

ICS 29.240

备案号: CEC 317-2010

Q/GDW

国家电网公司企业标准

Q/GDW 383 — 2009

智能变电站技术导则

Technical guide for smart substation



2009-12-25 发布

2009-12-25 实施

国家电网公司 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	2
4 技术原则	2
5 体系架构	3
6 设备功能要求	3
7 系统功能要求	5
8 辅助设施功能要求	7
9 变电站设计	7
10 调试与验收	8
11 运行维护	8
12 检测评估	8
附录 A (规范性附录) 本标准用词说明	10
编制说明	11

前 言

智能变电站是坚强智能电网的重要基础和支撑。按照“统一规划、统一标准、统一建设”的工作方针，规范开展智能变电站建设，国家电网公司组织编制了《智能变电站技术导则》。本标准编写过程中，广泛征求了调度、生产、基建、设计、科研等多方意见，着力吸收国内外智能电网相关研究成果，积极创新技术、管理理念，力求充分展现设备智能化，引领变电站技术的发展方向。

本标准是智能变电站建设的技术指导性文件，对于实际工程实施，应在参考本标准的基础上，另行制定新建智能变电站相关设计规范，及在运变电站的智能化改造指导原则。

智能变电站技术条件及功能要求应参照已颁发的与变电站相关的技术标准和规程；本标准描述的内容如与已颁发的变电站相关技术标准和规程相抵触，应尽可能考虑采用本标准的可能性。

本标准由国家电网公司智能电网部提出并解释。

本标准由国家电网公司科技部归口。

本标准主要起草单位：国网电力科学研究院、中国电力科学研究院。

本标准主要参加单位：江苏省电力公司、浙江省电力公司。

本标准主要起草人：徐石明、刘有为、丁杰、冯庆东、刘明、舒治淮、王永福、曾健、修建、倪益民、周泽昕、陆天健、丁网林、伍雪峰、许庆强、宋锦海、赵翔、李刚、杨卫星、吴军民、冯宇。

智能变电站技术导则

1 范围

本标准作为智能变电站建设与在运变电站智能化改造的指导性规范,规定了智能变电站的相关术语和定义,明确了智能变电站的技术原则和体系结构,对智能变电站的设计、调试验收、运行维护、检测评估等环节作出了规定。

本标准适用于 110kV (包括 66kV) 及以上电压等级智能变电站。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件,其随后所有的修改单或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件,其最新版本适用于本标准。

- GB/T 2900.15 电工术语 变压器、互感器、调压器和电抗器
- GB/T 2900.50 电工术语 发电、输电及配电 通用术语
- GB/T 2900.57 电工术语 发电、输电和配电 运行
- GB/T 13729 远动终端设备
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 478 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
- DL/T 663 220kV~500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求
- DL/T 723 电力系统安全稳定控制技术导则
- DL 755 电力系统安全稳定导则
- DL/T 769 电力系统微机继电保护技术导则
- DL/T 782 110kV 及以上送变电工程启动及竣工验收规程
- DL/T 860 变电站通信网络和系统
- DL/T 995 继电保护和电网安全自动装置检验规程
- DL/T 1075 数字式保护测控装置通用技术条件
- DL/T 1092 电力系统安全稳定控制系统通用技术条件
- DL/T 5149 220kV~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程
- JJG 313 测量用电流互感器检定规程
- JJG 314 测量用电压互感器检定规程
- JJG 1021 电力互感器检定规程
- Q/GDW 157 750kV 电力设备交接试验标准
- Q/GDW 168 输变电设备状态检修试验规程
- Q/GDW 213 变电站计算机监控系统工厂验收管理规程
- Q/GDW 214 变电站计算机监控系统现场验收管理规程
- IEC 61499 Function blocks for embedded and distributed control systems design
- IEC 61588 Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems

IEC 62351 Power systems management and associated information exchange-data and communications security

IEC 62439 High availability automation networks

国家电力监管委员会第 34 号文, 2006 年 2 月 电力二次系统安全防护总体方案

3 术语和定义

GB/T 2900.15、GB/T 2900.50、GB/T 2900.57、DL/T 860.1 和 DL/T 860.2 中确立的以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1

智能变电站 smart substation

采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求,自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能,并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

3.2

智能组件 intelligent component

由若干智能电子装置集合组成,承担宿主设备的测量、控制和监测等基本功能;在满足相关标准要求时,智能组件还可承担相关计量、保护等功能。可包括测量、控制、状态监测、计量、保护等全部或部分装置。

3.3

智能电子装置 intelligent electronic device: IED

一种带有处理器,具有以下全部或部分功能的一种电子装置:① 采集或处理数据;② 接收或发送数据;③ 接收或发送控制指令;④ 执行控制指令。如具有智能特征的变压器有载分接开关的控制器、具有自诊断功能的现场局部放电监测仪等。

3.4

监测功能组 monitoring group

实现对一次设备的状态监测,是智能组件的组成部分。监测功能组设一个主 IED,承担全部监测结果的综合分析,并与相关系统进行信息互动。

3.5

智能设备 intelligent equipment

一次设备和智能组件的有机结合体,具有测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化和信息互动化特征的高压设备,是高压设备智能化的简称。

3.6

全景数据 panoramic data

反映变电站电力系统运行的稳态、暂态、动态数据以及变电站设备运行状态、图像等的数据的集合。

3.7

顺序控制 sequence control

发出整批指令,由系统根据设备状态信息变化情况判断每步操作是否到位,确认到位后自动执行下一指令,直至执行完所有指令。

3.8

站域控制 substation area control

通过对变电站内信息的分布协同利用或集中处理判断,实现站内自动控制功能的装置或系统。

4 技术原则

智能变电站应以高度可靠的智能设备为基础,其基本技术原则如下:

- a) 智能变电站设备具有信息数字化、功能集成化、结构紧凑化、状态可视化等主要技术特征，符合易扩展、易升级、易改造、易维护的工业化应用要求。
- b) 智能变电站的设计及建设应按照 DL/T 1092 三道防线要求，满足 DL 755 三级安全稳定标准；满足 GB/T 14285 继电保护选择性、速动性、灵敏性、可靠性的要求。
- c) 智能变电站的测量、控制、保护等装置应满足 GB/T 14285、DL/T 769、DL/T 478、GB/T 13729 的相关要求，后台监控功能应参考 DL/T 5149 的相关要求。
- d) 智能变电站的通信网络与系统应符合 DL/T 860 标准。应建立包含电网实时同步信息、保护信息、设备状态、电能质量等各类数据的标准化信息模型，满足基础数据的完整性及一致性的要求。
- e) 宜建立站内全景数据的统一信息平台，供各子系统统一数据标准化规范化存取访问以及和调度等其他系统进行标准化交互。
- f) 应满足变电站集约化管理、顺序控制等要求，并可与相邻变电站、电源（包括可再生能源）、用户之间的协同互动，支撑各级电网的安全稳定经济运行。
- g) 应满足无人值班的要求。
- h) 严格遵照《电力二次系统安全防护总体方案》和《变电站二次系统安全防护方案》的要求，进行安全分区、通信边界安全防护，确保控制功能安全。

5 体系架构

5.1 体系分层

智能变电站分为过程层、间隔层和站控层。

5.2 过程层

过程层包括变压器、断路器、隔离开关、电流/电压互感器等一次设备及其所属的智能组件以及独立的智能电子装置。

5.3 间隔层

间隔层设备一般指继电保护装置、系统测控装置、监测功能组主 IED 等二次设备，实现使用一个间隔的数据并且作用于该间隔一次设备的功能，其实现与各种远方输入/输出设备、传感器和控制器通信。

5.4 站控层

站控层包括自动化站级监视控制系统、站域控制、通信系统和对时系统等，实现面向全站设备的监视、控制、告警及信息交互功能，完成数据采集和监视控制（SCADA）、操作闭锁以及同步相量采集、电能采集、保护信息管理等相关功能。

站控层功能宜高度集成，可在一台计算机或嵌入式装置实现，也可分布在多台计算机或嵌入式装置中。

智能变电站数据源应统一、标准化，实现网络共享。

智能设备之间应实现进一步的互联互通，支持采用系统级的运行控制策略。

智能变电站自动化系统采用的网络架构应合理，可采用以太网、环形网络，网络冗余方式宜符合 IEC 61499 及 IEC 62439 的要求。

6 设备功能要求

6.1 一次设备

- a) 一次设备应具备高可靠性，外绝缘宜采用复合材料，并与运行环境相适应。
- b) 智能化所需各型传感器或/和执行器与一次设备本体可采用集成化设计。
- c) 根据需要，电子式互感器可集成到其他一次设备中。

6.2 智能组件

6.2.1 结构要求

- a) 智能组件是可灵活配置的智能电子装置,测量数字化、控制网络化和状态可视化为其基本功能;
- b) 根据实际需要,在满足相关标准要求的前提下,智能组件可集成计量、保护等功能;
- c) 智能组件宜就地安置在宿主设备旁;
- d) 智能组件采用双电源供电;
- e) 智能组件内各 IED 凡需要与站控层设备交互的,接入站控层网络;
- f) 根据实际情况,可以由一个以上智能电子装置实现智能组件的功能。

6.2.2 通用技术要求

- a) 应适应现场电磁、温度、湿度、沙尘、降雨(雪)、振动等恶劣运行环境;
- b) 相关 IED 应具备异常时钟信息的识别防误功能,同时具备一定的守时功能;
- c) 应具备就地综合评估、实时状态预报的功能,满足设备状态可视化要求;
- d) 宜有标准化的物理接口及结构,具备即插即用功能;
- e) 应优化网络配置方案,确保实时性、可靠性要求高的 IED 的功能及性能要求;
- f) 应支持顺序控制;
- g) 应支持在线调试功能。

6.3 信息采集和测量功能要求

- a) 应实现对全站遥测信息和遥信信息(应包括刀闸、变压器分接头等信息)的采集;
- b) 对测量精度要求高的模拟量,宜采用高精度数据采集技术;
- c) 对有精确绝对时标和同步要求的电网数据,应实现统一断面实时数据的同步采集;
- d) 宜采用基于三态数据(稳态数据、暂态数据、动态数据)综合测控技术,进行全站数据的统一采集及标准方式输出;
- e) 测量系统应具有良好的频谱响应特性;
- f) 宜具备电能质量的数据测量功能。

6.4 控制功能要求

- a) 应支持全站防止电气误操作闭锁功能;
- b) 应支持本间隔顺序控制功能;
- c) 遥控回路宜采用两级开放方式抗干扰措施;
- d) 应支持紧急操作模式功能;
- e) 应支持网络化控制功能。

6.5 状态监测功能要求

- a) 宜具备通过传感器自动采集设备状态信息(可采集部分)的能力;
- b) 宜具备从相关系统自动复制宿主设备其他状态信息的能力;
- c) 宜将传感器外置,在不影响测量和可靠性的前提下,确需内置的传感器,可将最必要部分内置;
- d) 应具备综合分析设备状态的功能,具备将分析结果与他相关系统进行信息交互的功能;
- e) 应逐步扩展设备的自诊断范围,提高自诊断的准确性和快速性;
- f) 应具备远方调阅原始数据的能力。

6.6 保护功能要求

- a) 应遵循继电保护基本原则,满足 GB/T 14285、DL/T 769 等相关继电保护标准的要求;
- b) 保护装置宜独立分散、就地安装;
- c) 保护应直接采样,对于单间隔的保护应直接跳闸,涉及多间隔的保护(母线保护)宜直接跳闸。对于涉及多间隔的保护(母线保护),如确有必要采用其他跳闸方式,相关设备应满足保护对可靠性和快速性的要求。

- d) 保护装置应不依赖于外部对时系统实现其保护功能；
- e) 双重化配置的两套保护，其信息输入、输出环节应完全独立；
- f) 当采用电子式互感器时，应针对电子式互感器特点优化相关保护算法、提高保护性能；
- g) 纵联保护应支持一端为电子式互感器、另一端为常规互感器或两端均为电子式互感器的配置形式。

6.7 计量功能要求

- a) 应能准确地计算电能量，计算数据完整、可靠、及时、保密，满足电能量信息的唯一性和可信度的要求；
- b) 应具备分时段、需量电能量自动采集、处理、传输、存储等功能，并能可靠地接入网络；
- c) 应根据重要性对某些部件采用冗余配置；
- d) 计量用互感器的选择配置及准确度要求应符合 DL/T 448 的规定；
- e) 计量 IED 应具备可靠的数字量或模拟量输入接口，用于接收合并单元输出的信号。合并单元应具备参数设置的硬件防护功能，其准确度要求应能满足计量要求；
- f) 宜针对不同计量 IED 特点制定各方认可的检定和溯源规程。

6.8 通信功能要求

- a) 宜采用完全自描述的方法实现站内信息与模型的交换。
- b) 应具备对报文丢包及数据完整性甄别功能。
- c) 网络上的数据应分级，具备优先传送功能，并计算和控制流量，满足全站设备正常运行的需求。
- d) 宜按照 IEC 62351 要求，采用信息加密、数字签名、身份认证等安全技术，满足信息通信安全的要求。

7 系统功能要求

7.1 基本功能要求

7.1.1 顺序控制

- a) 满足无人值班及区域监控中心站管理模式的要求；
- b) 可接收和执行监控中心、调度中心和本地自动化系统发出的控制指令，经安全校核正确后，自动完成符合相关运行方式变化要求的设备控制；
- c) 应具备自动生成不同主接线和不同运行方式下典型操作流程的功能；
- d) 应具备投、退保护软压板功能；
- e) 应具备急停功能；
- f) 可配备直观图形图像界面，在站内和远端实现可视化操作。

7.1.2 站内状态估计

实现数据辨识与处理，保证基础数据的正确性，支持智能电网调度技术支持系统对电网状态估计的应用需求。

7.1.3 与主站系统通信

宜采用基于统一模型的通信协议与主站进行通信。

7.1.4 同步对时

- a) 应建立统一的同步对时系统。全站应采用基于卫星同步时钟（优先采用北斗）与地面时钟互备方式获取精确时间；
- b) 地面时钟系统应支持通信光传输设备提供的时钟信号；
- c) 用于数据采样的同步脉冲源应全站唯一，可采用不同接口方式将同步脉冲传递到相应装置；
- d) 同步脉冲源应同步于正确的精确时间秒脉冲，应不受错误的秒脉冲的影响；
- e) 支持网络、IRIG-B 等同步对时方式。

7.1.5 通信系统

- a) 应具备网络风暴抑制功能，网络设备局部故障不应导致系统性问题；
- b) 应具备方便的配置工具，用以进行网络配置、监视、维护；
- c) 应具备对网络所有节点的工况监视与报警功能；
- d) 宜具备 DoS 防御能力和防止病毒传播的能力。

7.1.6 电能质量评估与决策

宜实现包含谐波、电压闪变、三相不平衡等监测在内的电能质量监测、分析与决策的功能，为电能质量的评估和治理提供依据。

7.1.7 区域集控功能

当智能变电站在系统中承担区域集中控制功能时，除本站功能外，应支持区域智能控制防误闭锁，同时应满足集控站相关技术标准及规范的要求。

7.1.8 防误操作

具备全站防止电气误操作闭锁功能。根据变电站高压设备的网络拓扑结构，对开关（断路器）、刀闸（隔离开关）操作前后不同的分合状态，进行高压设备的有电、停电、接地三种状态的拓扑变化计算，自动实现防止电气误操作逻辑判断。

7.1.9 配置工具

应采用标准化的配置工具实现对全站设备和数据建模，以及进行通信配置。

7.1.10 源端维护

变电站作为调度/集控系统数据采集的源端，应提供各种可描述的配置参量，维护时仅需在变电站利用统一配置工具进行配置，生成标准配置文件，包括变电站主接线图、网络拓扑等参数及数据模型。

变电站自动化系统与调度/集控系统可自动获得变电站的标准配置文件，并自动导入到自身系统数据库中。同时，变电站自动化系统的主接线图和分画面图形文件，应以标准图形格式提供给调度/集控系统。

7.1.11 网络记录分析

可配置独立的网络报文记录分析系统，实现对全站各种网络报文的实时监视、捕捉、存储、分析和统计功能。

网络报文记录分析系统宜具备变电站网络通信状态的在线监视和状态评估功能。

7.2 高级功能要求

7.2.1 设备状态可视化

应采集主要一次设备（变压器、断路器等）状态信息，进行状态可视化展示并发送到上级系统，为实现优化电网运行和设备运行管理提供基础数据支撑。

7.2.2 智能告警及分析决策

应建立变电站故障信息的逻辑和推理模型，实现对故障告警信息的分类和过滤，对变电站的运行状态进行在线实时分析和推理，自动报告变电站异常并提出故障处理指导意见。

可根据主站需求，为主站提供分层分类的故障告警信息。

7.2.3 故障信息综合分析决策

宜在故障情况下对包括事件顺序记录信号及保护装置、相量测量、故障录波等数据进行数据挖掘、多专业综合分析，并将变电站故障分析结果以简洁明了的可视化界面综合展示。

7.2.4 支撑经济运行与优化控制

应综合利用变压器自动调压、无功补偿设备自动调节等手段，支持变电站及智能电网调度技术支持系统安全经济运行及优化控制。

7.2.5 站域控制

利用对站内信息的集中处理、判断，实现站内自动控制装置（如备用电源自动投入装置、母线分合运行）的协调工作，适应系统运行方式的要求。

7.2.6 与外部系统交互信息

宜具备与大用户及各类电源等外部系统进行信息交换的功能。

8 辅助设施功能要求

8.1 视频监控

站内宜配置视频监控系统并可远传视频信息，在设备操控、事故处理时与站内监控系统协同联动，并具备设备就地和远程视频巡检及远程视频工作指导的功能。

8.2 安防系统

应配置灾害防范、安全防范子系统，告警信号、量测数据宜通过站内监控设备转换为标准模型数据后，接入当地后台和控制中心，留有与应急指挥信息系统的通信接口。

宜配备语音广播系统，实现设备区内流动人员与集控中心语音交流，非法入侵时能广播告警。

8.3 照明系统

应采用高效节能光源以降低能耗，应有应急照明设施。有条件时，可采用太阳能、地热、风能等清洁能源供电。

8.4 站用电源系统

全站直流、交流、逆变、UPS、通信等电源一体化设计、一体化配置、一体化监控，其运行工况和信息数据能通过一体化监控单元展示并转换为标准模型数据，以标准格式接入当地自动化系统，并上传至远方控制中心。

8.5 辅助系统优化控制

宜具备变电站设备运行温度、湿度等环境定时检测功能，实现空调、风机、加热器的远程控制或与温湿度控制器的智能联动。

9 变电站设计

9.1 设计原则

变电站设计选型应遵循安全可靠的原则，采用符合智能变电站高效运行维护要求的结构紧凑型设备，减少设备重复配置，实现功能整合、资源和信息共享。设备宜采用新材料。

系统设计内容包括但不限于如下方面：全站的网络图、VLAN 划分、IP 配置、虚端子设计接线图、同步系统图等。

9.2 变电站布置

在安全可靠、技术先进、经济合理的前提下，智能变电站设计应符合资源节约、环境友好的技术原则和设计要求。宜结合智能设备的集成，简化智能变电站总平面布置（包括电气主接线、配电装置、构支架等），节约占地，节能环保。

9.3 土建与建筑物

- a) 结合智能变电站设备的融合，宜减少占地和建筑面积，合并相同功能的房间；合理减少机房、主控楼等建筑的面积，节约投资。
- b) 结合智能变电站电缆减少、光缆增加的情况，采用合理的电缆沟截面。

9.4 网络架构

- a) 局域网络设备可灵活配置，合理配置交换机数量，降低设备投资。
- b) 网络系统应易扩展、易配置。
- c) 应计算和控制信息流量，设立最大接入节点数和最大信息流量，在变电站新设备接入引起网络性能下降时，也应满足自动化功能及性能指标的要求。
- d) 网络通信架构设计应确保在运行维护时试验部分的网络不影响运行系统。

10 调试与验收

10.1 调试

应提供面向各项功能要求的方便、可靠的调试工具与手段，满足调试简便、分析准确、结果清晰的要求。

调试工具通过连接智能组件导入智能组件模型配置文件，自动产生智能组件所需的信息文件，自动检测智能组件的输出信息流。调试工具具备电力系统动态过程的仿真功能，可输出信息流，实现对智能组件的自动化调试。

合并单元调试专用工具，可向电子互感器提供输入信号，监测合并单元的输出，测试合并单元的同步、测量误差等性能指标。

智能组件或各功能的调试工具，可向合并单元提供输入信号，监测智能组件或各功能的输出，测试智能组件或各功能的数字采样的正确性、同步、测量误差等性能指标。

10.2 验收

工程启动及竣工验收应参照 DL/T 782、DL/T 995 及相关调试验收规范。工程启动调试组织应在实施启动前编制启动调试方案，相关调度部门负责编写调度方案。

电力设备的现场交接试验和预防性试验应满足 GB 50150 以及 Q/GDW 157、Q/GDW168 等的要求。智能设备的特殊验收办法应由相关部门共同制定。

工厂验收流程应按 Q/GDW 213 开展；现场验收流程应按 Q/GDW 214 开展。

工厂验收时对于不易搬动的设备，应具备设备模拟功能，以便完成完整功能验收。

具备状态监测功能组的设备验收应包括：对自检测功能逐一进行检验，要求测量值正确、单一测量评价结论合理；故障模式及几率预报功能正常，预报结果合理。

11 运行维护

应配套一体化检验装置或系统，满足整间隔检修及移动检修的要求。

智能变电站设备检修，应能依托顺序控制及工作票自动管理系统，自动生成设备和网络的安全措施卡，指导对检修设备进行可靠、有效的安全隔离。

工作票自动管理系统应根据系统方式的安排和调度员的指令，自动生成相关内容和步骤，并能与顺序控制步骤进行校核和监控。

12 检测评估

12.1 基本要求

智能变电站的设备和系统应进行统一标准的应用功能测试与整体性能评估。

智能电子设备和交换机等设备，变电站自动化系统及子系统，应满足对应的标准要求及工程应用需求，并通过国家电网公司认可的检验机构检验。

批量生产的设备应由国家电网公司认可的检验机构做定期抽样检验。

通信规约应通过国家电网公司认可的检验机构的一致性测试，再进行工程应用。

智能电子设备与系统应在仿真运行环境中进行测试与评估，在变电站典型故障的仿真环境下进行设备、网络、系统的测试与评估，验证功能与性能。

应用创新技术的设备，相关单位应组织制定试验方法、评价工具及可靠性指标，进行综合评估，保证应用的质量和水平。

12.2 电能计量装置的检验

12.2.1 实验室检验

电能计量器使用前应先在实验室进行全面检测，量值应溯源到上一级的电能计量基准；电子式互感

器量值应能溯源到电压和电流比例基准，其有关功能和技术指标的检定和现场检验，宜由当地供电企业在具备资质的电能计量技术机构进行，也可委托上级电力部门具备资质的电能计量技术机构进行。

12.2.2 现场检验

新投运的电能计量装置，应在一个月内进行首次检验，其后的检验周期应参照 DL/T 448 的相关规定执行。

12.2.3 远程检验

宜适时实现电能表站内集中选择校验功能。

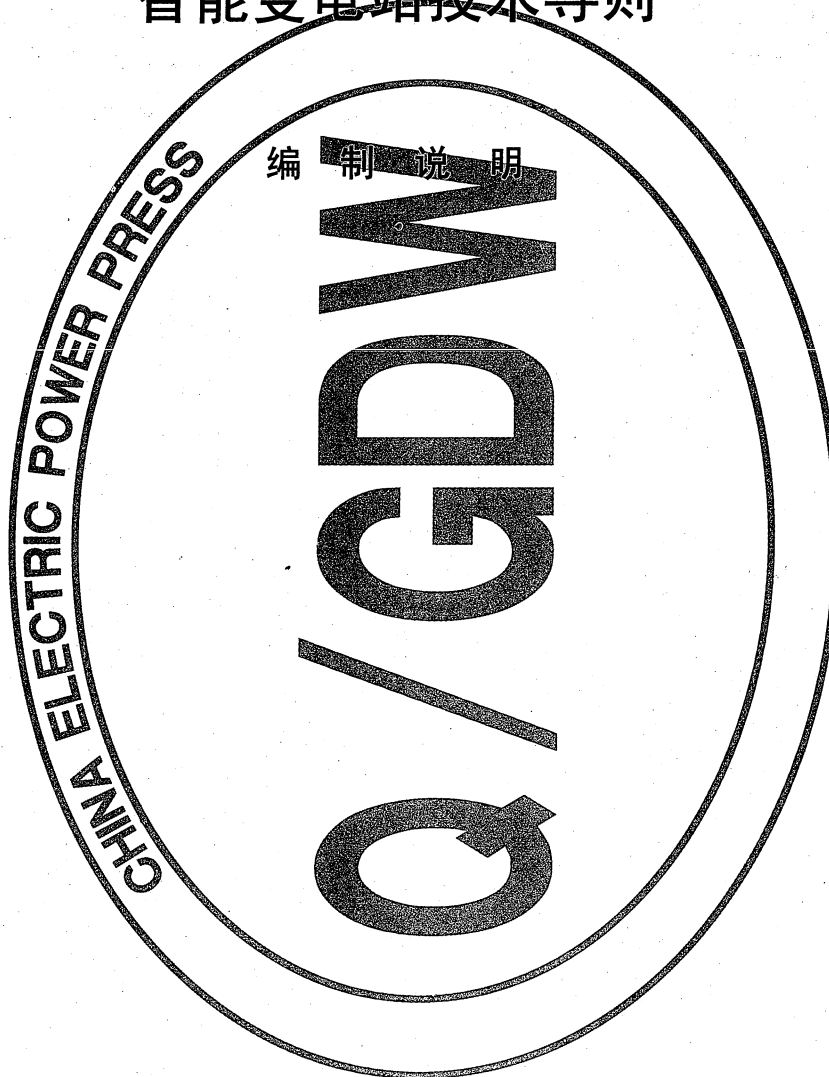
附 录 A
(规范性附录)
本 标 准 用 词 说 明

A.1 为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

- a) 凡出现“应”的条款，属要求型条款，表示声明符合标准需要满足的要求，并且不准许存在偏差；
- b) 凡出现“宜”的条款，属推荐型条款，表示在几种可能性中推荐特别适合的一种，不提及也不排除其他可能性；
- c) 凡出现“可”的条款，属陈述型条款，表示在标准的界限内所允许的行动步骤。

A.2 本规范中指明应按其他有关标准、规范执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。

智能变电站技术导则



目 次

一、任务来源.....	13
二、标准编制目的和解决的主要问题.....	13
三、标准编制原则和思路.....	13
四、与其他标准的关系.....	13
五、主要工作过程.....	13
六、标准主要技术内容.....	14
七、条文说明.....	14

一、任务来源

2009年5月,国家电网公司提出了立足自主创新,以统一规划、统一标准、统一建设为原则,建设以特高压电网为骨干网架,各级电网协调发展,具有信息化、自动化、互动化特征的坚强智能电网的发展目标。智能变电站作为统一坚强智能电网的重要基础和节点支撑,是必不可少的建设内容。为贯彻这一战略部署,根据国家电网《智能电网第一阶段重点项目实施方案》、《关于下达智能电网试点工程项目计划的通知》(国家电网智能[2009]909号文)的安排,由国家电网公司智能电网部牵头、国网电力科学研究院、中国电力科学研究院、江苏省电力公司、浙江省电力公司共同参加起草,编制了《智能变电站技术导则》(以下简称《导则》)。

二、标准编制目的和解决的主要问题

智能变电站技术属变电技术领域的前沿,国内没有先例,国外也尚未有正式运行的报道,国内外均没有针对智能变电站的相关技术规范。

目前在国内变电环节存在常规变电站和数字化变电站两大模式。常规变电站存在采集资源重复、存在多套系统、厂站设计、调试复杂、互操作性差、标准化规范化不足等问题;数字化变电站存在缺乏相关标准规范、过程层设备稳定性和可靠性有待验证、缺乏相关评估体系和手段等问题。所有这些都影响了变电站生产运行的效率,不利于电网安全运行水平的进一步提高,迫切需要一种新的变电站模式。

随着特高压建设进入实用化阶段,风电、光伏发电等新能源也要陆续接入系统,系统的安全稳定性要求更高,对作为智能电网支撑节点的变电站也提出了新的要求,比如优化资源配置、智能设备之间应实现进一步的互联互通,支持采用系统级的运行控制策略、提供高级应用、与大用户、调度、相邻变电站、电源之间协同互动等内容。

在技术方面,变电站自动化领域技术发展很快,计算机信息与通信技术也有很大发展,国际上即将颁布 IEC 61850 第二版,这些都为智能变电站建设提供了有力支撑。

智能变电站是变电站自动化领域发展的下一个阶段。根据上述情况,制定《智能变电站技术导则》用于指导智能变电站建设显得十分必要和可行。

鉴于数字化变电站建设没有相关标准规范指导,建设模式众多,不利于工业化生产的经验,《智能变电站技术导则》需要规范智能变电站的相关术语和定义,明确智能变电站的技术原则、体系结构和功能,且对智能变电站的设计、调试验收、运行维护、检测评估等环节提出技术要求,并作为智能变电站相关标准规范编制的依据。

三、标准编制原则和思路

本标准的编制依据了《智能电网综合研究报告》和《智能电网关键技术框架》等文件。

考虑到智能电网建设周期长,技术会出现重大进步,为保证技术导则的导向性和前瞻性,按照智能变电站发展的理想目标对变电站的各个环节提出原则性的功能要求,详细的技术细节、指标和配置等内容由后续的设计规范或其他标准规范完成。

本标准的编制出发点是强调集成、灵活、互动、优化、管理。

四、与其他标准的关系

本标准属于开拓性导则,大量内容初次涉及,概念、功能前瞻,与原有标准、规范、规定、规程等文档有所冲突,比如《DL/T 1075—2007 数字式保护测控装置通用技术条件》。但这是发展中的问题,待智能变电站成功试点并总结经验后,在保证安全可靠性的前提下,自然会有所协调。

五、主要工作过程

2009年7月16日,在国家电网公司总部召开《智能变电站技术导则》项目启动会,成立了以国网电力科学研究院、中国电力科学研究院、江苏省电力公司专家组成的编写工作组,工作组专业人员的专业涵盖了变电站所有的专业。会议要求9月底完成《智能变电站技术导则》的编制。

2009年7月21日,召开《智能变电站技术导则》第一次协调会。会议要求《导则》要全力支撑智能电网建设,要引领智能变电站的发展方向,以描写智能变电站的功能为主,并制定了《智能变电站技

术导则》的详细工作计划表。

2009年7月24日~31日,编写组在南京集中封闭,着重对范围、智能变电站定义、分层、配置模式等问题进行研讨,列出智能电网中智能变电站需要解决的关键技术及解决思路,编写《导则》框架文件并召开专家评审会。

2009年8月19日~20日,在北京召开了《智能变电站技术导则》初稿审查会。

在编写期间,共召开了各类专题会议18次,在天津、华北、西安、江苏、浙江等地对数字化变电站技术水平开展了调研,同时,对南京南瑞集团公司、西电集团、西安同维公司等企业的技术储备进行了摸底,并与智能变电站7个试点单位进行了共同研究和探讨。

2009年9月14日,《导则》发出征求意见稿,涉及国家电网公司相关部门、全部网省公司、科研单位、顾问集团公司、设计院、西安高压电器研究院有限责任公司、西安西电开关电气有限公司、平高集团有限公司、保定天威保变电气股份有限公司、特变电工沈阳变压器集团有限公司、特变电工衡阳变压器有限公司、许继集团、国电南京自动化股份有限公司、东方电子等设备厂家,共59个单位,另外还有数十位专家。最后收到45份来自不同部门、单位、专家的反馈意见,经整理、归并共548条意见,另外还有批注式意见5份,打印意见1份,手写意见1份。编写组将相关意见整理成册,并研究讨论是否采纳,最终形成送审稿。

2009年9月27日,在南京召开了《智能变电站技术导则(送审稿)》的评审会,会议形成如下意见:

(1) 该导则送审稿格式规范,资料齐全,内容全面,符合评审要求。

(2) 该导则是在广泛征求调度、生产、基建、科研等多方对建设智能变电站的需求意见的基础上编制。

(3) 该导则规定了智能变电站的相关术语和定义,明确了智能变电站的技术原则和体系结构,提出了设备、系统及辅助设施等功能要求,并对智能变电站的设计、调试验收、运行维护、检测评估等环节做出了规定。

(4) 该导则框架明晰,技术前瞻,对智能变电站的建设、改造、发展具有较强的指导作用,可作为智能变电站建设与在运变电站智能化改造的指导性文件。

评审组一致同意该导则通过评审,编写组应根据评审会提出的意见和建议进行修改后形成报批稿,报主管部门批准。

2009年10月,编写组根据专家意见进行修改,形成报批稿。

六、标准主要技术内容

本标准的主要结构及内容如下:

(1) 目次;

(2) 前言;

(3) 正文共设12章:范围、规范性引用文件、术语和定义、技术原则、体系架构、设备功能要求、系统功能要求、辅助设施功能要求、变电站设计、调试与验收、运行维护、检测评估。

七、条文说明

1 范围

本节规定本标准的适用范围。

考虑电压等级、负荷大小、运行方式以及对整个电网影响等因素,经过讨论研究,确定本标准适用范围为110kV(包括66kV)及以上的智能变电站。

2 规范性引用文件

本节列出了与本标准内容相关的标准。引用的原则为:对本标准内容有关的主要GB、DL标准均逐条列出;当没有对应的标准时,则引用相应的IEC标准和国内的一些管理文件和规定。因此,在使用

本标准引用标准时，也按上述顺序引用。

3 术语和定义

3.1 智能变电站

该定义主要强调了设备、标准化平台和与常规变电站所不同的功能，体现向集成一体化、信息标准化、协同互动化发展的重要特征。

3.2 智能组件

智能组件是服务于一次设备的测量、控制、状态监测、计量、保护等各种附属装置的集合，包括各种一次设备控制器（如变压器冷却系统汇控柜、有载调压开关控制器、断路器控制箱等）及就地布置的测控、状态监测、计量、保护装置等。

组成智能组件的各种装置，从物理形态上可以是独立分散的；在满足相关标准要求时，也可以是部分功能集成的。用于设备状态监测的传感器可以外置，也可以内嵌。但是智能组件的发展趋势是功能集成、结构一体化。

3.3 智能电子装置

构成智能组件的基本元件。

3.4 监测功能组

一次设备的状态监测功能归入功能组概念。

3.5 智能设备

智能设备由一次设备和智能组件组成。现阶段从物理形态和逻辑功能上都可理解为“一次+二次”；未来应该会逐步走向功能集成化和结构一体化。

3.6 全景数据

针对现有变电站自动化系统采集数据不全的情况，强调不仅包含实时稳态、暂态、动态数据，还要有信息模型、设备在线监测、视频等数据。

3.7 顺序控制

可以理解为变电站内倒闸操作的集合，多组操作在一次命令中执行完成。

3.8 站域控制

一种基于全站信息的、集中处理架构自动控制装置或系统。在网络通信和 CPU 处理能力理想的情况下，是可行的。

4 技术原则

首先解释智能变电站的发展目标。

- a) 强调智能变电站的技术特征，其设备应满足工业化要求。
- b) 应满足电力系统基本的安全管理方面的规定。
- c) 解释智能变电站的基本功能应遵循的标准和规范。
- d) 强调智能变电站应统一建模，保证基础数据的完整性和一致性。
- e) 强调打造统一的、标准的信息化数据平台，通信过程也要标准化。
- f) 强调协同互动和运行维护方面的要求。
- g) 变电站在智能化后，更要高效，继续贯彻无人值班的管理运行模式，并提倡集控。
- h) 强调安全防护的要求。

5 体系架构

5.1 体系分层

参照 DL/T 860，智能变电站分为过程层、间隔层和站控层。

5.2 描述过程层内容。

5.3 描述间隔层内容。

5.4 描述站控层构成，强调原来变电站站内多套系统应该集成，系统功能实现的计算机根据变电站的实际规模灵活配置。站内网络结构需要考虑网络拓扑、冗余、分级和流量等问题。总体设计思路也是集成一体化，优先采用系统级控制策略。

6 设备功能要求

6.1 强调一次设备本身应具有高可靠性，不是所有的一次设备都需要在线监测，需要经常维护。智能设备是一次设备与智能组件有机结合的形式，因此要求其今后设计、生产时应考虑与智能组件的对接所带来的接口、安装等问题。

6.2 智能组件。

6.2.1 对智能组件提出结构要求。智能组件可灵活组合，各功能之间可相对独立。智能组件的形态可以是独立的保护、测控装置。

6.2.2 对智能组件提出通用技术要求，包括运行环境、识别防误功能、即插即用、支持顺序控制等功能。

6.3 测量作为通用性很强的功能，为满足采集数据的多种用途，强调采集数据的统一和通用。根据现有硬件和通信规约的技术条件，测量采集模数转换位数应为高精度数据，如至少 16 位；同时需要绝对时标，同时满足三态数据采集要求。

6.4 控制功能要有纵横双向闭锁功能。

6.5 状态监测功能要求。明确了传感器内置和外置的原则、调阅原始数据的能力。

6.6 保护功能强调安全性和可靠性，给出了在数字接口情况下独立、分散、双重化配置原则。经多方反复论证，明确保护应采用直接采样、直接跳闸的方式。对母线保护，如确有必要采用其他跳闸方式，相关设备应满足保护对可靠性和快速性的要求。保护装置不应依赖于外部卫星时钟或站内对时系统实现其保护功能。

6.7 计量功能与传统模式有着本质区别，数据采集以通信方式获得，准确度已经不完全依赖于本身，而是依赖于数据采集前端—电子式互感器。

6.8 通信提倡采用自描述方式实现信息、特别是模型的交互，这可能需要新的自描述方法。在不影响实时性的情况下，可以采用通信安全措施。

7 系统功能要求

7.1 基本功能要求

7.1.1 顺控应可自动生成典型的操作票（比如间隔倒闸），在操作时每一步都是在控、可控，还可急停干预。顺控不仅包括开关、刀闸的控制操作，还包括一些智能组件具体功能的运行方式设置，包括软压板投退、定值区切换等也在操作范围。

7.1.2 主站系统希望变电站能提供可靠的数据以减轻主站系统的运算负担并提高可靠性，这种数据可靠性就需要通过变电站状态估计计算来实现。

7.1.3 与主站通信时强调模型信息也要传输，不能仅限于简单的四遥数据，有模型的数据可以让主站信息接收处理简化，且保证信息齐全。

7.1.4 智能变电站的对时要求远高于传统变电站和数字化变电站。传统变电站对时主要给 SOE 和保护事件提供时标，用于判断动作时序，但不影响电网本身的安全运行。数字化变电站强调采样的同一时刻，但并不强调绝对时刻。智能变电站由于与站外有协同互动功能，必须要有精确的绝对时标。

7.1.5 对通信系统给出一般要求。

7.1.6 具有电能质量评估功能，尤其是与大用户互动时需要。

7.1.7 区域集控可以节约资源，提高维护工作效率，尤其是在今后小型变电站结构紧凑，全户外模式，

不存在主控室的情况下。

7.1.8 防误操作强调按一次设备的拓扑结构,进行智能操作全面防误闭锁。

7.1.9 智能变电站自动化系统今后模型处理的任务会越来越重,一个好的配置工具是必备手段。模型统一即可以实现统一配置。

7.1.10 源端维护是智能变电站的重要概念。数据从源头就实现标准化,便于后面各种应用利用,可以大幅提高工作效率,减少重复工作。比如今后调度端的数据、模型、各种图表等工程数据均可根据变电站提供的文件(或者通过自描述手段)自动生成。采用 SVG 交换图形格式,目前已为电力系统中的图形交换的主要采用方式。

7.1.11 自数字化变电站之后,通信的重要性日益上升,智能变电站也有必要对网络数据进行监视、记录和分析。可以这样理解,在智能变电站中,故障录波升级变成了网络录波。网络的在线监测功能是确保网络系统运行正常的重要手段。

7.2 高级功能要求

7.2.1 变电站中的变压器、断路器等主设备的设备状态应接入系统,可随时监视。为今后实现变电站全寿命周期管理提供必要的数据和技术支撑。

7.2.2 智能告警是对变电站内的各种事件做一个梳理,理清其间的轻重缓急。根据事件的重要性,合理安排告警信息,屏蔽没有意义或者在运行情况下低一级的告警信息。例如在正常操作或者保护动作之后,遥测越限告警就意义不大了。主要是为减轻主站系统的负担。

7.2.3 故障信息综合分析决策是指在发生电力系统事故或者故障情况下,系统根据获取的各种信息,自动为值班运行人员提供一个事故分析报告并给出事故处理预案,便于迅速判定事故原因和应采取的措施,而且可以人工分析直接提供相关数据信息。

7.2.4 根据变电站实时运行的情况,运用数学模型算法,结合站内的调压、无功投切等手段,给出经济运行和优化控制策略,强调为调度系统服务,如电压无功控制的限值可能是由调度系统下发的。

7.2.5 在通信和数据处理速度满足要求的情况下,应考虑基于全站数据信息的集中式处理架构的应用,系统级的运行控制策略优于面向单间隔的策略。与以往的分散、分布式完全不同,采集全站内全部或者部分实时运行数据,集中运算,基于全站系统级策略,实现控制,是一种集中式处理架构。

7.2.6 是智能变电站的互动化体现,一些大用户比如钢厂有此需求。

8 辅助设施功能要求

8.1 视频监控应与监控系统联动,在设备操控和事故处理时显示被操作对象的实时图像信息,进一步保证整个过程的可靠实施,减轻工作人员劳动强度,也是今后无人值班站操作模式的发展方向。

8.2 安防系统的信息接入当地后台和控制中心,能可靠、有效地发挥安防系统的作用;留有与应急指挥信息系统的通信接口是保留进一步发挥安防系统作用的可能性,便于以后的发展需求。

8.3 在照明系统中重点考虑节能,提倡采用清洁能源。

8.4 站内各种电源能一体化考虑,并接入监控系统和上传至控制中心,达到高效、可靠控制整个变电站站用电源的目的。

8.5 为保证变电设备的安全运行,需要实时了解其运行环境,也需要能远程控制相应设备改变变电设备的运行状况。

9 变电站设计

9.1 变电站设计在满足安全可靠的前提下,在设备结构、布置和组屏等方面都强调了优化、节约、高效和环保,同时给出了系统设计的初步范围。

9.2 变电站设计还同时强调了智能变电站在系统设计时必须提供的一些内容。

9.3 在土建与建筑物方面,同样强调了优化和节约。

9.4 在网络架构的角度考虑, 对其经济性、可扩展性和运行维护安全性提出具体要求。

10 调试与验收

10.1 设备调试需要高性能的工具和手段, 也会向自动化方向发展。调试工具应具备检验手段和试验数据, 可以提供故障数据, 输出信息流, 直接在数字通道上模拟变电站运行情况。

10.2 给出了验收时应遵循的标准和规范。

11 运行维护

11.1 智能变电站配置一体化检验装置或系统, 实现整间隔检修及移动检修, 可以达到“接线简单、试验一键、分析自动、报告自动”的目的, 提高检修效率, 缩短停电时间, 也充分体现运行维护智能化的要求。

11.2 对智能变电站设备检修时, 通过借助于程序化控制和工作票自动管理系统, 以及相互之间的校核和监控, 保证不影响正常设备的安全运行。

11.3 对智能变电站的工作票自动管理系统提出自身的要求, 并能使其与程序化控制进行配合, 保证各操作步骤的准确性。

12 检测评估

12.1 汲取数字化变电站的建设经验, 智能变电站应该进行统一评估、统一测试, 给出某些指标, 满足工业化的要求。

12.2 给出了对电能计量装置在实验室、现场和远程校验的具体要求。

国家电网公司企业标准
智能变电站技术导则
Q / GDW 383 — 2009

*

中国电力出版社出版、发行
(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)
北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2010年9月第一版 2010年9月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 1.25印张 37千字
印数 0001—3000册

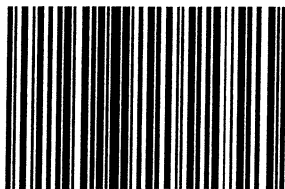
*

统一书号 155123·205 定价 9.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究



155123.205

销售分类建议：规程规范/
电力工程/供用电