

F23

备案号：7783—2000

中华人民共和国电力行业标准

DL / T 723—2000

电力系统安全稳定控制技术导则

Technical guide for electric power
system security and stability control

2000-11-03 发布

2001-01-01 实施

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

前 言

本标准根据原电力工业部综科教〔1998〕28号文《关于下达1997年修订电力行业标准计划的通知》中所列项目任务《电力系统安全稳定控制技术导则》而编制。

电力系统安全稳定控制是保证电力系统安全稳定运行的重要措施。这类措施虽然已在电力系统中有较普遍的应用，但尚缺乏较全面、系统的技术规定来指导有关的科研、设计、制造和运行工作。本标准即为了适应这一要求而制定。

原电力工业部曾制定了《电力系统安全稳定导则》(1981年)，并且正在进行修订。该导则提出了对电力系统在扰动时的安全稳定原则要求。本标准是根据这些原则提出对安全稳定控制的技术要求。

本标准编写格式和规则遵照GB / T 1.1—1993《标准化工作导则 第一单元：标准起草与表达规则 第1部分 标准编写的基本规定》及DL / T 600—1996《电力标准编写的基本规定》的要求。

本标准附录A是标准的附录，附录B和附录C是提示的附录。

本标准由中国电机工程学会继电保护专委会提出。

本标准由电力行业继电保护标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：中国电机工程学会电力系统安全稳定控制分专委会和电力自动化研究院。

本标准主要起草人：袁季修、孙光辉、李发棣。

本标准由电力行业继电保护标准化技术委员会负责解释。

目 次

前 言

- 1 范围
- 2 引用标准
- 3 定义
- 4 安全稳定控制总则
- 5 预防控制
- 6 紧急控制
- 7 恢复控制
- 8 控制系统远方信息传送

附录A (标准的附录) 电力系统大扰动情况分类

附录B (提示的附录) 可用性、可靠性及可维修性

附录C (提示的附录) 紧急控制装置的动作评价

中 华 人 民 共 和 国 电 力 行 业 标 准

DL / T 723—2000

电力系统安全稳定控制技术导则

Technical guide for electric power
system security and stability control

1 范围

本标准规定了电力系统安全稳定控制的功能、应用条件、基本性能要求及主要技术指标等。
本标准适用于安全稳定控制系统的科研、设计、制造和运行等领域。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB 14285—1993 继电保护和安全自动装置技术规程

GB / T 15145—1994 微机线路保护装置通用技术条件

GB / T 15153.1—1998 远动设备及系统 第2部分：工作条件 第1篇：电源及电磁兼容性

GB / T 17463—1998 远动设备及系统 第4部分：性能要求

DL 428—1991 电力系统低频减负荷技术规定

IEC 60834—1：1999 电力系统远方保护设备的性能及试验方法 第1部分：命令系统

3 定义

本标准采用的定义。

3.1 有关电力系统性能的定义

3.1.1 可靠性(reliability)

电力系统供给所有用电点符合质量标准和所需数量的电力的能力。

注：电力系统可靠性通常包括充裕性和安全性两个方面。

3.1.2 充裕性(adequacy)

电力系统在静态条件下，并且系统元件的负载不超出其定额，母线电压和系统频率维持在允许范围内，考虑系统元件计划和非计划停运的情况下，供给用户要求的总的电力和电量的能力。

3.1.3 安全性(security)

电力系统在运行中，如出现特定可承受事件，不致引起损失负荷、系统元件的负载超出其定额、母线电压和系统频率超越允许范围、系统稳定破坏、电压崩溃或连锁反应的能力。

注：可承受事件(credible event)是电力系统设计和运行时规定可承受的偶发事件。参见附录A的A1类。

3.1.4 稳定性(stability)

电力系统在扰动(例如功率或阻抗变化)后返回静态运行的能力。

注：稳定性包括功角稳定性、电压稳定性和频率稳定性。

3.1.5 完整性(integrity)

发输电系统(bulk power system)保持互联运行的能力。

3.2 有关电力系统运行状态的定义

3.2.1 正常状态(normal state)

DL / T 723—2000电力系统能够保持充裕性和安全性的运行状态。

3.2.2 警戒状态(alert state)

电力系统的潜在不充裕和 / 或不安全状态, 在此状态下, 如出现特定可承受事件将导致损失负荷、系统元件的负载超出其定额、母线电压和系统频率超越允许范围、功角不稳定、连锁反应、电压不稳定或某些其他不稳定。

3.2.3 紧急状态(emergency state)

电力系统的异常状态, 在此状态下, 某些系统元件的负载超出其定额, 某些母线电压或系统频率超越允许范围, 出现稳定危机, 可能损失部分负荷。

注：紧急状态要求采取紧急控制作用以保持系统稳定, 防止设备损坏和系统状态进一步恶化。

3.2.4 极端紧急状态(extreme emergency state)

电力系统的故障状态。在此状态下, 系统不能维持稳定但可实现有计划的解列, 部分负荷将中断供电, 部分系统元件的负载超出其定额, 部分母线电压和系统频率超越允许范围。

注：极端紧急状态必须采取防止事故进一步扩大的紧急控制措施以避免系统崩溃。

3.2.5 崩溃(collapse)

电力系统的一种严重故障过程, 包括系统稳定破坏、连锁反应、电压或频率崩溃, 导致大范围中断供电, 被解列的部分系统或机组需要较长时间才能重新启动及恢复供电。

3.2.6 恢复过程(restoration process)

重建电力系统充裕状态采取的一系列控制作用, 包括发电机快速启动, 再同步并列, 输电线重新带电, 负荷再供电和电力系统解列的部分再同步运行。

3.3 有关电力系统安全稳定控制的定义

3.3.1 预防控制(preventive control)

电力系统正常运行时由于某种原因使系统潜在不充裕或不安全而处于警戒状态, 为提高充裕性和安全性使电力系统恢复正常安全运行而进行的控制(详见第5章)。

3.3.2 紧急控制(emergency control)(安全自动装置)(special protection system)

电力系统由于扰动进入紧急状态或极端紧急状态, 为防止系统稳定破坏、运行参数严重超出规定范围、以及事故进一步扩大引起大范围停电而进行的控制(详见第6章)。

3.3.3 恢复控制(restorative control)

电力系统由于扰动进入极端紧急状态或崩溃, 为恢复系统充裕性而进行的控制(详见第7章)。

4 安全稳定控制总则

4.1 电力系统在扰动下的安全稳定要求

4.1.1 电力系统扰动情况分类

电力系统中的扰动可分为小扰动和大扰动两类：

a)小扰动指由于负荷正常波动、功率及潮流控制、变压器分接头调整和联络线功率自然波动等引起的扰动。

b)大扰动指系统元件短路、切换操作和其他较大的功率或阻抗变化引起的扰动。大扰动可按扰动严重程度和出现概率分为三类：第Ⅰ类，单一故障(出现概率较高的故障)；第Ⅱ类，单一严重故障(出现概率较低的故障)；第Ⅲ类，多重严重故障(出现概率很低的故障)。详见附录A。

4.1.2 正常运行安全要求

电力系统正常运行时, 应能供应全部负荷并保持充裕性和安全性。系统元件负载不超过其额定, 系统

频率和母线电压处于正常水平，有足够的稳定储备和有功、无功备用容量。

4.1.3 承受第Ⅰ类大扰动时的安全要求

电力系统正常运行发生第Ⅰ类大扰动时，应能保持供电和稳定运行，但允许系统的稳定储备和备用容量降低而进入警戒状态。此时应采用预防性控制或值班员操作使系统及时恢复正常安全运行。

注：对某些特殊大扰动情况的处理，参见附录A的A1的注。

4.1.4 承受第Ⅱ类大扰动时的安全要求

电力系统正常运行发生第Ⅱ类大扰动时，系统可能不充裕或出现稳定危机而进入紧急状态。此时应采取适当的紧急控制措施保持系统稳定性和主电网完整性，但允许损失部分负荷。

4.1.5 承受第Ⅲ类大扰动时的安全要求

电力系统正常运行发生第Ⅲ类大扰动时，如系统不能保持稳定运行而进入极端紧急状态，则必须采取措施，防止系统崩溃，避免长时间的大面积停电和对最重要用户(包括厂用电)的灾害性停电，使负荷损失减到最小。

4.1.6 在某些特殊运行方式下的安全要求

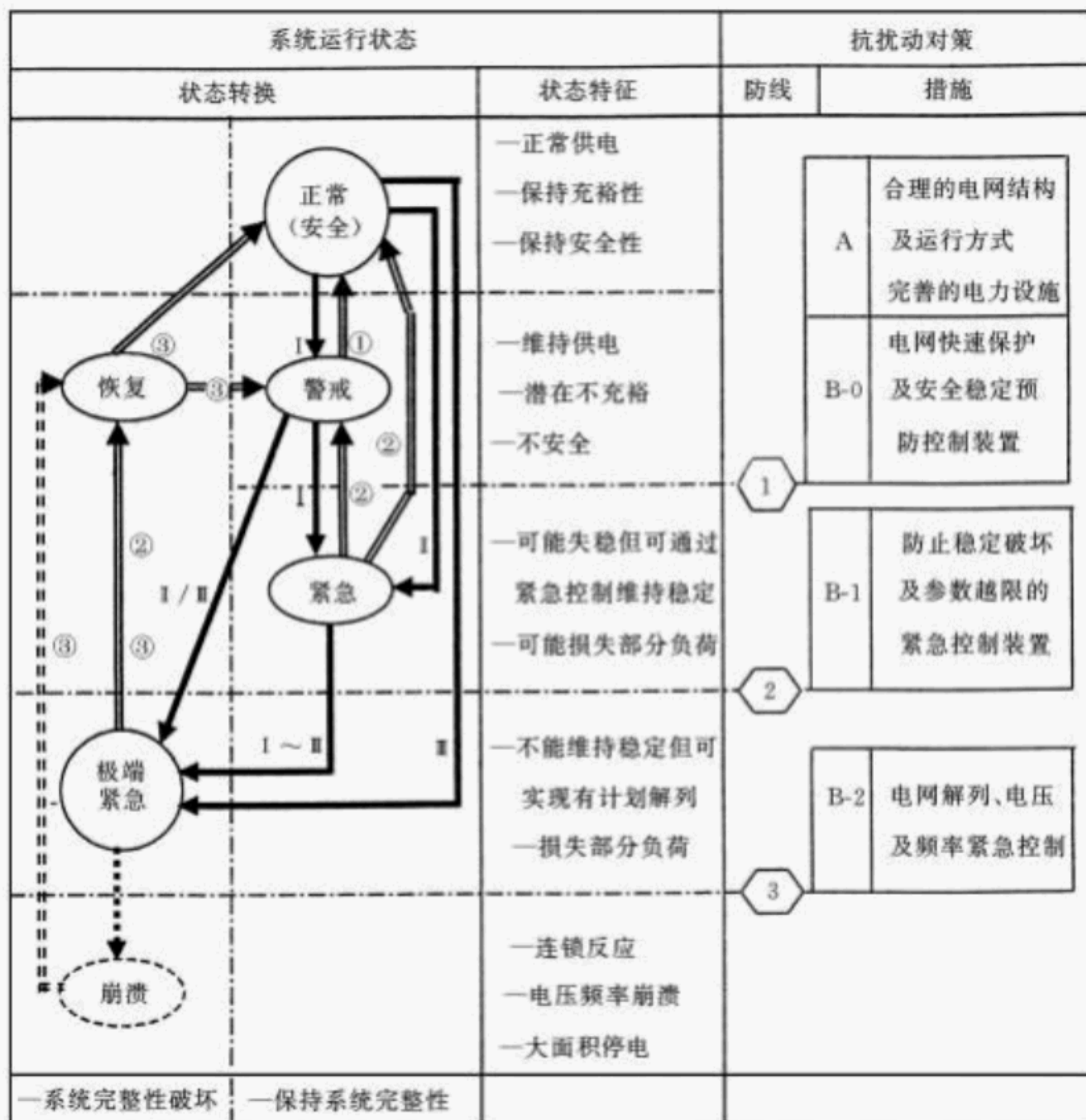
如电力系统由于某种原因处于潜在不充裕或不安全的特殊状态(如事故后尚未及时调整，或某种特殊情况下要求强行多送电，例如水电站弃水)，承受上述各类扰动时，在维持用户供电的条件下，允许适当降低其安全要求。

4.2 安全稳定控制的配置原则

4.2.1 安全稳定控制的作用和目标

为保证电力系统的安全稳定运行，一次系统应建立合理的电网结构、配备完善的电力设施、安排合理的运行方式，二次系统应配备性能完善的继电保护系统和适当的安全稳定控制措施，组成一个完备的防御系统。通常分为三道防线。

电力系统承受各种扰动时，系统的状态变化和安全稳定控制的作用和目标见图1。



→ 扰动引起的状态变化; ⇒ 控制引起的状态变化; ••→ 必须避免的状态变化
 I—单一故障; II—单一严重故障; III—多重严重故障; ①预防控制; ②紧急控制;
 ③恢复控制; 一次系统措施, 包括电网结构、电力设施、运行方式等; B—二次控制措施,
 A—可分为B-0、B-1、B-2三类

图 1 系统状态变化和安全稳定控制的作用及目标

4.2.2 正常运行状态下的安全稳定控制

为保证电力系统正常运行状态及承受第 I 类大扰动时的安全要求, 应由一次系统设施、继电保护、以及安全稳定预防性控制等, 组成保证电力系统安全稳定的第一道防线。系统预防性控制包括发电机功率预防性控制、发电机励磁附加控制、并联和串联电容补偿控制、高压直流输电(HVDC)功率调制、以及其他灵活交流输电(FACTS)控制等。

4.2.3 紧急状态下的安全稳定控制

为保证电力系统承受第 II 类大扰动时的安全要求, 应由防止稳定破坏和参数严重越限的紧急控制等, 实现保证电力系统安全稳定的第二道防线。这种情况下的紧急控制包括切除发电机、汽轮机快速控制汽门(简称快控汽门)、发电机励磁紧急控制、动态电阻制动、串联或并联电容强行补偿、HVDC功率紧急调制和集中切负荷等。

4.2.4 极端紧急状态下的安全稳定控制

为保证电力系统承受第 III 类大扰动时的安全要求, 应配备防止事故扩大避免系统崩溃的紧急控制, 如系统解列、再同步、频率和电压紧急控制等, 同时应避免线路和机组保护在系统振荡时误动作, 防止线路及机组连锁跳闸, 以实现保证电力系统安全稳定的第三道防线。

4.2.5 系统停电后的恢复控制

电力系统由于严重扰动引起部分停电或事故扩大引起大范围停电时，为使系统恢复正常运行和供电，各区域系统应配备必要的全停后起动(black start)措施，并采取必要的恢复控制(包括自动控制和人工控制)。自动恢复控制包括电源自动快速起动和并列，输电网络自动恢复送电，以及用户自动恢复供电等。

4.3 安全稳定控制系统的性能要求

4.3.1 控制装置的工作条件

安全稳定控制装置适应的环境条件、绝缘耐压和电磁兼容条件等，应符合GB / T15145的要求。

4.3.2 控制系统的一般性能要求

4.3.2.1 安全稳定控制系统的可用性能及其影响因素，包括可靠性能、维修性能和维修保障性能，一般由可用性(availability)、可靠性(reliability)和可维修性(maintainability)确定，具体要求可参照附录B的规定。

4.3.2.2 紧急控制系统应具有与继电保护同等的可信赖性(dependability)和安全性(security)，并应考虑安全稳定控制的特点。

a)紧急控制系统的设计应有足够的冗余，当装置在要求其动作时拒动或动作未达到预期效果时，不致引起设备连锁跳闸或系统崩溃。

b)紧急控制装置的设计应有必要的安全措施，使装置内任一元件失效不会导致装置在不要求其动作时误动。

c)紧急控制装置的动作评价可参照附录C的规定。

4.3.2.3 远方信息传送设备的性能应根据所传信息的传送速度和性能(数据完整性、可信赖性、安全性等)要求确定。详见8.3。

4.3.2.4 安全稳定控制装置中应设有自诊断和自检测功能，当主要部件失效或关键功能不起作用时，能及时发现并发出警报。

4.3.2 控制系统的协调配合

电力系统中安全稳定控制系统的配置和整定应使各控制系统之间做到协调配合。包括：

a)互为补充和备用：例如系统解列作为防止系统稳定破坏控制的备用等。

b)动作有选择性：例如系统中不同地点解列装置的动作必须具有选择性。

4.4 安全稳定控制系统的结构

安全稳定控制系统可能是就地的，即利用就地判据并就地执行；也可以是分散装设于几个厂站并有信息交换的分布式(分散决策)或集中式(集中决策)控制系统。

安全稳定控制系统应根据电力系统结构、运行特点及实际条件恰当配置。

5 预防控制

5.1 预防控制的功能

预防控制是在正常运行时调整系统工作点，以增大安全稳定储备，实现下列功能：

a)保持系统功角稳定性并具有必要的稳定储备；

b)维持系统频率于规定范围并具有必要的运行备用容量；

c)维持母线电压于规定范围并具有必要的电压稳定储备；

d)防止电网元件过负荷；

e)保持系统必要的阻尼水平，防止发生低频振荡。

5.2 预防控制的实现手段

预防控制可由下列控制手段实现。应用的目标和方法详见5.3～5.6。

5.2.1 有功功率预防控制

有功功率预防控制一般通过发电机功率调节系统实现，控制的速度应由机组特性决定。为此，系统应有必要的旋转备用。必要时还可改变发电机运行方式以改变有功功率，如调相方式改为发电方式，停用抽水状态的蓄能机组，水轮机及燃气轮机快速起动等。

5.2.2 无功功率预防控制

无功功率预防控制,在发电侧主要由调节发电机励磁实现,在中间站和受电侧主要由投切并联电容器和并联电抗器实现。有条件时可利用静止无功补偿器(SVC)、调相机或转为调相运行的抽水蓄能机组进行无功功率的动态控制。

5.2.3 发电机励磁附加控制

发电机励磁附加控制指正常调节电压以外的用于提高系统安全稳定的控制功能。电力系统稳定器(PSS)是使用较广泛和较成熟的发电机励磁附加控制,可推广使用。其他一些性能较好的励磁附加控制,可在总结试点经验基础上逐步推广。

5.2.4 高压直流输电(HVDC)功率调制

HVDC为快速改变传输功率进行的电流或功率调制控制。

5.3 功角稳定及过负荷预防控制

5.3.1 预防控制目标

电力系统在正常运行时,应通过预防控制保持功角稳定运行并具有必要的稳定储备,保证系统在发生第 I 类大扰动时不致出现稳定危机和电网元件过负荷。当系统由于某种原因引起的负荷增长导致功角稳定储备不足或过负荷而进入警戒状态时,应通过预防控制返回至正常安全状态。

5.3.2 预防控制方法

- a)监视系统功角或潮流等运行参数及其变化趋势,按预定控制规律进行相应控制。
- b)有条件时根据系统实际运行情况进行功角动态安全评估并进行相应控制。

5.4 频率异常预防控制

5.4.1 预防控制目的

通过预防控制使系统频率维持于规定范围,维持联络线潮流于目标值,防止联络变压器过负荷,以及保证系统具有适当的运行储备容量。

5.4.2 预防控制方法

监视系统频率、监视联络线和联络变压器功率,按运行实际值与预定目标值的偏差相应调整发电功率及潮流分布,使实际运行值符合目标值。

对系统的运行备用容量进行监视,如果备用容量不足,则应增加启动时间符合要求的备用电源。

5.5 电压异常预防控制

5.5.1 预防控制目标

通过预防控制使系统无功功率合理分布,维持系统电压于规定范围,保持适当的无功功率储备,保持系统在预定的扰动情况下或由于某种原因负荷大量变化时的电压稳定性。

5.5.2 预防控制方法

5.5.2.1 电压异常预防控制可采用以下方法:

- a)监视运行电压及其变化趋势,按预定控制规律进行相应的电压和无功功率控制。供电变压器的带负荷调压(OLTC)不应在一次电源电压过低(例如低于 $0.95U_N$)时使用。
- b)有条件时根据系统实际运行情况进行电压动态安全评估,并进行必要的电压及无功功率控制。

5.5.2.2 电压异常预防控制一般就地或分区进行,各区间可进行必要的协调。必要时可采用分层分区控制。

5.6 改善系统阻尼特性的预防控制

5.6.1 预防控制目标

保持系统必要的阻尼水平,以防止由于小扰动产生的 $0.2\text{Hz} \sim 2.5\text{Hz}$ 的系统低频振荡,并改善大扰动暂态过程的阻尼特性,提高系统稳定性。

5.6.2 预防控制方法

改善阻尼特性的预防控制通常采用发电机励磁附加控制,如PSS等。有条件时也可使用HVDC功率调制或SVC等的附加控制。

6 紧急控制

6.1 紧急控制的功能

紧急控制在电力系统出现大扰动时改变系统状态，以提高安全稳定水平，实现下列功能：

- a)防止功角暂态稳定破坏；
- b)消除失步状态；
- c)限制频率严重异常(降低或升高)；
- d)限制电压严重异常(降低或升高)；
- e)限制设备严重过负荷等。

6.2 紧急控制的实现手段

紧急控制可由下列控制手段实现，应用的目标和方法详见6.3～6.7。

6.2.1 发电端的控制手段

6.2.1.1 切除发电机

切除发电机(简称切机)的控制作用强度以切除机组的总出力为表征。

选择被切除机组时，可优先考虑水电机组，并应保证厂用电不致中断和考虑升压变压器接地方式的合理性。有条件时，可考虑发电机组带部分当地负荷与系统解列。

6.2.1.2 汽轮机快控汽门

汽轮机可通过快控汽门实现短暂减功率和持续减功率两种方式。

a)汽轮机短暂减功率是通过调速器电液控制系统快速控制调节汽门，降低机组功率历时几分之一秒至几秒钟。控制作用的强度以功率降低程度及持续时间来表征。

b)汽轮机持续减功率是控制汽轮机调节汽门以减少进入汽轮机的蒸汽量和相应地减少锅炉生产的蒸汽量以长期降低功率。长期减功率的控制强度以降低功率的程度为表征。持续减功率可由电液控制系统或机械控制系统来实现。机组长期减功率可以带功率闭环调节回路或不带这种调节回路。建议使用闭环调节回路，因其控制精确度较高。

c)汽轮机减功率装置可分为单机装置和全厂装置。单机装置自动完成全厂装置分配的降低功率值。全厂装置在分配降低功率值时，应考虑各机组的可调节量和系统解列时机组的分布情况。

6.2.1.3 水轮发电机快速降低和升高输出功率

大型水电站应装设快速降低和升高输出功率的装置，在系统失步时，按其转速高于或低于系统频率相应动作，以便实现再同步。

6.2.1.4 发电机励磁紧急控制

发电机励磁紧急控制是根据系统稳定分析结果，按给定程序升高发电机励磁电压的方法实现防止稳定破坏的控制。励磁紧急控制的持续时间和可能的电压最大值的限制条件是：系统电气设备的基本绝缘水平，发电机和变压器的磁饱和条件，发电机转子和定子绕组的发热程度。

6.2.1.5 动态电阻制动

动态电阻制动是在发电机出口或高压母线短时并联接入电阻，以消除扰动引起的发电机暂态过剩功率。控制作用量以制动电阻消耗的有功功率容量及时间为表征。制动电阻通常只考虑短时通过大容量电流。

6.2.2 负荷端的控制手段

6.2.2.1 集中式切负荷

集中式切负荷一般装设于高压或超高压变电站，通过切除高压线路实现。处于抽水状态的蓄能机组可作为首选的被切负荷。

6.2.2.2 分散减负荷

分散减负荷一般装设于配电变电站。所有电网都应设置就地起动的分散式减负荷装置，并按用户的重要性及断电后果等因素顺序断开用户。

6.2.3 网络中的控制手段

6.2.3.1 串联和并联补偿的紧急控制

串联和并联补偿的紧急控制包括实施电容装置强行补偿、紧急投切并联电容装置及并联电抗器。电容装置强行补偿、投入并联电容装置和切除并联电抗器，用于防止稳定破坏和限制电压降低；切除并联电容

装置和投入并联电抗器，用于限制电压升高。

6.2.3.2 高压直流输电紧急调制

HVDC紧急调制是在事故扰动时进行，快速大幅度改变输送功率以平衡系统送受两端功率。紧急调制输送功率的范围及规律，应根据系统暂态分析结果及HVDC设备条件决定。

紧急调制应与事故扰动前后的正常调制相协调。

6.2.3.3 电力系统解列

系统解列是在预先选定的输电断面，以断开输电线路或解列发电厂或变电所的母线来实现。按系统解列的不同目标，一般采用不同的起动方式。在选择系统解列断面时，应使解列后各部分系统分别保持同步和功率尽量保持平衡，并应考虑以最少的解列点和最少的断路器来实现。

6.3 防止暂态稳定破坏的控制

6.3.1 一般规定

6.3.1.1 电力系统在正常运行情况下出现附录A第Ⅱ类大扰动时，可采用防止暂态稳定破坏(以下简称为防止稳定破坏)的控制系统以保持功角稳定性。

6.3.1.2 电力系统处于不利的运行方式或出现较第Ⅱ类更严重的扰动时，允许按正常条件设置的防止稳定破坏控制系统动作，此时不要求保证系统不失步，但应设置适当的防止事故扩大的控制措施。

6.3.1.3 每一输电断面的防止稳定破坏的控制系统应能在系统正常检修方式下保证所要求的性能。对特殊检修方式应有相应的对策，例如降低断面输送功率。

6.3.1.4 对于重要电力系统的防止稳定破坏控制装置(不包括控制手段)宜按双重化配置。

6.3.2 防止稳定破坏控制系统的计算决策

6.3.2.1 电力系统在某一特定扰动下需要实施的控制策略，应在对相应的电力系统运行方式和扰动情况进行稳定分析计算的基础上确定。例如：

a)离线计算决策。根据电力系统预计的各种接线和潮流方式，设定各种偶发事件，计算分析得出相应的各种控制策略，以策略表或控制逻辑方式存于控制系统的决策部分中。当检测到系统扰动而装置起动时，即在其中选取与实际系统运行方式和扰动情况最接近的状态相对应的控制方案付诸实施。一般情况均可采用这种方式，但应避免计算方案过多，导致计算量过大和管理困难。

b)在线(故障前)预计算决策。控制系统根据在线获得的当时实际系统接线和潮流，设定各种偶发事件，计算分析得出相应的各种控制策略存于决策部分中。这些策略周期性地(周期约为几十秒至几分钟)进行更新。当检测到系统扰动而装置起动时，即可在其中选取与实际扰动最接近的情况相对应的控制方案付诸实施。此种方式经过试点，取得较成熟经验后可逐步推广应用。

6.3.2.2 为稳定控制系统进行分析计算用的系统模型可根据系统实际情况和不同计算要求确定。

a)规划设计阶段在系统尚未定型时，可用较简略模型，但应考虑必要的过渡方案；运行阶段宜采用较接近实际情况的模型。

b)离线计算宜用较详细模型，在线(故障前)预决策计算也宜用较详细模型。

c)与控制系统关联较紧密的电网部分宜采用较详细模型，离控制系统较远或外部系统可采用简化模型。

6.3.2.3 应根据系统特点慎重选取负荷模型。

a)静态负荷模型一般可用电压多项式表示。选用多项式系数时应注意负荷的有功功率和无功功率特性的差别。

b)动态负荷模型应注意适当选定各类负荷的比例。电动机负荷动态参数应考虑其所接等值母线的电压等级。应注意对电压敏感的负荷(如气体放电照明等)的特性模拟。

6.3.2.4 为稳定控制系统分析计算用的故障类型应根据附录A的规定和4.1的要求而选择适当的类型。

6.3.2.5 控制系统整定参数，除根据计算决策的结果确定外，还应考虑以下因素引起的误差：

a)分析计算用电网模型与实际电力系统有误差；

b)控制系统收集的信息量可能不够完全引起的误差；

c)计算条件和计算方法可能不够完善引起的误差；

d)控制装置的误差等。

6.3.3 防止稳定破坏控制的控制手段

实现防止稳定破坏控制时,可根据系统具体情况采用以下的控制手段:

- a)减轻由扰动引起的发电机功率过剩和输电断面输送能力降低的实现手段,如切除发电机、汽轮机快控汽门、动态电阻制动、切负荷和系统解列等;
- b)增强输电断面输送能力的实现手段,如励磁紧急控制、串联及并联电容装置的强行补偿、切除并联电抗器和HVDC紧急调制等。

6.4 消除失步状态的控制

6.4.1 一般规定

6.4.1.1 在电力系统内出现失步状态时,可采用失步解列控制,在适当的系统断面将系统解列,以消除失步状态。

6.4.1.2 对于局部系统,如符合6.4.4.1所列条件,可采用再同步控制,使失步的系统恢复同步运行。

6.4.1.3 消除失步状态,应在失步运行允许时间内尽快实现,该允许时间由电力系统设备损坏的危险性、对重要用户工作的破坏和对稳定进一步破坏(如发展为多机振荡)等因素来确定。

6.4.1.4 系统中各消除失步状态的控制系统应相互协调配合,不应出现无选择性动作情况。

6.4.2 失步解列控制的方案和原理

6.4.2.1 失步解列控制方案,应根据电网各种稳态运行方式,以及稳定破坏后的暂态过程中,各等值电源电动势相角差的计算结果而确定,一般按下述内容进行:

- a)确定可能的失步断面,选择适当地点配置相应的控制装置;
- b)选择解列装置的原理和控制对象;
- c)计算确定动作参数。

6.4.2.2 失步解列控制装置可采用以下的状态量实现失步状态的检测:

- a)输电系统两端电压相量的相角差及其变化;
- b)监视点电压、电流及相角的变化;
- c)监视点测量阻抗及其变化;
- d)监视点输出功率及其变化;
- e)监视振荡中心电压变化情况等。

为在失步状态下选择解列点以及为实现再同步控制选取控制手段,还应监视系统断面失步前的传输功率方向及频率差的符号。

6.4.3 失步解列控制系统的组成

6.4.3.1 失步解列控制系统一般由就地判别的装置组合而成,每一就地装置可在监视的断面或相邻断面进行解列。

6.4.3.2 在每个系统断面,失步解列控制宜由两类装置组成:

- a)主装置,作用于系统解列,有条件时作用于系统再同步方式;
- b)后备装置,按失步振荡周期数(与主要装置配合)作用于系统解列或带延时作用于系统解列。

6.4.4 再同步控制的应用

6.4.4.1 在下列情况下,可采用再同步控制:

- a)系统只在两部分之间失步,经验算或试验可能拉入同步,并且失步运行的允许时间足够实现再同步;
- b)失步运行及再同步不会导致重要设备损坏和系统稳定的进一步破坏;
- c)失步运行时,电网枢纽变电所或重要变电所母线电压波动值不致于过低,再同步损失的负荷比系统解列损失的负荷少。

在同一断面上,再同步控制还应配置失步解列作为后备,以便失步运行总时间不超过允许值。

6.4.4.2 为实现再同步,可根据系统具体情况,选择适当控制手段。

对于功率过剩的电力系统,可选用:

- a)原动机减功率;
- b)切除发电机;

c)某些系统解列。

对于功率不足的电力系统,可选用:

a)切除负荷;

b)某些系统解列。

6.5 限制频率异常紧急控制

6.5.1 一般规定

6.5.1.1 电力系统全网及各个可能独立运行的地区网络,都应设置限制频率降低的控制装置,以便在各种可能的扰动下失去部分电源(如切除发电机,系统解列等)而引起频率降低时,将频率降低限制在短时允许范围内,并保证频率在允许时间内恢复至长时间允许值。

6.5.1.2 为了在系统频率降低时,减轻弱互联系统的相互影响,以及为了保证发电厂厂用电和其他重要用户的供电安全,可以在系统的适当地点设置低频解列控制。

6.5.1.3 由于各种原因(联络线事故或控制断开,失步振荡解列等)可能与主网解列的有功功率剩余的独立系统,特别是以水电为主并带有火电机组的系统,应设置自动限制频率升高的控制装置,将频率升高的值及持续时间限制在允许范围内。

6.5.2 限制频率降低的控制

6.5.2.1 系统由于某种事故扰动引起频率降低,在有条件时,首先应将处于抽水状态的蓄能机组切除或改为发电,并起动系统中的备用电源,如旋转备用机组增发功率,调相运行机组改为发电运行方式,自动起动水电机组和燃气轮机组等。切除抽水蓄能机组和起动备用电源的动作频率可为49.5Hz左右。

6.5.2.2 低频减负荷是自动限制频率降低的主要措施。对低频减负荷系统的技术要求、配置和整定,见DL 428。

6.5.2.3 当事故扰动引起地区大量失去电源,低频减负荷不能有效防止频率严重下降时,可采用集中切除某些负荷的措施,以防止频率过度降低。集中切负荷可直接反应于引起功率短缺的因素,如电网中大电源或电源输入线路断开等。

6.5.2.4 在电力系统中,必要时可设低频解列装置。设置的地点和要求见DL 428。

6.5.3 限制频率升高的控制

6.5.3.1 限制频率升高的控制系统应保证电力系统:

a)频率升高不致达到汽轮机危急保安器的动作频率;

b)频率升高数值及持续时间不应超过汽轮机组(汽轮机叶片)特性允许的范围。

6.5.3.2 限制频率升高的控制装置反应于频率升高值及升高速率。

6.5.3.3 限制频率升高控制装置可采用切除发电机或系统解列以消除地区的剩余功率。作为后备措施可将火电厂及与其大致平衡的负荷一起与系统其他部分解列。

6.6 限制电压异常紧急控制

6.6.1 一般规定

6.6.1.1 为防止电力系统出现扰动后,无功功率欠缺或不平衡,某些节点的电压降到不允许的数值,甚至可能出现电压崩溃,应设置自动限制电压降低的紧急控制。

6.6.1.2 为防止电力系统出现扰动后,某些节点无功功率过剩而引起工频电压升高的数值及持续时间超过允许值,应设置自动防止电压升高的紧急控制。

6.6.2 限制电压降低控制的实施。

6.6.2.1 根据无功功率平衡和电压水平的分析结果,必要时应设置自动限制电压降低的紧急控制。控制装置作用于增发无功功率(如发电机、调相机的强励,电容补偿装置强行补偿等)或减少无功功率需求(如切除并联电抗器,切除负荷等)。

6.6.2.2 低电压减负荷控制作为自动限制电压降低和防止电压崩溃的重要措施,应根据无功功率和电压水平的分析结果在系统中妥善配置。

6.6.2.3 电力系统故障导致主网电压降低,在故障清除后主网电压不能及时恢复时,应闭锁供电变压器OLTC的调节。

6.6.3 低电压减负荷控制的整定

6.6.3.1 低电压减负荷控制装置反应于电压降低及其持续时间，为了加速装置的动作速度，可以附加采用电压降低速率的判据。

6.6.3.2 低电压减负荷控制装置可按动作电压及时间分为若干段，装置应在短路、自动重合闸及备用电源自动投入情况下不动作。

6.6.4 限制工频电压升高的控制

6.6.4.1 限制电压升高控制装置应根据输电线路工频过电压保护的要求，装设于330kV及以上线路，也可装设于长距离220kV线路上。见GB / T 15145。

6.6.4.2 对于具有大量电缆线路的配电变电站，如突然失去负荷导致不允许的母线电压升高时，宜设置限制电压升高的装置。

限制电压升高控制装置的动作时间可分为几段，例如：第1段作用于投入被断开的并联电抗器，第2段切除其充电功率引起电压升高的线路。

6.7 限制设备过负荷紧急控制

6.7.1 限制设备过负荷紧急控制的实施

6.7.1.1 对于可能发生紧急过负荷的电气设备，宜设置自动限制设备过负荷的紧急控制。

6.7.1.2 限制设备过负荷紧急控制可作用于发电厂减功率(汽轮机减功率，切除发电机)，也可作用于减负荷或解列系统。

6.7.2 限制设备过负荷紧急控制的整定

限制设备过负荷紧急控制直接反应电气设备中的电流的升高值及持续时间，可按定时限或反时限特性整定。过负荷倍数越高，允许持续的时间越短。

7 恢复控制

7.1 恢复控制的功能

电气系统恢复控制包括两种情况：一种情况是系统某些元件因故障退出运行和某些用户被迫中断供电，为恢复系统完整性和恢复用户供电而进行的控制；另一种情况是由于严重故障导致大范围停电，为系统全停后恢复而进行的控制。对于全停后恢复，各区域系统应制定适合本系统的全停后恢复方案，配备必要的全停后起动能力，给出妥善的恢复步骤，以保证顺利实现系统恢复。

恢复控制通常包括自动控制和人工控制。本标准仅涉及自动恢复控制。

电力系统自动恢复控制可实现以下功能：

- a)电源自动快速起动；
- b)输配电网络自动恢复；
- c)负荷自动恢复供电等。

7.2 电源自动快速起动

电源自动快速起动通常用于恢复系统频率，平衡系统功率，保证事故后输电线的静态稳定储备，以及提供电源恢复用户供电等。

电源自动快速起动包括：

- a)有旋转备用容量的水轮机和汽轮机自动增发功率；
- b)水电厂和蓄能电厂的机组自动由调相工况改为发电工况；
- c)水电厂和蓄能电厂机组的自动起动；
- d)燃气轮发电机组自动起动；
- e)事故时被强制解列的带厂用电运行的发电机组自动重新同步并网运行等。

电源可按频率(49.5Hz左右)自动快速起动。水电厂和蓄能电厂均应设置按频率自动起动装置。对于系统全停后起动，必要时可将系统分割为多个子系统，快速起动子系统电源，然后再恢复各子系统的并列运行。

7.3 输配电网络自动恢复

输电线路由于某种原因断开(包括自动重合闸不成功)，可采用无电压检定的自动慢速合闸(延时10s ~

1min)试送电。

为恢复被解列系统的并列运行,对系统各部分进行有功功率控制。例如在功率不足的电力系统起动备用电源,在功率过剩的电力系统降低原动机功率等。

对于系统全停后起动,则应按预定起动步骤断开停电线路或分段开关,再逐步恢复线路送电。

7.4 负荷自动恢复供电

低频减负荷时被断开的负荷,当频率及电压恢复时,可以自动重合闸恢复供电。自动重合闸的起动频率,应在49.5Hz以上。按时间分段动作。自动重合闸投入用户的顺序宜按用户的重要性、被切除概率、中断供电的持续时间等因素确定,通常恢复顺序与切除顺序相反。

为自动恢复对负荷供电,应及时起动备用电源,恢复被中断的联络线,使频率恢复至接近正常值后,再逐步恢复被断开用户的供电。恢复对用户供电时不应引起新一轮频率下降。

8 控制系统远方信息传送

8.1 远方传送的信息类型

安全稳定控制系统远方传送的信息包括以下各类:

- a)位置信息(例如断路器位置);
- b)控制命令(例如断路器跳闸或合闸命令);
- c)异常和状态信息(例如电气装置中某些器件的异常或状态);
- d)电气测量值;
- e)故障信息(例如保护动作信息);
- f)参数信息(例如整定值、控制策略)等。

上述信息按其特性可分为离散的命令信息和连续的电气量信息两类。按其时间状态可分为准实时(故障前)和实时(故障时或故障后)两类。

8.2 远方传送信息的通道和接口设备

8.2.1 远方传送信息的通道

远方传送信息的通道可采用下列传输媒介:

- a)电力线载波;
- b)微波;
- c)光纤。

被传送的信息经接口设备进行调制后通过上述媒介构成的通道进行传输。安全稳定控制的信息可采用频分复用或时分复用方式与其他用途的信息(如通信、远动等)复用传输。某些情况下,如电力线载波及短距离光纤通信,也可采用专用电路传输。

8.2.2 远方传送信息的接口设备

安全稳定控制系统远方传送信息可采用下列接口设备:

a)窄带命令信号设备。一般用于传送命令信号(包括状态和故障等信号),特别是传送实时命令信号。通常是对信号进行音频($\leq 4\text{kHz}$)移频键控(FSK)调制。可用电力线载波传送,也可用微波或光纤复用设备的一个音频通道传送。输入和输出可采用电气触点信号。为提高安全性,必须附加就地判据,以避免通道回路遭受干扰时误动作。

b)窄带数据传输设备。可用于传送各种实时和准实时信息。将各类信息编码串行传输。采用标准话路带宽,通过微波或光纤复用设备的一个音频通道传送,也可用电力线载波传送。在传送实时信号时,应注意保证所需的传送速度。

c)数字式传输设备。可用于串行编码传送各种实时和准实时信息。由微波或光纤复用设备的一个数据通道传送,传输设备接口建议采用64kbit/s同向接口方式,有关参数应符合国际电信联盟IUT-T建议G703的“64kbit/s接口”要求。

d)光收发器。用于专用光纤通道、串行编码传送各种实时和准实时信息。

远方传送信息设备宜采用有运行经验的定型设备。

8.3 远方传送信息设备的性能要求

8.3.1 传送命令信息设备的性能要求

传送命令信息设备的主要性能可参照对命令式远方保护信号设备性能的要求，其指标有三项：

- a)动作速度；
- b)安全性，以传输系统可能发生的虚假命令概率 P_{uc} 来估量，安全性表示为 $1 - P_{uc}$ ；
- c)可信赖性，以传输系统可能发生的丢失命令概率 P_{mc} 来估量，可信赖性表示为 $1 - P_{mc}$ 。

上述三项性能指标与通道中存在的噪声有关。实用上要求通过试验确定传输设备在不同噪声条件下(S / N 或BER)的性能指标特性曲线。试验方法见IEC 60834—1。对于数字式通道的安全性可根据通道比特差错率BER进行计算求得。

各类命令信息要求传送设备的性能指标见表1。

表 1 远方传送命令信息设备性能指标

命令信号类型 ¹⁾	实际传输时间 ²⁾ T_{ac} ms		通道质量		噪声脉冲持续时间 T_B ms	安全性 (虚假命令概率， P_{uc})		可信赖性(丢失命令概率， P_{mc})
	模拟式	数字式	模拟式 S / NdB	数字式 BER		模拟式	数字式	
允许式(有就地起动)	≤ 20	≤ 10	6	$< 10^{-6}$	连续或脉冲噪声	不适用	不适用	$< 10^{-3}$
			最恶劣情况		200	$< 10^{-3}$	$< 10^{-7}$	不适用
直跳式(无就地起动)	≤ 40	≤ 10	6	$< 10^{-6}$	连续或脉冲噪声	不适用	不适用	$< 10^{-3}$
			最恶劣情况		200	$< 10^{-6}$	$< 10^{-8}$	不适用

1)安全稳定控制系统一般使用允许式或直跳式命令信号，不使用闭锁式命令信号。

2)准实时命令信号的传输时间允许适当大于表中所列数值。

8.3.2 传送数据信息设备的性能要求

传送数据信息，可采用窄带串行编码数据传输设备或数字式传输设备。其主要性能指标为：

- a)传送速度。10ms ~ 1000ms，与所传信息的用途有关。实时数据信息传送速度一般应小于100ms。准实时信息传送速度可比实时信息传送速度稍低。
- b)数据完整性(data integrity)。以远方信息传送系统未能检出的有错报文残留概率和未发现的报文丢失概率表征。按照GB / T17463对远动设备的性能要求，当通道平均比特差错率为 10^{-4} 时，各类信息的残留信息差错概率应满足表2要求。

注：对于微波和光纤通道，一般通道平均比特差错率远小于 10^{-4} ，但微波通道等可能出现短时高比特差错情况，故对数据传送设备仍宜按表2要求。

表 2 传送数据信息的数据完整性要求

信息类型	数据完整性等级	残留信息差错概率
实时数据和重要准实时数据	I3	$\leq 10^{-14}$
一般准实时数据	I2	$\leq 10^{-10}$

附录A(标准的附录)

电力系统大扰动情况分类

电力系统大扰动可根据扰动严重程度及出现概率分类如下：

A1 I类：单一故障(出现概率较高的故障)

- a)任何线路单相瞬时接地故障并重合成功；
- b)同级电压的双回或多回线和环网，任一回线单相永久接地故障重合不成功或三相短路故障不重合；
- c)任一台发电机组跳闸或失磁；
- d)任一台变压器故障退出运行；
- e)任一大负荷突然变化；
- f)任一交流联络线故障或无故障断开；
- g)直流输电线路单极故障。

注：对下述大扰动情况，允许采用某些特定控制措施，以满足4.1.3规定的安全要求：

电源的送出线路三相故障不重合，电源的直流输电线路单极故障，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，必要时可采用切除发电机组或快速降低发电机组出力的措施，但不允许切除负荷。

在电力系统中出现高一级电压的初期，可适当放宽要求，发生线路单相永久故障，允许采取切机措施；发生线路三相短路故障，允许采取切机和切负荷措施，保证电力系统的稳定运行。

A2 II类：单一严重故障(出现概率较低的故障)

- a)单回线永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合；
- b)任何类型母线故障；
- c)同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障不重合，双回线三相同步断开；
- d)向特别重要的受端系统输电的双回及以上的任何两回线同时无故障或故障断开；
- e)直流输电线路双极故障。

A3 III类：多重严重故障(出现概率很低的故障)

- a)故障时断路器拒动；
- b)故障时继电保护及自动控制装置误动或拒动；
- c)多重故障；
- d)失去大电源；
- e)其他偶然因素。

附录B(提示的附录)

可用性、可靠性及可维修性

可用性(Availability)、可靠性(Reliability)及可维修性(Maintainability)用于描述设备可用性能及其影响因素：可靠性能、维修性能和维修保障性能。

按照GB/T 17463，安全稳定控制装置的可用性、可靠性及维修性三项性能指标应符合下述要求。

B1 可用性

可用性是在要求的外部资源得到保证前提下，设备在规定条件下和规定的时刻或时间区间内处于可执行规定功能状态的能力。

可用性可用如下定义的A值表示：

$$A = \frac{\text{工作时间}}{\text{工作时间} + \text{不工作时间}} \times 100\%$$

可要求：

- a)单个控制装置A值一般不低于99.75%；
- b)整套控制系统A值一般不低于99.5%。

注：上述A为装置的使用可用性，其计算式中的不工作时间为故障维修和预防性维修停用时间之和。为了分析硬件设计和预测系统组件和部件的可用性应使用预期可用性 A_p ， A_p 不考虑预防性维修，参见GB/T 17463。 A_p 计算式如下：

$$A_p = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}}$$

B2 可靠性

可靠性是设备在规定的条件下和规定的时间内完成规定功能的能力。

可靠性可用“平均无故障工作时间”(MTBF)表示，可要求：

- a)单个控制装置的MTBF一般不低于17000h；
- b)整套控制系统的MTBF一般不低于8700h。

B3 可维修性

可维修性是在规定条件下，按规定的程序和手段实施维修时，设备在规定使用条件下，保持或恢复能执行规定功能状态的能力。

可维修性可用“平均修复时间”(MTTR)或“平均故障修理时间”(MRT)来表示。MTTR与MRT的差别在于后者不包括发现故障及装置运至维修点或维修人员到达修理现场的时间。

对MRT可要求：

- a)单个控制装置MRT一般不大于1h；
- b)整个控制系统MRT一般不大于6h。

售后服务人员在装置异常时到达现场的时间由供需双方根据具体情况商定。

附录C(提示的附录)

紧急控制装置的动作评价

紧急控制装置应与继电保护类似，并考虑紧急控制的特点，对其动作情况给予评价。

C1 动作情况分类

根据紧急控制装置的特点，对其动作情况分为以下4类：

a)成功动作(successful operation)。装置动作达到电力系统的性能目标或更好些。

b)不成功动作(unsuccesful operation)。在偶发事件严重性大于装置设计的规定值时,装置动作未能防止或最大限度减少系统扰动后果。

c)失效(failure)。(1)在偶发事件严重性等于或小于规定时,装置未能防止或最大限度减少系统扰动后果;(2)在不应该动作时装置动作并导致或加重系统的扰动。

d)不必要动作(unnecessary operation)。在不需要动作时装置动作(如由于装置设计的分辨率不够,设备误动,人为错误等)但未导致或加重系统扰动。

C2 动作评价指标

设： n_1 = 成功动作次数

n_2 = 失效次数

n_3 = 不成功动作次数

n_4 = 不必要动作次数

n_y = 运行装置的“套×年”数

紧急控制装置动作情况评价可采用以下指标：

a)有效性指数——对装置有效或达到目标程度的度量

$$\text{有效性指数} = \frac{n_1}{n_1 + n_2 + n_3}$$

b)可信赖性指数——对装置达到设计性能水平的度量

$$\text{可信赖性指数} = \frac{n_1}{n_1 + n_2}$$

c)不必要动作率——对装置不必要动作(未加重系统扰动)脆弱性的估量

$$\text{不必要动作率} = \frac{n_4}{n_y}$$