

## Abstract

The security of regional power grid has been in lack of systematic research and analysis. With the enlargement of power grid scale, the various changes of operation conditions, and the development of power market, traditional approach of quantitative security assessment can not meet the requirement any longer. With the weakening of assuming risk, the security problem of power grid is becoming more and more serious. However, by the advantage of risk based security assessment (RBSA), it gets used to the new situation in power system and shows wider application prospect.

Because of the serious situation of supplying and using power and the stabilization of power grid, it will be very important to decrease the range and time of power disaster for improving reliability of power grid in Xuzhou, and also the security of power gride in Jiangsu will be supported.

Researches on RBSA are carried out in the thesis and the following work is done:

1. The traditional security assessment of power system is analyzed and its shortcomings is pointed out.
2. Introducing the concept of vulnerability of power system the methode based on risk security assessment is applied to power system to make up the disadvantages of the traditional one and the mode based on risk security assessment is established.
3. The security of power grid in Xuzhou is assessed by the above method and the traditional one and the present security problems of Xuzhou grid are pointed out.
4. The influence of the power grid structure is discussed against the power grid security. According to the conditions of Xuzhou grid, the security problems of it is analyzed and put forward the relative measures. At the same time, the construction of security defense system of power grid in Xuzhou is constructed.

**KeyWords:** security assessment, risk assessment, reliability, power system vulnerability

## 东南大学学位论文独创性声明

本人声明所提交的学位论文是我个人在导师指导下进行的研究工作及取得的研究成果。尽我所知，除了文中特别加以标注和致谢的地方外，论文中不包含其他人已经发表或撰写过的研究成果，也不包含为获得东南大学或其它教育机构的学位或证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文中作了明确的说明并表示了谢意。

研究生签名：  张   日期：  2005.12.11  

## 东南大学学位论文使用授权声明

东南大学、中国科学技术信息研究所、国家图书馆有权保留本人所送交学位论文的复印件和电子文档，可以采用影印、缩印或其他复制手段保存论文。本人电子文档的内容和纸质论文的内容相一致。除在保密期内的保密论文外，允许论文被查阅和借阅，可以公布（包括刊登）论文的全部或部分内容。论文的公布（包括刊登）授权东南大学研究生院办理。

研究生签名：  张   导师签名：  张   日期：  2005.12.11

# 第一章 绪论

## 1.1 课题的研究意义

随着现代社会国民经济的快速发展及人民生活水平的逐步提高,人们对电力的需求和依赖性不断增加,促使我国电力工业迅猛发展,电力成为国家的支柱能源和经济命脉。与其他形式的能量相比,电能有着可以方便地转换成其他形式的能量、便于传输等优点,所以当前社会所需要的大部分能量都是以电能形式提供的,世界各国电能的消耗占总能量消耗的比重日益增大。

电能需求的日益增长,促使发电设备的容量不断增大,同时也扩大了供电的范围。电力系统就是在单个发电机组(或发电厂)对邻近用户供电所形成的孤立电网的基础上发展起来的,并向大型联合电力系统发展,这是世界各国电力工业发展的共同趋势。在电力系统发展的初期,发电厂是电力系统发展的主导因素,特别是大型区域性发电厂的建设,其规模大小决定了发电厂的供电范围和相应的电网发展规模。至2004年底,全国电力装机总量达到4.4亿千瓦,仅次于美国,居世界第二位。

随着大型发电厂数量的增加和电力系统规模的扩大,单个发电厂在电力系统中的地位和作用在逐步上升,另一方面,电网的范围和规模在不断扩大,电压等级越来越高,电网结构越来越复杂。电力系统已经步入了大电网、大机组、高参数、超(特)高压和自动化、信息化的新阶段,正逐渐成为超大规模的复杂系统,具有以下特征:容量上的超大规模、空间上的广域分布、扰动传播范围大。

然而,由于受到电力系统自身原因和外部干扰的影响,电网事故时有发生,而电力行业公用性和电力系统同时性的特点,决定了电网事故影响大、速度快、后果严重。大电网事故不仅会给电力企业造成重大的经济损失,更严重地是会给社会带来巨大的政治、经济影响。

自20世纪60年代以来,在世界范围内发生过很多因电力系统稳定破坏而导致的大面积停电事故。典型大停电事件如1996年美国西部电网(WSCC)连续两次(1996年7月20日和8月10日)、新西兰发生的大停电事故,其中1996年7月20日美国西部大停电起因于一座200万千瓦( $4 \times 50$ 万千瓦)发电厂的一条345 kV出线(共3条出线)对大树闪络引起跳闸,相邻另一条线路保护误动使事故扩大,引发一系列连锁反应,造成电网瓦解,事故波及美国本土十几个州和加拿大的两个省,导致电网解列成4个孤立系统,损失负荷3039万千瓦,影响749万用户;新西兰第一大城市奥克兰市停电事故,停电限电时间长达40多天,学校停课,商店停业,居民外迁,甚至准备实施紧急状态,进行军管,停电事故已“危及国家安全”。2003年8月14日的美加大停电,波及5000万人口的供电范围,造成重大经济损失,是美国历史上最严重的停电事故。在我国,近20年来,各大电网造成的大停电事故有140余起,每次损失数亿元人民币。近几年事故次数虽有所下降,但其规模和造成的损失却大幅度扩大。根据以往的经验表明,差不多每一次系统性事故都与电力系统的稳定性破坏有关。

随着大规模联合电力系统的出现,系统的结构和运行方式越来越复杂多变,特别是很多远距离大功率输电线路和系统间弱联系的出现,增加了发生系统性事故和导致大面积停电的几率,电力系统重大事故也更将危及到我国国家安全。

目前,在当前电力体制改革不断深入、电力供需矛盾日益突出、电力技术迅猛发展以及近年来世界各国相继发生大面积停电事故的新形势下,对于关系到国计民生的电力系统而言,如何保证电网的安全、稳定运行,是一个极其重大而迫切的研究课题,必须作为一个重大战略问

题来解决。有必要对其进行安全评估,在电网的设计和运行中消除隐患。同时通过改善其安全性,保证整个电力系统安全、可靠、经济运行,获得巨大的效益。另外,自动化技术的高速发展,信息技术的负面影响对电力系统的波及,黑客的入侵使电力系统的安全增加了新的内涵。电力系统的安全性问题已越来越得到广泛重视,相应的技术手段也日臻成熟。

## 1.2 影响电力系统安全性的主要因素

### 1.2.1 电源和电网结构发展不协调、结构不合理

我国电力系统的建设,长期以来重电源、轻电网。在电源和电网发展过程中,发展不协调,结构不合理,主干网架薄弱,造成现有电源的发电能力和电网的输电能力得不到有效发挥,加剧了部分地区电力供需紧张的矛盾,对电网的安全稳定性带来严重影响。在电力系统规划方面,任何电力系统都要求对附加容量和输配扩容进行持续的规划。但市场具有的逐利性,很容易造成电源建设规划对装机总量、重大的电力结构调整无能为力<sup>[1]</sup>。尤其是近两年,随着国民经济的快速发展,社会用电需求急剧攀升,电源建设规模逐年扩大,电网建设滞后更为明显,电网和电源建设的投入比例不足3:7。电网输送瓶颈制约着电力送出,电力供需矛盾加大。以2004年为例,全国范围内缺电3000万千瓦,仅江苏省电力缺口就达到850万千瓦。为满足用电需求,电网运行在高位,设备高负载运行,旋转备用、事故备用容量严重不足,一些地区甚至是零备用运行。这种违背稳定导则、急功近利的做法为电网安全稳定运行带来了巨大隐患。

当前电源和电网结构反映的比较突出的问题有:

- (1) 电网的调峰及事故备用容量不足。如江苏电网近几年负荷快速增长,2005年统调用电负荷达到3319万kW,同比增长35%,发电容量严重不足,夏季高峰负荷期间,电网可能处在备用不足或无备用的状态。
- (2) 500kV主干网架虽然初步形成,但仍处在发展阶段,网络结构相对薄弱,一些电网存在输电瓶颈、单变单线等问题,影响电网的送受电能力及安全稳定水平。电网普遍被迫采用500/220kV电磁环网运行,带来系统稳定控制问题非常复杂、220kV系统短路电流过大、局部电网窝电等一系列问题。主力大机组没有直接接入500kV主网,带来220kV电网线路密集、潮流拥挤、过负荷严重、短路电流超限、电压支撑薄弱等多方面的问题,同时也影响了500kV电网发挥作用,降低了电网的安全性和经济性。
- (3) 受端系统薄弱,负荷中心缺乏强电源支撑,尤其是500kV电网的支撑弱,落点少,造成220kV电网过于密集,短路电流超标。动态无功电源缺乏,电压水平低,电压稳定问题突出。单一元件故障不能保证正常供电,不能满足N-1要求。
- (4) 无功补偿容量不足,无功没有实现分层分区平衡,一些500kV线路并联电抗补偿缺口大,抵抗补偿不足,造成500kV电压较高,威胁一次设备安全和稳定运行,有时被迫采用拉开线路以减少线路充电功率,使输电电网削弱。一些220kV变电站没有按导则要求安装电容补偿,可调节的无功补偿更少,无功电压控制问题比较突出。

### 1.2.2 电力市场带来的不确定因素

由于竞争机制的引入,电力工业体系正在发生重大的变化,引起了人们的格外关注;同时,市场化的电力系统中充满了不确定因素,不确定性必将导致风险,风险的存在即意味着损失<sup>[2]</sup>。在市场经济条件下解决电网安全问题,不仅要考虑在安全和经济之间寻求适当的折衷,而且还要协调各市场主体之间的利益,这涉及到体制和法规等方面的问题。

在调度管理方面,以行政权力为主要手段的安全运行机制和事故防范机制被打破,各子系统之间的独立性大大增强,系统内部协调的难度增加。网厂分开后,电网安全稳定所需要的电

网与电厂之间的统一协调关系,由过去靠行政管理过渡为靠协议、合同、规则相互协调,使得电网安全管理的制约关系被削弱。在新的安全生产管理体制和管理关系还没有完全建立和规范之前,可能会出现管理力度削弱,管理责任不落实等问题,影响电网的安全稳定。近年来因并网机组非计划停运造成电网被迫拉限电、并网发电厂事故危及电网安全甚至造成电网事故,已在一定程度上暴露这方面问题。

在电网安全方面,在计划经济或垄断环境下,电网安全完全由垄断的电力部门负责;而在市场环境下,电力工业由不同实体的市场参与者组成,竞价使电网中的潮流随各发电厂报价高低而变化,有可能发生潮流剧变,从而出现网络阻塞,影响电网安全。

在辅助服务方面,为了取得效益最大化,电厂会提高发电设备利用率,减少备用容量,设备检修也会减少或不合理延期。有功、无功功率的不足会引发电网解列崩溃,后果极其严重。为了保证电源和网络有必要的充裕度,必须使发电厂企业提供足够的有功和无功电源。如果负责备用的责任主体不明确,就会威胁电网供电的安全性,使供电可靠率和供电质量下降。

2003年世界范围内连续发生的几次大停电,其原因虽然未必和目前推进的电力市场直接有关,但应该从中汲取经验教训,使电力市场的设计和运营更有利于电网安全保障。要使输电系统适应瞬息万变的运行情况,需要从电力市场运营角度确保电网安全,防止大面积停电的发生<sup>[84]</sup>。

### 1.2.3 电力系统的脆弱性问题<sup>[3][4][74]</sup>

电力系统是一个庞大且复杂的系统,影响其安全稳定运行的因素十分广泛,包括人为因素、硬件或软件的计算错误、通信系统的故障以及电力保护设备的错误响应等。电力系统中的这些潜在的脆弱源可以分为外部的和内部的。外部的脆弱性包括蓄意的破坏、人为的操作失误以及自然的灾害等。内部的脆弱性来自电力系统自身,包括信息通信系统的故障、不完善的系统评估和决策等。

外力破坏(如盗窃、施工)、环境污染、自然灾害一直是威胁电网安全的重大隐患,并有不断增加的趋势。据不完全统计,2004年,全国破坏盗窃电力设施案件在公安机关立案37149起,同比上升16.9%,造成直接经济损失约2.45亿元,严重影响到电网的运营和安全。

近年来自然灾害天气出现频度和破坏力度增大。因雷击、台风、飚线风、龙卷风、沙尘暴、覆冰、覆雪、暴风雨、暴风雪等引发的电网事故持续上升。2005年上半年,江苏省就连续发生了数起自然灾害天气。导致了数起500kV线路、220kV倒塔和220kV母线故障,以及众多线路跳闸。

对这类事故,目前电网企业还缺乏有效的防范手段和防范措施。而对于地震、台风、洪水等自然灾害有可能造成的电网大面积瘫痪,目前还缺乏系统性研究和评估,没有建立相应的预警机制。

通常,电力系统由保护设备来保证电网的安全运行,包括继电保护设备和安全自动装置设备。继电保护能够快速判断故障类型和地点并及时切除故障元件,安全自动装置则根据电压、功角、频率的异常情况,按照事先设定的方案调整某些元件和负荷,消除设备异常现象。当一些偶然因素在特定环境下叠加在一起时,往往导致网络中的某一个脆弱点发生故障,而这一节点的故障所引起的暂态变化(如电压、频率或负荷的暂态峰值等)将立即影响到与其相关联的其它节点,同时这些相关联的节点可能还存在自身的脆弱性,在这些影响的共同作用下,可能导致许多继电保护装置和安全自动装置的相继动作,使得故障影响在一定范围内传播和扩大,形成级联崩溃(cascaded outages),最终导致大面积的系统灾变。

如果是内部原因造成对系统的威胁,可通过提高系统内部各元件的可靠性、改善其性能来减少这种事故发生的概率和严重性;如果是外部原因造成的,可望通过建立一个防御系统和恢

复体系来减少这方面的危害。

### 1.3 我国电力系统安全稳定状况

著名的沙堆模型可以用来描述电网的运行特性：在平面上撒播沙子会造成一个沙堆，并且很快到达一个临界状态，此后如果再往上加沙子就会沿沙堆滑落，而且，加上的沙粒数目正好等于落下的数目。但对于添加的沙子而言，它也许会引起小范围重排（小范围的停电事故），或者大面积的崩塌（极端的大停电事故），也许会被固定在那儿（什么也没有发生）。用电量的增长会导致电力系统运行的空闲容量减小，一旦达到临界点，就可能造成大停电。因此，人们必须不停地进行电网改造、建设新电厂、新输电线路，增加电网的载荷能力，增加电力系统可运行的容量。不过，用电量的增长和电力系统的建设，都会受到整个社会经济体系的制约，并最终达到一种平衡，即临界状态。

就现实国情而言，我国电力供应相对紧张的矛盾在今后几年内依然存在，也就是说处于一种临界状态。同时，我国电网处在一个全国联网的初级阶段，随着电力需求的不断上升、电力市场化改革的深入推进，电力安全将面临越来越多的考验。目前我国大停电的主要隐患在于：电网整体投入的不足，随着国民经济和社会用电需求的不断增加，电源建设规模逐年扩大，电网建设滞后明显，增加了大停电的风险；在运行的电网中，部分设备老化的情况严重，成为整个电网抵御风险中的薄弱环节；我国电网相对薄弱，如美国的稳定标准早就是“完全 N-1 标准”，我国 2001 年新颁布的标准才刚刚提高到“完全 N-1 标准”，全国 6 个区域电网中还有 5 个达不到“不完全 N-1 标准”这一标准；另外还存在违反电力规划和调度运行规则的情况、人为的破坏电力设施的行为。

虽然我国的电网结构和技术装备与发达国家相比相对薄弱，但由于电力管理体制的不同，对电网的管理和控制能力较强。美国的电网已经彻底市场化，分属于各个电力公司，联合对用户进行供电，各家公司追求的是利益最大化，很难进行集中调度。在完全市场化的情况下，电网运作要按供电合同进行，拉闸限电等保电网安全的措施实施时倍受限制。我国电力是统一调度、应急措施通盘考虑的方式，即便局部电网出现故障，也能够得到有效控制，不会蔓延到全网。从网络结构方面来看，美国电网是全国联网，虽然电网越大、联网程度越高，运行就越经济、越稳定，不过这样的电网要么不发生问题，要么就会让网络上的节点都受到影响。我国的电网由六大区域电网（东北、华北、华东、华中、南方、西北）构成，电网之间的连接比较薄弱，区域电网的运行立足于网内平衡。网络化程度虽然不高，但方便了实行分级调控，充分发挥统一调度的作用。这样即使区域电网内发生大停电事故，也不会蔓延到其他区域电网。

但以上优势只是暂时的，随着社会经济的发展和电力体制改革的深入，一方面，为降低运行成本，减少浪费，要向美国的先进联网方式学习，实行全国联网，这是我国未来电网发展的趋势。与之同时，电网越先进、联网的程度越高，发生全国性大停电的风险也越大；另一方面，拉闸限电、分级调控、统一调度是我国目前保证电网安全的基石；但减少人为干预、进行电力市场化改革又是发展的方向。可以说，我国现行的这种“类行政手段”的电网调度管理模式，在某种程度上掩盖了现存电网的缺陷和电网建设的落后，保证了中国短期内不会发生类似美加大停电那样极端的情况。但是长远来看，暂时相安无事的现状，预示着更加高昂的改革成本。

因此，我们的电网安全还是低水平的安全，电网安全还没有实现长治久安的局面，电网运行过程中仍然存在多方面的安全问题，安全形势依然严峻。加上电网越来越接近于其极限运行状态，缺乏灵活的调节能力，特别是在某些紧急运行情况下，电网更加脆弱。我国电网近年来虽然未发生大电网事故，但大停电的危险同样存在，个别事故也曾与大停电擦肩而过。多重故

障、继电保护及自动装置的拒动和误动、灾难性天气以及外力破坏、人员的失误等等，特别是多重因素的累加，引发连锁反应，均可能成为电网瓦解或崩溃的原因。在这些事故中，如果再发生大机组跳闸或重要输变电设备、联络线故障的话，大停电就可能发生。

综合分析，目前阶段我国发生大面积停电事件的可能性偏小，但随着电力市场逐步建立、特高压电网的建设、全国联网的推进、电力装机和用电量的快速攀升，风险会越来越高。需要尽早谋划建设电网安全防御体系。

## 1.4 电力系统安全稳定研究现状

电力系统规模的迅速发展及新技术的应用大大增加了其自身的复杂性，在北美、意大利、伦敦、雅典等相继发生发生大停电事故，其中“8·14”美加大停电是历史上最大的一次停电事故，频繁发生的停电事故对电力系统稳定控制提出了迫切的要求<sup>[5]</sup>。电力系统安全问题引起了全世界各国电力行业的高度重视，展开了全方位研究，从各个层面、角度对大停电事故原因进行了详尽分析，特别是针对美加大停电，分别从管理体制上、自动化系统、稳定控制系统等方面找出了问题。国内各高校、电力科学研究院等单位也分别就某个专题进行研究，借鉴美加教训提出了建设性的建议。

早期的动态安全分析都是基于时域仿真法的离线安全分析。常规的时域仿真法是最可靠的安全评价方法，其优点在于可以灵活适应各种网络元件，而且仿真轨迹精度高。该方法在电力工程中广泛应用使其成为了最标准的暂态稳定分析工具。虽然时域仿真法可以详细地考虑各种元件模型和系统的动态过程，但其计算量大，而且不能给出稳定性的定量指标和灵敏度信息，系统稳定性的判断还需要运行人员参与，对运行人员的要求较高等<sup>[6~15]</sup>。

直接法的出现为动态安全分析提供了新的思路<sup>[16,17]</sup>，它以计算速度快、可给出稳定裕度等优点而得到人们的青睐。但直接法对模型的适应性不够好，不能反映用系统变量来启动的自动切换过程，也不能提供详细的系统动态过程，而且有时计算误差较大，难以判断某一计算结果的可信度。多年的研究和实践表明，直接法不能取代时域仿真法在稳定分析领域中的位置，这两种方法是互补的<sup>[18~22]</sup>。当前，实用的动态安全分析基本上都是采用时域仿真法与直接法相结合的方法，将直接法包含在电力系统的稳定仿真程序中。这样，既能增强模型的适应性并得到详细的系统动态行为，也能获得稳定裕度和灵敏度等系统定量指标，而这些定量指标对于制定预防控制和紧急控制措施以及计算可用传输容量是相当重要的。这些方法广泛应用于电力系统的功角稳定性、电压稳定性、频率稳定性、系统解列、热过载等方面内容研究<sup>[23~31]</sup>。

电网结构不合理降低了供电可靠性，导致了极易在小的扰动下发生连锁反应，进而引发大的电网事故。有学者就运行方式安排、电源接入系统点等方面的研究，分析总结了合理分片、分层分区、分散外接电源的对电网安全的影响。文献<sup>[32]</sup>中总结了一些极易引发稳定破坏、电压崩溃、电网瓦解等大面积停电事故的电网结构，其中就包括了：高低压电磁环网，环形距离过长，环套环、多环互联几种涉及环网的结构，并阐述了电网结构布局应体现的原则是：分层分区，主次分明。文献<sup>[33]</sup>详细分析了华东电网 220kV 省际联络线开断运行的必要性和可能性，并通过分析，选择了最佳方案。文献<sup>[34]</sup>分析了华东电网实施分层分区应具备的基本条件，并通过华东电网的潮流分析、稳定分析、短路容量分析，讨论了华东电网未具备分层分区条件时，电磁环网开断运行将会出现的问题。文献<sup>[35~38]</sup>都是从规划的角度，分析了不同地区分层分区的问题。其中文章<sup>[37]</sup>，总结了电磁环网解环运行的基本条件，并论述了电磁环网解环运行对电网规划的要求。

目前世界范围内电力工业正经历一场结构改革。其核心是打破发电、输电、配电、售电一

体化的传统结构和地区性垄断。这种变革必然带来许多与过去垄断经营不同的新问题，对电力工业的管理、经营、规划及调度等都将产生深层的影响和巨大的冲击，给系统安全带来诸多未知的和不确定的因素。在市场环境下，厂网分开后独立系统运行员失去了对系统的所有权，经济性和安全性不再表现为两个独立的指标，安全性将融入经济性中，从而安全可靠控制应该建立在成本/效益分析的基础上，寻求安全性和经济性的平衡。文献<sup>[39]</sup>提出了一种基于危险性指标的系统安全性和经济性的折中原则，然而这些危险性指标乃是针对若干个给定的离散运行点和预想事故而言的。对于给定一个初始运行条件和一个预想事故下的电力系统暂态稳定性控制，文献<sup>[40][41]</sup>基于暂态能量函数法分别从不同的角度进行了研究；文献<sup>[40]</sup>提供了一种电力市场环境下依据发电商呈报的发电改变量进行报价的发电再调度方法，该法试图在维持系统暂态稳定的同时，使安全可靠控制费用最小。文献<sup>[41]</sup>也提供了一种计及暂态稳定性约束的最优发电再调度的方法，但其目标是使临界线路潮流尽可能地接近其极限值，使发电的改变量最小。文献<sup>[42]</sup>提出一种电力市场环境下的电力系统安全成本优化模型及算法，该模型计及了暂态稳定性约束、事故发生概率及系统失稳损失。文献<sup>[43]</sup>介绍了基于风险的安全性评估方法的基本原理以及如何获取线路发生故障的概率和故障导致暂态失稳的概率，提出暂态失稳的后果模型，并在此基础上建立完整的风险指标。文献<sup>[44]</sup>以有功、无功电费最小为目标函数，构造了适用于合同交易和非合同交易共存的电力市场安全预防再调度和安全校正再调度数学模型，此模型可用线性规划求解。事实上，在计及风险的情况下，仍缺乏考虑暂态稳定约束下寻求安全性和经济性之间平衡点的系统有效的优化方法。文献<sup>[45-50]</sup>结合电力市场对电力系统可靠性的影响及新环境下可能出现的安全性方面的问题针对在风险管理中电力系统规划和运行中的一些安全性因素做了初步的探讨，提出了市场环境下一些可能的安全性解决方法。文献<sup>[51]</sup>讨论了电力市场经济稳定性问题的特点、模型、及其与电力系统物理稳定性的关系，指出经济领域现有的动态模型和稳定性研究方法都不适用于电力市场，必须重新定义状态变量，建立合理的数学模型，正确地反映利润积累、投资行为、可用发电容量和可用输电容量的动态行为，正确地反映电力市场经济动态与电力系统物理动态之间的相互影响。

伴随着电力电子器件的发展而发展起来的灵活交流输电技术(FACTS) 为控制电网电压和潮流、提高电网的安全性提供了更加灵活快速的控制手段。统一潮流控制器(Unified Power Flow Controller, UPFC)与其它灵活交流输电设备相比，在运行过程中能调控设备接入点的电压，又可快速调节线路的有功和无功功率，因此使得系统运行更加灵活。也正是因为 UPFC 所具备的优越功能，其控制器的设计引起了众多研究者的兴趣<sup>[52-55]</sup>。其中文献<sup>[52]</sup>采用常规 PID 控制，文献<sup>[53]</sup>则在建立 UPFC 动态的基础上，基于微分几何控制方法设计了 UPFC 的非线性控制器，取得了良好的效果。

近年来，电力系统灾变事故的防止和研究成为世界各国政府和电力工作者关注的焦点。在国内，也把电力大系统灾变防治和经济运行作为重大课题立项进行研究，提出数字电力系统(DPS)、计算机在线稳定监控系统等概念和设想。这方面的研究包括完善现有的调度控制中心的功能，提出建立电网实时安全预警系统、智能决策系统，使调度从人工“分析型”上升到自动“预警型”。要能实现真正的实时预警、实时决策、实时控制，只有将基于 GPS 的广域测量技术、高速通信技术和暂稳计算的计算机仿真技术有机地结合起来，构建全网协调动作的一体化系统即基于互联电力系统的广域控制系统，包括建立柔性的 SCADA 系统(智能 EMS 系统)、基于广域信息的安全稳定紧急控制系统和网络保护系统以及自适应互联系统解列与事故恢复系统，实现大电网“超实时仿真”，做到计算机仿真事故发生后的进程远比事故的发展过程进行得更快<sup>[56-65]</sup>。

在国外，提出建立电力战略防御系统(SPID)，其主要目的是要防止各种导致系统大面积

停电的灾难性事故，它主要是以系统的全局广域相量测量和分析为支柱，实时地提供系统所需的各种关键信息、快速评估系统的提供系统所需的各种关键信息、快速评估系统的脆弱性、提供实时快速的自适应自愈、自适应网络重构、自适应保护等为其特点的一个全局广域智能控制系统<sup>[66][67]</sup>。

## 1.5 本文的主要内容

地区一级的电网安全性一直缺乏系统的研究分析，随着电网规模的不断扩大，电网承担风险的能力也在减弱，电网安全问题日益突出。

徐州地区是江苏乃至华东电网的能源基地，电源点多，向苏南输电的任务繁重，历来存在稳定和送出问题。一旦南送通道因事故跳闸等原因受阻，特别是过江通道故障跳闸引起过载连锁跳闸，会引起苏北电网与江苏主网解列，严重时可能造成苏北电网崩溃。徐州地区还担负着山西阳城电厂专线专供江苏电网的 210 万千瓦电力送出任务。由于阳城输变电系统是典型的大电源、长距离交流系统，稳定问题突出，特别安装了安全稳定切机装置和振荡解列装置。该套切机系统结构复杂，可靠性不高。另外阳城输变电系统的保护装置运行不稳定，特别是串补装置，频繁发生故障。因此二次系统的不稳定直接导致阳城系统运行可靠性的下降。给阳城电厂送出带来隐患。另外徐州本地区有煤矿、化工、冶炼、铁路、交通、军事设施等重要负荷，既要保证地区安全供电，又要完成电力南送任务。在目前供用电形势严峻、电网稳定问题突出的局面下，电网的安全运行水平不高。

在目前供用电形势严峻、电网稳定问题突出的局面下，减少电力系统灾变发生的可能性、使电力系统事故（或灾变）的范围尽可能小、持续的时间尽可能短是这项研究的最终目的。这对提高徐州地区电网的安全可靠性将起到非常重要的作用，同时也为上一级省网安全性提供支撑。

论文主要进行了以下工作：

- 1、分析了传统的电力系统安全评估的内容、原则、评估方法；
- 2、分析了基于风险的电力系统脆弱性评估方法，建立了相应的评估指标；
- 3、对徐州电网的安全性进行了脆弱性评估；
- 4、根据徐州电网脆弱性评估结果，分析了徐州电网存在的问题；
- 5、针对徐州电网存在的问题，提出提高徐州电网安全稳定性的建议和措施。

## 第二章 电力系统安全性分析和确定性评估

### 2.1 引言<sup>[68]</sup>

电力系统的安全性包括安全和稳定两个方面，安全是指运行中的所有电力设备必须在不超过它们允许的电流、电压和频率的幅值和时间限额内运行。不安全的后果可能导致电力设备的损坏；稳定是指电力系统可以连续向负荷正常供电的状态。<sup>[92]</sup>

《电力系统安全稳定导则》中指出电力系统的安全性通常指在突发性故障（例如突然失去电力系统的元件或者短路故障等）引起的扰动下，系统保证避免发生广泛波及性供电中断的能力。它主要通过两个特性表征：

- 1) 电力系统能承受住故障扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况；
- 2) 在新的运行工况下，各种约束条件得到满足。

相应的，对系统安全性的分析涉及到系统故障后的稳态行为和暂态行为，因此安全分析也分为静态安全分析和动态安全分析两个领域。静态安全分析假设电力系统从事故前的静态直接转移到事故后的另一个静态，不考虑中间的暂态过程，用于检验事故后各种约束条件是否能得到满足；动态安全分析研究电力系统从事故前的静态过渡到另一个静态的暂态过程中保持系统稳定的能力。

通过图 2-1 可以更清楚地了解电力系统安全分析的内容：

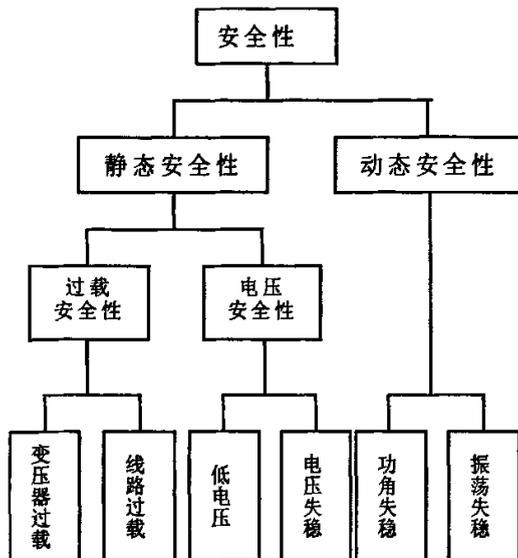


图 2-1 电力系统安全分析

### 2.2 电力系统静态安全分析<sup>[69][70]</sup>

#### 2.2.1 概述

电力系统的静态安全分析是电力系统规划和调度的常用手段，用以校验输变电设备强迫退

出运行后系统的运行状态。它主要研究系统中元件开断引起的支路有功潮流及母线电压越限，如果出现越限，就要采取相应的校正控制策略消除越限，保证系统的正常运行。

电力系统在运行过程中必须满足两类条件：一类是等式约束条件，即系统有功功率和无功功率供需必须平衡；一类是不等式约束条件，即系统中的某些变量必须在一定限值内，例如各节点的电压模值、机组的有功和无功出力、支路潮流等。同时满足等式和不等式条件的系统，才可以认为是处于正常状态。

从电力系统运行角度来看，处于正常状态的系统发生故障后，系统可能仍然处于安全状态。由于网络结构的变化，电力系统也可能出现输电线路过负荷、电压数值越限等情况。对于正常状态的电力系统又可以区分为安全正常状态与不安全正常状态两类。从电力系统运行调度的角度看，应该用预想事故分析的方法来预知系统是否存在隐患，即处于所谓不安全正常状态，以便及早采取相应的措施来防患于未然，使之从不安全正常状态转变到安全正常状态。

在考虑预想事故集的情况下，根据系统对以上两类约束条件的满足情况，可将电力系统分为四种运行状态。

已处于正常状态的电力系统，在承受一个合理的预想事故集的扰动之后，如果仍不违反等式约束和不等式约束，则称该系统处于安全正常状态。

如果运行在正常状态下的电力系统，在承受规定预想事故集的扰动过程中，只要有一个预想事故使系统不满足不等式约束条件，就称该系统处于不安全正常状态。

当系统运行在不满足不等式约束条件的状态下时，系统即处于所谓的紧急状态。紧急状态又可分为持久性的紧急状态和稳定性的紧急状态。在持久性的紧急状态下(一般为某些设备过负荷或某些电压越限等)，系统虽然违反不等式约束条件但仍可保持其稳定性，这种状态一般可以通过校正控制使之回到安全状态；而在稳定性的紧急状态下(如系统频率越限、发电机转子间角度分开等)，系统将失去稳定。处于紧急状态的电力系统，如果不及时或来不及采取某些措施，就有可能使系统运行条件恶化，甚至导致整个系统的瓦解，必须对系统采用紧急控制措施。这时，系统的某些个别部分可能处于正常状态，但另一些部分却可能出现同时违反等式和不等式约束条件的情况。这样的系统状态称为待恢复状态。

当系统工作在某一运行状态时，为了提高其安全性，电网调度中心应采取适当的安全控制对策。其中预防控制使系统从不安全正常状态转变到安全正常状态，以使系统有可能承受合理预想事故集中的各种扰动。校正控制使没有失去稳定性但处于紧急状态的系统尽快地恢复到正常状态。在系统失去稳定的紧急状态下，为了防止事故的进一步扩大以及减小事故对系统的影响，通过紧急控制使系统进入待恢复状态，然后来用恢复控制来使系统重新恢复到正常状态内。

以上四种运行状态和各种控制措施的相互关系如图 2-2 所示。

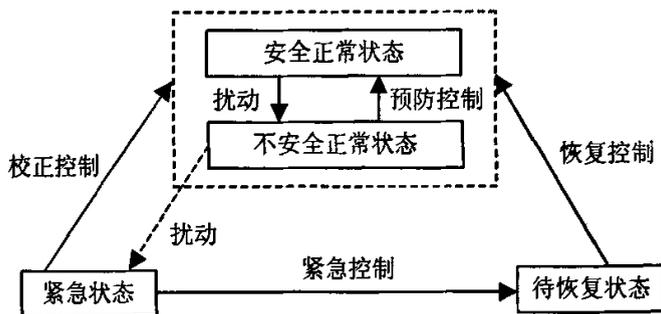


图 2-2 电力系统运行状态分类及其转化过程

目前在日常规划、调度工作中比较常见的电力系统静态安全分析是检验电网运行满足  $N-1$

原则：即逐个无故障开断线路、变压器等元件，检查其他元件是否因此过负荷和电网低电压，用以检验电网结构强度和运行方式是否满足安全运行要求。与之相关的两个方面是预想事故评定、安全控制对策。

### 2.2.1 预想事故评定和预想事故选择

预想事故评定是根据系统中全部可能扰动集中的某一子集——预想事故集，来评定系统的安全性，即判断系统当前的运行状态在出现事故时是否安全。

在进行大型电力系统安全分析时，需要考虑的预想事故数目是相当可观的，严格的  $N-1$  检验需要对全部线路、变压器进行  $N$  次开断分析，计算工作量很大。实际上，网络中有一些线路、变压器在开断后并不引起系统过负荷，因此可以根据各线路、变压器开断后引起系统过负荷的可能性进行故障排序，然后按照顺序依次对过负荷可能性比较大的线路、变压器进行校验。当校验到某条线路或某台变压器开断后不引起过负荷时，则排在其后的线路或变压器就可以不再进行校验，从而可以显著减少计算量，这个过程称为预想事故选择。

预想事故选择是选出那些会引起支路潮流过载、电压越限等危及系统安全运行的预想事故，并用标量函数行为指标  $PI$  (Performance Index) 来表示它对系统造成的危害严重程度，按其顺序给出一览表。这样就可以不必对整个预想事故集进行逐个详尽分析计算。因为有意义的预想事故，只占预想事故集的一小部分。因此采用预想事故自动选择可以大大加快安全分析的速度，然后再根据表格给出的顺序，依次对表中列出的每一预想事故进行完全的交流潮流分析，直到表中的预想事故不再对系统引起越限为止。在形成预想事故一览表时，应尽量避免遮蔽现象，即某一个可能引起许多线路出现重载但并未过负荷的预想事故，其行为指标可能反而高于只有个别线路产生过负荷的预想事故行为指标。

### 2.2.2 安全控制对策

电力系统运行的安全控制包括三个方面：一是针对正常运行状态的安全经济控制；二是针对预想事故集的预防性控制；三是针对存在不安全的某个事故后状态的校正控制。

安全经济控制的任务是在满足安全要求和质量要求的条件下实现运行的经济性，即实现目标最优。安全经济控制通常采用最优潮流法进行求解，在满足等式约束和不等式约束的条件下使系统运行达到一个最优目标。电力系统在垄断模式下使用最多的目标是运行费用最小或燃料消耗最少，在电力市场环境则为市场购电费用最小。

如果由预想事故分析发现系统处于正常的不安全状态，那么就要采取适当的对策使系统恢复到正常的安全状态，这个任务是由预防性控制来完成的。它将电力系统的正常运行情况调整到这样一种状态，使之不但在当前的正常运行情况下满足各种约束条件，而且在预想事故情况下，仍能满足相应的约束条件，并在此前提下使系统实现最经济运行。从数学模型来说，预防性控制相当于在最优潮流问题的基础上增加第三种约束条件——预想事故安全约束条件，它们是由包含在预想事故一览表中与各预想事故相对应的等式约束和不等式约束所组成的全部约束条件。

对于大型电力系统而言，预防性控制问题的规模十分庞大，这使得问题的求解十分复杂并且需要大量的计算机时间，且事故发生的概率通常很小，而进行预防性控制往往需要较大地牺牲系统运行的经济性。因此有人建议：应当允许系统运行在不安全的正常状态之下，然后利用校正控制来处理现有的或潜在的静态紧急状态。

校正控制包括两种情况：

1. 在静态安全分析中，由预想事故分析发现系统处于正常的不安全状态，或者说处于潜

在的静态紧急状态,可采用校正控制来负责校验,对每一潜在的越限情况,作一次校正运算以判断万一出现这些静态紧急状态是否可以予以校正,通常称之为校正安全分析或校正对策分析。

2. 第二种情况是当系统发生了某些(或某个)事故而使约束条件受到破坏,在规定的时间内,通过校正控制使之恢复到安全状态。

这两种情况同属于静态的校正控制,允许系统暂时处在不安全的情况下,通过对控制变量的再安排使系统尽快恢复正常运行,使所有的约束条件重新得到满足。

## 2.3 电力系统动态安全分析<sup>[68][69][71][72][92]</sup>

电力系统动态安全通常指电力系统稳定性,是电力系统受到事故扰动后保持稳定运行的能力。电力系统运行中,有三种必须同时满足的稳定性要求,即同步运行稳定性、电压稳定性和频率稳定性。通常根据动态过程的特征和参与动作的元件及控制系统,将同步运行稳定性的研究划分为静态稳定、暂态稳定、中长期稳定(动态稳定)。

电力系统稳定性是与特定的系统结构(故障前和故障后)、运行方式、调节装置的参数和干扰的大小、地点与持续时间相关联。所以,电力系统的稳定与否只能是对于某一特定电力系统在特定的初始条件和干扰而言的,而不能笼统地说某个系统是稳定的,或者是不稳定的。

### 2.3.1 电力系统灾变

电力系统灾变是指电力系统主要由连锁性事故导致的电力系统稳定破坏而发生的大面积停电。

现实的电力系统同复杂的甚至是不可预测的环境相联系,它随时都可能受到来自自然或人为因素的干扰,要完全防止事故的发生是不可能的。电力系统事故可分为两大类:一是可逆性事故,即电力系统受干扰后,能从一种正常工作状态走向另一种或回到原来的工作状态。二是不可逆事故。即电力系统受干扰后,电力系统功角稳定破坏,或电压稳定破坏即电压崩溃,或频率稳定破坏即频率崩溃,或三者中的任意二者或全部破坏,电力系统瓦解,大量损失负荷。

电力系统灾变具有极强的综合性。电力系统灾变几乎涉及到电力系统中的所有重要问题,几乎每一起电力系统灾变事故均与系统失去稳定有关,灾变是系统失去稳定并导致大面积停电的结果。因此在研究中必然会遇到电力系统原有的众多难题,如系统的动态等值与简化、稳定判据的选择、负荷的动态模型难以获得、控制方法的适应性以及系统的强非线性及时变性等问题。

连锁性故障是导致电力系统灾变发生的主要原因,它表现为一系列线路和电源的连锁反应跳闸,并最终发展为系统的解列、频率或电压崩溃。连锁性故障往往由极其罕见的严重事故造成,具有偶然性和不可预测性。典型的严重事故包括同一走廊的输电线路全部同时断开、枢纽变电所全停或占系统容量较大的一个发电厂全停等。

导致事故扩大的原因大体有以下几种:

(1) 输电线路过负荷或故障跳闸,引起大量负荷转移,最终造成一系列线路和电源的连锁反应跳闸。

(2) 负荷增长过快,系统无功不足而导致电压崩溃。

(3) 系统元件的保护或自动装置拒动或误动。

(4) 线路多重多次故障,导致一系列跳闸,最终发展成稳定破坏事故。

(5) 大机组跳闸,引起连锁反应,最终发展成稳定破坏事故。

(6) 不可抗拒的自然灾害或人为因素。

灾变是系统稳定破坏的结果,根据系统失稳的特征不同,稳定问题包括功角稳定、电压稳定、频率稳定以及电力系统非管制后所呈现的电力市场稳定问题。

### 2.3.2 静态稳定

电力系统在运行时无时无刻不遭受到一些小的干扰,例如负荷的随机变化及随后的发电机组调节;因风吹引起架空线路间距变化而导致线路等值电抗的变化,等等。这些现象随时都在发生,但是这种小扰动的发生不会引起系统结构的变化。

静态稳定就是指电力系统受到小干扰后,不发生非周期性失步,自动恢复到初始运行状态的能力。静态不稳定包括同步发电机的非周期性失步(滑行失步)或者由于缺乏足够的阻尼转矩造成同步发电机间的自发振荡失步。

在当今实际电力系统中,静态稳定问题主要是系统缺乏足够的振荡阻尼。所关心的稳定问题有以下几种类型:

- 1) 当地模式或者机对系统模式,即一个发电厂的机组与系统中其余机组的摇摆模式。主要发生在局部的一个电厂或者小部分系统中。
- 2) 区域间模式:即系统中许多电机为一方对另一方许多电机的摇摆模式。它是由于紧密联系的两组或者多组电机通过弱联络线互联而造成的。
- 3) 控制模式:即与发电机组和其他控制装置相关的模式。未调整好的励磁装置、调速器、直流换流器和静止无功补偿器等通常造成这种模式的不稳定。
- 4) 扭转模式:即与汽轮发电机轴系转动部件相关的模式。扭转模式的不稳定可由与励磁装置、调速器、高压直流输电控制和串联电容器补偿的线路相互作用而产生。

在研究电力系统静态稳定性时,引起微小干扰的原因以及发生干扰的地点都是不确定的,而且所谓的“小”干扰也没有一个明确的数量界线,所以静态稳定性研究的结果不是确定运行参数对原始稳态值的绝对偏移量,而是仅仅确定运行参数变化的性质,得出稳定或者不稳定的结论,为正常的稳定运行提供依据。

### 2.3.3 暂态稳定

在正常的稳态运行情况下,电力系统中各发电机组输出的电磁转矩和原动机输入的机械转矩平衡,因此所有发电机转子速度保持一致。但是电力系统经常遭受到一些大干扰的冲击,例如发生各种短路故障,等等。这种大的扰动往往引起系统的结构和参数的较大变化,使得系统的潮流及各发电机的输出功率也随之变化,从而破坏了原动机和发电机之间的功率平衡,在发电机转轴上产生不平衡转矩,导致转子加速或者减速。一般情况下,干扰后各发电机组的功率不平衡状况并不相同,加之各发电机组的转动惯量也有所不同,使得各机组转速变化的情况各不相同。这样,发电机转子之间产生相对运动,使得转子之间的相对角度发生变化,而转子之间的相对角度的变化又反过来影响各发电机组的输出功率,从而使得各发电机组的功率、转速和转子之间的相对角度继续发生变化。与此同时,由于发电机端电压和定子电流的变化,将引起励磁调节系统的调节过程;由于发电机组转速的变化,将引起调速系统的调节过程;由于网络中母线电压的变化,将引起负荷功率的变化;网络潮流的变化也将引起一些其他控制装置(如 SVC、TCSC、直流系统中的换流器)的调节过程,等等。所有这些变化都将直接或者间接地影响发电机组转轴上的功率平衡状况。这些变化过程相互影响,形成了一个以各发电机转子机械运动和电磁功率变化为主体的机电暂态过程。

电力系统遭受大扰动后发生的机电暂态过程可能会有两种不同的结局。一种是各发电机转子之间的相对角度随时间的变化呈摇摆（或振荡）状态，且振荡幅值逐渐衰减，各发电机之间的相对运动将逐渐消失，从而系统过渡到一个新的稳态运行情况，各发电机仍然保持同步运行。另一种结局就是在暂态过程中某些发电机转子之间始终存在着相对运动，使得转子间的相对角度随时间不断增大，最终导致这些发电机失去同步，严重情况下甚至导致系统的解列或瓦解。

暂态稳定就是指电力系统受到大扰动后，各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指保持第一或第二个振荡周期不失步的功角稳定。

电力系统的暂态稳定性取决于系统的初始运行工况和扰动的严重程度。暂态稳定计算分析的目的就是在规定运行方式和扰动形态下，对系统稳定性进行校验，并对继电保护和自动装置以及各种措施提出相应的要求。其判据是电网遭受大扰动后，引起电力系统各机组之间功角相对增大，在经过第一或第二个振荡周期不失步，做同步的衰减振荡，系统中枢点电压逐渐恢复。

系统中发生的扰动其严重程度和发生的概率在很大范围内变化。这些扰动主要有三种基本形式：

- 1) 突然变化系统的网络结构，最常见的是短路，包括单相接地、两相接地和三相接地以及相间短路。无故障断开线路也属于这一类扰动；
- 2) 突然增加或减少发电机出力，如切除或投入一台容量较大的发电机；
- 3) 突然增加或减少大量负荷，如切除或投入一个大负荷。

按照《电力系统安全稳定导则》的要求，在实际计算分析时，还应考虑以下因素：

- 1) 应考虑在最不利地点发生金属性短路故障；
- 2) 发电机模型在可能的条件下，应采用暂态电势变化，甚至次暂态电势变化的详细模型（在规划设计阶段允许采用暂态电势恒定模型）；
- 3) 继电保护、重合闸和有关自动装置的动作状态和时间，应结合实际情况考虑；
- 4) 考虑负荷特性。

### 2.3.4 中长期稳定（动态稳定）

电力系统的暂态稳定分析通常只涉及系统在短期内（约 10S 之内）的动态行为，但是，在现代电力系统中除了构成系统主回路的元件外，还有各种自动调节装置（如自动励磁调节装置，调速装置等），它们反应各种干扰的影响，并自动做出对系统运行状态的反应。在大规模互联系统中，一个干扰的全部影响有时要在它发生几秒钟甚至更长的时间以后才能反映出来，因此必须分析系统的动态稳定。

动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力。

在北美许多文献中，动态稳定一词多指用于带自动控制装置的小信号稳定，以与经典的无自动控制的静态稳定相区别。在法国和德国的文献中用来表示通常所说的暂态稳定。鉴于用动态稳定一词带来的许多混淆，国际大电网会议（CIGRE）和跨国电气电子工程师学会（IEEE）都建议不用该词，而改用中期稳定和长期稳定代替。

中期（10S 直至几分钟）和长期（几分钟直至几十分钟）稳定性主要关注在遭受到一种破坏时电力系统的动态响应。当电力系统遭受到严重破坏时，将导致系统的电压、频率和潮流发生重大偏移，因此必然涉及到一些在暂态稳定分析时未曾考虑的慢过程、控制与保护的行為。对电压和频率发生大的偏移起作用的装置，其响应过程从几秒（如发电机控制与保护装置的响应）到几分钟（如负载电压调节器装置的响应）。

中期响应是指短期响应向长期响应的过渡。研究的重点是各机之间的同步功率振荡，包括

一些慢过程以及可能的大的电压和频率偏移。

长期稳定性又称为长过程动态稳定性,分析的重点是与大范围系统破坏同时发生的较慢的、持续时间长的现象,以及由此引起的发电机与负荷的有功功率和无功功率显著增大的持续性失配。这些现象包括:锅炉的动态,水轮机的进水口和水管动态,自动发电控制(AGC),电厂和输电系统的控制与保护,变压器饱和,负荷和网络的非正常频率效应,带负荷调节变压器分接头,负荷自动恢复等等。电压失稳问题有时与长过程动态有关。

与快速励磁系统有关的负阻尼或弱阻尼低频增幅振荡可能出现在正常工况下,系统受到小扰动后的动态过程中,称之为小扰动动态稳定,或系统受到大扰动后的动态过程中,一般可持续发展10~20s后,进一步导致保护动作,使其它元件跳闸,问题进一步恶化,通常引起逐级连锁反应并将系统解列为几个分开的孤岛。

一般而言,中期稳定和长期稳定问题与不适当的设备响应、控制和保护设备的不良谐调或者不足的有功功率和无功功率备用有关。

因此,当电力系统具有下列情况时,应考虑电力系统的中长期稳定,并且在中长期稳定分析时发电机模型应考虑采用次暂态电势变化的详细模型,考虑同步电机的励磁调节系统和调速系统,考虑电力系统中各种自动调节和自动控制系统的动作特性及负荷的电压和频率动态特性:

- 1) 系统中有大量水轮机和汽轮机经较弱联系并列运行;
- 2) 采用快速励磁调节系统及快关气门等自动调节措施;
- 3) 有大功率周期性冲击负荷;
- 4) 电网经弱联系线路并列运行;
- 5) 分析系统事故有必要时。

中长期稳定性分析的稳定判据是在系统遭受到小的或大的扰动后,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振荡状态,电压和频率能恢复到允许的范围。

### 2.3.5 电压和频率稳定

电压稳定是指电力系统受到小的或大的扰动后,系统电压能够保持或恢复到允许的范围,不发生电压崩溃的能力。与研究系统功角稳定性关注发电机转子运动规律相似,在研究系统的电压稳定性时,则往往关注负荷点电压的行为,因此有时又将电压稳定性称为负荷稳定性。

电力系统的电压不稳定现象一般出现在电源远离负荷中心或输电系统带重负荷情况,当无功电源突然切除或者系统的无功电源不足,负荷慢慢增大到一定程度时,引起电力系统电压大幅度下降,以至发生电压崩溃现象。所以,引起电压不稳定的主要原因是电力系统没有满足无功功率需求的能力。问题的核心常常是由于有功和无功功率流过感应电抗时产生的电压降。因此,无功功率的分层分区供需平衡是电压稳定的基础。

电压崩溃比电压稳定性要复杂得多,常常是系统发生一系列事件后导致一些母线电压持续降低,其中夹杂着电压不稳定和功角不稳定。在功角失步过程中,电压降低只是功角失步的结果而不是其发生的原因。

判断电压稳定的准则是,在正常运行情况下,对于系统中的每个母线,母线电压的幅值随着该母线注入无功功率的增加而升高。如果系统中至少有一个母线,其电压的幅值随着该母线注入无功功率的增加而降低,则系统是电压不稳定的。

电压失稳可表现在静态小扰动失稳,暂态大扰动失稳及大扰动动态失稳或长过程失稳。电压失稳可以发生在正常工况,电压基本正常的情况下,也可能发生在正常工况,母线电压已明显降低的情况下,也可能发生在受扰动以后。

当电力系统经较弱联系向受端系统供电或受端系统无功电源不足时,应进行电压稳定性校

验。进行静态电压稳定性校验是用逐渐增加负荷（根据情况可按照保持恒定功率因素、恒定功率或者恒定电流的方法按比例增加负荷）的方法求解电压失稳的临界点（由  $dP/dU = 0$  或  $dQ/dU = 0$  表示），从而估计当前运行点的电压稳定裕度。然而，可以清楚的看出，由于静态分析方法未涉及系统的动态，所得到的“极限”通常只是“功率极限”而非“电压稳定极限”。

因此，要分析系统暂态电压稳定性和动态电压稳定性，必须充分考虑系统中各种动态元件的动态特性相互之间的影响，例如负荷特性、无功补偿装置动态特性、有载调压变压器的分接头动作影响特性、发电机定子和转子过流和低励限制、发电机强励自动特性等，对系统的动态过程进行仿真。电压失稳的判别依据是母线电压下降，平均值持续低于限定值。

由于电压失稳现象并不是孤立发生的。有功失稳和电压失稳的发生常常交织在一起，一般情况下其中的一种占据主导地位，在电压稳定性分析时应注意区别功角振荡或失稳造成的电压严重降低和振荡。

频率稳定是指电力系统受到小的或大的扰动后，系统频率能够保持或恢复到允许的范围内，不发生频率崩溃的能力。

电力系统的频率不稳定现象出现在有功功率开断和负荷突然增大时，由于电源和负荷间有功功率的严重不平衡，会引起电力系统频率突然大幅度下降，以至发生频率崩溃现象，导致系统解列。

## 2.4 确定性电力系统安全评估标准

为在电力系统中达到所需的安全水平应满足的条件，安全评估应以安全性准则为基础进行安全评估。目前在中国及许多国家在电力系统中采用确定性的评估方法，即在给定电力系统结构、参数扰动类型及发生地点的条件下，应用确定性的数学模型，评估电力系统的安全性。

### 2.4.1 确定性行为或性能试验准则—N-1 原则

N-1 原则是指正常运行方式下的电力系统中任一元件（如线路、发电机、变压器等）无故障或因故障断开，电力系统应能保持稳定运行和正常供电，其他元件不过负荷，电压和频率均在允许范围内。

N-1 原则用于电力系统静态安全分析(单一元件无故障断开)，或动态安全分析(单一元件故障后断开的电力系统稳定性分析)。

电力系统的安全稳定标准与不同的运行条件和各类事故（事件）有关，大致可以分为“完全 N-1 标准”和“不完全 N-1 标准”两大类。

“完全 N-1 标准”的基本原则是在一个元件故障的情况下，电力系统必须保持正常运行而无需切机和（或）切负荷。如表 2-1 中所示矩阵中，A 区表示扰动不影响出力 and 负荷。B 区中表示稳定运行可以保持，为保持稳定所采取的控制措施如减出力和负荷是允许的。A 区和 B 区以外的区域表示失稳。

表 2-1: 电力系统“完全 N-1 标准”

故障形态	运行条件	
	N-1	N-2
N-1	A B	

N-2		
-----	--	--

注：1、A 区特性：不允许损失负荷或发电出力。  
2、B 区特性：允许自动减负荷和(或)切除机组。

“不完全 N-1 标准”是指 N-1 故障后的电力系统稳定运行通常仅靠安全自动装置的简单措施，如切除机组和负荷就能实现。如表 2-2 中 A 区的 N-1 故障可以不采取措施就实现安全稳定运行，因为有些小干扰对电力系统的影响很小。

表 2-2：电力系统“不完全 N-1 标准”

故障形态	运行条件	
	N-1	N-2
N-1	A	B
N-2		

注：1、A 区特性：不允许损失负荷或发电出力。  
2、B 区特性：允许自动减负荷和(或)切除机组。

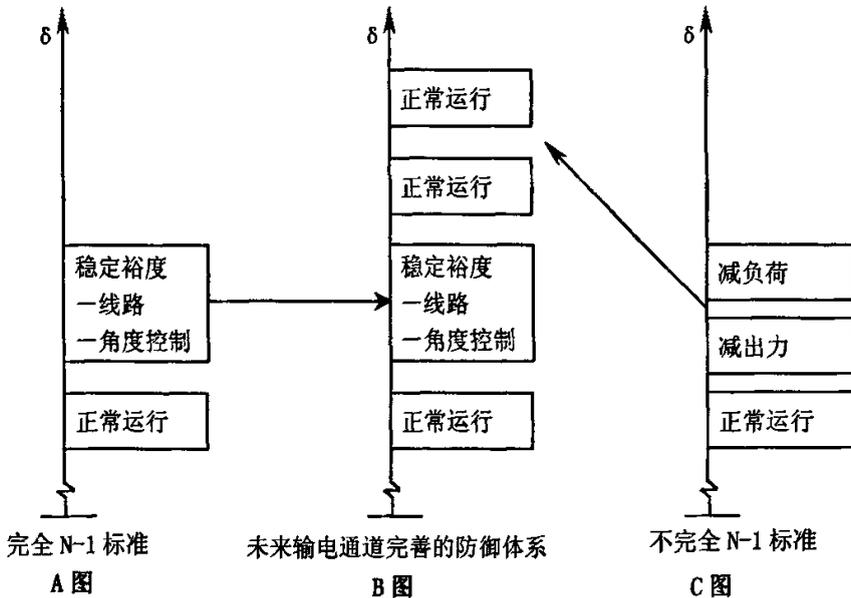


图 2-3 获得角度稳定可靠度的简图

从功角稳定的角度考虑，图 2-3 的 A 图表示了“完全 N-1 标准”在故障后功角偏移的裕度。这个裕度通常由线路获得，在将来可以靠各种功角控制装置来实现。图 2-3 的 B 图表示了“不完全 N-1 标准”在故障后功角偏移的裕度。它是通过自动减出力和负荷给出的功角稳定裕度。

如果这两种为获得功角稳定裕度的原则有同样的可靠性，那么，将这两种不同标准的网络连接在一起，在互联电力系统的安全稳定方面仍然是可行的，前提是这两个区域间的电力传输没有被采用“不完全 N-1 标准”的系统的自动减出力和负荷所影响。<sup>[88]</sup>

### 2.4.2 系统故障准则

应用 N-1 原则检验电力系统安全性，必须首先规定系统故障的准则，一旦发生下列情况，则认为系统处于下列各种故障状态：负荷越限；频率越限；电压越限；有功功率不足；无功功率不足，电压下降；不可控的系统解列；不稳定；连锁反应；电压崩溃；频率崩溃。

国际大电网会议于 1987 年公布的《电力系统可靠性分析应用导则》中还将电力系统状态划分为安全状态、警戒状态、警报状态、紧急状态、特紧急状态、部分停机限电状态、全停状态 7 种。前 4 种属于系统的正常状态，后 3 种属于故障状态。

### 2.4.3 电力系统的静态安全分析标准—行为指标 PI

为了表征各种开断情况下线路潮流越限与节点电压越限的严重程度，同时又考虑到网络中的有功功率和无功功率只存在弱耦合，定义了有功功率和无功功率两种行为指标，分别表征线路潮流越限和节点电压越限的严重程度。

(1) 有功功率行为指标，用来衡量线路有功功率的过负荷程度。表达式为

$$PI_p = \sum_{\alpha} w_p \left( \frac{P_l}{P_l^{\max}} \right)^2 \quad (2-1)$$

其中  $w_p$  为有功功率权因子； $P_l$  线路  $l$  的有功潮流； $P_l^{\max}$  为线路  $l$  的有功潮流限值； $\alpha$  为有功功率过负荷的线路集合。

(2) 无功功率行为指标，用来衡量电压与无功功率方面的过负荷程度。表达式为

$$PI_w = \sum_{\beta} w_u \frac{|U_i - U_i^{\lim}|}{U_i^{\lim}} + \sum_{\gamma} w_q \frac{|Q_i - Q_i^{\lim}|}{Q_i^{\lim}} \quad (2-2)$$

其中  $U_i$  为节点  $i$  的电压模值； $U_i^{\lim}$  为节点  $i$  的电压模值限值； $w_u$  为电压权因子； $Q_i$  为节点  $i$  的无功注入； $Q_i^{\lim}$  为节点  $i$  的无功注入限值； $w_q$  为无功功率权因子； $\beta$  为电压模值超过上、下限的节点集合； $\gamma$  为无功超过上、下限的节点集合。

在上两式中， $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$  均只限于越限的线路或节点，以避免上述遮蔽现象； $w_p$ 、 $w_u$ 、 $w_q$  的值则取决于子系统的运行经验和在不同越限下有关线路的重要程度。

由式 (2-1) 和 (2-2) 可以看出，当系统出现没有过负荷时， $\frac{P_l}{P_l^{\max}}$ 、 $\frac{|U_i - U_i^{\lim}|}{U_i^{\lim}}$  和  $\frac{|Q_i - Q_i^{\lim}|}{Q_i^{\lim}}$  均不大于 1，PI 指标较小。当系统出现过负荷时，过负荷线路的  $\frac{P_l}{P_l^{\max}}$  大于 1，正指数将使 PI 指标变得很大，而  $\frac{|U_i - U_i^{\lim}|}{U_i^{\lim}}$  和  $\frac{|Q_i - Q_i^{\lim}|}{Q_i^{\lim}}$  也将随之增大。因此 PI 指标反应了电网的静态安全性。

### 2.4.3 电力系统的静态稳定储备标准

按照《电力系统安全稳定导则》规定，静态稳定判据为：

$$dP/d\delta > 0 \quad (2-3)$$

或

$$dQ/dU < 0 \quad (2-4)$$

相应的静态稳定储备系数为:

$$K_p = \frac{P_j - P_z}{P_z} \times 100\% \quad (2-5)$$

$$K_v = \frac{U_z - U_c}{U_z} \times 100\% \quad (2-6)$$

式中:  $P_j$ 、 $P_z$ ——分别为线路的极限和正常传输功率;

$U_z$ 、 $U_c$ ——分别为母线的正常和临界电压。

运用上述的静态稳定储备系数对大电源送出线、跨大区或省网间联络线、网络中的薄弱断面进行分析,确定电力系统的稳定性和输电线的输送极限,检验在给定方式下的稳定储备。

在正常运行方式下,对不同的电力系统,按功角判断计算的静态稳定储备系数( $K_p$ )应为15%~20%,按无功电压判据计算的静态稳定储备系数( $K_v$ )为10%~15%。在事故后运行方式和特殊方式下, $K_p$ 不得低于10%, $K_v$ 不得低于8%。

#### 2.4.4 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准

《电力系统安全稳定导则》将电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分为三级,也可称为保障电力系统安全稳定运行的三道防线:

第一级标准(第一道防线):保持稳定运行和电网的正常供电;

第二级标准(第二道防线):保持稳定,但允许损失部分负荷;

第三级标准(第三道防线):当系统不能稳定运行时,必须防止系统崩溃并尽量减少负荷损失。

##### 2.4.4.1 第一级标准

正常运行方式下的电力系统受到下述单一元件故障扰动后,保护、开关及重合闸正确动作,不采取稳定控制措施,必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电,其它元件不超过规定的事事故过负荷能力,不发生连锁跳闸。

这些单一元件故障主要包括:

- 1) 任何线路单相瞬时接地故障重合成功;
- 2) 同级电压的双回线或多回线和环网,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) 同级电压的双回线或多回线和环网,任一回线三相故障断开不重合;
- 4) 任一发电机跳闸或失磁;
- 5) 受端系统任一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三相断开不重合;
- 8) 直流输电线路单极故障。

但是对于发电机的交流送出线路三相故障，发电机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电压线路故障或无故障断开，必要时可采用切机或降低发电机出力的措施。

#### 2.4.4.2 第二级标准

正常运行方式下的电力系统受到下述较严重的单一故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动作，应能保持稳定运行，必要时允许采取切机和切负荷等稳定控制措施。

这些单一严重故障主要包括：

- 1) 单回线单相永久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；
- 4) 直流输电线路双极故障。

#### 2.4.4.3 第三级标准

因一些严重故障（多重严重故障，出现概率很低的故障）导致电力系统稳定破坏时，必须采取措施，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。

这些严重故障主要包括：

- 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。

## 2.5 确定性评估方法的不足<sup>[73]</sup>

确定性的安全分析一方面认为每一种网络拓扑结构、停电事故和运行状况都有出现的可能；另一方面用于决策的网络拓扑结构、停电事故和运行状态应该导致最严重的系统表现行为，就是说考虑最严重的情况。

确定性的安全评估方法已经在电力工业中有了很广泛的应用，并且在不需要额外研究工作的情况下提供了很高的可靠等级。但是，使用这种方法必须得付出额外的费用：由于只重视最严重、最可信的事故，结果显得过于保守。因而从运行的角度来看，现存的设备没有被充分利用；从规划的角度来看，就是形成系统不必要的重复建设。随着电力市场的逐渐兴起，在激烈的竞争下，各个电能供应商都不愿意投资新的设备，而是更愿意扩展现有设备的传输极限以便获得更便宜的能源和更低的生产费用。于是在系统运行状况频繁紧张的环境下，确定性方法的弱点就变得十分显著，主要表现在以下几个方面：

- 1) 没有考虑事故发生的频率：确定性的安全评估方法假定事故列表中所有事故出现的频率是一样的，这与事实情况明显不符。
- 2) 在严重性方面，运行标准不统一：确定性的安全评估方法中，为事故列表中的事故设立了相同的可靠性标准，这种运行要求在经济性影响上所代表的就是一个门槛。但是并不意味着不同的运行要求代表着相同的门槛，也就是说越限事故的严重性没有被很好地认识。
- 3) 忽略了非限制性的事故：通常人们把对系统安全性产生一定的、但又不是最严重影响的

事故称为非限制性的事故。单个这类事故的影响虽然有限,但是由于它们的数目比较多,所以总的影 响还是相当可观的。确定性的安全评估方法的核心就是“最严重事故决策标准”,因此那些不具有十分限制性的事故对决策没有影响。但是事实上这些事故确实对系统运行状况的风险程度起作用。

- 4) 安全区域内的风险没有被量化:确定性的安全评估方法只能判断在一定的可靠性标准和运行状况下系统是可靠的还是不可靠的,而不能对安全区域内的风险进行量化。因此它不能识别安全区域内的高风险区,也就不能对将来可能造成系统不可靠的情况作出预防措施。

## 2.6 本章小结

电力系统安全性的分析涉及到系统故障后的稳态行为和暂态行为,因此安全分析也分为静态安全分析和动态安全分析两个领域。静态安全分析假设电力系统从事前的静态直接转移到事故后的另一个静态,不考虑其中间的暂态过程,用于检验故障后各种约束条件是否能得到满足;动态安全分析研究电力系统从事前的静态过渡到另一个静态的暂态过程中保持系统稳定的能力。

电力系统的静态安全分析是电力系统规划和调度的常用手段,用以校验输变电设备强迫退出运行后系统的运行状态。它主要研究系统中元件开断引起的支路有功潮流及母线电压越限,如果出现越限,就要采取相应的校正控制策略消除越限,保证系统的正常运行。

电力系统的安全性包括安全和稳定两个方面。电力系统运行中,有三种必须同时满足的稳定性要求,即同步运行稳定性、电压稳定性和频率稳定性。通常根据动态过程的特征和参与动作的元件及控制系统,将同步运行稳定性划分为静态稳定、暂态稳定、中长期稳定(动态稳定)。

电力系统稳定性是与特定的系统结构(故障前和故障后)、运行方式、调节装置的参数和干扰的大小、地点与持续时间相关联。所以,电力系统的稳定与否只能是对于某一特定电力系统在特定的初始条件和干扰而言的,而不能笼统地说某个系统是稳定的,或者是不稳定的。

本章详细叙述了电力系统静态安全分析和动态安全分析的基本概念以及相关内容,对确定性电力系统安全评估标准和评估指标进行了详细的介绍。

本章最后总结了确定性评估的不足:没有考虑事故发生的频率;在严重性方面,运行标准不统一;忽略了非限制性的事故;安全区域内的风险没有被量化。

## 第三章 基于风险的电网脆弱性评估

### 3.1 引言

长期以来,电力系统安全分析、评估基本上是采用确定性的方法进行分析。在这个框架下,所有的系统因素和研究条件是确定的,而相应的在规划和运行中的稳定准则是:系统必须能够承受对应于极端运行条件和最严重故障的所谓“最坏情况”。确定性准则的不足在于:①在真实系统中实际存在的不确定因素被忽略了;②人为选定的运行条件和故障状态,可能并不一定是“最坏情况”,换句话说,“最坏情况”可能会被漏掉。因而确定性准则并不能保证系统有100%的安全性。

传统的确定性电力系统安全评估方法有灵敏度分析方法、数值仿真方法、直接法等,这些方法难以考虑电力系统的复杂性和随机性,难以提供电网安全健康状态的实时、定量和直观的诊断信息,无法建立有效的控制和决策支持系统,无法满足电力市场的要求,造成电力资源的浪费。电力公司不仅应该知道它们使用的安全准则,而且应该知道并量化在它们的准则下系统可能处于不安全的风险。因此,必须将传统电力系统安全性的概念加以拓展,并采用相应的新型评估方法。

### 3.2 电力系统脆弱性<sup>[74]</sup>

电力系统是一个庞大且复杂的系统,影响其安全稳定运行的因素十分广泛,包括人为因素、硬件或软件的计算错误、通信系统的故障以及电力保护设备的错误响应等。电力系统中的这些潜在的因素可以分为外部的和内部的。外部的因素包括蓄意的破坏、人为的操作失误以及自然的灾害等。内部的因素来自电力系统自身,包括信息通信系统的故障、不完善的系统评估和决策等。通常,电力系统由保护设备来保证电网的安全运行,包括继电保护设备和安全自动装置设备。继电保护能够快速判断故障类型和地点并及时切除故障元件,安全自动装置则根据电压、频率的异常情况,按照事先设定的方案调整某些元件和负荷,消除设备异常现象。当一些偶然因素在特定环境下叠加在一起时,往往导致网络中的某一个脆弱点发生故障,而这一节点的故障所引起的暂态变化(如电压、频率或负荷的暂态峰值等)将立即影响到与其相关联的其它节点;同时这些相关联的节点可能还存在自身的影响因素,在这些影响的共同作用下,可能导致许多继电保护装置和安全自动装置的相继动作,使得故障影响在一定范围内传播和扩大,形成级联崩溃(cascaded outages),最终导致大面积的系统灾变。

#### 3.2.1 脆弱性概念

近年来,脆弱和脆弱性(Vulnerability)一词经常出现在环境、生态、计算机网络及电力系统等领域的有关文献中,用来描述相关系统及其组成要素易于受到影响和破坏,并缺乏抗拒干扰、恢复初始状态(自身结构和功能)的能力。

在系统的安全观点中,脆弱性(Vulnerability)是指存在于一个系统内的弱点或者缺陷,系统对一个特定的威胁攻击或者危险事件的敏感性,或进行攻击的威胁作用的可能性。

与脆弱性相近的词语还有“敏感性(Susceptibility)”、“易损性(Fragility)”或“不稳定性(Unstability)”等,它们在不同的学科中有不同的含义。在计算机、电力系统中,脆弱性又被称为系统脆弱性,指系统能承受干扰或故障的能力。

### 3.2.2 电力系统脆弱性

根据系统脆弱性的表述,可以把电力系统脆弱性定义为:电力系统因人为干预、信息、计算、通信、内部元件和保护控制系统等因素而潜伏着大面积停电的灾难性事故的危险状态,导致破坏系统安全策略的系统安全规程、系统设计、系统实施、运行管理、内部控制等各方面的弱点都是电力系统脆弱性的表现。

电力系统脆弱性是从一个全新的角度诠释电力系统的安全稳定,而不是传统的电力系统稳定性概念的简单反意。一般地,电力系统稳定性分析往往是从比较微观的角度对系统在各种具体的大的或小的扰动下的运行性能进行分析。而电力系统脆弱性则更强调从宏观角度总体把握系统存在哪些薄弱点和薄弱环节。

### 3.2.3 电力系统脆弱性的来源

系统会因为各种原因而变得脆弱。比如:自然灾害、系统元器件故障、保护和控制系统故障、信息和通信系统故障、系统由于扰动而不稳定、人为错误操作、不充分的安全评估过程、电力市场的影响、蓄意破坏、外部入侵等。对于组成电力系统的基础设施而言,上述脆弱性来源又可分为外部来源和内部来源。

#### (1) 外部来源。

外部来源包括 2 个方面:

- a) 自然灾害和气候:地震、飓风、冰雹、雷雨、风暴、洪水、热浪、森林火灾;
- b) 人为因素:控制和保护系统设置错误、系统操作员误操作、蓄意破坏等。

#### (2) 内部来源。

内部来源包括以下 4 个方面:

- a) 电力系统主要部件故障:发电机、变压器、输电线故障;
- b) 控制和保护系统故障:保护断路器的隐性故障、断路器故障、控制故障等;
- c) 信息/通信系统故障:与能量管理系统失去通信、不能进行自动控制和保护、信息系统的错误或拥塞、外部因素侵入信息/通信系统;
- d) 电力市场竞争环境的脆弱性:电力市场中代理的竞争、在更换旧的控制和保护系统或发电装置上缺少主动性。

需要指出的是,利用高新技术的破坏已经提到非常重要的位置上来。如黑客的入侵、数据信息的篡改、自动化装置中软硬件的脆弱性的利用,等等。这些都是电力系统脆弱的重要来源。

### 3.2.4 显性故障和隐性故障

由脆弱性的内、外来源引起的系统故障可分为两大类:一类是显性故障,另一类是隐性故障。显性故障是那些容易被检测出的故障或可提前预知的故障,如由外部来源引起的故障。而隐性故障是由系统的内部缺陷引起一个继电器或一个中继系统的不正确的操作。许多保护系统部件都会受到系统的这种内在缺陷的影响。在电压互感器、电流互感器、电缆、接头、接线柱和各种继电器等都可能存在这样一种缺陷,而这种缺陷与系统的其他缺陷相比,最主要的不同之处是它本身不会立即在继电器部分产生动作,而是当其他系统故障发生时它才被检测到。当电力系统处于不利状况下,例如发生故障或电压不足、过载等情况时,隐性故障的影响就可能随之出现,这是隐性故障最独特和最危险的特性。

### 3.2.5 电力系统结构脆弱性

现代电力系统呈强非线性和高维特征；结构和网络拓扑上，呈现分块又分层的立体结构。其中分块是系统横向层次的拓扑，如大区域电网的区域互联系统；多层是指系统纵向层次的结构，包含发、输、供、用及系统调度中心 5 个层次上的子系统。故可把现代电力系统归结为一类非线性、高维、分块多层动态大系统。现代电力工业的主要特征是发展大型互联电力系统，可以减少备用容量，相互进行功率支援，但由此可能造成事故的连锁反应，从而发生大面积停电。由此可见，随着电网的范围和规模的不断扩大，电网结构和脆弱性问题也越来越引起人们的重视。

当电网结构出现脆弱性问题时，可能引起电网的稳定性破坏。电网结构脆弱性表现在以下几个方面：

- (1) 网间联络线某一线路故障掉闸或某区域发电厂全厂停电，可能引起其他联络线过载超过稳定极限，引起电网事故；
- (2) 由于地区电网运行方式不合理，当发生某元件(如变压器或变电站母线)故障掉闸时，可能造成电网的大面积停电事故；
- (3) 若电网内存在高、低电压环网运行的方式，当高压网络内设备发生故障时，潮流突然转移到低压系统，引起电网稳定性破坏，至电压崩溃，引起电网事故。

### 3.2.6 电力系统脆弱性评估<sup>[4]</sup>

从电力系统的角度看，需要对以下几个部分进行分析建模：互联子系统、电力市场、发电系统、配电系统、信息与通信系统、保护与控制系统、代理机构及它们间相互交叉，形成电力系统的主要框架结构，如图 3-1 所示。

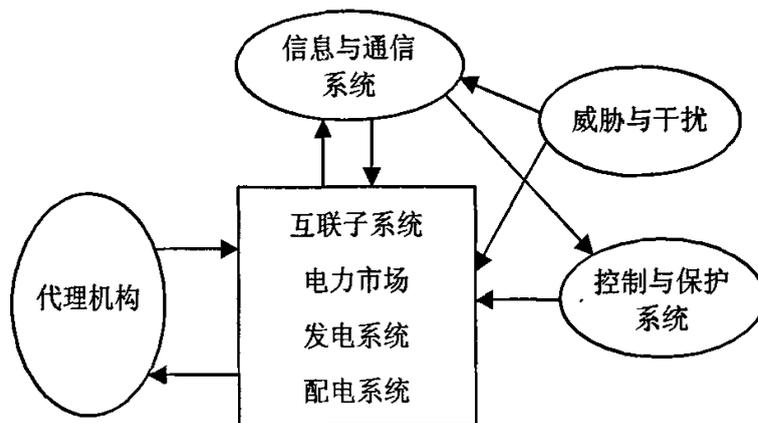


图 3-1 电力系统构架

脆弱性评估需要建立在上述各个环节的数学和逻辑模型及其相互影响的基础上，其中一些模型是现在已有的（如电力系统），一旦建立系统评估所采用的技术得以确定，那么必须建立相应的通信和信息系统的模型。同时，电力系统分级控制、保护及各个代理机构间的通信系统等各个子块间的相互影响模型也必须建立起来。至于代理并非新概念，它是指在特定领域内，能模拟各个成员的合理行为同时还具备在网络环境下进行相互通信的能力，以求达到其共同目标的一些实体。值得注意的是：由于各个代理是采用自治的方式运作的，因此和传统的采用监管的方式运作的软件系统（如专家系统、面向对象的编程技术等）是不同的。对于电力系统，它主要是将网络中各个成员视为一个能独立完成某些任务的分布自治的代理，然后通过多个代理

的交互与协作,达成各成员作用的相互协调,实现系统的整体控制目标。

最典型的电力系统分级办法就是将系统分为:发电、输电、配电和用电等系统。在电力市场环境下的多代理结构,可以是独立发电者、输电服务提供者、辅助服务提供者等。表面上看起来这种分级方法是传统分级控制技术的引申和扩展,但其间有明显的差别,控制策略的优先权限和最终目标的界定。这种分级方法为多代理分层结构中准确模拟各个层次间相互作用奠定了基础。

对于系统脆弱性的评估采用概率的方法进行,这种概率评估技术主要包括随机事件发生的概率、影响及其这种影响的不确定性分析等技术。

系统脆弱性评估体系主要包括4个方面:事件的辨识、风险计算、网络分析和决策分析。传统意义上的事件辨识仅仅包括所谓的导致系统失去1或2个元件的可信事件,随着研究的不断深入,这个领域已扩展到包括与保护系统故障有关的事件的辨识,而这样的事件通常涉及多重子事件,它的发生会导致电力系统大面积的停电。由于辨识这类事件所依赖的数学工具(随机事件的概率评估理论)缺乏足够的准确性而变得相当的困难,一种可供选择的方法就是利用保护系统的逻辑元件来推理各个单独事件间的相关性。为了对导致电力系统大面积停电的事故进行排序,必须建立前面所述各子系统的数学模型,利用各种数字仿真工具来分析电力系统的动态特性。

信息和通信系统的脆弱性来源于通信设备(如光纤、卫星和微波)的故障,一个关键通信系统发生故障会使整个系统陷于瘫痪,进而失去可控性和可观测性。此外,人为的失误在多代理结构中的外部代理的侵入都是现代复杂电力系统进行仿真分析时必须加以考虑的问题。

脆弱性的评估需要一个快速的网络分析评估方法以求获得高的网络分析速度,这方面潜力的挖掘主要包括系统硬件和软件的升级与改善、系统辨识技术及随机事件的建模理论的发展等。

### 3.2.7 降低电力系统脆弱性的途径

目前,国内电网故障中,造成因素最大的是电力设备故障,其次是自然灾害和人为因素。据资料显示,在我国2002年的电网故障中,因自然灾害造成的有27起,因设备故障造成的有68起,因人员责任造成的有10起。因此,降低电力系统脆弱性的主要有效手段就是消除这三种因素带来的危害。

#### 3.2.7.1 减少设备故障的影响

设备故障这个引起电力系统脆弱的内部来源造成电网故障占的比例最大。现在,自动控制装置的脆弱性更是引起电力重大事故的主要因素。要解决设备故障问题应严格执行对设备进行定期试验、检查的规定;把好新设备选型和投运前验收关口;提高运行设备的检修质量。

#### 3.2.7.2 减少自然灾害和人为因素的影响

做好防止自然灾害来临可能发生的事故预想,制定相应技术措施。每年夏季是雷雨、台风事故多发期,沿海及内陆地区要做好事故预想和运行方式安排,秋、冬季是雾(污)闪事故的多发期,各级部门要不断总结,落实好安全措施,防止类似故障重复发生,把电网损失降到最小。

对于人为因素引起的事故,一方面要针对性地进行安全、道德素质的教育,另一方面要大力提高技术人员职业素质,定期进行专业技术培训和考试,还要提高运行维护人员的主人翁责任感。

#### 3.2.7.3 完善电网结构,降低结构性脆弱的影响

一个好的电网结构,是保证电力系统安全、稳定运行的物质基础。可以从几方面建立和完善合理的电网结构:

- 1) 合理划分供电区。合理的分区,有助于安全经济地实现有功功率和无功功率的调整和

控制。

- 2) 加强受端电网网架的建设, 逐步将几个独立的供电区, 通过联络线联贯, 形成坚强的受端区域性电网, 使其在电气上形成一个坚强的整体。
- 3) 在经济合理与建设条件可行的前提下, 优先建设一定容量的地区电厂。

#### 3.2.7.4 用多Agent系统解决隐性故障

在当前, 利用多 Agent 技术及多 Agent 系统对诸如电力系统这样一个复杂的、动态的、分布的系统进行控制被认为是最理想的方案。多 Agent 系统能提供预防性的和有矫正作用的自恢复策略, 来避免电力系统的故障, 特别是由隐性故障引起的灾难性的结果。

#### 3.2.7.5 加强自动化装置的实时在线监测和对抗

在开放的电力市场中, 入侵检测技术、容入侵技术、自动化装置的脆弱性检测技术等实时在线监测和对抗, 是保证电力系统安全的必要手段。目前, 这是电力系统安全研究的重要内容。

### 3.3 风险评估<sup>[73]</sup>

#### 3.3.1 风险的基本概念

风险的概念具有相当广泛性, 只有当事件、活动或项目具备以下三条特点时方称之为风险:

1. 有损失或收益与之相联系;
2. 涉及到某种或然性或不确定性;
3. 涉及到某种选择。

可见风险是一种客观存在的状态, 其损失的发生具有不确定性, 这说明风险具有客观性、损失性和不确定性。

根据 IEEE 标准词典的定义, 在电力系统中将与某一事件相关的风险就是“这一事件发生的概率和它所造成后果的乘积”。

#### 3.3.2 风险评估

每个人或企业都不可能永远避开风险, 在面对风险的时候都会有自己的选择, 近而作出相应的反应。作为一个企业, 如果它需要生存、发展, 就必须面对风险。其实风险并不可怕, 可怕的是对风险一无所知或拒不承认。作为操作管理人员, 应能正视风险, 分析风险, 防范风险, 适当的时候还要善于利用风险。要采取各种可能的手段和办法达到置风险于预料之中, 于运筹计划之中。在这方面, 风险评估方法恰好提供了一种系统的方法来认识当前环境中所面临的风险。

按照欧洲机器安全规范标准(ENS on safety of machinery), “风险评估(Risk Assessment)”被定义为: “采用一系列的逻辑步骤, 使设计人员和安全工程师能够以一种系统的方式检查由于机器的使用而产生的灾害, 从而可以选择合适的安全措施”。

风险评估的分析流程如图 3-2 所示:

在实际应用中, 安全工程师常常将上面的分析流程框图细化成如下六个步骤:

- 1) 辨认什么元件可能发生事故;
- 2) 确定发生事故的频率;
- 3) 计算事故产生的后果;
- 4) 估算风险的程度;
- 5) 评估风险的可接受程度;

## 6) 采取行动来减少任一不可接受的风险;

由此可以看出, 风险计算不仅需要各个事件发生的概率, 而且还需要各个事件产生的效果(指事件一旦发生所产生的无法避免的后果), 同时还要在各种条件下分析产生这种效用的概率分布。

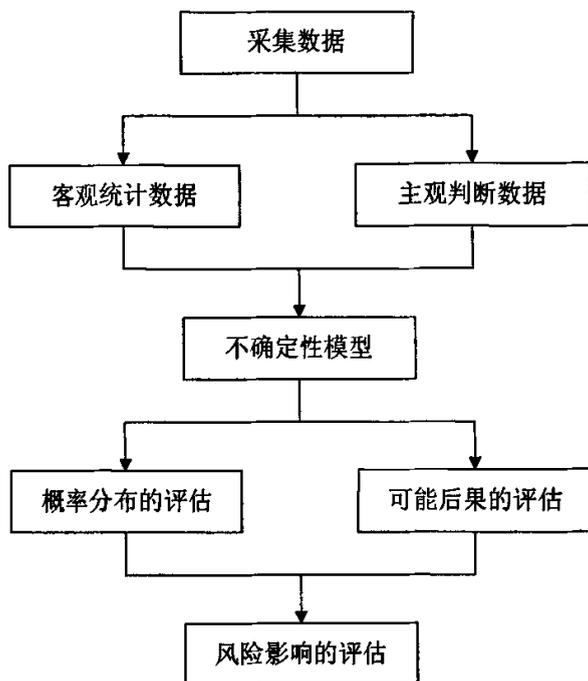


图 3-2 风险评估的分析流程

### 3.3.3 风险管理

风险管理是通过风险识别和风险评估, 并在此基础上合理综合地使用多种管理办法、技术手段对目标涉及的风险进行全面有效的控制, 以期用最小的成本保证安全实现目标。对付风险的措施有:

- (1) 回避。通过远离风险事件以避免风险的影响。
- (2) 预防。目的在于减少事故发生的概率。
- (3) 减损。目的在于尽量减少事故的损失。
- (4) 自留。经过综合平衡决定自己承担风险。
- (5) 转移。通过一定的方式将风险转移至另一个主体, 如购买保险即是投保人将可能发生的风险转移给保险公司来承担。
- (6) 上述方法的综合。

上述措施可以概括为事故前的预防、事故中的减损和事故后的补救 3 类。其中回避与预防属于事故前的预防措施, 可以在选择的情况下, 回避高风险方案而选择低风险方案, 而预防的着眼点在于事故前采用各种预防措施以减少事故发生的概率。减损着眼点在于事故发生时采取各种措施阻止事故的进一步扩大以减少事故损失。自留还是转移取决于经济上哪个划算, 它们都是着眼于事故后的经济补偿。全面的风险管理应该是这几种措施的综合应用、优化组合, 以使总的风险成本最小。

### 3.4 基于风险的脆弱性评估

过去的可靠性指标主要是测度系统发生故障的概率(即抵御故障的能力),而这里的电力系统风险评估指的是系统将来会有多大的可能和发生多么严重的故障的测度。

电力系统风险评估的目的是从故障发生的可能性和严重性 2 方面来刻画系统的可靠性,评估系统对于扰动事件的暴露程度,评估的内容主要包括扰动事件发生的可能性与严重性两个方面的问题。这一概念由 CIGRE 于 1997 年第一次明确地提出。电力市场中电网运行的不确定性和随机性问题越来越突出。从 2000 年开始,美国电力科学研究院(EPRI)将运行风险分析作为重要的研究方向来支持。从分析对象来看,他们的研究主要分为两大类:①元件级:主要研究架空线路和变压器。②系统级:主要研究基于风险的安全域分析、暂态稳定评估、电压稳定评估和最优潮流。

#### 3.4.1 基本原理

##### 3.4.1.1 基本公式<sup>[75]</sup>

电力系统脆弱性评估的风险指标需定量把握事故发生的可能性和严重性这两个系统脆弱性的决定因素,因此将系统的脆弱性风险指标定义为事故发生的概率与事故产生后果的乘积

$$R(Y_i|E, L) = \sum_i P(E_i) \times P(Y_i|E_i, L) \times S(Y_i) \quad (3-1)$$

式中:  $Y_i$  是特定的运行状态(包括母线电压  $V$ 、支路潮流  $F$  等);  $E_i$  是未来时刻  $t$  发生的不确定事故;  $L$  是时刻  $t$  系统的负荷状况;  $P(E_i)$  是  $E_i$  发生的概率;  $P(Y_i|E_i, L)$  是发生事故  $E_i$  后系统运行状态的概率分布;  $S(Y_i)$  描述了在状态  $Y_i$  时事故的严重程度;  $R(Y_i|E, L)$  是风险指标值。

##### 3.4.1.2 事故发生概率

影响电力系统安全性的因素很多,主要包括短路故障类型(三相短路、两相短路、两相短路接地和单相短路),故障线路分布及短路点在故障线路的分布,短路故障后继电保护切除时间的长短等内容。

从事故统计数据可以看出电力系统发生事故的的概率基本符合泊松(Poisson)分布,即

$$P(E_i) = (1 - e^{-\lambda}) \times e^{-\sum_{j=1}^m \lambda_j} \quad (3-2)$$

式中:  $\lambda$  为分布系数

##### 3.4.1.3 事故产生后系统运行状态的概率分布

目前电力系统风险分析一般是从经济损失的角度考虑事故后果,这种方法对事故的影响考虑不够全面,也不能直观反映系统的安全状态,无法建立有效的控制和决策支持系统,因此,用经济损失来反映系统的安全状态时全面性、可读性和通用性较差。为了解决以上问题,论文将事故产生的后果定义为事故后系统的状态与该状态对应的严重度的乘积。

由于系统的负荷以及运行参数具有不确定性,因此事故后系统的状态也具有不确定性。系统的运行参数主要包括负荷分配因数、发电机分配因数等,通常认为这些参数符合多元正态分布,即

$$K_p \sim M(E(K_p), V_p) \quad (3-3)$$

式中  $K_p$  是运行参数矩阵； $E(K_p)$  是  $K_p$  的期望值； $V_p$  是运行参数之间的方差—协方差矩阵。

由于系统运行参数的随机变化量较小，因此系统的状态可由运行参数线性近似表示为

$$Y_t = E(Y_t) + S_p^T \times (K_p - E(K_p)) \quad (3-4)$$

式中  $E(Y_t)$  是  $Y_t$  的数学期望，与系统的运行状态有关； $S_p$  是系统状态与运行参数相关的灵敏度矩阵。

由以上各式可知， $Y_t$  满足正态分布，即

$$Y_t \sim N(E(Y_t), S_p^T V_p S_p) \quad (3-5)$$

严重度函数是系统状态  $Y_t$  的函数，不同类型的风险具有不同类型的严重度函数。严重度函数应结合特定系统、特定要求以及风险类型建立。用严重度来描述事故的后果是对从经济损失角度考虑事故后果的扩展。严重度与经济损失之间是一种包含与被包含的关系，经济损失是严重度的一部分。同时，在定义严重度函数时，应该继承重可靠性研究的成果，从系统状态与严重度的角度来考虑事故后果侧重的是系统的脆弱程度，比较全面地反映了事故的影响，直观地描述了系统的脆弱程度。

### 3.4.2 系统安全风险评估

由于风险按每一类安全性问题、每一起事故和每一个元件进行计算，因此可以将对系统的整体风险评估分解为对各类安全性问题的评估，并相应地改写式 (3-1)，计算不同类型的安全风险指标值，以反映系统安全性问题的不同方面。将这些风险指标进行综合即可得到反映系统整体安全性的风险指标。

#### 3.4.2.1 母线电压越限风险评估

电力系统母线电压越限风险评估是系统安全性评估的一个重要方面。电压越限风险反映的是系统发生的事故造成系统中母线电压越限的可能性和危害程度。改写式 (3-1) 得到计算母线电压越限风险指标的公式为

$$R(V|E, L) = \sum_i \sum_j P(E_i) \times P(V_{ij}|E_i, L) \times S(V_{ij}) \quad (3-6)$$

式中  $V_{ij}$  是发生第  $i$  个事故时第  $j$  条母线的电压。

母线电压越限风险评估中定义了母线的电压越限风险严重度函数，每条母线的电压幅值决定该母线的电压越限风险严重度的取值，反映不同事故对系统的危害程度。

文献[76]中所定义的严重性指标都是形如  $\Delta X_i / X_i$  的表达，其中  $\Delta X_i$  是状态量， $X_i$  是其限值。这种指标的缺点在于系统中有许多电压小越限情况会与只有一个电压大的越限情况的严重指标不相上下。

论文将电压越限严重度函数计算公式修正如下：

$$S(V_{ij}) = \left( \frac{\Delta X}{X} \right)^2 \quad (3-7)$$

式中  $\Delta X$  线路母线电压的越限量； $X$  为母线电压的额定上、下限。

#### 3.4.2.2 线路潮流越限风险评估

电力系统过负荷风险评估也是系统安全性评估的一个重要方面。潮流越限风险反映的是系统发生的事故导致系统中线路功率过载的可能性和危害程度。改写式(3-1)可得到计算潮流越限风险指标的公式为:

$$R(F|E, L) = \sum_i \sum_j P(E_i) \times P(F_y | E_i, L) \times S(F_y) \quad (3-8)$$

式中  $F_y$  为发生第  $i$  个事故时第  $j$  条线路的潮流。

潮流越限风险评估中定义了线路的潮流越限风险严重度函数, 每条线路的有功潮流决定该线路的潮流越限严重度的取值。考虑与电压越限严重度函数相同的原因, 修正[76]中定义的严重度函数如下:

$$S(F_y) = \left(\frac{\Delta X}{X}\right)^2 \quad (3-9)$$

式中  $\Delta X$  线路潮流的越限量;  $X$  为线路潮流的额定上限。

当线路的潮流小于等于线路额定值时, 线路的潮流越限风险严重度函数的取值为0。

### 3.4.2.3 暂态稳定风险评估

电力系统暂态稳定风险评估也是系统安全性评估的一个最重要方面。机组失去稳定运行, 系统无法正常向电力用户供电, 甚至给系统自身的运行带来极大的危险。暂态稳定风险反映的是系统发生的事故导致系统失去稳定的可能性和危害程度。改写式(3-1)可得到计算暂态稳定风险指标的公式为:

$$R(W|E, L) = \sum_i \sum_j P(E_i) \times P(W_y | E_i, L) \times S(W_y) \quad (3-10)$$

式中  $W_y$  为发生第  $i$  个事故时第  $j$  台机组的稳定状况。

目前电力系统暂态风险分析一般是从经济损失的角度考虑事故后果[73], 这种方法不能直观反映系统的安全状态, 同时由于现有的政策约束, 无法对系统失稳造成的经济后果建立合理的后果模型, 因此论文仍然采用严重度函数代替经济后果模型。

论文在建立暂态稳定严重度函数模型时仅仅考虑故障对机组稳定运行以及供电能力的影响, 将暂态稳定风险严重度函数定义为:

$$S(W_y) = W_s \times R \quad (3-11)$$

其中  $W_s$  为机组的稳定状态,  $R$  为因失稳造成的切机容量。

$$W_s = \begin{cases} 0 & \text{机组稳定} \\ 1 & \text{机组失稳} \end{cases} \quad (3-12)$$

即故障引起系统失稳, 严重度函数标量值为1; 否则严重度函数标量值为0。

### 3.4.2.4 系统综合安全性风险评估

上述电压越限风险评估和潮流越限风险评估以及暂态稳定风险评估是按照脆弱性问题的类型从系统的角度对系统的安全性问题进行评估。由于风险可以按照不同的标准进行解耦评估(例如按照每个可能事故的风险解耦, 或按照每个元件存在的风险解耦等), 因此通过不同标准之间的相互搭配, 可以从不同的范围和角度评估系统安全性。

论文主要按照3个标准划分风险:

- (1) 风险指标的类型。评估的风险指标可以采用低电压风险指标、过负荷风险指标

或者两者综合以后的风险指标（称为综合风险指标）来表示。

- (2) 评估的范围。可以选择特定的一个元件、最具有风险的 $N$ 个元件或整个系统作为评估范围。
- (3) 评估的事故集。可以选择特定的一个事故、最具有风险的 $N$ 个事故或所有事故的集合作为评估的事故集。

通过选择适当的组合可以清晰、准确地表示需要了解的特定安全性风险。

### 3.4.2.5 系统安全性风险评估流程

系统综合安全性风险评估流程如图3-3所示：

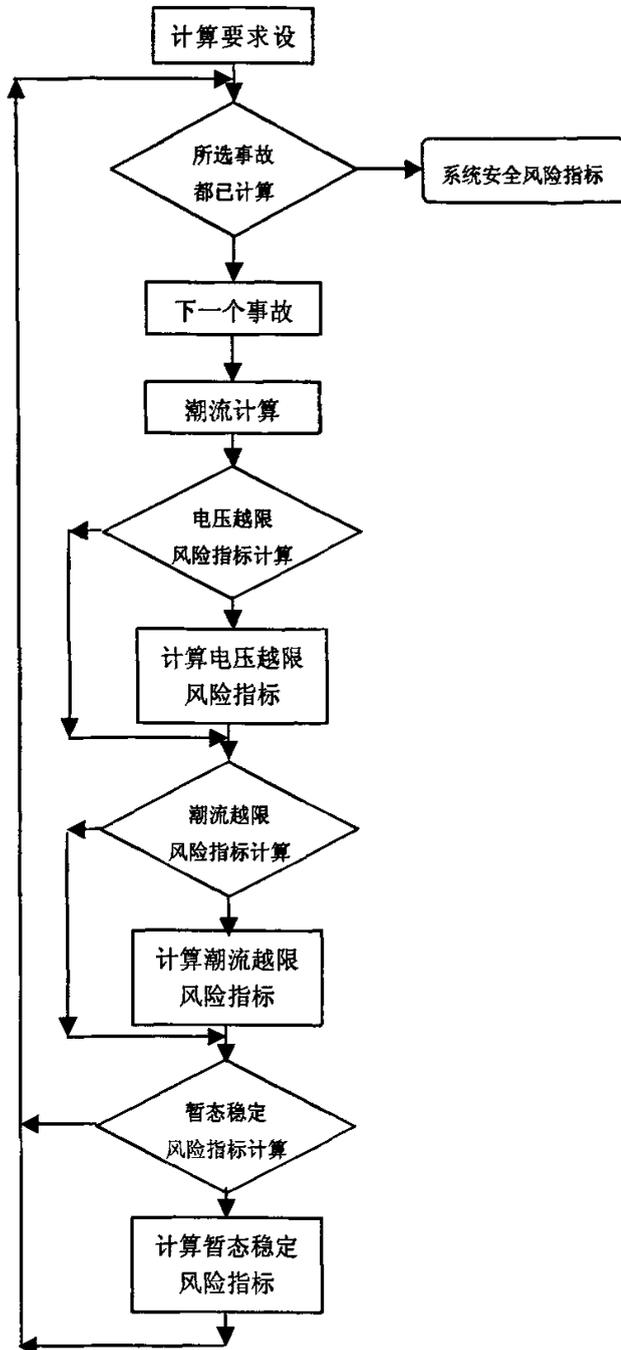


图 3-3 系统安全性风险评估流程

### 3.5 本章小结

长期以来，电力系统安全分析、评估基本上是采用确定性的方法进行分析。

传统的确定性电力系统安全评估方法忽略了系统故障发生的不确定因素和后果的严重度不同的特点，过分强调了系统运行的极端条件和最严重情况，这些方法难以考虑电力系统的复杂性和随机性，难以提供电网安全健康状态的实时、定量和直观的诊断信息，无法建立有效的控制和决策支持系统，无法满足电力市场的要求，造成电力资源的浪费。运行人员不仅应该知道它们使用的安全准则，而且应该知道并量化在它们的准则下系统可能处于不安全的风险。因此，必须将传统电力系统安全性的概念加以拓展，并采用相应的新型评估方法。

本章首先详细地介绍了电力系统脆弱性的定义，把电力系统脆弱性定义为：电力系统因人为干预、信息、计算、通信、内部元件和保护控制系统等因素而潜伏着大面积停电的灾难性事故的危险状态，导致破坏系统安全策略的系统安全规程、系统设计、系统实施、运行管理、内部控制等各方面的弱点都是电力系统脆弱性的表现。从系统内部和外部分析了系统脆弱性的来源，针对引起电力系统脆弱性的显性故障和隐性故障论述了电力系统脆弱性评估的基本思路。

在考虑电力系统脆弱源发生的不确定性基础上，讨论了利用系统风险评估的方法对电力系统进行安全性评估。

本章在介绍了风险的基本概念、风险评估的基本流程的基础上，建立了电力系统安全性风险评估的风险评估数学模型。对该模型中的严重度风险函数结合传统的安全性评估指标分别建立了母线电压越限严重度风险模型、线路潮流越限严重度风险模型以及系统暂态失稳限严重度风险模型，进而利用三个模型的风险指标建立了电力系统安全性风险评估指标，并给出了相应的评估流程。

## 第四章 徐州电网的安全性评估

### 4.1 徐州电网简介

徐州电网位于江苏电网的西北部，北临山东、西接河南安徽、与连云港、宿迁电网毗连，供电区域1.12万平方公里，占江苏省面积的11%。担负着徐州市区和6县（市）的电力供应以及“西电东送、北电南供”电力送出任务，是江苏电网乃至华东电网的北大门。独特的区域位置和复杂的运行方式形成了徐州电网的特色。

徐州电网网络结构复杂，500kV、220kV电网环网运行，110kV系统为环网布置开环运行。目前网内有500kV变电站2座、开关站1座、主变8台、容量250万千伏安，220kV变电站12座、主变27台、容量302万千伏安，110kV变电站65座、主变114台、容量328万千伏安，35kV变电站94座、主变176台、容量106万千伏安；35kV以上线路4362公里，其中，500kV线路5条、264公里，220kV线路41条、1073公里，110kV线路115条、1407公里，35kV线路188条、1660公里。

由于江苏省内经济发展极不平衡，苏南地区经济发展迅猛，电力需求旺盛，电力缺口较大，是江苏电网的负荷中心。而徐州煤炭资源丰富，历来注重发展火电能源，至2005年8月底徐州地区已经有25家电厂，总容量装机567万千瓦，加上阳城电厂210万千瓦的容量，装机总容量达770万千瓦，约占全省用电负荷的四分之一，成为江苏省火电能源基地。另外还有几座大容量坑口电厂正在筹划建设中，到2010年徐州地区装机容量将达到1000万千瓦。加上山西阳城电厂210万千瓦容量（另有2×600MW机组在建）专线供江苏电网，徐州就成为“北电南供”、“西电东送”的汇聚点。

2005年徐州地区最大负荷为237万千瓦，1~9月份，徐州地区全社会用电量115亿千瓦时，同比增长25.71%，累计外送电量239亿千瓦时。

江苏500kV电网是随着阳城电厂一期工程的配套建设及“九五”、“十五”期间，江苏世行项目建设基础上逐步发展起来的，是围绕苏北电力送苏南的“北电南供”和山西电力送江苏的“西电东送”这种供电格局进行建设的。目前已发展到拥有500kV变电所17座，变电总容量19000MVA，500kV线路52条，总长度约5280km。500kV输电网已成为江苏电网的主干部分。

随着苏北地区在“十五”期间一批应急火电项目的建设以及田湾核电、阳城电厂扩建机组的投运，在“十五”末，江苏500kV电网将形成西、中、东3个纵贯全省的北电南送跨江输电通道。

可将江苏电网分成如图4-1所示的区域输电结构。<sup>[91]</sup>

无论从地理位置还是在电网中的位置，徐州都处于江苏西北部，承接阳城西部电力接入和徐州地区电力的送出，是江苏电网的重要源头，位置举足轻重，安全稳定问题非常突出。其四省交汇的独特地理位置，将会在今后的全国联网工程中发挥作用。

徐州500kV电压等级电网是1987年投入运行的，是华东地区第一批建设的500kV电网，由任庄变—江都变—斗山变，贯穿全省，主要是打通徐州电厂南送通道。而徐州500kV电网的飞速发展，是随着山西阳城电厂输变电工程建设而发展起来的，该工程于2000年建成投产。徐州地区由此配套建设了500kV东明开关站（在山东菏泽东明县境内）和三堡站以及相关线路，徐州地区500kV电网网架逐步完善。

徐州电网内有9座主力大容量电厂，其中华鑫电厂（2×300MW）、彭城新厂（2×300MW）、徐塘新厂（2×300MW）直接接入500kV电网，徐州发电厂（4×220+4×135MW）、彭城电厂（2×300MW）、徐塘电厂（2×300MW）、贾汪电厂（4×135MW）、大屯新厂（2×135MW）、垓城新厂（2×135MW）分别接入220kV网络，或升压为500kV，或通过220kV电网送出电力。目

前新建的大容量机组基本都是直接接入500kV电网，直接将电力送上电力传输的“快车道”，同样也减缓了220kV系统的压力。

徐州500kV电网网架还在不断完善，为落实苏北大开发战略，满足东陇海经济产业带经济发展对电力的需求而规划建设500kV徐州东开关站、新沂姚湖变电站，将于2007年投运，初期以220kV降压运行，后将根据东陇海产业带的发展以及本地区电源建设的需要，升压为500kV。

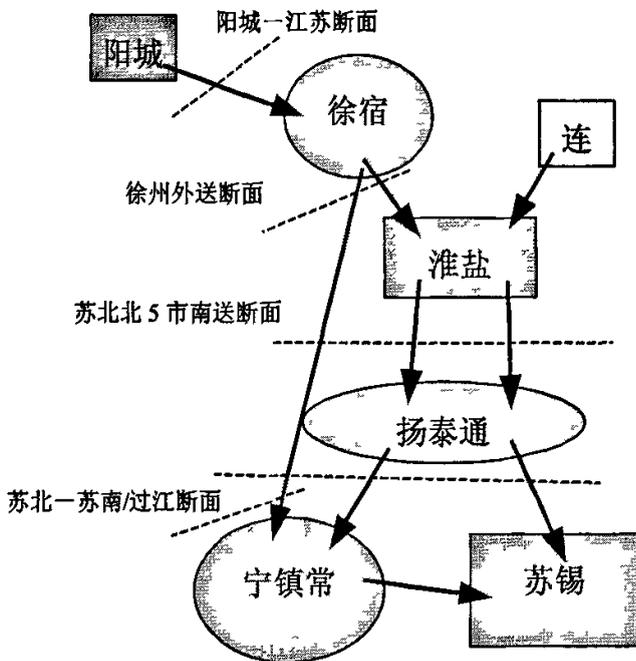


图 4-1 江苏区域输电结构图

徐州220kV环城双环网是于2002年11月三堡主变投产后形成的。目前双环网的构成：任庄 → 贺村 → 三堡 → 沙庄 → 赵山 → 桃园 → 徐州电厂 → 任庄，环内有7座变电站共14条220kV线路组成，其中500kV变电站2座。双环网对徐州城区电网的安全起到了非常重要的作用，其作用就像一条环绕城区的母线汇流排，可以从各个方向向负荷供电，结构非常坚强，可靠性非常高。在为解决徐州电厂、任庄220kV母线短路电流超限问题将彭任4683/84双线与任贺4680/82双线搭接后，彭城电厂至桃园站220kV线路将环网运行，这样徐州城区又形成了新的双环网：贺村 → 三堡 → 沙庄 → 赵山 → 桃园 → 彭城电厂 → 贺村，不过由于少了500kV任庄站的支撑，双环网的可靠性将有所减弱。

徐州地区500kV及220kV网络接线图如图4-2所示。



## 4.2.1.4 故障形态的选择

1) 静态安全分析:  $N-1$ 。应用潮流计算的方法, 根据  $N-1$  原则逐个无故障断开线路、变压器等单一元件, 检查其他元件是否因此过负荷和母线低电压, 以检验电网结构强度和运行方式是否满足最基本的安全运行要求。架空输电线路载流能力按  $+25^{\circ}\text{C}$  的长期允许电流、电缆按三季允许电流、变压器的负载能力按额定容量 1.3 倍, 负荷功率因素按 0.9 计算。

2) 暂态稳定分析: 仅对三相短路故障和单相短路故障进行评估;

- a、三相短路故障不重合;
- b、单相短路故障重合闸成功;
- c、单相短路故障重合闸不成功切除线路;

## 4.2.1.5 切除故障时间

开关切除线路故障的时间和开关结构形式、灭弧机理、机械操作特性有关。故障切除时间包括继电保护动作时间(装置和保护整定时间)+开关接到跳闸脉冲到触头分开后电弧熄灭为止的时间。结合实际情况, 假定:

- 1) 500kV、220kV 输送断面线路两侧开关 0.15S 跳开;
- 2) 重合闸时间 0.65S~1S;

## 4.2.1.6 故障发生概率

- 1) 各种故障类型所占比例: 三相短路故障 2%, 两相短路故障 5%, 两相接地短路故障 13%和单相接地短路故障 80%。
- 2) 故障发生地点的概率: 假设线路上每一位置概率发生故障是公平的, 因此故障地点在线路上呈统一均匀分布。
- 3) 设定泊松分布系数  $\lambda=0.774$ 。

## 4.2.1.7 暂态稳定判断条件

根据《电力系统安全稳定导则》等有关规程、规定、规章制度, 并结合徐州电网的具体情况, 考核潮流和电压越限及判别稳定, 并留有一定的储备: 系统受到小干扰后, 不发生非周期失步, 自动恢复到起始运行状态; 系统受到大扰动后, 引起各机组之间功角相对增大, 经过第一个摇摆周期不失步, 并观察第二摆及后续摆有明显的收敛趋势, 各同步发电机过渡恢复到保持同步运行的稳态运行方式, 系统电压能够保持或恢复到允许范围内, 不发生较长时间电压过低 ( $0.75\text{p.u.}$ 、1S), 故障后系统能够保持频率稳定性, 频率恢复到正常允许的范围。

## 4.2.1.8 计算软件

论文采用 PSASP (电力系统分析综合程序) 基本潮流、暂态稳定计算工具。

## 4.3 徐州电网安全分析

## 4.3.1 潮流计算

徐州电网正常运行方式下主要线路基本潮流图如表 4-1 所示:

表 4-1 徐州电网主要线路基本潮流表

I 侧母线名	J 侧母线名	I 侧电压(pu)	I 侧电压(pu)	I 侧有功	I 侧无功
任庄	上河	0.9834	0.95925	7.13945	-0.67522
任庄	上河	0.9834	0.95924	7.16684	-0.67184
任庄	彭城新厂	0.9834	0.97467	-2.95553	-0.60644
任庄	彭城新厂	0.9834	0.97467	-2.95553	-0.60644
赵山	沙庄变	1.01066	1.01497	0.62363	-0.48217

赵山	沙庄变	1.01066	1.01497	0.62363	-0.48217
东明	三堡	0.97612	0.97191	8.51621	-0.07243
东明	三堡	0.97612	0.97191	8.51621	-0.07243
三堡	任庄	0.97191	0.9834	-0.85448	-2.70541
三堡	双泗	0.97191	0.95828	10.95127	0.35286
彭城电厂	贺村	1.00904	1.00168	1.19851	-0.32881
彭城电厂	九里山	1.00904	1.00515	0.81558	0.32091
彭城电厂	九里山	1.00904	1.00515	0.84688	0.33865
彭城电厂	桃园	1.00904	1.00904	0.73712	0.18372
彭城电厂	贺村	1.00904	1.00168	1.19844	-0.32882
桃园	徐州电厂	1.00732	0.99909	0.80502	0.29133
桃园	徐州电厂	1.00732	0.99909	0.85928	0.09437
桃园	闫集	1.00732	1.00886	-0.80335	0.0603
桃园	闫集	1.00732	1.00886	-0.99844	0.13381
桃园	赵山	1.00732	1.01066	0.27729	-0.23755
桃园	赵山	1.00732	1.01066	0.35648	-0.24484
桃园	彭城电厂	1.00732	1.00904	-0.73685	-0.17996
平墩	邵场	0.96133	0.97852	-2.8392	-0.33537
邵场	平墩	0.97852	0.96133	2.62753	0.42437
平墩	童庄	0.96133	0.95303	0.83255	-0.0538
平墩	双湖	0.96133	0.96293	2.70968	-0.39135
潘家庵	邵场	0.98894	0.97852	1.9832	0.06663
潘家庵	邵场	0.98894	0.97852	1.9832	0.06663
潘家庵	徐州电厂	0.98894	0.99909	-2.89228	-0.46924
潘家庵	徐州电厂	0.98894	0.98894	-2.77412	-0.46403
徐塘电厂	邵场	0.98204	0.97852	2.86516	0.79297
徐塘电厂	邵场	0.98204	0.97852	2.86516	0.79297
三堡	贺村	1.02191	1.01068	-0.29338	0.68288
三堡	贺村	1.02191	1.01068	-0.29338	0.68288
任庄	徐州电厂	1.00039	0.99909	-1.11541	0.71571
任庄	徐州电厂	1.00039	0.99909	-1.13526	0.73142
徐州电厂	庆安	0.99909	0.97036	2.27691	0.35354
徐州电厂	庆安	0.99909	0.97036	2.18043	0.17102
浣城	赵山	1.01277	1.01066	0.67108	-0.00839
浣城	赵山	1.01277	1.01066	0.67108	-0.00839
大屯	闫集	1.01259	1.00886	1.28127	-0.0046
大屯	闫集	1.01259	1.00886	1.23989	0.00291
郎山	三堡	1.03507	1.02191	1.82572	0.1236
郎山	三堡	1.03507	1.02191	1.82572	0.1236
郎山	贾汪	1.03507	1.03694	-2.57572	-0.4986
郎山	贾汪	1.03507	1.03694	-2.57572	-0.4986
潘塘变	三堡	1.01497	1.02191	0.12239	-0.63922

第四章 徐州电网的安全性评估

潘塘变	三堡	1.01497	1.02191	0.12239	-0.63922
双泗	三堡	0.95828	1.01189	-10.82042	1.34762
双泗	上河	0.95828	0.95924	5.49108	-0.33079
双泗	上河	0.95828	0.95924	5.48488	-0.32855
双泗	徐塘新厂	0.95828	0.97412	-2.91934	-2.22123
徐州新厂	任庄	0.96324	1.00039	2.95784	-0.30945
徐州新厂	任庄	0.96763	1.00039	2.92864	2.55625

徐州西部电网电力送出通道为徐州电厂—庆安双线，徐州电厂—潘家庵双线，任庄 T1/T2，三堡 T1/T2，送出通道限额为约在 210 万千瓦左右。

因徐州电厂、彭城电厂扩建工程共 4 台 30 万千瓦机组接入任庄变 500kV 母线，致使任庄变两台 500kV 主变上送潮流大幅减少，而徐州电厂其他 220kV 出线徐州电厂—庆安、徐州电厂—潘家庵、潘家庵—邵场、邵场—平墩双线潮流大幅上升，主要输送线路潮流统计如表 4-2 所示。

由表可见徐州电厂 220kV 送出线潮流过大，但是由于部分机组受宏观调控影响未能投产，及负荷平衡工作控制较好，其他输、配电设备基本无过载情况，但满载、重载情况普遍，严重限制了徐州地区 220kV 线路的输送能力，造成了窝电现象。

表 4-2 徐州电网输送线路潮流统计表 单位：万千瓦

送出断面	正常方式潮流	稳定限额
220kV 徐潘双线	56.7	45
220kV 徐庆双线	44.6	50
220kV 潘邵双线	39.7	28
220kV 平邵双线	54.7	45
500kV 三堡—双泗线	217.7	230(热稳)/240(暂稳)
500kV 任上双线	143.1	175
220kV 平双单线	27.1	38

### 4.3.2 静态安全分析

对输电电断面以及 500kV 线路以及变压器进行 N-1 计算校核，计算统计结果见表 4-3、4-4。

表 4-3 500kV 主变 N-1 统计 单位：万千瓦

方式描述	任庄	三堡	上河	盐都	连云港	江都	泰兴
正常	82.4	233.2	375.4	785.9	338.1	1053	539.3
任庄主变跳一台	61.9	254.6	372.2	786.1	335.7	1052.5	539.1
三堡主变跳一台	104.5	191.8	372.7	786.1	335.9	1052.6	539.1

表 4-4 500kV 线路断面潮流 N-1 统计

单位: 万千瓦

送出断面	正常方式	三堡—双泗断一回	任上开断一回	稳定限额
500kV 三堡—双泗双线	217.7	131.6	224.8	230/240
500kV 任上双线	143.1	175.6	101.3	175.0
220kV 平双单线	27.1	27.7	27.7	38.0
220kV 徐潘双线	56.7	57.6	57.6	45.0
220kV 徐庆双线	44.6	45.6	45.6	50.0
220kV 潘邵双线	39.7	40.7	40.6	28.0
220kV 平邵双线	54.7	55.8	55.3	45.0

从潮流计算情况看,无论是在正常运行方式下,还是在 500kV 三堡~双泗双回线或任上双线任何一条线路开断的情况下,均能保证三堡~双泗线和任上线上输送功率不超过线路的热稳定限额。

可以看出,徐州 220kV 送出断面,220kV 线路已不能满足 N-1 要求。重载线路跳闸后,其它线路超热、动稳定限额运行,极可能引起连锁反应,扩大事故造成严重后果。不仅制约着徐州地区的电力送出,也对电网安全运行造成较大威胁。

### 4.3.3 暂态稳定安全分析

由于徐州电网 220kV 及以上线路保护已经实现了双微机双纵联保护配置,这些保护动作迅速,全线故障的动作时间(含通信通道)均在 40ms 以内。开关主要采用进口开关,其固有分闸时间均在 30ms 以内。通过实际测试,全线切除故障可在 70ms 内完成,为系统的稳定提供了时间上的保障。

同时考虑到在发生多相故障包括最严重的三相故障后,重合于故障线路对系统稳定极为不利,徐州电网内 500kV、220kV 电网联络线均采用单相重合闸方式,即:单相故障跳单相重合单相,重合不成跳三相,多相故障不重合。对于 220kV 馈供线,采用单故三重的重合闸方式,即:单相故障,三跳三重,多相故障不重合,有利于提高重合闸成功率。为确保重合在系统稳定功角摇摆曲线的下降段,重合时间取值 0.65~1.0s。

根据徐州电网的实际情况,对徐州地区 500kV 线路进行了稳定计算,在 500kV 过江西通道建成投运前,500kV 过江通道(江南 5291/92 双线、泰斗 5293/94 双线)四回线暂态稳定限额 400 万 kW(田湾核电机组投运后为 450 万 kW、江南双线 240 万 kW、泰斗双线 220 万 kW)。但受潮流自然分布影响,江南 5291/92 双线潮流将首先到达 220 万 kW 的输送限额,而此时泰斗双线输送限额却未能得到充分利用,造成阳城切机,如表 4-5 所示。

表 4-5 500kV 线路故障稳定极限表

单位: 万千瓦

控制断面	故障形式	控制措施	稳定限额
三堡—双泗双线	堡泗双线 同杆异名故障	切阳城电厂 3 机	240
任上双线	任上双线任一线 三相永久故障	切阳城电厂 1 机	175
			140

按照论文设定的计算条件, 不考虑保护拒动情况, 对 500kV (三堡—双泗双线、任上双线)、220kV 输送断面线路 (平双单线、平童单线、徐潘双线、徐庆双线、潘邵双线、平邵双线) 发生三相短路故障不重合、单相短路故障重合闸成功、单相短路故障重合闸不成功切除线路的情况进行暂态稳定计算情况来看, 500kV 输送断面故障为了保持稳定, 必须采取阳城切机的措施, 而 220kV 在计算的各种方式下均未出现导致机组失稳的情况。

#### 4.3.4 风险指标

##### 4.3.4.1 母线电压越限风险评估

由于徐州地区电源过于集中, 平均低谷负荷时, 发电率、受电率均按 0.98 平衡, 无功过剩仍达 42 万 kVAR 左右, 220kV 电网无功过剩尤其明显, 如表 4-6 所示。

表 4-6 2005 年徐州地区无功补偿情况

单位: 万千瓦

地区	电业电容器	用户电容器	无功补偿合计	无功配置系数	容性补偿度
徐州	62	47	109	1.86	0.641

无论是在论文讨论的正常运行情况、N-1 状况以及线路故障情况下, 电压均无明显越限情况出现, 故电压越限严重度函数值近似为 0, 即

$$S(V_y) \approx 0$$

则

$$\text{母线电压越限风险指标 } R(V|E, L) = 0$$

##### 4.3.4.2 线路潮流越限风险评估

由于徐州 220kV 部分送出断面过载严重, 部分为重载线路, 已不能满足 N-1 要求。重载线路跳闸后, 其它线路超热、动稳定限额运行, 极可能引起连锁反应, 扩大事故造成严重后果。结合本章前面的计算分析结果可以计算出线路潮流越限严重度函数值, 如表 4-7 所示:

表 4-7 徐州输送断面越限风险严重度

单位: 万千瓦

送出断面	最大越限潮流	稳定限额	越限严重度
徐潘双线	56.67	45	0.0673
潘邵双线	39.67	28	0.1737
平邵双线	54.67	45	0.0462
任上双线	175.58	175	0.00001

论文仅考虑引起输送断面潮流越限故障的发生概率, 则

$$\text{线路潮流越限风险指标 } R(F|E, L) = 0.7387$$

#### 4.3.4.3 暂态稳定风险评估

根据徐州地区 500kV、220kV 输送断面的稳定计算, 在 500kV 输送断面发生三相永久性故障将造成阳城机组的切机情况, 阳城机组单机容量为 35 万 kW, 按照 100MW 为基准值将其归算, 考虑故障发生的概率, 可得

$$\text{暂态稳定风险指标 } R(W|E, L) = 0.18$$

#### 4.3.4.4 综合风险评估

由于风险可以按照不同的标准进行解耦评估(例如按照每个可能事故的风险解耦, 或按照每个元件存在的风险解耦等), 因此按照地区电网重点的通过不同标准之间的相互搭配, 可以从不同的范围和角度评估系统安全性。

从计算结果, 徐州地区电压问题在最大运行方式下并不突出, 但是 220kV 输送断面越限情况较为严重, 在考虑阳城安控系统正确动作和采取阳城切机措施的情况下, 徐州 500kV 输送断面故障引起的暂态问题仍然在可接受的程度。

## 4.4 本章小结

本章依据传统的安全性评估方法和基于风险的安全性评估方法对徐州地区 2005 年最大运行方式进行了评估。

评估结果表明:

- 1) 徐州地区由于电源点多, 无功配置相对充裕, 在最大运行方式下电压问题并不突出;
- 2) 500kV 东通道、西通道建成投运后, 徐州电网稳定水平有一定程度的提高, 阳城电厂送出系统发生单相故障、无故障三相跳闸不再需要通过联切阳城电厂机组保持电网稳定。
- 3) 徐州地区 200kV 输送能力不足, 输送断面越限情况较为严重, 已不能满足线路 N-1 要求, 电网运行可靠性将受到一定的影响。不仅制约着徐州地区的电力送出, 也对江苏电网安全运行造成较大威胁。

## 第五章 徐州电网安全性问题及对策研究

### 5.1 引言

徐州电网共有 500kV、220kV、110kV、35kV、10kV 5 个电压等级电网，其中输电网络由 500kV 和 220kV 两级组成。从电网结构、容量、规模上看，已经是地区大网。因而安全稳定及可靠性问题相当重要，电网越大，稳定破坏的影响越大。

论文根据目前徐州电网的建设、运行情况，总结了影响徐州电网安全性的主要矛盾，提出了一些解决方案。

### 5.2 电网结构与电网安全性

合理的电网结构是电网安全、稳定的基础。电力系统稳定问题实质上就是电网结构问题，电网结构如果坚强有序，一般不会出现稳定破坏等大面积停电事故；反之，电网结构薄弱紊乱，即使采取各种技术措施，也难以避免大事故的发生。

#### 5.2.1 电网安全性对电网结构的要求

要提高电网的可靠性，要使电网安全、稳定的运行则电网结构就必须合理，应满足下列要求：<sup>[87]</sup>

- 1) 能适应发展变化和各种运行方式下潮流的变化，并具有一定的灵活性。
- 2) 任一元件无故断开，应能保持电网的稳定运行，且不会使其它元件超过事故过负荷的规定。
- 3) 有较强的抗扰动能力。
- 4) 实现分层和分区的原则。可以使一个层次的故障或事故不影响或少影响其他层次。

从历史教训看，容易引起破坏事故的电网结构有：<sup>[32]</sup>

- 1) 高压线与低压线并联运行。
- 2) 长线与短线并联，或粗线与细线并联。
- 3) 超长距离的环网。
- 4) 电源与电源直接连接。企图充分利用各电厂的送出线路，殊不知其中一个电厂的出线发生事故，其电力自动涌向另一个电厂的出线，超过稳定极限，导致整个系统振荡，另一个电厂的出线也会自动切断。
- 5) 环联环、大环套小环、多点联接。电网是一个瞬息相关的整体，一处出事，波及全网，如果环环相套，多点联接，很难看出在某种运行方式下，某处发生事故，将会使另一处的故障潮流超过该段线路的稳定极限，引起系统稳定破坏。
- 6) 电网结构主次不分，高压主干线上随处下接受变电站。
- 7) 在用负荷集中地区缺乏足够的电压支撑。现代大电网中一般大的电源点都远离负荷集中的城市，实行较远距离的送电，当送电线发生事故，某些电源被切断；受电的负荷集中地区电力供应不足，频率下降，自动切除部分负荷，可使频率恢复正常，但因无功电源不足，受电系统电压下降，补偿的电容器由于系统电压下降，其容量也相应成平方下降，进一步加重无功不足，这样相互循环作用，将导致受电系统电压崩溃。此时，如有发电机或调相机能承担地区无功电源，形成电压支撑，可防止电压崩溃。

## 5.2.2 电磁环网对电网安全性的影响<sup>[82][85]</sup>

电磁环网，是指不同电压等级运行的线路，通过两端变压器电磁回路的联结而并联运行。是电力系统在高一级电压等级网络尚未成熟的情况下，为了获取大的网络传输功率以合理利用廉价资源，满足用户对最大用电的要求等，所采取的过渡运行方式。

电磁环网之所以成为电力系统严重的事故隐患，一个很重要的原因就是高压线路开断引起的功率转移加重了低压线路的负荷，甚至超过了其传输能力，从而引起稳定性破坏：

### 1) 易造成系统振荡

通常将输电线路所传输的有功功率不得超过电力系统稳定所允许的极值作为限制条件的是静态稳定和暂态稳定极限传输功率。

对于简单的高低电压电磁环网，电厂对系统或系统联络线的极限传输功率为

$$P_{\max} = \frac{E_1 \cdot E_2}{\Sigma Z} \quad (5-1)$$

式中  $E_1$ 、 $E_2$  是两侧系统的等价电源电动势， $\Sigma Z$  是两侧系统等值阻抗和线路阻抗之和。

正常情况下，两侧系统间的联络阻抗将小于高压线路的阻抗，当高压线路故障断开时，功率转移到与之形成高低压环网的低压线路上，系统间的联络阻抗将突然增大为两侧变压器阻抗和低压线路阻抗之和，因而系统的稳定极限将降低，极易造成系统振荡。

### 2) 易造成系统热稳定破坏

导线的热稳定电流是线路传输容量的一个绝对限制条件。在高低压电磁环网方式下，必须保证在任何事故后情况下，通过低一级导线的电流低于其热稳定电流。如果高低压电磁环网连接的是分开的两侧系统，当高压线路断开后所引发的系统振荡，以系统解列和甩掉大量负荷而结束，不会引起低压线路的长期过负荷，但是如果在主要的受端负荷中心，系统送电侧通过高、低压线路向负荷侧供电，当高一级电压线路断开后，所有原来带的全部负荷将通过低一级电压线路送出，极易超过线路的热稳定极限，导致低压线路跳闸。

### 3) 线路的自然功率问题

自然功率是指在线路两侧电压幅值相等的条件下，传输某一定值的有功功率，使线路电感所消耗的无功功率等于线路电容所产生的无功功率，这个有功功率就叫做线路的自然功率。对于高压线路，如果传输的有功功率低于其自然功率，大量多余的无功功率将流入系统，引起系统电压增高；相反对于低压线路必须由系统两侧补足线路电感所消耗的无功，才能维持系统的电压。如 500kV 线路传输的有功功率一般低于其自然功率（4 分裂导线时约 1000MW），线路电感上的无功功率消耗小于充电电容所产生的无功功率；500kV 线路断开后，与其形成电磁环网的 220kV 线路传输的有功功率一般远大于其自然功率（2 分裂导线时约 157MW），而线路电感上的无功消耗与电流（功率）的平方成正比，220kV 线路将消耗过多的无功功率而引起电压降低。

相对电磁环网，开环运行会带来以下优点：

- 1) 易于控制网络稳定。在开环网络中发生干扰，往往切除故障元件，通过及时有效的事故处理，可以将系统恢复到稳定状态。在环网方式下发生故障，即便是迅速切除故障元件还可能引起大范围的功率转移，从而导致非故障元件超稳定极限掉闸。
- 2) 易于控制系统潮流分布。开环运行时通过调整送端电源的有功和无功即能达到调整潮流的目的。合环运行时，潮流自然分布，控制困难，易造成线路过载。

- 3) 限制短路电流。环网开环运行,是限制短路容量的重要手段。合环运行时,因综合阻抗小,短路容量比较大。系统中母线电源出线越多,短路容量越大,这些母线的故障往往引起电力系统大的停电事故。
- 4) 可以简化继电保护和安全自动装置配置。由于环网的继电保护和自动装置的整定复杂,配合的难度较大,一般成为事故扩大的直接原因。而电磁环网打开后将大大简化装置的配置和整定计算。
- 5) 可带来经济效益。电磁环网的开断引起电力系统潮流状况的改变,从而对系统网损产生影响。由运行经验可知,人为地改变电网运行结构而合理地强迫分配正常运行潮流,会带来明显的经济效益。一般来说,合理地开断电磁环网,实现电网的分层分区运行后,系统的潮流分布会更加合理。另外,实现电网分层分区运行,可方便系统的分区管理、减轻调度管理人员的工作压力、简化继电保护装置的整定,都隐含着经济效益。

要认识到电磁环网是电网发展过程中不可避免的产物,解开电磁环网有时会影响供电可靠性、运行灵活性。要合理的开断电磁环网,需要进行潮流、稳定性、短路电流、网损等多方面的计算,综合利弊之后才能做出决策。

### 5.2.3 地区电厂接入对电网安全性的影响

在地区电厂接入电网时,应遵循两个基本原则:<sup>[84]</sup>

- 1) 分层原则:所谓分层原则即按网络电压等级(网络的传输能力)将电网分为由上至下的若干结构层次,不同容量的电厂和负荷应分别接入到相适应的电压网络上。《电力系统安全稳定导则》、《电力系统技术导则》均规定,根据发电厂在系统中的地位和作用,不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络;在经济合理与建设条件可行的前提下,应注意在受端系统内建设一些较大容量的主力电厂,主力电源宜直接接入最高一级电压电网。
- 2) 分散外接电源的原则。即各个外部电源宜经相对独立的输电回路直到受端系统内部才和其他电源同步并列,尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中,以及每一支路的外部电源输电容量不超过系统总容量的一定比重。具体比例可结合受端系统的具体条件来决定。

目前发电厂接入系统大致可以划分两种形式:一种是电源母线(联网)方式,一种是单元式。

从国内外重大电网事故的分析,总结出一个有关电网结构方面的结论,在电网小的时候如发生事故,希望不要切去电源,因为电源有限,否则会失去更多的负荷,但对于大电网,要防止全网性崩溃,这种保电源的观点应该改变。若系统发生了故障,要做到在减少输电能力的同时,甩去相适应的电源容量。这种着重保全网而不是着重保个别电源的观点,是保证在严重故障时不发生恶性连锁反映,防止全网性崩溃瓦解事故的一条十分重要的经验。

根据我国电网的实际情况,电网愈大,愈宜采用单元式电厂接入形式,因为这种结构可以满足上述要求,即在结构上为消除恶性连锁反应提供前提,自动解决了在失去输电能力的同时切除相应电源的电网安全稳定要求。目前发电厂接入系统大致可以划分两种形式:一种是电源母线(联网)方式,一种是单元式。

根据我国电网的实际情况,电网愈大,愈宜采用单元式电厂接入形式,因为这种结构可以满足上述要求,即在结构上为消除恶性连锁反应提供前提,自动解决了在失去输电能力的同时切除相应电源的电网安全稳定要求。

## 5.2.4 电网结构的安全性评估[81]

为了评价一个地区（区域）电网网架结构的安全水平，可以用一个简单的电网模型来代替一个复杂的区域电网，模型如图 5-1 所示。在这个模型中，地区电网的最大负荷需求为  $P$ ，位于该地区电网内并网运行的机组总容量为  $P_g$ ，大电网（系统）向该地区电网供电的供电能力为  $P_n$ （包括  $n$  回输电线路，上一级枢纽变电站的变压器容量等）。地区电网的安全水平是指在以下几种工况下，保持对用户连续不间断供电的能力。

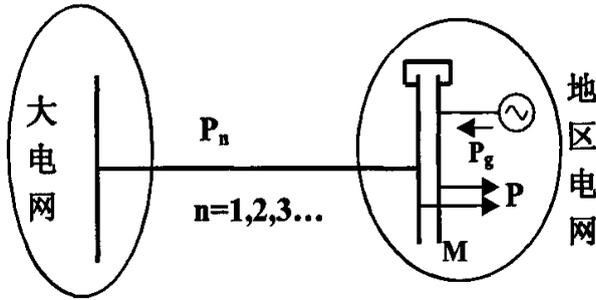


图 5-1 电网网架结构评估模型示意图

- (1) 在正常方式下，地区电网应按  $P \leq P_g + P_n$  达到供需平衡；
- (2) 负荷 N-1 安全准则。当电网内 1 个供电元件停役时（如环网或双回路供电，其中 1 回线路因计划或非计划检修、事故跳闸等停役；2 台以上变压器的变电站，其中 1 台变压器停役等）、供电能力减少了  $P_{n1}$ ；或地区电网中最大容量的 1 台机组停役，容量减少了  $P_{g1}$ 。上述两种情况发生时，仍然要求对用户连续供电。此时应满足新的供需平衡：

$$P \leq P_g + P_n - P_{n1} \quad (5-2)$$

$$P \leq P_g + P_n - P_{g1} \quad (5-3)$$

- (3) 当发生多重性严重故障时（N-2 安全准则），要求不发生用电瓦解、大面积停电的严重后果，并保持向重要用户的连续供电。近年来，一些城市电网，已经提出在发生多重性严重事故时，保持对用户连续供电的更高要求。

## 5.3 电网结构对徐州电网安全的影响及对策研究

### 5.3.1 电力外送问题

#### 5.3.1.1 徐州电网电力外送现状

1) 徐州电网受电源建设严重滞后于电网建设的影响，500kV 电网薄弱，电网整体送出能力不足。

由于阳城电厂电源在三堡 500kV 的接入的压力及三堡变远离徐州地区电源，造成三堡变主变升压潮流不足。与三堡变配套的 220kV 彭桃线路多年热备用，贺任、堡贺线潮流也不大，徐州、彭城两电厂电力无法经三堡主变升压送出。历年来虽采取贾汪电厂经郎山变长距离接入三

堡 220kV 等多项措施,但升压潮流仍然不足。

由于 500kV 徐州、彭城电厂电源压力,任庄变升压潮流也不足。受稳定限额限制,任庄主变升压潮流也不能过大,任上双线送出容量离热稳限额还有余量。在高峰负荷时三堡一双泗双线达到热稳定限额 230 万 kW,而任上 5237/8 线路尚有富余能力,三堡南送 500kV 堡泗双线已达到热稳定限额,即使三堡主变能升压较多电厂出力,其潮流也将经堡任线压向任庄变经任上线送出。

2) 徐州电网受电磁环网运行方式影响,500kV、220kV 电网潮流分配不均,部分线路接近甚至超热稳限额运行。

500kV 任庄主变主变受徐州、彭城电厂 4 台 30 万千瓦机组影响,三堡主变阳城电厂 210 万千瓦机组影响,使任庄、三堡变 500kV 主变上送潮流尚有富余能力。由于 500kV 任庄、三堡主变升压功率小,造成徐州电厂 220kV 送出线潮流过大,大量潮流由 220kV 徐庆 2611/12、徐潘 2621/31、潘邵 2622/23、邵平 2626/27 双线送出,其中徐潘 2621/31、潘邵 2622/23、邵平 2626/27 线在高峰负荷时已经超过热稳定输送限额,徐州电网正常方式下至少约有 60 万 kW 的多余出力不能送出。被迫在矛盾最突出的潘邵 2622 线采取了潘邵 2622 线联跳潘邵 2622 线,并辅助于调度采取 10 分钟内紧急降机组出力或拍停机组等措施,虽然徐州地区夏季最高峰时电力送出矛盾可基本得到解决,但电网的供电可靠性受到影响。

3) 2005 年夏季由于部分机组受宏观调控影响未能投产,及负荷平衡工作控制较好,输、配电设备基本无过载情况,但满载、重载情况普遍,500、220kV 送出线路负载大。全部送出 220kV 线路长期负载均超出 15 万千瓦,部分线路负荷短期超出 30 万千瓦(邵平、徐潘、邵潘、平双)。已不能满足线路 N-1 要求。重载线路跳闸后,其它线路超热、动稳定限额运行,极可能引起连锁反应,扩大事故造成严重后果。不仅制约着徐州地区的电力送出,也对电网安全运行造成较大威胁。

2004 年 220kV 线路最大负荷如表 5-1 所示。

表 5-1 2004 年 220kV 部分线路最大负荷统计 单位:万千瓦

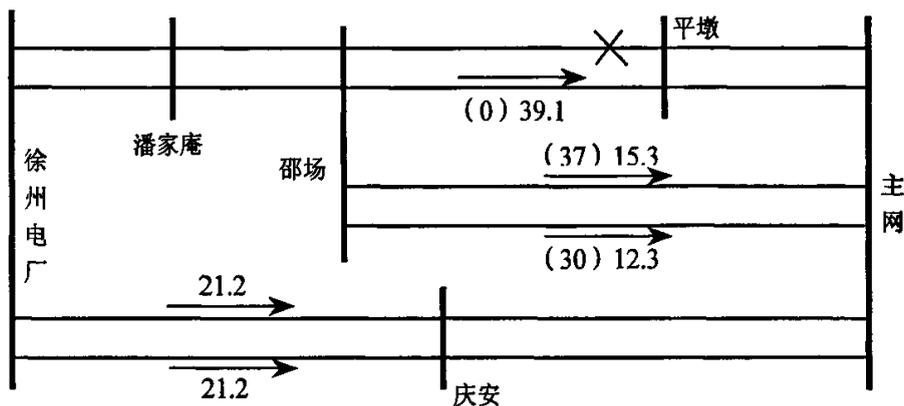
线路名称	有功	时间	线路名称	有功	时间
邵平 2627	39.1	07/28 12:35	徐庆 2611	28.1	06/22 20:30
邵平 2626	37.2	12/02 17:55	邵平 2627	27.8	02/26 11:00
徐潘 2631	32.4	09/09 06:30	徐潘 2621	26.9	10/10 06:20
邵潘 2623	32.3	10/03 18:55	邵梨 4972	24.6	05/03 21:30
平双 2645	30.2	10/15 10:55	徐庆 2612	24.7	12/16 18:45

4) 除徐州电力外送困难外,苏北南送通道及过江通道也是制约徐州电力送出的瓶颈。

#### 5.3.1.2 电力送出通道线路一起跳闸事故分析

2004 年 7 月 28 日 12 时 14 分 220kV 邵平 2626 线跳闸。

故障前邵平 2626/7 线路潮流分别为 22.7 万千瓦和 20.7 万千瓦;事故后邵平 2627 线潮流达 39.14 万千瓦。所幸故障在腰荷期,否则其情况更加危险。如造成邵平 2627 线再跳闸,其 39.14 万千瓦的潮流极可能引起连锁反应。



括号内为若邵平2627线再跳闸后潮流 单位:万千瓦

图 5-3 220kV 邵平 2626 线跳闸事故示意图

### 5.3.1.3 解决对策

1) 针对徐州地区 500kV、220kV 线路、变压器严重超载问题:

- a) 短期内可由设备运行主管部门采取特殊措施,提高潘邵 2622 线、邵平 2626/27 送出线路短时(10 分钟)过负荷能力,辅助于调度事故紧急控制手段,同时启用 220kV 潘邵 2622 线路过负荷解列措施以提高徐州地区电力送出能力,但存在一定的运行风险。从长远考虑建议尽早对潘邵 2622 线进行改造,将导线由 LGJQ-400 更换为 LGJQ-2\*300 导线。同时建议规划建设 220kV 平墩-双湖-茅口变第二回线,增加徐、宿地区 220kV 通道电力送出能力,提高连云港北部电网的供电可靠性。
- b) 以最快的速度建设新沂第 2 座 220 千伏变(姚湖变)。建议尽快确定新沂新 500、220 千伏变电站所址后,先行将 220 千伏平董线环入姚湖变,新上主变。如姚湖主变及配套工程不能在 2006 年夏季前投产,新沂将限电。为预防姚湖变不能在 2006 年夏季前投产,建议增加新沂地区的电容器,充分利用主变容量,减少限电数量。
- c) 从省网调度出发,应积极调整运行方式,合理安排苏北电网的开机方式,特别要注意徐州、扬州、南通、盐城、新海等地区主力电厂开机方式与田湾核电机组开机方式的协调,合理控制系统潮流,均衡目前过江六线的输送潮流,要力求使三个 500kV 过江通道的潮流处于均衡分布,减少 500kV 中通道(江南 5291/92 双线)的输送压力,避免因潮流分布不均衡造成整个 500kV 过江通道的输送能力不能得到充分利用情况的出现。同时要积极研究提高江南 5291/92 双线包括整个 500kV 过江通道实际输送能力的具体措施,充分发挥已有北电南送通道的输送能力,尽量减小苏北电网窝电数量。同时根据设备实际运行情况,提高三堡—双泗双线的热稳定输送能力,使其与暂稳输送限额相适应。
- d) 尽快规划建设从苏北电力多余地区直接至苏南负荷中心的过江第四通道,如三堡—三汉湾—龙王山通道,争取能与阳城扩建机组同步或先于阳城扩建机组投运。

## 5.3.2 电磁环网问题

### 5.3.2.1 徐州电磁环网情况

由于徐州电网乃至整个江苏 500kV 电网尚处于建设过程中,针对徐州及苏北电网的现状,对照《电力系统安全稳定导则》(导则:2.2.3.2 随着高一级电压电网的建设,下级电压电网应逐步实现分区运行,相邻分区之间保持互为备用。应避免和消除严重影响电网安全稳定的不同电

压等级的电磁环网,发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器),徐州及苏北电网存在主要问题:500、220kV长期电磁环网。

500kV电网网架结构不强,还难以担当起低一级电网完全实施分层分区运行的主网架作用,造成220kV电网分片运行难以全面实施。因此,目前500kV电网与220kV电网只能电磁环网运行,造成220kV短路电流急剧上升,大量220kV断路器等设备超标,500kV电网输送能力无法得到充分利用,部分220kV输送通道潮流难以控制。

同时,由于500kV输送通道检修时,电网输送能力大幅下降,带来了运行方式难以安排等问题。例如由于堡任5231为单线,所以无论停电检修还是事故情况下均对220kV电网安全造成较大困难和危险。堡上、堡任线事故跳闸时,其潮流将向220kV环城双环网转移,为防止220kV系统超载,堡任5231线停电,三堡变500kV主变需陪停,对220kV电网安全造成较大威胁。

目前徐州电网的电磁环网有:

- 1) 徐州与宿迁、淮安220kV网络与500kV电网的电磁环网。
- 2) 徐州与连云港220kV网络线路与500kV电网的电磁环网。
- 3) 徐州城区220kV双环网与500kV堡任5231线的电磁环网。

《电力系统安全稳定导则》规定:“运行中的电力系统必须在适当地点设置解列点,并装设自动解列装置。当系统发生稳定破坏时,能够有计划地将系统迅速而合理地解列为供需尽可能平衡(与自动按频率减负荷等措施相配合)而各自保持同步运行的两个或几个部分,防止系统长时间不能拉入同步或造成系统频率和电压崩溃,扩大事故”。

目前除500kV三堡变设置了阳城电厂解列装置外,由于220kV未实现分区运行前,整个苏北错综复杂的电磁环网难以找到合适的解列点,没有设置任何解列装置,一旦发生稳定破坏事故,各地区电网不能解列为供需尽可能平衡,加上电力设施盗窃频发,自然灾害严重等外部环境不良的状况下,大面积、多条线或母线故障对电网威胁极大,保护及切机装置一旦拒动,极易造成稳定破坏、大面积停电事故。

#### 5.3.2.2 徐州电网电磁环网的事故教训

1979年前,徐州电网为苏、鲁、皖交界地区一独立电网,未与江苏电网联网,其最高电压为110kV,110kV电网大环套小环合环运行,由于环网的种种弊端影响,多次造成重大事故。

随着徐州电厂及220kV电网的建设,徐州电网并入江苏省网。由于220kV电网薄弱,110kV电网仍维持环网运行,徐州电厂#1、2主变高、中压侧也并列运行。

徐州地区在上世纪90年代前一直是电磁环网运行,直到1991年4月才全面实施了分片解环运行,并且是在吸取环网造成的大面积停电事故后才下定决心解环运行的。

1990年4月由于徐州电厂带地线合闸,造成110kV系统低电压、振荡,该片电网全停,事故还造成徐塘电厂全停,该地区电网安全记录被打破。

#### 5.2.3.3 解决对策

- 1) 加快500kV电网的建设。只有加快500kV电网的建设,才能保证电网安全。电磁环网不解开,就明确表明500kV电网的建设未达到最低要求,就应加速500kV电网的建设,直至达到解开苏北错综复杂电磁环网,尽快满足导则的最低要求。
- 2) 提前规划解环,分层分区运行的(如:各市电网之间解列点)研究。

#### 5.3.3 地区电厂接入问题

目前徐州电网地方电厂较多,总容量为583万千瓦。但接入系统随意性较大,基本是根据电厂本身的因素考虑,没有与电网接入方面进行系统、统筹考虑,因此造成目前地区电厂对电网安全运行造成了很大的影响,比如在电源自备投装置的使用上,原本正常运行的自备投装置

由于电厂的接入，为避免对电厂的影响已经停运，给供电可靠性带来较大影响，极易发生变电站全停等电网事故，事故发生后，由于电厂的存在，电厂可能带部分负荷孤立运行，易造成非同期合闸、延误处理事件等问题。对经济运行不利，归根到底也是电厂接入系统的结构不合理造成的。

随着徐州地区电源“急风暴雨般”的发展，电网建设明显落后。三堡变投产后，升压潮流明显不足，为解决三堡变升压潮流不足问题，贾汪电厂远距离接入三堡变。彭城、华鑫 4 台 30 万千瓦机组接入任庄 500kV，造成任庄变短路容量超限，彭任、贺任双线被迫从任庄变脱出，徐州中西部电网安全、可靠性水平大大下降。同时也限制了任庄变升压潮流，大量潮流从 220kV 送出，造成 220kV 送出潮流大。随着电源的发展，为解决送出潮流大问题，徐州、宿迁直至淮安先后更换了一批细导线，单回路增加第二回线。

2007 年任庄~岱山~姚湖 500kV 线将建成降压为 220kV 运行，徐州电厂短路容量又将超限，规划将徐桃单线与桃闫单线搭接，搭接后徐州电厂与桃园间联络更弱，徐州中西部电网的安全问题更突出，三堡变主变跳闸后，徐桃单线热稳定及徐厂出口动稳定更无法满足电网需求。

### 5.3.4 短路电流问题

#### 5.3.4.1 徐州电网短路电流情况

2005 年江苏电网将有大量机组及输变电工程建成投运，且大量机组接入电网。随着大规模电源接入系统，500/220kV 主网的短路电流急剧增加，截止 2005 年底，江苏电网有 3 个 500kV 变电站的 500 kV 母线和 10 个 500 /220 kV 厂站的 220kV 母线三相短路电流陆续超过其额定遮断电流（断路器的遮断电流为 50 kA），且越限情况日趋严重。其中徐州电厂、任庄变 220kV 母线三相短路电流在三堡 2 号主变投运后，超过开关额定遮断电流（50kA）。表 5-2 给出了徐州地区短路电流越限情况。

表 5-2 徐州地区短路电流一览表

单位：kA

变电站	母线	年初	年中	年底
徐州电厂	220kV	44.1	52.1	53
任庄	220kV	43.9	51.6	53

#### 5.3.4.2 解决对策

为降低徐州电厂和任庄站 220kV 母线短路容量，临时采取将彭任 4683/4684 双线与任贺 4680 /4682 双线搭接，跨过任庄 220kV 母线，使彭城电厂直接通过三堡主变升压到 500kV 送出。实施搭接后，将可以有效地限制徐州地区 220 kV 断路器短路电流在额定遮断电流以内。该方案于 2005 年年底实施。搭接前后的网络接线示意图如图 5-4、5-5 所示。

搭接前，徐州 220kV 电网呈环环双环网结构。双环网的构成：任庄 → 贺村 → 三堡 → 沙庄 → 赵山 → 桃园 → 徐州电厂 → 任庄，环内有 7 座变电站共 14 条 220kV 线路组成，其中 500kV 变电站 2 座。双环网对徐州城区电网的安全起到了非常重要的作用，其作用就像一条环绕城区的母线汇流排，可以从各个方向向负荷供电，结构非常坚强，可靠性非常高。

在为解决徐州电厂、任庄 220kV 母线短路电流超限问题将运行方式调整为彭任 4683 /84 双线与任贺 4680 /82 双线搭接后，徐州电网正常全合环方式短路电流情况如表 5-3 所示。

表 5-3 搭接后徐州地区短路电流一览表

单位: kA

厂站	开关额定遮断电流	搭接前短路电流	搭接后短路电流
徐州电厂	50	52.1	47
任庄	50	51.6	44

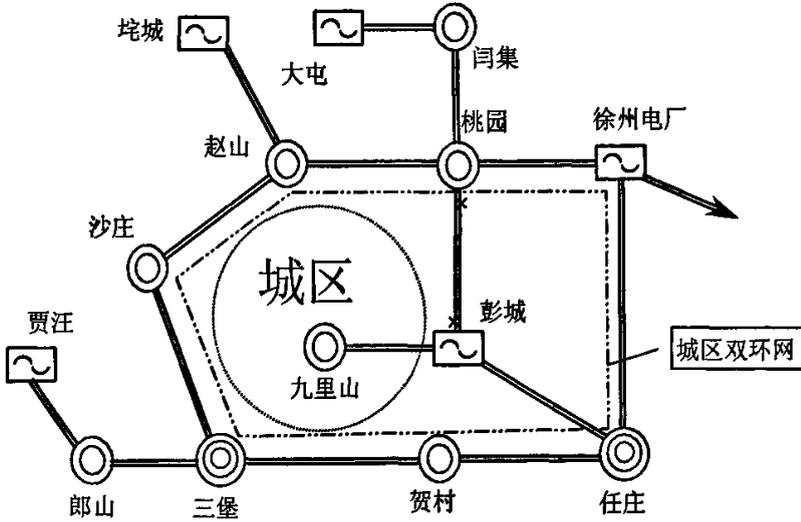


图 5-4 搭接前徐州 220kV 电网结构示意图

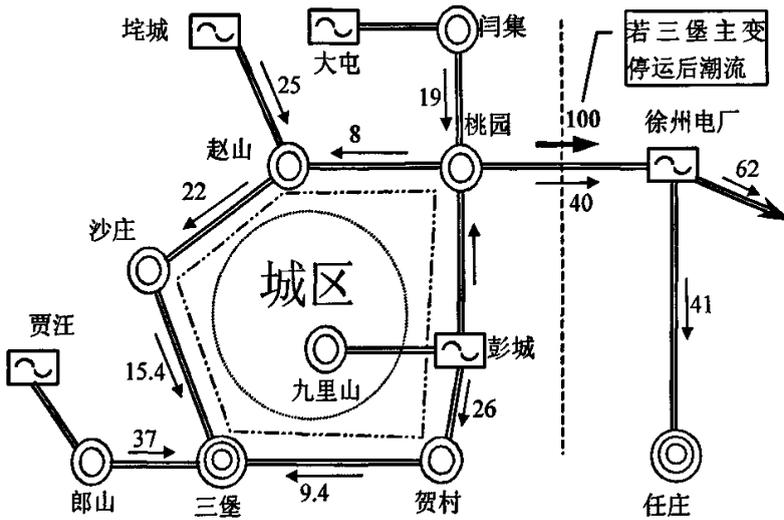


图 5-5 搭接后徐州 220kV 电网结构示意图

搭接后彭城电厂至桃园站 220kV 线路将环网运行, 这样徐州城区又形成了新的双环网: 村→三堡→沙庄→赵山→桃园→彭城电厂→贺村。

彭城电厂改接后虽然可以解决两站 220kV 母线短路电流超限问题, 但是对徐州电网的运行带来了新的问题。

- 1) 搭接后的任庄变成为一纯升压变电站, 对徐州 220kV 双环网几乎没有了支持作用。徐州环城 220kV 双环网失去了一个 500kV 支撑点, 安全、可靠性水平下降。
- 2) 改造后, 500kV 三堡、任庄变主变不能相互备用。在三堡#1、2 变故障时任庄不能对市区及

徐州西部 220kV 电网实施有效支持, 彭城、大屯、贾汪、垓城电厂出力送不出, 此时 220kV 徐桃 2615/6 线将承担联络徐州东、西部 220kV 电网的任务, 其 LGJ-400 的导线难以担当此重任。以徐桃 2615/6 线为界将徐州 220kV 电网分成东、西两部分, 其中西部电网负荷约占全市负荷的 65%, 且包含煤矿负荷。保守计算西部电网发电比负荷多 100 万千瓦。即在三堡#1、2 主变故障不能对 220kV 电网支持后, 徐桃 2615/6 线将向徐州电厂送入 100 万千瓦负荷, 线路将严重超载。故障情况下彭城、大屯、贾汪、垓城电厂均经徐桃 2615/6 线入电网, 稳定水平下降。

- 3) 堡任 5231 线停电, 为防止 220kV 系统超载、三堡变 500kV 主变需陪停, 2005 年三堡第 2 台主变投产后, 三堡至任庄间 220kV 电网联络变的更不紧密了。堡上、堡任线事故跳闸时, 其潮流将向 220kV 双环网转移, 对 220kV 电网安全造成较大威胁。
- 4) 电厂送出问题已经使徐州 220kV 电网的结构趋向不合理, 对今后电网安全、稳定、解环、分片运行造成了困难。
- 5) 改造后将强迫彭城电厂出力通过三堡主变升压, 潮流计算表明, 由于阳城电厂在三堡 500kV 并入江苏电网, 导致三堡主变的升压功率未增大到理想的功率, 不得不再采取其它措施强迫增加三堡主变的升压功率, 而三堡主变的升压功率过大, 500kV 三堡站至双泗站双线将超热稳。今年迎峰度夏期间, 这两条线路已经出现长期超 CT 额定电流的情况。

因此, 彭任双线和任贺双线搭接的措施, 只能是应急措施, 还需要进一步采取措施弥补搭接带来的负面问题。

## 5.4 阳城发输电系统的安全性

### 5.4.1 阳城发输电系统稳定情况

阳城发输电系统是贯彻国家变输煤为输电政策的跨大区送电工程, 用“专厂、专线、专供”(“三专”)方式直接接入华东电网, 线路全长 760 km, 其落点在江苏省的上河变电站, 这是全国第一例长距离、跨大区、不联网的 500 kV 交流输电线路。

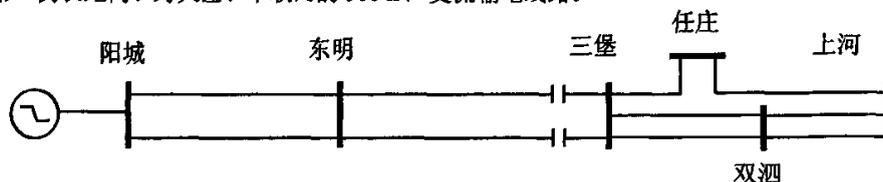


图 5-6 阳城发输电系统接线示意图

阳城电厂出 3 回 263 km 的 500 kV 线路到山东菏泽的东明开关站, 其中 2 回为同杆并架; 东明开关站出 2 回 268 km 送达徐州的三堡变电站; 三堡开关站出 1 回 50 km 至附近的任庄变电站、同杆并架出 2 回 230 km 至上河变电站 (2005 年双泗开关站开断环入)。线路长度已经接近交流安全输电的极限半径(600 km~800 km)。如此高电压、远距离、大容量的交流输电系统对江苏乃至华东电网的运行和规划带来重大影响。

由于阳城电厂对华东系统的联系阻抗很大, 大部分故障情况下失稳模式是阳城机组对系统的功角失步, 也有部分故障情况下的失稳模式是阳城与徐彭机组几乎同时对系统失步或稍有先后对系统失步。阳城电厂送出工程的暂态稳定有如下特点:<sup>[79]</sup>

- (1) 稳定水平不高。阳城电厂经 700 多 km 长线连到系统, 可将徐州地区也看作送端系统, 但实际上, 阳城电厂是经近 1000 km 线路与受端系统相连。因而大部分区段发生三相短路时需

要切机。

- (2) 稳定问题涉及范围广。从阳城到武南、江北、扬东近1000km各区段的500kV线路故障都会引起阳城电厂失稳。
- (3) 稳定措施要求快速实施。对导致失稳的故障，如不采取措施，则阳城电厂基本上在故障发生后0.17s~0.18s与系统摆开。如阳东线阳城侧三相短路，如不采取措施，则阳城电厂约在故障发生后0.17s与石洞口二厂的相对功角达到180°；淮江线淮阴侧三相短路，相对石洞口二厂的功角达到180°时所需时间约为0.18s。但切机必须在机组功角摆开之前进行，否则不能维持系统稳定。所以对于前一个故障，切机必须在故障发生后0.15s内进行，否则即使阳城电厂全切也没有效果；并且缩短切机时间可显著减少切机台数，如0.15s需切5台，而0.11s则只需切1台。对后一个故障，由于阳城电厂带动了徐州、彭城等厂失稳，因而切机必须在故障发生后0.14s以内进行，否则延长切机时间，即使阳城电厂恢复稳定，徐彭等厂仍会失步，而把切机时间缩短到0.12s，则仅需切阳城2台机。因此，切机时间应尽可能短，阳城电厂就地切机按故障发生后0.11s，远传切机按故障发生后0.12s考虑。

#### 5.4.2 阳城发输电系统稳定措施

为提高系统稳定性，阳城发输电系统采取了一些技术措施：<sup>[87]</sup>

##### (1) 应用串联补偿技术

串联补偿技术是一种提高稳定极限经济有效的手段。在输电线中间加入串联电容器能有效减小线路电抗，缩小线路两端的相角差，从而获得较高的稳定裕度，为大功率传输创造了有利条件。高压线路的静态稳定输送功率可由下式表示：

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\Sigma}} \sin \delta \quad (5-4)$$

式中  $U_1$  为送端电压幅值， $U_2$  为受端电压的幅值， $X_{\Sigma}$  为发电阻抗和输电线阻抗的和， $\delta$  表示送受端电压相角差。

当输电线路中配有串联补偿时，线路的稳定输送功率为：

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\Sigma} - X_C} \sin \delta \quad (5-5)$$

式中  $X_C$  为串补容抗。

从式(5-5)中可以明显看出，增加串联电容器后，提高了线路的传输容量。在同一相角差( $\delta$ 相同)的条件下，装有串联补偿电容器前后的稳定输送功率之比为：

$$\frac{X_{\Sigma}}{X_{\Sigma} - X_C} = \frac{1}{1 - K_C} \quad (5-6)$$

式中  $K_C = X_C / X_{\Sigma}$  为补偿度。

阳城工程中在东明至三堡的双回线上装设串联电容补偿，补偿度为东明至三堡分段的40%，由此可以算出每条输出线路在装有串联补偿电容器前后的稳定输送功率之比为1.67倍。这样装设了两套串补电容器相当于增加了一条输电线路。

东明至三堡双线上专设的固定串联补偿电容器是由德国 SEIMENS 公司设计生产，其系统主电路由电容器组和相关保护元件组成，保护采用双重化配置。2条线路的串联补偿电容器的设计参数完全相同。电容器组的容抗为29.2Ω，额定电流为2360A(有效值)，10min过载电流为

3540 A (有效值)。电容器组的保护采用较经济的氧化物阻尼电阻 (MOV) 和间隙 (GAP) 配合, MOV 吸收能量为 50MJ。当外部故障时, 间隙和旁路断路器不动作, 电容器的保护由 MOV 承担。内部故障时, 电容器迅速被间隙和旁路断路器旁路。

从实际运行情况来看, 串补装置的应用, 既增加了系统的稳定裕度, 又大大节省了一次投资费用 (节省了约 3.4 亿元人民币)。

## (2) 构建区域稳定控制系统

由于阳城电厂与华东电网形成了特殊的结构, 而且在送出工程的 3—2—3 回线路中, 各个区间都有同杆并架的输电方式。因此, 给电网、线路、阳城电厂的安全、稳定运行带来突出的问题。

根据江苏省调稳定计算结果, 阳城电厂送出工程的暂态稳定涉及近 1000km 线路和 6 个 500kV 厂站, 因而属于区域性稳定问题。然而引起问题的根源是阳城电厂经长线路连到系统, 可见失稳模式主要是阳城电厂对系统的失步。稳定控制主要针对阳城电厂, 故也可把这一区域性稳定问题分解为数个单机一无穷大系统的稳定问题进行处理, 因此阳城电厂送出工程的暂态稳定又具有简单系统暂态稳定的特点。

从稳定计算结果, 要求稳定措施的实施速度非常快, 阳城电厂就地切机为故障发生后 0.11s, 远方切机要求故障发生后 0.12 s。这实际上已经具有了准实时, 甚至实时控制的要求。

区域稳定控制方式大致可分为三种:

- 1) 若采用简单系统的控制方式, 即在阳城电厂就地装设安全自动装置, 这样装置构成较为简单, 也不需借助通道传递控制信息, 可靠性比较高, 且能满足稳定控制的速度要求。然而, 如果将整个华东系统进行简化处理, 必然造成较大误差, 也不能较准确地确定稳定控制的作用, 比如不能判断故障区段和故障类型, 而且在某些故障方式下, 阳城电厂与徐州、彭城电厂实际上同调, 这样等值简化可能带来误判。所以误切机和多切机的可能性非常大, 这与“三专”方式下发供电要求不相符合。
- 2) 若采用分层控制方式, 上下层控制系统间交换信息需要快速大容量的通信联系, 阳城电厂送出工程中的通道情况难以满足这个要求。
- 3) 若采用集中式稳定控制方式, 要从阳城送出工程所覆盖的广大区域收集信息作出决策, 再送到阳城电厂去执行, 这就需要快速大容量的通道, 即便有也要考虑到对稳定控制速度的影响。对于离线控制方式, 由于控制区域很广, 运行方式很多, 策略表规模必然很大, 使得装置比较复杂。对于准实时和实时控制方式, 为达到稳定控制速度要求, 必然需要进行系统简化, 也存在前述误判或控制不准的问题。

由于上述各种方法均不能很好解决阳城送出工程稳定控制的问题, 通过优化, 提出了区域稳控系统的概念。即在阳城、东明、三堡、淮阴、任庄、江都各站均配置安全自动装置, 各站安全自动装置均独立检测其工作范围内的故障信息, 除阳城电厂安全自动装置外, 其余各站安全自动装置的切机信号借助通道送往阳城电厂, 以实现切机。各站安全自动装置内存有离线计算所得出的策略表, 以便在故障发生时查询相应的稳定控制策略。远方切机信号采用多段通道接力传送的方式, 其中江都至淮阴、淮阴至三堡、任庄至三堡和三堡至东明均采用载波通道, 东明至阳城采用光纤通道。为提高可靠性, 各站安全自动装置和各段远方切机信号传送通道均按双重化配置。

这样的安全自动装置配置方式, 即能反映整个阳城电厂送出工程范围内的故障, 并且可以正确判别故障区段和故障类型, 因而能够比较准确地决定稳定控制作用量, 不会误切机或多切机。各站间的安全自动装置没有联系, 做到了完全的分散控制。装置的逻辑部分采用查询策略表的方式, 避免了系统简化所引入的误差, 并且各种安全自动装置只检测局部工作范围内电气

元件的故障状态，如东明变安全自动装置只监测东三双线和东明站母线及断路器的故障，因此策略表规模较小，运行方式变化很大时，装置也能较好适应。远方切机信号由于只需表示切机的台数，因此无需专用通道传送，对通道容量基本没有要求。

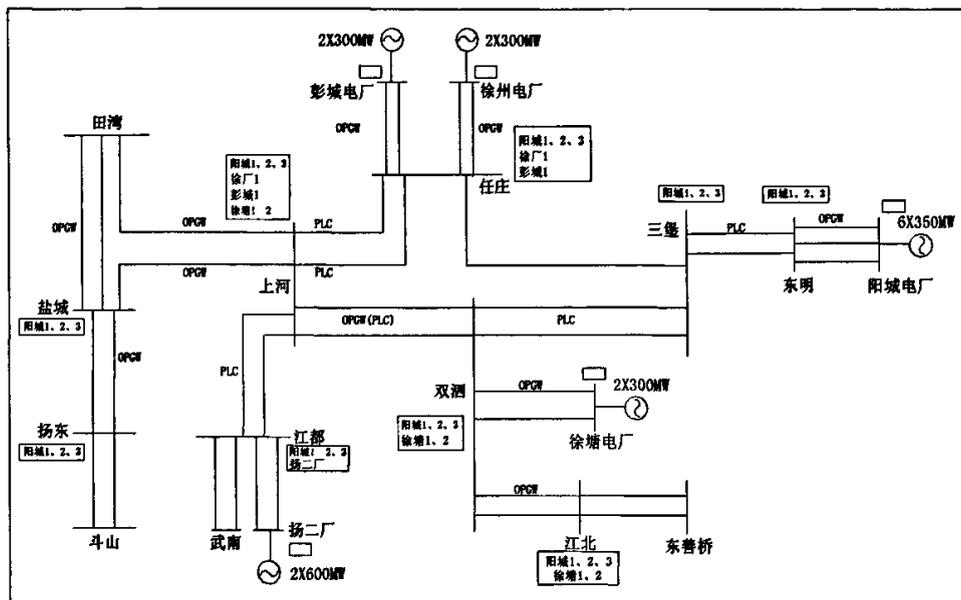


图 5-7 阳城稳控系统变电站联系结构图

随着江苏 500kV 电网的不断发展，阳城系统稳控系统也在不断完善，一些新增加的 500kV 变电站也纳入了阳城稳控系统的范围，目前阳城稳控系统变电站联系结构图如图 5-7 所示。

### 5.4.3 阳城发输电系统安全隐患

阳城发输电系统于 2000 年投运后，有力地促进了江苏 500kV 电网的建设，大大完善了徐州电网乃至江苏电网的结构。其中串补技术、区域稳控技术等先进设备和技术的应用，也有力地提高了系统的安全性；但是另一方面该发输电系统设备本身又存在许多问题，这些安全隐患的存在，又大大降低了系统安全性，对电网稳定运行带来了安全隐患和风险。目前存在的问题主要有：

#### (1) 国外进口继电保护装置的问题

500kV 三堡、东明站同时使用了国产及进口的继电保护装置。其中国产装置总体情况良好，运行稳定，缺陷较少，多为偶发性且易于消除。而在几种不同型号的进口装置中存在着程度不等的缺陷，其中一些性质严重频繁发生，对阳城送出系统的安全稳定运行造成了较大威胁，主要有：

- 1) REL561 光纤分相电流差动保护通道频繁告警。阳东三回线上采用了 ABB 公司的 REL561 线路光纤分相电流差动保护。自投运以来，三条线路的 REL561 保护均出现过通道（光纤）短时报警，保护短时闭锁的现象。这一异常现象一般持续数秒至数十秒，个别时候持续数分钟时间，其后能够自动消除。故障频繁时，几分钟内即可达十余次，严重影响了保护装置运行的可靠性。如果在上述异常发生的过程中同时出线线路故障，REL561 保护将无法动作，后果将非常严重。通过对 REL561 保护光电转换装置进行了更换；对阳东三条线 REL561 保护从光电接口装置至 PCM 配线架的音频电缆进行了更换，并改进了屏蔽接地；装设专用测试装置等措施，最后对 REL561 装置软件进行了

升级,目前该装置告警次数大为减少,但仍未完全消除,仍存在安全隐患。

- 2) 串补电容器保护装置光电采样回路元件频繁损坏,逻辑也存在缺陷。东三线两套串补装置自投运以来频繁发生二次系统硬件损坏的故障,达到平均每年 12 次之多,造成串补数十次退出运行,数次造成误跳线路,频繁对阳城电厂切机,运行极不稳定,严重影响了阳城电厂的安全稳定送出。另外还存在保护逻辑不完善的地方,曾导致误跳线路;保护上电时采样回路中存在虚电流导致误动跳闸;击穿间隙在区外故障时发生误击穿等问题。经多次研讨、专题测试,联合中国电力科学、武汉高压试验研究院、江苏省电力科学研究院、南瑞继保公司、许继公司等国内高电压、电磁兼容方面的权威、专家与德国 SIEMENS 公司会诊,认为串补保护元件损坏的原因主要有两点:一是平台上在电流采样回路中采取的防干扰措施不充分;二是其激光光源插件中使用的激光管质量不佳,使用寿命达不到要求。采取了在串补平台及保护室内进行 EMC 测试,掌握串补运行环境中的电磁干扰水平,根据干扰背景环境对平台上电流采样的电缆进行更换,更换为屏蔽效果更好的电缆;在电流采样回路中增加低通滤波器;对光电转换器和相关插件硬件进行升级,采用新型长寿命激光管,匹配好各元器件参数;对 BBR 失灵保护等逻辑进行改进;增加对保护光源电压的在线监测,等等诸多措施。经过 5 年来的努力,运行情况已经得到较大改善,但问题仍没有彻底解决,还存在一些问题,采取的措施也需要在运行中进一步考验。

## (2) 国外一次设备的问题

电网一次设备运行不稳定,设备缺陷难以彻底根除。500kV 变电站富士高抗总烃超标,东明、三堡站 ALSTOM 断路器和隔离开关问题比较突出(如断路器运行中出现本体漏气、机构渗漏油、频繁打压等问题,隔离开关运行中出现触头烧毁、瓷瓶开裂、分闸骤停、性能不稳定等问题),给设备安全运行带来较大影响。

## (3) 二次系统的问题

由于阳城电厂远距离、专线送电江苏电网,电厂稳定水平低,苏北 500kV 任一线路故障阳城电厂都可能失稳,均需联切阳城电厂机组,其稳定问题成为苏北电网的最大问题。为防止阳城电厂失稳影响江苏电网,500kV 三堡变设置了苏北电网唯一的振荡解列装置,在阳城电厂失稳时解开阳城电厂。同时,苏北地区复杂的电磁环网无法解环,复杂电磁环网又反过来制约阳城电厂及徐州地区电力外送。

目前徐州高压电网为防止发生稳定破坏事故采用了大量的稳定控制及解列装置。特别是针对大电源、长距离的阳城输变电系统而特别装设的安全稳定切机装置和振荡解列装置,系统结构复杂,涉及到多个厂站,切机信号采用接力的方式逐级传输,且传递切机信号的载波通信通道容易受到干扰,曾经出现过线路在检修状态下载波机误发信号问题。任一环节出现问题,都将造成安控装置误动或拒动,给系统安全造成直接影响。

二次系统的建立正是为了弥补一次系统不完善,而现在二次系统本身的问题较为突出,增加了电网安全运行的风险。

## 5.5 其他因素对徐州电网安全性的影响

### 5.5.1 送出通道检修方式安排困难

由于正常方式下徐州电力外送通道潮流很大,难以停电检修,徐州地区 500kV 设备检修只能在节假日负荷小时安排。另外由于稳定问题突出,稳控切机装置的停役非常困难,且由于该

套系统涉及面广，需要经过各级调度协商安排检修方式。

### 5.5.2 非供电企业对电网安全的影响

非供电企业设备问题给电网带来不安全因素。近年来徐州电厂 220kV、110kV 母线发生过数次故障，今年 3 月 28 日徐州电厂 220kV1 母线差动保护跳，造成五条 220kV 联络线跳闸。由于设备问题徐塘 110kV 母线发生过 2 次全停；今年 5 月大屯铝厂 220kV 正母线停电时，母差保护动作，导致正付母线上开关全部跳闸，1 小时后才恢复。非供电企业人员技术水平及对电气设备重视程度均有欠缺，不仅对电网安全，也对自身安全造成较大威胁。需要加强对非供电企业的技术监督和指导。

### 5.5.3 逐年严重的自然灾害危及电网安全

自然灾害次数、影响面及强度逐年增大，2005 年夏徐州及相联的电网 500kV 系统故障 4 次，220kV 系统 10 次，其中有：220kV 母线故障 5 次，多条线同时断开 3 次，同一线路多次停电 3 次，长时间不能恢复 2 次。尤其是 6 月 14 日苏北普遭强风暴影响，500kV 任上 5238、5237 线、220kV 童庄变 220kV 母差保护动作，220kV 童平线 2640、连云港双湖变 220kV 母差保护动作。其中任上 5237 线倒塔 10 基，8 天后才恢复。灾害的影响已超出部分设计标准，今后灾害的影响趋势可能逐年增大，为防止灾害造成严重后果，有必要考虑提高设计标准，并对运行设备进行改进。

## 5.6 徐州电网安全防御体系的建立

由于徐州地区接阳城西部电力接入和徐州地区电力的送出，是江苏电网的重要源头，无论从地理位置还是在电网中的位置都举足轻重。同时电网安全稳定问题非常突出，因此必须重视电网的安全防御。

电网的安全防御主要目的是要防止各种导致系统大面积停电的灾难性事故，在加强一次系统建设的同时加强二次系统的建设，构筑高质量的电网安全防御体系。

### 5.6.1 第一道防线

对常见的单一性故障，例如线路发生瞬时性单相接地，单相永久接地，要求电网在发生这些故障后应能保持稳定和对负荷的正常供电。这道防线主要依靠电网结构和继电保护的正确动作来保证，否则应优先选用快速动作的继电保护及断路器来满足。

徐州电网 220kV 及以上线路保护已经实现了双微机双纵联保护配置：500kV 线路保护主要采用 ABB 公司的 REL561 光纤纵差保护、REL531 高频允许式保护、GE 公司的 ALPS 高频允许式保护以及南瑞公司 LFP931 光纤纵差保护；220kV 线路保护主要采用南瑞公司的 LFP931 光纤纵差保护、LFP-901A 高频闭锁式保护以及国电南自的 PSL631A 光纤纵差保护、WXB-11C 高频闭锁式保护。这些保护动作迅速，全线故障的动作时间（含通信通道）均在 40ms 以内。开关主要采用 ALSTON、ABB 等公司的进口开关，其固有分闸时间均在 30ms 以内。通过实际测试，全线切除故障可在 70ms 内完成，为系统的稳定提供了时间上的保障。

因稳定要求较高，徐州电网内 500kV 母线均采用进口中阻抗比率制动式或国产微机复合比率制动式母线保护，且为双套配置。这些保护的動作时间在 30ms 内，可使 500kV 母线故障在 80ms 内切除。220kV 母差以微机复合比率制动式母线保护为主，辅以固定联结式母差，其运行

方式灵活, 切除故障快速, 故障切除时间在 100ms 以内。

正确合理地选用线路重合闸方式和整定重合闸时间对系统稳定性有较大的影响。考虑到在发生多相故障包括最严重的三相故障后, 重合于故障线路对系统稳定极为不利, 徐州电网内 500kV、220kV 电网联络线均采用单相重合闸方式, 即: 单相故障跳单相重合单相, 重合不成跳三相, 多相故障不重合。对于 220kV 馈供线, 采用单故三重的重合闸方式, 即: 单相故障, 三跳三重, 多相故障不重合, 有利于提高重合闸成功率。为确保重合在系统稳定功角摇摆曲线的下降段, 重合时间取值 0.65~1.0s, 有效地提高了徐州地区发电机组的抗干扰能力。

## 5.6.2 第二道防线

对于概率较低的单一严重故障, 例如发生三相短路故障, 要求在发生这类故障后电网能保持稳定, 但允许损失部分负荷。如果电网在此故障下不能保持稳定运行时, 必须采取稳定措施, 例如切除送端电厂的部分发电机组, 或短时中断某些较次要的用电负荷等。稳定控制装置担负着根据电网运行工况及故障严重程度, 有选择地执行切机、切负荷控制的任务。

徐州电网稳定送出问题十分严重, 电力送出压力巨大, 为提高稳定水平, 目前徐州电网内安装了两套区域安全稳定切机系统。

### 1) 阳城电厂稳定控制切机系统

山西阳城电厂 6 台 35 万千瓦机组通过长距离、超高压、大容量并入华东 500kV 电网, 系统功角稳定问题十分突出, 在送电的各个断面发生单一严重故障时需要切阳城电厂 1~2 台机组, 在发生多重性故障时要切阳城电厂 1~3 台机组才能保证电网的安全稳定运行。为此, 在徐州电网所辖 500kV 东明、三堡开关站、任庄变电站以及上河、江都 500kV 变电站分别安装了双套南瑞公司生产的 FWK 分布式稳定控制装置, 通过载波或光纤通道层层接力的方法传送切机命令, 构成区域型的稳控系统。例如任庄至上河线路任庄侧发生三相故障, 根据稳定计算结果, 需在 0.3s 内切除阳城电厂一台机组。任庄变电站两套 FWK 分布式稳定控制装置根据检测到的保护动作信息、功率突变等情况, 按照预先设置的运行方式及其稳定控制逻辑发出切阳城机组命令。此切机接点命令通过任庄至三堡变的载波通道在三堡变电站还原为接点, 并接三堡变 FWK 分布式稳定控制装置切机命令接点后通过三堡至东明站的载波通道, 在东明站再次还原为接点, 并接东明站 FWK 分布式稳定控制装置切机命令接点后, 驱动光电接口, 通过东明站至阳城电厂的光纤通道, 在阳城电厂侧还原为接点, 实施切机命令。

为保证切机行为的可靠性, 安全稳定控制系统均采用双套并行配置的方式, 同时为保证切机行为的安全性, 在电厂侧配置就地判别装置。电厂侧在接收到单通道切机命令后需通过就地判别装置方可动作, 在接收到双通道切机命令后, 不经就地判别装置即可直接跳闸。

### 2) 苏北安控系统

苏北安控系统是借鉴阳城安控系统模式设置的一套区域型稳控系统, 是由早期的徐州、彭城电厂稳定控制切机等单一的安控系统发展起来。

随着江苏 500kV 电网和大机组电源的快速发展, 系统相互间的影响越来越大, 经过稳定计算, 在远在上河南送断面上发生故障, 都需要联切彭城、徐州、徐塘电厂机组, 单单是局部单一方式的稳控系统已经不能满足电力稳定送出和电网安全稳定的要求, 因此区域型的稳控系统-苏北安控系统-便应运而生, 此系统涉及到任庄变电站、上河变电站、双泗开关站、江北变电站、盐城变电站、扬东变电站、徐塘电厂、彭城电厂和徐州电厂。其规模较阳城稳控系统更大, 也更为复杂。

阳城安控系统和苏北安控系统不是完全孤立的, 相反, 在很多故障情况下, 仅仅切阳城电厂机组已经不能满足稳定要求, 还要同时联切彭城、徐州、徐塘、扬二厂等省网内机组。从广

义上来讲,可以将阳城电厂机组等值成江苏省网内机组,这两套系统可以合称为一套广义稳控系统。其目的和作用都一样是为了电力稳定送出和保电网安全运行。

### 5.6.3 第三道防线

针对极为严重的多重性故障,导致了电网稳定破坏,但必须采取预防措施,防止由于连锁反应造成全网性崩溃的恶性事故。

在三道防线中,第三道防线是至关重要的也是最后一道防线,国内外电网的运行经验表明,第三道防线建立的好,安全稳定自动装置配置合理,在出现严重事故时,就不会束手无策,就能保证电网的基本部分,并且能很快恢复电网的运行。

第三道防线实质上是一个由安全自动装置组合的反事故方案。它的主要思路是,当电力系统出现大问题时(如稳定问题),把复杂问题简单化,即“抓大放小”的原则。当系统发生稳定破坏时,以有选择地损失一定的负荷为代价,先用解列装置将稳定问题迅速(一般可以几秒钟内)转化为频率或电压等相对易于处理的问题,然后依靠被解列系统内配置的低频、低压减负荷和高频切机等措施保障保护的稳定运行。它可以限制事故影响范围,降低重要用户停电的危险,防止系统事故失控和系统崩溃。由于偶然因素、多重故障和连锁反应等,不可能绝对避免稳定破坏事故,但经过努力,尽可能减少稳定事故,特别是避免全网性的崩溃瓦解事故,把事故波及范围和不良后果限制在预期的可控制范围内是可能的。纵观国外多起大停电事故,大部分都是由于电网发生多重故障或连锁反应而导致电网崩溃瓦解,从而引发大面积停电。

目前徐州电网考虑两个解列点的设置。

#### 1) 阳城输电系统振荡解列点的设置

阳城电厂大容量、长距离并入江苏电网,如果稳定控制系统的控制失效,阳城电厂与江苏电网失去同步的可能性是存在的。鉴于这种情况,在500kV三堡站安装了双套振荡解列装置,当振荡中心落在三堡、阳城之间,且阳城电厂通过执行预定的切机方案仍不能再同期的情况下,将阳城电厂解列,以保证江苏及华东电网的安全。

#### 2) 徐州电网内解列点的设置

徐州电网除稳定送出的压力外,由于地区内存在大量的煤矿等重要负荷,自身的安全压力也十分巨大,因此徐州电网内除按常规配置了大量的自动按频率减负荷装置外,还在发电厂的并网母线上,以及系统侧并网变电站的母线上安装了低周低压解列装置,以保证在大电网频率、电压崩溃的情况下,电厂与系统解列,保证地区重要负荷的安全。<sup>[90]</sup>

## 5.7 本章小结

合理的电网结构是电网安全、稳定的基础。电力系统稳定问题实质上就是电网结构问题,电网结构如果坚强有序,一般不会出现稳定破坏等大面积停电事故;反之,电网结构薄弱紊乱,即使采取各种技术措施,也难以避免大事故的发生。

本章在详细讨论了电网结构与电网安全性关系的基础上对电磁环网、电网短路电流、地区电网接入问题对电网安全性的阐述。

目前徐州电网安全性的影响主要体现在:

- 1) 受电源建设严重滞后于电网建设的影响,500kV电网薄弱,电网整体送出能力不足;
- 2) 徐州电网受电磁环网运行方式影响,500kV、220kV电网潮流分配不均,部分线路接近甚至超热稳限额运行;

- 3) 220kV 输送线路、平墩变超载严重;
- 4) 除徐州电力外送困难外, 苏北南送通道及过江通道也是制约徐州电力送出的瓶颈;
- 5) 500kV 电网网架结构不强造成 220kV 电网分片运行难以全面实施, 从而引起的苏北地区 500kV 电网与 220kV 电网的电磁环网运行;
- 6) 地区电厂接入系统随意性较大;
- 7) 随着大规模电源接入系统, 500/220kV 主网的短路电流急剧增加;
- 8) 阳城发输电系统的安全性以及相关的其他因素。

本章对上述问题进行了深入的分析, 提出了相应的解决对策:

- 1) 短期内采用特殊措施提高送出线路短时过负荷能力, 辅助于调度事故紧急控制手段, 同时合理安排苏北电网的开机方式以提高徐州地区电力送出能力; 从长远出发对现有线路进行改造, 建设新的变电站和过江通道, 解决电力外送能力不足的问题。
- 2) 加快 500kV 电网的建设, 同时提前规划解环、分层分区运行的研究以解决苏北电磁环网的问题。
- 3) 针对徐州地区短路电流过大的问题, 短期内可采用搭结的方式加以解决, 但是对徐州电网带来了一定的负面影响, 真正的解决的方法是对电网实现分层分区运行。
- 4) 徐州电网中新建大容量机组在设计接入电网时应遵循采用单元接入方式, 另增添相应的低周解列装置以解决地区电厂接入对电网运行的影响。
- 5) 针对阳城发输电系统的安全性, 讨论了一次、二次设备对其的影响, 对阳城区域稳定控制系统的建设提出了合理的建议。

本章并从徐州地区现有的保护装置、区域安全稳定切机系统以及解列装置的设置讨论了徐州电网安全防御体系的构筑。

## 第六章 结束语

### 6.1 本文工作的总结

地区一级的电网安全性一直缺乏系统的研究分析,随着电网规模的不断扩大,电网承担风险的能力也在减弱,电网安全问题日益突出。

徐州地区是江苏乃至华东电网的能源基地,电源点多,向苏南送电的任务繁重,历来存在稳定和送出问题。

在目前供用电形势严峻、电网稳定问题突出的局面下,减少电力系统灾变发生的可能性、使电力系统事故(或灾变)的范围尽可能小、持续的时间尽可能短对提高徐州地区电网的安全性将起到非常重要的作用,同时也为上一级省网安全性提供支撑。

论文完成了如下工作:

1. 分析了传统的电力系统安全评估的方法,指出了传统安全评估方法的不足:没有考虑事故发生的频率;在严重性方面,运行标准不统一;忽略了非限制性的事故;安全区域内的风险没有被量化,结果显得过于保守,同时结果也是非常粗糙的。
2. 引入了电力系统脆弱性的概念,针对传统电力系统安全性评估的不足,将基于风险的评估方法用于电力系统安全性评估,从电力系统脆弱源出发结合传统电力系统安全评估指标建立了基于风险的安全评估模型。
3. 从传统电力系统评估和基于风险的电网脆弱性安全评估两个角度对徐州地区 2005 年最大运行方式的徐州电网的安全性进行了评估,指出了目前徐州电网安全存在的问题。
4. 讨论了电网结构对电网安全性的影响因素,结合徐州地区电网的实际情况分析了徐州电网安全运行存在的主要问题:
  - a) 电网结构不合理造成的线路、变压器输送功率不平衡导致部分输送断面严重过载;
  - b) 电网结构造成的电磁环网、短路电流过大;
  - c) 阳城发输电系统的稳定问题。

在此基础上对这些影响徐州电网安全运行的因素提出了相应的对策和措施:

- 1) 短期内采用特殊措施提高送出线路短时过负荷能力,辅助于调度事故紧急控制手段,同时合理安排苏北电网的开机方式以提高徐州地区电力送出能力;从长远出发对现有线路进行改造,建设新的变电站和过江通道,解决电力外送能力不足的问题。
  - 2) 加快 500kV 电网的建设,同时提前规划解环、分层分区运行的研究以解决苏北电磁环网的问题。
  - 3) 针对徐州地区短路电流过大的问题,短期内可采用搭结的方式加以解决,但是对徐州电网带来了一定的负面影响,真正的解决的方法是对电网实现分层分区运行。
  - 4) 徐州电网中新建大容量机组在设计接入电网时应遵循采用单元接入方式,另增添相应的低周解列装置以解决地区电厂接入对电网运行的影响。
  - 5) 针对阳城发输电系统的安全稳定性,讨论了一次、二次设备对其的影响,对阳城区域稳定控制系统的建设提出了合理的建议。
5. 由于徐州地区无论从地理位置还是在电网中的位置都举足轻重,同时电网安全稳定问题非常突出,论文从徐州地区防止为各种导致系统大面积停电的灾难性事故的角度出发,在加强一次系统建设的同时加强二次系统的建设,利用现有的保护装置、区域安全稳定切机系

统以及解列装置的设置讨论了徐州电网安全防御体系的构筑。

## 6.2 工作展望

### 6.2.1 基于风险的安全评估方法的模型改进

电力系统的脆弱性具有众多的不确定因素——脆弱源。论文仅从电力系统输电线路、变压器短路故障对电网的安全性进行了评估，未将人为干预、信息、计算、通信、内部元件和保护控制系统等因素加入评估方法的模型以予考虑。

电力系统发生安全事故后所造成的严重性是非常复杂的：首先不同的安全事故所造成的后果是不同的，其次电力系统安全事故不仅仅对电力系统本身产生影响，还影响到社会经济、政治等许多方面，而这些后果的确定是比较困难的。

为了使基于风险的安全评估方法能够提供更为准确、可靠的结果，就必须在事故概率模型中充分考虑其他脆弱源对电网的影响，寻找更加准确的严重度模型，以便能够更确切地反映实际情况。

### 6.2.2 基于风险的安全评估方法的在线应用

电网运行状况瞬息万变，现有基于风险的安全评估方法由于计算量过大，尤其是暂态稳定计算仿真过于耗时，不适合用于现代大型电力系统实时运行的安全风险评估。

随着全球定位系统(GPS)为基础的相量测量单元(PMU)技术导致的广域测量系统(WAMS)的应用，高速大容量的通信设施、计算机网络和各种软硬件技术的发展，为电力系统电网安全运行控制提供了大量的数据信息。如何利用这些信息结合基于风险的电网安全评估方法掌握电网实时运行的状况，进行实时在线评估将为电网安全运行提供相应的运行决策，确实保证电力系统电网的安全运行将是进一步研究的重点。

## 致 谢

时光飞逝，岁月如梭，研究生生活匆匆而过，值此论文搁笔之际，我首先谨向我的导师万秋兰教授表示最诚挚的感谢。在攻读工程硕士学位期间，她对我论文的选题、设计、资料分析、论文的撰写等提出了具体的指导意见，并多次对论文进行缜密的修改。同时，她渊博的知识、严谨的治学态度、勤勉的工作精神、求真务实的科研作风，是我今后工作和学习的楷模。

我还要特别感谢徐州供电公司的领导和同事们，是他们给予这次读研的机会；尤其是我的校外指导老师白元强，今年以来一直对我所做的毕业论文给予高度的关注和实践过程中的多次指导，为完成我的论文和学业打下很好的基础。

最后感谢我的家人对我工作和学业的支持和帮助。

## 参考文献

- [1].张保会,王立永,等. 计及风险的市场环境下电力系统安全可靠研究[J]. 电网技术, 2005, 29(3): 44~48
- [2]. Lavey G L. The house that risk built[J]. Electric Light & Power, 1999, 77(7).
- [3].王先培,朱天清,等. 基于MAS的电力系统脆弱性评估与控制[J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(3): 20~22, 27
- [4].周双喜,王庆红. 关注电力战略防御系统[J]. 中国电力, 2003, 38(1): 32~38
- [5].兰洲,倪以信,甘德强. 现代电力系统暂态稳定控制研究综述[J]. 电网技术, 2005, 29(15): 40~50
- [6].Chan K W, Dunn R W, Daniels A R, 等. On-line dynamic-security contingency screening and ranking[J]. IEE Proceedings- Generation Transmission and Distribution, 1997, 144(2): 132~138.
- [7].林济铿,余贻鑫. 基于混合决策树-人工神经网络的电力系统动态安全评价[J]. 中国电机工程学报, 1996, 16(6): 378~383.
- [8].Lin Jikeng, Yu Yixin. Composite decision tree-artificial neural network based power system analysis assessment[J]. Proceedings of the CSEE, 1996, 16(6): 378~383.
- [9].曾沅,余贻鑫. 电力系统动态安全域的实用解法[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(5): 24~28.
- [10].Zeng Yuan, Yu Yixin. A practical direct method for determining dynamic security regions of electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(5): 24~28.
- [11].Chadalavada V, Vittal V, Ejebe G C et al. An on-line contingency filtering scheme for dynamic security assessment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(1): 153~161.
- [12].Fu C, Bose A. Congtingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 980~985.
- [13].Chan K W, Edwards A R, Dunn R W et al. On-line dynamic security contingency screening using artificial neural network[J]. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 2000, 147(6): 367~372.
- [14].尤海波,刘笙. 电力系统动态安全分析中的PEBS/BCU 分类器[J]. 电网技术, 1999, 23(9): 14~18.
- [15].Kamwa I, Grondin R, Loud L. Time-varying contingency screening for dynamic security assessment using intelligent-systems techniques[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(3): 526~536.
- [16].Farrokh A R, Mark G L, Kwok L L et al. Evaluation of the transient energy function method for on-line dynamic security analysis[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 8(4): 497~507.
- [17].Pai M A, Sauer P W. Stability analysis of power systems by Lyapunov's direct method[J]. IEEE Control System Magazine, 1989, 9(1): 23~27.
- [18].Demaree K, Athay T A, Cheung K W et al. An on-line dynamic security analysis system implementation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9(4): 1716~1722.
- [19].杜正春,甘德强,刘玉田. 电力系统在线动态安全评价的一种快速数值积分方法[J]. 中国电机工程学报, 1996, 16(1): 29~32.
- [20].Fu S T, Chen J L, Hu J X et al. Implementation of an on-line dynamic security assessment program for the central China power system[J]. Control Engineering Practice, 1998, (6): 1517~1524.

- [21].Rei A M, Leite da Silva A M, Jardim J L et al. Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations[J]. IEEE Trans Power Systems, 2000, 15(1): 189~195.
- [22].Mansour Y, Vaahedi E, Chang A Y et al. BC Hydro's on-line transient stability assessment(TSA) model development analysis and post-processing[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(1): 241~253.
- [23].段献忠, 何仰赞, 陈德树. 电力系统电压稳定性的研究现状[J]. 电网技术, 1995, 19(4): 20~24
- [24].朱凌志, 周双喜. 电压稳定分析的潮流算法研究[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(5): 1~4
- [25].张元鹏, 周双喜, 等. 静态电压稳定分析中动态元件模型及其实现[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(3): 66~70
- [26].T.Nagao, K.Tanaka, 等. Development of Static and Simulation Programs for Voltage Stability Studies of Bulk Power System[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(1): 273~279
- [27].T.Van. Cutsem, C.D.Vournas. Voltage Stability of Electric Power System[M]. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [28].El- Sadek. Voltage Instability Subsequent to Short-circuit Recoveries[J]. Electric Power System Research, 1991, 21(1): 9~16
- [29].Kurita A, 等. Multiple Time-scale Power System Dynamic Simulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8(1):216~223
- [30].徐泰山, 鲍颜红, 薛禹胜, 等. 中期电压稳定的快速仿真算法研究[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(24): 9~11
- [31].Kitayama Y. Development of Transient Stability Control System Based on online Stability Calculation[J]. IEEE Transactions on Power System, 1996, 11(3):1463~1472
- [32].沈根才. 沈根才. 正确规划电网结构, 重视电网稳定性[J]. 电力系统自动化, 2001, 5:38~41
- [33].郭佳田, 卞蓓蕾, 马则良. 华东电网220kV省际联络线开断的研究[J]. 电网技术, 1996, 20(9):6~8
- [34].傅业盛, 罗惠群. 华东电网500kV/220kV电磁环网解网分析[J]. 华东电力, 1997(7):31~33.
- [35].林章岁, 郑春平, 吴威. 福建电网500kV/220kV电磁环网解环运行的可行性研究[J]. 福建电力与电工, 2003, 23(2)
- [36].秦跃进, 汪勇, 胡广. 2005年湖北电网电磁环网问题研究[J]. 华中电力, 2002, 15(6): 15~17, 66
- [37].苏志扬. 2010年湖南电网500/220kV电磁环网解环探讨[J]. 华中电力, 2003, 16(5): 20~22
- [38].张斌, 徐志生. “西电东送”格局下湖南电网结构及分层分区研究[J]. 湖南电力, 2003, 23(4):9~12
- [39]. McCalley J D, Fouad A A, Vittal V et al. A risk-based security index for determining operating limits in stability-limited electric power systems[J]. IEEE Trans Power Systems. 1997, 12(3): 1210~1219.
- [40].David A K, Liu Xujun. Dynamic security enhancement in power market system[J]. IEEE Trans. Power Systems, 2002, 17(2): 431-438.
- [41].Fouad A A, Tang Jianzhou. Stability constrained optimal rescheduling of generation[J]. IEEE Trans. Power Systems, 1993, 8(1): 105-112.
- [42].余贻鑫, 赵义术, 刘辉, 等. 基于实用动态安全域的电力系统安全成本优化[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(6): 13-18.
- [43].王英, 谈定中, 王小英, 等. 基于风险的暂态稳定性安全评估方法在电力系统中的应用[J]. 电网技术, 2003, 27(12): 37-41.
- [44].吴政球, 荆勇. 暂态稳定安全经济代价计算[J]. 电网技术, 2001, 25(12): 26-30.
- [45].张保会, 谭伦农. 电力市场环境后后备保护动作的经济性评估及责任承担[J]. 中国电机工程

- 学报, 2003, 23(3): 43-47.
- [46].谭伦农, 张保会. 刘海涛, 等. 市场环境下电力系统的安全可靠性问题[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(6): 11-14.
- [47].谭伦农, 张保会. 市场环境下的事故备用容量[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(11): 54-58.
- [48].谭伦农. 市场环境下电力系统安全性的经济实现[D]. 西安交通大学, 2003.
- [49].王锡凡, 王秀丽, 别朝红. 电力市场条件下电力系统的可靠性问题[J]. 电力系统自动化, 2000, 25(1).
- [50].张保会, 王立永, 谭伦农, 等. 计及风险的市场环境下电力系统安全可靠性研究. 电网技术, 2005, 29(3):44-49
- [51].薛禹胜. 电力市场稳定性与电力系统稳定性的相互影响[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(21), 1-6, 33
- [52].MIHALIC R, ZUNKO P, POVH D. Basic control of unified power flow controller[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1996, 11(1): 485-491.
- [53].LIMYINGCHAROEN S, ANNAKAGE U D, PAHALAWATHTHA N C. Effects of unified power flow controllers on transient stability[J]. IEE Proc - Generation Transmission and Distribution, 1998, 145(2): 182-188.
- [54].HUANG Zhenyu, NI Yixin, SHEN C M, et al. Application of unified power flow controller in interconnected power systems-modeling, interface, control strategy, and case study [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 817-824.
- [55].谢桦, 梅生伟, 徐政等. 统一潮流控制器的非线性控制和对电力系统稳定性的改善[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(19): 1-5
- [56].Mansour Y, Xu W, Alvarado F, et al. SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9(2): 757~ 763
- [57].Canizares C A, Faur Z T. Analysis of SVC and TCSC Controllers in Voltage Collapse[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(1): 158~ 165
- [58].Taylor C W. Improving GRID behavior[J]. IEEE Spectrum, 1999, (6): 40-45.
- [59]. Xue Y. An emergency control framework for transient security of large power systems[C]. International Symposium on Power Systems, Singapore, 1993: 120-125.
- [60].方勇杰, 戴永荣, 李雷, 等. OPS-1 在线预决策的暂态稳定控制系统[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(3): 56-59.
- [61].袁季修. 试论防止电力系统大面积停电的紧急控制——电力系统安全稳定运行的第三道防线[J]. 电网技术, 1999, 23(4): 1-4.
- [62].Xue Y, Cutsem T V, Pavella M R. A simple direct method for fast transient stability assessment of large power systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1988, 3(2): 400-412.
- [63].江全元, 邹振宇, 曹一家, 韩祯祥. 考虑时序影响的电力系统稳定分析和广域控制研究的进展[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(3): 1-7
- [64].张保会. 加强继电保护与紧急控制系统的研究提高互联电网安全防御能力[J]. 中国电机工程学报[J], 2004, 24(7): 1-6
- [65].郭志忠. 电网自愈方案[J]. 电力系统自动化. 2005, 29(10): 85-91
- [66].周双喜, 王庆红. 关注电力战略防御系统[J]. 中国电力, 2003, 38(1): 32-38
- [67].丁道齐. 电力系统和通信系统脆弱性及其战略安全防御体系研究[J]. 中国电力, 2004, 37(8): 1-6
- [68].中华人民共和国国家经济贸易委员会. 电力系统安全稳定导则[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001
- [69].王锡凡, 等. 现代电力系统分析[M]. 北京: 科学出版社, 2003
- [70].诸骏伟. 电力系统分析[M]. 北京: 水利电力出版社, 1995

- [71].Prabha Hundur. 电力系统稳定与控制[M]. 北京: 中国电力出版社,2002
- [72].韩祯祥. 电力系统稳定[M]. 北京: 中国电力出版社, 1995
- [73].陆波. 暂态稳定风险评估在电力系统中的应用. 东南大学, 硕士论文, 2001
- [74].范宇峰, 王先培, 王泉德. 电力系统安全研究的新进展——脆弱性问题研究[J]. 武汉大学学报(工学版), 2003, 36(2): 110~113
- [75].陈为化, 江全元, 曹一家, 韩祯祥. 基于风险理论的复杂电力系统脆弱性评估[J]. 电网技术, 2005, 29(4): 12-17
- [76].Ming Ni, James D McCalley, Vijay Vittal et al. On-line risk-based security assessment [J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18 (1): 258-265.
- [77].江苏电力公司调度通信中心. 2005年省年度运行方式. 南京, 江苏省电力公司, 2005
- [78].江苏省电力设计院. 2004-2010年江苏220kV电网滚动规划研究. 南京, 江苏省电力设计院, 2004
- [79].郭春耀.阳城—淮阴500 kV系统安全自动化装置配置方案[J].电力系统自动化, 1999, 23 (8): 39~41, 49
- [80].王锡凡.电力市场条件下的安全保障体系[J].电网技术, 2004, 28 (9): 7~13
- [81].林元绩.电网漫谈—建设稳定可靠的电网网架结构的若干思考[J].浙江电力, 2000, 2: 1~9
- [82].臧伟, 杨健.浅析华北 500kV/220kV 电磁环网.华北电力技术[J], 2004, 7: 28~30
- [83].陆建忠.阳城发输电系统运行方式分析[J].华东电力, 2000, 9: 12~15
- [84].李欣, 刘文颖.利于防灾的电源接入网络形式的探讨[A]. 北京, 《电力系统安全及其战略防御高级学术研讨会》, 2004, 4
- [85].孔涛, 王洪涛, 刘玉田, 等.500kV—220kV 电磁环网开环研究[J].电力系统自动化, 2003, 23 (12): 13~16
- [86].韩祯祥, 曹一家.电力系统的安全性及防治措施[J].电网技术, 2004, 28 (9): 1~6
- [87].任高. 阳城电厂工程及其若干技术问题综述[J].山西电力, 2002, 105: 3~5
- [88].国家电力调度通信中心.《电力系统安全稳定导则》学习与辅导[M].北京, 中国电力出版社, 2001, 51~52
- [89].景宇.电网结构与安全稳定的关系.四川电力技术[J], 2000, 6: 54~56
- [90].陈宏钟.加强“三道防线”建设, 确保电网安全稳定运行[J].新当代电气世界, 2005, 3: 4~6
- [91].马则良, 朱忠烈, 王之伟等.江苏 500kV 电网北电南送提高输送能力的措施探讨[J].华东电力, 2005, 33 (7): 5~8

## 作者在读期间发表的论文清单及获奖情况

- 1、张伟, 陈宏钟等. 一起PT二次多点接地引起距离保护超越的实例分析. 电力系统装备, 2005, 9(33): 93-95
- 2、刘志超, 陈宏钟, 张伟等. 基于专家系统的变电站电压无功控制装置. 电力系统自动化, 2003, 27 (2): 74-77
- 3、2003年江苏省电力公司科技进步二等奖. 变电站自动化系统. 证书号: JS200318-G5