

关于颁发《电力系统安全稳定导则 编制说明》的通知

(86) 电生供字第 234 号

我部于 1981 年以 (81) 电生字第 109 号通知正式颁发了《电力系统安全稳定导则》，为电力系统的规划、设计及运行工作制定了统一的系统稳定标准，对电力网络的合理建设与改造，对提高系统安全稳定运行水平，大幅度减少系统稳定破坏事故起了重要的指导作用。

为了贯彻好这一导则，现颁发该导则的编制说明，其内容是在 1981 年全国电网稳定会议所作说明的基础上，按 1982 年至 1983 年部电网调查组对几个大电网的调查研究情况进行了补充。1986 年 1 月在由各网、省局、直属电力设计院总工程师参加的第四期全国电网研究班上曾印发了此说明的征求意见稿并作了介绍，后根据收集的意见修改定稿。

对该导则执行中提出的意见，希及时告我部。

1986 年 9 月 (印)

1 总 则 说 明

《电力系统安全稳定导则》(以下简称导则) 1.1 条明确指出, 本《导则》是指导和协调电力系统规划、计划、设计、基本建设、生产运行和科研试验等部门有关电力系统安全稳定的工作, 并应为各单位共同遵守的一个准则。

根据电力系统安全稳定工作的经验, 特别是全国电力系统在《导则》颁布前的十一年(1970~1980年)中发生的稳定破坏事故进行的分析(见大连稳定会议资料, 水利电力部生产司技术处:《对一些 110 kV 及以上电网稳定破坏事故的分析》), 充分说明了电力系统发生的稳定破坏事故, 是从电网的规划设计直到生产运行, 在技术上和管理上存在问题的一个综合反映, 也只有通过各方面的共同努力才能解决问题, 见《导则》1.3 条。

我国当前电力工业的发展落后于国民经济发展的需要。在电力工业的内部也存在着比例失调的问题, 其中的一个现象就是重发轻供。由于电源的增长落后于负荷的增长, 而电网的发展又落后于电源的发展, 因而相当严重地削弱了电力系统安全稳定运行的物质基础; 在管理工作上, 规章制度不完善, 有的无章可循, 有的各行其是, 都在不同程度上影响了电力系统安全稳定水平的提高。

这一次制订的《导则》, 是用以从一个方面实现电力工业的调整任务。《导则》的标准, 是在总结我国规划设计、基建和生产运行经验的基础上, 根据我国目前条件与近期发展的需要和可能面订立的。囿于现状, 把标准定为现在已经办到或马上能办到的事情, 将使人们满足于本来是很低的安全稳定水平; 不考虑现实条件和近期发展的可能把标准定得过高, 不但会形成一纸空文, 还会在今后的工作过程中造成各部门间不可调和的矛盾, 因为安全稳定的高标准, 归根结底需要一定的投资才能实现。

为了使本《导则》规定的各项要求, 能够通过各部门的共同努力, 在几年的过程中逐步实现, 而后向较高标准前进, 希望规划、设计和基建部门在今后新的工程项目中, 立即按本《导则》的要求执行; 对于现有的生产运行系统, 则允许有计划地逐步实现本《导则》的要求。不如此, 就会老账未还又欠新账, 电力系统的安全稳定水平难望在较短的时期内有较明显的提高。

由于《导则》是用以指导和协调各部门的工作, 同时各部门的工作在制订本《导则》的当时又都处于拨乱反正的调整过程中, 在规定本《导则》的各项标准时, 采取了这样的原则: 凡是那些经过各方协商认为可以明确规定的问题, 都在有关条件之中一一地予以明确; 而对那些需因地(不同地区的差别)因时(目前和近期的差别)而异、不能强求一律的问题, 和那些要随着工作发展而后才能进一步明确的问题, 只在有关条文中规定了为大家所一致公认的原则, 而未作硬性规定, 因而在执行过程中将因条件不同而有一定的伸缩余地。对这一类问题, 只有在具体的工作中, 经过有关部门的共同协商, 权衡轻重, 瞻前顾后, 必要时经有关上级部门审定, 以求得合理的解决。

为了加强责任和有利于工作过程中的协调配合, 在本《导则》第 9 章中规定了对各有关部门在分工关系上的原则要求。

以上说明这次制订的《导则》，是一个在电力工业调整时期为有关部门所共同遵守的准则。在原则要求上是明确的，但对个别具体问题又有一定灵活性。适用于今后一段时间，但又将随着工作的发展而适时修订和补充，使之更臻合理完善。

2 提高电力系统安全稳定水平的 三项基本条件

提高电力系统安全稳定水平的三项基本条件是：

a. 有一个合理的电网结构；

b. 对所设计或所运行的电力系统进行全面的研究分析，吃透系统的情况，并采取了各种切实可行的技术措施和管理措施，力保电力系统的安全稳定运行；

c. 建立保证电力系统安全稳定的最后一道防线。长期的实践证明，运行中的电力系统往往会因预料不及的几种不利因素的偶然组合而使系统失去稳定。要有预定的措施，尽可能缩小事故的影响，保证不发生电力系统长期大面积停电的恶性事故。

如果以上三条基本要求能够全面落实，就完全有可能使一个在物质基础上安全稳定水平相对较低的电力系统，取得比一个在物质基础上有较高安全稳定水平的电力系统更好些的实际安全运行效果。这就是制订本《导则》的基本指导思想和出发点。

3 对电源和电网结构的基本要求

保证电力系统安全稳定运行的基本物质基础，是有一个规划和设计得好的电力系统。什么叫一个规划和设计得好的电力系统，是一个很大的综合性问题。但就安全稳定运行的观点而论，从原则上说，这个问题的答案应当包括两方面的内容，缺一不可。其一是为了适应负荷的需要，配置足够的、布置合理的、单机容量和电厂容量（相对系统负荷）不过分集中的电源；其二是有能力与电源容量和负荷水平相适应的、有足够传输能力的、在正常运行时具有必要灵活性并足以应付运行中各种偶然情况特别是事故情况的一个电网结构。

世界各国对电力系统的规划设计，大都有一个指导性文件叫《可靠性准则》，在这些《可靠性准则》中都有两个主要内容：一是“充足性”，用来表征有足够的发电能力以适应所有用户的供电要求；另一是“可靠性”，用以表征联网的安全性与避免连锁反应引起大面积停电。

在本《导则》中，只是在原则上提到了对系统电源的要求（2.1条2.1.1款），没有提出目前国际上通用的估算有功电源容量充足性的概算指标——损失负荷概率，也没有提出备用容量百分比的具体数值。关于电力系统应当备有的备用容量数值，在后来颁发的《电力系统技术导则（试行）》3.6条已作了规定。

在本《导则》的2.1条2.1.1款中，也同时在原则上提及了无功电源的备用问题。就正

常运行情况而论，从经济和电压质量要求，希望无功功率在 220 kV 及以上电压的电网中尽量实现分电压层基本平衡；而在 110 kV 及以下电网中，则主张实现分区的就地基本平衡。这个问题，同样在《电力系统技术导则（试行）》的相应条文中，有了明确的要求。一般情况下，任何一个大型的网络结构，不管网络如何密集，如果没有布置合理的、数量足够而又坚强的电压支持点，就很难使整个网络获得必要的稳定性。和其他网络相比较，电力网虽然有其特殊性，但就稳定性而论，确有其相似处。实际经验证实，无功电源的合理配置与否，确实对电力系统的安全稳定运行有重大影响。

在本《导则》的 2.1 条 2.1.2 款中，较为具体地对电网结构提出了原则要求，现分项说明如下：

a. 一个合理的电网结构，应该能够适应各种运行方式下的潮流变化，以及发展变化的需要，并具有一定的灵活性。

设计的电网，首先要适应电力系统正常运行的需要，例如要求做到不窝电、少弃水，能适应调峰和调频的需要，能方便安排设备检修，能便利运行操作等等。总之，要能为正常运行提供必要的灵活性。除此之外，一般地说，规划、设计时考虑的情况和实际形成投入运行时的情况，往往会有一些事先所不能预料到的变化。由于各种原因，有时变化还是很大的。这就要求规划和设计的系统，能够注意到这种变化的可能性，并为运行系统提供灵活性创造必要的条件。实际中事例之一，就是在规划大电厂时，有的只考虑了直接就地供应同步出现的大负荷，而实际上由于计划大负荷推迟，电厂出线的外送能力不足，长期造成了窝电，而后才又作了必要的改造。所造成的损失是显见的。当然，随着国民经济规划工作的逐步加强，这一类的问题也许不会重演，但提高适应发展过程中变化的应变能力，仍将是规划和设计电网应该重视的一个重大问题。

b. 电网中任一元件无故障断开，应能保持电网的稳定运行，并不致使其他元件超过事故过负荷的规定。

这一款规定了电网中的各个部分在结构上应该具有的最低强度水平，以适应各种偶然性故障。在本《导则》中，选择了单一性故障作为判断电网安全稳定水平的故障标准。很显然，如果电网中的元件在无故障断开时还不能保持系统的稳定，那么在该元件故障的情况下，就不可能保证系统的稳定运行（因为不可能使切除故障的时间为零），除非是两侧系统解列，或者是采取了其他影响正常供电的措施，如切机、切负荷等。这一款的规定，对于负荷与电源都相对集中、网络联系也比较紧密的受端系统特别重要，因为受端系统本身的稳定运行，是全系统稳定运行的基础。

同样重要的是，当电网中的一个元件断开时，系统中保留运行的所有其他元件都应当不超过事故过负荷的规定。这就是说，事故后的电力系统能够在运行调度的重新安排下，在规定的时间内消除事故过负荷的元件，否则，很明显，事故后的系统就不可能继续安全运行。

在这一款中，没有明确指出是否允许损失负荷的问题。所谓允许损失负荷，是指可以允许切除部分电源，也可以直接切除部分负荷。如果不允许损失负荷，就接近于所谓的“ $n-1$ 原则”。对于受端系统的元件，执行“ $n-1$ 原则”较为合理。因为在受端系统中，一般很难用切电源或集中负荷的办法来解除元件的过负荷，从全局来讲也要求加强受端系统内部的网络连接，在经济上也较易实现（因为距离短）。但对送出大型电厂电力的长距离超高压重负荷线路，如果一律要求实现“ $n-1$ 原则”，那么，每一个电厂必须一开始就至少出双回线，这样会在—

些情况下阻碍了先采用一回 500 kV 线路的可能，而不利于 500 kV 电网的发展，另外，在有的情况下，当电厂出双回线时，如果要求一回断开，另一回能送出全部负荷，势必至少采用中间开关站和串联或并联补偿；但如果在断开一回线时，及时快速切去部分电厂机组（水电厂）或压部分发电出力（火电厂），同样可以保持系统稳定运行，只不过系统频率短时有所下降。这样，可以在总体上获得较好的综合经济效益。对 500 kV 超高压重负荷线路，国内外经验说明，它的主要故障形态仍是单相瞬时接地，当采用单相重合闸时，可以在实际上提高这些线路的安全运行水平。

总之，不规定电网中“任一元件断开时不允许损失负荷”，是为了考虑我国的投资条件；同时在我国，还有可能在高一层的基础去考虑获得更佳的综合经济效益。因而这一问题的最终答案，需要根据具体工程所进行的技术经济论证而后确定。

c. 电网应当具有较大的抗大扰动的能力，应能满足本《导则》中规定的各项有关要求。

这一款规定了电网应该具有的足以应付电力系统单一元件事故的综合能力。电网结构是基础，而继电保护和重合闸则是抗大干扰的具体技术措施。对于严重的单一事故，例如电厂高压出线三相短路，切除故障时间的快慢，对系统稳定水平有决定性的影响。如果故障切除时间过慢，任何强大的电网结构也不可能保证电力系统的稳定。而继电保护的效果如何，又有赖于电网结构之是否合理，例如东北辽南的松弛大环网，就往往很难单独依赖继电保护来维持其稳定性。

重合闸方式的合理选择，与电网结构的关系很大；而重合闸时间是否合理，也严重影响故障后的系统稳定水平。

必须特别强调，继电保护问题和重合闸问题都是涉及全面的系统性问题。国内外长期运行经验说明，继电保护的動作是否满足系统要求，是能否防止系统崩溃瓦解的一个重要因素，当然也还有安全自动装置的作用。所有国内外的重大系统事故，几乎无一不是由于继电保护和安全自动装置不合要求的动作将单一事故扩大后，再加以随之出现的其他不正常因素的综合效应，而导致系统的长期大面积停电事故。

d. 实现分层分区原则。主力电源一般应直接接入高压主电网。

这一款提出了构成合理电网结构的原则。电网结构对电力系统安全稳定运行的影响，是早已被注意到的问题。直接从运行经验总结就可以发现，单回线的大环网，电源成串经单回线联结，主干线支接负荷等结线方式，虽然它们的形成各有其历史原因，但都给电网的安全稳定运行带来先天性的缺陷，当然需要在今后的规划及设计中避免。但从电网的全局来说，究竟应当建设什么样的电网，才能为系统的安全稳定运行提供物质基础，这是近年来在总结我国电力系统规划、设计、建设和运行经验后新提出来的问题。

根据我国的电力系统的经验，结合分析国内外重大事故的教训，在本“导则”中提出的建设一个安全稳定电网的基本要求，是实现合理的分层和分区。

所谓电网分层，是指按网络的电压等级，即网络传输能力的大小，将电力系统划为由上而下的若干结构层次。为了合理地充分发挥各级电压网的传输效益，一般说来，不同容量的电厂和负荷，应当接到相适应的电压网上；反过来说，为了适应大型电厂的容量和负荷增长，应该及时建设高一级电压的电网。在前些年中，这方面的主要问题是主力电厂的出线电压过低，其恶果，除了不能充分提供系统足够的电压支持，不利于系统稳定外，还使断路器遮断

容量不足，电厂被迫分母线运行；在电厂本身，出线也势必过多，于安全、于经济均不利。造成这种现象的原因，有的是因为电厂最终规模多变，有的是由于高一级电压（500 kV）电网出现过迟，也有的是因为囿于就地直接供应附近地区负荷的传统概念。

所谓电网分区，是指以受端系统为核心，将供应它电力和电能的远方电厂连接在一起，形成一个供需（有功和无功功率）基本平衡的区域，并经过联络线与相邻系统相连。这种区域的划分，是以电力和电能供应平衡为标准的电力系统概念，而不是一种行政的和地理的概念。对电力系统的认识，应该科学地分为受端系统，外部电源以及连接它供电到受端系统的输电线路，和与相邻系统相连的联络线三大部分。电力系统应当以受端系统为核心。受端系统是一种客观存在，它集中了电力系统中主要比重的负荷，同时也集中了相当大比重的电源。受端系统是电力系统的发源地，也随着电力系统的发展而发展。在我国每一个电力系统中，无一不客观存在着这样的受端系统。每个电力系统中最主要的受端系统往往只有一个，当然也还有一些较为次要的地区性的受端系统存在着。我国电力系统的运行经验充分说明，加强受端系统，适当分散外接远方电源，有利于保证电网的安全稳定运行，是一种合理的电网结构。所谓加强受端系统，一方面是要加强电源、负荷间的网络连接，另一方面则要求在经济合理的前提下，在受端系统中建设大容量的主力电厂。一个强大的受端系统，由于内部电源联系紧密，能够把外部的电源接在一起同步运行。当外接电源相对分散，即所传输的电力占系统总负荷比重不过大的情况下，即使个别电源经输电线路与主系统失去稳定，也不致影响受端系统的其他外部电源所组成的主系统部分的同步运行。当送电容量占系统负荷总容量不过大的各个外部电源，都直接接到它计划供电的目标——受电中心，并配合加强了受端系统时，就构成了理论上最为稳定的一机对相对无穷大系统的格局。按照这样的格局，就找到了加强电网结构的重点和方向，这样就有可能用较少的投资建设成一个较为安全稳定的电网。按照这样的组成原则，对电网结构中的不同部分可以有不同的安全要求：首先要求受端系统有较高的安全稳定标准；接入电源的输电线路，在可以获得较大的投资节约时，可以适当降低安全稳定标准，但辅之其他技术措施；系统间的联络线，应按所赋予的任务确定其安全要求。

合理的电网结构，首先当然是规划与设计电网时必须注意的问题；在生产系统中，也有一个安排合理运行结构的问题。适当解开外部电源的联系，增加弱受端系统中的旋转无功等措施，确实可在提高稳定水平方面取得实效。

在50年代初，为了大发水电，在电网结构薄弱的情况下，丰满电厂曾经短期分厂运行，各经一回220 kV长线路接入主网，以保证一回线路跳开时另一回线的稳定运行，取得了预期效果，它虽属权宜之计，却不失为应付薄弱电网之一法。

但是，在所有系统中改变运行结构的可能性是有限的。以东北辽南800 km大环网为例，闭环运行有暂态稳定问题，而开环运行又有静态稳定问题，迫使只能闭环运行，并不得不采取在故障同时连锁切机的办法来维持稳定。

4 系统稳定性的定义

本《导则》2.1条2.1.3款，对“电力系统稳定性”定义为包含三个内容：

- a. 不发生主系统的非同步运行；
- b. 不发生频率崩溃；
- c. 不发生电压崩溃。

定义这三种“稳定性”，不只是因为它们在物理上同属于不稳定现象，更重要的是这三种不稳定都会给电力系统全局或某一部分带来恶果，影响对大量负荷的供电。

在原则上，首先应当尽一切可能防止主系统出现稳定破坏事故。对于主系统的稳定破坏，如果处理不当，或者因继电保护等的不正确动作，都有可能招致系统大面积长期停电的事故，这已为国内外的运行实践所证实。即使处理得当，事先有所准备，也会引起某些负荷供电的暂时中断。

在《导则》中，明确要求了“不应导致主系统发生非同步运行”，而没有把一切非同步现象都定义为失去同步运行稳定性。这是因为一般的个别地区系统对主系统的振荡和系统间经弱联络线的振荡等，不但易于处理，而且一般不致造成严重的恶果。同时在特定情况下，还允许部分系统的非同步运行，并实现非同步重合闸。事实上，多少年来，我国各大电力系统发生全网性的振荡事故为数不多，而局部系统对主系统的振荡事故则不少见，它们都没有危及主系统的安全，其影响也较小。这个经验，也从一个侧面证实了前面提出的建立一个合理电网结构的合理性。

2.1条 2.1.5款中，明确指出了在电力系统设计和运行中，都必须考虑到电力系统有发生稳定破坏事故的可能性，必须为之预留措施，使对电力系统的影响为最小。

考虑电力系统可能出现的最坏情况，是从最坏处着眼的一个带有根本性的战略措施。对于最坏情况的出现，事先有准备和没有准备，其后果大不一样。事先有了准备，就可能使电力系统避免发生崩溃瓦解的恶性事故。建立应付失去稳定性的措施，是保证电力系统安全稳定运行的最后一道防线。

建立安全稳定的最后一道防线这个指导思想，不只是在电网结构薄弱和未臻合理，管理工作未臻完善前的一种权宜之计，而应当是一种保证电力系统安全稳定运行的长期方针。国内外的运行实践，特别是近二十年来国外大事故的教训充分说明，无论任何强大的高度自动化的电力系统，也无论其可靠性准则要求如何严格，总可能因某些事先预计不到的，大多是偶然性叠加的多重性事故而使运行系统失去稳定。电力系统愈发展，稳定水平也随之提高，稳定破坏事故也会日趋减少，但如果事先没有充分准备（电网结构、技术措施、运行管理等各方面），发生稳定破坏的次数虽然减少了，但稳定破坏的后果也将更为严重。因而，在电力系统日趋发展后，建立最后一道防线的思想更有其重大意义。

2.1条 2.1.5款中，提出了“采取预定措施”的要求。“预定”二字用以确切地说明：应对可能的稳定破坏事故及其处理措施，作到心中有数，事先做好充分准备，以免在事故当时，或由于通信运动失灵（在系统事故时往往又同时出现）延误了处理；或由于临时慌乱，发生操作错误扩大事故。当然，同样重要的是要在继电保护和自动化措施上有所准备。在2.9条中对于“最重要用户”特别提出了“包括厂用电”，这是因为失去厂用电而引起全厂停电的事故不少见。因此，如何保证厂用电，也应该是建立最后一道防线的重要内容之一。

从上述“电力系统稳定性”的定义，和建立最后一道防线的要求，以及不允许超过事故过负荷规定等内容，说明习用的“稳定”一词，已不能概括本《导则》的全部内容，这就是为什么这个《导则》定名为《电力系统安全稳定导则》的原因。

5 保持系统同步运行稳定性的标准

《导则》2.3条中，把保持系统同步运行稳定性的标准分为三级，再加一特殊情况，即：

第一级：保持系统稳定运行和对负荷的正常供电。

第二级：保持系统稳定运行，但允许损失部分负荷。

第三级：可能失去稳定，但要求尽可能缩小对系统的影响。

特殊情况：满足规定条件时，允许局部系统短时间非同步运行。

《导则》规定的同步运行稳定性的不同标准，基本按事故概率多少分类。概率高的，如单相接地，以及目前可能办到的，列入第一级；其他概率较低的较严重的单一故障以及因条件所限暂时办不到的则列入第二级；对于多重性故障，则列入第三级。

《导则》2.4条规定了列入“第一级”标准的具体事故内容。应该说明，即使列入了“第一级”，其标准也不是绝对的。对负荷的正常供电，可以理解为在不构成“系统障碍”的范围内，允许在事故后短时间降低供电质量。只是对2.4.1款，才规定了恢复系统正常运行的要求。

执行2.4条，在一般情况下意味着不采取继电保护和重合闸而外的其他附加措施，唯有2.4.2款对水电厂的直接送出线例外。当水电厂失去一回出线时允许切机，这是考虑目前对水电厂采用切机措施已有成熟经验，技术上也有把握，也比较适应于当前的水电厂出线情况。对于火电厂的直接送出线当失去一回线时如何对待，条文中没有提到，这是考虑到对大型火电机组满负荷切机，不宜作为推荐措施；而对于中等容量的火电机组，例如100 MW以下，特别是接到蒸汽母管的机组，有的系统早已把切机措施作为稳定措施之一，因而又不宜在条文中一律否定火电切机。对于大型火电机组，能否以“持续快关”，即在故障同时快速将机械出力降低，来代替切机，虽然有此可能，国内也已开始进行了少量试验，但当需进行一段时期工作，证实确有把握后才能在《导则》中明确提出。对于不是直接由电厂直接配出的线路，在原则上不推荐跨越线路遥切机。原因是按目前的条件，通道的可靠性还不易达到应有的要求。

2.4条2.4.3款，主要是指由同一母线配出的线路因故障或突然无故障断开时，必须保证母线上其他线路的运行稳定性和安全。例如由同一大型水电厂向不同的方向分别输送电力，当一个方向的线路突然断开时，如果电厂总输出功率仍然保持不变，则由断开的线路来传送的功率，将转由同一母线的其他线路分担。分担的多少，视系统具体结线情况而定。这样就有可能使保留运行的某些线路过负荷或超过了功率传送的稳定极限。这是一种典型的“负荷转移”现象。“负荷转移”问题必须受到高度重视，因为许多稳定破坏事故的起因，是来源于不合理的“负荷转移”。著名的1965年11月美国北部大停电事故，就是因为贝克水电厂的100万kW以上的负荷，因一个方向的线路全部断开，突然转移到另一个方向的送电回路而引起的。

从本质上来说，保证电网安全稳定运行的根本前提，是使电网中每一送电环节（主要是线路）在运行中可能传输的极限有功功率，在任何情况下都要小于它的极限稳定值。这个可能传输的极限有功功率，应该包括在一般或特殊事故情况下由于负荷转移所可能出现的数值。在安排电网的运行结构和分析运行系统的安全情况时，必须特别注意到这个问题。为了电网

的安全稳定运行,必须保证其中任一环节的传输能力在任何时间内都大于所要求传输的功率。在实际运行过程中必须做到,在丧失了电网某一部分的传输能力时,必须相适应地及时切去相应的有效的电源容量。应该保持的是线路的传输能力的裕度,而绝不应当是在已经丧失了传输能力的情况下,去强求保持电源的完整性。在另一方面,在有的情况下,由于失去一回主要送电线路引起的负荷转移,会使没有足够无功功率紧急备用的系统引起系统电压的严重下降,乃至因而在事故后失去系统稳定性。在系统出现 500 kV 线路的初期,当着一回较重负荷的 500 kV 较长距离线路突然断开时,这个问题可能显得特别突出。

总之,在当前电网结构比较薄弱的情况下,一回线断开后引起的负荷转移,是值得重视的一个重要问题。在安排电网的运行结构时,应该予以注意。

《导则》的 2.4 条 2.4.4 款与 2.5 条 2.5.6 款相对应,是考虑到现实系统中在发展初期确有单机容量过大的情况。至于什么是占系统容量的比重过大,这要结合系统有功备用和无功备用的情况,具体分析后确定。在“导则”中目前还提不出确切的数值。

《导则》2.5 条规定了列入“第二级”标准的具体事故内容。所谓的允许损失部分负荷,是指为了保持运行稳定性,可以切除部分负荷(主要应该是有合同规定允许短时突然停电的负荷),当然也指自动或手动切除部分电源。

《导则》2.5 条 2.5.1 款中,允许单回线突然断开时损失部分系统负荷,这里不只是包括了作为主要负荷线路向终端系统送电的情况,在这种情况下,如果所传输的有功功率占终端系统负荷的比重过大,在该线路突然断开时,势必要求及时切除(按频率降低或电压降低自动减负荷,或者自动解列集中负荷,或者联锁切除集中负荷)相应数量的次要负荷,以保持地区电源向重要负荷的不间断供电;在这一款中,还指出了在某些特定条件下单回线存在的必要性,例如为了发展高一级电压网络,可以允许大型电厂先以单回线路接入系统送电。若不如此,则会从一开始就限制了电厂高一级电压的出线可能。同时,只要这个单回线所传输的功率占主系统容量的比重不过大,当这个单回线因概率较少的多相故障或不成功的单相重合闸而断开时,也不致给主系统带来灾害性的后果。当然,在这种情况下,单相重合闸的采用就有了特殊重要的意义。

《导则》中 2.5 条 2.5.3 款,提到了高低压电磁环网问题。在我国,高低压电磁环网运行,往往带来不必要的安全稳定问题。主要原因是并行的低压网络的传输能力远小于高压线路的传输能力,因而一旦高压线路突然断开,并行的低压网络或者是大量过负荷或者是超过稳定极限。应该说,一般所谓的环套环运行方式,并不能提高系统的运行安全性,所以,高低压环网只有在提高供电电压质量或降低线损有确切效益的前提下才可以采用,同时还要事先准备好自动的善后措施。

《导则》2.5 条 2.5.5 款,规定了对系统联络线的稳定要求。特别应该指出的是,过多的有功功率电源和过少的有功功率电源一样,都可能引起系统的严重事故。为了说明过多功率的问题。如美国某一系统的一次事故,形成了发电出力大于负荷功率 30% 的孤立网。频率迅速升至 62.5 Hz。因为调速器过调,且不能迅速再开阀门而使频率降为 59 Hz。一电厂因断路器误动作而断开,频率的突然下降使自动减负荷装置动作,结果频率虽升到 62.6 Hz,随后又降到 58.6 Hz,最后稳定到 60.8 Hz,但在频率大幅度振荡时,大约 40% 负荷被切除。

《导则》2.6 条,明确提出了三相短路故障后保持系统稳定的要求。由于这是一种最严重的单一故障,在目前我国电网条件下,条文中同时明确规定允许采取必要的二次技术措施。

在过去一段时间，对于是否把三相短路作为稳定校验标准，曾经有过不同的意见。在本《导则》中明确了这个要求，理由是：

a. 三相短路和性质上相近的两相短路接地这一类严重的故障发生的概率和引起的稳定破坏事故并不少见。按 1970~1980 年的统计，按故障类型划分的由 220 kV 线路故障引起的稳定破坏事故如表 1 所示。

b. 鉴于有的系统因为未考虑三相短路问题，已明显地吃了苦头。

c. 作为检查电网结构强度和技术措施有效性的标准，可以在实际上为保证较轻故障时的系统稳定性提供必要的裕度。

表 1 由 220 kV 线路不同类型故障引起的稳定破坏

共 计	单相接地	两相短路	两相短路接地	三相短路
42 次	28	1	5	8
100%	66.7%	2.4%	11.9%	19%

注 资料来源于水电部生产司技术处：《对一些 110 kV 及以上电网稳定破坏事故的分析》。

三相短路是对系统稳定威胁最大的一种单一故障。当发生三相短路故障时，故障点附近的发电机组完全不能对外送出有功功率（除了短路回路中的有功损耗外），在故障期间发电机所获得的剩余能量远较其他类型故障为大，因为机组转子的加速度较大，转子相对主系统的角位移随而更大，因而比在其他类型故障下更易于与主系统失去同步。

但从此也可以看出，加速故障切除时间，是使保持系统稳定的单一故障级别提高到三相短路的根本措施。特别对于发电机组高压侧出口附近的对稳定最严重地点的三相短路故障，更有要求快速切除之必要，因为此时发电机在故障期间的加速度最大。而在实际上，利用加速动作的距离保护第一段和简单的三相快速瞬时过电流保护就可以达到这个目的。据了解，在本《导则》颁发执行后不久，有的电力系统在旧有的线路保护上增设了三相快速瞬时过电流保护，就解决了在三相故障时不能保持系统稳定运行的问题。

总之，在我国电力系统中，把稳定水平提高到三相短路故障，是现实可行的要求。在系统条件更差的地方，还可以辅之以切机措施，但应同时研究改善近区故障的切除时间和在可能条件下改善电网的运行结构。

在《导则》2.6 条中，也明确分清了当发生三相短路故障时，对新建系统与旧有系统保持系统稳定性的不同要求。

利用在一定的故障形态下保持系统稳定性的要求，作为考核电网安全性的标准，也和国际上通行的习惯相同。

6 防止长时间大面积停电和对最重要用户的破坏性停电

防止发生长时间大面积停电和对最重要用户的破坏性停电的重大事故，是《导则》要求

中极为重要的一个内容。为此，规定了从 2.9 条到 3.3 条的内容。

前已说明，可能造成系统恶性事故的原因是三种情况的失去稳定。必须分别采取具体对策，才能在该种稳定事故发生后，尽可能缩小它的恶劣后果。现分述如下：

50 年代初期，在我国的电力系统中就已开始注意到装设低频率继电器，在防止系统频率崩溃方面，它发挥了应有的作用。随着电力系统的扩大、大型机组的采用和系统网络的出现，对低频保护的应用有进一步改进的必要。

局部地区的电压崩溃事故，在我国电力系统中曾不止一次地出现过，它是在重有功轻无功的时代，严重缺乏无功补偿设备情况下的产物。实践和理论都证实，在大量缺乏无功补偿设备的地区，当电压降低到出现缓慢下降（走向突然大幅度下降的前奏）的现象时，果断地切除一些负荷，可以成功地制止地区电压的崩溃。安装低电压自动减负荷装置，是严重缺乏无功地区的必备的安全自动措施。手动减负荷也应当列入调度操作规程。

电压崩溃也可能发展成为全国性的大事故。1978 年 12 月法国电网的大停电就是一例。在系统电压普遍严重降低时未能果断而及时地切除部分负荷，是发生那一次电压崩溃的一个关键因素。

主系统失去同步稳定的现象，50 年代的初期不止一次地在东北系统中出现过，配电线路的事故，也曾引起过同步稳定破坏，可见当时网络的薄弱。随着高压电网的逐渐增强，同时又开展了稳定计算分析，系统稳定情况大有改善。70 年代以来，220 kV 电网在各地逐渐形成后，稳定事故又开始在几个电力系统中发生，有的个别事故情况还相当严重。运行经验表明，当发生系统同步稳定破坏后，能否从稳定事故发展为长时间大面积停电的恶性事故，以及能否快速恢复系统正常运行而使损失为最小，在我国既有经验，也有教训。

当主系统发生同步稳定破坏后，关键问题是如何能合理而快速地平息振荡，和最快地将系统恢复正常运行状态。将振荡着的两侧系统解列，可以平息振荡，但一般这只是在主系统以外的可能情况。要在失去同步的系统中实现合理的解列，必须满足两个基本条件：

- a. 解列后的两侧系统必须各自能够保持同步运行。
- b. 解列后的两侧系统的供需（有功及无功）能够基本平衡（考虑自动装置的作用）。

很明显，不同时满足这两个条件的解列，只能给系统带来更大的混乱，以致将系统搞得四分五裂，而以大面积长时间的停电而告终。这是某些系统在发生振荡时常常出现的情况。我们自己也经历过。

实际的电网中，满足以上解列条件的处所是不多的，只有系统间的弱联络线；地区终端系统与主系统联络的适当地点；专带厂用电的机组；高低压环网低压侧某处等等。如果是主系统发生了振荡，在电网结构未尽合理的前提下，往往可能出现多频率的，也就是多个集团的振荡，实际上往往不可能找到可以预见的合理的解列点。

在主系统失去稳定时，如果允许由现场运行人员任意解列机组，其结果将是大量机组被解列，后果可想而知。

在我国的一些电力系统中，长期来处理系统振荡的做法是坚持保持电力系统的完整性，不允许手动任意自动解列线路和发电机，也不允许继电保护装置在系统振荡时误动作解列联络开关。实践充分说明，手动压送端系统水电厂机组的出力，是迅速平息振荡行之有效的好办法。保持电力系统完整性，快速压送端机组出力，是我国成功地处理系统振荡的成熟经验。这样，可以在很快的时间内恢复系统的正常供电，对于因振荡而自动切除的负荷，也可较快地

恢复供电。

如上所说，平息振荡的关键之一，是压在振荡时处于送端机组的出力。在一个系统中，当发生振荡时，由于故障起因所处位置不同，或者在不同的负荷情况下，有的主力电厂可能时而为送端，时而为受端，这就有准确判断的必要，而且最好用自动装置来实现。在实际运行中，确实出现过因手动压在振荡时处于受端机组出力（在大多数的其他情况下，也曾经是送端），而导致增大系统振荡延长恢复时间的情况。

为了保持振荡时的系统完整性，必须对电网中的继电保护装置实行振荡闭锁。没有可靠的振荡闭锁，就会在系统振荡时扩大事故。由此可见，继电保护实现振荡闭锁，实在也是一种重大的系统安全措施。

当我们认真分析了各种可能的恶性事故，并汲取了国内外电力系统的事故经验和教训之后，我们就可以采取切实可行的有效措施，有把握地避免恶性系统事故（长期大面积和最重要负荷的停电）的出现。也完全可能把稳定破坏事故的影响缩小到可以容忍的程度，这也就是我国可以在较差的物质基础上获得较好的安全运行效果的根据所在。

7 低压电网事故不得影响高一级电网的安全稳定运行

《导则》2.7条明确提出了这个要求。它是电力系统长期运行经验和事故教训的总结。一般来说，高一级主干线路所传输的功率往往占系统负荷的较大比重，而降压变电站的低压配出线路每一回传送的功率只是它的一小部分。因此，这个要求是明显合理的。运行经验表明，因低压母线或线路的故障切除时间过长，往往造成了上一级电压的部分电网失去稳定。220 kV与500 kV相比是低一级电压，110(66) kV与220 kV相比也是低一级电压。解决这个问题的关键，在于负责高一级电压电网稳定计算分析的部门，有责任提出降压变电站低一级电压设备切除时间的允许上限；至于负责下一级电压电网运行的部门，应该无条件地实现上一级电压电网的要求。即使牺牲了下级继电保护的选择性也必须做到，这是一个局部服从整体的原则体现。

8 特殊条件下局部系统短时间非同步运行

《导则》2.10条规定了允许局部系统短期非同步运行的条件，主要考虑了对发电机（调相机）及对负荷的影响。

系统振荡对机组的定子线圈及其轴的机械系统带来很大的应力，特别对大机组是不利的，

因而应避免大的振荡电流冲击。但是，系统振荡不可能完全避免，而通过发电机的振荡电流允许范围及持续时间则应根据制造厂的技术条件决定，如1980年国际大电网会议报告建议限制通过发电机的振荡电流应小于它本身出口三相或两相短路电流的0.6~0.7倍。系统振荡时需根据上述允许范围处理。非同步重合闸将引起系统振荡，如造成对大机组的冲击，应限制使用。

在实际系统中，也有下列情况：

- a. 远方电厂经长距离单回线接入主系统，中间未支接重要负荷；
- b. 两电网间经弱联系联网运行，联络线上未支接重要负荷。

以上情况，在不影响机组及负荷的条件下，可以允许采用非同步重合闸。但是否使用，则根据系统需要决定。

9 同步运行稳定性的定义

《导则》4、5、6、7各章，对同步运行稳定性定义了三个内容，即暂态稳定、动态稳定与静态稳定。

对电力系统同步运行稳定性的分类，国际上至今尚无统一规定。在我国，过去习惯地分为动态（暂态）稳定与静态稳定两类，和苏联所用分类相似；60年代以来，北美各国逐渐将同步运行稳定性分为三类：即静态稳定（小扰动、无调节器、手动调节），动态稳定（小扰动、调节器控制）和暂态稳定（大干扰，第一个“摇摆”稳定性），而在1982年时，美国IEEE电力系统委员会又建议分为小扰动的“静态稳定”和操作及故障引起大干扰的“暂态稳定”。

为了和实际的运行分析相配合，《导则》对同步运行稳定性作了如下的原则定义。

a. 静态稳定：在实际运行系统中（考虑调节器作用）的小扰动稳定性。主要用以定义正常运行和事故后运行方式下的稳定储备情况。

b. 暂态稳定：实际运行系统中（考虑调节器作用）的大扰动稳定性。主要用以定义大扰动后第一个“摇摆”的稳定性，用以决定极限送电容量和稳定措施。

c. 动态稳定：包括电力系统本身（电源、网络及负荷）及其原动机调节、励磁调节和系统有功功率与无功功率的自动调节在内的整个电力系统的综合调节性能的稳定性。

按上述定义，不只是在大扰动的暂态稳定后有动态稳定问题（特别是当采用快速励磁调节、“快关”汽门、电气制动等时），在正常运行情况下也存在着动态稳定问题（如冲击负荷、快速励磁调节、系统间弱联系等）。而改善动态稳定的根本手段，在于改善整个电力系统中调节系统的综合稳定性。

基于上述理由，对正常运行系统，除要求具有规定的静态稳定储备外，在本《导则》2.1条2.1.1款中也明确提出了要求，要具有动态稳定性。即：“在正常负荷波动和调节有功、无功潮流时，均不应发生自发振荡”。

值得说明的是，《导则》对暂态稳定的计算作出了简化计算规定：取金属性故障和不考虑短路电流直流分量，是为了取得裕度；用 E'_{\prime} 恒定及 X'_{\prime} 代表发电机，是为了节约计算时间，同时也可以获得必要的精度。

研究发电机的数学模型问题,早在 60 年代中期逐步采用数字计算机计算电力系统稳定时就已经开始,直到近年来,对这个问题的探讨在诸多的文献中都可见到。在 1965 年美国 IEEE 的一篇文献中(H. E. LoKey and R. L. Bolger。“Effect of Turbine-Generator Representation in System Stability Studies” IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-84, October 1965),用十种发电机的不同数学模型对由 60 条母线,142 条线路和 10 台发电机组成的系统的暂态稳定进行了对比研究,得到的主要结论是:

a. 各种模拟方法所求得的最大允许发电负荷,最大 740 MW,而最低为 660 MW,相差 80 MW。

b. 当选用反应速度为 2.0 的励磁系统时,用 E'_d 恒定的经典计算方法较用最完整的发电机模拟所求得的最大允许发电负荷低 15 MW,即偏于保守 2.3%。而当用反应速度为 0.5 的一般旋转励磁系统时,则差别极小。因之,当计算时间小于 1 s 时,经典计算方法很合适。精确的发电机数学模型,在实际采用时需要解决的一个问题是:获得模拟机组的一组完整而正确的参数。

影响稳定计算的另一重要因素是负荷特性,因为不便于研究,所以只见到有极少数的试验报告性质的文献,也只少数文献提到由于负荷特性不同而影响稳定计算结果。

10 提高稳定的二次性技术措施

所谓“二次性技术措施”,是指除改善电网结构,包括增加线路、开关站、串联补偿、并联补偿等与一次结构有关的而外,其他与二次回路有关的技术措施。

《导则》2.6 条对“二次性技术措施”采用了“采用各种可行措施”的词句。“可行”两字包含因时因地制宜的意思。“因地”是指各个电力系统习惯和经验不完全相同;“因时”是指按目前和接近期可行的条件不同;“因事”是对具体问题对症下药。因此,在什么条件下用什么“二次性技术措施”,在《导则》并未作具体规定,必须结合具体条件研究后决定。

可以采用的提高稳定的“二次性技术措施”,主要有以下几种:

(1) 快速保护和快速断路器

提高暂态稳定应该首先采取的技术措施是快速切除故障,只有充分发挥了快速切除故障的潜力后再采取其他措施才是合理的。这是最重要的一个基本观点。同时,也只有尽可能地快速切除故障,才更能发挥其他技术措施的作用。

在快速保护方面,目前国内普遍生产的线路继电保护已经达到的保证指标是不大于 40ms。对于近区故障,依靠快速的距离保护和电流保护,动作还可以更快一些。目前国产的 220 kV 断路器的全开断时间保证不大于 60ms。

因此,在 220kV 系统中,可以保证的切除故障时间,在近故障点一端可以小于 100ms,远故障侧也可以小于 100ms(用高频闭锁距离保护)或 120ms。在 500kV 系统中,断路器的全开断时间,用 SF₆ 断路器时不大于 50ms,即近故障侧的故障切除时间可以小于 70~80ms,远故障点侧不大于 70~80ms(用高频闭锁距离保护)或 100ms。

考虑到继电保护与稳定计算目前我国分属两个部门,为了加速现有系统的故障切除时

间，必须由有关上级部门进行协调。许多技术措施在规定的故障切除时间下是必要的，而在加快了（当然是在现实可行的经过了努力的前提下）故障切除时间的情况下，有的技术措施就有可能不必要了。

快速切除故障提高系统稳定之一例：湖北丹江电厂丹南线出口三相短路故障的稳定计算结果如表 2 所示。

表 2 丹南线出口三相短路故障的稳定计算结果

故障切除时间 (s)		采取的 稳定 措施				结 果
本 侧	对 侧	切 机		切 负 荷		
		时 间 (s)	台 数	时 间 (s)	容 量 (MW)	
0.15	0.15	0.25	2	0.44 0.5	50 100	不 稳
0.10	0.12	0.12	1			稳
0.12	0.12	0.14	2			稳

注 摘自 1984 年华中电网总调：《提高华中电网稳定水平的技术措施》。

故障切除时间由 0.15 s 降为 0.1 s，不但可以保持稳定，还可以少切一台 150 MW 机组和 100 MW 负荷。效果是非常显著的。

总之，必须把缩短故障切除时间放在一切稳定措施的首位。

(2) 重合闸方式及选择合理的重合闸时间

一般说来，联系较弱的高压网络，宜于采用单相重合闸；而联系紧密的网络，则适于采用简单的三相重合闸。

采用重合闸，必须考虑到重合于故障未消除的线路时对系统带来的影响，无论采用单相重合闸或三相重合闸都应当考虑这个问题。

为了减轻第二次冲击对系统的影响，最好在故障切除后，送端机组对主系统摇摆的减速过程中，即功角曲线的下降过程中进行重合闸。此时发电机组转子具有低于额定值的转速。最理想的当然是在处于最低转速时，此时第二次重合于故障机组出现的多余能量，会有相当部分用于恢复转子到额定转速，和在机组具有高于额定转速时（在功角曲线的上升过程中）的情况显然大不相同。而采用 0.3~0.5 s 的快速重合闸，恰恰是在机组转速最高值附近合闸。当重合于故障时，采用比较合理的重合时间，极有利于系统的稳定；而为了保持快速重合闸在第二次故障后的系统稳定性，必需考虑这个问题。

近年来的一例：华东系统徐州到淮阴的 220 kV 同杆双回线，只是由于合理选择了重合闸时间，就使送电能力由 22.6 万 kW 提高到 28 万 kW。可见其作用之大（摘自 1981 年华东总调：《华东电网稳定工作的实践与体会》）。

只有在极少数情况下，由于电厂到主系统或系统间的联系过弱，需要用成功的快速重合闸来保持稳定时，应当采用尽可能短的重合闸时间。而当重合闸不成功时，往往是两侧系统的解列。

为了减少重合于故障时对系统的冲击，对三相重合闸方式，应当选择对系统稳定影响较小的一侧先合闸，然后由另一侧用检查同步的办法再合闸；在联系较密的电网部分，例如受端系统，线路的重合闸已具有恢复电网完整性的性质，可以待第一次冲击的影响消除后，延在对系统影响较小的一侧再重合。

近十年来国外的大量研究结果说明，在大型机组的高压侧出口处，如果重合于多相故障可能给机组带来远大于设计允许值的机械力矩，将引起轴的严重损坏，这是不允许的；但重合于单相故障时，则无此问题。因而，对大机组配出的高压线路，可以而且只能允许采用单相重合闸。如采用三相重合闸时，只能允许由系统侧先重合，然后由电厂侧检查同步合闸。

在 500 kV 电网中，特别是在初期发展阶段，采取单相重合闸将是一种重大的安全稳定措施。为了保证单相重合闸成功，必须保证故障相两侧断电后的潜供电流能自动消弧，对长线路，采用高压电抗器加中性点小电抗方式可以取得很好的效果，在我国也已有实际经验。装设高压电抗器是一个综合性问题，对单相重合闸的效用是其中一个重要因素。

(3) 切水轮发电机

为了防止在电厂出线发生严重故障引起的稳定破坏，切水轮发电机是我国常用的保证系统稳定的措施之一。采取切除部分水轮发电机组，可以适当增大暂态稳定极限，而增大输送容量。切除部分机组，对系统频率影响也不大，实际上是一种可以代替某些投资大的一次措施的经济办法。切机方式有两种：在网络很薄弱时，实现与故障的同时切机（重合前切机）；较多的一种情况是在重合闸不成功，保护装置再度发出跳闸命令的同时切机。为了充分发挥切机的效益，特别重要的是要尽可能地快速连锁切机。只有快切机，才有可能使留下的运行机组在相位差角还不过大的时候转到对它们说来是提高稳定极限的系统条件，才能及早增大制动而使之能与主系统恢复同步运行。延时的切机，会完全丧失切机的作用。

对向不同方向送电的水电厂，当一侧突然减低了传输能力时（线路突然断开），及时切去相当容量的机组，是防止负荷转移扩大事故的基本措施。

(4) 快速压火电机组出力

对中间再热式的高压大容量机组，可以实现快速减火电机组出力。有两种方式。

a. “瞬时快关”：根据控制命令，单独快关中压调节汽门，约可在 0.5 s 将原动机出力降为额定值的 50% 左右，约 1.0 s 降至额定值的 30%，然后在 1~2 s 后逐渐全开，恢复到额定出力，其作用与投入制动电阻相似。在国外，“瞬时快关”用于考虑象三相故障一相开关拒动延时切除故障这样的特殊故障方式，其稳定效果，大约相当于增大临界延时切除故障时间 1~2 个或多个周。

b. “持续快关”：根据控制命令，在中压调节汽门全快关的同时，也部分快关高压调节汽门，使最终出力只保持为额定值的某一份额，其作用相当于水轮发电机的切机，但稳定效果更好。它特别适用于电厂与主系统的联系较弱、当切除一回线后不能稳定地将电厂出力全部送出的情况。这是适合我国情况的一种很有希望的稳定措施。我国正在试验中。

(5) 集中切负荷

集中切负荷是在个别系统中曾经采用过的一种稳定措施。在故障后切除受端系统的集中负荷，可以提高受端电压，从而有助于故障后的系统稳定性。这是在受端系统很弱的情况下的一种做法。国外也有这种做法，其目的是在某一电源或电源线路切除后，避免运行系统稳定破坏或过负荷，所切除的是按合同规定可以突然短期停电的大负荷，其中比较适合的是切铝厂的负荷，因为它的负荷集中，而且短时停电只是影响产量，不会损坏设备。

在我国的电力系统中，非特殊情况，一般不宜推荐采用集中切负荷的办法。在同样的电网条件下，希望优先采取加快切除故障时间，适当分散外接电源（断开或在事故时瞬时断开外部几个大电源在送端或中途的联系），增加受端系统的旋转无功（包括发电机脱轴改为调相

运行)等技术措施。这样往往可以获得更好的稳定效果。如这些措施还不能满足稳定要求,可以考虑采用集中切负荷的办法,但宜选择有合同规定允许短时停电的大负荷作为对象,同时要解决切负荷装置及其通道的不可靠问题。

(6) 电气制动

这也是一种提高稳定的措施,过去主要用于水电厂。为了取得好的效果,制动电阻的投入和切除,必须能准确地使加速的发电机获得制动。否则,至少将影响制动效果,甚至使发电机在相反的方向(降低频率时)与主系统失去同步。只有和缩短近区故障切除时间、水电厂切机等基本措施相比较,才能为采用制动电阻提出合理的论据。

(7) 有计划的解列与对继电保护加“振荡闭锁”

在系统振荡时,有计划的解列,是在一定条件下平息振荡的积极办法。在这里,条件是特别重要的。不满足基本条件(两侧各自同步运行,两侧供需各自基本平衡)的解列,只能是扩大系统事故的根源。为了防止在系统振荡时无计划的解列,继电保护(除了预定作为解列用的而外)必须具有有效的振荡闭锁功能。这是从系统的观点对继电保护装置提出的重要要求。

(8) 按频率降低自动减负荷

按频率降低自动减负荷是防止系统发生频率崩溃的基本措施。随着电力系统的扩大,在整定频率继电器的等级与时间时,要考虑到与相邻系统的联络线在频率降低情况下可能串通的负荷和联络线的稳定情况,并且要与系统大机组低频率继电器的整定值等相配合。

由于在系统频率下降过程中,系统具有不同的动态特性,如果采用反映频率变化率的继电器,为了防止它的不正确动作,需要采用适当的延时才能使它能较准确地反应系统平均的频率衰减率。但是,延时的采用会抵消反映频率变化率继电器可以快速动作的优点,特别是在严重过负荷的情况下更是如此。因而,一般不推荐用频率变化率继电器作自动减负荷装置。

频率降低是有功率供应不足的结果。而频率过高或有功功率过多,如前所述,也很容易扩大事故。

(9) 按电压降低自动减负荷

这是在严重缺乏无功补偿能力的地区所需要采取的一种安全措施。外刊报道,某地区仅有100万kW机组一台,正常时外送相当大部分的功率,曾估计在地区机组断开后,完全可以由联络线供给全部地区负荷,但因缺乏足够的无功补偿设施(事先未考虑到),结果造成了全停电。

(10) 同步发电机的快速励磁

一般认为,采用快速励磁,可以提高机组的暂态稳定性。有的系统用它作为提高稳定的措施之一。

快速励磁,一般是指初始反映速度极快,时间常数约为0.03~0.05s的励磁系统。快速励磁可以带来如下好处:

a. 当电厂与主系统的联系较弱时,在其他条件相同时,可以稳定地传输较多电力;或在其他条件相同时,可以允许有较长的故障切除时间,快速励磁还可以减少故障后的摇摆过程中在振荡中心附近处的电压波动幅度。

b. 对于突然的负荷变化和系统故障,可以使发电机端电压的波动较小,同时电压也可较快恢复正常。

采用快速励磁与一般励磁对稳定效果究竟有多大差别？曾用单机对无穷大系统进行过定量分析，并以临界故障切除时间作为相比的量值时，其差别小于1周。而采用快速励磁也存在着一些不利因素：

a. 快速励磁必然要求有一个具有较高强励倍数、更大功率输出、更快速的励磁系统以及与其相适应的发电机转子绕组及磁回路的结构系统。

b. 采用快速励磁会产生负阻尼作用，引起动态稳定问题，必须装设参数合适的电力系统稳定器。

因此，对发电机励磁系统的选择应根据电网的条件作具体研究分析，最佳的选择应该反映在电网稳定性、机组的运行安全性、励磁系统结构可靠性及其投资等的综合技术经济效益上。