

ICS 29.020
F 21



中华人民共和国国家标准

GB 38755—2019
代替 DL 755—2001

电力系统安全稳定导则

Code on security and stability for power system

2019-12-31 发布

2020-07-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言	III
引言	IV
1 范围	1
2 术语和定义	1
3 保证电力系统安全稳定运行的基本要求	3
3.1 总体要求	3
3.2 电网结构	4
3.3 电源结构	5
3.4 无功平衡及补偿	5
3.5 网源协调	6
3.6 防止电力系统崩溃	6
3.7 电力系统全停后的恢复	6
4 电力系统的安全稳定标准	7
4.1 电力系统的静态稳定储备标准	7
4.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准	7
4.3 特殊情况要求	8
5 电力系统安全稳定计算分析	8
5.1 安全稳定计算分析的任务与要求	8
5.2 电力系统静态安全分析	9
5.3 电力系统静态稳定的计算分析	9
5.4 电力系统暂态功角稳定的计算分析	10
5.5 电力系统动态功角稳定的计算分析	10
5.6 电力系统电压稳定的计算分析	10
5.7 电力系统频率稳定的计算分析	11
5.8 电力系统短路电流的计算分析	11
5.9 次同步振荡或超同步振荡的计算分析	11
6 电力系统安全稳定工作管理	11
附录 A (规范性附录) 电力系统稳定性分类	13

前 言

本标准的全部技术内容为强制性。

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准代替 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》。

本标准由国家能源局提出并归口。

本标准所代替标准的历次版本发布情况为：

——DL 755—2001。

引 言

1981年,针对当时改革开放国民经济基础设施全面开工建设初期,中国电网稳定破坏事故频发的局面和电网发展“重发电轻供电”的偏向,原电力工业部制定了第一版《电力系统安全稳定导则》[(81)电生字109号],首次规范化地提出了正确处理电力系统安全与经济、合理建设和电网运行的指导性原则。《电力系统安全稳定导则》颁布实施后,我国电力系统安全稳定水平上了一个新台阶,稳定破坏次数迅速减少,从1970年~1980年间的年均19次降至“九五”期间的年均0.2次。

2001年,根据国民经济和电力工业500kV省间联网全面发展阶段的需要,适度提高了安全稳定标准,在稳定计算和稳定管理方面提出了新要求,并上升为行业强制性标准。DL755—2001《电力系统安全稳定导则》颁布后,进一步促进了区域联网的健康发展,供电可靠性不断提高。在美国、加拿大、巴西、印度等国家电网相继发生大面积停电事故的同时,高速发展的中国电网基本杜绝了电力系统稳定破坏和大规模停电事故。

根据我国电力系统发展实际,国家能源局委托全国电网运行与控制标准化技术委员会组织电网企业、发电企业、电力用户、电力规划和勘测设计、科研等单位,在总结DL755—2001《电力系统安全稳定导则》经验的基础上制定了本标准,本标准重点关注和解决随着特高压电网的发展和新能源大规模持续并网,特高压交直流电网逐步形成,系统容量持续扩大,新能源装机不断增加,电网格局与电源结构发生重大改变,电网特性发生深刻变化,给电力系统安全稳定运行带来的全新挑战。本标准的制定和发布将有力支撑国家能源战略转型对电力系统提出的新要求,确保电网与并网电厂的安全、稳定、经济运行,促进我国社会经济发展、工农业生产与人民生活的正常秩序得到可靠的电力保障。

电力系统安全稳定导则

1 范围

本标准规定了保证电力系统安全稳定运行的基本要求、电力系统安全稳定标准、电力系统安全稳定计算分析,以及电力系统安全稳定工作管理。

本标准适用于电压等级为 220 kV 及以上的电力系统。220 kV 以下的电力系统(含分布式电源)可参照执行。

2 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

2.1

电力系统安全性及安全分析 power system security and power system security analysis

电力系统在运行中承受扰动(例如突然失去电力系统的元件,或短路故障等)的能力。

注 1: 通过两个特性表征:

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

注 2: 安全分析分为静态安全分析和动态安全分析。静态安全分析假设电力系统从扰动前的静态直接转移到扰动后的另一个静态,不考虑中间的暂态过程,用于检验扰动后各种约束条件是否得到满足。动态安全分析研究电力系统在从扰动前的静态过渡到扰动后的另一个静态的暂态过程中保持稳定的能力。

2.2

电力系统稳定性 power system stability

电力系统受到扰动后保持稳定运行的能力。

注: 电力系统稳定可分为功角稳定、电压稳定和频率稳定 3 大类,具体分类见附录 A。

2.2.1

功角稳定 rotor angle stability

同步互联电力系统中的同步发电机受到扰动后保持同步运行的能力。

注: 功角失稳由同步转矩或阻尼转矩不足引起,同步转矩不足导致非周期性失稳,而阻尼转矩不足导致振荡失稳。

功角稳定又可分为静态功角稳定、暂态功角稳定和动态功角稳定。

2.2.1.1

静态功角稳定 steady-state rotor angle stability

电力系统受到小扰动后,不发生功角非周期性失步,自动恢复到起始运行状态的能力。

2.2.1.2

暂态功角稳定 transient rotor angle stability

电力系统受到大扰动后,各同步发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。

注: 通常指保持第一、第二摇摆不失步的功角稳定。

2.2.1.3

动态功角稳定 **dynamic rotor angle stability**

电力系统受到小扰动或大扰动后,在自动调节和控制装置的作用下,保持长过程功角稳定的能力。

2.2.1.3.1

小扰动动态功角稳定 **small-disturbance dynamic rotor angle stability**

电力系统受到小扰动后,在自动调节和控制装置的作用下,不发生发散振荡或持续振荡,保持功角稳定的能力。

2.2.1.3.2

大扰动动态功角稳定 **large-disturbance dynamic rotor angle stability**

电力系统受到大扰动后,在自动调节和控制装置的作用下,保持长过程功角稳定的能力。

注:通常指电力系统受到大扰动后不发生发散振荡或持续振荡。

2.2.2

电压稳定 **voltage stability**

电力系统受到小扰动或大扰动后,系统电压能够保持或恢复到允许的范围内,不发生电压崩溃的能力。

2.2.2.1

静态电压稳定 **steady-state voltage stability**

电力系统受到小扰动后,系统所有母线保持稳定电压的能力。

2.2.2.2

暂态电压稳定 **transient voltage stability**

电力系统受到大扰动后,系统所有母线保持稳定电压的能力。

2.2.3

频率稳定 **frequency stability**

电力系统受到小扰动或大扰动后,系统频率能够保持或恢复到允许的范围内,不发生频率振荡或崩溃的能力。

2.3

N-1 原则 **N-1 principle**

正常运行方式下的电力系统中任一元件(如发电机、交流线路、变压器、直流单极线路、直流换流器等,下同)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。

注1: N-1 原则用于电力系统静态安全分析(任一元件无故障断开),或动态安全分析(任一元件故障后断开的电力系统稳定性分析)。

注2: 当发电厂仅有一回送出线路时,送出线路故障可能导致失去一台以上发电机组,此种情况也按 N-1 原则考虑。

2.4

受端系统 **receiver-end system**

以负荷集中地区为中心,包括区内和邻近电厂在内,用较密集的电力网络将负荷和这些电源联接在一起的电力系统。

注:受端系统通过接受外部及远方电源输入的有功电力和电能,以实现供需平衡。

2.5

短路比 **short-circuit ratio**

换流站交流母线的短路容量对直流换流器额定容量之比。

注 1: 短路比是表征直流输电所连接的交流系统强弱的指标。

注 2: 新能源场站可类比直流定义相应的短路比指标。

2.6

多馈入直流短路比 **multi-infeed DC short-circuit ratio**

直流馈入换流母线的短路容量与考虑其他直流回路影响后的等值直流功率的比值。

2.7

枢纽变电站 **pivotal substation**

330 kV 及以上电压等级的变电站。

注 1: 不包括单回线路供电的终端变电站。

注 2: 对电网安全运行影响重大的 220 kV 变电站是否为枢纽变电站,由所属电网企业根据电网结构确定。

2.8

重要负荷(用户) **important load (user)**

故障或非正常切除该负荷(用户),将造成重大政治影响和经济损失,或威胁人身安全和造成人员伤亡等。可根据有关规定和各电力系统具体情况确定。

2.9

可中断负荷 **interruptable load**

根据电力系统安全稳定或电力平衡需要,与用户约定可在规定时间内切除和恢复的用电负荷。

2.10

系统间联络线 **interconnection line**

省级电网间或大区电网间的输电线路。

注: 大区电网是几个省电网互联形成的电网。

2.11

新能源场站 **renewable energy station**

集中接入电力系统的风电场或光伏电站并网点以下所有设备。

注: 包括变压器、母线、线路、变流器、储能、风电机组、光伏发电系统、无功调节设备及辅助设备。

2.12

涉网保护 **grid-related protection**

在发电机组(含新能源)及同步调相机、静止同步补偿器等无功调节设备的保护和控制装置中,动作行为和参数设置与电网运行方式相关,或需要与电网侧安全自动装置相协调的部分。

注: 如同步发电机组定子过电压保护、转子过负荷保护、失磁保护、失步保护、频率异常、超速保护、顶值与过励限制、风机过电压保护等。

3 保证电力系统安全稳定运行的基本要求

3.1 总体要求

3.1.1 为保证电力系统运行的稳定性,维持电力系统频率、电压的正常水平,系统应有足够的静态稳定储备和有功功率、无功功率备用容量。备用容量应分配合理,并有必要的调节手段。在正常负荷及电源波动和调整有功、无功潮流时,均不应发生自发振荡。

3.1.2 合理的电网结构和电源结构是电力系统安全稳定运行的基础。在电力系统的规划设计阶段,应统筹考虑,合理布局;在运行阶段,运行方式安排也应注重电网结构和电源开机的合理性。合理的电网结构和电源结构应满足如下基本要求:

a) 能够满足各种运行方式下潮流变化的需要,具有一定的灵活性,并能适应系统发展的要求;

- b) 任一元件无故障断开,应能保持电力系统的稳定运行,且不致使其他元件超过规定的事故过负荷能力和电压、频率允许偏差的要求;
- c) 应有较大的抗扰动能力,并满足本标准中规定的有关各项安全稳定标准;
- d) 满足分层和分区原则;
- e) 合理控制系统短路电流;
- f) 交、直流相互适应,协调发展;
- g) 电源装机的类型、规模和布局合理,具有一定的灵活调节能力。

3.1.3 在正常运行方式(含计划检修方式,下同)下,所有设备均应不过负荷、电压与频率不越限,系统中任一元件发生单一故障时,应能保持系统安全稳定运行。

3.1.4 在故障后经调整的运行方式下,电力系统仍应有规定的静态稳定储备,并满足再次发生任一元件故障后的稳定和其他元件不超过规定事故过负荷能力的要求。

3.1.5 电力系统发生稳定破坏时,必须有预定的措施,以防止事故范围扩大,减少事故损失。

3.1.6 低一级电压等级电网中的任何元件(如发电机、交流线路、变压器、母线、直流单极线路、直流换流器等)发生各种类型的单一故障,均不应影响高一级电压等级电网的稳定运行。

3.1.7 电力系统的二次设备(包括继电保护装置、安全自动装置、自动化设备、通信设备等)的参数设定及耐受能力应与一次设备相适应。

3.1.8 送受端系统的直流短路比、多馈入直流短路比以及新能源场站短路比应达到合理的水平。

3.2 电网结构

3.2.1 受端系统的建设

受端系统是整个电力系统的重要组成部分,应作为实现合理电网结构的一个关键环节予以加强。从以下方面加强受端系统安全稳定水平:

- a) 加强受端系统内部最高一级电压的网络联系;
- b) 加强受端系统的电压支撑和运行的灵活性,应接有足够容量的具有支撑能力和调节能力的电厂;
- c) 受端系统应有足够的无功补偿容量,直流落点与负荷集中地区应合理配置动态无功调节设备;
- d) 枢纽变电站的规模和换流站的容量应同受端系统相适应;
- e) 受端系统发电厂运行方式改变,不应影响正常受电;
- f) 对于直流馈入受端系统,应优化直流落点,完善近区网架,提高系统对直流的支撑能力,多馈入直流(两回及以上)总体规模应和受端系统相适应。

3.2.2 电源接入

3.2.2.1 根据电源在系统中的地位和作用,不同规模的电源应分别接入相应的电压等级网络;在经济合理与建设条件可行的前提下,应在受端系统内建设一些具有支撑和调节能力的主力电源;最高一级电压等级电网应直接接入必要的主力电源。

3.2.2.2 外部电源需经相对独立的送电回路接入受端系统,避免电源或送端系统之间的直接联络以及送电回路落点和输电走廊过于集中。当电源或送端系统需要直接联络时,应进行必要的技术经济比较。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不应过大,具体比例应结合受端系统的具体条件来决定。

3.2.3 负荷接入

3.2.3.1 负荷的谐波、冲击等特性对所接入电力系统电能质量和安全稳定的影响不应超过该系统的承

受能力。

3.2.3.2 负荷应具备一定的故障扰动耐受能力,在确保用电设备安全的前提下,应设置合理的负荷保护定值,在系统电压、频率波动时避免不必要的负荷损失和故障范围的扩大。

3.2.3.3 可中断负荷、提供频率响应的负荷,优先列入保障电力系统安全稳定运行的负荷侧技术措施。重要负荷(用户)应优先确保其供电可靠性。

3.2.4 电网分层分区

3.2.4.1 应按照电网电压等级和供电区域合理分层、分区。合理分层,将不同规模的电源和负荷接到相适应的电压等级网络上;合理分区,以受端系统为核心,将外部电源连接到受端系统,形成一个供需基本平衡的区域,并经联络线与相邻区域相连。

3.2.4.2 随着高一级电压等级电网的建设,下级电压等级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力系统安全稳定的不同电压等级的电磁环网,电源不应装设构成电磁环网的联络变压器。

3.2.4.3 分区电网应尽可能简化,以有效限制短路电流和简化继电保护的配置。

3.2.5 电力系统间的互联

3.2.5.1 电力系统采用交流或直流方式互联应进行技术经济比较。

3.2.5.2 交流联络线的电压等级应与主网最高一级电压等级相一致。

3.2.5.3 互联的电力系统在任一侧失去大电源或发生严重单一故障时,联络线应保持稳定运行,并不应超过事故过负荷能力。

3.2.5.4 在联络线因故障断开后,应保持各自系统的安全稳定运行。

3.2.5.5 系统间的交流联络线不应构成弱联系的大环网,并应考虑其中一回断开时,其余联络线应保持稳定运行,并可转送规定的最大电力。

3.2.5.6 对交流弱联网方案,应详细研究对电力系统安全稳定的影响,经技术经济论证合理后方可采用。

3.2.5.7 采用直流输电联网时,直流输电的容量应与送受端系统的容量匹配,直流短路比(含多馈入直流短路比)应满足要求,并联交流通道应能够承担直流闭锁后的转移功率。

3.3 电源结构

3.3.1 应根据各类电源在电力系统中的功能定位,结合一次能源供应可靠性,合理配置不同类型电源的装机规模和布局,满足电力系统电力电量平衡和安全稳定运行的需求,为系统提供必要的惯量、短路容量、有功和无功支撑。

3.3.2 电力系统应统筹建设足够的调节能力,常规电厂(火电、水电、核电等)应具备必需的调峰、调频和调压能力,新能源场站应提高调节能力,必要时配置燃气电站、抽水蓄能电站、储能电站等灵活调节资源及调相机、静止同步补偿器、静止无功补偿器等动态无功调节设备。

3.4 无功平衡及补偿

3.4.1 无功功率电源的配置应留有适当裕度,以保证系统各中枢点的电压在正常和故障后均能满足规定的要求。

3.4.2 电网的无功补偿应以分层分区和就地平衡为原则,并应随负荷(或电压)变化进行调整,避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率。330 kV及以上等级架空线路、220 kV及以上等级电缆线路

的充电功率应基本予以补偿。

3.4.3 同步发电机或同步调相机应带自动调节励磁(包括强行励磁)运行,具备充足的进相和迟相能力,并保持其运行的稳定性。

3.4.4 新能源场站应具备无功功率调节能力和自动电压控制功能,并保持其运行的稳定性。

3.4.5 为保证受端系统发生突然失去一回线路、失去直流单极或失去一台大容量机组(包括发电机失磁)等故障时,保持电压稳定和正常供电,不致出现电压崩溃,受端系统中应有足够的动态无功功率备用容量。

3.5 网源协调

3.5.1 电源及动态无功功率调节设备的参数选择必须与电力系统相协调,保证其性能满足电力系统稳定运行的要求。

注:3.5.1~3.5.4所述电源指接入35 kV及以上电压等级电力系统的火电、水电、核电、燃气轮机发电、光热发电、抽水蓄能、风力发电、光伏发电及储能电站等。

3.5.2 电源侧的继电保护(涉网保护、线路保护)和自动装置(自动励磁调节器、电力系统稳定器、调速器、稳定控制装置、自动发电控制装置等)的配置和整定应与发电设备相互配合,并应与电力系统相协调,保证其性能满足电力系统稳定运行的要求。

3.5.3 电源均应具备一次调频、快速调压、调峰能力,且应满足相关标准要求。存在频率振荡风险的电力系统,系统内水电机组调速系统应具备相应的控制措施。

3.5.4 电源及动态无功调节设备对于系统电压、频率的波动应具有一定的耐受能力。新能源场站以及分布式电源的电压和频率耐受能力原则上与同步发电机组的电压和频率耐受能力一致。

3.5.5 存在次同步振荡风险的常规电厂及送出工程,应根据评估结果采取抑制、保护和监测措施。存在次同步振荡或超同步振荡风险的新能源场站及送出工程,应采取抑制和监测措施。

3.5.6 电力系统应具备基本的惯量和短路容量支持能力,在新能源并网发电比重较高的地区,新能源场站应提供必要惯量与短路容量支撑。

3.6 防止电力系统崩溃

3.6.1 规划电网结构应实现合理的分层分区。电力系统应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,能够将系统解列为各自尽可能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。

3.6.2 电力系统应考虑可能发生的最严重故障情况,并配合解列点的设置,合理安排自动低频减负荷的顺序和所切负荷数值。当整个系统或解列后的局部出现功率缺额时,能够有计划地按频率下降情况自动减去足够数量的负荷,以保证重要用户的不间断供电。发电厂应有可靠的保证厂用电供电的措施,防止因失去厂用电导致全厂停电。

3.6.3 在负荷集中地区,应考虑当运行电压降低时,自动或手动切除部分负荷,或有计划解列,以防止发生电压崩溃。

3.7 电力系统全停后的恢复

3.7.1 电力系统全停后的恢复应首先确定停电系统的地区、范围和状况,然后依次确定本区内电源或外部系统帮助恢复供电的可能性。当不可能时,应尽快执行系统黑启动方案。

3.7.2 制定黑启动方案应根据电网结构的特点合理划分区域,各区域须至少安排1~2台具备黑启动能力的机组,确保机组容量和分布合理。

3.7.3 系统全停后的恢复方案(包括黑启动方案),应适合本系统的实际情况,以便能快速有序地实现

系统和用户的恢复。恢复方案中应包括恢复步骤和恢复过程中应注意的问题,其保护、通信、远动、开关及安全自动装置均应满足自启动和逐步恢复其他线路和负荷供电的特殊要求。

3.7.4 在恢复启动过程中应注意有功功率、无功功率平衡,防止发生自励磁和电压失控及频率的大幅度波动。必须考虑系统恢复过程中的稳定问题,合理投入继电保护和安全自动装置,防止保护误动而中断或延误系统恢复。

4 电力系统的安全稳定标准

4.1 电力系统的静态稳定储备标准

4.1.1 在正常运行方式下,电力系统按功角判据计算的静态稳定储备系数(K_P)应满足 15%~20%,按无功电压判据计算的静态稳定储备系数(K_V)应满足 10%~15%。

4.1.2 在故障后运行方式和特殊运行方式下, K_P 不得低于 10%, K_V 不得低于 8%。

4.1.3 水电厂送出线路下列情况下允许只按静态稳定储备送电,但应有防止事故扩大的相应措施:

- a) 如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时,允许只按正常静态稳定储备送电;
- b) 在故障后运行方式下,允许只按故障后静态稳定储备送电。

4.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准

4.2.1 安全稳定标准分级

为保证电力系统安全性,电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分为以下三级:

- a) 第一级标准:保持稳定运行和电网的正常供电;
- b) 第二级标准:保持稳定运行,但允许损失部分负荷;
- c) 第三级标准:当系统不能保持稳定运行时,必须尽量防止系统崩溃并减少负荷损失。

4.2.2 第一级安全稳定标准

正常运行方式下的电力系统受到下述单一故障扰动后,保护、开关及重合闸正确动作,不采取稳定控制措施,应能保持电力系统稳定运行和电网的正常供电,其他元件不超过规定的事故过负荷能力,不发生连锁跳闸:

- a) 任何线路单相瞬时接地故障重合成功;
- b) 同级电压的双回或多回线和环网,任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合;
- c) 同级电压的双回或多回线和环网,任一回线三相故障断开;
- d) 任一发电机跳闸或失磁,任一新能源场站或储能电站脱网;
- e) 任一台变压器故障退出运行(辐射型结构的单台变压器除外);
- f) 任一大负荷突然变化;
- g) 任一交流系统间联络线故障或无故障断开不重合;
- h) 直流系统单极闭锁,或单换流器闭锁;
- i) 直流单极线路短路故障。

对于电源(包括常规电厂和新能源场站)的交流送出线路三相故障、电源的送出直流单极故障、两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开,必要时允许采用切机或快速降低电源出力等措施。

4.2.3 第二级安全稳定标准

正常运行方式下的电力系统受到下述较严重的故障扰动后,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、直流紧急功率控制、抽水蓄能电站切泵等稳定控制措施:

- a) 单回线或单台变压器(辐射型结构)故障或无故障三相断开;
- b) 任一段母线故障;
- c) 同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功,双回线三相同时跳开,或同杆并架双回线同时无故障断开;
- d) 直流系统双极闭锁,或两个及以上换流器闭锁(不含同一极的两个换流器);
- e) 直流双极线路短路故障。

在发电厂或变电站出线、进线同杆架设的杆塔基数合计不超过 20 基,且同杆架设的线路长度不超过该线路全长 10%的情况下,允许 c)规定的故障不作为第二级标准,而归入第三级标准。

4.2.4 第三级安全稳定标准

电力系统因下列情况导致稳定破坏时,必须采取失步/快速解列、低频/低压减载、高频切机等措施,避免造成长时间大面积停电和对重要用户(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:

- a) 故障时开关拒动;
- b) 故障时继电保护、自动装置误动或拒动;
- c) 自动调节装置失灵;
- d) 多重故障;
- e) 失去大容量发电厂;
- f) 新能源大规模脱网;
- g) 其他偶然因素。

第三级安全稳定标准涉及的情况难以全部枚举,且故障设防的代价大,对各个故障可以不逐一采取稳定控制措施,而应在电力系统中预先设定统一的措施。

4.3 特殊情况要求

4.3.1 向特别重要受端系统送电的双回及以上线路中的任意两回线同时无故障或故障断开,导致两条线路退出运行,应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电,其他线路不发生连锁跳闸。

4.3.2 在电力系统中出现高一级电压的初期,发生线路(变压器)单相永久故障,允许采取切机措施;当发生线路(变压器)三相短路故障时,允许采取切机和切负荷措施,保证电力系统的稳定运行。

4.3.3 任一线路、母线主保护停运时,发生单相永久接地故障,应采取措施保证电力系统的稳定运行。

4.3.4 直流自身故障或异常引起直流连续换相失败或直流功率速降,且冲击超过系统承受能力时,运行中允许采取切机、闭锁直流等稳定控制措施。

5 电力系统安全稳定计算分析

5.1 安全稳定计算分析的任务与要求

5.1.1 电力系统安全稳定计算分析应根据系统的具体情况和要求,进行系统安全性分析,包括静态安

全、静态稳定、暂态功角稳定、动态功角稳定、电压稳定、频率稳定、短路电流的计算与分析,并关注次同步振荡或超同步振荡问题。研究系统的基本稳定特性,检验电力系统的安全稳定水平和过负荷能力,优化电力系统规划方案,提出保证系统安全稳定运行的控制策略和提高系统稳定水平的措施。

5.1.2 电力系统安全稳定计算分析应针对具体校验对象,选择下列三种运行方式中对安全稳定最不利的情况进行安全稳定校验:

- a) 正常运行方式:包括计划检修方式和按照负荷曲线以及季节变化出现的水电大发、火电大发、最大或最小负荷、最小开机和抽水蓄能运行工况、新能源发电最大或最小等可能出现的运行方式;
- b) 故障后运行方式:电力系统故障消除后,在恢复到正常运行方式前所出现的短期稳态运行方式;
- c) 特殊运行方式:主干线路、重要联络变压器等设备检修及其他对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

5.1.3 应研究、实测和建立电力系统计算中的各种元件、装置及负荷的详细模型和参数。计算分析中应使用合理的模型和参数,以保证满足所要求的精度。计算数据中已投运部分的数据应采用详细模型和实测参数,未投运部分的数据采用详细模型和典型参数。

5.1.4 在互联电力系统稳定分析中,对所研究的系统应予保留并详细模拟,对外部系统进行必要的等值简化时,应保证等值简化前后的系统潮流一致,动态特性基本一致。

5.2 电力系统静态安全分析

电力系统静态安全分析指应用 N-1 原则,逐个无故障断开线路、变压器等元件,检查其他元件是否因此过负荷和电压越限,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。

5.3 电力系统静态稳定的计算分析

5.3.1 电力系统静态稳定计算分析包括静态功角稳定及静态电压稳定计算分析,其目的是应用相应的判据,确定电力系统的稳定性和输电断面(线路)的输送功率极限,检验在给定方式下的稳定储备。

5.3.2 对于大电源送出线、跨大区或省网间联络线,网络中的薄弱断面等应进行静态稳定计算分析。

5.3.3 静态稳定判据如公式(1)、公式(2)所示:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \quad \dots\dots\dots(1)$$

或

$$\frac{dQ}{dV} < 0 \quad \dots\dots\dots(2)$$

式中:

P ——线路传输的有功功率,单位为兆瓦(MW);

Q ——线路传输的无功功率,单位为兆乏(Mvar);

δ ——发电机的功角,单位为度(°);

V ——发电机的端电压,单位为千伏(kV)。

相应的静态稳定储备系数如公式(3)、公式(4)所示:

$$K_P = \frac{P_i - P_z}{P_z} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(3)$$

$$K_V = \frac{U_z - U_c}{U_z} \times 100\% \quad \dots\dots\dots(4)$$

式中：

K_P ——按功角判据[公式(1)]计算的静态稳定储备系数；

P_j ——静态稳定极限,单位为兆瓦(MW)；

P_z ——正常传输功率,单位为兆瓦(MW)；

K_V ——按无功电压判据[公式(2)]计算的静态稳定储备系数；

U_z ——母线的正常电压,单位为千伏(kV)；

U_c ——母线的临界电压,单位为千伏(kV)。

5.4 电力系统暂态功角稳定的计算分析

5.4.1 暂态功角稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和故障形态下,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。

5.4.2 暂态功角稳定计算的条件如下：

- a) 应考虑在最不利地点发生金属性短路故障；
- b) 发电机模型应采用考虑次暂态电势变化的详细模型,考虑发电机的励磁系统及其附加控制系统、原动机及其调速系统,考虑电力系统中有关的自动调节和自动控制系统的动作特性；
- c) 新能源场站应采用详细的机电暂态模型或电磁暂态模型；
- d) 直流输电系统应采用详细的机电暂态模型或电磁暂态模型,以及直流附加控制模型；
- e) 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；
- f) 考虑负荷动态特性。

5.4.3 暂态功角稳定的判据是在电力系统遭受每一次大扰动后,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,作同步的衰减振荡,系统中枢点电压逐渐恢复。

5.4.4 暂态功角稳定计算应采用机电暂态仿真。对于大容量直流落点电网,直流响应特性对系统暂态稳定性影响较大时,应采用机电-电磁暂态混合仿真进行校核。

5.5 电力系统动态功角稳定的计算分析

5.5.1 动态功角稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和扰动形态下,对系统的动态稳定性进行校验,确定系统中是否存在负阻尼或弱阻尼振荡模式,并对系统中敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性的措施、并网机组励磁及其附加控制、调速系统的配置和参数优化以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

5.5.2 动态功角稳定的判据是在电力系统受到小扰动或大扰动后,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,阻尼比达到规定的要求。

5.5.3 动态功角稳定计算的发电机模型,应采用考虑次暂态电势变化的详细模型,考虑发电机的励磁系统及其附加控制系统、原动机及其调速系统,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,新能源场站和直流输电系统应采用详细的机电暂态模型。

5.5.4 小扰动动态功角稳定采用基于电力系统线性化模型的特征值分析方法或机电暂态仿真,大扰动动态功角稳定性应采用机电暂态仿真。

5.6 电力系统电压稳定的计算分析

5.6.1 电力系统中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。

5.6.2 进行静态电压稳定计算分析采用逐渐增加负荷(根据情况采用按照保持恒定功率因数、恒定功率或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 $dP/dV=0$ 或 $dQ/dV=0$ 表

示),从而估计当前运行点的电压稳定裕度。

5.6.3 暂态电压稳定的判据是在电力系统受到扰动后的暂态和动态过程中,负荷母线电压能够恢复到规定的运行电压水平以上。应区分由发电机功角失稳引起的振荡中心附近电压降低和暂态电压失稳引起的电压降低。

5.6.4 详细研究暂态电压稳定时,模型中应包括负荷特性、无功补偿装置动态特性、带负荷自动调压变压器的分接头动作特性、发电机定子和转子过流和低励限制、发电机强励动作特性等。

5.6.5 暂态电压稳定计算应采用机电暂态仿真。对于大容量直流落点电网,直流响应特性对系统电压稳定性影响较大时,应采用机电-电磁暂态混合仿真校核;需要考虑机组过励等长时间元件动态特性时,应采用中长期动态仿真。

5.7 电力系统频率稳定的计算分析

5.7.1 频率稳定计算的目的是,当系统的全部(或解列后的局部)出现频率振荡,或是因较大的有功功率扰动造成系统频率大范围波动时,对系统的频率稳定性进行计算分析,并对系统的频率稳定控制对策,包括调速器参数优化、低频减载负荷方案、低频解列方案、高频切机方案、超速保护控制策略、直流调制以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

5.7.2 频率稳定的判据是系统频率能迅速恢复到额定频率附近继续运行,不发生频率持续振荡或频率崩溃,也不使系统频率长期悬浮于某一过高或过低的数值。

5.7.3 小扰动频率稳定计算采用基于电力系统线性化模型的特征值分析方法或机电暂态仿真;大扰动频率稳定计算应采用机电暂态仿真,应考虑负荷频率特性、新能源高频或低频脱网特性等。

5.8 电力系统短路电流的计算分析

5.8.1 短路电流计算的目的是对电力系统发生短路时的短路电流交流分量和直流分量衰减情况进行计算分析,短路故障的形式应分别考虑三相短路故障和单相接地故障,短路应考虑金属性短路。

5.8.2 短路电流安全校核的判据是母线短路电流水平不超过断路器开断能力和相关设备设计的短路电流耐受能力。

5.9 次同步振荡或超同步振荡的计算分析

下列情况应开展次同步振荡或超同步振荡计算分析:

- a) 汽轮发电机组送出工程及近区存在串联补偿装置或直流整流站;
- b) 新能源场站集中接入短路比较低的电力系统;
- c) 新能源场站近区存在串联补偿装置或直流整流站;
- d) 其他存在次同步振荡或超同步振荡风险的情况。

6 电力系统安全稳定工作管理

6.1 在电力系统规划工作中,应考虑电力系统的安全稳定问题,研究建设结构合理的电源和电网及相应的继电保护、稳定控制、通信、自动化等二次系统,计算分析远景系统的稳定性能,在确定输电线路或输电断面的送电能力时,应计算其稳定水平,并留有一定裕度。

6.2 在电力系统设计以及大型输变电工程、大型电源接入系统、直流输电工程的可行性研究工作中,应对电力系统的稳定开展计算,做好电源与电网、直流与交流、输电与变电工程的合理衔接,研究工程对整个互联系统的影响,并针对存在的问题开展专题研究,明确所需采取的措施,提出安全稳定控制系统的功能方案。在进行年度建设项目设计时,应按工程分期对所设计的电力系统的主要运行方式进行安全

稳定性能分析,提出安全稳定措施,在工程设计的同时,应设计有关的安全稳定措施,对原有电力系统有关安全稳定措施及故障切除时间等进行校核,必要时提出改进措施。

6.3 在电力系统建设工作中,规划周期内的电力系统建设应按照确定的系统规划方案执行,落实与电力系统安全稳定有关的基建计划,并按设计要求施工。当一次设备投入系统运行时,相应的继电保护、安全自动装置、稳定控制措施、通信、自动化与网络安全防护等二次设备应同步投入运行。

6.4 在电力系统运行工作中,应按年、季、月全面分析电力系统的特点,考虑运行方式变化对系统稳定运行的影响,提出稳定运行限额,并审核继电保护、安全稳定措施、通信、自动化系统等是否满足要求,应特别注意在总结电力系统运行经验和事故教训的基础上,做好事故预案,对全网各主干线和局部地区稳定情况予以计算分析,提出改进电力系统安全稳定的具体措施(包括事故处理)。当下一年度新建发、送、变电项目明确后,也应对下一年度的各种运行条件下的系统稳定情况进行计算,并提出在运行方面保证稳定的措施。应参与电力系统规划设计相关工作。

6.5 在电力系统生产技术工作中,应组织落实有关电力系统安全稳定的具体措施和相关设备参数试验,定期核定设备过负荷的能力,认真分析与电力系统安全稳定运行有关的事故,及时总结经验,吸取教训,提出并组织落实反事故措施。

6.6 在电力系统科研试验工作中,应根据电力系统的发展和需要,研究优化电源与电网结构、改善与提高电力系统安全稳定的技术措施,并协助实现;改进与完善安全稳定计算分析方法;协助分析电力系统事故及异常情况。

6.7 电力系统应配备连续的动态安全稳定监视与故障录波,并能按要求将时间上同步的数据送到电网调度机构,实现故障信息的自动传输和集中处理,以确定故障起因和扰动特性,并为电力系统事故仿真分析提供依据。

6.8 电力企业、电力用户及电力市场相关参与单位应向电网调度机构、规划设计和科研单位提供有关安全稳定分析所必需的技术资料和参数,如发电机、变压器、励磁调节器和电力系统稳定器、调速器和原动机、直流、灵活交流输电系统、同步调相机、新能源机组和场站、负荷等的技术资料 and 实测模型参数,并按电力系统安全稳定运行的要求配备保护与自动控制装置,落实安全稳定措施。对影响电力系统稳定运行的参数定值设置必须经电网调度机构的审核。

6.9 电网调度机构、发电企业应在管理部门指导下建立网源协调管理体系,开展网源协调管理工作。

6.10 电网企业、发电企业、电力用户及电力市场相关参与单位应加强电力监控系统网络安全防护,满足国家信息安全等级保护及相关标准要求。

6.11 根据电力系统安全需要,用户应配合落实事故限负荷、稳定控制集中切负荷、低频减负荷、低压减负荷相关措施。重要用户应配置保安电源和应急电源,在电力系统停电期间保证自身持续供电。

6.12 在电力系统实际运行中,鼓励尽职尽责,失职问责,激励运行人员敢于履职尽责。电网企业、发电企业、电力用户、电力规划和勘测设计、科研及电力市场相关参与单位和有关管理部门,均应遵守和执行本标准,按照职责落实相关运行要求和安全稳定控制措施。是否遵循本标准作为事故责任认定(划分)依据之一。

附录 A
(规范性附录)
电力系统稳定性分类

根据电力系统失稳的物理特性、受扰动的大小以及研究稳定问题应考虑的设备、过程和时间框架，电力系统稳定可分为功角稳定、电压稳定和频率稳定 3 大类以及若干子类。电力系统稳定性分类如图 A.1 所示。

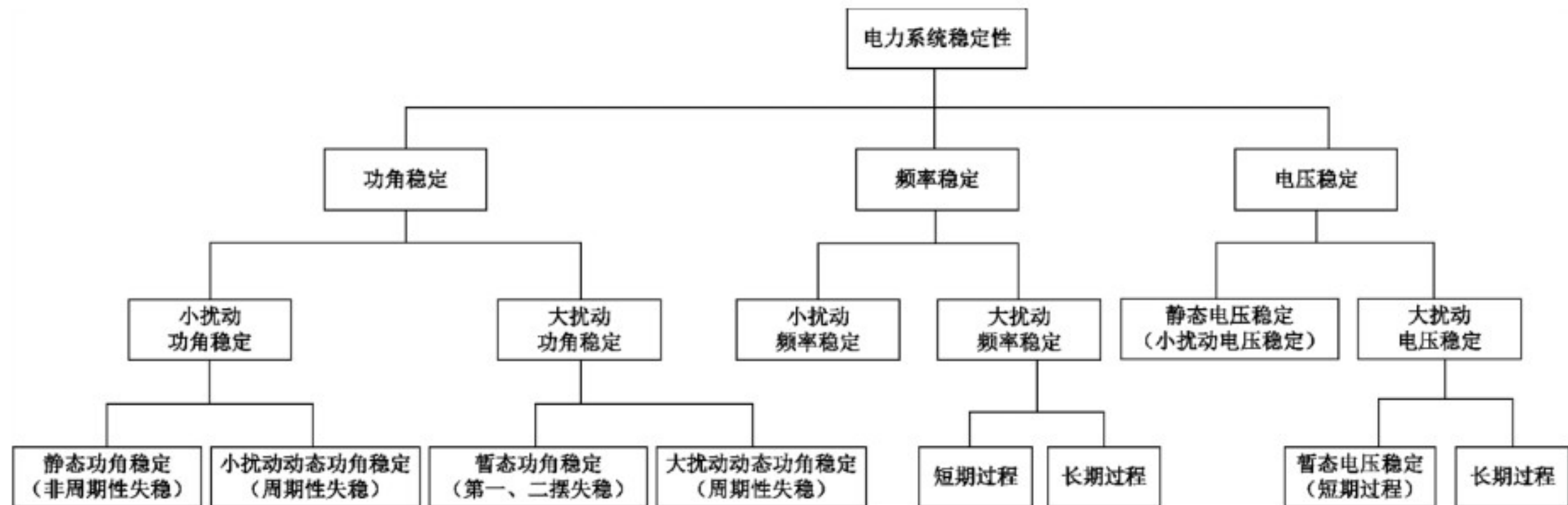


图 A.1 电力系统稳定性分类