

电网的继电保护问题

东北技改局 北 义

前 言

电网继电保护作为一个专业来说,理论性和实践性都很强,内容十分丰富多采,它又是电网统一体中的一个重要组成部分,和电网运行有十分密切的关系,和许多方面有着千丝万缕的联系。如果从电网全局来处理继电保护问题,定能更有利于达到保证安全供电的目的。

本文共分四个部分,谈的都是与电网继电保护有关的一些问题和情况。

第一部分谈到为搞好电网继电保护值得研究的几个关系问题,一些时间以来,在一起工作的几个同志议论到一些想法,总觉得要搞好继电保护工作,除了加强工作责任感,搞好具体的技术和技术管理而外,好像在思想上还应该有点什么高一级的东西,有的属于工作方法,有的是对某些原则的看法。总之,希望要做到用唯物辩证法来指导具体的业务工作,这是一个大题目。以我们几个人的经验和水平来谈这样的大题目,确实是自不量力。但是把一些粗浅的甚至可能是谬误的见解大胆提出来,抛砖引玉,得到大家的注意和研究,对进一步做好继电保护总还是有监的,这是我们的共同愿望。

第二部分谈了有关电网运行和稳定的基础概念。大部分是属于材料汇编的性质,从一些专业书藉中摘录的,建立这方面的一些基本概念,对配合系统设计和调度运行做好继电保护工作有好处。只是因为汇编者本人对这方面也是门外汉,可能摘录得不合适,甚至有的搞错了也是可能的。

第三部分谈了与电网继电保护有关的其他系统问题。情况和第二部分一样,其中有的问题在继电保护的专业技术中是简单的提到过。作为参考资料,因而摘录的较详尽一些。

第四部分简单介绍了国外的继电保护情况。在书藉和杂志上发表过的继电保护专题论文不少,但许多是制造厂和科研部门的成果,很少综合谈到国外实际采用的电网继电保护情况和运行经验。1974年国际大电网会议保护组(34组)的讨论发言中,各国予会人员谈了不少这方面的情况,反映了一些不同的看法和意见,对我们了解国外情况颇有帮助,因而摘录了其中一些,再加几篇国外的报道,组成了这部分材料。这方面的工作,今后还得靠情报部门为我们多多收集,定期出版一些情报资料供大家参考。

以上说明了编写这份材料的简要情况,请大家批评指正。

第一部分 有关电网继电保护的几个关系问题

为了搞好电网的继电保护,达到保证系统安全、发送电的最终目的,有几个关系问

题值得引起研究，初步考虑如下：

第一个问题：防止误动作与防止拒绝动作问题

按照对继电保护的基本要求，从原则上说来，既不能允许误动作也不能允许拒绝动作，特别对于超高压电网的继电保护更应如此，因为误动作或拒绝动作对系统所可能产生的结果往往都不堪设想。因而千方百计地堵住它的误动作和拒绝动作，是设计、配置、整定、试验继电保护装置和自动装置最为重要的问题，误动作或拒绝动作的产生，或来自装置本身，如元件及回路设计、试验分析、维护水平等等，或由于整定配合不当或由于装置配置不当，或由于运行方式不合理等引起，原因是多样的。

对于低压电网的继电保护，同时兼顾这个“两防”，一般不存在实际的困难。但在高压电网，由于继电保护和自动装置比较复杂，这两个方面的矛盾往往显得比较突出，在设计和配置继电保护和自动装置的时候，首先需要明确这个问题，并着重正确处理这个问题。问题的实质是：首先应该保证什么？是以防止误动作为主，还是以防止拒绝动作为主？在确定前提之后，又如何尽可能解决另一方面的问题？究竟以谁为主？决定于系统和线路的具体条件，可能产生的后果，和可能采取的补救措施如何等等而定，美国的美国电力公司（AEP）在设计765千伏电网保护装置时，明确提出的一个基本原则是，必须保证可靠的动作，同时也采取措施防止误动作。其实，在许多资本主义国家里，这可能是他们设计电网继电保护采用的普遍原则，只是没有如此公开申明罢了。在发达的资本主义国家里，这样的原则也许可能是合理的，这是由于他们的系统比较庞大，联系紧密，联络线路多，各级超高压线路迭加环并运行，由于保护装置拒绝动作，比个别甚至几个线路或设备的同时误动作跳闸，可能对系统造成的后果更为严重（如果不是更为严重得多的话）。例如，美国的一个系统在60年代设计一个电厂时的原则是，上第一台500MW机组，同时上两回345千伏线路，保证切除一回后可稳定满送，上第二台500MW机组时，再同时上两回345千伏线路，保证同时切开两回线后，仍可稳定满送。最近，它们对一些大型原子能电站设计采取的的稳定标准是出口三相短路一相开关拒动，后备跳闸（由0秒到0.06~0.07秒为三相短路，到0.12~0.15秒变为单相接地）。据说这种事故的或然率是数十年一次。且不论这样的设计原则是否合理，但总可以看出他们对系统稳定的要求很严格。由于失步振荡（两侧电源电势摆角超过 180° ）引起保护装置动作，他们认为理所当然，只有在某些特定情况下才采取措施防止在同步摇摆（摆角小于 180° ）时的可能误动作。

不强调防止误动作，必然出现较多的误动作，自恃系统强大，轻视保护装置的误动作，必然遭受继电保护误动作的惩罚，事物的辩证法就是这样无情。65年美国东部系统的大停电事故就是由于继电保护的误动作引起的。在其他发达的资本主义国家，由于继电保护误动作引起的大面积停电事故也都发生过。在美国，从公开发表的一些报道中可以看出，他们系统发生的稳定破坏事故并不罕见，有的继电保护和自动装置的不正确动作引起的后果相当惊人。具体的典型事例如附录1。从这些事例还可以看出，从系统稳定的观点说来，他们自以为对系统稳定要求严格，花了许多投资，下了许多功夫采取了保

持稳定的措施，以为从此天下太平了。却没有想到由于事物的广大性和复杂性，总会出现为预计所不及的某些问题而致系统稳定破坏。调度无预见，系统无措施，只好任其发展，结果往往一塌糊涂，这就是吃了“一手准备”这个片面性的亏。对我们是他山之石，可以攻玉，前车之覆、后车之鉴。上面强调说了系统大了，大有大的难处。但大也有大的好处。美国某系统一次飓风，使七回345千伏线路，十三回132千伏线路同时倒塔断线，系统分为两区运行，除直接由于失去输电线路引起负荷停电外，未扩大事故，就是一例。

我国的电网目前都处在形成和发展过程中，电源联系松散，电源不足，主要送电线路特别是主要联络线的负荷很重而且没有备用，系统稳定水平比较低，实际运行中也多次出现过稳定破坏事故。在这样的系统条件下，防止继电保护的误动作具有特殊重要的意义，实际运行中，我们也有不少继电保护误动作扩大事故的教训，附录2是东北系统一些典型的事例。有鉴于我国的具体系统条件，在选择元件和结线回路以及整定与试验等等应该注意尽可能防止误动作，特别要防止由于装置本身的元件，结线回路以及相应的试验与检验等所可能引起的误动作，同时也必须对可能产生的拒绝动作，考虑可能引起的后果，采取必要的技术措施解决，我们认为，对于重要的电源联络线和供给重要工矿企业的线路，防止保护装置和自动装置的误动作，应该是首先强调给予重视的问题。而总结误动作的经验，对防止误动作则具有特殊重要的意义。

强调防止误动作，但绝不可能轻视防止拒绝动作，同时，这两者的主次关系也不是绝对的。某些情况下的拒绝动作，后果同样十分严重，东北有一次由于一个低周波解列装置的拒绝动作，险些引起鞍钢的重大破坏，就是突出的例子。附录3是东北系统由于继电保护与自动装置拒绝动作引起系统重大事故的某些典型事例。

从这些事例可以说明，在某些特定的情况下，防止拒绝动作应该作为第一位的重要问题予以强调。为了尽可能减小由于保护装置或开关等拒绝动作对系统造成的影响，考虑到如下的一些情况：

(1) 一个元件的保护，应该尽可能的互为后备。超高压线路保护双重化是采用这个原则的典型例子。对保护和自动装置的结线回路，要分析元件拒绝动作问题，在不增加过多复杂性和尽可能不增加误动作机率的前提下，应该力争重要元件互为备用，对重合闸的出口回路尤应如此。

(2) 推荐变电所高压母线正常经母联开关并联运行。利用母联作为变压器中性点带时限零序一段（与线路最大一段起动值配合）和开关后备结线等的快速解列点，并力争线路二段保护与它在时间上选择配合。

(3) 在整定配合和保护配置时，要考虑保护或开关拒动的情况，采取必要的解决措施，这是防止因拒动扩大事故的重要环节。

(4) 对于同一母线有重要线路的次要线路，应该以防止拒绝动作为主。

(5) 对于解列装置，防止其拒绝动作同样应该是第一位的要求。

谈到最后，究竟以谁为主？答复只能是具体地处理具体问题。谈到原则不免抽象，但我们以为，建立这样的抽象概念，用以指导具体问题的处理，确实相当重要，否则，

有时就会把不住方向，这样的提法，会不会失之过份夸大？

附录1. 美国的某些典型事故。

附录2. 东北系统继电保护的一些典型误动作事故。

附录3. 东北系统继电保护的一些典型拒绝动作事故。

第二个问题：选择性、可靠性、灵敏性、速动性四者之间的辩证统一关系。四者之间既有矛盾的一面又有在一定条件下统一的一面，两方面的问题都要着重研究。

就速动性来说，一般可以认为在高压电网中，保护装置的快速动作具有突出的重要意义，它不只在于为了保证系统的稳定运行是必要的，而且在许多情况下，保护装置动作愈快、愈有可能增加本身动作的可靠性与有效性。例如，实践说明，许多多相故障是从单相故障发展而来，如果保护装置的動作快速，就可能减少多相故障的机率，并充分发挥单相重合闸的效能。近年来东北发生过6次倒塔事故，虽然最终必然是三相短路，但由于故障切除快，重合快，在重合前都表现为单相接地，在重合后仍然有多次表现为单相接地（当然也有重合时表现为三相短路的），只是在手动再次强送时才表现为三相短路，73年东北主网兴安村变电所一条线路变流器故障，由于故障切除慢，由一相发展为两相又发展为三相，虽然本侧开关跳开，但因对侧长时间未切除故障，又从变流器故障发展为母线故障，造成大面积停电，十余列列车被迫晚点，本溪市内电话中断，通讯设备多台烧毁。这都说明了速动性的重要性，又例如，在超高压电网中，如果保护装置能在5到10毫秒动作，就可以大大减轻变流器饱和带来的不利影响（变流器的饱和需要经历一个时间），从而提高保护装置动作的可靠性。但是，如果保护装置动作过快，由于一次系统和保护元件本身过渡过程影响，容易产生比较大的误差，甚至引起误动作，这是对速动保护元件提出的必须特别注意的问题，上面提到的是瞬时跳闸的无时限保护的情况。对于它们，是不是可以这样提法，力争快速动作是十分重要的，但必须从理论分析，特别是通过正确的模拟试验注意解决由于各种过渡过程可能产生的误动作和测量误差问题。按照我国的传统习惯，保护装置都经出口中间继电器跳闸，在实际的现场接线回路中，却往往存在着经二级甚至三级串联中间继电器跳闸的情况，既有碍于保护装置的速动性又降低了可靠性，实在值得改进。这就很自然的提出了要求制造部门尽快解决既有高度可靠性又能快速动作（2~3毫秒）的出口中间继电器的问题。

在超高压电网中，一次回路过渡过程的现象特别突出，适当地增大故障判别元件本身的动作时间，是可靠地躲开过渡过程影响的一种简单有效的办法。在没有确切把握的情况下，有意识地适当增长一些（例如半个周波左右）判别元件本身的动作时间，在许多情况下，用牺牲一些速动性来换取更大的可靠性，是很值得考虑的问题。当然，延长的这一点动作时间，一定要花在“点子”上。这是速动性与可靠性间的又一个关系。

选择性与速动性也是一对矛盾。对无时限的保护说来，其关系已简单地如上述。所谓上下级的选择性，要求时间配合与灵敏度配合两大原则，如何利用这个原则，必须具体对待具体问题，不可一概而论。但由于忽略了某些情况下的灵敏度配合，出的问题

多一些。还有一点需要提到，目前我们采用的保护时间级差都在0.5秒左右，其关键是没有稳定性好精度高的时间元件，这是事关重大的一个老问题。

目前如考虑对后备结线动作时间的选择性，一般的第二段时限就不得不高达一秒，太长了。二段延时长，在一些情况下，保证不了系统稳定；又因系统失去稳定，最终导致故障设备本身的保护装置的拒绝动作，扩大了事故，这样的情况在东北系统中不止一次的出现过，附录3中举了这样的一些实例，出现这些事故有两点教训，首先当然是因为二段动作时间慢，其次是事先没有做过必要的系统稳定计算，没有对继电保护的動作要求，没有采取适当的处理措施所造成，但可以概括一点来说，凡是对于这样系统

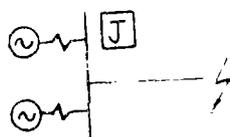


图 1

结线的带时延较长（例如0.5秒以上）的保护[J]，如果振荡中心是在安装[J]的母线附近，都需要研究是否可能由于振荡引起[J]拒动的问题。所列举的几次拒动事故，都是属于这样的一种情况，有这么一点共性。在这样的条件下，加速二段动作时间就是极为重要的问题，又要加速二段，又要保证对相邻线路的选择性，又不希望所有线路都装高周保护（为了简化，从整个系统的稳定要求说来，也不一定有此必要），是要认真处理的一个矛盾。办法可能是：（1）加速第一段的动作时间。（2）加速故障判别元件（一段与二段的距离，电流元件以及检查线路无电流的元件等等）的返回时间。（3）采用动作精度高，返回时间快的时间元件，再辅之以采用了快速高压开关，大幅度压缩第二段时间是完全可能的。

上面提出了一个可能被忽视的问题，就是要大幅度压缩时差又保证可靠性，还必须同时特别注意保护元件或中间元件在故障切除后或断开动作命令后的快速复归问题。对这些数据，要有明确的指标，正确的试验验证，还要考虑二次回路过渡过程可能引起的延时复归问题（饱和了的变流器当一次电流为零时断开故障，在二次回路感应电压，产生非周期衰减电流）。以目前的运行实践为例，由于中间元件与时间元件延时复归，不止一次在振荡时引起整定时间远大于振荡周期的距离三段及变压器低压过流误动作。关于选择性与速动性的问题，是否可以这样考虑：对相互配合来说，在保护有可靠的选择性的前提下，应该力争系统实际需要的速动性。

灵敏性与可靠性也是一对矛盾，有时增大灵敏度增大了可靠性，但有时增大灵敏度却会妨碍可靠性。这也需要具体问题具体分析，绝对地强调某一方面，都不对。但一般地说，过多地强调灵敏性比之过多地强调可靠性更为危险。要提高灵敏性，但必须是系统实际需要的灵敏性，而不可追求并无实际需要的灵敏性（实际上比较突出的是第三段的灵敏度问题）；某些个别情况下所需要的特殊灵敏性，可以特殊处理而不必或不应处处如此（实际上比较突出的是如何考虑检修情况下特别是节假日情况的保护整定问

题)。强调灵敏性,必须特别注意研究可能因此引起丧失可靠性即引起误动作的问题,要尽可能考虑得多一些,全面一些。这在整定和保护配置上表现为所谓远后备或近后备这样的问题。在超高压电网,目前的趋向是采用近后备,这是因为实现远后备往往不可能。追求远后备,搞得太灵敏,可靠性就成了问题。但实现近后备,又涉及一整套的保护配置问题。但无论如何,总不能是既无近后备,又无远后备,真出了问题,乱子就大了。这个远、近后备的问题,看来需要从研究全网继电保护的规划布置,才能得到比较合理的解决。

反过来,强调了可靠性,当然也必须同时着重注意,因此可能影响灵敏度的问题。

关于开关检修,这是目前经常遇到的问题,有时检修期还比较长。对普通采用的双母线带旁路开关的一次接线方式,在旁路开关处装设一套备用的距离、接地与重合闸装置,解决了开关检修期间的线路保护问题,但线路的高频保护要退出工作。对那些为了保证系统稳定或保护装置整定配合不允许较长期把高频保护退出工作的线路,在东北系统的一些变电所采取了这样的做法,利用切换开关,永久性地把高频保护的交直流回路接成可以由线路开关回路倒入母联开关的相应回路中,并直接由现场值班人员执行这项操作,来保证开关检修期间高频保护的连续工作,这是群众创造的一个办法。

总的说来,谈的一些“四性”的关系,都是上面提到的第一个问题的许多具体表现,是受第一个问题管着的东西。只有明确了第一个问题的根本指导思想,才能正确地分析和处理“四性”间的具体关系问题,求得合理的统一。

最后,我们要大声疾呼,迫切要求制造部门着重研究和生产好的中间继电器,好的时间继电器和好的信号继电器。这是可能大幅度提高现有继电保护水平的关键三大元件,请勿等闲视之。

第三个问题:简化保护装置的问题。

简化保护,对提高保护装置运行可靠性的关系很大。最简单的电流速断(相间的或接地的)的运行指标最高,就是一个明显的例证。这也是我们特别推荐在超高压电网中,普遍采用三相的相电流速断和采用,尽可能不带接地方向元件的零序电流速断的原因。

保护装置愈简单,它本身的运行可靠性愈高,但这只是问题的一方面,还有一个必须适应系统运行要求的问题。需要统筹兼顾,恰当安排,但无论如何,在可以适应系统运行要求的前提下,尽可能简化保护装置,应该是设计和配置保护装置的一个重要指导原则,考虑到下面几点:

(1)有无系统规划和网路结构是否合理,对保护装置能否简化,关系极大。桥接线,一个半开关,三Y变压器,超短线路群,随意挂葫芦、破口等等,都是造成保护复杂化的重要原因(这在“第四个问题”中要详细谈到),除了技术原因外,还有运行检验和在运行中拆换和改造这样一些实际困难,还有一个运行方式合理性的问题。例如,有的为了考虑某些重要地区的供电,把各级电压凡是可以环并的线路统统环并起来运行(特别指按原系统设计并未考虑这种运行方式的情况)。这不但给原有的二次网路保护

造成了许多困难（原有的简单电流保护不能满足要求等等），同时运行实践证明，当环网中的超高压线路因故断开的时候，往往使环并低压网路线络大量过电流，以致导线因热下坠，造成多回线同时故障，引起大面积停电事故。

（2）设计、配置保护和自动重合闸装置的问题，在我国采用单相重合闸并取得成功经验后，单相重合闸得到了普遍推广，在西欧的一些国家里，许多距离保护采用单测量元件切换切入相应电流电压量的方式，距离保护的起动元件可以兼作选相元件，在一定程度上简化了单相重合闸的整套保护回路。我国的传统用法不是这样，对于联系较弱的电源联络线和主要供应重要地区负荷的特别是单回线路，采用单相重合闸是合理的，必要的。但对于多回路联系的系统中枢地区，一般线路也较短，采用快速三相重合闸不但可以大大简化保护，一般也完全可以适应系统稳定要求，值得推荐采用。照理，设计配置保护和重合闸，必须配合必要的系统计算（稳定计算，短路电流及整定配合计算）后才能决定。但由于缺乏计划性，给设计工作带来了许多困难，结果，往往用四大件（高频、距离、接地、综合重合闸）来对付一切条件和情况，也是造成目前保护复杂化的原因之一，需要及时认真研究解决。高频保护性能好，但调试维护工作量大，还有通道和产品质量以及备品问题，装得太多，往往投入率不高。

（3）如何考虑某些特殊情况。为了保证系统的安全供电，尽可能详尽地考虑和分析实际可能出现的各种情况是完全必要的，离开这个前提，搞保护简化就没有基础，认真总结我们自己丰富的实践经验，分清什么可能是经常出现的情况，什么是出现不多的情况，具有十分重要的意义。这样，才能在接线回路和整定配给等方面抓住重点，才能找到合理简化的规律。以单相重合闸过程中非故障相再故障为例，一开始，因为没有实践经验，在重合闸接线回路中重点考虑了这个问题，加装了必要的装置，但尔后的运行经验证实，这种再故障的事故确实有，但出现的机率不多，为了简化回路，取消了这种装置，同时也考虑了如果出现再故障时的对策，即牺牲再故障时的快速动作，但仍然可以保证选择性与可靠跳闸。如果将来利用相电流差突变量构成的选相元件取得运行经验并实际采用后，就可以在简化的基础上同时实现再故障情况下的快速动作。这是一个由于考虑某些特殊问题引起回路复杂，并有可能进而向高一等级程度简化的例子。又例如重合闸后的非选择性后加速，至少在东北系统，多年的运行实践证明这种方式完全可行，这是有充分根据简化保护以满足系统运行要求的另一个例子。先有所考虑而后不予考虑，是不是合理简化保护应有的思维方法？

第四个问题：一次系统与二次保护的关系问题

一般说来，矛盾的主要方面是一次系统（设备及电网结构的选择等等）。其原因是一次系统及设备投资大，涉及的范围和影响也大，普通说法，叫二次服从一次，其实更确切些，一次为主，二次为次。但是这个关系也不是绝对的，在一定条件下，主次关系也会转化。因为一次与二次的共同服务对象是保证系统的安全和经济发送电。一次与二次之间，只有主次而不可能是上下从属关系。在保证系统安全方面，继电保护和自动装置扮演着十分重要的角色。一次的投资是有形的，可以直接反映在建设费用上，但由于

继电保护的问题而扩大事故可能造成的损失，却往往不可预测，实际上，无论国内外，由于继电保护和自动装置的误动作或拒绝动作所造成的损失后果往往比继电保护本身的投资大得不可比拟。国外情况在前面已简要介绍。在国内，61年的一次低周解列装置拒绝动几乎破坏了鞍钢。71年丹汉线保护误动几乎破坏了武钢，都是典型的事例，其后果实在惊人。当然，并不一定都是一次系统的问题，事故的经验教训说明，第一要加强继电保护工作者的责任感，在一定条件下，他们工作的好坏，对全局实有举足轻重的影响。第二要明确指出，在确定一次系统问题的时候，不但当事者必须同时认真对待二次可能出现的问题，而且继电保护部门也必须参加一次系统有关问题的研究，负责提出明确的意见和要求。继电保护要尽可能满足一次系统的要求是应该有的态度，但是把二次服从一次的概念绝对化，本身就是形而上学。这样尖锐地提出问题，无非为了澄清客观存在的某些糊涂概念。一次与二次是战友，需要的是相互支持和相互配合，举一些例子，在美国的超高压电网中，普遍采用的是桥结线和一个半开关结线，因为它在技术上有许多优点。但是在我国目前的条件下推广这种结线就会有許多实际问题。诸如，我们的开关质量还不高（典型的如东北岔山一次变的桥形开关，在一次操作中，连切三组都未全相断开，最后又由于在特殊情况未严格考虑接地保护灵敏度配合，引起了大连停电。从1972~1977年，东北220千伏系统中，线路故障保护动作但开关拒动的情况就出现过10次），开关检修时间比较长，开关设备不能一次配齐，继电保护装置的校验和开关检修往往不能配合线路停电期间进行，如此等等。因而这样的结线方式，受到许多地区继电保护人员的反对，说得明确一点，某些在外国是合理的东西，在我国变成了不合理。这也不奇怪，只是因为条件不同罢了。当然，这只能说是目前的情况，另外，为了有计划地摸索经验，进行某些试点当然也可能是合理的，不能绝对地一概予以否定。还有一个在一些系统出现的超短线路群的问题。当然继电保护方面应该解决短线路保护的问题，但目前存在着困难，希望组织科研与制造部门重点突破，解决运行实际需要。另一方面，有的超短线路群的出现，是原有的220千伏线路事先无规划的不断被“T”接、破口形成的，迫使保护复杂化。也有可能一次系统本身的潮流分布不尽合理，这个情况在系统规划时希望能够认真研究。

又例如有一次系统采用“三Y”变压器的问题，其来源主要是因为缺乏系统规划。例如，某一孤立网原来是110/35/6千伏的网络，用 $\Delta/\Delta/\Delta$ 变压器，以后系统发展。在建立220千伏电网时，在变电所取220/110/35千伏电压等级，为了220,110及35千伏线路都可以全网环并，在网络中间变电所全部采用了 $\Delta/\Delta/\Delta$ 变压器。这使得本来可以比较简单实现的220千伏网络接地保护搞得十分复杂，大有非全部采用带二频滤波器的高频保护不得解决之势。问题不只在由于变压器零序阻抗大，以致接地保护整定配合十分困难，可能问题更在于变压器零序阻抗的非线性。因为对称分量计算法的基础是迭加原理，而只有线性网络采用迭加原理在理论上才是正确的。这还说的是工频分量。由于“三Y”变压器本身不能自由通过保持正弦电压所需的三次谐波电流，因而一次系统中必然出现三次谐波电压，再加上零序阻抗的非线性，在发生接地故障时，电流及电压中必须出现大量的谐波分量，有的系统的故障录波确实证实了这一点。这样，连计算

方法也成了问题，至于一次系统是否由于正常运行时存在谐波出现什么其他问题，恐怕也值得研究。要不，为什么不见普遍推荐采用？把“三Y”改成Y/Δ/Δ，35千伏电网各地区独立成网可以不？总之，从规划上要有预见。还有，一些重要工矿用户要求系统必须保证双电源供电，这本身无可非议。若一次网络结构及运行不合理，继电保护与自动装置不能切实配合协调，在实际故障的时候，恐怕（大概一定）是只有双电源供电之名，而不能收确保连续安全供电之实罢了。

第五个问题：学习外国经验与重视自己经验的问题。

技术必须适应国情才能得到采用、推广和发展，这是不是一个普遍的情况？继电保护是一门实用技术，各国大都立足于自己的传统习惯和现状系统条件，加工水平，通讯条件，地理条件等等。所以对于偏重采用哪种保护和重合闸方式，各说不一，各有各的道理。以重合闸为例，美国普遍采用间隔时间约0.35秒的三相快速重合闸，少量的超高压线路也用单相快速重合闸（间隔时间约0.45秒）。他们自己讲的理由是由于继电保护人员的习惯和历史发展过程的影响。西德110千伏消弧线圈接地系统除少数雷害地区外，根本不用重合闸，个别110千伏直接接地系统，全部用单相重合闸，并以距离起动元件兼用选相。其余220千伏及380千伏线路90%以上都采用1.0秒到1.5秒间隔时间的单相重合闸，多相故障不用三相重合闸。西欧的其他一些国家，也主张采用这样的方式。其理由，除了对系统稳定有利而外，还有采用单相重合闸可以减低系统的操作过程电压（当单相接地跳开，如果实现三相重合闸时，必须采用开关跳、合闸电阻等措施放非故障相的残余电荷，降低重合闸时的操作过电压），其次是因为线路走廊紧张，超高压线路同杆并架的很多（一个塔两回乃至四回380千伏线路），有的大型原子能电站用同杆双回线接入系统，由于同杆双回线发生两回线同时故障（同相或不同相）的机率多，当然以采用单相重合闸为好。此外研究说明同杆双回线的一线单相故障三相切开后，如果线路有并联补偿电抗器，也有潜供电流的消弧问题。由于同杆双回或多回线问题，在许多国家都主张，研究、制造和采用分相差动的高频保护，目前主要用微波通道实现，据说，有的制造厂正在研究用线路截波实现的方式。苏联普遍采用各种自动重合闸，特殊的是非同期重合闸。而英国国家电力网的132、275及400千伏网路一律不用自动重合闸，而采用处理时间约30秒的自动处理装置，在开关跳闸后，自动操作断路器，断开故障线段再恢复送电，其装置由机械式进而采用半导体逻辑回路并拟进而用数字控制机。他们的理由是如果重合闸不成功，由地区调度电话通知现场人员处理的时间更长，还有，在有的季节里，往往同时发生多回线故障跳闸，这样，中央调度人员可以不考虑例行操作而全力注意全网运行问题。真是五花八门，莫衷一是。又例如对于阻抗元件特性的问题。美国只用圆或透镜特性阻抗（和个别的割线阻抗特性）认为在运行中没有提出需要特别注意特性形状的问题，同时认为如果发生高电阻接地的故障，反正什么特性的阻抗元件也解决不了问题。美国发生过好些次对树放电的故障。电抗性特性的阻抗元件同样拒绝动作。美国和一些西欧国家，主要实用圆特性阻抗元件，但认为四边形阻抗元件在一定条件下有好处，如果价格便宜，也可以采用。而在西德，在半导体型距

离中，完全否定了园和透镜形特性，只用四边形特性距离元件，考虑了躲开双电源电阻短路时出现的电容分量，考虑了双电源的分歧线上故障产生的大于 90° 的视在阻抗分量和短线路的整定配合问题。其特性是：

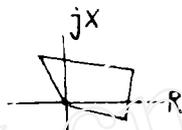


图 2

又是各有各的道理。对于高频保护也有不同的习惯用法。苏联特别主张无论长短线路都用相差动（为什么如此偏爱？），英美租用电话线路实现纵差、相差、闭锁等的比较普遍，美国搞微波保护多，许多国家远方跳闸用得更多。这与通道条件和系统条件都很有关。西欧也有搞前加速不用通道实现两侧同时快速跳闸的做法。

在继电保护的许多原则问题上，国际上的意见可能是比较统一的。例如超高压网采用近后备，主保护双重化，考虑开关拒动，以及灵敏度，选择性，可靠性，速动性等等都是，因为它反映了电力系统内在的客观规律。但解决问题的方法和轻重取舍则是八仙过海，各显其能。我们以为，学习外国经验，首先要搞清楚他们为什么要采用？一是技术本身的先进性，可能更重要的是采用这种新技术的先决条件。新技术的采用和推广，一定要符合国情，要适应我国的需要。凡是适合国情的，采取“拿来就用”是对的。但不能听风就是雨，一定要自己拿定主意，参考国外文献，是不是要注意一下是谁发表的文章这个问题。外国人发表的东西有好也有坏，有的理论联系实际，有的只是理论研究。继电保护的实践性很强，要求理论更紧密的联系实际。所以对参考人家的东西要结合我们具体情况有点选择，但不能要求继电保护工作人员人人都去花时间博览群书。既不可能又太浪费，但是又需要尽多及时了解国内外的情况。如何办？这就希望上级部门加强技术情报，特别是综合技术情报的工作。

尊重自己的经验，特别是认真总结我国多年来丰富的运行实践经验更为重要。应该说，我国的继电保护水平是比较高的，以全国各电网的正确动作率充分说明了这一点。由于客观条件，对我国的继电保护的要求是比较严格的，也受到了领导的重视。能够取得今天这样的成绩，是全国继电保护工作者在各级党委的领导下多年辛勤劳动所取得的集体成果，显然有一套相当丰富的比较完整的经验。总结好这一套，把具有自己的特点的好的经验推广和进一步深化，形成我国自己的一套体系大有价值，也是形成有关规程和产品系列化标准化的客观基础。

如何做好经验总结，是值得研究的一个重要问题。我们考虑，要做好两方面的工作，一是要经常不断有意识的累积经验和资料，二是要定期有目的的进行综合分析。对继电保护工作来说，做好事故分析是累积经验的最重要来源。充分利用故障录波器记录的资料，弄清每次事故中的特殊情况，实在重要。我们认为，这是搞好继电保护技术管理工作的一个关键环节，也是实在的理论联系实际的深入细致的具体工作。在东北系

统，由于各级领导和具体工作同志的重视，多年来，在这方面做了一些工作，取得了效果，正确分析了一些比较复杂的故障，提供了系统故障情况下的一些系统数据和物理过程，发现了高压开关的一些问题（切不开长线路的充电电流，快速重合闸断电时间过短，开关拒动等），找出了某些保护装置误动作等等，对保证系统安全供电，发挥了作用，也累积了一些东北系统的运行经验。但总的说来，我们在这方面的工作仍然抓得不紧不细致，有的有资料而未充分利用，有的因为原始记录不完整（有的因为录波量少，有的在事故当时应该取得而未得到记录等等），而无法确切分析，这些都要努力改进，花了学费，学不到东西，实在不能令人甘心。还有一件事情要提到，多年来东北220千伏线路在发生接地故障的时候，调度总是根据两侧（如果只有一侧录上，就根据一侧的数据）零序电流值的大小来判定故障点的位置，据此下令现场重点巡线，特别是对较长线路说来，精度都相当高，深受现场欢迎。以1964年一年中统计分析的实际线路故障地点与根据总调命令指出巡线范围中心处的误差如下表：

0~0.9%误差	4次
1.4~6%误差	11次
7.2~16%误差	4次

判断比较准确的4次故障都是165公里以上的线路，误差为0~1.5公里，对200公里以上的线路一般误差可以做到不超过10公里。（需要说明，近年以来，有的线路没有实测参数，特别是互感，导致有的估计误差偏大。）这种做法，值得推荐，山区、严冬季节、深夜，动员大批人员在数百公里范围内全线巡线，确实值得认真对待，要千方百计改善这种情况。利用现有的或尽快可能创造条件，让继电保护在这方面尽可能出一点力，义不容辞。当然，我们也做得很不够，还要更多努力。这个事实本身也说明了我们现在用以计算接地电流的方法是正确的，可行的，因为它得到了实践的验证。结论虽然简单，但没有对经验的综合分析，这个结论只能停留在理论上，接地保护的整定计算也不能真正做到算是心中有数。

要用好故障录波器，首先要强调做好管理工作，要和保护的動作一样作出评价，进行统计评比，要抓好照片分析。对一些涉及面较大的复杂事故，找有关局厂一起讨论研究，务期求得明确结论的做法，值得研究推行，我们经历过一次远方故障时引起一条220千伏线路零序方向接地误跳闸的事故，为了弄清误动作原因，电业局总工程师亲自召集各有关专业人员认真分析了事故录波照片，还邀请了高压专业同志研究了电流断弧过程，最后确认如果是零序方向元件接错了线（极性接反），整个录波照片都可以得到完全合理的解释。随后去现场进行了检查试验，现场同志声称由电压互感器到盘的结线有完全把握，因此只在盘上改接相电压（并通入相电流）进行了方向试验，结果正确，当然虽然打算断开高压开关一相作最后验证，因某些情况未做。事故一年后，装这套保护的相邻线路发生接地，确切证明了零序方向极性接反，最后终于查出是盘上的端子板零序电压标号写反，因而实际由电压互感器端子到盘的端子联线接反，试验时，是（负）（负）得（正），（错）（错）成（对），如图3。

这个事故分析对我们是个教训，检查工作做得太粗，只是相信现场同志的口头保证，

没有认真检查，更没有做确有把握的验证试验，吃了大亏。我们想，在有条件的地方，用操作断开一相开关的方法来确证零序方向的接线最有把握。

由于客观条件问题，我国的继电保护在一些方面确有落后处。特别是关于利用数字机分析整定继电保护和实现保护的问题，需要科研部门急起直追，为今后的可能大发展作好准备。此外，试点搞些远方允许跳闸或租用通道等国外普遍采用的保护方式，摸索经验，看来也有必要。



不正确接线时的试验
(负)(负)得(正)

图 3

正确接线时的试验
(正)(正)得(正)

第六个问题：试验与理论分析的关系问题

需要强调提出，搞好试验是一个应该着重研究和注意的问题。试验一定要尽可能模拟实际情况，否则试验本身就失去了意义。由此可以引申出这样一些问题，实际情况是什么？→如何模拟实际条件？→试验打算解决什么问题？→试验与实际的差异是什么？归根结底，是试验的完整性、可靠性与真实性程度如何的问题。先以现场试验为例。东北系统的实践说明，对于整套的复杂保护（包括各种保护和重合闸），采用整套的试验模拟接线和开关模拟回路，由变流器和电压互感器二次回路电缆到保护盘的入口处通入故障前后的电气量，并由跳闸出口端子输出跳闸脉冲到模拟开关回路的整组试验方法，已经取得了好的效果，得到了普遍的推广。好处在于它比较用手触动接点检查回路正确性的方法更接近于故障时的实际情况，只要把试验项目做完整了，就比较容易发现接线回路和元件存在的问题。这个办法当然有许多值得改进和提高的地方，但我们认为路子是对的。如果每一个较大的变电所都有一套这样经过总结经验加以改进提高了的好的试验设备，实在是省人省时，又能大大提高检验质量，真是一举数得。对于高频保护，最后的检验要通过对试，才能把通道的影响包括在内。这一点无论对高频闭锁保护或相差保护从防止误动作说来，特别重要，需要研究一套定型的试验方法，并建议列入检验规程予以明确。

对于新装置的研究试验，我们认为是一个要求以理论分析指导试验，并把试验中发现问题提高到理论高度来分析，并予以解决的一个全过程。理论分析的指导意义和模拟试验的真实性与完整性显得十分重要，先说试验的真实性，也有一个条件问题，美国TVA系统做500千伏线路单相重合闸试验（检验消弧问题和对继电保护与重合闸装置的试验）干脆直接采用人工短路的办法进行，前后试验十三次，费时九月，被试线路最大负荷送到950MW。在试验过程中由于继电保护问题，引起几次单相故障切三相，随之边试边改。这种做法连一些资本主义国家的技术人员也表示惊讶。姑且不论这种办法是否合

理，我们一定不会这样干，至少在目前，我们应该依靠模拟试验和极少数确有十分必要的一次系统实际人工短路试验来验证，因而就突出了模拟试验的重要意义，过渡过程和通道等一类模拟真实性的问题，值得提起注意。还有一点想法，是试验完整性的问题。实践证明，过去曾经设想的一切凡是比较结合实际情况的予想，可以说没有一种不在实际中发生过。至于机率大小，有的则尚需实践统计证明。因此，在研究试验新装置的时候，尽其可能把可能遇到的情况和问题事先分析得完整一些，并力争通过模拟试验的相互验证把问题发现在装置投入运行之前，尽可能避免在投入后出现为预计所不及的实际问题的想法和做法，还是比较恰当的。当然，情况各各不同，为了简化，同时也为了提高可靠性，作某些恰当的取舍总是必要的，但是一定要想到“撻”后万一出现时的对策，简单的不予考虑，我们以为不可取，否则，就是只有一手准备，反过来，拚命钻牛角尖，又走到另一个极端，这就叫“过犹不及”，以同时发生三相短路事故为例，实践证明，这种故障的机率不多，但发生后的后果最为严重，因而一定要认真对待，这也是实际的经验和教训。上面谈到的“再故障”问题则另是一种例子。

对比较复杂的结线回路，一定要通过试验验证，这一点，东北系统在前几年也吃了不少亏，特别是综合重合闸回路，某些现场事先没有研究，又未经过认真详尽的试验，把本来比较合理的回路改错了，本来不正确的回路又未发现，就这样投入了运行，结果出现了不少误动事故，只是在抓了整顿之后，一些问题才逐步得到改正，但已给系统造成了许多不应有的损失，这个关，今后得好好把住。

第七个问题：试点采用和推广新装置新技术的问题

如何贯彻积极慎重而又大踏步前进的方针？孤立试点与降级（低压系统、小容量设备等。）试点，效果不大步子太慢，同级试点与系统推广又担心捅出大漏子。这个矛盾如何解决？积极的方针我们以为是：（1）首先做好尽可能详细完整的理论分析与（2）完整的与接近真实的模拟试验（和必要的实际试验）相互验证，这就叫做有了初步的把握，具备了试点的条件，具体试点，一定要明确试点的目的，打算取得什么经验，这是选择试点对象的前提，试点要准备付学费，但是付了学费一定要学到东西。这就要在试点以前，注意收集和总结国内外特别是自己系统实践经验，尽可能反映目前的最好水平，试点过程中，如何累积与取得经验，是试点后必须重点抓的问题。试点设备投入运行，是新阶段工作的开始而不是整个工作的结束。一定要有的放矢，善始善终，要取得试点的效果，做好试点工作的另一个关键是，必须让现场试验与运行维护人员充分掌握设备的性能，设备如何符合现场实际条件和技术要求，现场同志最有发言权，试点能否取得成效，现场同志起着关键作用，理论分析与试验验证相结合，调度、现场、制造和科研相结合这样的一些做法，实践证明是行之有效的。

对于即将采用的高一级超高压线路的继电保护如何考虑采用新技术的问题，对超高压线路本身，虽然可以由低一级电压线路积累一些经验，但主要的经验只能来自线路本身建成和投入运行后，某些新技术新材料新工艺等的采用是不可避免的，因为不采用这些新的东西，新的高一级电压线路本身的建成和投入使用就不可能。也正是这个原因，

在出现高一级电压线路的初期，高压设备本身的事故机率较多，也许是不可避免的。这就要求在这些设备上配备有高度可靠性的继电保护装置，这是问题的一方面，另外，除了某些个别特殊现象外，现有超高压线路的继电保护装置的运行经验，对即将出现的高一级超高压线路说来，基本上可以全部直接采用。基于此，我们以为，为了突出重点，应该尽可能采用已经取得成熟运行经验的保护装置的原理、接线回路和元件组成高一级电压超高压电压的保护装置，并着重研究和解决诸如由于过渡过程比较严重等特殊一次现象所引起的问题

在结束第一部分的时候，再说明一下，上面谈了我们对如何处理电网继电保护内外部关系的看法、想法和做法，很不成熟，也不可避免会有片面性，谈的不具体，也很不完整，甚至可能有错误。因为我们在东北系统工作，所以举了一些我们知道的东北系统的例子，但这些都只能代表几个人的意见。提出来请大家研究，批评和指正。

附录1 美国的一些典型系统事故

在一些发达的资本主义国家中，由于继电保护不正确工作不断引起过电力系统灾害性事故。例举如下：

(1) 最著名的是1965年11月美国东北部的一次大事故由加拿大贝克水电厂向多伦多的5条230千伏线路的后备过流保护，其中一条因过负荷引起突然跳闸，其余四条也因过负荷相继跳闸，大大改变了整个电网的电力潮流，引起两条345千伏线路失去稳定，联络线纷纷跳闸，整个电网分为四区运行，有的区供过于求，周波上升；有的区供不及需，周波迅速下降，又因没有自动按周波减负荷，最终导致全停。整个过程只经过了12分钟，就停了2100万负荷，占停电区域全部负荷的87%。停电区域约20万平方公里，影响居民3000万人，停电时间最长的达13小时，1966年4月美国西部系统又因继电保护的误动作，引起另一次大停电事故，波及西部13州。日本在1965年6月也因继电保护误动作引起关西系统大停电。

以下是美国1969~1974年间一些有关继电保护误动作的系统事故。

(2) 美国一电厂附近138千伏线路故障，同时两台138/230千伏自耦变压器保护误动作，切除了1000MW电厂，系统解列，切除约500MW负荷。

(3) 美国某系统，一次因错误的远方跳闸讯号使三回230千伏线路同时断开，90秒后，另三回230千伏线路也因同一原因又同时跳闸。其中只有一条在3秒内自动恢复，但半秒后又误动作，六回线全断开，余下的一回230千伏线路又因反时限过流保护动作跳闸，形成孤立网，因出力大于负荷约30%，周波立即升为62.5赫，因调速器过调且不能迅速再开阀门又使周波降为49赫，一电厂又因开关误动作切开，周波突然下降使自动减负荷，结果周波又跳到62.6赫，随之又降为58.6赫，最后稳定到60.8赫，失去了大约

40%的负荷，大部分在40分钟内恢复。

(4) 起重机与一停电138千伏线路相联，由于遥讯盘误指示，运转员对此停电线路手动合闸，又由于控制错误，开关合闸了三次，结果总出力为750MW的三台机由低压保护跳闸，系统解列，周波降为58.2赫，多于2,000MW的负荷被切除，由于切负荷过多，周波升到62赫，在60赫以上维持了5分钟，6台发电机出力降为零并跳闸。又由于系统并列不成功，又解列产生了两个新的孤立网，事故过程中失去大量负荷。

(5) 美国某系统，因试验干扰传入微波系统使远方跳闸装置误动作，两条500千伏线路同时断开，电力潮流转移至下级230千伏系统，系统专设的解列装置又拒动，许多联络线断开。在一区域内，周波在4秒内降至48.6赫，切除了15%负荷，又由于一周波继电器整定错误，切开了一台机，另一台机因送风机过流跳闸，手动切机。一台尖峰机组拒绝起动，但另一台120MW燃气轮机在三分钟后投入，一共切了1,868MW负荷。在另一地区，周波升到62.3赫，在过程中，产生了周波的衰减振荡，其周波约17秒，据说由于高波过高引起了一个距离保护二段误动作。电力振荡引起了严重的电压振荡(54到114%)，引起线路乱跳闸，最后主联络线由距离I段解列。引起了许多负荷跳闸。

(6) 一回345千伏线路停电检修。并联的另一回345千伏线路对树放电故障，重合闸不成功。一台机的给水控制阀在系统故障时也故障，失去510MW电源，过负荷再加其他故障和误动作，最后把系统分为五区，一共失去1650MW负荷。据信，自动减负荷是限制事故扩大的重要因素。

附录2 东北主系统几次继电保护误动作事故

一、松李、松虎线受端 $<-30^\circ>$ 结线距离误动作事故。

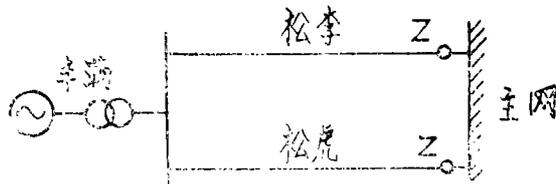


图4

松李、松虎两端的距离三段都改为 (-30°) 结线，因丰满南送电力大，由主网向线路倒送无功，松李线 Z_1 误动，丰满与主网振荡，丰满压负荷后，系统恢复稳定，因系统周波低到48赫，丰满又向松虎线南送有功到22.3万千瓦时，松虎线受端 Z_2 也误动作。系统周波下降到47赫，自动减负荷装置切14.5万千瓦，手动切9万千瓦。

原因是未全面分析 (0°) 与 (-30°) 结线的特点，同时受端 Z_1 灵敏度过大(2.38)， (0°) 结线适于受端(受有功愈大，允许倒送无功愈大；送有功愈大时，

允许送出的无功愈小)。(-30°) 结线则适于送端(送有功愈大,允许送的无功也愈大,受有功愈大时,允许倒送的无功愈小)。一般线路送有功愈多,线路无功损耗增大,总需要由受电系统往线路倒送无功。

在系统频率变化的情况下,(-30°) 结线的特性变化很大,两相与三相短路阻抗向量比的固定关系被破坏。此外,即使在频率稳定的情况下,两相短路时会因负荷电流分量引起测量误差。这些都值得注意。

二、南部水丰——首山线路在水丰出口附近三相短路,虽重合成功,但因水丰大发水电,出力大,水丰与大连及主系统振荡,到大连的线路按预定装置正确解列,2.0秒丰满与主系统失去同期,松滨线发生振荡,松滨线 Z_{II} 在振荡时因时间回路累积而误动作,在振荡过程中,部分周波继电器动作和手动拉闸切掉72兆瓦负荷,还因低电压甩去部分负荷,故障录波器照片说明,在2.0秒前,丰满只是与主系统同期摇摆,其原因是离负荷中心的各厂制动较快,丰满制动较慢,最后才失去同步。

三、一次振荡误动作事故

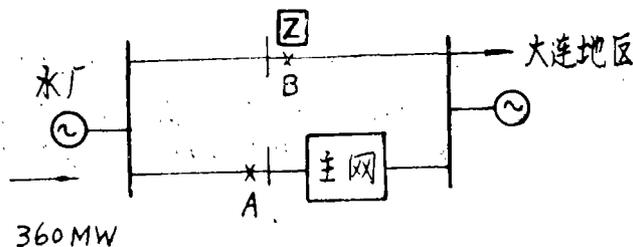


图 5

水厂向主网的主要送电线路的 A 开关,因接入相差动的两相电流回路被误短路,相差动保护误动作,重合不成功,装设的该线路的连锁切机装置由水厂侧本身开关起动,因而未动作,水厂对大连迅速失去同期,0.72秒时两侧电势角摆到 180° 。第一次跳闸时,开关三相同期性好, B 处距离保护, ($6H-11$ 型) 的振荡闭锁未起动,但故障录波器起动了,跳闸0.48秒后, A 开关重合, B 的振荡闭锁起动,引起距离一段误动作, B 在跳开后1.5秒三相重合闸,振荡周期已是0.15秒后更为0.11秒。在振荡闭锁整组定时复归后又误动作跳闸,事故过程中,大连地区损失了70MW负荷,主网重要负荷也有损失。

水厂配出线路经常有可能遇到快速失去同期的情况,因而尽可能缩短振荡闭锁开放时间是适当的。建议在所有的电厂配出线和相应的串接线路上,都采用一般独立工作,二、三段切换的距离保护,此外,在水厂采用独立的自动切机装置是适当的,最好用反应振荡第一周期及频率上升作为判据。

几年前,已在大连地区装了解列装置,并正确发挥了作用。

四、T接线路相差动保护误动作事故

阜安、阜营相继跳闸,鞍首歌三点相差动高频因差拍误动作跳闸,结果,虎鞍线大

量过负荷，导线弛度增大，对树放电故障跳闸，鞍首44千伏四回线过负荷烧断，导线掉在农村电话线上，高压电进入公社，触电死亡农电工父子二人，44千伏系统长期单相接地半小时。

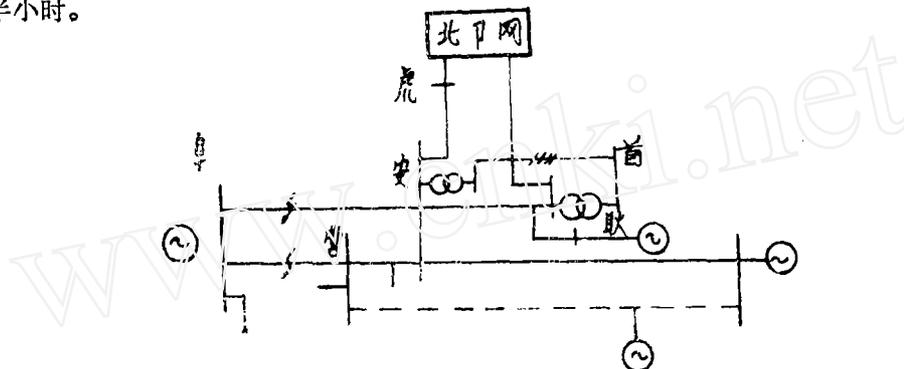


图 6

附录 3 东北主系统几次继电保护拒动事故

一、因振荡拒动事故

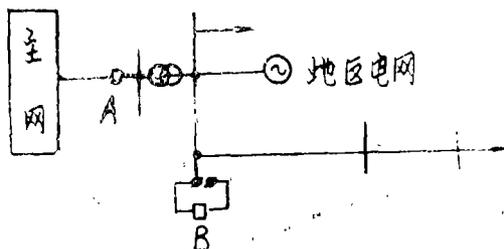


图 7

地区负荷大部分由主网超高压线路供应，地区高压配线远端故障，由于主网与地区电网是弱联系，故障后联络变高压母线大量下降，送不出负荷，地区电厂加速，与主网很快失去同期。振荡中心又在高压母线附近通过，故障线路的电流随振荡而衰减变化（在两侧电源电势角差 180° 时可能接近于零）但电网联络线上通过的电流变化不大。最后故障线路延时过流保护拒动，主变过流跳闸，地区大停电。

在这样的系统情况下，采取的措施是：联络变高压双母线经母联开关 B 正常并列运行，调正高压各母线负荷，使母联作为主网与地区电网的解列点，超高压线路受电侧保护动作后切母联开关 B ，后又装解列装置也切开关 B 。同时高压配线的延时过流保护全部用母压低电

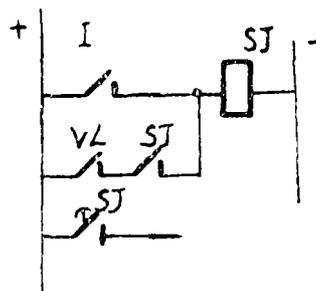


图 8

应实现瞬时测定如图。图中的S J是时间元件的瞬时常开接点，低电压元件的动作电压不宜整定过高，只要保证 $I > I_K$ 与 $K < K_K$ 在振荡过程中能交替动作，使S J连续动作。

类似的因振荡拒动的事故，在超高压网路的保护中也不止一次发生过。例如，一次某水厂220千伏母线接地故障，因振荡中心离母线近，一条线路的零序电流二段定值较大，时间长达1.0秒，结果拒动，幸而由零序三段跳闸，险未扩大事故。又一次也是某变220千伏母线故障，如图：

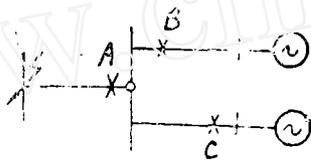


图9

也因同样原因，使A处距离二段拒动，B处距离一段误差，C处距离二段误动。这些情况，最好事先配合系统稳定计算予以考虑。

以上的拒动事故，从另一方面充分说明了保护速动的重要性，最后反映的是保证系统稳定的问题。

二、解列装置拒动事故

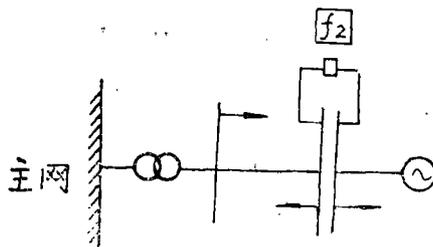


图10

一个重要工业区，主要由系统供电，地区电厂出力只有全地区负荷 $1/3 - 1/4$ 。地区电厂低压母线分裂并联运行，电厂母线带保安电力，母联是解列点，装有低周整定（47赫）解列装置，防止失去主网电源时，拖垮地区电厂，其后，真的发生了主网电源变压器因故跳开，因地区全部负荷过多地超过了地区电厂出力，整个地区电厂大量下降，有功负荷也随之大量下降，出现了低压过流但周波下降不多的现象，解列装置拒动最后由发电机低压过流切除发电机，全地区全停，险些破坏了某个重点企业。

改进措施是：在电厂母联开关加装低压解列装置，发电机低压过流改为两段时限，一段切母联，二段切发电机本身，还应在母联处装设检查电厂母线无电压的重合闸。这样才能做到保安电力能够真正取得双电源供电的可靠保证。

三、零序接地方向拒动及误动事故

这种拒动及误动事故出现的次数很多，有的甚至连续在一处发生数次。其原因是目

前还没有找到可靠的带电检查零序方向的试验方法，唯一可靠的只能是依靠分别查清变流器线圈，电压互感器线卷和零序方向继电器的端子间的相互极性关系和正确检查整个二次回路各个环节的接线才能保证，有的是由于盘上端子符号错误，导致极性接反，第一次事故未查出，过一年后又发生一次最后才找到原因的。

采取的措施是：（1）凡是可能不用零序方向元件，尽可能不用。（2）一定要强调只能依靠查极性和查二次回路接线来保证接线正确。同时要强调依靠用人工造成零序电压和零序电流观察方向继电器的动作力矩的检查方法是十分不可靠的，往往最容易造成错误。（3）最好研究出一种可靠的带电检查极性正确性的方法。

第二部分 系统稳定问题的基本概念

一、电力系统运行的基本概念

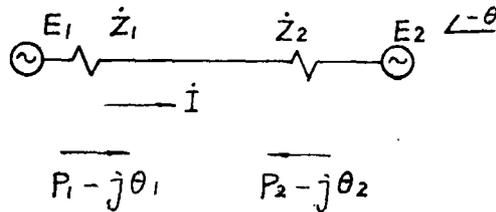


图 11

取 $E_1 \angle \theta$ 为基准向量， $\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 = Z \angle \alpha$

$$\text{电流 } \dot{I} = \frac{E_1 - E_2 \angle -\theta}{Z_1 + Z_2} = \frac{1}{Z} \left[E_1 \angle -\alpha - E_2 \angle -\theta - \alpha \right]$$

按我们的习惯用法，送出无功功率取为 $(-jQ)$ ，视在功率 $P - jQ = \dot{E} \dot{I}$

$$P_1 - jQ_1 = E_1 \frac{E_1 \angle -\alpha - E_2 \angle -\theta - \alpha}{Z}$$

$$= \frac{E_1}{Z} \left[E_1 \cos \alpha - E_2 \cos(\theta + \alpha) \right] - j \frac{E_1}{Z} \left[E_1 \sin \alpha - E_2 \sin(\theta + \alpha) \right]$$

$$P_2 - jQ_2 = \frac{E_2}{Z} \left[E_2 \cos \alpha - E_2 \cos(\theta - \alpha) \right] - j \frac{E_2}{Z} \left[E_2 \sin \alpha - E_1 \sin(-\theta + \alpha) \right]$$

最简单情况，联络线为纯感性阻抗，即 $\alpha = 90^\circ$ 得：

$$P_1 - jQ_1 = \frac{E_1 E_2}{Z} \sin \theta - j \frac{E_1}{Z} \left[E_1 - E_2 \cos \theta \right]$$

$$P_2 - jQ_2 = -\frac{E_1 E_2}{Z} \sin \theta - j \frac{E_2}{Z} \left[E_2 - E_1 \cos \theta \right]$$

（一）对纯感性阻抗联络线的双电源情况。

（1） $P_1 = P_2 = \frac{E_1 E_2}{Z} \sin \theta$ ，有功功率的传输，只决定于两侧电源电势间的夹

角大小, 由领先相位侧向落后相位侧输送有功功率, 其方向与 E_1 及 E_2 大小无关, 其大小如表示式。线路本身无有功损耗, 即 $P_1 + P_2 = 0$

$$(2) Q_1 = \frac{E_1}{Z} [E_1 - E_2 \cos \theta] \quad Q_2 = \frac{E_2}{Z} [E_2 - E_1 \cos \theta]$$

在两侧电源电势角不大的情况下, $\cos \alpha \approx 1$, 可以认为电源向线路送出的无功功率, 主要决定于两侧电源电势绝对值大小的差值, 电势绝对值大的一侧向线路送出无功功率, 电势绝对值较小的一侧由线路吸收无功功率, 当然, 如果 Q 较大, 这个结论就不太确切了。线路本身损耗的无功功率为:

$$Q_0 = Q_1 + Q_2 = \frac{1}{Z} [E_1^2 + E_2^2 - 2 E_1 E_2 \cos \theta] \approx \frac{1}{|Z|} (E_1 - E_2)^2$$

这说明, 经由感性线路输送无功功率时, 在线路本身有很大的无功功率损耗, 就是说, 远距离传输无功功率是很不经济的。因此, 无功功率的缺额, 在原则上应当尽可能就地补偿。这是和有功功率的可以远距离传输显著不同之处。

(二) 如果联络线有电阻分量

(1) 线路传输有功功率时, 也有有功功率损耗 ΔP , 其值为:

$$\begin{aligned} \Delta P = P_1 + P_2 &= \frac{1}{Z} [(E_1^2 + E_2^2) \cos \alpha - E_1 E_2 \{ \cos(\theta + \alpha) + \cos(-\theta + \alpha) \}] \\ &= \frac{1}{Z} [(E_1^2 + E_2^2) - 2 E_1 E_2 \cos \theta] \cos \alpha \\ &= Q_0 \cos \alpha \end{aligned}$$

即正比于无电阻联络线情况下的无功功率损耗 Q_0 与线路阻抗角余弦 $\cos \alpha$ 的乘积, Q_0 愈大, ΔP 愈大, α 愈小, ΔP 愈大。但在正常运行中, $\cos \alpha$ 是固定不变的, 故而 $\Delta P \equiv Q_0$ 。

(2) 线路的无功功率损耗为:

$$\begin{aligned} \Delta Q = Q_1 + Q_2 &= \frac{1}{Z} [(E_1^2 + E_2^2) \sin \alpha - E_1 E_2 \{ \sin(\theta + \alpha) + \sin(-\theta + \alpha) \}] \\ &= \frac{1}{Z} [E_1^2 + E_2^2 - 2 E_1 E_2 \cos \theta] \sin \alpha \\ &= Q_0 \sin \alpha \end{aligned}$$

即较之 Q_0 , 与 $\sin \alpha$ 成正比例的减小, 一般 $\sin \alpha \approx 1$, 故十分接近于 Q_0 。

(三) 如果联络线有较大的电容时, 线路中的电流分布为两个电流值的迭加, 如图:

$$E = \frac{Z_2 E_1 + Z_1 E_2}{Z_1 + Z_2} \angle -\theta$$

$$I_1 = I + I_{c1}$$

$$I_2 = -I + I_{c2}$$

线路电容是一个无功功率源, 它向两侧分别输送无功功率。

在长距离送电线路中, 如果送端电压高, 本应向线路送出无功功率, 但由于线路电容向它送入无功功率, 因而实际送出的无功功率小, 这就是一般水电厂高压送电线路的

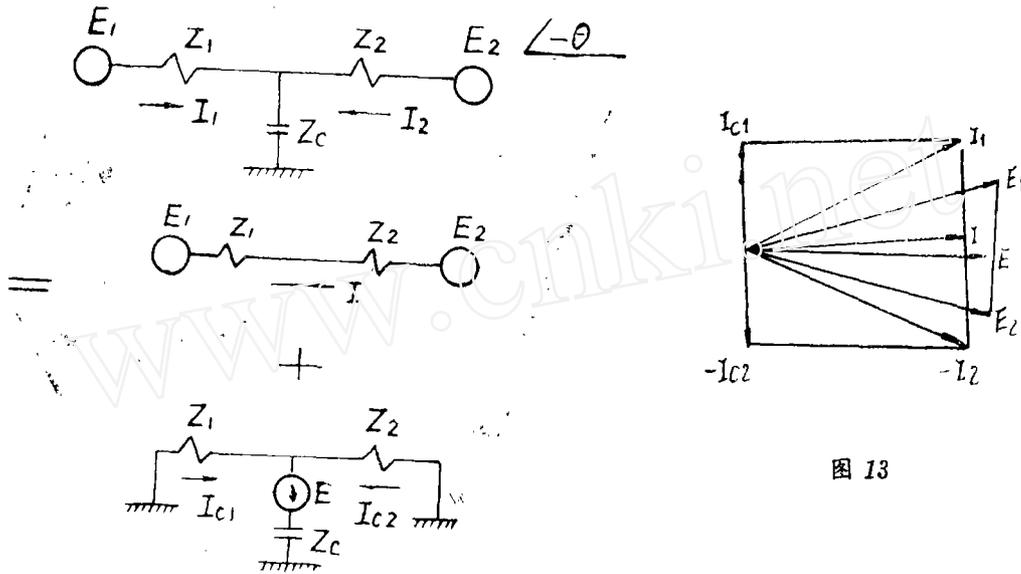


图12

图13

功率因素很高的内在原因。但升高 E_1 ，增大了受端由穿越电流分量 I 所收到的无功功率；又增大 E_1 ，也增大了 E ，增大了 I_{c2} 分量都使受端收到无功功率增加，这也就是在系统无功功率存在缺额时，为了提高中枢点电压，往往提高端电压 E_1 运行的道理。但是，这种做法，是通过增大 Q_0 ，从而增大了 ΔP ，即增加了线路的有功功率损耗获得的。在只有无功功率缺额时，是以有功功率换得无功功率；而在有功与无功功率都有缺额的时候，实际上就是用降低周波来换取受端系统电压升高的一种办法。在后一情况下，往往由于受端系统的负荷特性是周波降低消耗的无功功率增大，弄得不好，搞成“陪了夫人又折兵”也不是不可能的。

上面着重谈了系统缺无功的情况，似乎线路电容愈大愈有点好处，但事情往往并非如此，从 I_{c1} 与 I_{c2} 的关系可见， I_{c1} 与 I_{c2} 是成比例增大的。如果系统不缺无功，这种 I_{c2} 就会使系统的电压提高。经常处于低电压生活习惯了的人们，总希望电压高一点的好，但如果电压太高，也受不了。平时电压160，180伏，一切不正常，不方便。如果升到240伏，起码家用电器的寿命就大受威胁，这是许多同志的亲身体会，就是说在系统电压高的时候，就必须设法把 I_{c2} 搞掉，这时，线路电容就成了一个被处理的对象，据报道，美国纽约的供电系统，在节假日轻负荷的时候，为了减小电容电流的影响，只好被迫停掉一些220千伏电缆线路才能过日子，这是受端系统的情况。

在电源的送端，如前所说，为了降低送电线路的损耗，总以送电线路两侧母线电压接近相等为好，在发电机的内电势与送电线路始端，即电厂高压母线之间，存在着发电机与变压器的电抗。这个电抗当然也是一个无功损耗元件，当负荷送出较多时，穿越电流上引起的损耗 $Q_c \sin \delta$ 较大，当大于由 I_{c1} 送入的无功功率时。发电机的电势必须较高压母线电压高才能获得平衡，而当轻负荷时， $Q_c \sin \delta$ 减小，当小于 I_{c1} 送入的无功功率

时,发电机内电势就必须小于高压母线电压才能符合送电条件,就是说,发电机在轻负荷或线路电容电流过大的情况下,要变成进相运行。特别是在后一种情况下,由于发电机内电势减小,使得发电机对系统送电的稳定条件变坏;另则发电机进相运行,可能会引起定子线圈端部发热降低出力。

以上送受端情况都说明,对于超高压的长距离线路,发电机必须有一定的进相运行能力,受端必须有可以吸收过剩的线路无功的装置(例如加装调相机,并联电抗器等),总之,线路的无功要调节。结合到防止工频过电压(空载线路电容效应),较长的超高压线路都装有并联电抗补偿,一般补偿度在70%左右。

(四)电力系统的正常运行。

上面谈了一机对无穷大电源或双机并联运行的一些基本关系。

而电力网系统或电网是由许多发电厂,变电所和输电网络组成,联系着广大地区的一个有机统一体,电力系统的发电机通过输电网络相联,必须同期运行,即运行于同一平均速度下,发电机间或系统间的同期运行,反映了电网发供用电间的相对平衡状态,这是电网的正常运行情况。但电网负荷处于时时变化之中,为了调节电网供需之间的平衡,电网的自动负荷及频率控制系统和各发电机的调速系统总是时时调节着电网内部有关发电机的出力,并力图保持发电机的运转速度不变,而使各发电机间的速度差只在一小范围内变动,但是,正是由于电网内输电网络电力潮流可以迅速变动,在它的作用下,又促使各发电机间的速度差减为零,而共趋于某一平均速度。这就是说,电网中各发电机的运转速度总是时时处于变化而又相对平衡的状态之中,如果电网供需之间可以平衡,电网的平均运行周率将处于额定频率下。如果电网供需之间不能平衡,由于电力网电力潮流变化产生的电压变化,和电网负荷的自动调节这些因素的综合作用的结果,电力网的平均运行频率会高于(当负荷小于供电出力)或低于(当负荷大于供电出力)额定频率,但只要发电机的平均速度差趋于零,虽然处于不正常的相对平衡状态下,电网仍然可以继续稳定运行。

所谓的负荷自动调节作用,是指负荷所消耗的有功及无功功率,都是负荷端电压与系统运行频率的函数。

在电网负荷变化和发电机出力的调节过程中,如果任一发电机的转速高于其他发电机,在转速差继续存在的整个过程中,转速高的发电机的角位置将不断相对于转速低的发电机而前移,因而前者的内电势也将同样不断地相对于后者的内电势而超前。由此而产生的在一定范围内的相位差,将使慢速机组的负荷转移到快速机组上,从而转速差减小,直到转速差最终为零达到了新的平衡。

发电机间的负荷转移,是转子角差的非线性函数,在大于一定的相角差后(例如,前面提到的双机系统,当 $Q > 90^\circ$),相角差的增长所引起的负荷转移改变了方向,从原来促使转速差减小而转变为使转速差增大。这时失去同期的现象就出现了。在失去同期的过程中,系统电流、电压均将大幅度地变化,一部分负荷会自动切除(例如由于低压释放),继电保护装置还可能切开线路或发电机,这一切就使整个电网的平衡被破坏,使电网的继续正常运行成为不可能。失去同期的现象可能出现在一台机组与系统之

间, 或者出现在各自内部保持同期运行的几个系统之间。

二、电网稳定问题的基本概念

为了能对同期运行的稳定性有一基本了解, 可以用简单的解析方法予以说明。

(一) 系统稳定问题基本概念。

假定一远方机组经幅射线路与一极大系统相联如图13, 可以认为接入系统端的电压恒定不变与此远方机组的运行状态无关。

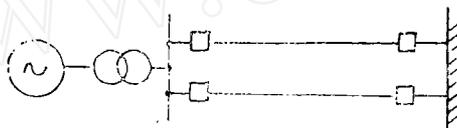


图14 一机对无穷大电源系统

对发电机组来说, 它受到的力矩有两个, 一是原动力施加的力矩 T_M , 另一是与 T_M 平衡的电磁力矩 T_E , 令发电机与原动机的综合惯性为 J , 角速度为 ω , 如果略去损耗, 则下式成立:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_M - T_E \quad (1)$$

但习惯用的机组参数是惯性常数 H , H 是机组在额定角速度 ω_R 下的动能除以发电机的额定 MVA 出力 S_B 。

$$H = \frac{1}{2} J \omega_R^2 / S_B \quad (2)$$

用以代 (1) 式中的 J , 得:

$$\left(\frac{1}{\omega_R} \right) \left(\frac{d\omega}{dt} \right) = \left(\frac{1}{2H} \right) \left(\frac{\omega}{\omega} \right) \left(\frac{\omega T_M - \omega T_E}{S_B} \right) \quad (3)$$

如果上列各式中的单位选定为 T_M 及 T_E : 兆焦耳/弧度, ω : 弧度/秒, J : 兆焦耳秒²/弧度², 则 (3) 式中的两项 ωT 的单位应为兆瓦, 当除以 S 时, 即为 S_B 为基准的功率标么值, 它们可以分别用功率的标么值 P_M 与 P_E 表示。速度除以额定速度为标么速度, 取符号为 $\bar{\omega}$ 。在保持稳定运行的情况下, 实际速度非常接近于额定转速 (3) 式中右边的 $\frac{\omega_R}{\omega}$ 项可以简化为 1, 于是得加速方程。

$$\frac{d\bar{\omega}}{dt} = \frac{P_M - P_E}{2H} \quad (4)$$

在稳定运行情况下, 一般都可以认为原动力力矩在整个分析过程中保持恒定, 即略去调速器的作用。这时, 机组的整个加速过程只决定于 P_E , 在图15的正序网路中, 机组用在某一发电机电抗 X_D' 后的电势 E' 代表, 变压器用电抗 X 代表, 送电线用 X 代表 (均略去电阻部分) 和无穷大母线电源用 E 代表, 且均取标么值。

则回路的综合电抗 X 为。

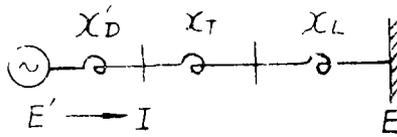


图15—机对无穷大电源的正序网路

$$X = X_D' + X_T + X_L \quad (5)$$

将 E' 及 E 用向量表示为。

$$E' = V' e^{j\theta'} \quad (6)$$

$$E = V e^{j\theta} \quad (7)$$

并定义电压角差为。

$$\delta = \theta' - \theta \quad (8)$$

即可求得。

$$P = \frac{VV' \sin \delta}{X} \quad (9)$$

式(9)的 P 是机组经变压器及线路向系统送出的有功功率,当送出的有功功率为正时,必须 δ 为正,即 θ' 领前 θ 。

如果略去发电机的磁通变化,可以认为 V' 基本保持恒定数值。

由于发电机的感应电压是由与发电机转子位置相对固定的磁通所产生,因而,当转子转速高于同期转速时,感应电压的相对相位将越前,而当低于同期转速时滞后,用数学式表之为:

$$\frac{dQ'}{dt} = N(\omega - \omega_s) \quad (10)$$

式中 N 是发电机转子的极对数。取额定电气频率(单位为弧度/秒)为,

$$\omega_s = N \omega_r \quad (11)$$

式(10)可写成,

$$\frac{dQ'}{dt} = \omega_s (\omega - 1) \quad (12)$$

由于假定无穷大电源母线电压相角 θ 为恒定,最终得。

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s (\omega - 1) \quad (13)$$

式(4)、(9)及(13)是图1系统机组稳定问题的三个基本关系式。对式(13)微分,并以式(9)代入(4),得稳定问题的主要方程为。

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega}{2H} \left[P_M - \frac{VV' \sin \delta}{X} \right] \quad (14)$$

式(9)的图象习惯称之为功率角图,一般均取 $0 \leq \delta \leq \pi$ 一段范围来说明问题,首先,此图可以用以定义稳定与不稳定平衡角。图中取功率水平等于原动机出力的 P_M 值作水平线。此水平线同时表示了平衡情况,即无加速度时的电出力,机组的电压相

角可以超前无穷大母线电压于 P_M 水平线与 P_E 曲线的两交点 δ_1 或 δ_2 的任一点。角 δ_1 为稳定平衡角，因为当 δ 有任何小的波动时都将趋向于恢复到 δ_1 处。例如，当 δ 稍大于 δ_1 时，由曲线 P_E 所反应的电功率将大于原动机出力 P_M ，于是机组减速，减少 δ 、当 δ 稍小于 δ_1 时，恢复平衡的结论同样存在。但是，当 δ 稍大于 δ_2 时， P_E 将小于 P_M ，机组将继续加速， δ 继续增大，平衡被破坏；而当 δ 小于 δ_2 时， P_E 大于 P_M ，发电机减速， δ 继续减小，最终趋于稳定平衡的 δ_1 处。

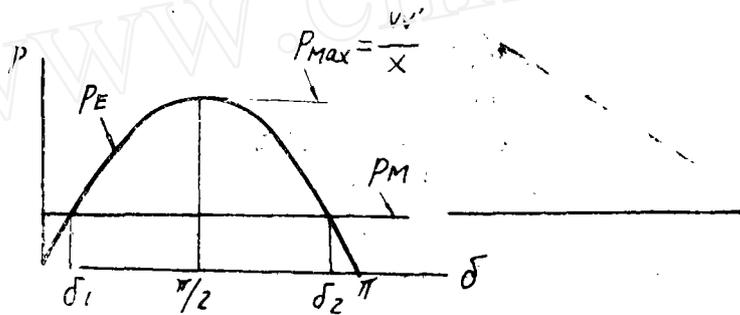


图16 功率角图

稳定平衡点的标志是功率角曲线在该点的斜率为正，功率 P_{Max} 代表了一机对无穷大电源系统中机组向系统输送有功功率的极限可能值，而在实际中，为了在动态情况下获得运行稳定，传输的极限功率必须相当小地小于 P_{Max} 。

再看动态扰动过程下的情况，为了便于说明，假定图14系统在变压器高压侧发生三相短路，如图17。以故障开始时的时间为基准，即 $t=0$ ，当 $t=T$ 时，开关A断开，将故障切除，故障后系统仍然保持正常联结。

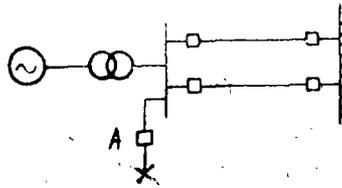


图17 变压器高压侧故障

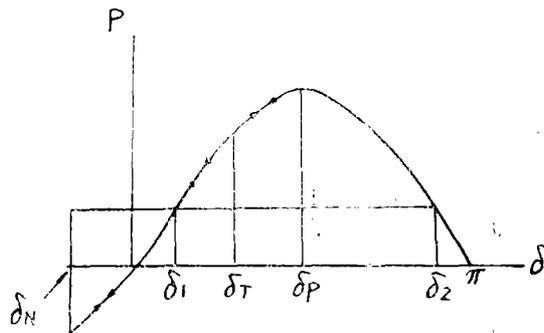


图18 图17故障发生的过程中电功率与角度的变化

在故障过程中，机组电功率为零，由式(4)及(13)积分就可以求得当故障切除 $t = T$ 时速度及角度。

$$\bar{w} = 1 + \frac{P_u T}{2H} \quad (15)$$

$$\delta_T = \delta_1 + \frac{w_0 P_u T^2}{4H} \quad (16)$$

图18是利用功率角图来说明故障的影响。故障开始前， $P_E = P_M$ ，稳定运行于 δ_1 处。故障过程中， δ 由 δ_1 增至 δ_T ，同时机组的速度由一单位值增至 \bar{w} ，相应地增大了机组的功能。当故障切开，电功率大于 P_M ，机组有制动力矩，速度开始下降。当到达某一最大角 δ_P 时，机组速度恢复到额定值，但作用在机组上的净力矩是制动力矩，机组继续减速，使机组速度低于额定值，其结果使角度 δ 减小。当 δ 回到 δ_1 时， P_E 与 P_M 平衡，作用于机组的净力矩此时为零，但此时因机组速度低于额定值，于是角度 δ 继续减小。在 δ 小于 δ_1 时，作用于机组的力矩反向，其结果又产生加速度促使机组开始往额定值方向增速。在某一最低角 δ_N 时，速度恢复正常，但作用于机组的净力矩又促使增速，角度增大。按所述的稳定模型来说，因为并无其他任何阻尼力矩，此一由 δ_N 到 δ_P 的摇摆过程会无限地进行下去。由于阻作用的实际存在，这个振荡过程会逐渐衰减，最终仍然恢复到 δ_1 稳定运行。在这样的情况下，说明了这个系统在这样的故障情况下保持了动态稳定。

图19的功率角图对应上述情况，标出了保持动态稳定所必需的两个相等的面积 A_1 及 A_2 。为了说明为什么这两个面积相等是保持动稳的必要条件，令 P_A 为对机组所加的净力矩，则(4)式可写为：

$$2H \frac{d\bar{w}}{dt} = P_M - P_E = P_A \quad (17)$$

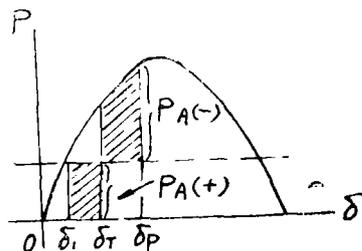


图19 功率角图上的等面积

式(17)隐含了 \bar{w} 与 δ 间的微分关系，两侧分别乘以 $d\delta$ ，消去 dt 得

$$2Hw_0(\bar{w} - 1)d\bar{w} = P_A d\delta \quad (18)$$

令(18)的左侧在 $\delta_1 \leq \delta \leq \delta_P$ 间积分，由于此积分的上限及下限积分值相等，故在此期间内的左侧为零，就是说，在 δ_1 时的标么速度为1，在最大振荡角 δ_P 时的标么速度也为1，因此，

$$\int_{\delta_1}^{\delta_P} P_A d\delta = 0 \quad (19)$$

此一积分可以分为两部分，

$$\int_{\delta_1}^{\delta_T} P_A d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_T} P_M d\delta + \int_{\delta_T}^{\delta_P} (P_M - P_{max} \sin \delta) d\delta \quad (20)$$

因而，

$$\int_{\delta_1}^{\delta_T} P_M d\delta = \int_{\delta_T}^{\delta_P} (P_{max} \sin \delta - P_M) d\delta \quad (21)$$

式(21)的左侧为面积 A_1 ，而其右侧为面积 A_2 。

由式(16)可见，如果故障延续时间大于前述值时，在故障切除时所到达的角度 δ_T 增大。由图19，此时 A_1 增大，而 A_2 必须等于 A_1 ，因而 δ_2 也增大。但是在角度 δ 到达 δ_2 前，机组的速度必须降低到额定值，否则机组对无穷大电源就会失去同期。如果假定在 $\delta = \delta_2$ 时的机组转速大于1，则此速度必将促使 δ 略大于 δ_2 而当过角度 δ_2 后，作用于机组的净力矩为正，促使转速更增加，于是失去同期的情况就出现。

角度 δ_2 一般都视之为临界角，使面积 A_1 等于 A_2 的故障切除时间称为临界切除时间。在所述极为简单的系统模型中，临界切除时间可以由式(21)及式(16)计算求得，在实际系统中，要求得临界切除时间往往相当困难，需要进行大量的计算工作，而且往往不可能求得精确的数值，但无论如何，在一定条件下，客观上存在着相对应的一个临界切除时间这个事实却是很重要的一个概念。

$$A_1 = \int_{\delta_1}^{\delta_T} \Delta P d\delta, \quad A_2 = \int_{\delta_T}^{\delta_2} \Delta P d\delta,$$

A_1 为机组在加速度过程中所获得的能量，而 A_2 则为机组在减速过程中所失去的能量。

如果 $\int_{\delta_1}^{\delta_2} \Delta P d\delta = 0$ ，就表明转子在作相对运动时，其势能与动能保持恒定，这与无

阻尼的摆轮保持能量恒定的情况相似。

图20是较图17更为实际的故障情况，在切除故障的同时，同时切除了正常送电线路中的一回。如果假定两回线完全相同，则故障后的电抗增为，

$$X_{PI} = X'_D + X_T + 2X_L \quad (22)$$

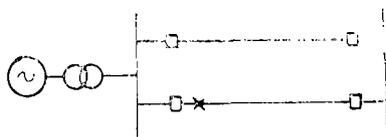


图20 送电线路故障

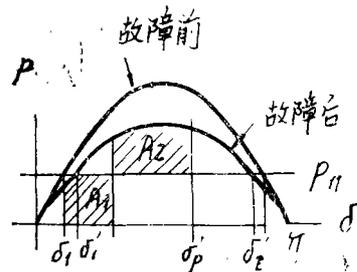


图21 故障前后情况下的功率角图

它使输送能力减小，增大了失去同期的危险，图21是用以说明这种情况下的功率角图。由图21可以看出，存在着故障后新的运行角 δ_1' ，及临界角 δ_2' ，而尤为重要是最大角 δ_1' 较前一种情况更为接近临界角 δ_2' 。

以上是用解析的方法，利用简化为一机对无穷大电源系统的系统稳定模型来说明有关系统稳定的基本概念，虽然这种模型不能轻易地推广用于实际的电网用以解决具体工程问题，但却可以用以定性地说明实际电网中的许多具体稳定问题。例如：

(1) 线路输送的功率愈大，即发电机的初始功率 P_{11} 愈大，(或者同样等价的是，机

组与系统间连系愈弱,即 X 愈大时) δ_1 及 A_1 愈大,增大了 δ_P 。同时也减小了 δ_2 。这就恶化了系统稳定的条件。我国电网目前正处于大力发展的过程中,一些主要电源对系统的输电线路中,这种稳定储备少的情况,却又是经常可以遇到的。

(2) 增大故障切除时间,增大了 A_1 ,增大了 d_P 。从保持稳定的观点说来,尽可能快的切除故障,特别是对于稳定储备少的线路,尤为重要。

(3) 故障后联结阻抗增大,增大了 δ_1 ,从而增大 δ_1 。 δ_2 也同时减小。由图22与图21的对比可见。成功的重合闸,增大了减速面积 A_2 ,使 δ_P 减小,增大了系统稳定。但是,同样很显然的,如果重合闸不成功,会进一步增大加速面积,有可能使本来不进行重合闸还可以保持稳定运行的系统因重合于故障的再跳闸而使系统失去稳定。这就需要综合系统的全面情况和所采取的各种对策,具体分析具体的情况而决定其取舍。从图22同样也可以说明,在许多情况下,加速重合闸的时间,往往是保持系统稳定所需要的,但是如果考虑到重合闸于故障未消失的线路却往往需要有意识的增大重合闸的时间,这又是“不可一概而论”。对于单回输电线路,为了维持系统稳定和保持对终端地区的不断供电,采用单相重合闸实际上常常是十分有效的措施(如果还有其他联系,采用快速三相重合闸来保持稳定运行同样也有可能,这都需要具体分析),因为在单相重合闸过程中,两端在电气上仍然联系着,只是联络线路的正序阻抗增大了一个线路的正序与零序阻抗的并联值罢了。

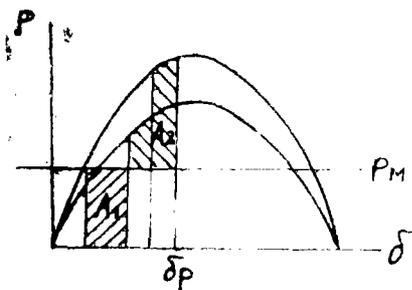


图22 成功的重合闸时的功率角图

(4) 减小送电回路阻抗 X ,是提高传输容量和稳定储备的重要方法。由此,引出了在电网中广泛采用送电线路用复导线(减小 X_L),串联电容补偿(补偿部分 X_L)和线路故障后串联电容的强补偿等等的稳定措施。

(5) 尽可能快的抵消机组在故障过程中产生的加速力矩,也是保持稳定的重要措施。目前比较广泛采用的有(1)切除部分水电机组,(2)对大型火电机组用关汽门的方法快速减出力,前两者的实质都在于减小 P_M ,借以减小 A_1 和增大到达 δ_2 前的减速面积 A_2 。(3)故障后在发电机出口附近短时间地投入制动电阻,用以吸收机组的过剩动能。显然制动电阻的投入时间不能过短也不能过长。过短,减速作用不能产生预期效果;过长,使机组过分减速,也会使机组从相反的方向失去稳定。这些措施,在实际系统使用时,往往需要通过自动装置来实现,这涉及到采用必要而充分的判据的问

题。当系统发生振荡现象需要切除水电机组以保持系统稳定为例，除了判别系统发生振荡现象外，还必须判别所欲切的机组是在增速过程中。在东北系统，实际就发生过对减速的水电机组采用例行的减负荷办法而使系统振荡时间拖长的事例。

要着重提一下，大型火电机组利用快关随之快开中压调节阀门来保持系统运行稳定性，是在近年来发展起来的一种比较经济有效的提高系统稳定的措施，值得我们研究和试点采用。

(6) 在故障切除后的过程中，增大机组电势 V ，增大了 A_2 ，减小了 δ_r ，这样，就引出了对发电机的励磁调节系统采取适当措施，用以提高系统稳定性的一系列问题。应该说，这是一种投资少，收效大，运行维护简单的一种提高系统稳定水平的好办法。特别是对于长距离水电站，更是如此。国外在这方面比较突出的一个成功经验是加拿大的魁伯克水电局735千伏系统。1962年时，该局为从400英里外传送5000MW，捨去了研究中的500千伏加串联电容补偿的方案，决定建立世界上第一个735千伏系统并于1965年9月投入运行。其后，为了传送邱吉尔瀑布电站的5500MW电力，最初方案认为，使即对735千伏也必须采用30%的串联电容补偿，经进一步研究，最后决定对该电站机组采用带功率加速值积分稳定回路的静止励磁系统来提高系统稳定，仍然否定了采用串补的方案。该局认为，在可以预见的将来，这个稳定措施是满足要求的，同时认为，这种提高线路传输能力的方法，是有很大的经济效益，同时可以避免由于采用串联补偿在系统运行中所带的许多复杂问题（保护问题，自励磁与自振荡问题等等）。

(7) 增大机组的惯性和减小机组的电抗可以增大送电系统的稳定。增大惯性 J ，减小 δ_r 、 A_1 ，从而减小 δ_r ，减小 X'_D ，其效果和减小 X_L 一样。但是随着单机容量的不断增大，由于经济和技术的原因，实际的趋向是机组的惯性常数 H 减小和电抗 X'_D 增大。同时随着高压侧电压的增高，变压器的电抗 X 实际也增大。这些都给系统的稳定运行带来不利影响。

近年来还有试点采用快速调节线路并联电抗补偿的所谓“静止电压稳定器”来提高运行稳定性的方法。

以上列举了保持电网动稳定的一些措施。其中继电保护和系统自动装置（重合闸装置，解列装置，自动减负荷装置等等）是保证系统稳定运行的重要手段。这些装置的选用不但决定于系统的具体要求，同时它们能否正确工作，也与系统的运行条件密切相关。只有确切地了解和掌握在各种系统运行情况下（包括故障情况下）在系统中出现的各种事态，才有可能利用系统中某些特定的判据构成继电保护和自动装置来满足系统要求。以过流保护为例，它的选用只能是在故障或必需它动作的所有情况下，通过它的电流绝对值，大于其他任何系统运行情况下不应使它动作的电流值的情况下才有可能。这是一个最简单的例子。但这个基本原则却可以引申到任何复杂的保护装置的构成原理中。

前已述及，运行稳定性的问题，可以存在于机组对系统间也可以存在于其内部各机组可能保持同期的系统之间。前一种大多属于所谓的辐射状系统，即送端发电机的出力基本上全部由联络线路送到受端系统，在这种系统结构情况下，由线路输送功率对机组

惯性常数的比值大，因而在系统摇摆过程中系统各电气量（电流，功率及电压）的同期振荡周期较短，根据具体系统条件不同，例如可能在 $0.8''\sim 1.8''$ 间。后一种情况则指两个大系统间经联络线联系，联络线能输送的功率只占送端系统容量的一个不大百分数，这种结构系统的线路输送功率对机组惯性常数的比值相对较小，因而其同期振荡周期较长，例如可达3秒或更大。从保持系统稳定说来，对振荡周期短的线路（突出的是输送远方水电厂电力的长距离重负荷线路），快速切除故障较之振荡周期较长的线路尤为重要。这也是从实际工程设计中引伸出来的一个结论。

从前述有关保持系统同期运行稳定性的概念出发，就分析电网继电保护装置在故障前后的行为来说，有一点还需提及。对于装在线路上的某一个保护装置说来，在正常运行情况下，线路两侧母线电压，或者两侧等价电源电势的相角差不可能很大，根据具体系统条件的不同，和线路在系统中所处的位置不同，在极特殊的情况下最大也不可能超过或达到 60° 。但是在故障后，特别是重合闸的过程中，这个相差角，即前述的 δ_P ，可能达到 120° 乃至更大一些，从系统说来，这仍然属于同期运行的过程。就是说，为了保证保护装置的正确工作，有必要分析在系统整个摇摆过程中的动作行为，必须和系统恢复稳定的过程联系起来。

功率角图的原则同样可以适用于两机系统，并可扩大到两大系统间，如图23。

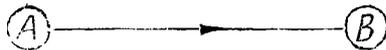


图23 两系统间的联结

图中A是送电系统，B是受电系统。一般说来，处理故障的原则应该是本区系统的问题尽可能在本区系统处理完毕。处理联络线的故障，最好由联络线本身解决（快速切除故障继之以重合闸）或者在两端系统采取措施解决。在后一种情况下，在联络线断开之后，受端系统应该采用低周波减负荷装置切除部分负荷。如果为了保持系统B的动态稳定，可能需要根据联络线功率与本区出力条件在切除联络线的同时，远方切除系统B的部分负荷。对于送电系统A，如果必要，需要自动快速降低本区发电出力（或者采用切除部分机组的方法）。

在我国目前电网建设过程中，两大系统或多系统间的联系还不多，但也有一些类似的情况。一种情况是，A是远方水电厂，B是主系统（或主要负荷中心），在这种情况下，在联络线故障的时候往往容易出现稳定问题。另一种情况是，A是主系统，B是地区终端系统，当联络线故障的时候，很容易引起系统B全停，对于前一种情况，继电保护与系统自动装置必须作为稳定措施的一种重要方面并配合在各种运行与故障方式下的稳定计算分析进行选择 and 整定，才能正确地解决和处理问题。远方切机或利用解列装置切机或压出力是可能采用的保持稳定的重要措施，根据具体情况，在切机的同时，是否必要同时切除受端部分负荷，都是需要统筹研究的问题。

（二）失去同期与恢复同期过程的简单情况：

以图14系统中双回线手动切除一回线为例。在对应的功率角图中，曲线I为正常运

行时的送电功率角曲线，曲线 II 为切除一回线后的功率角曲线，于是可能出现三种情况：

- 1) 稳定运行情况 (图 22)。
- 2) 临界稳定情况 (图 23)。

在图 24 与图 25 中同时画出了转速偏差 $\Delta\omega$ (即滑差 S) 的变化情况和 δ 随时间 t 的变化，这里假定滑差 S 极小，机组的制动力矩只是同期力矩 $\frac{vv' \sin \delta}{X}$ 。

- 3) 不稳定情况：

图 26 表示的是失去同期第一个周期的情况，在到达 δ_c 时，由于面积 A_2 小于 A_1 ，机组在越过 δ_c 后又得到加速力矩，于是转速又上升，滑差 $\frac{d\delta}{dt} = -S$ 开始迅速增加。在过程的开始期间内，可以认为滑差 S 极小。而当滑差 S 增大后，一方面机组要出现非同期力矩 P_{MGI} ，(和异步电机的情况一样)，另一方面机组调速器也开始作用，减小原动机的输入功率，从而减小 P_M ，在失去同期的过程中，作用于机组的力矩是原动机输入功率 P_M ，而与之平衡的机组制动力矩(电功率)则为同期力矩与非同期力矩两者之和组成。在滑差 S 达到某一数值，若机组的非同期力矩 P_{MOT1} 与原动机的输入功率

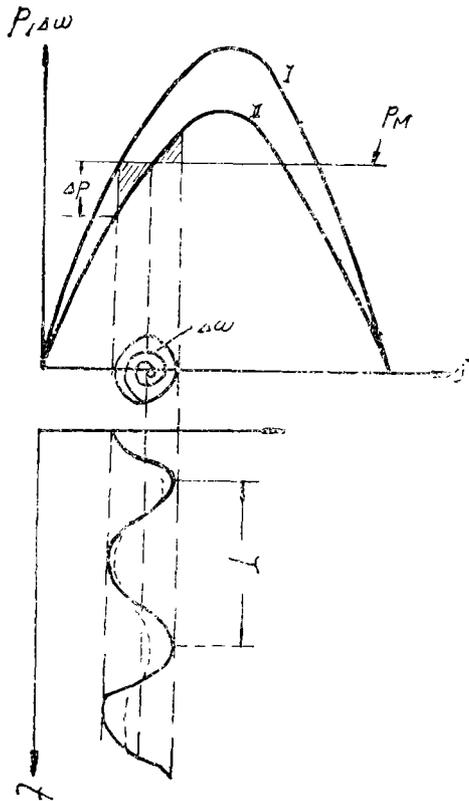


图 24 稳定情况

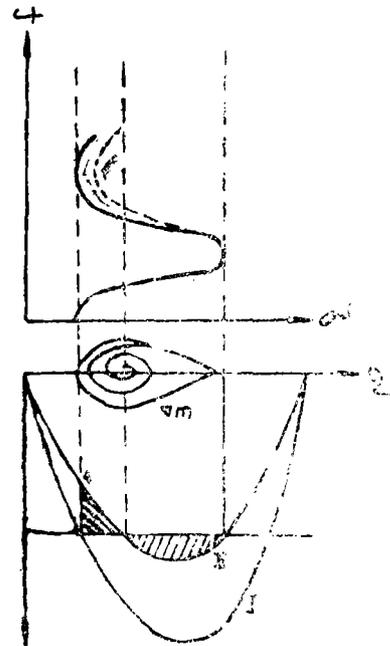


图 25 临界稳定情况

P_M (在调速的作用下) 适相平衡的时候, 系统可能稳定于平均滑差为 S_∞ 的条件下运行, 在此一过程中的力矩关系与滑差 S 的关系示于图27。

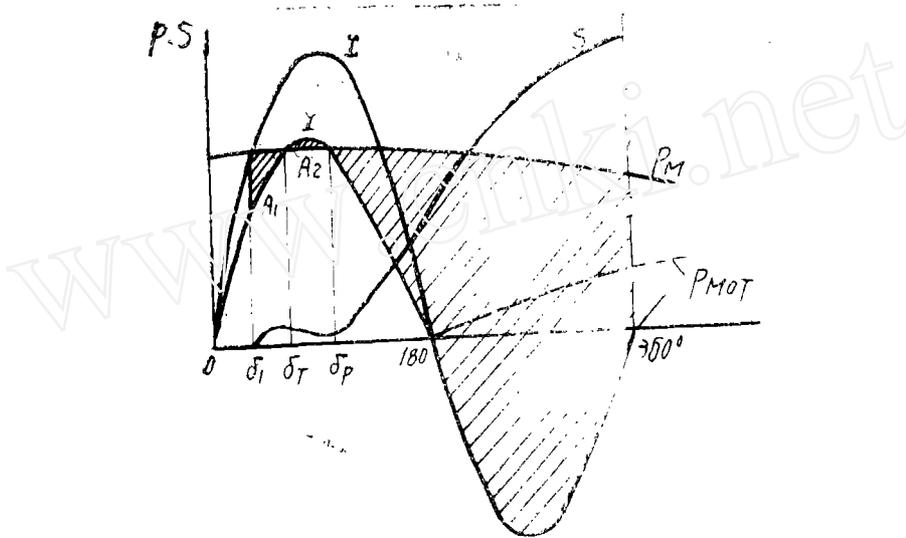


图26 不定稳情况

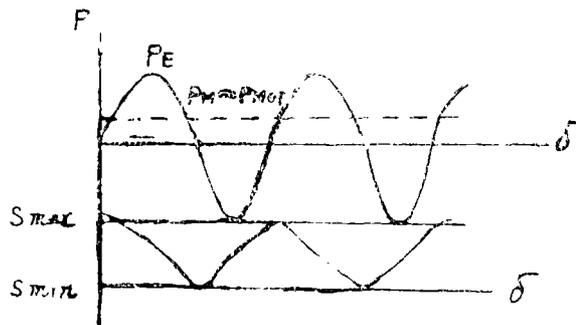


图27 非同期运行过程中的功率及滑差

由于同期力矩在非同期运行过程中交替地改变符号, 机组的滑差也将随之周期性地改变大小。当同期力矩愈大时, 机组滑差的波动范围愈大, 又如果原动机力矩与机组非同期力矩愈小时, 机组滑差经过最小值的角度愈接近 180° 。这就是恢复同期运行的一个重要条件。

如果减小机组的原动机输入功率, 平均滑差显然随之减小, 于是就有可能趋使瞬时的最小滑差 S_{min} 值达到零, 滑差值经过零值表明了机组的附加动能变为零, 同时机组也没有非同期力矩, 于是机组就可能恢复同期。

在瞬时滑差值过零之时, 机组是否拖入同期, 与当时作用的同期力矩与原动机的输入功率有关。一般说来, $S_{min} = 0$, 是拖入同期的必要条件, 但非充分条件。

在图28(a)中, 由于励磁电流增大, 同期力矩增大, 当 $S_{min} = 0$ 的瞬间非常接近

于 $\delta = 180^\circ$ 的时候，在 S_{min} 过零后的前半周期内，机组获得的加速动能小于后半周期所得到的制动动能，机组就转入了同期摇摆过程，恢复同期得以实现。

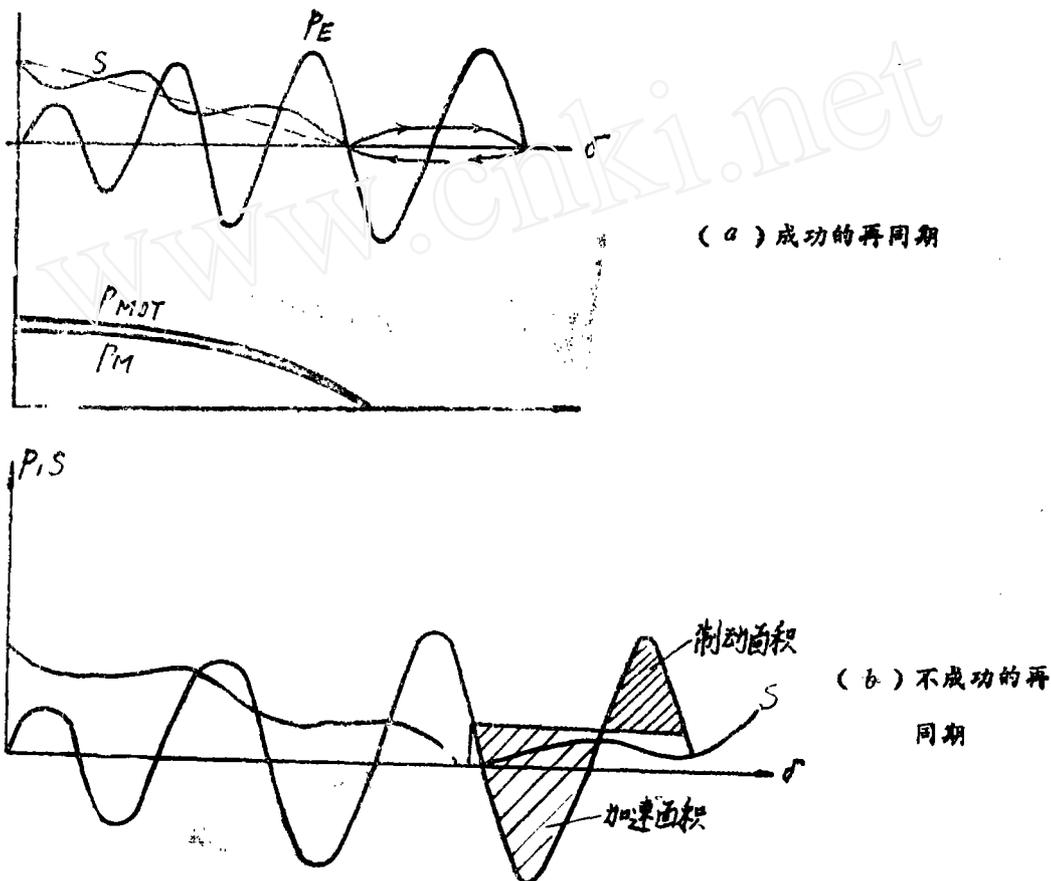


图28 再同期的情况

但如果在 $S_{min} = 0$ 的瞬间，原动机还具有一定的输出功率，如图28(b)，由于加速面积大于制动面积，机组将再度失去同期。

以上只是说明了恢复同期的简单物理过程，实际情况显然要复杂许多。

从上述的几种情况可以看出，在不失去稳定的情况下，角度 δ 按同期振荡周期摇摆，在加速与减速过程中是对称的，而在失去稳定的情况下，由于滑差 S 的急剧增大， δ 的增长速度在失去同期后就迅速增加，在实际测得的失去同期的振荡周期中，我们总可以发现振荡电流（或电压等）的波形十分不对称，其前半周期总较后半周期长了许多，而在失去同期后，随着系统结构的不同，机组调速器特性与非同期力矩大小不同，负荷效应的不同以及其他条件，系统间可能稳定于某一滑差运行，或者逐步再恢复同期。但一般地说来，远方送电的水电厂失去同期的周期较短，非同期运行周期也较短，这是由于水电机组的惯性较小，调速器动作迟缓，非同期转矩小这样一些因素所引起，在实际记录到的水电失去同期的前半周期（由 60° 到 180° ）的最短周期为 $0.28''$ ，这一

情况是一远方水电站在大发水电时,在接近于静态稳定极限的条件下运行,并在接入系统的母线附近发生了两相短路接地的严重事故时出现。实际记录到的失去稳定的最短振荡周期为0.09秒或更短。而在整个失去同期到恢复同期的整个过程中,恢复稳定运行的第一个同期振荡周期最长,这一点也是可以理解的。

(三) 几种系统稳定概念。

以上简要说明了系统稳定的一些基本概念。鉴于电网中的各个环节相互依存相互影响,各个大电力系统的稳定特性的差异很大,不可能用某一人为方法把各种特性简单进行分类,有的国家,习惯分为“静态稳定”及“动态稳定”两类。目前,在美国,根据分析问题的重点不同,习惯于把系统稳定分析分为“动态稳定”与“暂态稳定”两类。此外,还有所谓的“静态稳定”的概念。这些概念并没有十分确切而为人们所普遍接受的严格定义,但无论如何,可以大略地区分如下:

“静态稳定”,对大电力系统有可能但概率很小的一个稳定问题。这里主要指的是手动调节运行的情况。在假定的两机系统中,如果试图调节电势相位角差大于 90° 运行,就会失去同期。在实际多机系统中,虽然大的相角差同样导致稳定破坏,但却不可能用相位角的函数来表征“静态稳定”极限。在大电力系统中相距甚远的机组的相位角差虽远大于 90° ,仍然可以保持稳定运行。但,由于机组所处位置与系统负荷特性具体情况不同,也有可能相位角差小于 90° 时就失去“静态稳定”。在实际发生这样的不稳定情况时,运转人员常常总是可以观察到某种逐渐变化的量,如母线电压逐步下降等,来发现这种极限情况的到来,并可以即时改变操作避免失去稳定。但若超过极限条件,变化率就将急剧增大,不过几秒,系统就会失去同期并导致系统瓦解。

“动态稳定”,主要指的是大电力系统自动调节运行的情况,它发生的概率较“静态稳定”更有可能,至少在国外某些巨大电力网中曾经经常出现过。在正常运行情况下,总是连续出现小的速度偏差,从而引起相位角差变化与机组负荷变化。如果任何的变化由开始而逐渐衰减,此系统即称为保持了“动态稳定”。反之,如果这些同期性的变化随时间而增大,此系统即被称为失去“动态稳定”。由于电力系统特性的非线性,此一周期性的变化可能限制于某一数值,或者如果不采取措施会逐渐增大至失去同期以至系统瓦解,一般对动态稳定的计算往往算至5~10秒,有时乃至30秒。动态稳定问题并不一定存在于所有的大电力系统中,自发性的振荡,或由于某些小扰动引起的大振荡在实际上会造成运行中的极大困难。例如在美国的西部及中西部系统中的两大系统联络线间在正常运行情况下曾经不断出现周期为2~3秒的功率与周率振荡,有时引起系统解列。这个情况,在欧洲的某些国家间联网时也出现过。解决系统突发振荡的唯一有效途径,是改变振荡起因的系统内部特性。近十年来,美国着重研究和采用了作用于发电机励磁调节系统的“电力系统稳定器”,比较成功的解决了这个问题。同时“电力系统稳定器”对衰减故障后的振荡也相当有效。在动态稳定中研究的主要环节是调速系统,励磁调节系统等等,其重点可能是某一台机组或某一电厂,然而更多的是整个系统的调节性能稳定性问题。

“暂态稳定”,在任何系统中的大事故后都可能发生,引起暂态稳定破坏的前因是

多种多样的，但重负荷线路故障是最突出的一种。突然切去带负荷机组或一个大的负荷也可能引起稳定破坏。一般，事故后的系统至少暂时与事故前不同，必须使系统改变至新情况下稳定运行，因而出现稳定问题。而更多的失去稳定的情况是由于机组速度偏差过大所造成。失去“暂态稳定”的时间很快，一般小于1秒左右，“暂态稳定”研究的主要对象是在近处严重故障时机组或电厂在故障后短期内比较精确的运行状态，而非系统的整个反应。“暂态稳定”并没有统一的系统设计判据，由单相故障单相跳闸重合成功直到三相故障且开关一相拒动由后备保护跳闸等等各不同。但实际系统发生许多“暂态稳定”破坏事故，都由许多事先无法计及的迭加事件所引起，因此，“暂态稳定”事故目前总在现实中不断出现，一般所谓提高稳定的措施，大都偏重于“暂态稳定”的范畴内。

在系统中实际还发生了由于负荷特性引起的稳定破坏，这就是所谓的电压崩溃事故。举东北地区的一次典型电压崩溃事故为例，如图29。

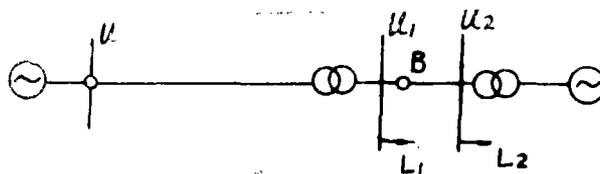


图29 系统情况

地区负荷 L 由区域电厂与系统经远距离送电线路联合供电，当时主系统母线电压下降到 $0.83u$ ， u_1 降到 $0.79u_n$ ，持续20分钟，地区电厂发电机静子过流，将电压校正器停运强行励磁起动作 $0.8u_n$ 也许多次动作，也被迫停运。此时静子电流仍过红线，因而只得降低发电机出力5%，主系统及地区电网没有大的扰动，但 u_2 继续下降，又过了10分钟，降为 $0.76u_n$ ，从此 u_2 有微小摆动，然后一直往下跌落，直到 $0.5u$ 左右， B 处整定时间为1秒的较高定值的方向过流保护动作解列，一部分发电机跳闸，地区大面积停电，厂用电幸存。 u_2 处故障录波器 $0.7u_n$ 起动，记录38秒，电压电流始终无大变化。 u_1 处故障录波器 $0.636u_n$ 起动，起动3.8秒后 B 开关跳闸，此时 $u_1 = 0.55U_n$ ，通过 B 线路电流只是在 B 跳闸前才突然增大，解列后立即恢复到 $0.78u$ ， u_1 点负荷一直运行正常。

通过事故后的分析计算，证实这是一种稳定破坏事故，它与单纯的由于电压降低引起电动机惰走的情况不同，其物理过程如下：

在联系区域电厂与系统负荷中枢点 u_2 处低电压运行时，由于主系统电压下降或地区负荷略有上涨，引起该中枢点母线电压下降，此时下列两种现象同时分别出现。一为引起负荷的动态变化，以适应降低了的新的母线电压（负荷阻力矩不变）二为引起区域发电厂的发电机内电势对负荷中枢点母线间的夹角增大，使之输出原定有功功率（原动机输入功率不变）。由于电源的无功储备不足，这两者综合作用的结果，使中枢点母线电压逐渐缓慢下降，而上述两个现象也继续不断发展下去，造成恶性循环。待到第二现象

中的发电厂电势角被迫增到 $70^{\circ}\sim 80^{\circ}$ 左右时，整个过程就由缓慢而转入急剧变化，电压崩溃过程就显得十分显著。如果主系统与地区电厂并列运行，随之出现的将是非同期振荡过程，计算结果与实测的负荷静态特性证实，在中枢点电压 u_2 急剧下降时，负荷中的异步电动机未超过临界滑差，同时同步电动机也未超过临界角度。

这类的稳定破坏事故，并不是由于长距离送电线路的稳定储备不足所引起。其中心问题在于提高中枢点电压，临时措施是果断地切除一部分负荷，而在调节过程中，需要减小地区电厂有功出力，以减小静止过电流，保证电压调节器正常运行，这同现行调度运行规程中的有关规定正好不一样。