ICS 27.010
CCS F 23

T/CS

团 体 标 准

T/CS 286—2025

电力系统安全稳定运行与控制技术规范

Technical specification for secure and stable operation and control of power systems

2025-12-30 发布 2025-12-30 实施

中国商学会 发 布

目　　次

前言 II
1　范围 1
2　规范性引用文件 1
3　术语和定义 1
4　总体要求 1
4.1　扰动稳定要求 1
4.2　配置原则 2
5　预防控制 3
5.1　预防控制功能 3
5.2　预防控制实现 3
5.3　功角稳定及过负荷预防控制 4
5.4　频率异常预防控制 4
5.5　电压异常预防控制 5
5.6　阻尼特性预防控制 5
6　紧急控制 6
6.1　紧急控制功能 6
6.2　紧急控制方法 6
6.3　防止暂态稳定破坏控制 7
6.4　消除失步状态控制 8
6.5　限制频率异常紧急控制 9
6.6　限制电压异常紧急控制 9
6.7　限制设备过负荷紧急控制 10
7　恢复控制 10
7.1　恢复控制功能 10
7.2　电源自动快速起动 11
7.3　输配电网络自动恢复 11
7.4　负荷自动恢复供电 11
7.5　负荷恢复防频压扰动 12
8　运维管理 12
8.1　运行监视 12
8.2　状态评估 12
8.3　日常维护 12
8.4　运维协同 12
8.5　技术档案 12
8.6　人员管理 13

前　言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则　第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由张家港华兴能源工程有限公司提出。

本文件由中国商品学会归口。

本文件起草单位：张家港华兴能源工程有限公司、深圳市输变电工程有限公司、浙江西子电力工程有限公司、广东礼灿建筑工程有限公司、深圳市福睿能源发展有限公司、深南电能源科技（四川）有限公司深圳分公司、苏州市洋基机电工程有限公司、浙江科路核工程服务有限公司、绿城房屋科技有限公司、浙江新世纪人才开发有限公司、汕头益鑫燃气分布式能源有限公司、林州豫能抽水蓄能有限公司、云能时代科技有限公司、广东兴荣电力科技有限责任公司、江苏悦达储能科技有限公司、日出东方（洛阳）储能科技有限公司、中国中煤能源集团有限公司华东分公司、江苏豪翔建设有限公司、江苏亚太航空科技有限公司、杭州大有供电服务有限公司余杭凯立分公司、中广核（广州）电力新能源有限公司、中广核（广东）新能源投资有限公司、中广核工程有限公司、上海铭蓝燃机工业科技有限公司、陕西理工大学、国网荆门供电公司检修分公司。

本文件主要起草人：刘俊伟、黄雨佳、张华伟、聂汉章、田素娜、高运龙、俞同根、李旦、方超、辛伟、王斌、王东阳、付大鹏、黄静鑫、陈洪兴、王旭升、郭健、卞舟鑫、安广元、张琦、韦聪、李国全、吕冠军、陈健聪、刘超、皇金锋、皮志勇、赵海琦。

电力系统安全稳定运行与控制技术规范

1 范围

本文件规定了电力系统安全稳定运行与控制的总体要求、预防控制、紧急控制、恢复控制和运维管理。

本文件适用于各级电网及所有并网运行设备和系统的安全稳定运行和控制。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 15145 输电线路保护装置通用技术条件

DL 428 电力系统自动低频减负荷技术规定

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

稳定控制 stability control

为防止电力系统由于扰动而发生稳定破坏、运行参数严重超出规定范围，以及事故进一步扩大引起大范围停电而进行的紧急控制。

3.2

预防控制 preventive control

电力系统正常运行时，为保证电网充裕性和安全性所采取的控制措施。包括发电出力控制、断面功率控制、负荷控制、无功电压控制等。

3.3

黑启动 black start

电力系统因故障停运后不依赖别的网络的帮助通过系统中具有自启动能力机组的启动带动无自启动能力的机组逐步扩大电力系统的恢复范围，最终实现整个电力系统的恢复过程。

4 总体要求

4.1 扰动稳定要求

4.1.1 情况分类

电力系统中的扰动可分为小扰动和大扰动两类：

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

b) 大扰动：指系统元件短路、切换操作和其他较大的功率或阻抗变化引起的扰动。大扰动可按扰动严重程度和出现概率分为三类：

1) 第Ⅰ类：单一故障（出现概率较高的故障）；

2) 第Ⅱ类：单一严重故障（出现概率较低的故障）；

3) 第Ⅲ类：多重严重故障（出现概率很低的故障）。

4.1.2 正常运行安全要求

电力系统正常运行时，应能供应全部负荷并保持充裕性和安全性。系统元件负载不应超过其额定值，系统频率和母线电压应处于正常水平，并具有足够的稳定储备和有功、无功备用容量。

4.1.3 Ⅰ类大扰动安全要求

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

4.1.4 Ⅱ类大扰动安全要求

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

4.1.5 Ⅲ类大扰动安全要求

电力系统在正常运行中发生第Ⅲ类大扰动时，如系统不能保持稳定运行而进入极端紧急状态，则应采取应急措施防止系统崩溃，避免长时间的大面积停电及对最重要用户（包括厂用电）的灾害性停电，使负荷损失减到最小。

4.1.6 特殊运行下安全要求

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

4.2 配置原则

4.2.1 安全稳定控制目标

4.2.1.1 为保证电力系统的安全稳定运行，一次系统应建立电网结构，配备完善的电力设施，安排合理的运行方式。

4.2.1.2 二次系统应配置性能完善的继电保护系统和适当的安全稳定控制措施，形成一个完备、协调的安全防御体系。

4.2.2 正常运行状态下安全稳定控制

4.2.2.1 电力系统在正常运行状态及承受第Ⅰ类大扰动时，应通过一次系统设施、继电保护及安全稳定预防控制等措施，确保系统运行安全，形成安全稳定控制的第一道防线。

4.2.2.2 系统的预防性控制措施应包括但不限于以下内容：

a) 发电机功率预防控制；
b) 发电机励磁附加控制；
c) 并联和串联电容补偿控制；
d) 高压直流输电（High Voltage Direct Current Transmission，HVDC）功率调制；
e) 其他灵活交流输电系统（Flexible Alternating Current Transmission System，FACTS）控制装置。

4.2.2.3 预防控制的目标应包括：

a) 增强系统稳定裕度；
b) 保持电压、频率及潮流在规定范围内；
c) 提前调整系统运行状态，避免进入警戒或不稳定区域。

4.2.3 紧急状态下安全稳定控制

4.2.3.1 当电力系统承受第Ⅱ类大扰动时，应具备防止系统稳定破坏及运行参数严重越限的紧急控制功能，构成系统安全稳定的第二道防线。

4.2.3.2 紧急控制措施应根据系统特性和运行条件确定，通常包括以下内容：

a) 切除发电机（切机）；
b) 汽轮机快速控制汽门（快控汽门）；
c) 发电机励磁紧急控制；
d) 动态电阻制动；

e） 串联或并联电容器强行补偿；
f） 高压直流输电（High Voltage Direct Current Transmission，HVDC）功率紧急调制；
g） 集中切负荷或减负荷控制。

4.2.3.3 紧急控制装置的动作应具备：
a） 动作迅速、可靠、选择性强；
b） 与继电保护及自动装置相互配合，不应引发二次扰动；
c） 动作逻辑应经计算验证，必要时通过动态仿真试验验证其有效性。

4.2.4 极端紧急状态下安全稳定控制

4.2.4.1 当电力系统承受第Ⅲ类大扰动时，应设置防止事故扩展、避免系统崩溃的极端紧急控制措施，构成系统安全稳定的第三道防线。

4.2.4.2 极端紧急控制的主要措施包括：
a） 系统解列；
b） 系统再同步；
c） 频率及电压紧急控制；
d） 其他经验证有效的防止系统瓦解措施。

4.2.4.3 在极端紧急控制过程中，应满足下列要求：
a） 避免线路及机组保护在系统振荡过程中误动作；
b） 防止因连锁跳闸导致系统进一步失稳；
c） 保持关键电源及重要负荷的供电连续性。

4.2.5 系统停电后恢复控制

4.2.5.1 当电力系统因严重扰动造成部分停电，或因事故扩大导致大范围停电时，应具备必要的恢复控制能力，以尽快恢复系统供电和运行稳定。

4.2.5.2 各区域系统应配置全停后起动能力，并制定相应的恢复方案。

4.2.5.3 恢复控制应包括自动控制与人工控制两种方式。

4.2.5.4 自动恢复控制宜具备以下功能：
a） 电源自动快速起动与并列；
b） 输配电网络自动恢复送电；
c） 用户自动恢复供电。

4.2.5.5 系统恢复过程中应：
a） 严格按照预定步骤实施，防止并列冲击；
b） 优先恢复重要负荷与关键枢纽节点；
c） 防止恢复过程中产生新的稳定风险。

5 预防控制

5.1 预防控制功能

5.1.1 预防控制的主要功能应包括但不限于下列各项：
a） 保持系统功角稳定性，并具有必要的暂态及小扰动稳定储备；
b） 维持系统频率在规定范围内，并保持充足的有功功率备用容量；
c） 维持母线电压在允许范围内，并具备必要的电压稳定裕度；
d） 防止电网元件（线路、变压器等）过负荷运行；
e） 保持系统具有足够的阻尼水平，防止发生低频振荡现象。

5.1.2 预防控制应在不影响系统经济运行的前提下，兼顾安全性、稳定性与可靠性，必要时可结合实时安全校核与在线安全预警系统进行辅助决策。

5.2 预防控制实现

5.2.1 有功功率预防控制

5.2.1.1 有功功率预防控制应以维持系统功角稳定性和平衡系统有功功率为主要目标。其调节通常通过发电机功率调节系统实现。

5.2.1.2 有功功率调节的响应速度应根据发电机组类型和系统动态特性合理确定。系统应保持必要的旋转备用容量，以便在扰动后及时响应功率缺额。

5.2.1.3 在系统运行接近稳定极限或备用不足时，可采取下列措施进行有功功率调整：

a) 将处于调相工况的机组切换为发电工况；
b) 停止抽水状态的蓄能机组运行；
c) 启动备用的水轮机或燃气轮机机组；
d) 调整机组负荷分配或优化潮流分布；
e) 在具备条件的地区，可采用柔性直流输电功率调节辅助有功分配。

5.2.1.4 系统的有功预防控制策略应依据实时潮流及安全裕度计算结果动态修正，并与自动发电控制和调度自动化系统协调运行。

5.2.2 无功功率预防控制

5.2.2.1 无功功率预防控制的目标应为维持电压稳定性，提高系统电压支撑能力，防止电压崩溃。

5.2.2.2 在发电侧，无功功率预防控制主要由发电机励磁调节系统实现。

5.2.2.3 在输电网络及受端系统，可通过并联电容器、并联电抗器、调相机等设备的投切进行调节。

5.2.2.4 在具备条件的电网中，可采用以下动态无功调节装置以提高控制灵活性和响应速度：

a) 静止无功补偿器（Static Var Compensator，SVC）；
b) 静止同步补偿器（Static Synchronous Compensator，STATCOM）；
c) 调相运行的抽水蓄能机组；
d) 高压直流输电（HVDC）换流站的无功支撑调节。

5.2.2.5 无功控制设备的投切应依据电压监测与安全裕度分析结果自动或人工执行。必要时，可结合电压安全预警系统进行动态优化，以避免因局部无功不足引发电压塌陷。

5.2.3 高压直流输电（HVDC）功率调制

5.2.3.1 高压直流输电（HVDC）系统应具备快速功率调制能力，可通过调整直流电流或功率指令，实现有功功率的动态控制。

5.2.3.2 HVDC 功率调制的主要目标包括：

a) 改善系统功角稳定性，增强暂态稳定裕度；
b) 提高系统振荡阻尼，抑制区域间低频振荡；
c) 在紧急状态下辅助系统频率和潮流控制。

5.2.3.3 HVDC 功率调制功能应与系统稳定控制装置协调运行，必要时可参与区域协调控制，以提高全网动态安全水平。

5.3 功角稳定及过负荷预防控制

5.3.1 预防控制目标

5.3.1.1 电力系统在正常运行时，应通过预防控制保持功角稳定，并具备必要的稳定储备，确保在发生第Ⅰ类大扰动时系统不出现暂态稳定丧失或设备过负荷。

5.3.1.2 当系统因负荷增长、输电约束或运行方式变化等原因导致功角稳定储备不足或元件过负荷而进入警戒状态时，应采取预防控制措施，使系统恢复至正常安全运行状态。

5.3.2 预防控制方法

5.3.2.1 应实时监视系统功角、潮流及线路负荷等运行参数，并依据预定控制规律实施相应调整；

5.3.2.2 在具备条件的系统中，可基于实时数据进行功角动态安全评估，及时发出控制指令；

5.3.2.3 可采用优化潮流分布、调整机组出力、投入或退出联络线等方式提高稳定储备；

5.3.2.4 必要时，可配合 FACTS 装置、HVDC 调制或发电机励磁附加控制共同实施。

5.4 频率异常预防控制

5.4.1 预防控制目标

通过预防控制维持系统频率在规定范围内，保持联络线功率分配合理，防止联络变压器过负荷运行，并确保系统具备适当的有功功率备用容量。

5.4.2 预防控制方法

5.4.2.1 应监视系统频率及各主要联络线、联络变压器功率，并根据实际值与目标值的偏差调整发电机出力及潮流分布；
5.4.2.2 应持续监视系统的旋转备用和快速起动备用容量，当备用不足时，应及时启动备用电源或调整发电计划；
5.4.2.3 可通过自动发电控制系统动态分配功率，以保持频率稳定；
5.4.2.4 当系统频率偏离超过预警阈值时，可采取提前削减非重要负荷等措施防止频率进一步下降。

5.5 电压异常预防控制

5.5.1 预防控制目标

通过预防控制保持无功功率分布合理，维持系统电压在允许范围内，保持必要的无功储备，确保系统在负荷大幅变化或扰动情况下的电压稳定性。

5.5.2 预防控制方法

5.5.2.1 电压与无功功率控制

5.5.2.1.1 应实时监视母线电压及其变化趋势，按预定控制规律自动或人工实施无功调节。
5.5.2.1.2 当一次电源电压过低时，供电变压器的带负荷调压装置不应投入运行，以防电压进一步降低。
5.5.2.1.3 在具备条件的系统中，可基于实时运行状态进行电压动态安全评估，并按评估结果进行预防性调节。
5.5.2.1.4 应优先启用快速响应的无功补偿装置维持电压支撑。

5.5.2.2 分区控制与协调

5.5.2.2.1 电压异常预防控制宜采用就地控制或分区控制方式，各分区之间应保持必要的信息交换与协调。
5.5.2.2.2 对于跨区输电系统或多电压层系统，宜采用分层分区协调控制，以实现全网电压稳定优化。
5.5.2.2.3 在电压薄弱区域，可配置区域电压协调控制系统，实现多设备联合调节。

5.6 阻尼特性预防控制

5.6.1 预防控制目标

5.6.1.1 电力系统在正常运行及小扰动情况下，应保持必要的阻尼水平，防止产生频率范围为 0.2 Hz～2.5 Hz 的低频振荡。
5.6.1.2 预防控制应通过改善系统动态特性，增强电力系统对小扰动的抑制能力，并提高大扰动暂态过程的阻尼性能，以维持系统整体稳定性和电能质量。
5.6.1.3 在重要通道、电网薄弱区域或振荡模式明显的系统中，应重点配置具备阻尼控制功能的装置，提高区域间振荡的衰减速度。

5.6.2 预防控制方法

5.6.2.1 改善系统阻尼特性的预防控制应以发电机励磁附加控制为主，优先采用电力系统稳定器等附加控制装置，通过调节励磁电压附加信号来增加系统电气阻尼。
5.6.2.2 在具备条件的系统中，可采用以下补充措施以进一步改善系统阻尼：

a) HVDC 功率调制控制——利用直流功率快速调节功能抑制区域间振荡；
b) 静止无功补偿装置或静止同步补偿器附加控制——通过快速无功功率调节提高局部振荡阻尼；
c) FACTS 装置附加控制——在多端交直流混联电网中协调控制，提高系统整体动态稳定性。

5.6.2.3　阻尼控制装置的参数整定应基于系统模态分析、仿真计算及现场试验结果确定，确保在多运行方式下均能有效改善阻尼特性。

5.6.2.4　为防止控制间相互影响或振荡放大，如 PSS、HVDC 调制、SVC 控制等各类附加控制装置应进行协调设计与联调，确保控制作用互补、系统稳定。

6　紧急控制

6.1　紧急控制功能

紧急控制应实现以下主要功能：

a)　防止功角暂态稳定破坏；
b)　在失步发生时，实现解列或再同步，消除失步状态；
c)　限制系统频率严重异常（过低或过高）；
d)　限制系统电压严重异常（过低或过高）；
e)　限制设备严重过负荷；
f)　防止扰动进一步扩大，保障系统安全运行。

6.2　紧急控制方法

6.2.1　发电端控制手段

6.2.1.1　切除发电机

切除发电机时，控制作用强度应以切除机组的总出力为表征。选择被切除的机组时，宜优先考虑水电机组，并确保厂用电不中断，同时合理考虑升压变压器的接地方式。在具备条件时，可考虑将发电机组带部分当地负荷，并与系统解列运行。

6.2.1.2　汽轮机快速控制汽门

汽轮机应通过调节汽门实现短暂和持续减功率控制。短暂减功率应由电液控制系统快速调节汽门，控制时间一般为0.1 s～5 s，控制强度应以功率降低幅度表征；持续减功率应通过调节汽门减少蒸汽流量，控制强度应以功率降低程度表征。

6.2.1.3　水轮发电机快速功率调节

大型水电站应装设快速降低和升高输出功率的装置。在系统出现失步时，应根据机组转速高于或低于系统频率的状态自动动作，以实现系统再同步。

6.2.1.4　发电机励磁紧急控制

发电机励磁紧急控制应根据系统稳定分析结果，按预定程序提高励磁电压，以防止系统暂态稳定破坏。励磁紧急控制的持续时间及最大电压应受以下条件限制：

a)　系统电气设备的基本绝缘水平；
b)　发电机及变压器的磁饱和条件；
c)　发电机转子和定子绕组的允许温升。

6.2.1.5　动态电阻制动

动态电阻制动应在发电机出口或高压母线短时并联电阻，吸收暂态过剩功率并抑制系统加速。控制强度应以制动电阻吸收的有功功率及作用时间表征。制动电阻应具备短时承受大电流的能力，并在动作后及时退出运行。

6.2.2　负荷端控制手段

6.2.2.1　集中式切负荷

集中式切负荷装置一般安装于高压或超高压变电站，通过切除高压线路实现减载。对处于抽水状态的蓄能机组，应优先作为切负荷对象。

6.2.2.2 分散式减负荷

分散式减负荷装置应设置在配电变电站，实现就地起动的自动减载功能。断开顺序应根据用户的重要性、断电后果及系统恢复策略确定。所有电网均应设置分散减负荷功能，以确保局部扰动时系统能够快速响应。

6.2.3 网络控制手段

6.2.3.1 串联与并联补偿紧急控制

应采用电容装置强行补偿、紧急投切并联电容器及并联电抗器。电容装置强行补偿和投入并联电容器或切除并联电抗器，用于防止稳定破坏和限制电压降低；而切除并联电容器或投入并联电抗器，则用于限制电压升高。

6.2.3.2 高压直流输电（HVDC）紧急调制

HVDC系统应具备快速功率调制功能，在事故扰动时通过大幅度改变直流输送功率以平衡两端功率。调制范围、调制规律及持续时间应根据系统暂态稳定分析及设备特性确定。紧急调制应与扰动前后的正常调制协调，以避免功率波动对系统造成次生影响。

6.2.3.3 电力系统解列

应在预先选定的输电断面，通过断开输电线路或母线，将系统划分为若干独立部分。解列应满足下列要求：

a) 解列后各子系统分别保持同步；
b) 各子系统有功功率基本平衡；
c) 在满足 a)、b)要求的前提下，宜尽量控制解列点数量及涉及的断路器最少。

6.3 防止暂态稳定破坏控制

6.3.1 一般要求

6.3.1.1 电力系统在正常运行条件下，当发生第Ⅱ类大扰动时，应采用防止暂态稳定破坏控制系统，以保持系统功角稳定。

6.3.1.2 当系统处于不利运行方式或遭受比第Ⅱ类更严重的扰动时，允许正常条件下设置的防止稳定破坏控制系统动作。此时虽不要求保证系统不失步，但应配置防止事故扩大的控制措施。

6.3.1.3 各输电断面的防止稳定破坏控制系统，应在系统正常检修方式下满足所需性能。

6.3.1.4 对于特殊检修方式，应制定相应对策（如降低断面输送功率、调整运行方式等），以确保系统稳定。

6.3.1.5 重要电力系统的防止稳定破坏控制装置（决策单元）宜采用双重化配置，以提高系统可靠性。

6.3.2 防止破坏决策

6.3.2.1 电力系统在特定扰动下需采取的控制策略，应通过对相应运行方式及扰动情形的稳定分析计算确定。可采用以下两种策略决策方式：

a) 离线计算决策：根据系统预计接线及潮流方式，设定各类偶发事件，进行稳定计算分析，得到控制策略。控制结果应以策略表或逻辑方式存入控制系统决策模块。系统发生扰动并启动装置时，应选择与实际情况最接近的策略执行；
b) 在线（故障前）预计算决策：控制系统应依据实时接线与潮流数据，设定可能扰动情形，周期性（一般为几十秒至数分钟）进行稳定计算并更新控制策略。当检测到扰动并启动装置时，应选择与实际扰动最接近的方案执行。

6.3.2.2 防止稳定破坏控制分析计算所采用的系统模型，应符合以下要求：

a) 在规划设计阶段，当系统方案尚未定型时，可采用简化模型，但宜考虑与运行模型的衔接方案；
b) 离线决策计算宜采用详细模型，在线预计算亦宜采用较为完整的模型；
c) 与控制装置关联度高的区域应采用详细建模，距离较远或外部系统可作适当简化。

6.3.2.3 负荷模型的选取应符合下列要求：

a) 静态负荷模型可用电压多项式表示，应区分有功与无功功率特性；

b) 动态负荷模型应合理确定各类负荷比例。对电动机负荷应根据其母线电压等级确定参数，并宜考虑电压敏感型负荷（如气体放电照明）的动态特性。

6.3.2.4 防止稳定破坏控制系统的整定参数除应依据计算决策结果外，还宜考虑以下误差因素：

a) 电网模型与实际系统存在差异；

b) 控制系统信息采集不完整或滞后；

c) 计算条件及方法的局限性；

d) 控制装置本身的测量与执行误差。

6.3.3 防止破坏控制方法

为防止暂态稳定破坏，可根据系统特性采取以下控制方法：

a) 减轻功率过剩或输送能力下降的措施：切除发电机、汽轮机快控汽门控制、动态电阻制动、切负荷、系统解列等；

b) 增强输电断面输送能力的措施：励磁紧急控制、串联及并联电容装置强行补偿、切除并联电抗器、HVDC 功率紧急调制等。

6.4 消除失步状态控制

6.4.1 一般要求

6.4.1.1 当电力系统出现失步状态时，应采用失步解列控制，在适当的系统断面实施解列，以消除失步状态。

6.4.1.2 对于局部电网，当符合 6.4.4.1 条规定条件时，可采用再同步控制，使失步系统恢复同步运行。

6.4.1.3 消除失步状态的控制动作应在允许的失步运行时间内完成。该时间应根据以下因素确定：

a) 设备承受能力与损坏风险；

b) 重要负荷及用户受影响程度；

c) 稳定进一步恶化（如发展为多机振荡）的可能性。

6.4.1.4 系统中多个消除失步状态控制装置应协调配合，防止出现无选择性或重复动作。

6.4.2 失步解列控制方案

6.4.2.1 失步解列控制方案应根据系统运行方式及稳定破坏后的暂态过程计算确定，主要包括：

a) 确定可能的失步断面，选取合理的解列位置与装置配置；

b) 选择适当的解列原理与控制方式；

c) 计算并确定各类动作参数与延时设置。

6.4.2.2 失步状态可通过下列特征量判别：

a) 输电系统两端电压相量的相角差及变化率；

b) 监测点的电压、电流及相角变化规律；

c) 监测点测量阻抗及其动态变化；

d) 输出功率变化趋势及方向；

e) 振荡中心电压的动态变化。

6.4.3 失步解列控制系统组成

6.4.3.1 失步解列控制系统一般由就地判别装置、区域集中判别装置或广域信息综合判别装置组成，可在所监视断面或相邻断面实施解列操作。

6.4.3.2 每个系统断面上宜配置以下两类解列装置：

a) 主装置：直接作用于解列操作，必要时可兼具再同步功能；

b) 后备装置：按振荡周期数配合主装置动作，或采用延时动作方式执行解列。

6.4.4 再同步控制应用

6.4.4.1 在满足下列条件时，可采用再同步控制：

a) 系统仅在两部分间失步，且经分析或试验表明可重新同步，并具备足够的失步运行时间；

b) 再同步不会引起设备损坏或引发新的不稳定；

c) 失步时系统重要母线电压波动较小，且再同步导致的失负荷少于解列方式。

6.4.4.2 在同一断面上，再同步控制应配备失步解列控制作为后备，确保总失步时间不超过允许值。

6.4.4.3 再同步控制可根据系统特性选择不同手段：

a) 对功率过剩系统：

1) 原动机减功率控制；

2) 切除部分发电机；

3) 部分系统解列。

b) 对功率不足系统：

1) 切除部分负荷；

2) 部分系统解列。

6.5 限制频率异常紧急控制

6.5.1 一般要求

6.5.1.1 电力系统全网及可能独立运行的区域网络，应设置限制频率降低控制装置，以在部分电源丧失（如切机、解列）时将频率降低限制在允许范围内，并确保频率在限定时间内恢复正常。

6.5.1.2 为减轻弱互联系统的相互影响、保障重要负荷（如厂用电）安全供电，可在系统适当位置设置低频解列控制。

6.5.1.3 对可能与主网解列且存在功率过剩的独立系统（尤其以水电为主并带火电机组者），应设置限制频率升高控制装置，防止频率升高值及持续时间超出允许范围。

6.5.2 限制频率降低的控制

6.5.2.1 当系统扰动引起频率下降时，应优先采取下列措施：

a) 切除处于抽水状态的蓄能机组或改为发电状态；

b) 启动备用电源，如旋转备用机组增发功率、调相机改为发电运行、自动起动水电或燃气轮机机组等。

6.5.2.2 低频减负荷是限制频率降低的主要措施。其配置原则、动作分级和整定方法应符合 DL 428 的规定。

6.5.2.3 当地区电源严重丧失、低频减负荷不足以制止频率下降时，可采用集中切负荷措施。

6.5.2.4 必要时可设置低频解列装置，其配置及整定要求同样应符合 DL 428 相关规定。

6.5.3 限制频率升高的控制

6.5.3.1 控制系统应确保：

a) 频率不达到汽轮机危急保安器动作值；

b) 频率升高幅值及持续时间不超机组允许范围。

6.5.3.2 控制装置应能对频率升高的幅值与变化速率作出响应。

6.5.3.3 控制措施可包括：

a) 切除部分发电机；

b) 实施系统解列；

c) 作为后备措施，可将火电厂与其平衡负荷一并解列，以防机组超速。

6.6 限制电压异常紧急控制

6.6.1 一般要求

6.6.1.1 为防止扰动后无功功率不足或分布不平衡引起电压崩溃，应设置自动限制电压降低控制装置。

6.6.1.2 为防止扰动后因无功过剩导致工频电压升高至不允许值，应设置防止电压升高控制装置。

6.6.2 限制电压降低控制实施

6.6.2.1 应根据系统无功平衡及节点电压特性，配置自动限制电压降低控制装置。装置宜具备以下功能：
6.6.2.2 增发无功功率（如发电机、调相机强励，电容装置强行补偿、SVC/STATCOM 提高输出）；
6.6.2.3 减少无功功率需求（如切除并联电抗器或部分负荷）。
6.6.2.4 低电压减负荷控制是防止电压崩溃的重要手段，应根据系统无功分布和电压特性合理分区配置。
6.6.2.5 当主网电压降低且故障切除后无法恢复时，应闭锁供电变压器自动调压，以防止进一步电压下跌。

6.6.3 低电压减负荷控制的整定

6.6.3.1 控制装置应根据电压下降幅值与持续时间动作，并可附加电压下降速率判据以加快响应。
6.6.3.2 装置可按多段动作（分级整定动作电压与延时），并应保证在以下情况下不误动作：

a) 短路暂态期间；
b) 自动重合闸过程；
c) 备用电源自动投入过程。

6.6.4 限制工频电压升高的控制

6.6.4.1 为防止线路工频过电压，应在 330 kV 及以上输电线路（或长距离 220 kV 线路）上安装限制电压升高控制装置，具体应符合 GB/T 15145 要求。
6.6.4.2 对具有大量电缆线路的变电站，当突失负荷可能引起母线电压过高时，应设置自动限制电压升高装置。
6.6.4.3 装置动作宜分两段执行：

a) 第一段：投入被断开的并联电抗器；
b) 第二段：切除因充电功率过大导致电压升高的线路。

6.7 限制设备过负荷紧急控制

6.7.1 实施原则

6.7.1.1 对于可能出现紧急过负荷的电气设备，应配置自动限制过负荷控制装置。
6.7.1.2 控制措施可包括：

a) 发电厂减功率（如汽轮机减功率、切除机组）；
b) 自动切负荷或解列部分系统；
c) 调整系统潮流分布：如调整发电机出力、投切线路、利用 FACTS/HVDC 进行潮流控制。

6.7.2 整定要求

6.7.2.1 控制装置应根据电流升高值及持续时间动作，可采用定时限或反时限特性整定。
6.7.2.2 过负荷倍数越高，允许持续时间应相应缩短。
6.7.2.3 装置动作应兼顾设备热稳定特性与系统暂态安全需求，必要时可设置延时闭锁或动作确认逻辑。

7 恢复控制

7.1 恢复控制功能

7.1.1 电力系统的恢复控制包括以下两种情况：

a) 部分恢复控制——当系统部分元件因故障退出运行、部分负荷停电时，为恢复系统完整性和用户供电而进行的控制；
b) 全停后恢复控制——当系统因严重故障或连锁事故导致大范围停电时，为实现系统重新启动和恢复运行而进行的控制。

7.1.2 对于全停后恢复控制，各区域电网应制定适应本系统特点的全停后恢复方案，并应：

a) 配备必要的黑启动电源和自启动能力；

b） 明确恢复的分区、路径和步骤；
c） 确保系统能在合理时间内实现稳定恢复。

7.1.3 恢复控制可分为自动控制和人工控制。本文件仅涉及自动恢复控制。

7.1.4 电力系统自动恢复控制应实现以下功能：
a） 电源自动快速起动；
b） 输配电网络自动恢复；
c） 负荷自动恢复供电。

7.2 电源自动快速起动

7.2.1 电源自动快速起动的主要目标包括：
a） 恢复系统频率并保持其稳定；
b） 平衡系统有功功率供需；
c） 保证事故后输电断面的静态稳定储备；
d） 为逐步恢复用户供电提供电源支撑。

7.2.2 自动快速起动的主要措施包括：
a） 具有旋转备用容量的机组自动增发功率；
b） 水电厂、抽水蓄能电厂机组由调相工况自动转为发电工况；
c） 水电厂及蓄能电厂机组自动起动；
d） 燃气轮机发电机组自动起动；
e） 事故中被强制解列的机组（带厂用电运行）自动重新同步并网运行。

7.2.3 电源应能在系统频率下降至 49.5 Hz 时自动快速起动。

7.2.4 当系统全停后进行恢复时，可将电网划分为若干子系统，分别由具备黑启动能力的机组快速起动形成局部电源支撑，然后逐步恢复各子系统的并列运行。

7.3 输配电网络自动恢复

7.3.1 当输电线路因故障断开（包括自动重合闸不成功的情况）时，可采用无电压检定的自动慢速合闸方式试送电。

7.3.2 为恢复解列系统的并列运行，应对各系统部分进行有功功率控制，包括：
a） 在功率不足的系统中起动备用电源；
b） 在功率过剩的系统中降低原动机功率。

7.3.3 对于系统全停后恢复，应按预定的起动方案依次操作：
a） 断开停电线路或分段开关；
b） 按预定顺序逐步恢复线路送电；
c） 确保系统电压、频率稳定后，再实施系统并列。

7.3.4 输配电网络恢复控制系统应具备以下功能：
a） 输电线路状态监测与合闸判断；
b） 电压、频率、相角偏差判别；
c） 自动试送电闭锁逻辑；
d） 与主控制中心协调的通信与确认功能。

7.4 负荷自动恢复供电

7.4.1 在低频减负荷过程中被切除的负荷，当系统频率、电压恢复至正常范围后，应通过自动重合闸或自动投入装置分批恢复供电。

7.4.2 自动重合闸的起动条件应符合下列要求：
a） 频率不低于 49.5 Hz；
b） 电压恢复至额定值的 90%以上；
c） 母线及线路电压相角差在允许范围内。

7.4.3 负荷恢复应按时间分段、分批投入。其投入顺序应根据以下因素确定：
a） 用户的重要性；
b） 被切除概率；

c） 停电持续时间；
d） 系统恢复阶段的负荷平衡能力。

7.4.4 为实现负荷的自动恢复应：
a） 及时起动备用电源；
b） 恢复被中断的联络线；
c） 在系统频率恢复至接近正常值后，逐步恢复供电。

7.5 负荷恢复防频压扰动

负荷恢复过程中应防止出现二次频率下降或电压波动超限，并应在控制逻辑中设置频率与电压动态闭锁条件。

8 运维管理

8.1 运行监视

应对安全稳定控制装置及相关系统实施持续运行监视，重点监视以下内容：
a） 装置运行状态、投退状态及通信状态；
b） 关键测量量（频率、电压、功角、潮流等）的采集完整性与准确性；
c） 控制逻辑、判据及动作条件的有效性；
d） 装置电源、硬件模块及软件运行状态。

8.2 状态评估

8.2.1 应建立状态评估机制，定期对装置的功能完整性、动作可靠性及适应当前运行方式的能力进行综合评估。

8.2.2 在电网运行方式发生重大变化（如新设备投运、断面调整、网架结构变化）后，应及时开展安全稳定控制装置的适应性评估。

8.2.3 运行监视与状态评估结果应形成记录，并作为运维决策和参数调整的重要依据。

8.3 日常维护

8.3.1 运维单位应制定安全稳定控制装置的日常维护计划，明确检查周期、检查内容和责任分工。

8.3.2 日常维护应至少包括以下内容：
a） 装置外观、接线及标识检查；
b） 电源系统及备用电源检查；
c） 通信接口及数据链路检查；
d） 装置运行日志、告警及自检信息检查。

8.3.3 应定期对安全稳定控制装置进行功能检验和性能测试，重点验证：
a） 扰动判别逻辑的正确性；
b） 控制动作的时效性与可靠性；
c） 与继电保护、自动装置的配合关系；
d） 在不同运行方式下的适应能力。

8.3.4 定期检验宜结合系统检修计划实施，必要时可采用仿真注入、闭环试验或在线测试等方式进行。

8.4 运维协同

8.4.1 运维管理应与调度运行、继电保护、通信及信息系统运维保持信息共享与协同配合。

8.4.2 运行状态、动作记录及重要事件信息应及时上传至调度自动化或安全稳定监控系统。

8.4.3 应建立统一的运维信息管理平台，实现运行数据、维护记录、参数配置及故障信息的集中管理。

8.5 技术档案

应建立完整的安全稳定控制装置技术档案，内容至少包括：
a） 装置技术资料及设计文件；
b） 整定计算报告与控制策略说明；

c） 运行、维护、检验及故障记录；
d） 参数变更和版本管理记录。

8.6 人员管理

8.6.1 从事运维工作的人员，应具备相应的专业能力和技术资质，并定期接受培训与考核。
8.6.2 运维人员应熟悉系统结构、控制原理及应急处置流程，具备在紧急情况下快速、正确处置的能力。