

Q/GDW

国家电网有限公司企业标准

Q/GDW 12204—2022

电网安全稳定控制系统策略及整定 技术规范

Strategy and setting technical specification for security and stability control system of
power grid

2022-01-29 发布

2022-01-29 实施

国家电网有限公司 发布

欢迎广大电力人积极报考

电力图书馆

星主：加勒比海带



扫码报考



👤 1000+

📖 2400+

为您提供电力领域的行业标准、资料、规程、图集、教程、原理等，持续专注电力领域资源的建设。

🌐 知识星球

微信扫码加入星球



加勒比海带 向你推荐这个有用的星球

微信关注电力图书馆

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 稳控系统策略计算原则	3
4.1 总体原则	3
4.2 暂态功角稳定控制策略计算	4
4.3 频率稳定控制策略计算	5
4.4 消除过负荷控制策略计算	5
4.5 大扰动动态功角稳定策略计算	5
5 稳控系统策略实现原则	6
5.1 总体原则	6
5.2 稳控系统配置原则	6
5.3 稳控系统性能指标要求	7
6 稳控系统定值整定原则及要求	7
6.1 基本原则	7
6.2 设备参数定值	7
6.3 基本判据定值	7
6.4 控制策略定值	9
7 稳控系统的管理	10
7.1 稳控系统功能验证	10
7.2 网络安全	10
7.3 稳控策略计算分析报告编制要求	10
7.4 说明书编写要求	10
7.5 定值现场资料报送规范化要求	11
附录 A（资料性附录） 稳控策略的量化寻优方法	12
附录 B（资料性附录） 安全稳定控制装置（系统）策略表的基本结构及格式	13
附录 C（资料性附录） 安全稳定控制系统结构	16
附录 D（资料性附录） 工程技术说明书典型章节	17
编制说明	18

Q/GDW 12204—2022

前 言

为规范电网安全稳定控制系统策略计算及整定相关技术要求，提高电网安全稳定控制系统的规划、设计、建设、生产运行管理水平，制定本标准。

本标准由国家电网有限公司国家电力调度控制中心提出并解释。

本标准由国家电网有限公司科技部归口。

本标准起草单位：国家电网公司华北分部、国电南瑞科技股份有限公司电网安全稳定控制技术分公司、南京南瑞继保电气有限公司、国网山东省电力公司、北京四方继保工程技术有限公司、国家电网公司华中分部、国家电网公司华东分部、中国电力科学研究院有限公司、北京科东电力控制系统有限公司。

本标准主要起草人：江长明、张剑云、瞿鹏、邱威、罗亚洲、王茂海、贾琳、薛峰、李威、任祖怡、刘福锁、吕亚洲、李志辉、李哲、徐柯、董希建、武诚、李轶群、夏海峰、张文朝、谭贝斯、曾兵、赵峰、郑少明、邵德军、陈浩、潘晓杰、赵兵、牛胜南、周煜、李新、王姗姗、王聪、袁峰、张传云、吴晨曦。

本标准首次发布。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至国家电网有限公司科技部。

电网安全稳定控制系统策略及整定技术规范

1 范围

本标准规定了电网安全稳定控制系统（以下简称稳控系统）的策略计算原则、策略实现原则、定值整定原则、稳控系统管理规范化要求。

本标准适用于国家电网公司调度范围内稳控系统的策略计算、策略实现、定值整定和稳控系统的规划、设计、建设、生产运行管理。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 26399 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- Q/GDW 421 电网安全稳定自动装置技术规范
- Q/GDW 1404 国家电网安全稳定计算技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

安全稳定控制装置 security and stability control equipment

稳控装置

为保证电力系统在遇到大扰动时的稳定性，而在电厂或变电站内装设的控制设备，实现切机、切负荷、快速减出力、直流功率紧急提升或回降等功能，是保持电力系统安全稳定运行的第二道防线的重要设施。

3.2

安全稳定控制系统 security and stability control system

稳控系统

由两个及以上厂站的安全稳定控制装置通过通信设备联络构成的系统，实现区域或更大范围的电力系统的稳定控制。

3.3

双重化配置 double configuration

在一个站点配置双套稳控装置，双套之间可采取主辅或并列运行模式的配置方式。

3.4

欢迎广大电力人积极报考

电力图书馆

星主：加勒比海带



扫码报考



👤 1000+

📖 2400+

为您提供电力领域的行业标准、资料、规程、图集、教程、原理等，持续专注电力领域资源的建设。

🌐 知识星球

微信扫码加入星球



加勒比海带 向你推荐这个有用的星球

Q/GDW 12204—2022

整组动作时间 operation time

从故障判别所需条件全部满足开始至最后一级稳控装置控制命令出口的时间（包含出口继电器动作时间，但不包含人为设定的延时），如图 1 所示。

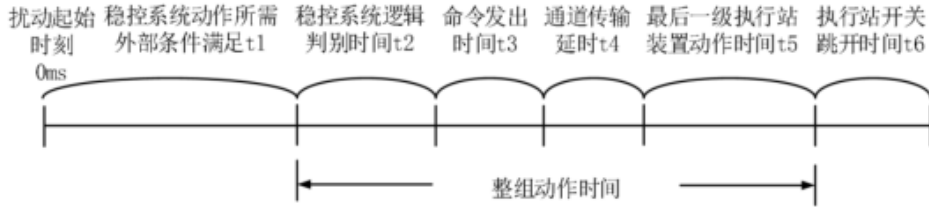


图1 稳控系统整组动作时间示意图

3.5

整组控制时间 control time

从系统扰动起始时刻开始至稳控系统控制措施执行到位的时间，如图 2 所示。

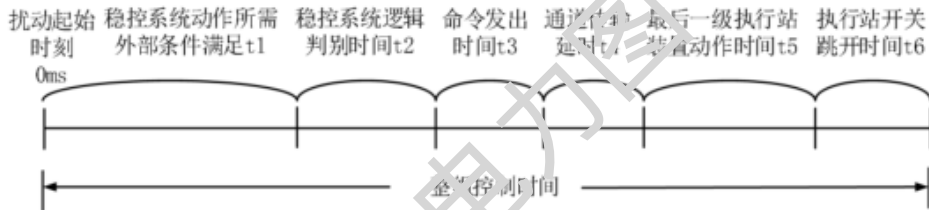


图2 稳控系统整组控制时间示意图

3.6

安全稳定控制策略 security and stability control strategy

稳控策略

在电网发生大扰动进入紧急状态下，由安全稳定控制系统根据电网运行方式、故障形式等条件，选取切机、切负荷、功率控制等措施的稳定控制逻辑集合。

3.7

策略表 strategy table

安全稳定控制策略的表格化体现形式。内容包括运行方式、监测故障及断面，稳控动作门槛值及措施量等信息。

3.8

性能代价比 cost-performance ratio

稳控措施单位控制量引起的反映系统稳定程度指标的变化与其控制代价（功率损失、经济性损失等）的比值。

3.9

点对网送出系统 point to grid transmission system

单电厂或多个电厂汇集后通过单一交流输电通道向电网送电的系统。

3.10

网对网送出系统 gird to grid transmission system

区域电网通过若干条交流或直流输电通道向其他区域电网送电的系统。

3.11

k 系数 k-factor

在计算稳控措施量时，元件或断面跳闸前功率与稳控动作门槛值相减后所乘的系数。

4 稳控系统策略计算原则

4.1 总体原则

4.1.1 运行方式选择

稳控策略宜设计简洁、目标明确、易于实施，对于不适宜采取稳控措施的运行方式，应通过完善电网结构或调整系统运行方式，保证系统具有足够的安全稳定裕度。稳控策略计算前，应根据运行方式出现的概率、策略简单易整定、稳控措施的代价及效益等多种因素，统筹考虑以下运行方式

- a) 正常运行方式：包括全接线和单一元件检修方式。运行方式调整时应综合考虑随季节或时间变化的水、火电及新能源不同出力，最大或最小负荷等可能出现的工况
- b) 特殊运行方式：电网过渡阶段及其他需要采取临时稳控措施提高系统输电能力的运行方式。电磁环网带来的稳定问题，不宜由稳控系统设防。

4.1.2 设防故障

4.1.2.1 稳控系统设防故障，应符合 GB 39755 及 GB/T 26399 规定的安全稳定标准要求。

4.1.2.2 针对电力电子设备并网后引发的交流电网功角稳定、频率稳定等一般稳定问题的故障，可由稳控系统设防解决；而电力电子设备本体无法稳定运行，或引发与交流电网间次同步振荡、高频振荡等问题的故障，不应由稳控系统设防。

4.1.2.3 针对电源（包括常规电厂和新能源场站）的交流送出线路或在电力系统中出现高一级电压初期的交流线路（变压器），若发生 N-1 故障，在全接线方式下，必要时允许采取稳控措施，在单一元件检修方式下，不宜采取稳控措施。

4.1.2.4 单一元件检修方式下若发生 N-1 故障，可不采取稳控措施。

4.1.2.5 电厂升压站主接线采用 3/2 或 4/3 接线方式，且存在一条送出线和一台机组挂接于同一串的情况，稳控策略计算，要考虑一侧边开关停电时，同串另一侧出线或机组跳闸后导致本串元件全部跳闸的故障场景。

4.1.3 计算要求

4.1.3.1 稳控策略执行后应保证电网频率、电压、功角稳定，且不应导致第三道防线装置动作，并留有一定的安全裕度。

4.1.3.2 稳控策略计算应遵循协调、精准、实用、经济等原则，若存在多个措施均能使系统恢复稳定应进行策略寻优，给出综合效益较好的稳控策略组合方案。寻优方法可参考附录 A。

4.1.3.3 在确定稳控策略启动定值时，应在计算门槛值的基础上留有一定的裕度，根据实际需要，裕度可按计算门槛值的 5%~10%考虑，计算门槛值较小时，裕度取值应考虑测量误差的影响。

4.1.3.4 当单位稳控措施量提升输电功率效果非线性较强时，可将稳控策略进行分档计算，以提高稳控系统动作的经济性和灵活性。

Q/GDW 12204—2022

4.1.3.5 当单位稳控措施量提升输电功率效果较为线性时，为简化策略实施，稳控措施量可采用 K 系数法计算。K 系数的计算可采用式 (1)。

$$K = \frac{P_{kz1}}{P_{kzq} - P_{nkz}} \quad (1)$$

式中：

K ——实际控制措施量与理论控制措施量的比值

P_{kz1} ——满足系统稳定所需采取的有功功率控制量

P_{kzq} ——故障前监测断面的有功功率值；

P_{nkz} ——故障前监测断面的有功功率门槛值，故障后不采取稳定控制措施系统可以保持稳定运行。

4.1.3.6 计算稳定极限时，若输电断面处于稳定极限功率水平，发生设防故障所需采取的稳控措施量过大，应降低稳定极限，稳定极限的计算方法应遵循 Q/GDW 1404 的规定。

4.1.3.7 考虑到稳控系统的可靠性及简化配置，对于不同检修方式，其稳定特性类似且适应同一稳控策略时，可将该检修方式在稳控策略中合并考虑。

4.1.3.8 在仿真计算时，应考虑装置整组控制时间及主辅运行时主辅功能延时时间。

4.2 暂态功角稳定控制策略计算

4.2.1 控制目标

对预想的运行方式和故障存在的暂态稳定问题，由稳控装置根据策略表实施切机、切负荷或直流系统的功率调制等控制措施，保持系统稳定。

4.2.2 策略计算原则

4.2.2.1 暂态稳定控制策略计算前，应首先进行稳定极限计算。稳定极限的计算值一般可按 GB 38755 规定的第一级安全稳定标准的校核结果和相关设备的能力给出。

4.2.2.2 稳定极限计算采用的基础方式应考虑不同网络结构、过渡阶段和稳定特性等多种因素组合确定。

4.2.2.3 点对网送出系统的运行方式调整宜考虑电厂内、电厂间不同机组开机组合；网对网送出系统的运行方式宜以调整网间联络线潮流为主，兼顾稳定特性较恶劣的送端开机组合。

4.2.2.4 稳控切机策略的动作量可按照切机台数、切机容量等方式进行计算。具体切机策略计算原则

- a) 单机容量相近的点对网送出系统，稳控切机策略可按照切机台数计算措施量
- b) 单机容量相差较大的点对网送出系统或电源类型复杂的送出系统，稳控切机策略可按照切机总容量进行计算，并优化机组分配方式；
- c) 网对网送出系统，稳控切机策略宜按照网内切机总容量进行整定计算，并按照切机代价、切机效果等因素分配切机量；
- d) 当需要最大化提高电网输电能力时，稳控切机策略计算宜按照机组稳定特性由差到好、机组出力由大到小的顺序依次切除的原则。

4.2.2.5 暂态稳定控制措施量的计算可采用分档或 K 系数法。采用分档法时，分档不宜过多过细，以 2~4 档为宜。

4.2.2.6 策略计算调整运行方式时，宜尽量保证电厂机组不留旋备，若需要降低电厂出力，宜优先降低稳定特性较好的机组出力。降低出力至机组最小技术出力时，应考虑机组深度调峰能力的影响。

4.2.2.7 计算点对网送出系统稳控切机策略时，宜监测所有机组出力作为计算送电能力及策略的计算值；计算网对网送出系统稳控切机策略时，宜监测关键联络断面潮流作为计算送电能力及策略的计算值。

4.2.2.8 电厂间及电厂内分配切机顺序时，应根据机组类型、切机效果、经济性、稳控装置运行模式（双主或主辅）统筹考虑，宜优先切除稳定特性较差的机组、水电机组、发电状态的蓄能机组、新能源机组及较小容量的火电机组。

4.3 频率稳定控制策略计算

4.3.1 控制目标

应采取频率控制措施防止由于大机组跳闸、直流闭锁、系统解列等原因使得系统频率超过短时允许范围，控制措施动作后应避免高频切机、低频减载等电网第三道防线动作，系统频率恢复至允许范围内，并确保不危及有关设备的安全或新能源脱网量在一定的范围内。

4.3.2 策略计算原则

4.3.2.1 根据扰动情况，采取切除机组、直流调制、储能功率调整等稳定控制措施，防止送端频率升高采取切负荷、切泵、直流调制、储能功率调整等稳定控制措施，防止受端频率降低。

4.3.2.2 频率控制措施优先采用直流调制、储能控制、切泵等代价较小的措施，最后切机、切负荷。

4.3.2.3 对于惯量的较大电网，控制措施量宜按照故障引起的功率盈余或缺额量减去系统能够承受的最大不平衡功率进行计算。

4.4 消除过负荷控制策略计算

4.4.1 控制目标

4.4.1.1 线路或主变功率超过额定载流能力运行要求时，可通过切机、切负荷等控制措施降低功率使运行功率降至允许范围内。

4.4.1.2 根据设备过负荷能力和运行管理规程，可采取切机、切负荷、提升或回降直流措施消除过负荷。

4.4.2 策略计算原则

4.4.2.1 电源送出线路过负荷应采取切送端机组、快速降低送端机组出力、直流调制等控制措施；负荷中心线路和变压器过负荷宜采取切除本地负荷的控制措施；穿越性功率引起的元件过负荷，宜采取调整运行方式的措施。

4.4.2.2 电网故障后的过负荷，可按照动作门槛值分轮计算，或按照控制系数乘以过载量计算控制策略。

4.4.2.3 当不同方式下控制系数差异较大时，可设置多个控制系数。

4.5 大扰动动态功角稳定策略计算

4.5.1 控制目标

4.5.1.1 进行电网大扰动动态功角稳定计算时，若发生 GB/T 26399 及 GB 38755 规定的严重故障后激发系统产生一定振幅且持续的低频振荡，可采取稳控措施保持系统动态稳定。

4.5.1.2 可实施切机、跳开电源的交流送出线路等手段解决电网低频振荡问题。

4.5.2 策略计算原则

4.5.2.1 大扰动动态稳定的计算时间应达到 10~15 个振荡周期，根据功角摇摆曲线、有功功率振荡曲线和中枢点电压变化曲线可以确定系统的大扰动动态稳定性；进行分析时应去除暂态分量的影响。

4.5.2.2 在其他稳定计算中发现有弱阻尼振荡趋势时，应进行大扰动动态稳定计算。

4.5.2.3 对有可能造成功率大转移、形成局部弱联的故障，应进行大扰动动态稳定计算。

Q/GDW 12204—2022

4.5.2.4 控制措施量的计算可采用分档或 K 系数方法。

微信关注电力图书馆

4.5.2.5 控制措施量宜在计算值的基础上留有一定裕度。

5 稳控系统策略实现原则

5.1 总体原则

5.1.1 合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础，在提出电网安全稳定控制措施方案前，应优先考虑完善电网结构。针对 4.1.1 规定的运行方式，当电网发生 GB/T 26399 及 GB 38755 规定的严重故障导致电网发生功角、频率稳定问题时，配置稳控系统，防止系统稳定破坏。

5.1.2 电网规划设计及运行阶段，相关单位应开展安全稳定控制方案研究，针对规划或运行网架，全面分析预想方式下系统安全稳定情况，向建设单位和主管调控部门提供稳控系统策略分析报告，提出稳控系统配置、功能及控制策略表。

5.1.3 稳控策略实施应充分考虑稳控系统动作电力系统可承受扰动的能力及稳控系统动作可能导致的系统风险，避免事故扩大。

5.1.4 稳控系统的稳控策略应在对电网各种运行方式稳定计算的基础上制定，应采用策略表形式，稳控策略表的基本结构及格式参见附录 B。

5.1.5 稳控装置动作后切除的负荷不应被备自投及重合闸等装置再次投入。

5.1.6 稳控装置动作通过跳开线路或主变实现选切电源或负荷时，处于同一输电通道的线路或主变应同时跳开。

5.1.7 稳控装置动作于切机时，切除机组所带出力不应转带至其他机组。

5.1.8 稳控装置在选择切机对象时，应优先选切线路跳闸带掉的机组，例如 3/2 接线，故障线路同串机组边开关检修的情况。将切除后会带掉线路的机组优先级排至最后选切。

5.2 稳控系统配置原则

5.2.1 稳控系统（装置）的配置原则应满足 GB/T 26399 和 Q/GDW 421 中提出的相关要求。

5.2.2 稳控系统宜按分层分区原则配置，各类稳控措施之间应相互协调配合。

5.2.3 稳控系统（装置）应安全可靠、简单实用，稳控系统与其他安自装置间应保持相对独立，避免功能相互交叉，并具备工程可实现性。

5.2.4 稳控系统根据功能定位和稳控措施范围，可配置稳控主站、稳控子站、稳控执行站。

5.2.5 稳控系统的控制层级数量，应根据电网结构、运行方式、需解决的具体稳定问题等设计。稳控系统的典型结构参见附录 C。

5.2.6 安装在 220kV 及以上电压等级厂站内的稳控装置应按双重化原则配置，每一套装置应具备完整、独立的功能，其中一套装置因故障或检修退出运行时，不应影响另一套装置的正常运行。安装在 110kV 及以下电压等级厂站内的稳定控制执行站装置可按双套配置，如按单套配置，应同时与双重化配置的上级稳定控制策略站通信。

5.2.7 双重化配置的稳控装置优先采用并列运行模式，双套系统之间相互独立运行。

5.2.8 在装置控制措施可能存在双套不一致的情况下，可考虑采用主辅运行模式或并列运行、双套交换信息的模式，交互信息包括：机组或负荷可切量信息及可切状态、电网元件潮流、运行状态等，不交换动作命令信息。

5.2.9 当双重化配置的稳控装置选择切除对象采取固定顺序（如人工预置优先级等）时，控制站应选择并列运行模式；当双重化配置的稳控装置选择切除对象采取非固定顺序（如按出力大小排序等）时，控制站可选择主辅运行模式。

5.2.10 双套装置若采用主辅运行模式时，应采取有效措施，防止动作过程中主辅装置相互闭锁。

5.2.11 若同一厂站的稳控装置需要满足不同调度机构的控制需求时，宜分别配置。

Q/GDW 12204—2022

5.2.12 同一个稳控系统中涉及两层调度部门时，可配置子站作为两层调度部门之间的调度界面，由子站对上下两层稳控装置的信息进行汇总、转发。

5.2.13 不同稳控系统需要监测或控制同一设备时，宜分别采用不同的稳控装置，避免不同的稳控系统之间相互影响或单个厂站稳控装置退出影响多套稳控系统。

5.2.14 为满足稳控系统整组动作时间要求，在设计稳控系统整体架构时，应合理设置稳控系统层级数量、适当限制命令穿越的控制层数量，稳控系统规模较小时宜采用两层结构。

5.2.15 以下情况可根据系统规模适当增加稳控系统层级：

- a) 控制对象分属不同区域，可在每个区域设置一个控制子站
- b) 控制对象分属不同控制资源，可在区域内对于不同控制资源分别设置控制子站
- c) 控制对象规模较大，可对控制对象进行分组，每组设置一个分组控制子站。

5.3 稳控系统性能指标要求

5.3.1 通信传输性能可按照 Q/GDW 421 要求执行。

5.3.2 稳控系统整组动作时间应满足电力系统稳定要求。

5.3.3 对于采用主辅运行的稳控系统主运装置拒动时，辅运装置延时动作，延时不应超过 40ms。

5.3.4 稳控系统设计和建设阶段，设计单位和建设单位应进行整组控制时间的计算和仿真测试，整组控制时间应满足电网稳定控制的时效性要求并留有一定的裕度。

6 稳控系统定值整定原则及要求

6.1 基本原则

稳控装置的定值一般分为设备参数定值、基本判据定值和策略定值三部分，其中

- a) 设备参数定值、基本判据定值应由稳控设备厂家根据设备运维单位提供的 PT、CT、实测参数整定
- b) 策略定值应由调控部门整定下发。

6.2 设备参数定值

接入稳控系统的基本设备参数定值如表 1。

表 1 设备参数定值

类别	序号	定值名称	定值范围	单位	整定值
基本参数	1	元件 n PT 一次额定线电压	1.0~1200.0	kV	
	2	元件 n CT 一次额定相电流	100~30000	A	
“元件 n”为相关接入元件的调度名称，应在稳控装置投运前根据调控部门下发的定值单进行整定。 元件 n PT 一次额定线电压应按接入稳控装置的元件PT 一次侧额定线电压进行整定。 元件 n CT 一次额定相电流应按接入稳控装置的元件CT 一次侧额定相电流进行整定。					

6.3 基本判据定值

6.3.1 接入稳控系统的各个元件投停和跳闸判别等逻辑所需的基本定值如表 2 所示。

表 2 基本判据定值

序号	定值名称	定值范围	单位
1	元件n 投运电流	0~30000	A
2	元件n 投运功率	0~3000.0	MW
3	元件n 启动电流	0~30000	A
4	元件n 启动功率	0~3000.0	MW
5	元件 n 跳闸前功率(可选)	0~3000.0	MW
6	元件 n 跳闸后功率	0~3000.0	MW
7	元件 n 重合时间(可选)	0~10000	ms
8	元件n 跳闸确认延时	0~1000	ms

6.3.2 元件投运电流整定原则:

- a) 接入元件为线路时,可按 1.2 倍的线路充电电流与装置精工电流中的较大值进行整定
- b) 接入元件为发电机时,可按发电机运行于 20%额定有功功率时对应电流进行整定
- c) 接入元件为主变时,可按主变运行于 10%额定功率时对应电流进行整定
- d) 接入元件为直流换流变时,可按直流阀组额定容量的 6%~8%有功功率对应的电流整定。

6.3.3 元件投运功率整定原则:

- a) 接入元件为线路时,可按 0.01 倍元件 CT 一次额定相电流、额定线电压,有功功率因数为 1 情况下对应的线路有功功率进行整定。若线路双侧接入位置信号,结合位置信号判别投停可靠性更高则投运功率定值整定可以适当提高。投运功率整定应参考跳闸后功率定值整定,二者不宜偏差过大;
- b) 接入元件为发电机时,可按发电机组 20%额定功率进行整定
- c) 接入元件为主变时,可按主变运行于 10%额定功率进行整定
- d) 接入元件为直流换流变时,可按常规直流换流阀组额定容量的 10%整定。

6.3.4 元件启动电流宜躲开系统正常波动引起的电流变化,考虑一定的裕度,应按大于或等于 0.03 倍 CT 一次额定相电流进行整定,避免因测量误差造成装置频繁启动。

6.3.5 元件启动功率宜躲开系统正常波动引起的有功功率变化,考虑一定的裕度,应按大于或等于 0.01 倍的 CT 一次额定相电流、额定线电压、功率因数为 1 情况下对应的本元件有功功率进行整定。

6.3.6 元件跳闸前功率(可选)整定原则:

- a) 对于采用纯电气量判跳闸判据的稳控装置,配置该定值,应略小于当本元件跳闸时对系统稳定有影响的最小有功功率门槛值,宜按 0.8 倍进行整定,当按上述整定方法计算出的定值小于投运功率定值时,宜按投运功率定值进行整定;
- b) 对于采用元件双侧位置信号结合电气量进行跳闸判别的稳控装置,不配置该定值。

6.3.7 元件跳闸后功率定值整定应按照大于接入元件充电状态下的有功功率进行整定,一般不宜小于元件在 0.01 倍的 CT 一次额定相电流、额定线电压,功率因数为 1 情况下对应的有功功率值。具体整定原则

- a) 当接入元件为线路或者主变时,可按大于充电有功功率进行整定
- b) 当接入元件为机组时,可按机组额定有功功率的 5%进行整定,且宜考虑 1.2 倍的可靠系数
- c) 当接入元件为直流换流变时,可按直流阀组额定容量的 6%~8%整定。

6.3.8 元件重合时间(可选)整定原则:

- a) 对于接入元件保护跳闸信号判别故障类型的稳控装置,需配置元件重合时间定值
- b) 当本单元接入元件为线路时,可整定为对应线路保护装置的重合闸延时整定时间
- c) 当接入元件为发电机组或主变时,本定值不需要起作用,宜整定为最大值。

Q/GDW 12204—2022

6.3.9 元件跳闸确认延时整定原则：

- a) 对于采用纯电气量判跳闸判据的稳控装置，宜整定为 40ms-100ms
- b) 对于采用元件双侧开关位置结合电气量判跳闸判据的稳控装置，宜整定为 20ms。

6.4 控制策略定值

6.4.1 元件过载判别定值

6.4.1.1 元件过载判别定值主要包括元件过载告警定值、元件过载启动定值及元件过载动作定值，该组定值用于元件过流减负荷（切机组）功能。

6.4.1.2 元件过载告警定值包括过载告警电流定值、过载告警功率定值与过载告警延时定值，根据元件类型不同应遵循不同的整定原则：

- a) 针对线路元件，过载告警电流宜按照线路额定载流能力的 0.9-0.95 倍进行整定，过载告警功率在此基础上进行折算；
- b) 针对主变元件，过载告警电流宜按照主变额定电流的 0.9-0.95 倍进行整定，过载告警功率在此基础上进行折算。

6.4.1.3 元件过载启动定值包括过载启动电流定值、过载启动功率定值与过载启动延时定值，根据元件类型不同应遵循不同的整定原则：

- a) 针对线路元件，过载启动电流宜按照线路过载动作电流的 0.9-0.95 倍进行整定，过载启动功率在此基础上进行折算；
- b) 针对主变元件，过载启动电流宜按照主变过载动作电流的 0.9-0.95 进行整定，过载启动功率在此基础上进行折算。

6.4.1.4 元件过载动作定值包括过载动作电流定值、过载动作功率定值与过载动作延时定值，根据元件类型不同应遵循不同的整定原则：

- a) 针对线路元件，过载动作电流宜按照线路额定载流能力考虑，过载动作功率在此基础上进行折算。过载动作延时应躲过后备保护动作延时。对于多轮次过载，各轮动作延时之差应考虑前一轮次动作效果显现时间，包括开关动作时间以及潮流转移时间。对于双侧均有过载策略的线路，应考虑双侧过载延时的配合关系；
- b) 针对主变元件，过载动作电流宜按照主变允许的电流过载倍数进行整定，过载延时按照过载倍数对应的允许运行时间配合整定。过载动作功率在此基础上进行折算。

6.4.2 功角、频率稳定控制策略定值

6.4.2.1 该组定值用于元件或多个元件跳闸联切机组、切负荷、直流紧急功率控制等功能，既可采用多个动作门槛分档整定动作量，也可采用“K 系数法”整定动作量

- a) 采用多个动作门槛分档整定时，宜设置元件（断面）功率的若干运行区间，每个区间设置固定的切机（负荷）动作量，动作量应按不小于该区间上限功率对应的动作量整定。当跳闸前元件（断面）功率小于区间上限且不小于区间下限（动作门槛）时，按照预先整定的动作量执行切机（负荷）；
- b) 采用“K 系数法”时，宜设置“投退控制字”、“动作门槛”、“动作基值”和“系数”定值。当跳闸前元件（断面）功率高于动作门槛，跳闸后稳控装置采取切机（负荷）措施，动作量按式（2） 计算。

$$P_{qj} = (P_n - P_{\text{base}}) \times K \quad (2)$$

式中：

P_{qj} ——控制策略动作量；

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/186021041054010034>