电抗器的现场试验.....	(19)
空载和带感性负载的 380 千伏变压器的操作试验.....	(29)
测量和记录高压输电网络暂态过电压.....	(39)
230 千伏电缆线路使用避雷器应考虑的问题	(47)
高压试验变压器的频响和有关测量问题.....	(60)
765 千伏系统单相故障操作试验	(69)

(一 九 八 三 年 三 月)

华东电网500千伏输电技术

华东电力设计院 钱如瑛

1. 华东电网建设 500 千伏输电系统的必要性 华东电网是我国装机容量最大的电网。1981 年底全网装机容量为 927 万千瓦 (其中火电 764.5 万千瓦、水电 162.5 万千瓦), 系统最高负荷为 697.6 万千瓦, 年发电量 512.4 亿度。全网 220 千伏线路共 5251 公里, 220 千伏变压器总容量为 706 万千伏安。从系统发展和电网运行调度来看, 这样庞大的系统迫切需要建设 500 千伏网络, 其理由如下:

(1) 目前华东 220 千伏网络北起徐州电厂、南至湖南镇电厂, 南北长达 904 公里; 西自淮南电厂, 东到闸北电厂, 东西长达 641 公里。220 千伏线路在保证电压质量的前提下, 送电距离一般不过 300 公里左右。因此目前华东电网东西、南北间的网络联系很弱, 远不能适应电网安全运行和调度的要求。

(2) 主干线路的电压等级与网络装机容量, 电源布点和单机容量等有一定的关系。今后 5~10 年内, 华东电网的主力机组容量为 30 或 60 万千瓦, 新建电厂规模一般都在 120~240 万千瓦。又大多建在电网的边缘地区, 如坑口电厂多在网络的西、北二端, 而港口电厂则在东端沿海地区, 相互间功率交换的送电距离都较远。220 千伏线路的自然功率送电容量不过 12~15 万千瓦, 因此为配合一台 30 万千瓦机组投产, 若以 220 千伏电压级送电, 就要建设二回线路。如电厂规模为 240 万千瓦, 则用 220 千伏送电是不可能的。500 千伏线路的自然功率为 100 万千瓦, 比 220 千伏线路送电能力大 6~7 倍, 送电距离在 600~700 公里范围内是很合适的。今后 10~15 年内, 华东电网还要与相邻电网联网, 如华中的葛洲坝水电站、福建水口水电站和山东电网均将以 500 千伏线路向华东电网送电。从负荷高度集中的长江三角洲地区与华中、山东、福建三个电网间的交换功率容量和送电距离等方面考虑, 采用 500 千伏电压等级也是合适的。

(3) 华东电网范围内虽有二淮和徐州等煤炭基地, 但由于矿区建设进度和煤炭产量跟不上负荷增涨的需要, 根据电网的能源平衡, 还需要从山西省输入大量煤炭运到沿海, 建设港口电厂。如前所述由于在坑口和港口陆续建设大电厂, 电网供电范围也不断扩大, 所以迫切需要加强网络结构以适应大电网的安全运行和调度的需要。这是目前建设 500 千伏淮沪和徐沪二线路的目的。国内过去建设 500 千伏线路的目的都偏重于配合大型坑口电厂或水电厂长距离送电到负荷中心。近几年来, 生产运行和设计单位都比较重视网络结构的研究, 以改变目前大电网弱连系的局面, 故建设超高压电网实为当务之急。

2. 华东电网 500 千伏输电系统的特点 500 千伏超高压输电遇到的技术问题要比 220 千伏输电复杂得多, 主要是由于电压高和线路长。

(1) 电压高线路长充电功率大 500 千伏线路, 每 100 公里的充电功率约为 10 万千瓦。如徐州—黄渡线长约 600 公里, 即有 60 万千瓦充电功率。充电功率对超高压输电带来了有利和不利二方面的影响。当输送功率较大时, 则充电功率可加以利用去补偿线路所消

耗的无功,这是有利的一面。当输送功率较小时,线路上消耗的无功大为减少,致大量多余的充电功率使系统电压上升,在长线路中更为严重,甚至使系统电压超过允许值,使送端电厂的发电机在高力率或进相状况运行。对系统带来不利因素。为避免出现这种情况,可以投低压电抗器去吸收线路上多余的充电功率。

(2) 线路长过电压也高 超高压线路的过电压在很大程度上取决于线路的长度。虽然线路送、受二端间的长度是给定的,但中间是否应设置变电所或开闭所则应通过技术经济比较加以确定。如建设中间变电所,则原长距离输电线被分为几段较短的线路,过电压问题比较容易解决,而且对提高系统稳定也有好处。华东 500 千伏徐州—上海和淮南—上海两条线路所经过的地区都有较大的负荷。从系统规划考虑,上述二线沿途都要建 3~4 座 500 千伏变电所。这样每段线路长度一般在 150~240 公里之间,大大改善了超高压系统的过电压问题。而且 500 千伏线路的充电功率也可以通过沿途 500 千伏降压变压器向 220 千伏地区网络输送无功。考虑到华东 500 千伏各线段长度较短的特点,就可少采用价值昂贵的高压电抗器以降低工频过电压,而采用良导体地线来降低工频过电压,和采用低压电抗器吸收多余的充电功率,达到投资少、效益好的目的。

3. 导线截面选择 选择导线截面时一般要考虑以下三个因素:线路的输送功率、电晕损耗和对无线电的干扰。500 千伏徐沪和淮沪二线初期按单回路运行,由于受到稳定的限制,只能送 50 万千瓦左右。当 500 千伏网络建成双回路时,输送功率将达 100~120 万千瓦。随着超高压网络的逐步加强,输送功率容量还将增加。如按 120 万千瓦考虑,华东的 500 千伏线路的导线截面以选择 LGJQ-4×400mm² 为宜。由于采用了四分分裂导线,线路路径通过的地区又大部分是平原,部分地区虽是山区,但海拔不高,(远景福建水口—浙江段线路将通过高海拔地区)所以电晕损耗不严重。如按上海地区气象条件进行计算,三相导线年平均电晕损耗约为 2.8 千瓦/公里。导线和金具的电晕放电,以及绝缘子的火花放电会对无线电收讯台、电力线的载波通讯、收音机、电视机和电视接收台等引起干扰,要按照有关规定校核其干扰水平。

4. 工频暂态过电压和谐振过电压 超高压线路导线截面选定后,首先应对工频暂态过电压进行计算。根据我国 500 千伏系统的工频暂态过电压要求,500 千伏系统母线工频过电压控制在 1.3 倍,线路末端工频过电压控制在 1.5 倍以下。结合华东电网情况,在正常运行方式下,上述要求是能够达到的。但在特殊运行方式下,如中间变电所的主要变压器退出运行,则线路长度增长很多,线路末端的工频过电压就有可能超过上述规定值。因此必须采用限制工频过电压的措施,一般是采用高压并联电抗器。但高压电抗器价格很贵,甚至比同容量的超高压变压器还贵。一组 15 万千乏 500 千伏电抗器,包括一台 5 万千乏备用相,需投资 440 万元。再加上 500 千伏开关,避雷器和刀闸等设备价格 107 万元,则投资已达 547 万元。此外为安装 15 万千乏电抗器,系统中还要多投资 15 万千乏无功设备,如每千乏投资按 30 元计算,又要增加 450 万元,这样安装一组 15 万千乏高压电抗器的投资就达 1000 万元左右。结合华东 500 千伏各线段长度较短的特点,应尽量少采用这种昂贵的高压电抗器,而采用良导体地线作为降低工频过电压的措施。目前国内 220 千伏线路的地线都采用钢绞线。而华东 500 千伏线路的地线已决定采用特加强型钢芯铝绞线,型号为 LGJT-95 (钢芯为 7×3.2mm,铝绞股为 12×3.2mm)。

(1) 良导体地线对降低工频过电压的作用 如淮南—繁昌线段是 500 千伏淮南—上

1. 采用铝包钢地线	1.236	1.295
2. 采用良导体地线(LGJT—95)	1.149	1.208
3. 铝包钢地线, 但繁昌端装 12 万千乏电抗器	1.235	1.198

表 1 中铝包钢地线的铝截面仅 25.8mm^2 , 其线材价格反比上述 LGJT—95 地线贵, 从降低工频过电压作用考虑, 这种铝包钢地线和一般钢绞线的地线是相近的。从表 1 可知, 良导体地线和铝包钢地线相比, 可使繁昌和淮南二端工频过电压各降低 0.087 倍 (繁昌端: $1.295 - 1.208 = 0.087$ 倍; 淮南端: $1.236 - 1.149 = 0.087$ 倍)。如不采用良导体地线, 而在繁昌端加装 12 万千乏高压电抗器, 则繁昌端过电压亦不过降低 0.097 倍 ($1.295 - 1.198 = 0.097$ 倍), 且对淮南端过电压无降低作用。因此淮繁线采用钢芯铝线作为地线, 相当于在该线的送、受二端各安装一组 10.8 万千乏电抗器。

(2) 线路长度对工频过电压的影响 在 500 千伏徐州—上海输变电工程中, 初期原考虑在淮阴和江都建降压变电所。如初期淮阴暂不落点, 则徐州—江都线长达 356 公里, (徐州—淮阴为 205 公里, 淮阴—江都为 151 公里) 对工频过电压带来十分不利的影响如表 2 所示。

表 2 徐州—上海线各站的工频过电压值(550kv 倍数)

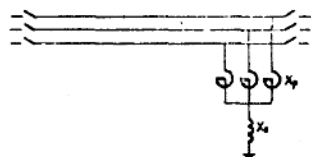
计 算 条 件	徐州端	淮阴端	江都端	黄渡端
1. 良地线、淮阴落点、江都无电抗器	1.091	1.19	1.128	1.215
2. 良地线, 淮阴不落, 江都无电抗器	1.265	—	1.379	1.245
3. 钢地线, 淮阴不落, 江都无电抗器	1.361	—	1.473	
4. 良地线, 淮阴不落, 江都投 15 万千乏电抗器	1.196	—	1.245	1.201
5. 良地线, 淮阴不落, 江都投 15 万千乏电抗器, 但主变退出	1.449	—	1.202	1.610
6. 良地线, 淮阴不落, 江都主变退出, 徐州、江都、黄渡各投 15 万千乏电抗器	1.184	—	1.192	1.322

从表 2 可知, 如淮阴落点, 只要采用良导体地线, 即使不装高压电抗器, 徐州、淮阴、江都过电压均很低 (见表 2 条件 1)。如淮阴不落点, 江都端过电压达 1.379 倍。比淮阴落点方案过电压高 0.251 倍 ($1.379 - 1.128 = 0.251$); 徐州端为 1.265 倍, 比落点方案高 0.174 倍, 影响很严重 (见表 2 条件 2)。如淮阴不落点, 也不采用良导体地线, 而采用钢地线, 则江都过

电压达 1.473 倍,已接近允许值 1.5 倍(见表 2 条件 3)。因此如淮阴不落点,必须采取降低过电压的措施,除采用良导体地线外,还须在江都安装 15 万千乏电抗器。这样加了高压电抗器可使江都过电压从 1.379 倍(表 2 条件 2)降到 1.245 倍(表 2 条件 4),但仍比淮阴落点方案中 1.128 倍高(表 2 条件 1)。但须指出,以上计算都是按正常运行方式进行的。如江都主变因故障或其他原因退出运行,则徐州—黄渡全线 600 公里,使黄渡端过电压高达 1.610 倍,徐州端达 1.449 倍(见表 2 条件 5)。所以如不在淮阴落点,遇到江都 500 千伏主变退出运行,除江都已有 15 万千乏电抗器外,还要在徐州和黄渡各加装一组 15 万千乏电抗器,这样黄渡端过电压可降到 1.322 倍,徐州端降到 1.184 倍(表 2 条件 6)。由此可知,超高压长线路对工频过电压很不利。结合徐沪线工程的具体情况,初期在淮阴落点不论在技术上或经济上都是可取的。

(3) 降低工频谐振过电压的措施 如超高压线路因工频过电压需要而安装了高压并联电抗器,则一般在高压并联电抗器(x_p)的中性点上还需安装一台小电抗器(x_n)——称为中性点小电抗器。见右图。

安装中性点小电抗器的目的有二:① 高压并联电抗器的中性点经小电抗器接地后,可以把超高压线路的相间电容补偿掉,使潜供电流的电容分量减少。如小电抗器的参数选择适当,可把输电线路的相间电容全部补偿掉,使潜供电流的电容分量减少到零。但往往由于其他原因,采用的小电抗器参数并未把相间电容全部补偿掉。② 超高压线路上装了高压电抗器后,如送端开关非全相开断带电抗器的空载线路时,有可能发生工频线性



超高压线路上高压并联电抗器 x_p 和中性点小电抗器 x_n 连接图

谐振过电压。对一般超高压线路,如高压并联电抗器的补偿度达到 90% 时,再遇到送端开关一相开断,就会出现一相开断谐振过电压;如高压并联电抗器的补偿度达到 80% 时,再遇到送端开关二相开断,就会出现二相开断谐振过电压。以徐州—江都线为例,在江都端 15 万千乏高压电抗器的中性点上安装了 603.8 欧的小电抗器,可使潜供电流的电容分量从 45.8 安减小 18.5 安。又江都 15 万千乏高压电抗器的补偿度仅为徐江线的 37.4%, 所以即使, 603.8 欧小电抗器退出运行,遇到送端开关非全相开断空载的徐江线(带 15 万千乏电抗器)也不会发生谐振过电压。但加了 603.8 欧小电抗器,使江都 15 万千乏高压电抗器降低工频过电压的作用减小了,只相当于 12 万千乏高压电抗器的作用。

5. 操作过电压的计算 超高压线路的操作过电压过去都采用内过电压模拟进行测试。现已可用计算机进行计算。线路的操作过电压值与该线路的长度;送端电源侧的系统容量和接线方式;操作开关的参数,如三相非同期合闸时差,合闸电阻的阻值、电阻的持续接入时间等有关。根据这些因素的各种组合进行一系列的计算,校验操作过电压值是否在 2.3 倍允许值以下。所以即使采用计算机,工作量仍然很大。根据淮沪和徐沪二线的操作过电压计算,得知如选用引进法国专利的开关(梅兰格兰公司 500 千伏 FA4 型 SF₆ 开关),选择合闸电阻阻值为 400 欧,则可限制操作过电压在 2.3 倍(550kV 倍数)以下。

6. 减少潜供电流的措施 当输电线路发生单相接地时,在线路故障相的二端开关跳闸后,故障相上的电弧不能迅速熄灭,这类电弧电流称为潜供电流。潜供电流越大,故障相上电弧熄灭时间越长,所以单相重合闸装置的无电流间歇时间也应整定得长一些。高压

线路的潜供电流是由电容分量和互感分量所组成。由于二个非故障相的工作电压通过相间电容向故障相提供的这部分潜供电流称为潜供电流的电容分量；由于二个非故障相的工作电流通过相间互感向故障相提供的另部分潜供电流称为潜供电流的互感分量。电容分量和线路运行电压有关，而和线路故障点的位置无关。互感分量不但和非故障相通过的电流有关，而且与故障点的位置有密切关系。当故障发生在线路的送、受二端时，互感分量值为最大；如故障发生在线路的中央部分，这分量值极小，甚至为零。如超高压线路因工频过电压需要而安装了高压电抗器时，则在这前提下，减少潜供电流最经济的措施是在高压电抗器的中性点上接一个小电抗器，以减少潜供电流的电容分量；而减少互感分量就要依靠采用良导体地线。根据 50 万伏淮南—繁昌线的潜供电流计算，初期输送 64 万千瓦时，对三种不同材料的地线（钢地线 GJ-70，铝包钢地线 GLGJ- $7 \times 3.7\phi$ ，和特加强型钢芯铝绞地线 LGJT-95）分别进行了计算，采用钢绞或铝包钢绞地线时，互感分量各为 20.85 或 19.88 安；而采用良导体 LGJT-95 地线，互感分量为 11.31 安，比上述分量各减少 45.8% 和 43.1%，效果很好。由于电容分量值与采用的地线材料无关，上述三种不同材料地线算得的电容分量均为 16.36 安。总潜供电流减少到 75% 左右。待第二回平行架设的淮繁线建成后，每回送电功率可达 120 万千瓦，互感分量将比电容分量大得多，如此良导体地线对减少潜供电流的效果将更显著。这是良导体地线对改善超高压输电技术的第二个作用。

7. 调相调压 因 500 千伏输电系统送电距离长，调相调压比较复杂。加上目前华东 220 千伏系统调相调压措施较少，在运行方式改变时，难以保持各枢纽点的电压水平。为此有必要对 500 千伏系统的调相调压提出较高要求，使其不但能适应 500 千伏系统运行要求，而且也要补救 220 千伏系统存在的问题

华东 500 千伏系统采取的调相调压措施如下：① 发电厂内 525/230 千伏自耦联络变压器，和 500 千伏变电所 500/230 千伏自耦降压变压器的 230 千伏侧采用有载调压装置，调压范围 $230 \pm 9 \times 1.33\%$ 千伏；② 上述发电厂内联络变和变电所降压变的第三线卷均安装 3~4 组 4.5 万千瓦乏低压电抗器；③ 各 500 千伏变电所降压变压器的第三线卷考虑安装可以频繁投切的静电电容器组或 12 万千瓦乏调相机。调相机的进相能力要求达到 6 万千瓦乏。由于静电电容器投资少、维护方便等优点，如频繁投切电容器技术能解决，而系统稳定又无特殊要求，则可采用静电电容器，根据调压要求进行分组投切。

华东系统调相调压的特点是采用低压电抗器。当超高压线路输送功率较小时，线路上将有大量的充电功率，以致系统电压上升到不能允许的地步，此时可分组投入低压电抗器以吸收多余的充电功率。调相机进相运行也有吸收无功的作用，它的优点可以逐步平滑地调整无功出力 and 吸收无功。这样把调相机作为细调无功的手段，而把低压电抗器作为粗调的手段，二者配合使用，可以在相当大的范围使系统电压平滑地进行调整。由于调相调压的需要，这些低压电抗器在一天内可能会投、切几次。这也是低压电抗器不同于高压电抗器之处。因为高压电抗器的主要作用是为了降低工频过电压，线路的故障是随时可能发生的，所以高压电抗器必须接死在超高压线路上，不可能象低压电抗器那样在低谷负荷时投入，在高峰负荷时切除。所以在超高压输电系统中，低压电抗器与高压电抗器各有各的作用，两者不能相互取代，这点十分重要。

8. 对通信线的危险影响 在超高压系统中，远景单相接地故障电流很大，对邻近平行架设的通信线路可能产生危险的感应电压。对降低工频过电压和潜供电流起显著作用的

良导体地线,在改善对通信线的危险影响方面也具有显著的效果。由于良导体地线的电阻远比一般钢或铝包钢地线的电阻为小,当超高压线路发生单相接地故障时,良导体地线中分配到的故障另序电流较大。良导体地线中的另序电流相位和超高压线路中的另序电流相位差不多刚相反,因此良导体地线对通讯线具有屏蔽作用。据计算,华东 500 千伏线路采用良导体地线后,对通信线的屏蔽系数约为 0.5,效果很好。如采用一般钢地线,几乎没有屏蔽系数。所以对通信线的屏蔽是良导体地线对改善超高压输电技术的第三个作用。此外,良导体地线还有第四个作用,它可作为高频载波通道。由此可见,良导体地线是改善超高压输电技术的综合性措施,在技术上和经济上都有较大的现实意义。

9. 稳定问题 四分裂导线的 500 千伏线路的自然功率为 100 万千瓦。但结合华东系统的情况,初期单回路运行时,按单相永久性故障的稳定条件,极限输送功率仅 50 万千瓦左右。待建成双回路运行时,在同样的稳定条件下,每回路的输送能力可提高到 90 万千瓦左右。随着 500 千伏网络不断发展,系统稳定情况将进一步改善,在多回平行线运行时,每回线的极限输送容量可增大到 120 万千瓦左右。根据华东的 500 千伏线路初期单回线运行的稳定计算,淮南—繁昌线段考虑单相永久性故障的极限输送容量为 51 万千瓦,考虑单相瞬时故障的极限容量为 102 万千瓦;徐州—江都线段考虑单相永久性故障的极限容量为 53 万千瓦,考虑单相瞬时故障的极限容量为 80 万千瓦。500 千伏输变电工程的基建投资很贵,600 公里的 500 千伏输变电工程的投资约需 3 亿元,而初期单回运行时考虑系统安全运行只能送 51 万千瓦,很不合算。应该尽早建设双回路,把 500 千伏线路的潜在输送能力发挥出来,力争达到接近自然功率的水平。如上所述,每回 500 千伏线路将以 100~120 万千瓦功率送电,为了保证系统不发生二回及以上 500 千伏回路同时跳闸,必须对发电厂和变电所的 500 千伏主接线提出要求。国外 500 千伏系统采用最多的主接线型式是一只半开关接线。它的优点是在正常运行方式下,即使发生母线故障,也不会引起 500 千伏进、出线回路跳闸。而双母线主接线发生母线故障,就会引起该母线上连接的所有进、出线跳闸,后果十分严重,系统可能发生瓦解,鉴于上述原因,中南地区的 500 千伏平武和葛武(平顶山—武汉,葛州坝—武汉)二输变电工程,和华北地区的晋京(大同—北京)输变电工程的主接线都已采用一只半开关接线,又西北地区的 330 千伏系统也采用一只半开关接线,这些工程为我国今后推广这种主接线创造了条件。

结 束 语

1. 根据目前华东电网的装机和负荷水平,及网络供电范围来看,220 千伏电压级网络远不能适应当前电网安全运行和调度的要求。因此迫切需要建设 500 千伏网络以改变目前大电网弱联系的局面。

2. 由于华东电网负荷大,分布广,500 千伏变电所较多,和 500 千伏各线段长度较短等情况,因此华东 500 千伏电网的工频过电压较低,可以不采用价格昂贵的高压电抗器,而采用良导体地线来降低工频过电压,和采用低压电抗器吸收 500 千伏线路的多余充电功率。

3. 良导体地线对改善华东 500 千伏输电技术有四个作用:①降低工频过电压;②减少潜供电流;③改善对通信线的危险影响,即有屏蔽作用;和④可作为高频载波通道。因此良导体地线是改善超高压输电技术的综合性措施,在技术上和经济上都有较大的现实意义。

(下转第38页)

消除电力系统次同步谐振的危害

江苏省电力试验研究所 邱宜国

当今电力系统的设备利用率已接近设备铭牌出力, 所存余量很少。系统上的大容量发电机, 高电压、长距离线路, 低电阻的分裂导线线路, 将导致汽轮发电机的运行和保护的要求与输电线路的运行要求之间产生了竞争性的比较, 因此需要进行折衷。至此, 一个系统的运行不得不要求考虑与其相关系统的影响。

特高压输电系统为增加输送容量, 广泛地采用串联电容补偿, 这种设备电耗省, 运行可靠而灵活无损于环保。但是, 串联电容容易在电力系统中发生次同步共振现象, 而大多数汽轮发电机在系统不稳时有一些占优势的频率(模)落在次同步频率的范围内。当发电机联接到有串联电容补偿的电力系统时, 这些频模能激励和增强与气隙磁力线的相互作用而产生振荡。由于这些频模的扭振可使汽轮发电机主轴和电气设备遭到严重损毁。

一、概 论

电力系统受到扰动时, 平衡破坏, 能量交换体现为三种形式 ① 机械体系的各转体之间, ② 电气体系的感性和电容性设备之间; ③ 机械和电气体系之间, 这是通过同步发电机的转子相耦合。能量交换时, 振荡频率即为各个体系的自然频率, 每个体系的振荡自然频率形成各自的振荡模式。对于给定的机械体系, 都有一定数量的振荡模式。对于给定的电气体系, 振荡模数随着所断连的各种回路形状的数目来决定。

汽轮发电机机械体系的自然频率变化范围为 15—45 赫芝, 水轮发电机组自然频率很低, 在 10 赫芝以下。至于电气体系的自然频率却很高, 实际应用上可以认为电气体系的自然频率低于 60 赫芝(美国工频)。耦合的机械电气体系的振荡固有频率典型值为 1.2 赫芝, 这个值与体系的运行状态和机械转动惯量有关系。

上述各种振荡频率都低于工频(美国为 60 赫芝), 统称为次同步谐振。

1. 次同步谐振表现为下列两种形式:

(1) 感应发电机效应 由于扰动, 发电机转子振荡产生二个电流(或电压)分量。一个是超同步分量, 这时发电机变为感应电动机。另一个是次同步分量, 这时发电机变为感应发电机。假如感应发电机的能量不予消灭, 即体系为负电阻时, 次同步分量随着时间的增长而增强, 这种现象谓之感应发电机效应。

(2) 扭力相互作用 扰动时产生的力矩, 其振荡频率与机械体系的某一自然频率恰好共振或接近共振时, 相应的频模幅值随时间的加长而增大。这种现象谓之扭力相互作用。

当电枢或线路电阻很大时, 产生另外一种谐振(或称寄生振荡)现象。从观察到的谐振来分析, 当线路电阻逐渐增加时, 谐振不作为研究的主要问题。

感应发电机效应和扭力相互作用,二种现象能单独发生或者同时发生。谐振随电枢或线路的实数电阻或视在电阻而变,与串联电容器的存在没有关系。

2. 次同步的后果:

(1) 动态不稳定 动态不稳定的产生,是当自然力电气共振频率电流与汽轮发电机转子的励磁相互作用,产生一个频差的发电机气隙脉冲力矩。频差为系统工频与自然电气频率之差。如此合成的发电机电枢振荡电压加强了机械体系的振荡,以致超过了主轴所允许的应力。

(2) 暂态力矩扩大 当系统发生电气扰动性,例如电容器投切、线路操作以及故障清除时,发电机暂态力矩会产生振荡性高的主轴力矩。这种振荡是由与前述动态不稳定中相同的相互作用而产生。这两类领域的问题,暂态力矩提升时间快,且与机械体系逼近耦合,所以最难于控制。暂态力矩的幅值是从汽轮发电机主轴寿命损耗量求得。

3. 次同步谐振对电力设备的危害

电力系统次同步谐振如不加以抑止,其结果能在几秒钟之内引起剧烈振荡而损坏汽轮发电机,或者产生危害性的电压和电流波动。如美国盐河工程莫哈夫(Mohave)电站1970年首次发生由于次同步谐振产生的扭力相互作用所造成的动态不稳定,1971年又发生了同样情况。恰好在每一次事故之前,电站的一台并联组合式(双轴)汽轮发电机组,经由二条500千伏输电线路向电网供电,一条线路退役维修,发电机组接到另一条有70%补偿的线路上。

任何暂态状况,例如断开没有故障的线路也会激起次同步谐振。系统谐振时产生的扭力响应能从发电机的电压和电流的变化看得出来时,汽轮发电机暂态又扩大了,在多数情况下还会继续上升而损伤汽轮发电机主轴。图1(略)为次同步振荡时,莫哈夫汽轮发电机组主轴靠背轮平面受激烈扭曲应力造成的磨损痕迹。

又如在一次事故发生瞬间,控制室灯光开始闪烁,操作人员未观察到任何异常或报警情况,随后闪烁更厉害了,地板开始振动,但表计上未出现不利变化,几秒钟以后,励磁回路接地继电器动作,汽轮发电机自动与系统解列。经过检查发现励磁机主轴有裂纹,有弧光烧伤痕迹。图2(略)为次同步谐振对轴的扭曲、使莫哈夫电站励磁机主轴遭受过热以致熔化。一年后再度发生,经分析,断定次同步谐振为二次事故的原因。

在任何时候,当电容补偿容量增加时,有三个因素增加次同步谐振持续的可能性:输电线路损耗降低,发电机损失减少,电气力矩与主轴反应扭力之间的耦合性降低。

二、尖端防护措施

经过研究得到证实,不用辅助装置直接控制次同步谐振,而设想用电气或机械的方法来检测过渡振荡,使机组主轴应力在超过正常极限以前发电机与电网解列,这是不现实也不合理的想法。即使采用像次同步谐振滤波器一类的力矩控制装置,远是需用继电器来监视和预防保护装置自身的故障,这些继电器必须安全可靠,因为次同步谐振控制装置一出故障即可使汽轮发电机受严重损坏。

为缩小危害采用下列三种基本方法:① 人工调制发电系统的自然频率;② 当次同步谐振有损坏性的威胁时,解除受害的发电机;③ 加入一个人工发生的稳定力矩。当线路、发电机和串联电容器投切时,如果频率保持不变,采用调制系统的自然共振频率来防止

次同步谐振相当简单。即连续地滤掉进入汽轮发电机的次同步电流以实现调制。解除发电机的设备投资并不贵,但有明显的缺点。

所设计出的发生稳定力矩装置,其效果有一定限制,假使控制系统故障,稳定力矩甚至可能变化,于是加到主轴上的一个扭转应力起不到稳定作用。但年论选择何种方法,防止次同步谐振的投资是大的。选择什么方法要仔细考虑投资和收效,取得折衷再作最后决定。

三、美国盐河工程 Navajo 电站防振措施

盐河 Navajo 电站,与高量级串联补偿输电线路相连,在大多数不利情况和扰动下运行,Navajo 电站应用三种尖端新设计(图3)

第一,安装一个可调抑制谐振滤波器(称谓次同步谐振滤波器)以移置有害频率的次同步谐振电流,消除次同步谐振状态,并有效地降低在有害频率时发电机与系统的耦合性。其次安装一套辅助励磁阻尼控制,一旦次同步谐振发生,这套辅助控制连续产生与扭力响应速度同相的发电机电磁力矩,即起到阻尼作用。最后,安装一个先进的静态机组频率继电器,当其他装置故障或者主轴暂态响应估计值超过任何保护装置的保护范围时,将发电机解列。兹分述如下:

1. 次同步谐振滤波器 它由几组平行的电感-电容(L—C)元件所组成,每组设计使可调制系统的主要自然频率达到安全值。可将各种不同程度补偿容量的电力系统的单一自然频率修正成为二个自然频率。滤波器阻抗部份的高电阻元件将次同步谐振电流大大减小,而产生一个对汽轮发电机主轴没有影响的频率。

次同步谐振滤波器大而简单可靠,且为无源装置。另一个优点是效果连续而及时,检出最有效的频率。设计次同步谐振滤波器以适应发电机特性及各种系统状态需要很多人——年的工作量。

2. 辅助励磁阻尼控制 它是一个有源装置,可修正励磁系统产生的力矩,产生正序扭力阻尼以抑止次同步扰动。次同步谐振滤波器和辅助励磁阻尼控制器对次同步控制的差别在于对汽轮发电机扭力抑制的效果。辅助励磁阻尼控制只增加阻尼,不能降低扭力响应初始幅值。然而这个阻尼可以降低主轴转矩的连续振荡量级,即减少疲劳积累。

另一方面,次同步谐振滤波器具有降低主轴最初响应的效果。不直接控制转矩,汽轮发电机组主轴会经受疲劳、扭曲、轴承磨损,因而需要作繁重的检修。

Navajo 电站用次同步谐振滤波器和辅助励磁阻尼控制相配合组成全部次同步谐振的保护。辅助励磁阻尼控制遇到次同步谐振滤波器在维护以及在正常失调状况时可产生恰当的阻尼。

失调原因:电容器发生故障,温度变化,滤波器重负载而老化。

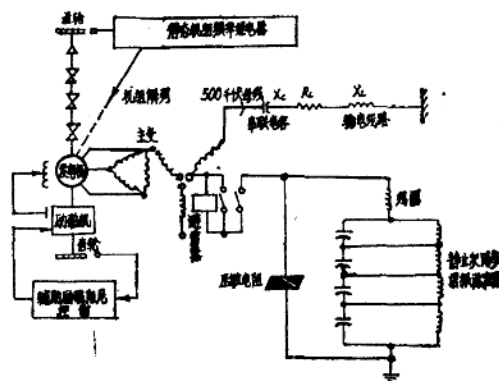


图3 次同步振荡保护

Total protection system to prevent subsynchronous oscillation requires three components: A filter, an excitation damper, and a static relay Fig3

辅助励磁阻尼控制为次同步谐振保护的必要部份,但其阻尼作用是合宜的,因为我们研究的是有源控制装置,应用偏离较大的阻尼会引起电压问题。阻尼控制装置故障时可能引起反阻尼作用,使汽轮发电机发生故障而损坏。

3. 静态机组频率继电器 假如参数和定值在规范范围以内,次同步谐振滤波器和辅助励磁阻尼控制器通常能充分控制次同步谐振。某些偏离规范状态(如电容器故障使滤波器失调降低控制能力)能足够引起不稳定和降低力矩控制能力。也有些不常见的大扰动是在经济的次同步振荡滤波器和辅助励磁阻尼控制器保护范围之外。对这些不常见但可能发生的状态必须进行监视,在某种情况下,为防止汽轮发电机主轴损坏,机组需要解列。因此需要极端安全和遮断可靠的继电器。兹对其使用分述如下

(1) 测量转矩响应的方法 次同步谐振继电器系统(静态机组频率)是判定不稳定的次同步谐振,或者稳态时主轴转矩超出安全极限的工具。测量主轴转矩响应的方法可以测量原因(次同步共振电力矩)或测量后果(主轴扭力响应),选择其差异在于对继电器的可靠性和安全性的影响。

测量原因 这个方法必需确定电气力矩高到不能承受和不稳定的程度。若选其为一次输入则对继电器的安全性和可靠性是一个主要冲击。第一,对准确定次同步谐振频率是有伤害性的,这就需要时间,但在这个时间之内,主轴力矩可能变得很大。另一方面,假如未准确地测量出频率,而机组从系统上解列可能是不必要了。

测量后果 主轴扭力响应的一个优点证明一个事实,系统感应出的力矩是伤害性的频率。可惜的是,这些频率不能以任何精度在连续的基础上直接量得。但是若先从机外主轴端部量得偏转角速度 Δw ,可以推论出。 $f = w/2\pi$ $\Delta w = w_0 + \frac{d\delta}{dt}$ 。 δ 为发电机转子转角。如用适当的仪表,信号可以变换成为一个参考电压,由此而决定主轴力矩。因为这个参考电压,主轴力矩和速度偏转都是成比例关系。这个方法为:齿轮信号过滤时间所延迟,但为发生参考电压所必需的。

(2) 静态机组频率继电器的工作原理。(见图 4) 在主轴两端有磁阻齿轮和磁阻拾波器(C)发出信号供给辅助励磁阻尼控制(SEDG)和静态机组频率继电器(SMF)。因为随着频率的变化,主轴上的扭力响应有时只出现在轴的一端而不在另一端,即不是两端同时出现,所以主轴两端均有齿轮装置。磁阻拾波器发出的信号是载频 $3600 \times$ 齿轮的牙齿数,这个载频包括主轴上次同步谐振频率。磁阻拾波器信号进入六个滤波器(E),二个宽频带滤波器供紧急快速切机用;四个窄频带滤波器检测和判定四个临界扭力频率时的主轴应力,每个滤波器检测临界轴位置上的应力(D)幅值和经历的时间。这个根据是:转矩和应力与速度变化是一个常数关系,如同主轴刚度分布剖面一样。在任何给定频率下,转矩和应力是同一频率时齿轮发出的信号电压有关。四个窄频带滤波器已调制到特定的主轴临界频率,因此在某一个临界频率时,每个滤波器的输出与一个潜伏的损坏主轴扭力响应成比例,随之而产生的应力与主轴上特定位置(B和D)有关系。四个分离的量级检视器当超过检视限时,将每个滤波器的输出电压传送给静态机组频率继电器(SMF)。F 静态机组频率继电器经过整理 16 个电压发生的顺序和经历的时间,然后判定四种基本切机模式中那一种模式的什么时候进行起动。二个宽频带滤波器(E)是检测极端工况,在需要的时候进行高速切机。四种基本切机模式为

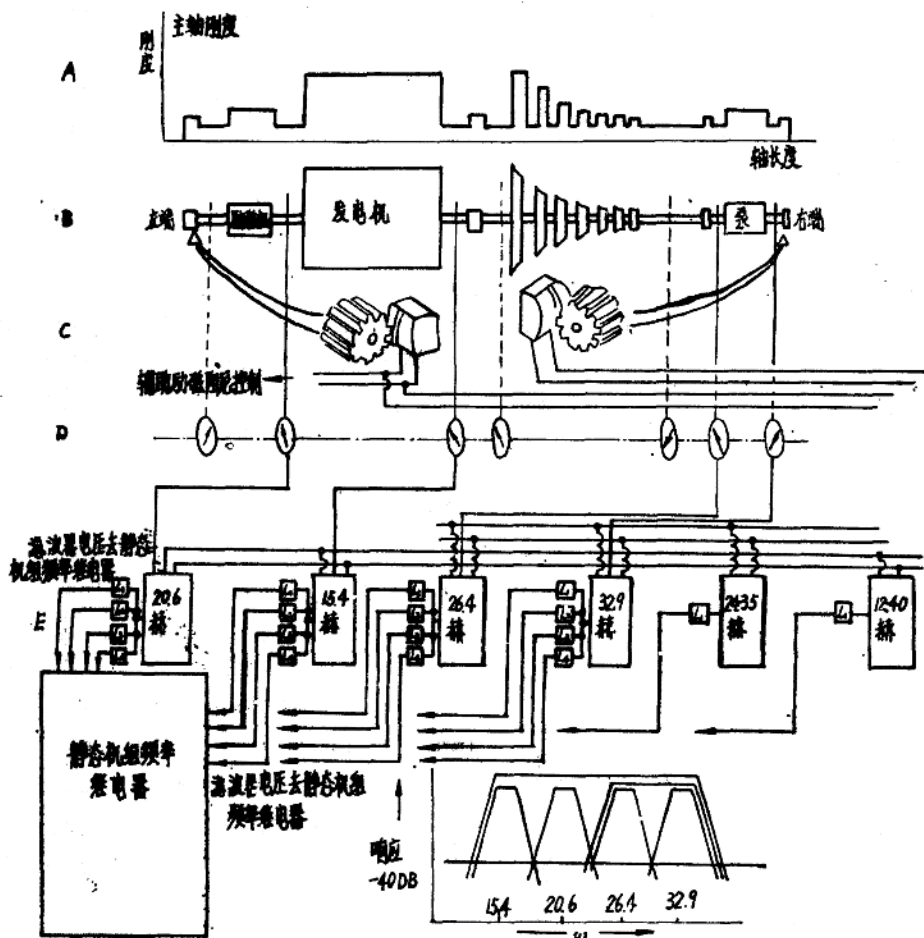


图 4 静态机组频率继电器工作原理图

① TD 模式 (Single Mode Amplitude Response or Time Delay Trip) 即单模幅值响应延时切机。这个模式逻辑给出疲劳限度曲线的上升近似值, 扭转应力保持在上升速度以下不跳闸 (不切机); 随后按主轴速度变化到跳闸区域, 在适当延时后, 机组切断。

② SSI 模式 (Steady State Instability Detection Trip) 即稳态不稳定检视切机。这个模式逻辑, 用以判别外系统暂态扰动与非暂态而不稳定之间的响应。例如莫哈夫电站事故, 暂态激起的扭力响应通常在一秒钟之内到达峰值。因此, 响应从进入四号量级检视器到达三号量级检视器超过一秒是由于稳态不稳定产生, 并且不消失, 于是暂态响应一到达三号量级检视器后机组跳闸。SSI 对任何暂态所引起不稳定一般不跳闸, 只在稳态不稳定时跳闸。

③ DM 模式 (Dual Mode Response) 即双模响应切机。这个模式逻辑是当系统激起一个以上临界频率时作判定用。任何情况下, 在 TD 切机清除故障以前, 主轴承应力超过了所选择的寿命损耗百分数, 一般只注视到一个频率而未注视到组合影响。DM 模式逻辑

辑设计注意到任何二个临界频率的组合影响,并且只要 TD 模式定值的一半时间进行切机。

④ MTD 模式 (Transient Time Response Minimum Time Delay Trip) 即暂态时间响应最小延时切机。当严重的扭力响应在一次保护设计的范围之外,DM 和 TD 延时切机又不能适宜地保护主轴,一次次同步谐振保护失败,必须要快速遮断停机。在这种极端情况下,宽带滤波器以很短的延时将第二个临界轴力矩的直接有关信号予以输出,MTD 模式立即动作切机。延时切机将会损坏主轴。

机组跳闸后,外部暂态扰动引起的主轴力矩并不立即消失。然而切机定值要容许包括在机组遮断后的残值在内例如扭力振荡衰减预计的残余寿命损耗。既使电气力矩振荡被遮断,又使主轴力矩衰减缓慢。纵使汽轮发电机很快解列,由外界故障引起的主轴力矩直到主轴损坏才平息。疲劳是积累过程,扭力疲劳应予监视,这种监视构成主轴观察周期定值的基础,保护装置适当特性的指示,以及过度疲劳时改变运行状况的根据。

四、美国 SSO 型保护装置

SSO 是新设计的保护装置,经美国十五个公司以二年多时间联合研制出来的。1979 年投入应用,可以检测三种次同步谐振,快速保护主轴承受过度力矩;对扭力相互作用疲劳寿命损耗限制在 1% 以下;对转矩扩大的最坏情形,疲劳寿命损耗限制到 10% 以下;灵敏度和选择性符合予期值。使用甚今,安全可靠,未发生误动及继电器故障。

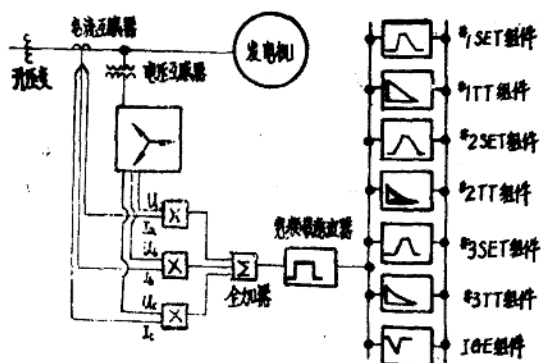


图 5 SSO 型继电器保护装置

SSO 继电器原理见图 5。进入 SSO 继电器是三相电枢电流和端电压。正序电枢电流的 60 赫芝余量由放大器和宽频带滤波器获得。这个值近似拟电气转矩的次同步分量。这个等值转矩送入 SSO 继电器的不同部位,起到次同步谐振的三种保护作用。即感应发电机效应,扭力相互作用和力矩扩大。

SSO 继电器有三个组件需要定值,即 SET、TT 和 IGE,每一个有源模有一个 SET 和一个 TT 组件,

每一只继电器只有一个 IGE 组件。

1. SET 组件功能及定值 该组件包括一个狭带滤波器,调制到相应的扭力模式,一个全波整流器,逻辑元件有用以检测慢升速振荡 (SRRT) 和相当的快升速振荡 (FRRT),这些振荡来自扭力相互作用。在所有下列条件时,慢升速振荡 (SRRT) 可起动继电器:

- (a) $I_s \leq I_{st}$,
- (b) $I_p(n+1) \leq I_p(n)$,
- (c) $t \leq T_r$ 。

在所有下列条件时,快开速振荡 (FRRT) 触动继电器:

- (a) $I_s > I_{st}$ 或 I_{st} (恒大于)

$$(b) I_r(n+1) \leq (1+\delta)I_r(n)$$

$$(c) t \leq T_{02} (t \approx 0 \text{ 当 } I_r = I_{rfr})$$

(d) 在 $t = T_{02}$ 过后出现了一个较高峰值。当 $I_r < I_{rfr}$ 或者在 75ms 及以上时间范围内, 所有 $I_r(n+1) < (1+\delta)I_r$, 定时针复归到零。

SET 组件定值范围和常数为:

$$I_{r0} \quad 0.01 \text{ 标么值}$$

$$I_{rfr} \quad 0.002-0.1 \text{ 标么值}$$

$$I_{rfr} \quad 0.01-0.1 \text{ 标么值}$$

$$\delta \quad 0.01$$

$$K \quad 0-1.0$$

$$T_{01} \quad 0.2-2.0 \text{ 秒}$$

$$T_{02} \quad 0.2-0.5 \text{ 秒}$$

2. IGE 组件功能及定值 IGE 和 SET 组件恒同, IGE 没有狭带滤波器, 其定值范围如下:

$$I_{r0} \quad 0.01-0.10 \text{ 标么值}$$

$$I_{rfr} \quad 0.10-1.0 \text{ 标么值}$$

$$I_{rfr} \quad 0.10-1.0 \text{ 标么值}$$

$$T_{01} \quad 0.20-2.0 \text{ 秒}$$

$$T_{02} \quad 0.05-0.50 \text{ 秒}$$

3. TT 组件功能及定值 该组件输入来自宽带滤波器的输出, 即电气力矩近似值 T_e 。对于损坏主轴的暂态故障, T_e 在次同步振荡中成指数衰减。如果频率接近任何一个扭力模式和衰减性 T_e 超过预计的水平, 主轴将受到损坏。因此 TT 组件中 MRTT 逻辑部份以下述二个条件为基础:

(1) T_e 频率在模型频率 ± 3 赫芝之内

(2) 整流过的 T_e 二个峰值超过一个成指数性衰减的保护信号。

最坏情形时的保护, 继电器定值放在 0.05 秒, 同时核对频率和 T_e 值大小。核对频率是计算过零之间的时间, 相对于三个过零点二个半波的幅值进行核对。如果二者都在保护信号以上, 三个过零的时程在扭力时程三赫芝以内, 即为继电器遮断定值。保护信号定义为 $A_m e^{-t/T_m}$, 且当 $T_e > 0.16$ 标么值时即行触发。

除 MRTT 部份外, TT 组件还有 ITT 部份。当 $T_e \geq ITT$, ITT 立即引起继电器遮断动作而与频率无关。TT 组件定值范围为

$$A_m \quad 0.5-20 \text{ 标么值}$$

$$T_m \quad 0.010-0.01 \text{ 秒}$$

$$ITT \quad 1.5, 2.0, 2.5, 3.0 \text{ 标么值。}$$

注: ① SRRT 慢升速振荡逻辑元件动作程序

$$0 \text{ 秒} \quad I_r = I_{r0} \quad I_r \text{ 为电枢正序次同步电流}$$

$$0-2 \text{ 秒} \quad I_r \text{ 由 } I_{r0} \text{ 升到 } I_{rfr} \text{ 并超过 } I_{rfr} \text{ 值。}$$

$$>4 \text{ 秒} \quad I_r \text{ 继续上升} \rightarrow \text{继电器起动 } I_r \text{ 由 } I_{rfr} \text{ 升到 } I_r \text{ 值时间关跳闸}$$

② FRRT 快升速振荡逻辑元件动作程序

0 秒 $I_s = I_{sr}$ I_s 为电枢正序次同步电流

0—0.2 秒 $\log\text{-dec} > 0.02$ I_s 继续上升

$0.2 + \frac{1}{2f_n}$ 秒 I_s 上升到继电器动作 I_s 继续上升到 I_r 值时开关跳闸

③ $\log\text{-dec}$ 为扭转振荡频率与阻尼频率的比值, 即 $\log\text{-dec} = \sigma_n/f_n$, 表明阻尼对次同步谐振的衰减或增强。由于扭力相互作用, 可产生负序阻尼。

④ 继电器的设计、制造和运行问题, 本文不予赘述。

4. 对 SSO 继电器进行了二种试验

西屋公司于 1979 年 6 月 18~20 日应用小型电力系统实验场 (Newark) 表演试验结论

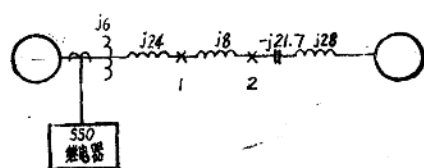


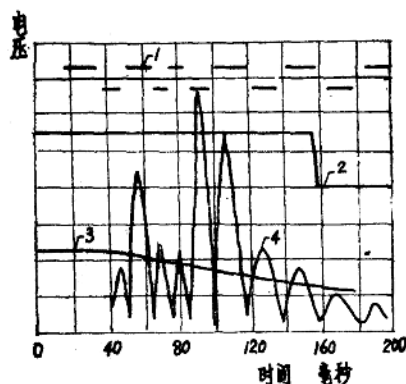
图 6 在小型电力系统中对 SSO 继电器的试验系统结构图

如图 6, 图中示出系统阻抗及故障点资助这项继电器研究的十四家公司派了代表参加。第二次试验是由 APS 在继电器工厂进行。

(1) 小型电力系统试验

图 6 的试验结果如图 7 所示。使宽频带滤波器输出的基极电压是 2.2 伏, 从零到峰值。

上述状态, A_m 定值 0.5。初始保护信号峰值证明 $A_m = 2.2 \times 0.5 / 2.2 = 0.5$ 。故障点选在图 6 中 2 点, 3cy (50ms)。第一个全波 (两个半波) 约在 60ms 启动, 周期 35ms, 即频率约 28.6 赫芝, 恰好在模式 2+3 赫芝带宽的外边。不希望遮断信号在这个波的末端。下一个全波, 自故障开始 77ms, 周期为 40ms, 希望在这个波的末端发出遮断信号。这段范围表明遮断信号在这点发出, 故障切除后 70 毫秒。



曲线 1) 粗的频率监视 50 伏/格

曲线 2) 遮断输出 10 伏/格

曲线 3) 保护信号 0.5 伏/格

曲线 4) 整流 WBF 输出 0.5 伏/格

上述试验可以清楚地看到, 继电器确有保护暂态力矩故障的能力, 同时可给出合宜的判断。

(2) APS 工厂试验:

根据 APS 规定, 继电器按装前应进行全部试验, Cholla 二号机组 SSO 继电器广泛地试验项目为:

- ① 每个组件的启动量。
- ② 每个组件的遮断逻辑性。
- ③ 每个组件的频率反响。

综合试验报告另有文件。见参考文献 (4)

五、结 束 语

我国第一条 500 千伏输电线路已于 1981 年在华中电网投入运行。东北地区 500 千伏输电(平武)线路(元锦辽海)即将通过调试正式加入运行。华东地区正在设计 500 千伏线路。华北地区晋京亦将以 500 千伏系统构成电网。葛洲坝工程业已开始送电,如果华中和华东地区联网,为保证输电质量标准,估计静止补偿即将陆续安装,将会遇到次同步谐振问题。

上面介绍的美国七十年代至今所用的次同步谐振分拆方法和预防对策中的保护装置,其中虽有从 1978 年开始研制的,但可供电力系统设计规划,运行控制以及制造等方面研究借鉴。

参 考 文 献

(1) Johns Joyce et al "Torsional fatigue of turbine generator shafts caused by different electrical system and switching operations" IEEE Transactions on power apparatus and systems Sept-oct 1978.

(2) B. L. Agrawal et al "Application of Subsynchronous Oscillation Relay-Type SSO" IEEE Transactions Vol PAS-100 NO5 May 1981.

(3) A. A. Foual K. T. Khu "Subsynchronous Resonance Zones in the IEEE "Bench Mark" IEEE Transactions on power apparatus and systems May-June 1978.

(4) "Cholla Unit 2 SSO Relay Test Report" B. L. Agrawal, Technical Project Engineering, Arizona Public Service Co, Pheonix, AZ Feb, 1980.

(5) C. E. J Bowler et. al "The Navajo SMF Type Subsynchronous Resonance Relay "IEEE Trans, Vol PAS-97 NO5.

(6) "Counter measures to Subsynchronous Resonance Problems" IEEE Trans, Vol PAS-99 NO5.

文中代号及缩写字意义

I_{s_i} SET 组件狭带滤波器输出。

I_s 当电气回路调制到 $60 - f_n$ 时,电枢回路正序次同步电流。

f_{n_i} 汽轮发电机刚性体系 n 模式的扭曲频率。

I_{sfr_i} SET 组件 SRRT 部分定值。

$I_p(n)$ I_s 在第 n 次整形波零一峰值。

t_i 时间(秒)

T_{Ti} 继电器动作时间(秒)。

I_{sfr_i} SET 组件 FRRT 部份定值。

δ_i SET 组件 FRRT 部份定值 ($\delta = \log - \text{bec}/2$)。

T_{01_i} SET 组件 SRRT 部份继电器常数。

T_{02_i} SET 组件 FRRT 部份继电常数。

(下转封四)