

# 中华人民共和国国家标准

GB/T 30155—2013

## 智能变电站技术导则

Technical guide for smart substation

2013-12-17 发布

2014-08-01 实施



中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局  
中国国家标准化管理委员会

发布

目 次

前言 ..... III

引言 ..... IV

1 范围 ..... 1

2 规范性引用文件 ..... 1

3 术语和定义、缩略语..... 1

4 总则 ..... 3

5 体系架构 ..... 3

6 主要设备及功能要求 ..... 4

7 设计 ..... 9

8 检测..... 10

9 调试..... 10

10 运行维护 ..... 10

附录 A（资料性附录） 智能变电站通信网络和系统基本架构示意图 ..... 12

## 前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由中国电力企业联合会提出并归口。

本标准负责起草单位：国家电网公司。

本标准参加起草单位：中国电力科学研究院、国网电力科学研究院、中国电力工程顾问集团公司、中国南方电网有限责任公司、江苏省电力设计院、南方电网科学研究院有限责任公司、清华大学、许继集团有限公司、北京四方继保自动化股份有限公司。

本标准主要起草人：沈江、刘有为、黄国方、倪益民、周泽昕、李震宇、陈志蓉、骆洁艺、苏麟、董新洲、易永辉、任雁铭、肖燕、曹团结、许婧、李亚楼、林繁涛、李娟、赵颖科、白静芬、张艳、杨威、梁潇、张朝阳、张海滨、陈硕、白钟、赵燕茹。

GB/T 30155—2013

## 引 言

智能变电站作为智能电网的重要环节，在我国已经有试点建设的经验，对智能变电站应该具有的技术特征及基本技术要求有了较为成熟的认识，为了更好地引导智能变电站的技术方向，促进智能变电站设备与系统的研制，推动智能变电站的规范设计和建设，特制定本标准。

目前智能变电站尚无国际标准。本标准既立足于当前智能变电站建设的技术现状，又充分考虑了技术发展的趋势。

本标准编写过程中，广泛征求了调度、生产、基建、设计、科研、设备制造及相关标准化委员会等多方面意见，吸收了国内外智能电网研究的最新成果。

## 智能变电站技术导则

### 1 范围

本标准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、体系架构和功能要求，对智能变电站的设备、检测、设计、调试、运行维护等环节做出了规定。

本标准适用于 110(66)kV~750 kV 电压等级智能变电站。

### 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 1094(所有部分) 电力变压器
- GB 1984 高压交流断路器
- GB 1985 高压交流隔离开关和接地开关
- 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 7674 额定电压 72.5 kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备
- GB/T 11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 20840(所有部分) 互感器
- GB/T 25931 网络测量和控制系统的精确时钟同步协议
- DL/T 282 合并单元技术条件
- DL/T 478 继电保护和安全自动装置通用技术条件
- DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-101 网络访问
- DL/T 663 220 kV~500 kV 电力系统故障动态记录装置检测要求
- DL/T 860 (所有部分) 变电站通信网络和系统
- DL/T 890 (所有部分) 能量管理系统应用程序接口(EMS-API)
- DL/T 1092 电力系统安全稳定控制系统通用技术条件
- DL/T 1100 (所有部分) 电力系统的时间同步系统

### 3 术语和定义、缩略语

#### 3.1 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 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

## GB/T 30155—2013

### 3.1.1

#### 智能变电站 smart substation

采用可靠、经济、集成、节能、环保的设备与设计,以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化、系统功能集成化、结构设计紧凑化、高压设备智能化和运行状态可视化等为基本要求,能够支持电网实时在线分析和控制决策,进而提高整个电网运行可靠性及经济性的变电站。

### 3.1.2

#### 智能高压设备 smart high voltage equipment

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等技术特征的高压设备,由高压设备本体、集成于高压设备本体的传感器和智能组件组成。

### 3.1.3

#### 智能组件 intelligent component

智能高压设备的组成部分,由高压设备本体的测量、控制、监测、保护(非电量)、计量等全部或部分智能电子装置(IED)集合而成,通过电缆或光缆与高压设备本体的传感器或/和控制机构连接成一个有机整体,实现和/或支持对高压设备本体或部件的智能控制,并对其运行可靠性、控制可靠性及负载能力进行实时评估,支持电网的优化运行和高压设备的状态检修。通常运行于高压设备本体近旁。

### 3.1.4

#### 电测量信息 electrical measurement

电网各测点电压、电流、频率等测量信息,包括稳态、动态和暂态。

### 3.1.5

#### 设备状态信息 equipment status

电网设备的运行状态、控制状态和负载能力状态的监测或/和评估信息。

### 3.1.6

#### 广域态势感知 wide area situation awareness

基于广域电测量信息及设备状态信息,实时评估电网状态,并对变化趋势做出预测,以支持电网的实时控制。

### 3.1.7

#### 顺序控制 sequence control

一种系列相关控制指令的处理方式,即按照一定时序及闭锁逻辑,自动逐条发出、逐条确认被正确执行,直至执行完成全部控制指令。

### 3.1.8

#### 站域保护控制 substation protection and control

基于实时的本站和/或相关站的电测量信息及设备状态信息,实现面向变电站及电网安全的保护控制。

### 3.1.9

#### 选相位操作 point-on-wave switching

通过对操作指令的恰当延时,使断路器在期望的相位完成分闸或合闸操作。

### 3.1.10

#### 数据通信网关机 communication gateway

一种通信装置,实现智能变电站与调度(调控)中心、生产管理等主站系统之间的通信,为实现智能变电站监视控制、信息查询和远程浏览等功能提供数据、模型和图形等传输服务。

### 3.1.11

#### 综合应用服务器 comprehensive application server

集合站用电源、安全警卫、消防、环境监测、状态监测等监控或监测信息,实现对站用电源、辅助设

施、输电线路及高压设备等的运行监视、控制与管理。

### 3.2 缩略语

DoS——拒绝服务(Denial of Service)

GPS——全球卫星定位系统(Global Position System)

IED——智能电子装置(Intelligent Electronic Device)

IRIG-B——美国靶场仪器组 B 型码(Inter-Range Instrumentation Group-B)

SCD——全站系统配置文件(Substation Configuration Description)

SNTP——简单网络时间协议(Simple Network Time Protocol)

UPS——不间断电源(Uninterrupted Power Supply)

## 4 总则

4.1 应具有高的运行可靠性和长期运行的经济性。

4.2 应优先采用节能、环保、集成、紧凑的设备和设计。

4.3 应符合易扩展、易升级、易改造、易维护的工业化应用要求。

4.4 应遵循 DL/T 860 建立全站统一的通信网络，应遵循网络专用、横向隔离、纵向认证的原则，对不同类型的信息进行安全分区，以保障信息安全。

4.5 应具有全站信息数字化、信息共享标准化、通信平台网络化、系统功能集成化、结构设计紧凑化、高压设备智能化和运行状态可视化等技术特征。

4.6 应支持与相关变电站、输电线路、发电厂、大用户(含大型充电站)之间的信息互动；支持风能、太阳能等可再生能源接入。

4.7 宜对站域电测量信息及设备状态信息进行统一管理和展示，通过对站域信息的综合分析，辨识基础数据品质，提升辅助决策能力。

4.8 继电保护应满足选择性、速动性、灵敏性和可靠性的要求，适应智能电网技术及设备的发展要求。

4.9 本标准未述及的部分，执行常规变电站的相关技术标准，如有与本标准要求不一致的部分，应优先采用本标准。

## 5 体系架构

### 5.1 体系分层

5.1.1 智能变电站由智能高压设备、继电保护及安全自动装置(包括站域保护控制装置)、监控系统、网络通信系统、站用时间同步系统、电力系统动态记录装置、计量系统、电能质量监测系统、站用电源系统及辅助设施等设备或系统组成(参见附录 A)。

5.1.2 遵循 DL/T 860，智能变电站的通信网络和系统按逻辑功能划分为三层：过程层、间隔层和站控层。各逻辑功能由相关物理设备实现，单一物理设备可以实现多个逻辑功能。

5.1.3 站控层设备主要包括监控主机、数据库服务器、综合应用服务器、数据通信网关机等，完成数据采集、数据处理、状态监视、设备控制和运行管理等功能。

5.1.4 间隔层设备主要包括测控装置、继电保护装置、计量表计、智能高压设备的监测主 IED 等，实现或支持实现测量、控制、保护、计量、监测等功能。

5.1.5 过程层设备主要包括智能电力变压器、智能高压开关设备、互感器等高压设备，支持或实现电测量信息和设备状态信息的实时采集和传送，接受并执行各种操作与控制指令。

## GB/T 30155—2013

### 5.2 通信网络架构

智能变电站通信网络宜采用工作可靠、结构简单、易于维护的架构, 满足实时性和可靠性要求, 必要时可采用双网冗余方式。

### 5.3 信息安全分区

遵循 4.4 的原则, 站控层网络应划分为安全Ⅰ区和安全Ⅱ区, 安全Ⅰ区与安全Ⅱ区之间的通信应通过防火墙隔离; 安全Ⅰ区、安全Ⅱ区与调度(调控)中心之间的通信应通过纵向加密认证装置; 安全Ⅱ区与安全Ⅲ/Ⅳ区的设备或系统通信时应通过正向和反向隔离装置<sup>1)</sup>。

## 6 主要设备及功能要求

### 6.1 智能高压设备

#### 6.1.1 基本要求

应符合常规高压设备的技术标准要求, 根据工程实际需求, 实现下列全部或部分智能化功能:

- a) 数字测量: 需要测量的全部参量应实现数字化测量和传输。
- b) 网络控制: 受控部件实现基于站内通信网络的控制, 包括远方控制、多台智能高压设备受控部件之间的主从或协调控制等。
- c) 状态评估: 基于集成于高压设备本体的传感器, 由相关 IED 采集传感器的感知信息, 并宜就地进行高压设备本体运行状态、控制状态及负载能力状态的分析评估, 并形成能够支持电网运行控制的实时评估结果, 同时支持高压设备的状态检修。
- d) 信息互动: 智能组件内各 IED 之间通过通信网络实现信息共享; 智能组件通过通信网络上报评估结果及格式化的监测数据、接收控制指令、反馈控制状态等。

#### 6.1.2 智能电力变压器

应遵循 GB 1094 等电力变压器标准, 并满足以下要求:

- a) 智能电力变压器应遵循 6.1.1 的原则, 通过集成于电力变压器的传感器, 由智能组件实现其智能化功能, 参见图 A.2, 具体要求如下:
  - 应实现冷却装置(非自冷型)的网络控制及自主智能控制, 可支持网络控制;
  - 应实现有载分接开关的网络控制, 支持自主恒压控制和智能主从控制等, 同时实现过压闭锁、欠压闭锁、过流闭锁、高油黏稠度闭锁等智能化功能;
  - 可实现常规接点信息的连续监测, 包括油面温度、底层油温、油位、油压等;
  - 宜集成非电量保护功能;
  - 可对铁心接地电流、油中溶解气体、绕组温度、局部放电、高压套管电容量、冷却装置运行状态、有载分接开关运行状态等部分或全部进行实时监测。
- b) 应与配置的传感器进行一体化设计; 如集成电子式互感器, 宜与电子式互感器进行一体化设计。

#### 6.1.3 智能高压开关设备

应遵循 GB 1984、GB 1985、GB 7674、GB/T 11022 等高压开关设备(含气体绝缘金属封闭开关设

1) 详见国家电力监管委员会相关文件。

备)标准并满足如下要求:

- a) 智能高压开关设备应遵循 6.1.1 的原则,通过集成于高压开关设备的传感器,由智能组件实现其智能化功能,参见图 A.2,具体要求如下:
  - 应实现分、合闸操作的网络控制;如有要求,应同时支持继电保护装置的直接跳闸;
  - 应支持顺序控制、智能联锁等功能;
  - 宜实现各气室压力、温度等气体状态参量的连续测量;
  - 可配置选相位操作功能;
  - 可选择对机械状态(根据工程要求确定监测参量)、局部放电等进行实时监测。
- b) 应与配置的传感器进行一体化设计;如集成电子式互感器,宜与电子式互感器进行一体化设计。

#### 6.1.4 无功补偿设备

应遵循无功补偿设备相关标准,并满足以下要求:

- 应实现网络化控制;
- 应支持恒定电压控制、或/和恒定无功控制、或/和恒定功率因数控制等自主智能控制模式;
- 应具备装置的自我保护功能;
- 宜实现关键部件运行状态的实时监测。

#### 6.2 电子式互感器

应遵循 GB/T 20840,并满足如下要求:

- a) 输出应与配套的合并单元的输入相匹配。
- b) 宜集成于其他高压设备,但也可以是独立设备。

#### 6.3 合并单元

应遵循 DL/T 282,并满足以下要求:

- a) 输入特性应与配套的互感器输出特性相匹配。
- b) 输出特性应满足保护、监控、电能计量、电能质量监测、电力系统动态记录及相量测量等应用要求。贸易结算点电能表可配置独立的合并单元以满足管理要求。
- c) 应符合 6.9c) 的要求。

#### 6.4 继电保护及安全自动装置

应遵循 GB/T 14285、DL/T 478、DL/T 1092 等相关标准,并优先满足以下要求:

- a) 应针对互感器或/和合并单元的输出特性,优化相关继电保护和稳定控制的有关算法,提高继电保护装置及安全自动装置的性能。
- b) 差动保护应考虑各侧互感器特性的差异,支持不同类型互感器的接入方式。
- c) 应适应风电、太阳能等可再生能源接入后可能出现的特殊工况。
- d) 应具备自检及自诊断功能。
- e) 应符合 6.9 c) 的要求。
- f) 继电保护装置双重化配置时,输入、输出及供电电源各环节应独立。
- g) 宜将采集信息、控制对象相同的不同保护功能进行集成。
- h) 面向单个设备的继电保护装置宜采用就地化布置方式。

#### 6.5 站域保护控制装置

6.5.1 基于站域及相关站的电测量信息,实现部分安全自动装置的功能,包括(但不限于)备自投、低频

## GB/T 30155—2013

减载、低压减载、过负荷联切和后备保护等。

6.5.2 应支持与相关变电站间的协调控制，实现面向区域电网安全与稳定的保护控制功能。

6.5.3 宜支持不同运行方式下保护控制策略的自适应功能。

## 6.6 监控系统

### 6.6.1 基本要求

由站监控主机、综合应用服务器、数据通信网关机、测控装置等组成，在智能组件、继电保护装置及安全自动装置等支持下实现保护信息子站及 6.6.2～6.6.8 所述功能。

### 6.6.2 数据采集

准确级及实时性符合应用要求，同时要求：

- a) 应实现对全站电测量信息、设备状态信息的采集。
- b) 对有精确时标和同步要求的电测量信息，应实现统一时间断面的实时同步采集。
- c) 根据需要，可支持电网广域态势感知的信息需求。

### 6.6.3 运行监视

应实现对电测量信息、设备状态信息的实时监视，并满足以下要求：

- a) 应支持调度(调控)中心远方浏览变电站运行状态。
- b) 宜支持设备控制、电网运行故障与视频监控联动。
- c) 宜采用可视化技术对运行监视内容进行统一展示。

### 6.6.4 操作与控制

应实现站内设备就地和远方的操作与控制，包括站内操作、调度控制、自动控制(顺序控制、无功优化控制、负荷优化控制)、正常或紧急状态下的开关设备控制等，并满足以下要求：

- a) 对于所有操作，应实现电气防误闭锁操作功能，自动生成符合操作规范的操作票。
- b) 可配备直观图形界面，在站内和远方实现可视化操作。

### 6.6.5 智能告警

宜具智能告警功能，包括：

- a) 对全站预警(warning)与告警(alarm)信息进行实时在线甄别和推理，建立统一的预警与告警逻辑，可根据需求上报分层、分类的预警与告警信息。
- b) 对预警与告警给出处理指导意见。

### 6.6.6 故障分析

宜具有故障分析功能，包括：

- a) 在电网事故、保护动作、设备或装置故障、异常报警等情况下，宜具有通过对站内事件属性与时序、电测量信息等的综合分析，实现故障类型识别和故障原因分析。
- b) 宜实现单事件推理、关联多事件推理、故障推理等智能分析决策功能。
- c) 宜具备可视化的故障反演功能。

### 6.6.7 源端维护

宜具有源端维护功能，包括：

- a) 利用配置工具，统一进行信息建模及维护，生成标准配置文件，支持 DL/T 860 模型到

DL/T 890 模型的转换。

- b) 主接线图和分画面图形文件应以标准图形格式上报调度(调控)中心。
- c) 具备模型合法性校验功能,包括站控层与间隔层装置的模型一致性校验、站控层 SCD 模型的完整性校验,支持离线和在线校验方式。

#### 6.6.8 数据辨识

宜具有数据辨识功能,包括:

- a) 基于站内电测量信息的冗余及关联性,对不良数据进行辨识与处理,提升基础数据的品质。
- b) 支持调度(调控)中心对电网状态估计的应用需求。

#### 6.7 数据通信网关机

6.7.1 应根据信息安全分区方案灵活配置,以满足安全防护要求。

6.7.2 应满足与调度(调控)中心的信息交互要求,支持调度(调控)中心对智能变电站进行实时监控、远程浏览及顺序控制等功能,支持调度(调控)中心采集实时电测量信息及设备状态信息以实现电网广域态势感知等功能。

6.7.3 应满足与生产管理系统的信息交互要求,支持智能变电站将设备状态信息报送至生产管理系统,以支持设备状态检修。

#### 6.8 网络通信系统

##### 6.8.1 站内通信

满足变电站各设备间的信息交互需求,同时要求:

- a) 应具有网络数据分级、流量控制及优先传送功能,满足全站设备正常运行的需求。
- b) 应具备网络风暴抑制功能,网络设备局部故障不应导致网络全局通信异常。
- c) 宜实现全站测量、控制、计量、监测、保护基于统一的站内通信网络。
- d) 宜具备 DoS 防御能力和防止病毒传播的能力。
- e) 应具备方便的配置工具进行网络配置、监视、维护。
- f) 应具备对网络所有节点的工况监视与报警功能。

##### 6.8.2 站对外通信

站内各设备和系统与相关主站的通信应根据数据的安全分区原则分别选择专属通道传输数据。与调度(调控)中心信息交互宜遵循 DL/T 634.5104、DL/T 860 等协议。

##### 6.8.3 接入网络的设备

接入变电站通信网络的设备,应满足以下要求:

- a) 应基于自描述技术实现站内信息与模型的在线交换。
- b) 应具备对报文丢包及数据完整性甄别的功能。

#### 6.9 站用时间同步系统

应遵循 DL/T 1100,并满足下列要求:

- a) 站用时间同步系统应能接收北斗和 GPS 授时信号(优先采用北斗),实现时间同步,两种授时互为备用,同时具有守时功能,条件具备时也可采用地面授时时钟的授时信号。
- b) 站用时间同步系统为全站 IED 和系统进行授时,实现全站时间同步,授时精度满足各 IED 和

## GB/T 30155—2013

系统的要求。

- c) 站用时间同步系统应支持 IRIG-B、SNTP、GB/T 25931 等一种或多种对时方式, IED 和系统至少支持其中一种。

### 6.10 电力系统动态记录装置

应遵循 DL/T 663, 并满足以下要求:

- a) 应记录系统电压、电流及开关设备状态信息; 记录继电保护装置、安全自动装置的动作信息等。
- b) 应支持基于站内通信网络或/和点对点等多种采样方式。
- c) 应具有记录数据在线转存及离线状态下对所记录的动态过程进行反演与辅助分析的功能; 具有对无效数据的甄别功能。
- d) 应支持调度(调控)中心远程调阅及综合故障分析等功能。
- e) 应符合 6.9 c) 的要求。

### 6.11 网络报文记录仪

应对站内网络通信中的报文进行监视、记录, 并满足如下要求:

- a) 出现的异常进行告警。
- b) 应具有对记录的网络报文进行在线转存及离线状态下对网络报文过程进行反演及分析的功能。
- c) 应符合 6.9 c) 的要求。

### 6.12 计量系统

通常由电能量采集终端和若干电能表等组成, 在遵循计量设备相关标准的同时满足以下要求:

- a) 贸易结算点计量应采用独立电能表。电能表应具备数字量输入接口, 应支持基于网络通信的采样方式, 接收合并单元的采样值。
- b) 非贸易结算点计量可采用独立的电能表, 也可以由测控装置等实现电能表的功能。
- c) 电能表宜具备谐波功率计量功能; 宜支持分时区和时段计量、支持本地及远方对时区和时段设定等功能。
- d) 非贸易结算点计量的各环节, 包括互感器、合并单元、电能表及整个计量系统, 应符合非贸易结算点计量的准确级要求和运行管理要求。
- e) 对于重要的贸易结算点, 宜配置主、副 2 套电能表; 主、副电能表应分别从双重化配置的合并单元接收采样值。
- f) 计量数据应通过站内通信网络向电能量采集终端报送。
- g) 计量系统应符合保密性、安全性要求。
- h) 应符合 6.9 c) 的要求。

### 6.13 电能质量监测系统

根据需要, 可配置电能质量监测系统。电能质量监测系统由若干电能质量监测装置和综合应用服务器的相关功能模块组成, 电能质量监测装置应遵循 GB/T 19862, 并满足以下要求:

- a) 应接收合并单元的采样值(优先接收采样速率高的合并单元采样值), 通过站内通信网络向综合应用服务器报送电能质量监测数据。
- b) 应有定时段统计电能质量指标和电能质量事件告警的功能。
- c) 电能质量监测各个环节, 包括互感器、合并单元、电能质量监测装置及整个电能质量监测系统, 均应满足电能质量监测的相关技术要求。

- d) 应符合 6.9 c) 的要求。
- e) 宜具有在线进行干扰源辨识的功能。

## 6.14 站用电源系统

6.14.1 应对全站直流、交流、逆变、UPS、通信等电源进行统一设计、统一配置。

6.14.2 应对站用电源系统进行统一监视, 监视信息宜按标准数据模型通过站用电源接口报送至综合应用服务器。

## 6.15 辅助设施

### 6.15.1 视频监控

站内宜配置视频监控子系统, 并满足以下要求:

- a) 可上传图像或/和视频信息。
- b) 应接入综合应用服务器, 在设备操控、事故处理时能与监控系统、安全警卫子系统协同联动。
- c) 对重要枢纽变电站, 可具备视频巡视功能。

### 6.15.2 安全警卫

应配置红外对射或电子围栏、门禁等安全警卫设施, 并满足以下要求:

- a) 安全警卫信息宜按标准数据模型报送至综合应用服务器。
- b) 宜有与应急指挥信息系统进行通信的接口。
- c) 宜配备语音广播设施, 实现设备区域人员与控制中心的语音交流, 非法入侵时能广播告警。

### 6.15.3 消防

应配置火灾报警及消防子系统, 告警信号、监测数据宜按标准数据模型报送至综合应用服务器。

### 6.15.4 环境监测

应监测环境温度和湿度等; 有充 SF<sub>6</sub> 气体设备的室内还应监测 SF<sub>6</sub> 气体含量, 监测信息宜按标准数据模型报送至综合应用服务器。

## 6.16 节能环保

站用电源可采用或部分采用太阳能、风能等清洁能源; 站内照明宜采用高效节能光源。站内建筑宜按绿色建筑标准设计, 空调、风机、加热器应实现节能运行。

## 7 设计

7.1 总体应按第 4 章、第 5 章要求进行设计。

7.2 在符合可靠性、可维修性原则的前提下, 可整合功能, 优化配置, 提高设备或/和系统集成度, 减少变电站占地面积和建筑面积。

7.3 宜进行电气设备和土建接口的标准化设计, 实现变电站装配式施工, 缩短建设周期。

7.4 宜采用新型节能环保材料和高能效技术, 实现资源节约、环境友好。

7.5 应考虑运行检修、改扩建、调试的便利性和安全性要求。

7.6 对于暂不具备条件实现的功能应用, 应预留扩展或升级的接口。

7.7 设计工具应支持基于模型文件生成全站配置文件的功能, 满足可视化要求; 图纸和配置文件可在

## GB/T 30155—2013

后续生产、调试、运行各环节中直接使用。

## 8 检测

### 8.1 设备检测

8.1.1 用于变电站的所有设备或可独立检测的设备部件均应进行检测。

8.1.2 检测应依据标准或供、需双方合同约定由具有检测资质的机构执行；型式试验的检测项目应包括功能检测或/和性能检测及环境耐受能力检测等，检测结果应符合相关标准或合同约定要求。

### 8.2 系统检测

8.2.1 若某项功能由一个以上物理设备组成的系统实现，则应在完成设备检测的基础上进行系统级检测，如智能高压设备、计量系统等。

8.2.2 检测应依据标准或供、需双方合同约定由具有检测资质的机构执行。

8.2.3 检测应遍历各种工况，检测结果应符合相关标准或合同约定要求。

## 9 调试

### 9.1 集成联调

在具备条件或需方有要求时，可在工厂或第三方进行联调，按工程实际配置对二次设备或/和系统（宜含第一次设备的智能组件）进行集成联调，检验其功能和性能的符合性。

### 9.2 现场调试

调试前，应按相关标准及第6章的要求编制调试大纲，优化调试流程，按设备、全站、站与站外系统的顺序进行调试。调试内容应包括功能测试和性能测试。调试应包括正常工况和异常工况，对于改、扩建工程，调试前需要做好安全防护措施。

### 9.3 调试工具

应配置面向测量、控制、监测、保护、计量等功能的调试工具。建立面向全站或局部的调试环境，以检验其行为的正确性。

## 10 运行维护

### 10.1 运行管理

10.1.1 应支持保护定值管理，包括接收定值整定单，对保护定值进行校核等。

10.1.2 应支持源端维护和模型校核功能，并建立站内设备基础信息，为站内其他应用提供基础数据。

10.1.3 运行维护权限管理应区分设备的使用权限和操作权限。

### 10.2 例行巡检

可利用视频监控系统及其他智能巡检装置等对变电站进行例行巡检。

### 10.3 定期维修

对于需要定期保养或维修的设备和/或系统，应定期进行保养和维修；对于有准确度等级要求的设

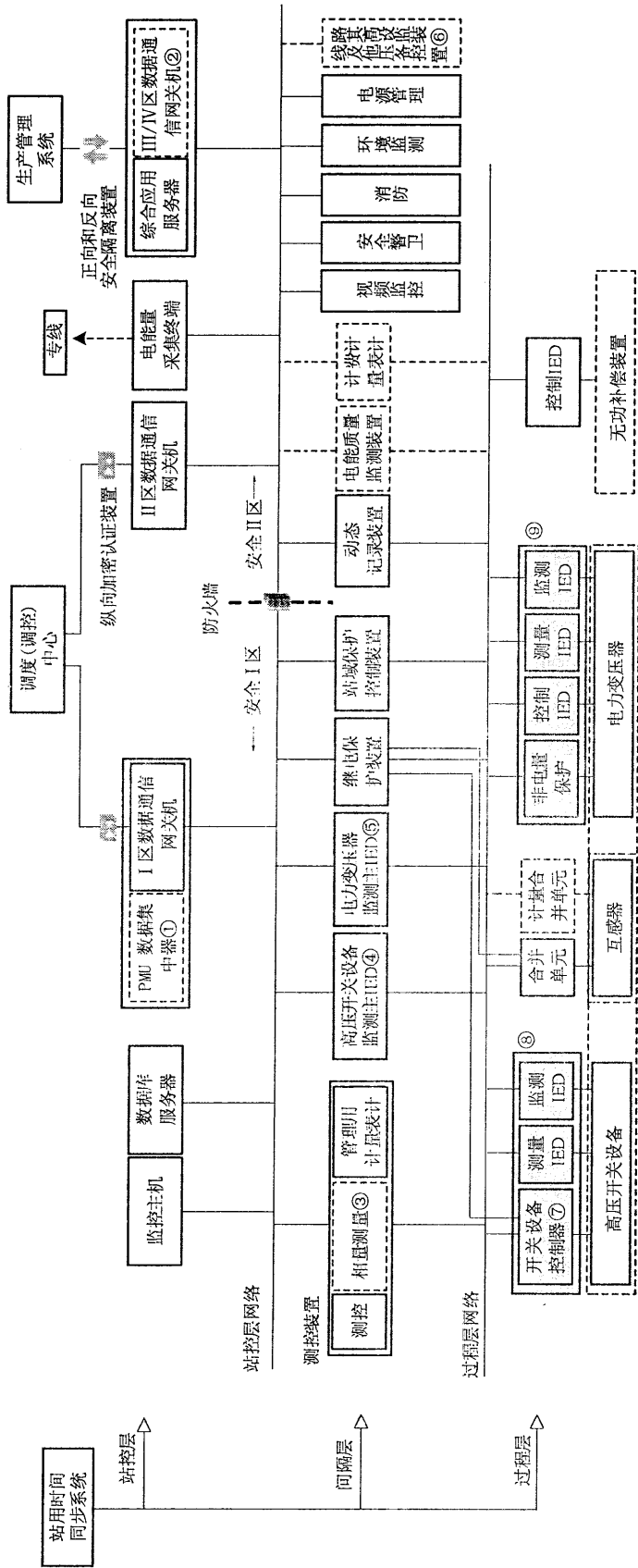
备或/和系统，应定期进行准确度等级校验。

#### 10.4 状态检修

10.4.1 根据智能告警信息，及时排查告警原因，必要时进行带电检测；对告警原因不明且不能在线确认状态的设备和/或系统，可适时提出停电检修建议。

10.4.2 根据智能高压设备报送的预警或告警信息，以及格式化的监测数据，结合带电检测、不良工况及家族缺陷记录等，提出检修建议，统筹安排停电检修。

附录 A  
(资料性附录)  
智能变电站通信网络和系统基本架构示意图



说明：

虚线框——表示此 IED 为可选；其中，变压器、开关设备配置有监测 IED 时，应配置监测主 IED；

①——可为独立装置，也可以集成于 I 区网关机；

②——可为独立装置，也可与综合应用服务器合并；

③——可为独立装置，也可以集成于测控装置；

④——为高压开关设备智能组件的一部分；

⑤——为电力变压器智能组件的一部分，根据调度(调控)中心需要，可接入 I 区或 II 区；

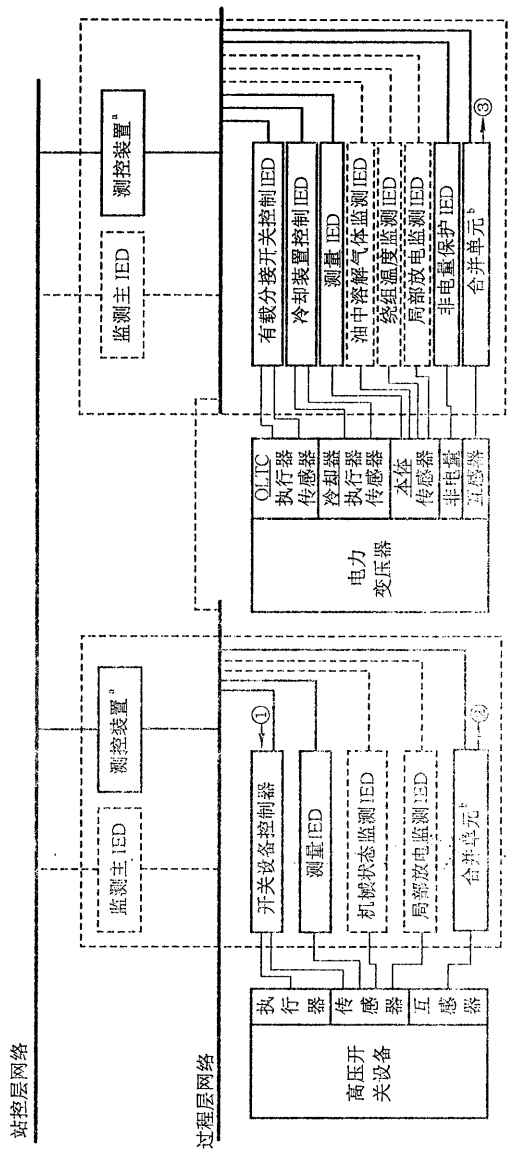
⑥——输电线路及其他高压设备监测信息的接入(如有)；

⑦——也称智能终端，用于实现高压开关设备的网络化控制，需要时可支持选相位操作；

⑧——高压开关设备智能组件；

⑨——电力变压器智能组件。

图 A.1 智能变电站通信网络和系统架构示意图



b) 电力变压器智能组件

a) 高压开关设备智能组件

说明：

- 监测主 IED —— 集合智能组件内所有其他相关 IED 信息,实现 6.1.1.c) 的功能;
- 测量 IED —— 测量有关高压设备运行状态的参量;
- 监测 IED —— 监测有关高压设备可靠性状态的参量;
- 控制 IED —— 实现对高压设备(部件)的网络化控制或/和智能控制;
- ① —— 自相关继电保护装置;
- ② ③ —— 至相关继电保护装置;
- 虚线框 —— 表示可选配,当至少有一个监测 IED 时应配置监测主 IED;
- 根据调度(调控)系统的需要,监测主 IED 可以接入 I 区或 II 区。

\* 可集成于智能组件。

b 可集成于智能组件;如高压设备集成了电子式互感器的传感器,则合并单元宜集成于智能组件。

图 A.2 电力变压器、高压开关设备智能组件示意图

中 华 人 民 共 和 国  
国 家 标 准  
智能变电站技术导则  
GB/T 30155—2013

\*

中国标准出版社出版发行  
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)  
北京市西城区三里河北街16号(100045)  
网址 www.spc.net.cn  
总编室:(010)64275323 发行中心:(010)51780235  
读者服务部:(010)68523946  
中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷  
各地新华书店经销

\*

开本 880×1230 1/16 印张 1.25 字数 28 千字  
2014年5月第一版 2014年5月第一次印刷

\*

书号：155066·1-49047 定价 21.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换  
版权专有 侵权必究  
举报电话:(010)68510107



GB/T 30155-2013