

- IEC 61588 Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems
- IEC 62271-3 High-voltage switchgear and controlgear-part3: Digital interfaces based on IEC 61850
- IEC 62351 Power systems management and associated information exchange - Data and communications security
- IEC 62439 Edition 1.0 High availability automation networks
- 电力二次系统安全防护总体方案（国家电力监管委员会第34号文，2006年2月）

### 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导则。

#### 3.1

**电力功能元件 electric function unit**

变压器、断路器、互感器等完成输送和分配电能功能的实体部分。

#### 3.2

**测量单元 measurement unit**

实现电力功能元件电力参量数据（如：电压、电流、频率、谐波等）采集功能的逻辑元件。

#### 3.3

**控制单元 control unit**

实现电力功能元件控制功能的逻辑元件。

#### 3.4

**保护单元 protect unit**

实现电力功能元件保护功能的逻辑元件。

#### 3.5

**计量单元 metrology unit**

实现电力功能元件电量计算功能的逻辑元件。

#### 3.6

**状态监测单元 state detecting unit**

实现电力功能元件状态参量数据（如：油中气体成分及含量、变压器绕组温度、局部放电量、压力、密度、水分含量等）采集功能的逻辑元件。

#### 3.7

**通信单元 communication unit**

实现变电站各类信息传递功能的逻辑元件。

#### 3.8

**智能综合组件 smart comprehensive component**

对电力功能元件相关信息、信号进行采集、计算和数字化、标准化传输，实现对电力功能元件进行测量、控制、保护、计量和状态监测等功能的物理装置；是由通信、测量、控制、保护、计量和监测等多个单元组成的综合组件，与电力功能元件共同构成一台（套）完整的设备。

#### 3.9

**设备 device**

由电力功能元件与智能综合组件构成，具备测量、控制、保护、计量和监测等功能的实体。

#### 3.10

**设备层 device level**

变压器、断路器、隔离开关、互感器、避雷器等变电站中各类电气设备的集合，也包括组合电器设备（如：GIS、PASS等）。

### 3.11

#### 系统层 system level

面向变电站整体或一个以上间隔对象，获取并综合处理变电站中各类设备关联或公共信息，协调、指挥设备层按照变电站和电网安全稳定运行要求协同完成多个应用功能的集合。

### 3.12

#### 智能变电站 smart substation

由先进、可靠、节能、环保、集成的设备组合而成，以高速网络通信平台为信息传输基础，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、协同互动等高级应用功能。

### 3.13

#### 全景数据 panoramic data

通过各种传感器采集到的变电站稳态、暂态、动态数据以及设备状态、图像等全面反映变电站设备状态与运行工况的数据。

### 3.14

#### 程序化操作 sequence operation

通过预先设定的序列，对变电站设备进行系列化控制，在发出整批控制指令后由系统根据设备的状态信息变化情况判断每步控制命令是否到位，在确认到位的情况下自动进入下一步控制命令，直至执行完所有的预设步骤。

## 4 技术原则

### 4.1 技术方向

智能变电站是智能电网的重要组成部分。高可靠性的设备是变电站坚强的基础，综合分析、自动协同控制是变电站智能的关键，设备信息数字化、功能集成化、结构紧凑化是发展方向。

### 4.2 基本原则

- a) 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/T 755 三级安全稳定标准；满足 GB 14285 继电保护灵敏性、选择性、速动性、可靠性的要求；遵守《电力二次系统安全防护总体方案》。
- b) 智能变电站的测量、控制、保护等单元应满足 DL/T 1075 的相关要求，后台监控功能应参考 DL/T 5149 的相关要求。
- c) 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运行信息、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，保证基础数据的完整性及一致性。
- d) 智能变电站设备应符合易集成、易扩展、易升级、易改造、易维护的工业化应用要求。
- e) 主要设备（变压器、断路器等）状态信息应进行采集并可视化展示，为电网设备管理提供基础数据的支撑。
- f) 应实现变电站与调度、相邻变电站、电源、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) 各项功能应面向变电站集中控制、无人值班的要求。

## 5 体系结构

### 5.1 体系分层

智能变电站体系分为设备层、系统层。

设备层由变压器、断路器、互感器等多个设备对象组成，完成能量传输功能及测量、控制、保护、计量等功能。

系统层包含网络通信系统、对时系统、后台监控系统、站域保护、对外通信系统等子系统。

体系分层结构图及说明见附录 A。

### 5.2 设备层



智能综合组件是灵活配置的物理设备，包含如下逻辑单元：

- a) 通信单元
- b) 测量单元、控制单元、保护单元、计量单元、状态监测单元中的一个或几个单元

外置的智能综合组件的形态可以是状态监测的智能附件、测控装置、保护装置等装置。每个设备可以是如下形式之一：

- a) 独立运行的电力功能元件加上外置的一个或多个智能综合组件。
- b) 电力功能元件加上内嵌的包含状态监测单元的智能综合组件加上外置的一个或多个智能综合组件。
- c) 电力功能元件加上内嵌的智能综合组件。

### 5.3 系统层

SCADA、操作闭锁、同步相量采集、电能量采集、备自投、低压/低频解列、故障录波、保护信息管理等各项功能应高度集成一体化。根据变电站的电压等级和复杂程度，可以集成在一台计算机或嵌入式装置，也可以分布在多台计算机或嵌入式装置。

站内应具备合理的网络架构，配置可以采用点对点、环形、星型或混合等方式；220 kV 及以上变电站网络应考虑冗余方案，冗余方式宜符合 IEC 61499 及 IEC 62439 的要求。

应统一和简化变电站的数据源，并提供基于网络的数据共享。设备之间应实现进一步的互联互通，促进采用系统级的运行控制策略。

设备操作宜采用程序化操作。

## 6 设备层功能要求

### 6.1 电力功能元件

电力功能元件应具有高可靠性，尽可能免维护。应留有与智能综合组件的接口。宜留有安装智能综合组件的空间。

高压设备外绝缘应选择采用复合化材料。

### 6.2 智能综合组件

#### 6.2.1 基本功能要求

- a) 数据采集数字化。
- b) 采集与控制系统应就地设置，就地安装时应适应现场恶劣电磁、温度、湿度、沙尘、振动等运行环境要求。
- c) 应具备异常时钟信息的识别防误功能。
- d) 应具有完备的自诊断、自恢复功能，相关信息能以网络方式输出。
- e) 应具备即插即用功能。
- f) 宜有标准化的物理结构及接口。
- g) 一台设备只对应一个状态监测单元智能组件，不同检测功能模块宜集成到一个统一的硬件平台上。硬件集成方案宜尽量统一设计。
- h) 对于故障模式、影响分析、风险预报等功能可分期实现。
- i) 110kV 及以下电压等级宜配置测控保护一体化设备。

#### 6.2.2 测量单元

- a) 宜采用高精度数据采集技术，用全数据或不小于 16 位的数据长度表示。
- b) 应实现统一断面实时数据的同步采集，提供带绝对精确时标的电网数据，供站内外各种应用软件使用。
- c) 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，进行统一采集及标准化。

#### 6.2.3 控制单元

- a) 应具有全站逻辑闭锁功能。
- b) 应具有选择-返校-执行功能。
- c) 应具有同期电压选择功能。
- d) 应具有本间隔程序化操作功能。
- e) 遥控回路宜采用两级开放方式抗干扰。

#### 6.2.4 保护单元

- a) 应遵守继电保护的基本原则，满足 DL/T 769 等相关保护的标准要求。
- b) 可基于网络通信方式接入电流电压等数值和输出控制信号，信号的输入及输出环节的故障不应影响保护的動作行为。
- c) 保护不应依赖于外部对时系统实现其保护功能。
- d) 双重化配置的保护系统，应分别独立接入双重化输入信息和反馈双重化输出信息。
- e) 当采用电子互感器时，应针对电子互感器特点优化相关保护算法、提高保护动作性能。
- f) 线路保护宜支持一端为电子式互感器另一端为常规互感器的配置形式。
- g) 应具备对保护系统各环节进行状态在线监测、报警的手段。
- h) 应充分考虑网络延时，确保保护功能及性能要求。
- i) 应具备调试试验的装置和工具，具备较完整模拟电力系统动态过程下信息流仿真输出的功能。

#### 6.2.5 状态监测单元

- a) 应逐步扩展设备的自诊断范围，提高自诊断的准确性和时效性。
- b) 应具有通过传感器自动采集设备状态信息（可采集部分）的能力，同时应具有从生产管理系统（PMS）自动复制宿主设备其它状态信息的能力，包括指纹信息、家族缺陷信息、现场试验信息等。
- c) 在不影响测量和可靠性的前提下，宜采用外置型传感器，确需内置的，仅内置最必要部分。不论内置或外置，传感器的接入不应影响宿主一次设备的安全运行。

#### 6.2.6 计量单元

- a) 应能准确的计量电能量，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) 应具有分时段电能量自动采集、处理、传输、存储等功能，并能可靠的接入网络。
- c) 应根据重要性对某些部件采用双设备以提高冗余度。
- d) 计量用互感器的选择配置及精度要求应符合 DL/T 448 的规定。
- e) 电能表应具有可靠的数字量输入接口或模拟量输入接口，用于接收合并单元输出的信号。合并单元应具有参数设置的硬件防护功能，其精度要求应能满足计量的需要。
- f) 宜针对不同计量单元特点制定各方认可的检定规程。

#### 6.2.7 通信单元

- a) 宜采用完全自描述的方法实现站内信息与模型的便捷交换。
- 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，有优先传送功能，并计算和控制流量，满足在全站电力系统故障时保护与控制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，保证信息通信安全。
- e) 宜采用非 MMS 映射进行通信。

### 7 系统层功能要求

#### 7.1 基本功能要求

##### 7.1.1 统一信息平台

宜建立站内全景数据的统一信息平台，供系统层各子系统统一数据标准化规范化存取访问及向调度系统上送。

##### 7.1.2 程序化操作

满足无人值班及区域监控中心站管理模式的要求。

可接收执行监控中心、调度中心和当地后台系统发出的控制指令，经安全校核正确后自动完成相关运行方式变化要求的设备控制。

应具备自动生成不同的主接线和不同的运行方式下的典型操作流程的功能。

应具备急停功能。

可配备直观图形图像界面，在站内和远端实现可视化操作。

##### 7.1.3 站内状态估计