

团 体 标 准

T/JSEE 005-2018

源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统技 术规范

**Technical specification for security and stability control
system of source-grid-load emergency load shedding**

2018-10-01发布

2018-10-01实施

江苏省电机工程学会 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
3.1 电网安全稳定控制装置	1
3.2 电网安全稳定控制系统	1
3.3 整组动作时间	1
3.4 负控终端	2
3.5 用户就近变电站	2
3.6 控制子站	2
3.7 控制主站	2
3.8 控制中心站	2
4 基本原则	2
4.1 基本原则	2
5 系统构成及功能	3
5.1 控制中心站	3
5.2 控制主站	3
5.3 控制子站	3
5.4 用户就近变电站	3
5.5 负控终端	4
5.6 通信通道	4
6 一般技术要求	4
6.1 基本判据	4
6.2 压板原则	5
6.3 功能要求	5
6.4 输入输出	5

前 言

本标准按照GB/T 1.1规则起草。

本标准由国网江苏省电力有限公司电力科学研究院提出并解释。

本标准由江苏省电机工程学会归口。

本标准起草单位：国网江苏省电力有限公司电力科学研究院、江苏省电力试验研究院有限公司、国网江苏省电力有限公司、国网江苏省电力有限公司经济技术研究院、国电南瑞电网安全稳定控制技术分公司、中国电力科学研究院、江苏方天电力技术有限公司。

本标准主要起草人：李虎成、袁宇波、周前、罗凯明、江叶峰、刘林、高磊、卜强生、郑明忠、胡昊明、周洪伟、邹盛、徐伟、孙蓉、周建华、颜云松、任建锋、李澄、王宁、申旭辉。

源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统技术规范

1 范围

本标准规定了源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统构成及功能，一般技术要求等内容。本标准适用于省级源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统的方案设计和工程实施。

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 7261 继电器及装置基本试验方法

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 22384 电力系统安全稳定控制系统检验规范

GB/T 25931 网络测量和控制系统的精确时钟同步协议

GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则

DL/T 527 继电保护及控制装置电源模块（模件）技术条件

DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程

DL/T 860 实施技术规范

3 术语和定义

GB/T 26399界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

安全稳定控制装置 safety and stability control device

为保证电力系统在遇到GB/T 26399中规定的第二级安全稳定标准的大扰动时的稳定性而在电厂或变电站内装设的控制装置，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，是确保电力系统安全稳定运行的第二道防线的重要措施（以下简称为稳控装置）。

3.2

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

由两个及以上分布于不同厂站的电网安全稳定控制装置通过通信联络组成的系统，实现区域或更大范围的电力系统的稳定控制（以下简称稳控系统）。一般可由一个或多个控制主站（控制中心站）、控制子站和切机（负荷）执行站组成。

3.3

整组动作时间 whole group action 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，不包含人为设定延时。

3.4

负控终端 load control terminal

配置在大用户配电房的负荷控制装置，具备采集用户支路电气量，并将用户总可切量通过就近变电站上送控制子站的功能。在电网紧急控制时，该装置可接收控制子站的切负荷命令，切除用户所有可切负荷。

3.5

用户就近变电站 user nearby substation

大用户配电房通过专用光缆接入的公网侧变电站。

3.6

控制子站 control sub-station

设置在中枢变电站，与用户就近变电站通信，接收各大用户可切负荷量信息，并根据负荷统计原则，将不同用户按照层级分类，并将各层级用户总负荷量上送控制中心站。在电网紧急控制时，接收控制主站切负荷命令，切除相应层级负荷。

3.7

控制主站 control master station

设置在中枢变电站，与控制子站通信，对上与控制中心站通信。接收各子站上送的负荷层级量信息，计算得出各子站相同层级负荷总量以及各子站负荷总量，将负荷总量上送控制中心站。在电网紧急控制时，接收控制中心站切负荷容量命令，实时计算并向各子站发送切除同一层级负荷命令。

3.8

控制中心站 control central station

设置在中枢变电站，与控制主站通信，接收各子站上送的负荷层级量信息，计算得出各主站相同层级负荷总量以及各主站负荷总量。在电网紧急控制时，接收控制总站切负荷容量命令，实时计算并向各主站发送切除同一层级负荷命令。

4 基本原则

4.1 基本原则

4.1.1 安全可靠原则。遵循电力二次系统安全防护的要求，采用高可靠性安全稳定控制装置，软件从采样、决策等多个方面考虑防误、冗余，同时通过电力专网对稳控系统组网，系统的硬件和软件应进行完整测试，保证系统稳定、可靠运行。

4.1.2 开放与可扩展原则。稳控系统（稳控装置）应基于开放性体系结构，充分满足系统的维护、扩容和升级等方面要求。

4.1.3 可管理易维护原则。对稳控系统不同层级装置硬件配置、软件功能实现标准化、可配置性和参数化使用，方便系统的工程化、运行管理、日常维护、升级改造等。

5 系统构成及功能

稳控系统由控制中心站、控制主站、控制子站、用户就近变电站、负控终端组成，各站之间通过专用通道或专用光纤通道连接，典型结构如图1所示。

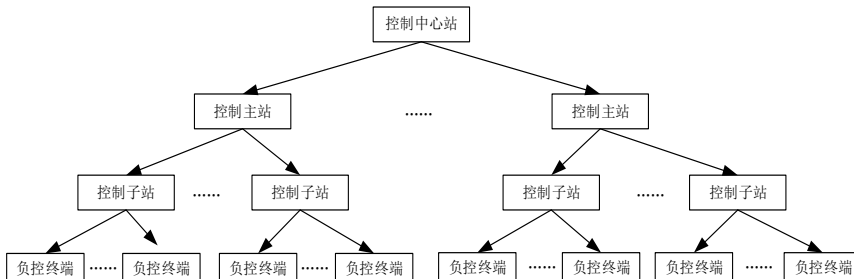


图1 稳控系统典型结构示意图

5.1 控制中心站

5.1.1 控制中心站能接收上级控制系统的切负荷容量命令并结合本地频率防误判据切除负荷。

5.1.2 控制中心站接收上级控制系统远方切负荷指令，在中心站、主站装置都正常运行时，若满足本站就地频率防误判据，且同时满足低频定值和滑差闭锁条件，向各控制主站发送决策后的切负荷层级命令，采取欠切原则。

5.1.3 当控制中心站与上级控制系统通信异常时，闭锁远方切负荷功能，就地功能不闭锁。

5.2 控制主站

5.2.1 控制主站应接收控制中心站切负荷层级命令，结合本站频率防误判据，切除所辖地区可中断负荷。

5.2.2 控制主站应将所辖地区可切负荷总量上送至D5000系统，将所辖地区6个层级负荷容量上送至切负荷中心站。

5.2.3 控制主站应具备就地低频切负荷功能，当判出低频某轮次动作，同时接收到切负荷中心站低频动作信息后，将低频动作轮次信息下发至切负荷子站。

5.2.4 控制主站接收切负荷控制中心站下发的“负荷允许恢复”指令经本地频率确认满足条件后，转发至切负荷控制子站。

5.3 控制子站

5.3.1 控制子站应可接收控制主站切负荷层级命令，结合本站频率防误判据，切除对应层级负荷，并将本站所辖终端负荷分6层级上送至控制主站。

5.3.2 控制子站应包含远方切负荷功能和就地低频切负荷功能。

5.4 用户就近变电站

5.4.1 用户就近变电站应安装光电转换装置（2M/光纤转换装置），接收负控终端负荷量信息并上送至控制子站，同时接收控制子站并向负控终端发送切负荷命令。

5.4.2 用户就近变电站光电转换装置可通过 E1 接口与控制子站通信，通过专用光纤与负控终端通信。

5.5 负控终端

5.5.1 负控终端向控制子站上送信息应包括但不限于：总可切负荷容量、实切负荷容量、预置全切负荷容量、提醒负荷恢复结果反馈、实际负荷恢复容量、终端综合异常信息、可控合标志、出口软压板投退信息。

5.5.2 负控终端接收并执行控制子站的命令应包括但不限于：负荷全切、预置全切、提醒负荷恢复、实际负荷恢复。

5.6 通信通道

5.6.1 系统通信业务通道可采用基于 SDH 的 2M 专线方式，利用骨干传输网分层传输，在终端接入层使用裸纤方式接入。

5.6.2 用户至接入变电站可建设通信光缆，为控制终端至接入变电站的接口装置提供裸纤通道。

5.6.3 接入变电站至控制子站通道可由地市级骨干传输网承载，若接入变电站和控制子站分布在不同地区时，可通过上级骨干传输网转接。

5.6.4 控制子站装置与站内光传输设备互联，接口应为符合 STM-1 帧结构标准的光口或者 E1 电接口。

5.6.5 控制子站、主站与控制中心站之间的通道，可分别由省际或省级 SDH 骨干传输网承载。

5.6.6 2M 专线通道可采用复用段环、SNCP 等方式实现自愈保护。如采取自愈保护方式，进行带宽测算时应考虑保护通道的带宽需求。

6 一般技术要求

6.1 基本判据

6.1.1 启动判据

6.1.1.1 控制中心站启动应满足功率突变、频率突降判据。功率突变判据为功率突变量大于功率突变量定值。频率突降判据为频率值小于低频启动门槛定值，且延时大于频率启动延时定值。

6.1.1.2 控制中心站、控制主站、控制子站装置应满足远方命令启动条件：装置连续三帧接收到远方相同的命令。

6.1.2 元件跳闸判据

6.1.2.1 结合纯电气量信息进行判别时，同时满足功率突变启动、跳闸前有功功率大于跳闸前功率定值、跳闸后有功功率小于跳闸后功率定值、至少两相电流小于投运电流定值、电流减小量大于门槛值、延时大于延时定值等条件时，宜判为元件跳闸。

6.1.2.2 结合故障跳闸信息进行判别时，同时满足电流突变量启动或功率突变量启动、及其它故障跳闸条件时，宜判为元件跳闸。

6.1.3 元件投停判据

6.1.3.1 元件投停状态可根据纯电气量进行判别。当满足电流（功率）大于投运电流（功率）定值时，经延时确认宜判为元件投运。

6.1.3.2 元件投停状态可根据断路器位置进行综合判断。对于线路，本侧与对侧断路器均至少两相处于合位；对于主变，高压侧与中压侧断路器均至少两相处于合位，宜判为元件投运。

6.2 压板原则

- 6.2.1 安稳装置应根据需要配置满足装置投停、方式切换、功能改变等各项操作要求的压板。
- 6.2.2 安全稳定控制系统应配置满足不同条件发出(执行)切负荷命令有效性的总功能压板。
- 6.2.3 区域性安全稳定控制系统应根据需要配置满足装置之间信息交换的通道压板。
- 6.2.4 安全稳定控制装置应根据需要配置满足元件电气量参与装置逻辑判断的检修压板。
- 6.2.5 装置检修压板应为硬压板,通信协议宜符合 DL/T 860 实施技术规范。
- 6.2.6 安全稳定控制装置可根据需要对每个待切元件设置允切压板。

6.3 功能要求

6.3.1 基本功能

- 6.3.1.1 系统应自动检测并记录通信通道中断、误码等异常状态,应具备自复位功能,以防因干扰而造成程序死循环。
- 6.3.1.2 装置应记录必要的信息(如故障波形数据),并通过接口送出;信息不应丢失并可重复输出,记录信息内容主要用于判别装置各部分工作是否正常,分析动作是否正确;
- 6.3.1.3 系统应满足电力系统二次设备安全防护要求。

6.3.2 各控制站功能

- 6.3.2.1 各控制站应满足 GB/T 14285、GB/T 26399 和 GB/T 22384 对电网安全稳定控制装置的基本功能要求。
- 6.3.2.2 各控制站应监测主要输电断面功率、判断设备投停状态,识别电网运行方式。
- 6.3.2.3 各控制站应自动判别电力系统故障、设备跳闸、运行参数异常等。
- 6.3.2.4 各控制站应根据整个区域电网的控制策略表,采取切负荷等控制措施。
- 6.3.2.5 各控制站应上送实时交换运行信息至上级控制站,并向下级控制站传送控制命令。
- 6.3.2.6 装置的整组动作时间应不超过 650ms。

6.4 输入输出

- 6.4.1 负控终端接入可切负荷线路模拟量,可包括被控对象电流和电压。
- 6.4.2 开关量输入应包括功能压板投/退和信号复归等信息。
- 6.4.3 开关量输出应包括每路被控对象跳闸出口接点、切负荷执行站类型跳闸出口接点,及装置动作、异常信号接点等。

源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统 技术规范

编制说明

目 次

1 编制背景	8
2 编制主要原则	8
3 与其他标准文件的关系	8
4 主要工作过程	8
5 标准结构和内容	8
6 条文说明	9

1 编制背景

华东电网作为大受端电网，多回±800kV特高压直流集中馈入，受电功率占比高，直流故障导致的功率缺额，将致电网频率大幅下降，甚至发生大面积停电事故。在电网发生严重故障，在直流提升、抽蓄切泵等措施不够情况下，通过大规模紧急切负荷控制措施来实现电网功率平衡，减少特高压故障的大功率冲击，保障电网稳定运行。江苏电网源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统工程首次实现了对大规模可中断负荷的毫秒级紧急控制。

本规范主要针对系统控制中心站、控制子站、就近变电站与用户终端的设计、软硬件配置进行了规范要求，确保系统运行可靠性、扩展性与可维护性。

2 编制主要原则

本规范的编制遵守现有相关的法律、条例、标准和导则，主要依据了GB/T1.1-2009《标准化工作导则第1部分：标准的结构和编写规则》和DL/T600-2001《电力行业标准编写基本规定》，按照其技术标准编写要求进行编制。

本规范构建大电网紧急切负荷安全稳定控制系统，实现电网严重故障下的紧急切负荷，以及低频减载功能，尽可能从整体上全面提出规范要求，力求使本标准具有科学性和可操作性。

3 与其他标准文件的关系

本规范的制定参考了国家关于电网继电保护和安全自动装置的相关标准，引用了GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则、GB/T 22384 电力系统安全稳定控制系统检验规范、GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程、DL/T 527 继电保护及控制装置电源模块(模块)技术条件、DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程。本规范内容是在已颁发的标准、规范基础上对电网紧急切负荷稳控系统建设的规范与补充。

4 主要工作过程

2017年1月-2月，编写人员通过网上查阅文献资料及在江苏开展源网荷安全稳定紧急切负荷工程调研，掌握实际应用情况。

2017年3月，成立标准编制工作组，召开了标准草案编写启动会，明确了编写工作的牵头单位，配合单位，对标准编写的总体进度提出了要求。

2017年4月，召开第一次工作组会议，提交团标标准申请书及草案。

2017年7月，召开第二次工作组会议，并组织编写组完善草案修改。

2017年12月，召开第三次工作组会议，并对标准进行内容和形式审查，广泛征求意见。

5 标准的结构和内容

本标准主要针对江苏电网源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统，重点制定了系统构成及功能，一般技术要求等，本标准由6章构成，各章主要内容如下：

第1章为范围。

第2章为规范性引用文件。

第3章为术语和定义，列出了源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统所涉及的主要专业术语及其解释。

第4章为总则，规定了源网荷紧急切负荷安全稳定控制系统的总体目标和基本原则。

第5章为系统构成及功能，对控制中心站、控制主站、控制子站、用户就近变电站、负控终端、通信通道等内容进行了明确和规范。

第6章为一般技术要求，对基本判据、压板原则、功能要求、输入输出等内容进行了明确和规范。

6 条文说明

本规范的主要条款和说明如下：

(1) 范围

编制是考虑了标准的适用范围，适用于通过调度数据网对电网第三道防线运行工况进行海量数据集中，通过省、地、站的协调配合对大电网第三道防线进行集中评估和决策，并嵌入D5000调度支持平台应用。

(2) 规范性引用文件

主要引用了与本标准内容相关的主要GB、DL标准。

(3) 术语和定义

按照系统架构组成，分别对主要系统和装置进行定义和功能说明。

(4) 总则

遵循电力二次系统安全防护的要求，提出了电力运行和相关系统集成原则。

(5) 系统构成及功能

按照系统的架构，对各个装置进行功能和技术规范介绍。

(6) 一般技术要求

重点对系统运行中的基本判据、各种压板技术原则，功能要求及输入输出进行规范。