

中华人民共和国国家标准

电力系统安全自动装置设计规范

Code for design of automaticity equipment
for power system security

GB/T 50703 - 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6月1日



中国计划出版社

2011 北京

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1102 号

关于发布国家标准《电力系统 安全自动装置设计规范》的公告

现批准《电力系统安全自动装置设计规范》为国家标准,编号为GB/T 50703—2011,自 2012 年 6 月 1 日起实施。

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

二〇一一年七月二十六日

前 言

本规范是根据原建设部《关于印发〈2007年工程建设标准规范制订、修订计划(第二批)〉的通知》(建标〔2007〕126号)的要求。由中国电力工程顾问集团东北电力设计院会同有关单位编制完成的。

本规范共分5章,主要内容包括:总则、术语、电力系统安全稳定计算分析原则、安全自动装置的主要控制措施和安全自动装置的配置。

本规范由住房和城乡建设部负责管理,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东北电力设计院负责具体技术内容的解释。本规范在执行过程中,如发现需要修改和补充之处,请将意见和建议寄送中国电力工程顾问集团东北电力设计院(地址:长春市人民大街4368号,邮政编码:130021),以供今后修订时参考。

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东北电力设计院

参编单位:中国电力工程顾问集团中南电力设计院

主要起草人:吴晓蓉 王颖 王建华 马进霞 谭永才
季月辉

主要审查人:陈志蓉 高洵 徐磊 刘汉伟 马怡晴
余小平 梅勇 张志鹏 赵萌 杨立田
郑开琦 蔡小玲 韩笠 朱洪波 孙光辉

1 总 则

1.0.1 为在设计中贯彻国家技术经济政策,保证电力系统安全自动装置的设计达到安全可靠、技术先进和经济合理,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于 35kV 及以上电压等级的电力系统安全自动装置设计,低电压等级(10kV 及以下)的电力系统安全自动装置设计也可执行本规范。

1.0.3 电力系统安全自动装置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 术 语

2.0.1 安全自动装置 security automatic devices of power system

防止电力系统失去稳定性和避免电力系统发生大面积停电事故的自动保护装置。如输电线路自动重合闸装置、安全稳定控制装置、自动解列装置、自动低频减负荷装置和自动低电压减负荷装置等。

2.0.2 安全稳定控制装置 security and stability control devices of power system

为保证电力系统在遇到《电力系统安全稳定导则》DL 755 规定的第二级安全稳定标准的大扰动时的稳定性而在电厂或变电站(换流站)内装设的自动控制设备,实现切机、切负荷、快速减出力、直流功率紧急提升或回降等功能,是确保电力系统安全稳定的第二道防线的重要设施。主要由输入、输出、通信、测量、故障判别、控制策略等部分组成。

2.0.3 安全稳定控制系统 security and stability control system

由两个及以上厂站的安全稳定控制装置通过通信设备联络构成的系统,实现区域或更大范围的电力系统的稳定控制,宜分为控制主站、子站、执行站。

2.0.4 自动解列装置 automatic splitting devices of power system

针对电力系统失步振荡、频率崩溃或电压崩溃的情况,在预先安排的适当地点有计划地自动将电力系统解开,或将电厂与连带的适当负荷自动与主系统断开,以平息振荡或防止事故扩大的自动装

置。依系统发生的事故性质,按不同的使用条件和安装地点,自动解列装置可分为失步解列装置、频率解列装置和低电压解列装置。

2.0.5 低频低压减负荷装置 low-frequency or under-voltage shedding load devices

自动低频减负荷装置是指在电力系统发生事故出现功率缺额引起频率急剧大幅度下降时,自动切除部分用电负荷使频率迅速恢复到允许范围内,以避免频率崩溃的自动装置;自动低压减负荷装置是指为防止事故后或负荷上涨超过预测值,因无功缺额引发电压崩溃事故,自动切除部分负荷,使运行电压恢复到允许范围内的自动装置。同时具备自动低频减负荷和自动低压减负荷功能的装置称为低频低压减负荷装置。

2.0.6 在线稳定控制系统 on-line stability control system

由设置在调度端或枢纽控制站的在线稳控决策主站及厂站端的稳控装置通过通信通道构成的系统。系统可实时采集电力系统运行方式信息、在线跟踪电网变化、进行动态安全分析、实现在线暂态安全一体化定量评估并制定相应的预防控制措施和紧急控制措施。

2.0.7 自动重合闸 auto-reclose

架空线路或母线因故断开后,被断开的断路器经预定短时延而自动合闸,使断开的电力元件重新带电;如果故障未消除,则由保护装置动作将断路器再次断开的自动操作循环。主要分为三相重合闸、单相重合闸。

2.0.8 事故扰动 disturbance

电力系统由于短路或系统元件非计划切除而造成的突然巨大的和实质性的状态变化称为事故扰动。

2.0.9 连接和断面 connection and section

连接是联系电力系统两个部分的电网元件(输电线、变压器等)的组合。中间发电厂和负荷枢纽点也可包括在“连接”概念中。断面是一个或数个连接元件,将其断开后电力系统分为两个独立部分。

3 电力系统安全稳定计算分析原则

3.1 稳定计算水平年

3.1.1 安全稳定计算分析所选取的设计水平年主要应为工程投产年;若工程分期投产,则还应包括过渡年。

3.1.2 用于计算的电网结构应与设计水平年相对应。

3.1.3 计算负荷应与设计水平年相对应。当负荷增长对系统稳定影响显著时,宜进行负荷对系统稳定影响的敏感性分析。

3.2 稳定计算运行方式

3.2.1 稳定计算中应针对具体校验对象(线路、母线、主变等),选择对安全稳定最不利的方式进行安全稳定校验。

3.2.2 稳定计算可选择下列运行方式:

1 正常运行方式:包括计划检修运行方式和按照负荷曲线以及季节变化出现的水电大发、火电大发、风电多发、最大或最小负荷、最小开机和抽水蓄能运行工况等可能出现的运行方式。

2 事故后运行方式:电力系统事故消除后,在恢复到正常运行方式前所出现的短期稳态运行方式。

3 特殊运行方式:大型发电机组、主干线路、大容量变压器、直流单极、串联补偿等设备检修、区域间交换功率变化等对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

3.3 稳定计算故障类型

3.3.1 稳定计算应考虑在对稳定最不利地点发生金属性短路故障。

3.3.2 故障属于电力系统遭受的大事故扰动,按严重程度和出现

概率大扰动可分为表 3.3.2 所列的类型。

表 3.3.2 事故扰动类型

类型	事故扰动	备注
I类 (单一轻微故障)	(1)任何线路发生单相瞬时接地故障重合闸成功; (2)同级电压的双回或多回线和环网,任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合; (3)同级电压的双回或多回线和环网,任一回线三相故障断开不重合; (4)任一台发电机组跳闸或失磁; (5)受端系统任一台变压器故障退出运行; (6)任一大负荷突然变化; (7)任一交流联络线故障或无故障断开不重合; (8)直流输电系统单极故障	正常运行方式下电力系统受到I类扰动后,继电保护、断路器及重合闸正确动作,不应采取稳定控制措施,应保持电力系统稳定运行和电网的正常供电,其他元件不应超过规定的事事故过负荷能力,不发生连锁跳闸。但对于发电厂的交流送出线路三相故障、发电厂的直流送出线路单极故障、两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开,必要时可采用切机或快速降低发电机组出力的措施
II类 (单一严重故障)	(1)单回线路单相永久接地故障重合不成功及无故障三相断开不重合; (2)任一段母线故障; (3)同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功,双回线三相同时跳开; (4)直流输电系统双极故障	正常运行方式下电力系统受到II类扰动后,继电保护、断路器及重合闸正确动作,应能保持稳定运行,必要时可采取切机和切负荷等稳定控制措施
III类 (多重严重故障)	(1)故障时开关拒动; (2)故障时继电保护、自动装置误动或拒动; (3)自动调节装置失灵; (4)多重故障; (5)失去大容量发电厂; (6)其他偶然因素	当电力系统受到III类事故扰动时,应采取措施,防止系统崩溃,避免造成长时间大面积停电和对最重要用户(包括厂用电)的灾害性停电,使负荷损失尽可能减少到最小,电力系统应尽快恢复正常运行
特殊故障类型	(1)同一走廊的双回及以上线路中的任意两回线同时无故障或者故障断开,导致两回线路退出运行	应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电,其他线路不发生连锁跳闸

续表 3.3.2

类型	事故扰动	备注
特殊故障类型	(2)线路(变压器)发生单相永久故障	在电力系统中出现高一级电压的初期,允许采取切机措施
	(3)线路(变压器)发生三相短路故障	在电力系统中出现高一级电压的初期,允许采取切机和切负荷措施,保证电力系统的稳定运行
	(4)任一线路、母线主保护停运时,发生单相永久接地故障	应采取措施保证电力系统的稳定运行

3.3.3 安全稳定分析计算的故障类型应选择表 3.3.2 所列的 I 类和 II 类故障,需要时可对表 3.3.2 所列的 III 类故障进行分析。

3.4 稳定计算模型及参数

3.4.1 同步发电机及控制系统模型及参数应按下列规定进行选择:

- 1 同步发电机宜采用次暂态电势变化的详细模型;
- 2 对于能提供实测模型及参数的同步发电机,均应采用实测模型和实测参数;
- 3 对于不能提供实测模型及参数的同步发电机,可采用典型模型和典型参数;

4 原动机及调速系统的参数原则上应采用实测参数,不能提供时可采用制造厂家提供的参数;

5 在规划设计阶段或无完整参数时,较大容量同步发电机可参考已投运的相同厂家相同容量机组的模型及参数。

3.4.2 常用的风力机组模型有鼠笼异步风电机组、双反馈式异步风电机组和直接驱动式同步风电机组,应根据实际选择相应模型。

3.4.3 负荷模型和参数应根据地区电网实际负荷特性和所使用的程序确定,并应符合下列规定:

- 1 综合负荷的模型可用静态电压和频率的指数函数并选用

恰当的指数代表。

2 比较集中的大容量电动机负荷的模型,可在相应的 110kV(66kV)高压母线用一等价感应电动机负荷与并联的静态负荷表示。

3 在规划设计阶段,负荷可用与所在地区相同特性的负荷模型或者恒定阻抗模型。

4 进行动态稳定分析时,应采用详细模型。

3.4.4 其他设备参数应按下列规定进行选择:

- 1 现有设备应采用实际参数;
- 2 新建设备宜采用设计参数;
- 3 在规划设计阶段或无完整参数时,可按同类型设备典型参数考虑。

3.5 稳定计算故障切除时间及自动装置动作时间

3.5.1 稳定计算中的故障切除时间应包括断路器全断开和继电保护动作(故障开始到发出跳闸脉冲)的时间。线路、主变、母线、直流系统故障的切除时间宜按表 3.5.1 的规定执行。

表 3.5.1 线路、主变、母线、直流系统故障切除时间

故障元件	电压等级及传输容量	故障切除时间
线路故障	500kV 或 750kV	近故障端 0.09s,远故障端 0.1s
	220kV 或 330kV	近故障端和远故障端均为 0.12s
	1000kV	可采用与 500kV 线路相同
主变故障	高压侧、中压侧、低压侧	宜采用相同电压等级线路近端故障切除时间
母线故障	220kV~1000kV	宜采用相同电压等级线路近端故障切除时间
直流系统故障	传输容量 750MW 及以上	0.06s 闭锁故障极,0.16s 切除滤波器

3.5.2 重合闸时间为从故障切除后到断路器主断口重新合上的时间,应根据电网实际重合闸整定时间确定。

3.5.3 断路器失灵保护动作切除时间为元件保护或者母线保护动作时间、失灵保护整定延时和断路器跳闸时间的总和。元件保护或者母线保护动作时间与断路器跳闸时间的总和可参考表 3.5.1 所列的故障切除时间,失灵保护整定延时可按下列规定选择:

- 1 一个半断路器接线形式的失灵保护整定延时可取 0.2s~0.3s;
- 2 双母线接线形式的失灵保护整定延时可取 0.3s~0.5s。

3.5.4 安全稳定控制系统的执行时间为自动装置动作时间、通道传输时间、相关断路器跳闸时间(或直流动作时间)的总和,应根据系统实际情况确定。常用安全稳定控制系统的执行时间可按下列规定选择:

- 1 切机、切负荷可为 0.2s~0.3s。
- 2 直流功率调制响应时间可取 0.1s,直流功率提升和回降速度可根据直流系统动态特性和系统稳定特性整定确定。

3.6 稳定计算分析内容

3.6.1 过负荷和低电压分析应符合下列规定:

- 1 对于电源送端系统,在送电线路、升压联络变压器无故障或发生故障跳开、直流闭锁等情况下,应研究送电线路或升压变压器的过负荷问题。
- 2 对于受端系统,在供电线路、降压联络变压器或当地电源损失等情况下,应研究供电线路或降压变压器的过负荷问题。
- 3 对于功率传输的中间连接和断面,在功率传输的重要线路无故障或发生故障跳开情况下,应研究同一输电断面其他线路的过负荷问题。
- 4 重要元件(线路、变压器)断开后应校核电压水平是否满足稳定运行要求。

3.6.2 在本规范第 3.2 节规定的运行方式和第 3.3 节规定的故障类型下,对系统稳定性进行校核。暂态稳定分析应考虑在最不利

的地点发生金属性短路,计算时间可选择 5s 左右。

3.6.3 在电源与系统联系薄弱、电网经弱联系线路并列运行、有大功率周期性冲击负荷、采用快速励磁调节等自动调节措施或者系统事故有必要等情况下,应进行动态稳定分析。动态稳定分析的计算时间可选择 20s 及以上。

3.6.4 暂态和动态电压稳定性分析可用暂态稳定和动态稳定计算程序。

3.6.5 在电力系统故障后出现有功功率不平衡量较大情况下,应进行频率稳定分析。

3.7 稳定判据

3.7.1 变压器和线路的热稳定判据应符合下列规定:

- 1 变压器负载水平应限制在变压器规定的过载能力及持续时间内。
- 2 线路功率应限制在线路热稳定允许输送能力之内,可根据线路导线截面、类型、导线容许温升以及环境温度等确定线路热稳定极限。

3.7.2 暂态稳定判据应包括下述三方面内容:

- 1 功角稳定:系统故障后,在同一交流系统中的任意两台机组相对角度摇摆曲线呈同步减幅振荡。
- 2 电压稳定:故障清除后,电网枢纽变电站的母线电压能够恢复到 0.8pu 以上,母线电压持续低于 0.75pu 的时间不超过 1.0s。
- 3 频率稳定:在采取切机、切负荷措施后,不发生系统频率崩溃,且能够恢复到正常范围及不影响大机组的正常运行值,正常运行的频率范围可取 49.5Hz~50.5Hz。

3.7.3 动态稳定判据是在受到小的或大的事故扰动后,在动态摇摆过程中发电机相对功角和输电线路功率呈衰减状态,电压和频率能恢复到允许的范围内。

4 安全自动装置的主要控制措施

4.1 切除发电机

4.1.1 在满足控制要求前提下,切机应按水电机组、风电机组、火电机组的顺序选择控制对象。

4.1.2 核发电机组原则上不作为控制对象,但在切除其他机组无法满足系统稳定要求且保证核反应堆安全的前提下,可切除核发电机组。

4.1.3 在确定切机量时,应考虑必要的裕度。

4.2 集中切负荷

4.2.1 为保证电力系统安全稳定运行,可通过安全稳定控制装置实现集中切负荷。

4.2.2 切负荷装置可切除变电站低压供电线路实现切负荷。在选择被切除的负荷时,应综合考虑被切负荷的重要程度和有效性。

4.2.3 切负荷站的设置应根据需切除负荷量及负荷分配情况来确定,切负荷数量应考虑一定裕度(20%左右)。

4.2.4 应有避免被切除负荷自动投入的措施。

4.3 无功补偿装置的控制

4.3.1 输电线路的可控串补装置的强补功能是提高系统暂态稳定的有效手段,根据电网需要可作为同步稳定控制措施。

4.3.2 切除并联电抗器或投入并联电容器,用以防止电压降低;投入并联电抗器或切除并联电容器,用以限制电压过高。

4.4 电力系统解列及备用电源投入

4.4.1 电力系统解列应在事先设定的解列点有计划地进行解列,

解列后的各部分系统应有限制频率过高或频率过低的控制措施。

4.4.2 在系统频率异常降低的情况下,可自动启动水电站和蓄能电站的备用机组,以恢复系统频率。

4.5 直流控制

4.5.1 根据电网需要,通过控制直流输电系统的输电功率以及闭锁直流极运行,可防止系统稳定破坏和设备过负荷、限制系统过电压和频率波动。

4.5.2 直流控制具体方式可包括下列内容:

- 1 系统频率限制;
- 2 功率或频率调制;
- 3 直流功率紧急提升或回降;
- 4 直流极闭锁。

4.5.3 直流控制可由直流控制系统检测执行,也可接收其他装置发送的命令。

5 安全自动装置的配置

5.1 安全自动装置的配置原则

5.1.1 安全自动装置包括:安全稳定控制装置、自动解列装置、过频率切机装置、低电压控制装置、低频低压减负荷装置、备用电源自动投入装置、自动重合闸装置。安全自动装置的配置应以安全稳定计算结论为基础,应依据电网结构、运行特点、通信通道情况等条件合理配置,配置方案应对系统存在的各种稳定问题实现有效的控制且与稳定计算分析结论一致,并应进行配置方案的技术经济评价。

5.1.2 安全自动装置的配置及构成应根据国家现行标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 和《电力系统安全稳定技术导则》GB/T 26399 的有关规定,按照电力系统安全稳定运行的三级标准确定,执行时应采用下列原则:

1 以保证电力系统安全稳定控制的可靠性要求为前提,同时应保证电力系统安全稳定控制的有效性。

2 可采用就地控制和分层分区控制。

3 重要厂站安全自动装置应双重化配置。

4 装置配置应简单、可靠、实用,应尽量减少与继电保护装置间的联系。

5.1.3 安全稳定控制措施包括直流调制、切机、切负荷、解列等,可根据工程情况确定以上措施的顺序。各种稳定控制措施及各控制系统之间应协调配合,安全自动装置的动作应有选择性。

5.1.4 安全自动装置应符合下列规定:

1 安全自动装置应采用微机型,宜采用通过国家级鉴定的、有成熟经验、简单、可靠、有效、技术先进的分散式装置。

2 应充分利用原有安全自动装置。

3 选用装置的硬件应具有一定的通用性,软件应做到模块化,并具有可扩展性和良好的系统适应性。

5.2 安全自动装置配置

5.2.1 当所研究的电力系统区域内发生表 3.3.2 所列的Ⅱ类事故扰动(特殊情况下考虑表 3.3.2 所列的Ⅰ类事故扰动)时,在电力系统失稳的情况下,应配置安全稳定控制装置。通过采取相应的提高电力系统稳定性的控制措施,防止电力系统稳定破坏事故发生,此时允许损失部分负荷。常用安全稳定控制装置的功能如下:

1 功率外送系统,通常可采用减少电源输出的控制措施。

2 受端系统,通常可采用减少负荷需求的控制措施。

3 直流输电系统或装设串联补偿装置的系统,安全稳定控制装置可向直流控制系统或串补控制系统发送控制命令,实现直流功率调制、串联补偿强补。直流及串联补偿控制应与其他控制措施综合使用。

5.2.2 在所研究的区域内,根据一次网架结构,对可能异步运行的连接断面,应配置失步解列装置。失步时将系统解列,防止事故扩大。

5.2.3 当系统有功突然出现过剩、频率快速升高时,应配置过频率切机装置。配置方案可按不同频率分轮次切除一定容量的机组。

5.2.4 当局部系统因无功不足而导致电压降低至允许值时,应配置低电压控制装置采取控制措施,防止系统电压崩溃、系统事故范围扩大。常用的低电压控制措施应包括下列内容:

1 增加发电机无功出力;

2 容性无功补偿装置的快速投入;

3 感性无功补偿装置的快速切除;

4 快速切除部分负荷。

5.2.5 在失去部分电源而引起频率降低和电压快速降低可能导致系统崩溃的区域,应配置低频低压减负荷装置。按整定值,装置分轮次切除一定量的负荷。

5.2.6 符合下列规定的厂、站母线应配置备用电源自动投入装置:

- 1 具有备用电源的发电厂厂用电母线和变电站站用电母线;
- 2 由双电源供电且其中一个电源经常断开作为备用电源的变电站母线;
- 3 具有备用变压器且经常处于断开状态的变电站母线。

5.2.7 3kV 及以上的架空线路断路器应配置自动重合闸装置;3kV 及以上的电缆与架空混合线路断路器,如电气设备允许可配置自动重合闸装置。

5.2.8 在线稳定控制系统主站宜设置在省级及以上的电网调度中心或枢纽站,执行系统即子站设置在厂、站端。在线稳定控制系统配置应符合下列规定:

1 执行系统包括区域综合安全稳定控制系统、低频低压减负荷装置、自动解列装置、高频切机、连锁切机(负荷)、过载切机(负荷)、大电流切机(负荷)、水电厂低频自启动、备用电源自动投入装置等安全自动装置。

2 主站通过 EMS 系统、实时动态监测系统、安全稳定控制系统获取全网信息,实时进行系统动态分析、评估、决策,并通过通信通道向子站执行系统传送控制命令,实现安全稳定控制系统的一体化综合协调控制。

5.3 安全自动装置对通道及二次回路的要求

5.3.1 通信通道应符合下列规定:

1 不同控制站安全自动装置之间的信息传送应优先采用光纤通信通道。

2 采用载波通道时,宜采用编码方式,且发信及收信回路均

不应具有时间展宽环节。

3 双重化配置两套装置的通信通道应相互独立,两路安全自动装置通道应尽可能采用不同路由的独立通道,任一套装置或通信通道发生故障不应影响另一套装置正常运行。

5.3.2 安全自动装置与电气专业配合应符合下列规定:

1 接入安全自动装置的电流互感器、电压互感器二次线圈应满足继电保护的精度和负荷要求。

2 断路器应留有足够的反应线路元件投退状态的接点,可供安全自动装置使用。

3 当安全自动装置双重化配置时,应提供两组独立的直流电源分别供两套安全自动装置使用。双重化配置的两套装置的输入输出回路应相互独立。

5.3.3 安全自动装置与直流系统配合应符合下列规定:

1 与直流系统接口的安全自动装置应能有效地监测直流输电功率的改变。如果直流系统因某种原因,不能按安全自动装置提升(或回降)功率的要求实施直流功率提升(或回降),安全自动装置必须采取其他措施,以保持系统稳定。

2 直流极控系统应能接收安全自动装置以无源接点或报文型式向直流极控系统提供提升或回降直流功率的控制信号。

3 直流极控系统应向安全自动装置提供表 5.3.3 所列的信息。

表 5.3.3 直流极控系统向安全自动装置提供的信息

信息内容	信息类型
直流极 1、极 2 系统输送功率值	无源接点或模拟量
直流极 1、极 2 投运和停运信号	无源接点
直流极 1、极 2 ESOF 信号	无源接点
直流极 1、极 2 闭锁信号	无源接点
直流极 1、极 2 系统当前最大可输送功率值	模拟量

5.3.4 安全自动装置与串联补偿控制系统配合应符合下列规定:

1 当采用可控串补强补作为提高系统暂态稳定的控制措施时,安全自动装置应向串补控制系统提供空接点形式的强补信号,串补控制系统应留有接收外部开关信号进行强补的开入接口。

2 当安全自动装置及(或)串补控制系统为双套配置时,每套安全自动装置应分别向两套串补控制系统分别提供强补信号。

3 串补控制系统应向安全自动装置提供串补设备的运行状态信号。

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

《继电保护及安全自动装置技术规程》GB/T 14285

《电力系统安全稳定控制技术导则》GB/T 26399

《电力系统安全稳定导则》DL 755

中华人民共和国国家标准

电力系统安全自动装置设计规范

GB/T 50703 - 2011

条文说明

制定说明

《电力系统安全自动装置设计规范》GB/T 50703—2011,经住房和城乡建设部 2011 年 7 月 26 日以第 1102 号公告批准发布。

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,《电力系统安全自动装置设计规范》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。但是,本条文说明不具备与规范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。

1 总 则

1.0.1 制定本规范的目的,即在电力系统安全自动装置设计中,必须贯彻执行国家的技术经济政策和行业技术标准,做到安全可靠、技术先进、经济合理。

1.0.2 本规范的适用范围为 35kV 及以上电压等级,已经涵盖电力系统的发电、输电、变电、配电四个重要环节。对于低电压等级(10kV 及以下),为电力系统的用电环节,设计中可参照执行本规范。

2 术 语

2.0.1 安全自动装置的作用为“防止电力系统失去稳定性和避免电力系统发生大面积停电事故”。安全自动装置为统称,包括输电线路自动重合闸装置、安全稳定控制装置、自动解列装置、低频低压减负荷装置等。

2.0.2 安全稳定控制装置主要用于在电力系统事故或者异常运行状态下,防止电力系统失去稳定性,避免电力系统发生大面积停电的系统事故或对重要用户的供电长时间中断。安全稳定控制装置是电力系统安全稳定的第二道防线的重要设施,当系统遭受《电力系统安全稳定导则》DL 755 规定的第二级安全稳定标准的大事故扰动时,根据预先设置的控制策略实现切机、切负荷、直流功率紧急提升或回降等控制功能,以保证电力系统的稳定性。

2.0.3 安全稳定控制装置主要针对分散的厂站端作出定义,在安全稳定控制装置基础上定义了安全稳定控制系统,即由两个及以上厂站端的安全稳定控制装置通过通信设备联络而构成了安全稳定控制系统。与分散的控制装置相比较,控制系统的功能更为强大、控制区域范围更大。

2.0.4 当系统出现较为严重的事故时,为防止事故范围进一步扩大,保证对系统内的重要负荷继续供电,需要采取电力系统自动解列措施。在电力系统失步振荡、频率崩溃或电压崩溃的情况应实施自动解列措施,解列点应为预先选定的适当地点,必须是严格而有计划地实施。满足解列点的基本条件是,解列后各区各自同步运行和解列后的各区供需基本平衡。

2.0.5 当电力系统发生事故出现功率缺额引起频率急剧大幅度下降时,实施自动低频减负荷使频率迅速恢复到允许范围内;为防

止事故后或负荷上涨超过预测值,因无功补偿不足引发电压崩溃事故,实施自动低压减负荷使运行电压恢复到允许范围内。目前设备厂家可将自动低频减负荷和自动低压减负荷功能集成在一起,称为低频低压减负荷装置。

2.0.6 在线稳定控制系统具有实时、在线、动态、一体化、定量评估等特点。在线稳定控制系统能解决非在线稳定控制系统反应系统运行方式和系统故障的局限性问题,通过调度运行人员调整运行方式或安全稳定控制系统实施紧急控制措施,提高调度运行人员精细化掌握电网运行的安全稳定程度,改善电网暂态安全运行水平,防止事故扩大,最大限度地减少事故损失,确保电网安全稳定运行。

2.0.7 如果架空线路或母线发生瞬时故障,实施自动重合闸后恢复供电有利于系统稳定。传统自动重合闸包括三相重合闸、单相重合闸和综合重合闸,但由于综合重合闸极少使用,因此本规范中仅提出三相重合闸、单相重合闸两种方式。

2.0.8 事故扰动是安全稳定分析的常用术语。事故扰动通常有短路故障、元件非计划断开、直流闭锁等。

2.0.9 连接和断面是安全稳定分析的常用术语。连接和断面通常针对电网结构中根据功率流向而作出的定义,两个相对独立系统之间的联络线构成断面。

3 电力系统安全稳定计算分析原则

3.1 稳定计算水平年

3.1.1 进行电力系统安全稳定计算分析时,首先应明确边界条件。计算水平年一般选择工程投产年,根据需要考虑工程分期投产的过渡年,或者对远景年进行适当展望。

3.1.2、3.1.3 计算的电网结构和计算负荷需与计算水平年相对应。如果计算电网结构中存在某些不确定因素且对系统稳定影响较为显著,如电磁环网解列或并列运行方式、大区域之间的联网方式等,则需要进行不确定因素对系统稳定的影响分析。

3.2 稳定计算运行方式

3.2.2 根据《电力系统安全稳定导则》DL 755 的要求确定电力系统安全稳定计算运行的运行方式,并考虑新能源发展增加了“风电多发”的方式。

3.3 稳定计算故障类型

3.3.2 稳定计算故障类型的 I、II、III 类分别与现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 中电力系统承受大事故扰动能力的三级安全稳定标准相对应。特殊故障类型的第 2 条和第 3 条与现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 的特殊情况相同,而第 1 条中强调了“同一走廊”电网结构中发生两回线路退出运行事故应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电。

3.4 稳定计算模型及参数

3.4.1 计算分析应使用合理的模型及参数,以保证计算结果的精

确度。计算中同步发电机及控制系统应尽可能地采用实测、详细模型和参数。在规划设计阶段或无完整参数时,较大容量同步发电机可参考已投运的相同厂家相同容量机组的模型参数。

3.5 稳定计算故障切除时间及自动装置动作时间

3.5.1 计算分析中对系统发生故障、故障切除、重合闸、执行控制措施的系列过程进行模拟,动作时间选择以实际为基础,并适当考虑裕度。故障切除时间由继电保护装置动作时间、断路器全断开时间,并考虑一定时间裕度组成。以下保护动作时间均根据微机保护设备厂家实测、动作时间统计而得。但是,对于现有线路保护、主变保护或母线保护,如果由于继电保护动作时间过长引起电力系统稳定问题,应采用快速动作的线路保护或母线保护动作时间计算,并更换原有继电保护设备。

1 线路故障切除时间。220kV 及以上线路配置双重化的主保护(终端线路除外),任何情况下均能保证至少有一套主保护运行,因此考虑主保护动作切除故障。

1) 500kV(750kV)断路器全断开时间为 40ms~50ms,220kV(330kV)断路器全断开时间为 60ms~70ms。

2) 220kV 及以上线路主保护、主变主保护和母差保护的動作时间按 30ms 考虑;线路保护信号从一侧经通道传输至另一侧的延时按 10ms 考虑。

3) 仿真计算故障切除时间在上述两部分时间之和基础上考虑一定裕度(10ms~20ms)。

4) 由于 1000kV 系统为建设初期,根据厂家提供的设备参数,保护动作时间、断路器动作时间与 500kV 系统相同,因此 1000kV 线路故障切除时间可采用与 500kV 线路相同。

2 主变保护动作时间与各侧的线路保护相同,因此主变故障各侧切除时间宜与相同电压等级线路近端故障切除时间相同。

3 母线保护动作时间与相同电压等级线路保护相同,因此母

线故障切除时间宜与相同电压等级线路近端故障切除时间相同。

4 直流系统的故障切除时间:由于直流关断闭锁为电力电子元件动作,响应速度极快(毫秒甚至微秒级),因此计算模拟时间取0.06s;直流闭锁后切除滤波器需要跳开断路器,因此考虑100ms的延时。

3.5.2 重合闸时间。对于装设重合闸装置的线路及少数小容量变压器,当发生故障时保护动作跳开断路器且保护返回后启动重合闸计时,经过重合闸延时(预先整定)后由重合闸装置向断路器发出命令进行重合。重合闸延时由调度运行部门根据各地区电网实际进行整定,与系统条件、系统稳定的要求等因素相关,故障切除后的故障消弧及绝缘恢复时间制约的单相重合闸最短时间。

稳定计算模拟重合闸过程时,重合闸延时从故障切除开始,因此,计算中重合闸延时取值应考虑地区电网的重合闸整定延时、时间裕度。

对于一般存在稳定问题的线路,其重合闸时间可按重合于永久性故障时的系统稳定条件确定。即当线路传输最大功率时故障并切除后,送端机组对受端系统的相对角度经最大值,回摆到摇摆曲线的 ds/dt 为负的最大值附近时为重合闸最佳时间,进行重合。

3.5.3 断路器失灵保护动作切除故障时间。

元件(线路或变压器)保护或者母线保护动作后发出跳闸脉冲,同时启动断路器失灵保护。如果元件未能正常跳开,则经失灵保护整定延时后由失灵保护动作跳开其他元件以切除故障。失灵保护整定延时与主接线形式有关,通常一个半断路器接线形式为0.2s~0.3s,双母线接线形式为0.3s~0.5s。仿真计算时考虑一定裕度(10ms~20ms)。

3.5.4 安全稳定控制系统执行时间。安全稳定控制系统执行时间是从系统故障起,包括自动装置判别故障或者接收故障命令、控制决策出口、断路器执行操作(或者直流系统实施控制)的全过程;

如果需要远方执行命令,还应考虑通信通道延时、接收装置的出口动作时间。常用控制措施执行时间计算如下:

1 切机和切负荷:包括安全稳定控制装置动作时间和断路器的跳闸时间,并考虑一定裕度。其中微机型安全稳定控制装置动作时间为50ms~180ms;220kV及以上断路器跳闸时间为50ms~70ms,220kV以下断路器跳闸时间相对较长,可考虑在220kV及以上断路器跳闸时间基础上增加50ms。

2 直流调制的响应时间较快,但是调节速度与直流系统动态特性和系统稳定特性相关,因此应根据实际特性来确定。

3 基于下述原因,本规范未明确其他控制措施的执行时间:

1)低频低压减负荷装置、失步解列装置的动作时间由装置的整定值确定。

2)当采用可控串补强补作为提高系统暂态稳定控制手段时,应在故障切除后立即向可控串补控制系统发出强补命令。可控串补控制系统自接收到外部强补命令至调整至最大补偿度一般可在几毫秒内完成。

3.6 稳定计算分析内容

本节内容包括:过负荷和低电压分析、暂态稳定分析、动态稳定分析和频率稳定分析,根据研究电网的特点来确定选择计算分析内容。

3.6.1 应分析研究静态(无故障断开)和大事故扰动引起的过负荷。电源送端系统、受端系统、功率传输中间断面的过负荷问题,因电网结构不同应有针对性研究。重要元件(线路、变压器等)断开后由于网架削弱,功率大规模转移等原因造成功率及电压损耗增大,应校核相关断面导线截面较小的线路是否过载、电压水平是否满足稳定运行要求。

3.6.2 系统受到扰动后的暂态过程较短,因此计算时间可选择5s左右。稳定分析强调应选择在最不利的地点发生金属性短路。

3.6.3 系统受到扰动后的动态过程较长,发电机和负荷的调节特性显现出来,因此计算时间可选择 20s 及以上。

3.6.4 本规范明确可利用暂态稳定和动态稳定计算程序来研究暂态和动态过程的电压稳定性。

3.6.5 当系统有功功率变动占系统负荷容量比例较小时,依靠负荷和发电机的调节特性可以保证频率波动在允许范围内。但是在系统有功功率不平衡额度较大情况下,事故扰动导致频率波动幅度大,本条明确应进行频率稳定分析,频率稳定分析应对负荷和发电机的调节特性模拟较为准确。

3.7 稳定判据

3.7.1 过负荷水平以热稳定极限作为判据。

3.7.2 暂态稳定判据包括三个方面:功角、电压和频率。稳定计算中,若三者都稳定时,则系统是稳定的;若有一个不能稳定,则判定系统失稳。

3.7.3 本规范中动态稳定判据与现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 相同。

4 安全自动装置的主要控制措施

4.1 切除发电机

4.1.1 采用切除发电机(简称切机)的控制措施,可以防止电力系统稳定破坏、消除异步运行状态、限制频率升高和限制设备过负荷。对于水电机组、火电机组、核电机组,一般采用断开发电机变压器组的断路器方式来实现切机;对于风电机组,一般采用断开升压站升压变压器高压侧断路器或断开升压站与系统间的联络线路断路器实现切机。采取切机控制措施应从有效性、机组安全性、经济性选择切机对象和排序。

4.1.2 从核安全的角度出发,核电机组不宜作为控制对象,只有在切除其他机组无法满足稳定要求且保证核反应堆的前提下,可考虑切除核电机组。

4.2 集中切负荷

4.2.1 集中切负荷可以提高系统运行频率,可以减轻某些电源线路的过负荷,可以提高受端电压水平,用于防止稳定破坏、消除异步运行状态和限制设备过负荷。

4.2.2 综合考虑被切负荷的重要程度和有效性来选择切负荷对象。

4.2.3 设置切负荷站的数量,考虑一定裕度,本规范给出 20%左右的裕度指标。

4.2.4 实施切除负荷的目的在于防止电力系统崩溃、缩小事故范围、牺牲局部保全整体、尽可能保证对重要负荷的供电。实施切负荷避免其自动投入的含义为:通常以跳开低压供电线路断路器方式来实现切负荷,因此实施切除负荷跳开线路时应同时采取闭锁

线路重合闸、禁止备用电源自动投入等措施,避免被切负荷重新带电。

4.3 无功补偿装置的控制

4.3.1 在系统故障切除后,启动输电线路的可控串补装置的强补功能将可控串补装置补偿度提高到最大,并持续一段时间,对防止故障后系统失稳,尤其是首摆失稳效果明显。强补应在故障切除后立刻投入,持续时间应根据系统具体情况确定,一般应大于功角摇摆曲线首摆达到最大值的时间。

4.3.2 根据电压控制的需要投/切并联电抗器、并联电容器无功设备。

4.4 电力系统解列及备用电源投入

4.4.1 电力系统解列,即电力系统解列成各自可同步运行的、有功及无功平衡的工作部分,可以防止稳定破坏、消除异步运行状态、限制设备过负荷。

4.4.2 利用水电站和蓄能电站可快速投入的特点,作为备用电源投入措施。在系统出现有功功率缺额大导致系统频率异常降低情况下,自动启动备用电源的措施可实现系统频率快速回升。

4.5 直流控制

4.5.1 直流调制是利用直流输电系统的换流器转换有功功率及消耗无功功率的可控性对交流系统或者交直流混合电力系统给定的电压、相角或者系统频率等参数进行调节、控制,而达到提高电力系统稳定性的一种控制过程。

5 安全自动装置的配置

5.1 安全自动装置的配置原则

5.1.1 本规范强调安全自动装置应基于稳定计算分析结论而配置方案,系统地解决问题,稳定控制措施之间以及稳定控制措施与其他控制系统之间应协调配合。

5.1.2 国家现行标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 和《电力系统安全稳定控制技术导则》GB/T 26399 是保证电力系统安全稳定运行的强制性标准,因此本条所述的装置配置是参照这两个标准的规定制定的。本条规定在无合适的稳定控制措施或者稳定控制措施控制量过大情况下,应调整系统运行方式,避免装置配置过于复杂,这样可保证安全稳定控制措施的可实施性。从以下几方面保证安全自动装置的有效性:

1 以快速恢复系统稳定为目的,在可选择的不同等级的安全自动装置控制措施中,应取其中最高等级者。

2 选择对电力系统安全稳定控制有效性高的控制对象,当控制对象有几台机组或几座电厂时,应寻求最有效果的机组或电厂加以控制。

3 安全控制装置动作时间应满足能使电力系统恢复稳定运行的要求。对于维持系统稳定的自动装置应尽快动作,对于限制事故扩大的自动装置应在保证选择性的前提下尽快动作。

4 强调重要厂站应双重化配置,110kV 及以下低电压等级系统的安全稳定控制装置宜单重化配置。

5.1.3 本条对直流调制、切机、切负荷、解列等常用控制措施进行排序,并对如何使用这些控制措施详细说明。由于火电机组本身对快关措施的承受力不足、快关响应速度相对较慢等原因,机组快

关措施目前在国内国外极少使用,因此本规范未考虑快关控制措施。采用直流调制、切机、切负荷、解列等安全稳定控制措施考虑以下原则:

1 切机应按就近原则考虑,优先考虑切除水电及风电机组;各切机点应保留一台机组(风电除外);若切机点设置在梯级电站,还应考虑切机容量的配合。若为过负荷问题,则可考虑减电厂出力和直流功率控制的措施。

2 切负荷按就近原则考虑,快速集中切负荷系统通常由主站和子站组成,子站设置在区域内能提供一定可切负荷量的、灵敏度较高的变电站,选择切除对象时应考虑有效性和被切负荷的重要程度。

3 系统解列作为防止整个系统稳定破坏的备用,不同地点的解列装置其动作应有选择性,确保一次特定的扰动仅解列一个断面。

4 实施低频、低压减负荷措施应根据相关标准,按系统负荷的一定比例、分不同轮次切负荷。

5 直流系统的双侧频率调制功能可作为提高系统的稳定运行裕度的稳定控制措施。频率限制器可用于调节系统频率变化。

5.1.4 本条是对安全自动装置提出的要求。

1 安全自动装置的安全可靠性要求等同于相同电压等级的继电保护装置。

2 强调了充分利用原有安全自动装置的原则。同时,为满足系统发展需要,新增装置应具有良好的系统适应性。

5.2 安全自动装置配置

5.2.1 本条强调安全稳定控制装置主要解决当电力系统发生Ⅱ类扰动、特殊情况下考虑Ⅰ类扰动时存在的问题。分别阐述功率外送、受端系统通常采用的控制措施,切机、减机组出力等减少电源输出;切负荷可减少功率需求。对于直流输电系统或者装设串联补偿装置的系统,提出直流调制、控制补偿装置与其他控制措施综合使用。

5.2.2 配置失步解列装置时,还应考虑实现再同期和保证解列后各自系统安全稳定运行。

5.2.3 对功率过剩的电力系统应采取切除发电机等措施。

5.2.5 对功率不足的电力系统,应采取切除负荷等措施。

5.2.6 使用备用电源自动投入装置时应考虑:当正常供电通道发生故障供电受阻时,装置自动将备用电源投入相应的供电母线,以保证电力系统供电的连续性和稳定性。但在实施切负荷方案时,应有措施保证安全自动装置所切负荷不被自动投入备用电源(见本规范第4.2.4条)。

5.2.7 配置自动重合闸装置的目的是减少故障对系统的影响范围,提高电力系统的稳定性。

5.2.8 本条针对在线稳定控制系统的配置、功能进行了描述,在线稳定控制系统与分散布置的装置接口,实现安全稳定控制系统的一体化综合协调控制。

5.3 安全自动装置对通道及二次回路的要求

5.3.1 根据现行国家标准《继电保护及安全自动装置技术规程》GB/T 14825,安全自动装置对通信通道的要求原则上等同于相同电压等级的继电保护装置。强调安全自动装置信息传输优先采用光纤通道。

5.3.2 根据现行国家标准《继电保护及安全自动装置技术规程》GB/T 14825,安全自动装置对互感器、电源的要求,原则上等同于相同电压等级的继电保护装置。安全自动装置可与线路保护(或断路器保护)共用同一组电流互感器、电压互感器的二次线圈。

5.3.3 对于直流输电系统,为满足安全稳定控制装置实现直流控制的要求,本条列出安全稳定控制装置与直流控制系统交换信息内容。

5.3.4 对于装设串联补偿装置的系统,为满足安全稳定控制装置实现对串补控制的要求,本条列出安全稳定控制装置与串补控制系统交换信息内容。